

А.Н.Янин

**ПРОБЛЕМЫ РАЗРАБОТКИ
НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ
ЗАПАДНОЙ СИБИРИ**

Тюмень 2010

Для ознакомления. Номера страниц не соответствуют официальной версии.

УДК 622.276

ББК _____

Я _____

Янин А.Н. Проблемы разработки нефтяных месторождений Западной Сибири. Тюмень–Курган, ГИП предприятие “Зауралье”, 2010 – _____ с.

ISBN _____

В книге подробно исследованы вопросы совершенствования разработки крупных многопластовых нефтяных месторождений региона.

Проведен анализ эффективности гидродинамических методов регулирования процесса разработки месторождений нефти Западной Сибири.

Изучен вопрос о влиянии плотности сетки скважин на конечную нефтеотдачу монолитных и прерывистых продуктивных пластов.

Обобщены материалы, отражающие опыт разработки некоторых уникальных и крупных месторождений Тюменской области.

Исследованы вопросы повышения степени изученности геологического строения залежей нефти, в т.ч. и с применением высокоразрешающей трехмерной сейсморазведки.

Приведены материалы по изучению фазовых явлений при вытеснении нефти водой в однородном пласте по промысловым данным.

Дан анализ некоторых методов интенсификации разработки сложнопостроенных нефтеносных объектов: гидроразрыв пласта, потокорегулирование в нефтяных залежах и др.

Рассмотрены экономические аспекты оценки эффективности освоения нефтяных месторождений Западной Сибири и направления повышения качества составления проектных документов на разработку месторождений.

Дан анализ исторических этапов и прогноз нефтедобычи по России и ХМАО-Югре на перспективу до 2015-2020 гг.

Книга адресована специалистам по разработке нефтяных месторождений, научным работникам, студентам университетов.

Илл. – _____, табл. – _____, библиогр. – _____ назв.

ISBN _____

Рецензент:

Ю.Е.Батурин – доктор технических наук, профессор, академик РАЕН, директор Тюменского отделения СургутНИПИнефть.

2503010400 – _____

Я _____ без объявления

2010

© А.Н.Янин, 2010

© ГИП “Зауралье”, 2010

Содержание

| | |
|---|--|
| Введение | |
| Глава 1. Исследование процессов разработки многопластовых нефтяных месторождений | |
| 1.1. <i>Янин А.Н.</i> Обоснование выделения эксплуатационных объектов на многопластовых нефтяных месторождениях Западной Сибири | |
| 1.2. <i>Ефремов Е.П., Янин А.Н., Халимов Э.М.</i> Влияние совместной разработки на конечную нефтеотдачу многопластовых объектов . | |
| 1.3. <i>Янин А.Н.</i> Исследование коэффициента безводной нефтеотдачи многопластовых объектов | |
| 1.4. <i>Янин А.Н.</i> Об энергетических условиях эксплуатации добывающих скважин, вскрывших многопластовый объект | |
| 1.5. <i>Баишев Б.Т., Янин А.Н.</i> Исследование особенностей совместной разработки пластов, обладающих близкими геолого-физическими характеристиками | |
| 1.6. <i>Янин А.Н., Баишев Б.Т.</i> Исследование причин различной производительности пластов при совместной их разработке | |
| 1.7. <i>Янин А.Н.</i> Связь между толщиной пласта и дебитом нефти новых скважин | |
| 1.8. <i>Янин А.Н.</i> О методиках распределения дебитов и приемистости по пластам при совместной их эксплуатации в скважинах | |
| 1.9. <i>Янин А.Н.</i> Об одном методе выделения эксплуатационных объектов на многопластовых нефтяных месторождения | |
| 1.10. <i>Янин А.Н., Янин Ал.Н.</i> Оценка целесообразности углубления сеток верхних объектов на многопластовых месторождениях Западной Сибири | |
| Глава 2. Регулирование разработки нефтяных месторождений | |
| 2.1. <i>Янин А.Н.</i> Эффективность регулирования разработки месторождения с помощью бурения уплотняющих скважин | |
| 2.2. <i>Янин А.Н., Московцев О.А., Коробовкин Р.В.</i> Дополнительное разрезание однородных высокообводненных пластов в условиях редкой сетки скважин..... | |
| 2.3. <i>Янин А.Н., Нугманова Р.А., Богатырева Е.Г.</i> Эффективность перехода к блочно-квадратной системе разработки на Мамонтовском месторождении | |
| 2.4. <i>Вашуркин А.И., Янин А.Н., Шумаев В.Н.</i> Состояние и мероприятия по улучшению разработки пласта БС ₁ левобережья Солкинской площади | |

- 2.5. Янин А.Н. Анализ эффективности методов регулирования разработки сравнительно однородных объектов на примере многопластового Усть-Балыкского месторождения)
- 2.6. Янин А.Н., Коробовкин Р.В., Московцев О.А., Туров В.А., Янин Ал.Н. Обоснование и технико-экономическая эффективность прекращения законтурной закачки воды на Усть-Балыкском месторождении
- 2.7. Янин А.Н. Анализ эффективности и оценка возможных предельных сроков бурения уплотняющих скважин по промысловым данным
- 2.8. Янин А.Н., Нугманова Р.А., Смышляева А.И. Опыт регулирования разработки на месторождениях объединения Юганскнефтегаз Главтюменнефтегаза

Глава 3. Оценка влияния плотности сетки скважин на нефтеотдачу продуктивных пластов

- 3.1. Мананов Т.Ф., Нигматуллин Р.Г., Янин А.Н., Шабловский В.Н., Рухлов В.В. Результаты разработки участка Мамонтовского месторождения по предельно плотной сетке скважин
- 3.2. Янин А.Н., Богатырева Е.Г. Оценка влияния плотности сетки скважин на конечную нефтеотдачу однородного пласта
- 3.3. Янин А.Н., Закирова Р.А. Влияние простоев добывающих скважин на нефтеотдачу прерывистых пластов
- 3.4. Янин А.Н. Оценка коэффициента нефтеизвлечения по характеристикам вытеснения (на примере участка Усть-Балыкской площади, разбуренного редкой сеткой скважин)

Глава 4. Обобщение опыта и перспективы разработки крупных и уникальных месторождений Западной Сибири

- 4.1. Янин А.Н., Нугманова Р.А. Обобщение опыта разработки уникального Мамонтовского нефтяного месторождения
- 4.2. Янин А.Н. Сопоставление показателей разработки некоторых крупнейших нефтяных месторождений Западной Сибири
- 4.3. Московцев О.А., Погонищев В.И., Долгих Г.М., Янин А.Н. Состояние и пути совершенствования разработки месторождений объединения «Юганскнефтегаз»
- 4.4. Янин А.Н. Обобщение опыта разработки крупного Усть-Балыкского нефтяного месторождения
- 4.5. Пчелинцев Ю.В., Янин А.Н., Закирова Р.А., Шлякова Т.Г. Русское месторождение – новый взгляд на перспективы освоения

Глава 5. Изучение геологического строения залежей нефти

- 5.1. *Янин А.Н.* О стабилизации среднего значения эффективной мощности пластов в ходе разбуривания первых нефтяных месторождений Западной Сибири
- 5.2. *Янин А.Н.* К установлению количества скважин, необходимого для определения средних величин геологических параметров с заданной точностью
- 5.3. *Янин А.Н., Малышева Л.В., Хусаинов В.Х., Бачин С.И., Быков В.В.* Использование данных сейсморазведки 3D – новый этап в проектировании разработки месторождений Юганского района

Глава 6. Фазовые явления при разработке нефтяных пластов и эксплуатации добывающих скважин

- 6.1. *Вашуркин А.И., Долгих М.Е., Янин А.Н.* Определение фазовых проницаемостей для воды и нефти по данным о заводнении северного участка пласта БС₁ Усть-Балыкского месторождения ..
- 6.2. *Туров В.А., Янин А.Н.* Динамика дебитов фонтанных нефтяных скважин перед их обводнением
- 6.3. *Медведев Ю.А., Янин А.Н.* К определению текущей нефтенасыщенности продуктивных пластов
- 6.4. *Янин А.Н., Шибанов В.А., Поспелков С.Н.* Исследование параметров работы фонтанных нефтяных скважин по промысловым данным
- 6.5. *Янин А.Н., Нугманова Р.А.* Результаты эксплуатации добывающих скважин с открытым забоем на Мамонтовском месторождении ...

Глава 7. Методы интенсификации добычи нефти и повышения нефтеизвлечения

- 7.1. *Янин А.Н.* Опыт работы предприятий по увеличению нефтеотдачи пластов на месторождениях Юганского района
- 7.2. *Гусев С.В., Янин А.Н.* Результаты применения гидроразрыва пласта на месторождениях производственного объединения "Юганскнефтегаз"
- 7.3. *Самардаков В.В., Гусев С.В., Янин А.Н., Коваль Я.Г.* Внедрение гидроразрыва пласта совместным предприятием "Юганскфракмастер" на месторождениях ОАО "Юганскнефтегаз"
- 7.4. *Малышев О.Г., Янин А.Н.* Применение гидравлического разрыва пласта для интенсификации разработки низкорентабельных запасов нефти (на примере Приобского месторождения)
- 7.5. *Янин А.Н., Янин Ал.Н.* Эффективность работ по изоляции продуктивных пластов на Усть-Балыкском нефтяном месторождении
- 7.6. *Мазаев В.В., Пастухова Н.Н., Янин А.Н.* Влияние соляной кислоты на растворимость и проницаемость керн Приобского месторождения

Глава 8. Экономические аспекты разработки нефтяных месторождений

- 8.1. *Янин А.Н., Янин К.Е., Классен Е.В.* Экспресс-метод оценки предельно-рентабельных технологических параметров и экономической эффективности разработки нефтяных месторождений на территории ХМАО
- 8.2. *Янин Ал.Н., Янин Ан.Н.* Экономическая эффективность капитальных вложений в бурение и обустройство дополнительных скважин на Усть-Балыкском нефтяном месторождении
- 8.3. *Янин А.Н., Востриков Ю.А., Шлякова Т.Г., Потапов А.М., Смирнов Ю.Л.* Геолого-экономическая оценка эффективности освоения мелких месторождений (на примере Западно-Ермаковского участка Орехово-Ермаковского месторождения) ...

Глава 9. Повышение качества проектирования разработки нефтяных месторождений

- 9.1. *Янин А.Н.* О допустимых отклонениях фактической добычи нефти от проектной при разработке нефтяных месторождений России
- 9.2. *Янин А.Н.* О несовершенстве российской системы документооборота при разработке нефтяных месторождений /или кто замолвит слово о "бедном" недропользователе? /
- 9.3. *Янин А.Н.* Как выполнить анализ разработки нефтяного месторождения /советы начинающему проектанту /
- 9.4. *Янин А.Н.* Не повторять ошибок! /Из 10-летнего опыта рассмотрения проектных документов на заседаниях ТО ЦКР по ХМАО /

Глава 10. Прогнозы развития нефтедобывающей отрасли России и ХМАО-Югры на период до 2015-2020 гг.

- 10.1. *Янин А.Н.* "Груз-500" отечественной нефтяной промышленности /Прогноз добычи нефти по России на период 2005-2015 гг./
- 10.2. *Янин К.Е., Янин А.Н.* "Сколько денег – столько нефти" /Оценка инвестиционной емкости нефтяного комплекса России на период до 2015 года/
- 10.3. *Янин А.Н.* Нефть и кризис /Прогноз добычи нефти по России до 2015 года в условиях кризиса/
- 10.4. *Янин А.Н.* "Груз-300" нефтяной отрасли Югры /Анализ истории и прогноз добычи нефти по округу до 2010 года/
- 10.5. *Янин А.Н.* "Нарисуем, будем добывать? " /Прогноз добычи нефти по ХМАО-Югре на период до 2020 года/

Приложения:

1. Сведения об авторе
2. *Князев В.Ю.* "Проектируя будущее" / к 15-летию проектного предприятия ООО "ТЭРМ" /
3. Сведения о ключевых сотрудниках ООО «Проектное бюро «ТЭРМ»
4. Перечень месторождений, в проектировании и анализе разработки которых принимал участие автор (за период с 1973 по 2010 год)
5. Преподаватели основных нефтяных дисциплин в Тюменском индустриальном институте в 1968-1973 годах
6. Руководство института Гипротюменнефтегаз (с 1975 г. – Сибниинп) и его структурных подразделений по направлениям "геология и разработка" в 1973-1975 гг.
7. Тематика направлений нефтегазовой отрасли, по которым в ООО «Проектное бюро «ТЭРМ» осуществляется накопление архива научно-технических публикаций (за период с 1960 по 2009 годы)
8. Подборка показателей деятельности нефтяных компаний России за 1993-2009 годы

Для ознакомления. Номера страниц не соответствуют официальной версии.

*“Наши знания есть сумма того,
чему мы научились,
и того, что мы забыли”*
М.Эбнер-Эшенбах

Введение

Введение

О роли нефтяной промышленности Западной Сибири в топливно-энергетическом комплексе России

Значение Западносибирского нефтегазодобывающего комплекса в истории страны – уникально, его роль и масштабы невозможно переоценить.

Знаменательно то, что разработка нефтяных месторождений в Западной Сибири началась спустя ровно 100 лет после добычи в 1864 г. первой нефти в России. В 1964 г. в Тюменской области в пробную эксплуатацию были введены три “пионера” сибирской нефтедобычи – Трехозерное (14 мая), Усть-Балыкское (17 мая) и Мегионское месторождения. Их суммарная добыча нефти в первый же год эксплуатации составила 209 тыс.тонн при среднем дебите нефти одной скважины 192 т/сут. В следующем 1965 г. добыча выросла до 953 тыс.тонн.

Согласно исследованиям И.И.Нестерова, Ф.К.Салманова и других ученых Западносибирская нефтегазоносная мегапровинция (ЗСНГП) является одной из крупнейших в мире. Площадь мегапровинции 2,1 млн.км² (на суше) плюс 0,750 млн.км² в южной акватории Карского моря [1].

Провинция расположена на территории нескольких областей: Тюменской (включая автономные округа ХМАО-Югра и ЯНАО), Томской, Омской, Новосибирской, Свердловской (частично), а также левобережной части Красноярского края. / В последние годы в составе ЗСНГП некоторые специалисты учитывают лишь Тюменскую область (с округами), а также Томскую, Омскую, Новосибирскую и Курганскую области./

Добыча нефти по Западной Сибири росла очень быстрыми темпами. Спустя два десятилетия, в 1983-1990 гг., здесь добывалось в сутки в среднем по 1 млн.тонн нефти (с конденсатом) и более (см.табл.1) или ~ 7,35 млн.баррелей в сутки.*)

В целом по Тюменской области (с учетом добычи ПО “Томскнефть”**) в пределах территории ХМАО) наибольшие годовые уровни (Q_н) добычи нефти (с конденсатом) составляли 400,9-405,7.т:

| Годы | 1981 | 1982 | 1983 | 1984 | 1985 | 1986 | 1987 | 1988 | 1989 | 1990 | 1991 |
|------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Q _н , млн.т | 329,2 | 347,6 | 364,5 | 371,8 | 361,1 | 387,1 | 400,9 | 405,7 | 394,9 | 365,3 | 320,1 |
| То же, млн.барр. | 2420 | 2555 | 2679 | 2733 | 2654 | 2845 | 2947 | 2982 | 2903 | 2685 | 2353 |

В 1995-1999 гг. в силу известных “перестроечных” экономических и прочих трудностей годовые уровни нефтедобычи по провинции упали вдвое – до 203-208 млн.т/год. Тем не менее, в последующий период удалось существенно нарастить добычу нефти (с конденсатом): в 2006г. – до 338,6 млн.т, в 2007г. добыто 337,6 млн.т (-0,3%), в 2008г. – 332,824 млн.т (-1,4%).

В 2008 г. в целом по Тюменской области добыто – 318,931 млн.т нефти с конденсатом (в том числе: по ХМАО – 277,620 млн.т, по ЯНАО – 39,953 млн.т, по югу Тюменской области – 1,358 млн.т); в Томской области добыто – 10,579 млн.т, Новосибирской области – 2,219 млн.т, Омской области – 1,126 млн.т нефти.

*) Здесь приняты приблизительные соотношения 1 тонна ~ 7,35 барреля; 1 баррель – 158,987 литра.

**) Нефть, добытую ПО “Томскнефть” на месторождениях ХМАО Тюменской области, очень часто ошибочно относят к добыче по Томской области (“ТомскнефтьВНК”).

Таблица 1

Добыча нефти по России и Западной Сибири (млн.т/год)

| Годы | По России | По Западной Сибири | По Тюменской обл. | в том числе | | | Прочие области | | | % Западной Сибири |
|------|-----------|--------------------|-------------------|-------------|------|---------|----------------|---------------|--------|-------------------|
| | | | | ХМАО | ЯНАО | Юг обл. | Томская | Новосибирская | Омская | |
| 1950 | 18,2 | | | | | | | | | |
| 1955 | 49,2 | | | | | | | | | |
| 1960 | 118,7 | | | | | | | | | |
| 1965 | 199,7 | 0,953 | 0,953 | 0,953 | | | | | | 0,5 |
| 1970 | 284,7 | 31,4 | 28,5 | 28,5 | | | 2,921 | | | 11,0 |
| 1975 | 411,2 | 148,1 | 143,2 | 143,2 | | | 4,896 | | | 36,0 |
| 1980 | 546,7 | 312,7 | 307,9 | 307,8 | 0,05 | | 4,796 | | | 57,2 |
| 1985 | 542,3 | 368,1 | 361,1 | 342,8 | 18,3 | | 7,039 | | | 67,9 |
| 1990 | 516,3 | 375,6 | 365,3 | 306,0 | 59,4 | | 10,306 | 0,007 | | 72,8 |
| 1991 | 561,9 | 329,8 | 320,1 | 265,3 | 54,8 | | 9,717 | 0,011 | | 71,4 |
| 1992 | 399,3 | 278,9 | 270,2 | 222,3 | 47,9 | | 8,746 | 0,014 | | 69,9 |
| 1993 | 354,3 | 244,2 | 236,4 | 193,8 | 42,5 | | 7,785 | 0,017 | | 68,9 |
| 1994 | 318,0 | 219,4 | 212,6 | 174,8 | 37,8 | 0,054 | 6,792 | 0,020 | | 69,0 |
| 1995 | 306,6 | 208,5 | 201,7 | 169,2 | 32,4 | 0,046 | 6,741 | 0,025 | | 68,0 |
| 1996 | 301,3 | 203,3 | 196,6 | 165,0 | 31,5 | 0,167 | 6,677 | 0,022 | | 67,5 |
| 1997 | 305,5 | 206,8 | 200,3 | 168,4 | 31,7 | 0,305 | 6,528 | 0,026 | | 67,7 |
| 1998 | 303,4 | 203,9 | 197,7 | 166,7 | 30,5 | 0,497 | 6,158 | 0,033 | | 67,2 |
| 1999 | 305,3 | 206,8 | 200,7 | 170,0 | 30,3 | 0,499 | 6,108 | 0,034 | | 67,7 |
| 2000 | 323,2 | 220,4 | 213,5 | 180,9 | 32,0 | 0,546 | 6,903 | 0,038 | | 68,2 |
| 2001 | 348,1 | 239,0 | 231,2 | 194,2 | 36,3 | 0,682 | 7,754 | 0,085 | 0,0004 | 68,7 |
| 2002 | 379,6 | 265,0 | 254,1 | 209,9 | 43,4 | 0,836 | 10,592 | 0,238 | 0,062 | 69,8 |
| 2003 | 421,3 | 297,5 | 283,1 | 233,2 | 49,1 | 0,893 | 13,656 | 0,485 | 0,286 | 70,6 |
| 2004 | 458,8 | 327,4 | 310,0 | 255,8 | 53,0 | 1,185 | 15,942 | 0,932 | 0,497 | 71,4 |
| 2005 | 470,0 | 334,3 | 320,2 | 268,0 | 50,8 | 1,451 | 11,729 | 1,427 | 0,952 | 71,1 |
| 2006 | 480,5 | 338,6 | 325,5 | 275,6 | 48,4 | 1,475 | 10,147 | 1,820 | 1,113 | 70,5 |
| 2007 | 491,3 | 337,6 | 324,1 | 278,4 | 44,2 | 1,500 | 10,274 | 2,057 | 1,130 | 68,7 |
| 2008 | 488,5 | 332,824 | 318,9 | 277,6 | 40,0 | 1,358 | 10,579 | 2,219 | 1,126 | 68,1 |
| 2009 | 494,2 | 322,8 | 308,6 | 270,4 | 35,3 | 2,9 | 10,6 | 2,1 | 1,5 | 65,3 |

Рост добычи нефти в последние годы не в последнюю очередь был достигнут и за счет благоприятной ценовой конъюнктуры мирового рынка жидких углеводородов. Среднегодовые цены 1 т нефти марки “Urals” на внешнем рынке составили: в 2007 г. – 69,2 долл./барр., в 2008 г. – 94,8 долл./баррель, в 2009 г. ~ 61 долл./баррель, а в среднем за 2007-2009 гг. примерно 75 долл./баррель.

Накопленная добыча нефти (с конденсатом) с начала разработки западно-сибирской провинции на начало 2010г., очевидно, превысила 10,5 млрд.тонн (или 77,175 млрд.баррелей), причем около 9/10 этой добычи приходится на ключевой район ХМАО-Югру, около 8% – на ЯНАО и т.д.

Напомним, что добыча нефти в ХМАО ведется с 1964 года, в ЯНАО добыча началась в 1980г. – на Карамовском месторождении, а на юге Тюменской области в 1994г. – на Кальчинском месторождении (кстати, исполнителем

первых проектных документов на разработку Кальчи было ТОО «ТЭРМ»).

Доля добычи нефти Западной Сибири в общей по России изменялась от 0,5% – в 1965 г. до 86% – в 1975 г. и 68% – в 1985 г. В период с 1987 по 2006 год она находилась на уровне 68-73%, а потом начала снижаться.

Это свидетельствует о том, что, начиная с 2007-2008гг., нефтегазовый ТЭК Западной Сибири вступил в качественно новую, сложную фазу своего развития, а точнее, – стадию глобального постепенного снижения добычи жидких углеводородов. В 2009г. добыча нефти по основному району ХМАО-Югре снизилась на 2,6% по сравнению с 2008г. Этот серьезный момент отраслевым, а также федеральным и региональным государственным органам следует учесть заблаговременно.

Некоторое пренебрежение к великой истории нефтедобычи в Западной Сибири выражается в игнорировании ряда значительных исторических событий последнего времени. Например, в сентябре 2008г., спустя 45 лет после начала разработки (1964 г.), накопленная добыча нефти (с конденсатом) в целом на территории Тюменской области достигла фантастической («круглой») величины – **10 миллиардов тонн (!) или 73,5 млрд.баррелей**. Хоть кто-нибудь вспомнил об этом в г.Тюмени? Региональная или центральная пресса как-то отметили эту знаменательную дату?

О необходимости обобщения опыта разработки нефтяных месторождений Западной Сибири

За 45-летний период по нефтяным месторождениям западносибирского региона накоплено огромное количество геолого-промысловой и технологической информации, касающейся геологического строения залежей, разработки, добычи нефти, интенсификации работы скважин, повышения нефтеотдачи пластов и т.п. [2, 3, 4, 5, 6].

Представляется, что в области объективного исторического осмысления, глубокого научного обобщения и широкого опубликования сведений о разработке месторождений, лидер нефтедобычи – Западная Сибирь пока серьезно уступает позиции таким известным нефтедобывающим регионам страны, как Татарстан, Башкортостан и др.

Недостаточно обобщается и публикуется информация о результатах разработки даже уникальных и крупнейших месторождений углеводородного сырья Западной Сибири (Самотлор, Мамонтовское, Федоровское, Красноленинское, Приобское и др.). Исключение составляет изданная 15 лет назад книга «Геология и разработка крупнейших и уникальных нефтяных месторождений России» [7]. Представляется, что по каждому из указанных выше месторождений было бы весьма полезно издать отдельные монографии, исследующие историю освоения и практику их разработки, подобно тому, как это сделано в других районах страны [8, 9, 10, 11, 12].

Можно напомнить, что в 80^е годы XX века в системе Главтюменнефтегаза существовала практика выполнения институтами специальных отчетов по научному обобщению результатов разработки нефтяных месторождений западносибирского региона.

Например, в 1982 г. Сибниинп был выполнен отчет по научной теме 90.82 “Обобщение опыта разработки нефтяных месторождений Западной Сибири”.

В 1988 г. Сибниинп составлен отчет по договору Д.88.005.0618 “Обобщение опыта разработки нефтяных месторождений Главтюменнефтегаза”

В последующий период выпуск подобных важных и полезных научных отчетов – обобщений, к сожалению, прекратился.

Представляется, что отдельные (самостоятельные) монографии, отражающие особенности геологического строения, историю и результаты разработки должны быть изданы по всем крупнейшим и уникальным месторождениям Западной Сибири, в первую очередь, таким как:

Аганское, Быстринское, Ван-Еганское, Варьеганское, Ватинское, Ватьеганское, Вахское, Вынгапуровское, Западно-Сургутское, Красноленинское, Лянторское, Мало-Балыкское, Мамонтовское, Муравленковское, Повховское, Пограничное, Покачевское, Правдинское, Приобское (северная лицензионная территория), Приобское (южная лицензионная территория), Приразломное, Самотлорское, Северо-Варьеганское, Советское, Солкинское, Сугмутское, Суторминское, Талинская площадь, Тевлинско-Русскинское, Тянское (в том числе Мурьяунское, Лукъявинское, Юкъявинское), Усть-Балыкское, Федоровское, Холмогорское, Южно-Балыкское, Южно-Сургутское, Южно-Ягунское.

Следует особо подчеркнуть, что наряду с бурно развивающимся математическим моделированием, направление серьезного обобщения и адекватного представления опыта разработки должно стать ключевым в сфере обучения молодых специалистов и повышения уровня знаний ученых и производственников отрасли.

Здесь уместно будет привести интересную фразу профессора К.Б.Аширова, сказанную им почти два десятилетия назад, о том, что:

«недостатки в существующих технологических приемах разработки... связаны с тем, что проектирование разработки с самого начала взяли в свои руки гидродинамики-математики, потеснив геологов, физиков и представителей других наук»^{)}*

Профессор Б.Т.Баишев считает: *«Никакая модель не может заменить знания и опыт геолога, геофизика, технолога-разработчика, промысловика, выполняющих контроль, анализ и регулирование процесса эксплуатации месторождения. Они знают и “чувствуют” не только пласт, но и скважину»^{**)}*

В этой связи можно также напомнить высказывание известного Нобелевского лауреата Альберта Эйнштейна: *“С тех пор, как за теорию относительности принялись математики, я её уже сам больше не понимаю”*.

Осознавая исключительную важность современного трехмерного компьютерного моделирования разработки (а под руководством автора за 15 лет созданы математические модели более, чем по 50 месторождениям Западной Сибири – в программных комплексах «Техсхема» и ROXAR), автор, тем не менее, признает, что именно глубокое знание и всестороннее осмысление практических результатов эксплуатации нефтяных и газонефтяных месторождений в различ-

^{*)} См. журнал «Геология нефти и газа», 1991, №11, с.26

^{**)} См. сборник трудов ВНИИ, вып.139, М., 2008, с.31.

ных геолого-физических условиях (при разных системах разработки), в конечном итоге, и делает специалиста высоким профессионалом своего ремесла.

Здесь необходимо также отметить, что последнее десятилетие в отечественной нефтяной литературе появился ряд интересных и полезных книг [13, 14, 15, 16, 17, 18, 19, 20, 21, 22], изучение которых в немалой степени может поспособствовать профессиональному росту специалистов по проектированию и анализу разработки нефтяных месторождений.

О содержании представленной книги

В настоящий сборник включены избранные (ранее опубликованные) статьи, написанные автором самостоятельно, а также в соавторстве с рядом известных специалистов за 35-летний период его профессиональной деятельности по различным направлениям обобщения опыта разработки нефтяных месторождений Тюменского региона.

Указанные публикации отражают практический, инженерный подход автора к решению широкого круга ключевых вопросов разработки нефтяных месторождений Западной Сибири, накопившихся в регионе за длительный период времени, – с 1964 по 2009 год. Перед опубликованием в настоящей книге все статьи автором были заново отредактированы, исправлены и дополнены.

Известно, что ключевой проблемой при разработке многопластовых нефтяных месторождений является выделение эксплуатационных объектов путем проведения специального геологического и технико-экономического анализа. В представленной книге автором детально исследованы вопросы влияния совместной разработки как на текущие (дебиты скважин, безводная добыча нефти, безводный коэффициент нефтеизвлечения), так и конечные показатели разработки многопластового месторождения.

Впервые в отечественной литературе автором получены конкретные данные о количественном (отрицательном) влиянии совместной разработки пластов на конечный коэффициент извлечения нефти эксплуатационного объекта.

В работе изучены основные геолого-промысловые факторы и условия, определяющие допустимость объединения различных продуктивных пластов в общий эксплуатационный объект для совместной разработки. Исследована энергетика процесса эксплуатации совместных и отдельных (фонтанных) добывающих скважин на одно- и многопластовых объектах.

Даны рекомендации по последовательности действий инженера-проектировщика, решающего задачу обоснования выделения «рациональных» эксплуатационных объектов на многопластовом месторождении.

Предложена приближённая методика распределения дебитов /приемистости/ скважин по совместно вскрытым пластам многопластовых месторождений на основе изучения (по данным ГИС) комплекса геолого-промысловых параметров.

Изучен вопрос о рациональном доуглублении проектных сеток верхних продуктивных пластов до вскрытия нижних объектов при первичном эксплуатационном разбуривании многопластовых месторождений.

Рассмотрена эффективность различных гидродинамических методов регулирования разработки крупных многопластовых нефтяных месторождений Западной Сибири (Усть-Балыкское, Мамонтовское и др.):

Для ознакомления. Номера страниц не соответствуют официальной версии.

- разукрупнение эксплуатационных объектов путем бурения дополнительных (раздельных) добывающих и нагнетательных скважин;
- внедрение систем более эффективного замкнутого (блочно-квадратного) заводнения;
- организация дополнительного разрезания обводненных залежей нефти;
- отказ от законтурного заводнения в залежах, представленных однородными высокопроницаемыми пластами с активной законтурной зоной;
- вовлечение в разработку малых и «промежуточных» залежей нефти на разрабатываемых месторождениях;
- временное использование проектных сеток одних (низкодебитных) объектов для эксплуатации других (высокопродуктивных) горизонтов и т.д.

Автором на основе обработки промысловых данных получена количественная зависимость, устанавливающая влияние уплотнения сетки скважин на конечную нефтеотдачу однородных пластов.

В книге приведены материалы разработки специально запроектированного уникального опытного участка Мамонтовского месторождения (пласт БС₁₀), разбуренного по предельно плотной сетке – 9 га/скв. Показано слабое влияние этой очень плотной сетки на конечный коэффициент нефтеизвлечения, что объясняется монолитным строением указанного объекта.

Обобщены материалы более чем 25-летнего периода эксплуатации гигантского Мамонтовского нефтяного месторождения (ОАО «Юганскнефтегаз»), расположенного в ХМАО Тюменской области.

Рассмотрены новые перспективные технологии повышения эффективности разработки всем известного уникального Русского месторождения высоковязкой нефти (ЯНАО Тюменской области).

В геологическом аспекте изучения недр исследована процедура стабилизации среднего значения нефтенасыщенной толщины залежей по мере разбуривания самых первых крупных нефтяных месторождений Западной Сибири, представленных однородными пластами.

Рассмотрена эффективность практического использования результатов объёмной сейсморазведки 3D при проектировании разработки сложнопостроенных нефтяных месторождений Юганского района ХМАО Тюменской области (Приобское, Приразломное, Средне-Угутское).

Приведены материалы изучения по промысловым данным фазовых явлений (в т.ч. изменения фазовых проницаемостей коллектора по нефти и воде) при разработке однородных высокопроницаемых объектов.

Обобщены интересные материалы по эксплуатации представительной группы добывающих скважин с открытым забоем на Мамонтовском месторождении. Исследованы параметры фонтанирования более чем 800 добывающих скважин по фактическим промысловым данным.

Проведен анализ эффективности внедрения ряда современных методов интенсификации добычи нефти и увеличения нефтеотдачи пластов:

- гидроразрывы разнопроницаемых пластов на нефтяных объектах Юганского района (выполненные СП «Юганскфракмастер» и ЗАО «Интрас»), в т.ч. на низкопроницаемых коллекторах Приобского месторождения;
- химические технологии регулирования фильтрационных потоков в

обводненных продуктивных пластах месторождений ОАО «Юганскнефтегаз» (закачка осадкообразующих составов, полимерных растворов), применение солянокислотных обработок скважин.

Обоснованы новые (более объективные) критерии допустимых отклонений фактической добычи нефти от проектных (утвержденных) уровней при разработке как уникальных, крупных, так и средних и мелких нефтяных месторождений на территории России.

Даны рекомендации по совершенствованию системы контроля за недропользованием в сфере нефтедобычи по стране. Указано на недостатки современной громоздкой системы документооборота при разработке месторождений углеводородного сырья в России и необходимость ее существенного упрощения.

Разработана удобная экспресс-методика оценки целесообразности освоения новых нефтяных месторождений на территории ХМАО-Югры, а также бурения уплотняющих скважин на старых объектах нефтедобычи в регионе. Сделан экономический анализ показателей добычи при реализации методов регулирования разработки нефтяных месторождений в условиях Западной Сибири.

Обобщен опыт коллегиального рассмотрения проектных документов на разработку нефтяных и газонефтяных месторождений на заседаниях ТО ЦКР по ХМАО в течение первых десяти лет с даты его образования (1994 г.).

Рассмотрены направления повышения качества составления проектных технологических документов на разработку нефтяных месторождений. Даны конкретные практические рекомендации инженеру-проектировщику по процедуре и направлениям выполнения детального геолого-промыслового анализа состояния разработки месторождений в проектных документах.

Представлены сведения по истории развития нефтедобычи, дана оценка текущей ситуации в нефтяной промышленности как России, так и основного нефтедобывающего региона – ХМАО-Югры за период с 1964 года по настоящее время.

Представлены независимые (авторские) прогнозы уровней добычи жидких углеводородов по России и ХМАО-Югре на период до 2015-2020 гг., существенно отличающиеся от ориентиров, установленных Энергетической Стратегией России на период до 2020 года. Показано, что далеко не всегда высокие уровни добычи нефти и эксплуатационного бурения по стране «впрямую» коррелируются с ценой на нефть на мировом рынке. Отмечено, что исключительно важную роль для обеспечения стабильной работы ТЭК по стране играет своевременная корректировка системы налогообложения нефтедобывающей отрасли.

Автор не исключает того, что представленные в книге статьи и материалы могут оказаться в некоторой степени полезными для научных работников, специализирующихся в области проектирования и анализа разработки нефтяных месторождений Западной Сибири, а также для геологов, производственников, аспирантов и студентов нефтяных факультетов университетов страны.

Компьютерный набор и оформление материалов представленной книги выполнены инженерами ООО «Проектное бюро «ТЭРМ» Л.А.Цинн и Г.И.Басаргиной, за что автор выражает им глубокую благодарность.

Литература

1. Шеин В.С. «Геология и нефтегазоносность России». М., ВНИГНИ, 2006, 775 стр.
2. «Нефть Сибири» /под редакцией В.И.Муравленко, Ю.Б.Фаина, В.И.Кремнева и др./ М., Недра, 1973, 256 стр.
3. «Сибирская нефть» авт. В.И.Муравленко, Ю.Б.Фаин, М.Н.Сафиуллин, А.С.Парасюк и др. М., Недра, 1977, 255 стр.
4. «Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений Западной Сибири», авт. Ф.Г.Аржанов, Г.Г.Вахитов, В.С.Евченко и др. М., Недра, 1979, 355 стр.
5. Кувшинов А.С. «Нефтяные горизонты (воспоминания геолога)». Тюмень, изд.Ю.Мандрики, 2000, 216 стр.
6. «Нефть СССР (1917-1987 гг.)» /под редакцией В.А.Динкова/, М., Недра, 1987, 384 стр.
7. «Геология и разработки крупнейших и уникальных нефтяных месторождений России». Том 2, Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция. /Коллектив авторов/, М., ВНИИОЭНГ, 1996, 349 стр.
8. «Геология, разработка и эксплуатация Ромашкинского нефтяного месторождения», Р.Х.Муслимов, А.М.Шавалиев, Р.Б.Хисамов, И.Г.Юсупов, М., ВНИИОЭНГ, 1995, 490 стр.
9. «Геологическое строение и разработка Бавлинского нефтяного месторождения», Р.Х.Муслимов, Р.Г.Абдулмазитов, А.И.Иванов, Э.И.Сулейманов, Р.Б.Хисамов, М., ВНИИОЭНГ, 1996, 436 стр.
10. «Геологическое строение и разработка Арланского нефтяного месторождения», К.С.Баймухаметов, К.Х.Гайнуллин, А.Ш.Сыртланов, Э.М.Тимашев, Уфа, РИЦ АНК «Башнефть», 1997, 367 стр.
11. «Геологическое строение и разработка Туймазинского нефтяного месторождения», К.С.Баймухаметов, В.Р.Зинкеев, А.Ш.Сыртланов, Ф.М.Якупов, Уфа, кн.изд. «Китап», 1990, 280 стр
12. «Геологическое строение и разработка нефтяных и газовых месторождений Башкортостана», К.С.Баймухаметов, П.Ф.Викторов, К.Х.Гайнуллин, А.Ш.Сыртланов /Справочник/. Уфа, РИЦ АНК «Башнефть», 1997, 423 стр.
13. Щелкачев В.Н. «Важнейшие принципы нефтеразработки» /75 лет опыта/. М., РГУ им.И.М.Губкина, 2004, 607 стр.
14. Лысенко В.Д., Грайфер В.И. «Рациональная разработка нефтяных месторождений». М., Недра, 2005, 607 стр.
15. Халимов Э.М. «Геотехнологии разведки и разработки нефтяных месторождений». М., ИГиРГИ, 2001, 656 стр.
16. Гавура В.Е. «Контроль и регулирование процесса разработки нефтяных и газонефтяных месторождений». М., ОАО «ВНИИОЭНГ», 2001, 340 стр.
17. Закиров С.Н. «Анализ проблемы «плотность сетки скважин – нефтеотдача». М., изд.дом «Грааль», 2002, 314 стр.
18. Закиров С.Н. и др. «Новые принципы и технологии разработки месторождений нефти и газа». М., 2004, 519 стр.
19. Вахитов Г.Г. «Нефтяная промышленность России: вчера, сегодня, завтра. / Опыт разработки месторождений углеводородов в 1950-2008 гг.». М., ОАО «ВНИИОЭНГ», 2008, 312 стр.
20. Сучков Б.М. «Добыча нефти из карбонатных коллекторов». / Москва-Ижевск, НИЦ «Регулярная и хаотичная динамика», 2005, 688 стр.
21. Давыдов А.В. «Анализ и прогноз разработки нефтяных залежей». М., ОАО ВНИИОЭНГ, 2008, 316 стр.
22. Муслимов Р.Х. «Особенности разведки и разработки нефтяных месторождений в условиях рыночной экономики». Изд. ФЭН, Казань, 2009, 727 стр.

Для ознакомления. Номера страниц не соответствуют официальной версии.

*“Великое дело есть постигать
во глубину земную разумом,
куда рукам и оку достигнуть
возбраняется...”*

М.В.Ломоносов

Глава 1.

**Исследование
процессов разработки
крупных многопластовых
нефтяных месторождений**

Обоснование выделения эксплуатационных объектов на многопластовых нефтяных месторождениях Западной Сибири

/ Предложения, подготовленные автором 29.03.2007г, для включения в проект национального стандарта Российской Федерации «Месторождения нефтяные, газонефтяные, нефтегазовые. Правила проектирования разработки» /

Начиная с первого квартала 2007г. в нефтяной отрасли России проходило обсуждение проекта указанного выше национального стандарта (который, правда, в силу каких-то глубинных, неведомых нам причин за три года так и не дошел до стадии своего практического применения).

В связи с тем, что предыдущие регламенты по проектированию разработки нефтяных месторождений отличались некоей размытостью и неопределенностью в формулировании порядка и правил выделения эксплуатационных объектов на многопластовых нефтяных месторождениях России, автор предложил свою редакцию указанного раздела национального стандарта, которая в сокращённом виде выглядела следующим образом.

Правила выделения эксплуатационных объектов:

1) Рациональное выделение эксплуатационных объектов является ключевой задачей при проектировании разработки многопластовых месторождений. Эта задача решается поэтапно, в несколько приемов.

2) Вначале каждый пласт, указанный по месторождению в государственном балансе запасов, рассматривается как отдельный эксплуатационный объект разработки, разбуриваемый самостоятельной сеткой скважин. Целесообразность его дальнейшего выделения в качестве такого эксплуатационного объекта определяется путем проведения предварительных (оценочных) технико-экономических расчетов (как минимум, по типичным элементам разработки).

3) В случае экономической нерентабельности самостоятельной разработки отдельных продуктивных пластов индивидуальными сетками скважин прорабатываются варианты их последовательного (поэтапного) объединения в более крупные эксплуатационные объекты.

4) При выделении эксплуатационных объектов подвергаются предварительному, как экспертному, так и технико-экономическому анализу такие геолого-технологические параметры продуктивных пластов, как:

- размеры и типы строения залежей;
- типы коллекторов (терригенный, карбонатный и др.);
- флюидонасыщение пластов (нефть, газ, конденсат, гелий, ценные микрокомпоненты и др.);

Для ознакомления. Номера страниц не соответствуют официальной версии.

- средние нефте(газо)насыщенные толщины (и интервалы изменения: от - до) продуктивных пластов, особенности их распространения по площади участков и зон залежей;
- проницаемость коллекторов, гидропроводность, начальная нефтенасыщенность, вязкость пластовой нефти, рыхлость пород и другие свойства пластов;
- сближенность (“разнесённость”) продуктивных пластов по глубине в разрезе месторождения, степень совпадения залежей нефти в плане по площади;
- аномальность свойств отдельных пластов (баженовская и абалакская свиты, пласт Ю₂, палеозой, кора выветривания, ДЮК и т.д.);
- взаиморасположение в плане отдельных зон различного насыщения продуктивных пластов (нефтяная, водонефтяная, газонефтяная зоны и др.);
- степень неоднородности пластов по разрезу и латерали, монолитность, прерывистость их распространения;
- подобие свойств пластовых нефтей;
- энергетические характеристики продуктивных пластов (начальные и текущие пластовые давления и др.);
- степень отличия давления насыщения газом от начального (текущего) пластового давления по отдельным пластам;
- наличие в залежах аномально высоких или аномально низких пластовых давлений и температур;
- коэффициенты продуктивности скважин по отдельным пластам;
- расчетные ожидаемые входные дебиты нефти, начальная обводненность, удельные накопленные отборы нефти на одну буримую скважину за первые 15 лет и весь технологический срок эксплуатации;
- близость (различие) ожидаемых темпов обводнения продуктивных пластов во времени и сроков выработки запасов;
- прочие характерные особенности продуктивных пластов;
- экологические ограничения и требования российского законодательства об охране недр.

5) При необходимости исследуются промежуточные варианты между отдельной и совместной разработкой пластов. Например, совместная эксплуатация пластов в добывающих скважинах при организации отдельной закачки воды в каждый пласт через самостоятельные нагнетательные скважины. Оценивается целесообразность создания дифференцированного давления нагнетания в высоко- и низкопроницаемые пласты (группы пластов) и другие варианты.

6) При выделении многопластовых эксплуатационных объектов изучается возможность и целесообразность применения оборудования для одновременно-раздельной добычи нефти и (или) одновременно-раздельной закачки воды; использования инструментов для селективного заканчивания скважин; организации опытных промысловых работ по применению оборудова-

ния типа “умные скважины” (“Smart Wells”) и т.д.

7) Геологические и фильтрационные трёхмерные цифровые модели, как основа для проектирования разработки многопластовых месторождений, создаются для каждого выделенного или исследуемого эксплуатационного объекта (пласта, совокупности пластов).

8) Из промыслового опыта разработки различных эксплуатационных объектов Западной Сибири установлено, что в общем случае, для совместной эксплуатации могут быть объединены продуктивные пласты, различающиеся по величине их средней проницаемости – не более чем в три раза, а по величине средней гидропроводности – не более, чем в 2,5 раза между собой.

9) В общем случае, в Западной Сибири в самостоятельные эксплуатационные объекты выделяются пласты, обеспечивающие входной дебит по нефти, как правило, не менее 15-20 т/сут (с учетом интенсификации) и накопленную добычу нефти – не ниже 30-35 тыс.т/скв. за первые 15 лет эксплуатации скважин (добывающие плюс нагнетательные) при их глубине 2,0-2,5 км.

10) Вряд ли следует согласовывать в Западной Сибири выделение многопластовых эксплуатационных объектов, имеющих удельные начальные извлекаемые запасы нефти на одну буримую (добывающую + нагнетательную) скважину – более 100 тыс.т/скв.

11) Сетки размещения буримых скважин отдельных эксплуатационных объектов на многообъектных нефтяных месторождениях должны быть, по возможности, взаимоувязаны, но это не является существенным условием, т.к. потенциал дальнейшего применения зарезок боковых стволов, как правило, весьма велик для исправления недостатков совмещения сеток.

12) При любой последовательности реализации выделения многопластового эксплуатационного объекта на месторождении крайне желательно иметь в составе эксплуатационного объекта отдельные оценочные (“тестовые”) скважины, вскрывшие отдельно основные продуктивные пласты (хотя бы на ограниченном временном этапе).

13) В проектном документе для многопластовых объектов должны быть сформулированы принципы распределения добываемой продукции (закачиваемой воды) между совместно вскрытыми продуктивными пластами.

14) В случае выделения многопластовых объектов рекомендуется предусмотреть бурение специальных контрольных скважин с неперфорированной колонной для систематического исследования степени выработки запасов из различных пластов современными специальными геофизическими методами.

15) В конечном итоге эксплуатация выделенных эксплуатационных объектов должна быть рентабельной для недропользователя (возможно, исключая этап пробной эксплуатации).

По мнению автора, правильное выделение эксплуатационных объектов в деле обеспечения высоких коэффициентов нефтеизвлечения играет даже более важную роль, чем применение плотных сеток разбуривания.

Е.П.Ефремов, А.Н.Янин, Э.М.Халимов

Влияние совместной разработки на конечную нефтеотдачу многопластовых объектов^{*)}

Анализу результатов разработки многопластовых нефтяных месторождений одной (совместной) сеткой скважин при заводнении посвящено значительное число работ. Большой частью в них рассматривают текущие эксплуатационные характеристики – дебиты скважин, коэффициенты продуктивности, долевое участие отдельных пластов (через коэффициенты работающей толщины) и т.п.

В то же время важнейший вопрос о влиянии совместной эксплуатации нескольких пластов на текущую, безводную, а главное, – конечную нефтеотдачу в литературе практически не освещен. В данной статье он оценивается количественно (едва ли не впервые в отечественной литературе) – на примере многопластового Усть-Балыкского нефтяного месторождения Западной Сибири.

Продуктивные пласты БС₁, БС_{2,3} и БС₄, составляющие единый объект разработки, имеют весьма близкие геолого-физические параметры [1]: проницаемость – 580, 550 и 740 мД; расчлененность – 1,8; 2,9 и 1,3, соответственно. Толщина разделяющих пласты глинистых перемычек равна 5-6 м, т.е. пласты существенно сближены.

В пробную эксплуатацию месторождение введено в 1964 г., промышленная разработка начата в 1965 г. Основной фонд скважин, предусмотренный технологической схемой 1964 г., разбурен в течение 8 лет. Первоначальная сетка размещения скважин четырехрядная треугольная 700×600 м с плотностью 42 га/скв. Система заводнения пластов комбинированная: воду закачивали в осевой (внутриконтурный) разрезающий и законтурный ряды, причем последний играет незначительную роль. Технологической схемой 1964г. предусматривалась разработка пластов с применением оборудования для одновременно-раздельной эксплуатации, однако из-за отсутствия надежной соответствующей техники указанные пласты фактически разрабатывались совместно.

В связи с существенным различием залежей по размерам и площади (при едином ВНК –2076 м) из 196 пробуренных скважин основного добывающего фонда – один пласт вскрывался в 77 скважинах, два пласта – в 78, три пласта – в 41 скважине (табл. 1). В центральных зонах, где сосредоточена основная часть запасов нефти, организована совместная эксплуатация пластов скважинами основного фонда.

Пласт БС₁ вследствие наибольшей площади нефтеносности (12529 га) самостоятельно (раздельно) эксплуатировался только в периферийных (западной и восточной) зонах, а также в пределах северного участка (рис. 1).

Из 61 нагнетательной скважины основного фонда примерно в 80 % было вскрыто более одного пласта, причем по осевому нагнетательному ряду воду закачивали в пласты совместно почти по всем скважинам (см. табл. 1).

Таким образом, в целом по Усть-Балыкской площади из 257 скважин основного фонда, пробуренных в соответствии с технологической схемой 1964г., в 2/3 скважин было перфорировано более одного пласта, то есть, в основном велась совместная разработка многопластового месторождения.

^{*)} Опубликовано в журнале "Нефтяное хозяйство", 1981, №8, с.32-36.

Усть-Балыкская площадь.
Характеристика вскрытия пластов перфорацией

| Скважины основного фонда | Число вскрытых пластов / Их индексы | | | | | Всего |
|------------------------------------|-------------------------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------|
| | Один | | Два | | Три | |
| | БС ₁ | БС ₂₋₃ | БС ₁₋₃ | БС ₂₋₄ | БС ₁₋₄ | |
| Добывающие | 73 | 4 | 77 | 1 | 41 | 196 |
| Нагнетательные в рядах – всего: | 10 | 1 | 40 | 8 | 2 | 61 |
| – в осевом ряду | – | 1 | 18 | 8 | 2 | 29 |
| – в северном ряду | 5 | – | 6 | – | – | 11 |
| – законтурные | 5 | – | 16 | – | – | 21 |
| Итого скважин | 83 | 5 | 117 | 9 | 43 | 257 |
| То же, % | 32 | 2 | 46 | 3 | 17 | 100 |

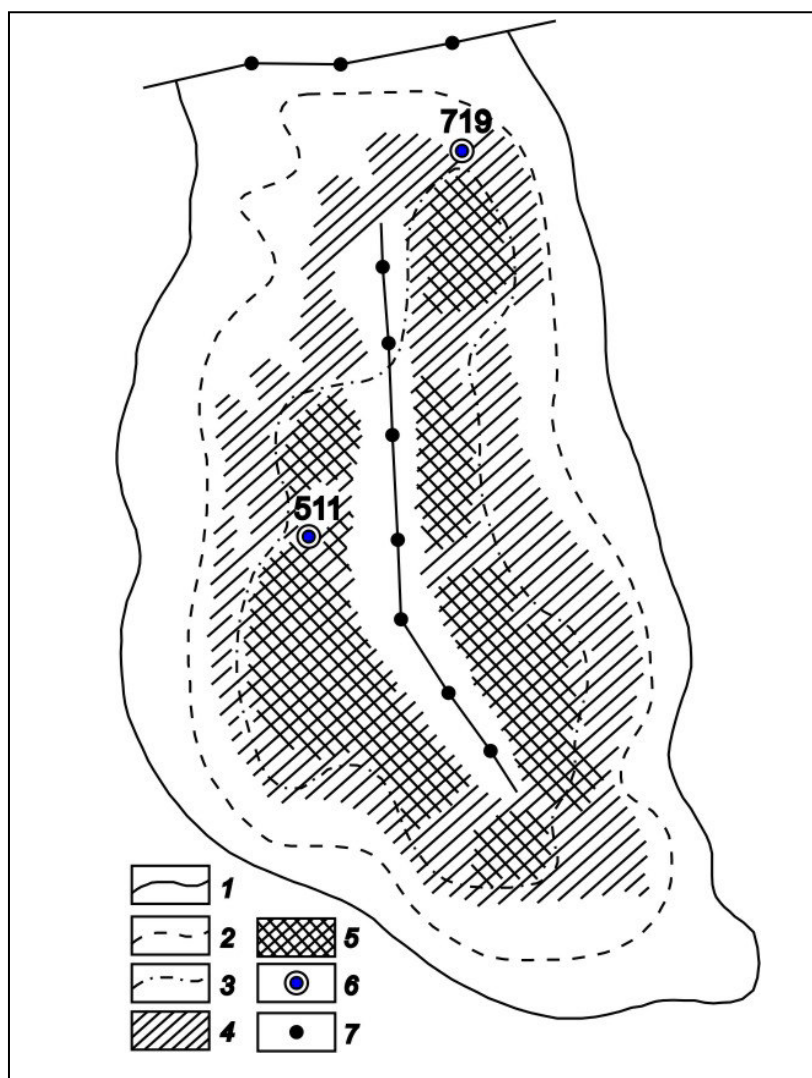


Рис. 1. Зоны размещения скважин основного фонда Усть-Балыкской площади:

- 1, 2, 3 – внешний контур нефтеносности пластов БС₁, БС₂₋₃, БС₄;
- 4, 5 – зоны размещения добывающих скважин, совместно эксплуатирующих, соответственно, – два и три пласта;
- 6, 7 – соответственно, добывающие и нагнетательные скважины

Разбуривание месторождения по редкой первоначальной сетке со вскрытием одновременно двух-трех пластов позволило за короткий период охватить разработкой основной объем промышленных запасов нефти.

Однако впоследствии, несмотря на незначительное различие геологических свойств пластов, объединенных в общий объект, возникли серьезные проблемы, связанные с совместной разработкой месторождения:

а) снижение дебитов совместных скважин по сравнению с отдельными [2];

б) сокращение добычи нефти за безводный период эксплуатации из-за одновременности появления воды в скважинах по различным пластам. Из-за этого вследствие роста забойных давлений и возникновения эффекта "блокировки" прорвавшейся водой худших по характеристикам нефтенасыщенных пластов снизились – как текущая добыча нефти, так и нефтеотдача объекта;

в) преждевременное появление контурной воды в скважинах из-за обводнения нижних пластов, имеющих меньшую площадь нефтеносности, в то время как верхние пласты здесь были еще полностью нефтенасыщенны и безводны;

г) невозможность без бурения дополнительных скважин интенсифицировать выработку запасов из "отстающего" пласта БС_{2,3}, имеющего несколько ухудшенную структуру геологических свойств и повышенную неоднородность.

При разработке многопластовых нефтяных месторождений целым рядом исследователей установлено, что увеличение числа объединенных в общий эксплуатационный объект пластов отрицательно влияет на удельную производительность вскрытого нефтенасыщенного разреза.

Это наблюдается и на Усть-Балыкском месторождении. Например, за безводный период эксплуатации средний удельный дебит нефти скважин №№705, 706, 707, 708, 704 (первого ряда в северной части площади), перфорированных только на один пласт БС₁ – составлял 18,1 т/сут·м; скважин №№858, 859, 860, 861, вскрывших два пласта в первом ряду на западе структуры – 10,3 т/сут·м, а скважин №№507, 508, 509, 510, 513, 862, 863, 865, 874, вскрывших три пласта в первом добывающем ряду на востоке структуры – 9,3 т/сут·м.

Исследуя данные по 100 скважинам Усть-Балыкской площади, нами установлено, что (если не принимать во внимание различие групп скважин по геолого-физическим свойствам) в среднем удельный дебит нефти на единицу нефтенасыщенной толщины по скважинам с двумя (42 скважины) и тремя (30 скважин) пластами составляет, соответственно – 66 и 62 % от этого показателя (принятого за 100 %) – по однопластовому объекту.

После приведения результатов к одинаковым условиям, т.е. "обезразмеривания" разрезов путем учета различия пластов по проницаемости, вязкости и степени вскрытия, эти величины равны, соответственно – 86,3 и 78,1 %.

Следовательно, удельный дебит нефти на один метр вскрытого пласта (объекта) по скважинам ниже на 13,7 % – по двухпластовому (БС₁₋₃) и на 21,9 % – по трехпластовому (БС₁₋₄) объектам, чем по однопластовому (БС₁).

С учетом полученных данных и динамики действующего фонда скважин за первые десять лет эксплуатации Усть-Балыкской площади можно подсчитать, что общий недобор нефти (вследствие снижения производительности совместно эксплуатируемых пластов) составляет весьма значительную величину

– 6,55 млн.т или 10,2 % от общей добычи по объекту в целом за тот же период. По скважинам, вскрывшим два пласта, "потери" из-за многопластовости оцениваются в 3 млн.т, по скважинам, вскрывшим три пласта – в 3,55 млн.т. Если бы (гипотетически) удалось полностью разделить пласты (например, к 1972 году), то максимальная добыча нефти увеличилась бы по площади до 10,8 млн.т по сравнению с фактической 9,9 млн.т (без учета пласта БС₅).

Анализ промысловых данных о продолжительности безводного периода и накопленном в течение его отборе нефти по добывающим скважинам Усть-Балыкской площади выявил отрицательное влияние совместной разработки пластов на безводную нефтеотдачу многопластового объекта.

Например, по скважине №715 (один пласт БС₁), расположенной во втором ряду, безводный период составлял 61 месяц; по скважине №216, вскрывшей два пласта БС₁ и БС₂₋₃ и находящейся от разрезающего ряда на таком же расстоянии, что и скважина №715 (и значительно удаленной от контура нефтеносности по пласту БС₁) – 28 месяцев; по скважине №831, эксплуатирующей три пласта БС₁ БС₂₋₃ и БС₄ и находящейся в аналогичных условиях, – 24 месяца.

По этой причине основная (относительная) доля добычи нефти у многопластовых скважин приходится на водный период эксплуатации. Если для скважин, вскрывших самостоятельно один пласт на Усть-Балыкской и Солкинской площадях, в течение безводного периода отбирается примерно 50-60% суммарной за весь срок добычи нефти, то по скважинам, вскрывшим несколько пластов (обводнившимся контурной водой по нижним пластам), этот относительный показатель оказался значительно ниже (рис. 2).

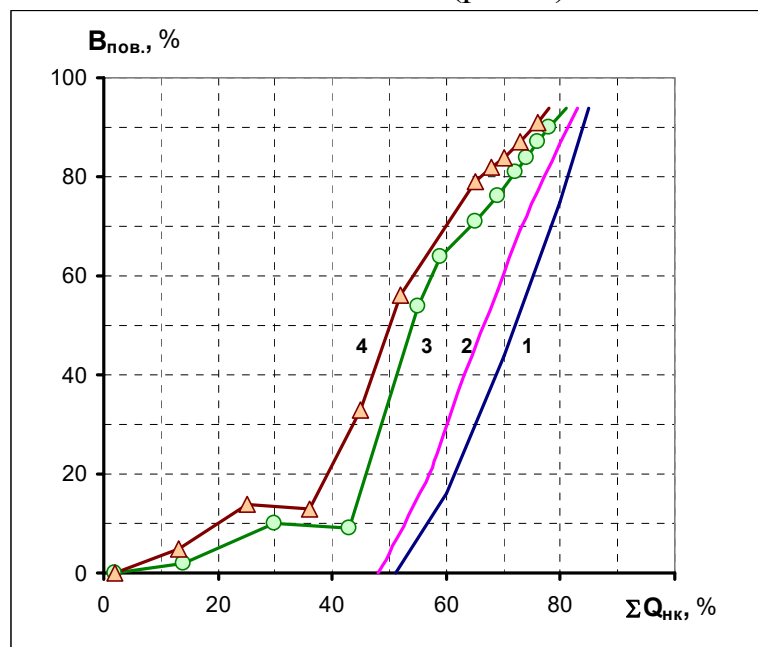


Рис.2. Сопоставление характеристик обводнения по одно- и многопластовым скважинам объекта БС₁₋₄:

- 1, 2 – обводненность однопластового объекта БС₁, соответственно – на Солкинской (19 скважин) и Усть-Балыкской (20 скважин) площадях;
 - 3, 4 – обводненность скв. №719 (два пласта) и скв. №511 (три пласта).
- $\Sigma Q_{нк}$ – накопленная за весь срок эксплуатации скважины добыча нефти, %;
- $V_{пов}$ – среднегодовая обводненность в поверхностных условиях, %.

Для получения конкретной количественной оценки влияния объединения пластов БС₁, БС₂₋₃, БС₄ в общий объект разработки на коэффициент безводной нефтеотдачи необходимо определить расчетную (ожидаемую) добычу нефти в безводный период – при самостоятельной разработке каждого из пластов.

Этот показатель рассчитывали по следующей методике. Прежде всего на основании карт изобар и анализа геолого-промыслового материала на западном и восточном крыльях структуры выделили зоны влияния внутриконтурной и законтурной закачки. Далее ожидаемую расчетную добычу нефти в безводный период прогнозировали раздельно по указанным зонам.

Накопленную за безводный период эксплуатации добычу нефти $Q_{\text{бв}i}^j$ (на одну скважину) при раздельной разработке каждого пласта определяли по формуле:

$$Q_{\text{бв}i}^j = \alpha_i (L \cdot h \cdot m \cdot \beta_n)_i \times (k_{\text{выт}} \cdot k_{\text{охв}})_i, \quad (1)$$

- где j – номер ряда, в котором находится данная скважина;
 i – индекс продуктивного пласта;
 α – коэффициент, учитывающий геометрию размещения скважин;
 L – расстояние от эксплуатационного ряда до нагнетательного или до контура нефтеносности;
 h, m, β_n – соответственно, эффективная нефтенасыщенная толщина, пористость и нефтенасыщенность продуктивного пласта;
 $k_{\text{выт}}$ – коэффициент вытеснения нефти водой по керну;
 $k_{\text{охв}}$ – коэффициент охвата воздействием рассматриваемого объема пласта.

Коэффициент α_i рассчитывали по каждому ряду, исходя из фактических данных по скважинам, вскрывшим один пласт. Для пласта БС₁ при его самостоятельной эксплуатации в 25 скважинах Усть-Балыкской и 16 скважинах южного блока Солкинской площади $\alpha_1^{\text{Iр}} = 0,1624$ (по первому ряду) и $\alpha_1^{\text{IIр}} = 0,1586$ (по второму ряду). Накопленный за безводный период отбор нефти на скважину первого ряда по пласту БС₁ составляет 146 тыс.т/скв. – на северном участке Усть-Балыкской и 135 тыс.т/скв – на южном блоке Солкинской площади.

Имея точные данные о фактических отборах нефти за безводный период, а также геолого-физическую характеристику пласта – по линии фильтрационных потоков, можно рассчитать ожидаемую добычу нефти в безводный период $Q_{\text{бв}i}^j$ при самостоятельной разработке каждого из других пластов по соотношению:

$$Q_{\text{бв}i}^j = Q_{\text{бв}i}^1 \times \frac{(L \cdot h \cdot m \cdot \beta_n)_i \times (k_{\text{выт}} \cdot k_{\text{охв}})_i}{(L \cdot h \cdot m \cdot \beta_n)_1 \times (k_{\text{выт}} \cdot k_{\text{охв}})_1} \quad (2)$$

Индексы 1 и i относятся, соответственно, к «эталонному» пласту БС₁ и пластам БС₂₋₃ или БС₄, для которых ведут расчеты. Поскольку геометрия размещения скважин по пластам одинакова, то $\alpha_1^j = \alpha_i^j$. Результаты расчетов по объекту БС₁₋₄ Усть-Балыкской площади приведены в табл.2.

Из табл. 2 видно, что прогнозная добыча нефти за безводный период на одну скважину в сумме по двум пластам (при их раздельной эксплуатации)

должна была составить 335 тыс.т/скв против 282 тыс.т/скв – фактически (в условиях совмещения); по трем пластам, соответственно, – 446,7 тыс.т/скв по сравнению с 263,1 тыс.т/скв – фактически при совместной их эксплуатации.

Таблица 2

Усть-Балыкская площадь.
Показатели безводной добычи нефти
по одно- и многопластовым скважинам /на 01.01.1980 г./

| Показатели | | Число пластов в объекте | Пласты | | |
|--|-------------|-------------------------|-----------------|-------------------|-----------------|
| | | | БС ₁ | БС ₂₋₃ | БС ₄ |
| Добыча нефти за безводный период на одну скважину, тыс.т/скв. | расчетная | 2 | 197 | 139 | – |
| | | 3 | 169 | 234 | 43,1 |
| | фактическая | 2 | 167 | 116 | – |
| | | 3 | 100 | 130 | 33,5 |
| “Потери” безводной добычи нефти на одну скважину, тыс.т/скв. | | 2 | 30,5 | 22,6 | – |
| | | 3 | 70 | 104 | 9,6 |
| То же, % от фактической добычи | | 2 | 18,3 | 19,5 | – |
| | | 3 | 70 | 80 | 28,6 |
| Общее снижение добычи нефти за безводный период по объекту, тыс.т | | 2 | 1 985 | 1 468 | – |
| | | 3 | 2 647 | 3 969 | 364 |
| То же, % от накопленной добычи нефти по соответствующим группам многопластовых скважин | | 2 | 7,9 | 6,3 | – |
| | | 3 | 49 | 81,7 | 10,4 |

Наиболее отрицательно совместная эксплуатация проявилась по скважинам, вскрывшим три пласта. Это связано с быстрым обводнением их контурной водой наименьшего по площади пласта БС₄. Среднее расстояние от внешнего эксплуатационного ряда до контура нефтеносности пласта БС₄ составляет лишь 270 м, т.е. ~ полшага сетки скважин. По пласту БС₂₋₃ скважины внешнего эксплуатационного ряда отстоят от контура нефтеносности в 3,4 раза дальше, чем по пласту БС₄. Поэтому отбор нефти за безводный период здесь снизился лишь на 19 % по сравнению с 70 % – по скважинам, вскрывшим три пласта.

Расчеты, проведенные для Усть-Балыкской площади, показали, что из-за совместной эксплуатации пластов БС₁₋₄ "потенциальная" накопленная за безводный период добыча нефти уменьшилась на 10,43 млн.т, в том числе по скважинам двух пластов БС₁₋₃ – на 3,45 млн.т, трех пластов БС₁₋₄ – на 7 млн.т.

Фактическая "безводная" нефтеотдача^{*)} многопластового объекта БС₁₋₄ (с учетом добычи безводной нефти из вновь пробуренных 170 дополнительных скважин) составляет 0,192.

Таким образом, несмотря на явную близость геолого-физических характеристик и других факторов, благоприятствующих объединению пластов, совместная эксплуатация их (сильно различающихся по величине площадей нефтеносности) – существенно снижает безводную нефтеотдачу месторождения.

Преждевременное обводнение одного из пластов в разрезе многопластового

^{*)} "Безводная" нефтеотдача понимается здесь как сумма безводной добычи нефти по всем отработавшим скважинам (в тыс.т), отнесенная к начальным геологическим запасам нефти месторождения (пласта, объекта).

объекта влияет не только на текущую добычу нефти и безводную нефтеотдачу, но и на конечные результаты разработки. Однако, существовавшие ранее методы проектирования разработки многопластовых месторождений, когда технологические показатели, как правило, рассчитывали сначала по отдельным пластам с последующим простым их суммированием, указанный фактор учитывали не в полной мере.

Покажем это конкретно в цифрах на примере Усть-Балыкской площади.

Рассчитаем и сравним конечную нефтеотдачу (КИН) по каждому пласту отдельно (вариант раздельной разработки) и в целом по объекту (вариант совместной разработки пластов). Для этого используем методику [3, 4, 5], учитывающую в дифференцированном виде большое число факторов, влияющих на нефтеотдачу. КИН здесь определяется как произведение трех коэффициентов: вытеснения нефти водой – $k_{\text{выт}}$, охвата воздействием – $k_{\text{охв}}$ и заводнения – $k_{\text{зав}}$.

Согласно проведенным расчетам, конечный коэффициент нефтеотдачи Усть-Балыкской площади при раздельной разработке каждого пласта в течение всего срока только скважинами основного фонда, размещенными по первоначальной редкой 42 га/скв сетке (без учета эффекта от бурения дополнительных скважин), – составит 0,51 (табл. 3), а при совместной эксплуатации – 0,44.

Таблица 3

Усть-Балыкская площадь.
Оценка конечного КИН при совместной и раздельной разработке пластов

| Показатели | | Пласты | | | В целом по объекту БС ₁₋₄ |
|--|---------------------------|-----------------|-------------------|-----------------|---|
| | | БС ₁ | БС ₂₋₃ | БС ₄ | |
| Коэффициент нефтеотдачи, доли ед. | при раздельной разработке | 0,512 | 0,504 | 0,544 | 0,510 |
| | при совместной разработке | – | – | – | 0,440 |
| Снижение КИН при совместной разработке относительно раздельной, доли ед. | | – | – | – | –0,07 |

Таким образом, из-за совместной разработки пластов одной сеткой скважин при плотности сетки скважин (ПСС) – 42 га/скв конечный коэффициент нефтеотдачи снизится с 0,51 до 0,44 – то есть на 7 процентных пунктов (или 13,7 % отн.).

Более низкая при совместной разработке пластов нефтеотдача получается вследствие уменьшения величин $k_{\text{охв}}$ и $k_{\text{зав}}$. Расчет $k_{\text{охв}}$ многопластового месторождения представляет сложную задачу, пока еще полностью не решенную. Нами для его определения предлагается следующий подход. При самостоятельной разработке пластов по методике В.А.Бадьянова [1] вначале рассчитывают "статический" $k_{\text{охв}}$ коэффициент охвата.

Для выявления различий одно- и многопластовых объектов Усть-Балыкского месторождения нами были детально изучены закономерности распределения разнопроницаемых прослоев в разрезах скважин, вскрывших эти объекты. В результате анализа установлено, что по двух- и трехпластовым объектам существенно выше доля числа (и соответствующих ему эффективных толщин прослоев) с уменьшенными "относительными" проницаемостью и гид-

ропроводностью (это проницаемость и гидропроводность каждого прослоя разреза, выраженные в долях от максимального значения по прослою с наилучшей характеристикой в данном разрезе).

Например, накопленная доля числа прослоев с "относительной" проницаемостью менее 0,4 от максимальной – по одно-, двух- и трехпластовым объектам Усть-Балыкской площади составляет, соответственно, – 35, 38 и 50 %. А доля приходящихся на них эффективных толщин существенно меньше и равна – 11, 21,5 и 32 %. Таким образом, доля относительно "малопроницаемых" прослоев, которые не подвергаются активному воздействию, при объединении двух и трех пластов – существенно возрастает.

Для определения "динамического" $k_{охв}$ многопластового объекта в результате расчетов этого показателя по методике [1] нами предлагается вводить поправку, учитывающую возрастание доли "относительно" ухудшенных малопроницаемых прослоев. Получено, что для двухпластового объекта $БС_{1-3}$ эта поправка составляет 0,889, для трехпластового объекта $БС_{1-4}$ – 0,786 от $k_{охв}$ по одиночно эксплуатируемому пласту $БС_1$, условно принятого за единицу.

В связи с возрастанием общей неоднородности (по В.Д.Лысенко) многопластовых объектов по сравнению с однопластовыми предельная обводненность в них достигается при меньшем коэффициенте заводнения $K_{зав}$. Показатель общей неоднородности, рассчитанный согласно методикам [3, 4], для пластов $БС_1$, $БС_{2-3}$ и $БС_4$ Усть-Балыкского месторождения, при отдельной разработке равен, соответственно, – 0,453, 0,575 и 0,60, а для совместного объекта $БС_{1-4}$ в целом он увеличивается на 20-25% – до 0,718.

Это связано с ростом послойной неоднородности многопластового объекта и усилением влияния начального ВНК меньших по площади нижних пластов на разработку более обширных верхних – при их совместной эксплуатации [5].

Показатель послойной неоднородности, рассчитанный нами согласно методикам [3, 4] с использованием геофизической информации о свойствах пропластков, для пластов $БС_1$, $БС_{2-3}$ и $БС_4$, равен, соответственно, – 0,099, 0,179 и 0,079, для двухпластового объекта $БС_{1-3}$ – 0,227, для трехпластового $БС_{1-4}$ – 0,291. По указанным причинам $k_{зав}$ при совместной эксплуатации пластов $БС_{1-4}$ снижается до 0,849 против 0,902 при отдельной их разработке.

Таким образом, общее снижение конечного коэффициента нефтеотдачи из-за уменьшения $k_{охв}$ и $k_{зав}$ вследствие совместной эксплуатации пластов, оценивается нами – в 0,07 или 15,9 % (отн.).

Кроме того, при объединении пластов накопленный за весь срок разработки водонефтяной фактор увеличивается примерно на $\frac{1}{4}$ по сравнению с отдельной эксплуатацией залежей.

Для ликвидации осложнений, возникших из-за объединения пластов, а также с целью оптимизации плотности сетки на Усть-Балыкской площади за 1970-1979 гг. пробурено 260 дополнительных скважин или 103 % от первоначального проектного основного (по технологической схеме, 1964г.) фонда скважин. Ввод дополнительных скважин на рассматриваемой площади характеризуется весьма высокими технико-экономическими показателями [6].

За 1979 г. из скважин дополнительного фонда добыто более 70 % общей годовой добычи по площади, дебит нефти по ним был в 1,5 раза выше, чем по ос-

новному фонду. Несмотря на высокую степень заводнения пластов, дебит нефти пробуренных здесь в 1979 г. дополнительных скважин в 2,5 раза превышал средний дебит новых скважин в целом по объединению "Юганскнефтегаз". Прогнозный накопленный за весь период разработки отбор нефти на одну дополнительную скважину объекта БС₁₋₄ составит не менее 135 тыс.т/скважину.

Сравнение эффективности бурения дополнительных скважин на Усть-Балыкской площади и скважин основного фонда на Шаимской группе месторождений (имеющей в рассматриваемый период времени наихудшие характеристики в регионе), показало следующее. На Усть-Балыкском месторождении объем капитальных вложений за одинаковый расчетный промежуток времени (10 лет) меньше в 1,91 раза, эксплуатационные расходы – ниже на 87%, приведенные затраты на одну тонну среднегодовой добычи нефти – меньше в 1,9 раза. Следовательно, бурение дополнительных скважин с целью "разукрупнения" общего эксплуатационного объекта БС₁₋₄ является экономически вполне обоснованным и высокоэффективным мероприятием по регулированию разработки многопластового Усть-Балыкского нефтяного месторождения.

Выводы

1. Несмотря на близость геолого-физических и иных характеристик продуктивных пластов Усть-Балыкской площади их совместная разработка существенно снизила как текущую добычу нефти, так и накопленную – за безводный период эксплуатации многопластовых добывающих скважин.

2. Авторами установлено, что конечный коэффициент нефтеизвлечения рассмотренных пластов при совместной эксплуатации будет на 0,07 (или 15,9 % отн.) ниже, чем при самостоятельной их разработке, что обусловлено снижением как коэффициента охвата воздействием, так и уменьшением коэффициента заводнения общего неоднородного многопластового объекта.

3. Бурение дополнительных скважин с целью уплотнения сетки и "разукрупнения" единого эксплуатационного объекта БС₁₋₄ на Усть-Балыкской площади существенно повысило технико-экономическую эффективность разработки и обеспечило значительное увеличение коэффициента нефтеизвлечения.

Литература

1. Бадьянов В.А., Батулин Ю.Е., Ефремов Е.П. и др. Совершенствование систем разработки нефтяных месторождений Западной Сибири. Свердловск, Средне-Уральское кн. изд-во, 1975, 175 стр.

2. Туров В.А., Телишев А.Г., Демуркин Ю.И. и др. Анализ результатов совместной и раздельной разработки нескольких пластов с различной коллекторской характеристикой (на примере месторождений Среднего Приобья) – Тр. Гипротюменнефтегаза, вып. 40. Тюмень. 1974, с. 116–125.

3. Мухарский Э.Д., Лысенко В.Д. Проектирование разработки нефтяных месторождений платформенного типа. М., Недра, 1972, 239 стр.

4. Батулин Ю.Е. Определение коэффициента нефтеотдачи при внутриконтурном воздействии. Тр. Сибниинп, вып. 6. Тюмень, 1976, с.86–96.

5. Лысенко В.Д., Батулин Ю.Е. Влияние начального ВНК на обводнение залежи. – Науч.-техн.сб. "Проблемы нефти и газа Тюмени", вып. 30. Тюмень, 1976, с.37–39.

6. Янин А.Н. Эффективность регулирования разработки месторождения с помощью бурения уплотняющих скважин. – Нефтяное хозяйство, 1979, № 10, с.39–43.

А.Н.Янин

Исследование коэффициента безводной нефтеотдачи многопластовых объектов^{*)}

Установлено [1, 2], что даже в самых благоприятных условиях объединение пластов в общий объект при разработке многопластовых месторождений снижает годовые уровни добычи нефти, конечную нефтеотдачу и повышает темпы обводнения. Однако степень влияния совместной разработки на нефтеотдачу объекта количественно пока еще оценена не в полной мере. Эта задача может быть решена в первую очередь путем анализа промыслового опыта разработки конкретных многопластовых месторождений.

Отметим, что в печати до сих пор практически не освещен вопрос о влиянии совместной эксплуатации пластов на коэффициент безводной нефтеотдачи (КИН_{бв}). Данный показатель является весьма важным критерием, характеризующим эффективность принятой системы разработки многопластового объекта и, в известной степени, определяющим его конечную нефтеотдачу. Этот параметр рассчитывается как отношение суммы добычи нефти по всем скважинам месторождения "за безводный период (их) эксплуатации" – $\sum Q_{\text{нбв}}$ к его начальным балансовым запасам нефти – $V_{\text{н}}$.

Аналитически определить КИН_{бв} многопластовых объектов достаточно сложно, так как он зависит от многих факторов: соотношения вязкостей нефти и воды, долей водонефтяных зон (ВНЗ) по площади и запасам, взаимного расположения чисто нефтяных и водонефтяных зон совместно разрабатываемых пластов, степени неоднородности разреза и др. Теоретические исследования и обобщение фактических данных разработки многопластовых месторождений в этом слабоизученном "срезе" представляют для проектировщиков и других специалистов-нефтяников значительный интерес.

Цель настоящей статьи состоит в представлении новых результатов исследований, проведенных автором в следующих направлениях:

1. Сопоставление КИН_{бв} – по промысловым (прямым) данным разработки однопластового и многопластового месторождений Западной Сибири;
2. Установление на основе теоретических расчетов и анализа промыслового материала количественного влияния различных факторов на КИН_{бв} в условиях многопластовых объектов.

Для исследования выбрано два длительно разрабатываемых месторождения: многопластовое А (Усть-Балыкское) и однопластовое Б (Солкинское). Они расположены в одном районе, имеют близкие условия залегания и горно-геологические характеристики продуктивных пластов.

Эксплуатационный объект месторождения А состоит из трех пластов с приблизительно одинаковыми свойствами, но различающихся размерами залежей. Площадь нефтеносности среднего (в разрезе) пласта составляет 67% площади верхнего (наибольшего) пласта, площадь нижнего – 10 %. Вследствие различия в размерах залежей на месторождении А выделяют зоны 1, 2 и 3, в пределах которых эксплуатировались, соответственно: один пласт – самостоятельно, два пласта – совместно и три пласта – совместно.

^{*)} Опубликовано в журнале "Нефтяное хозяйство", 1987, №1, с.20-23.

Зоны многопластовости 2 и 3 приурочены к центральной сводовой части месторождения А, зона однопластовости 1 – к периферийной приконтурной его области. Кроме того, в пределах зоны 1 выделено два участка: I – включает внутриконтурную зону, имеет незначительную долю водонефтяных запасов и обводняется от закачки во внутренние разрезающие ряды; участок II – относится к приконтурной области, характеризуется меньшей нефтенасыщенной толщиной, нефтенасыщенностью и значительной долей водонефтяных запасов.

Объединенные в общий эксплуатационный объект пласты месторождения А являются достаточно выдержанными, сравнительно однородными, имеют слабую и среднюю прерывистость. Основные их параметры (проницаемость, песчанистость, вязкость нефти и др.) – различаются незначительно. Пласты на большей части площади представлены чисто нефтяной зоной. Доля площади ВНЗ по отдельным пластам невелика и составляет 16-32 %.

Однако если сложить (не совпадающие в плане) площади ВНЗ отдельных пластов (для оценки ВНЗ по объекту в целом), то окажется, что доля площади ВНЗ увеличится до 48 % (в два раза), а водонефтяные запасы вырастут в 2,6 раза. **Следовательно, объединение этих пластов для совместной разработки резко ухудшает структуру запасов многопластового объекта.** Запасы, которые при самостоятельной разработке относились бы к "чисто нефтяным зонам", при совместной эксплуатации – попадают в ВНЗ других пластов. Попытаемся далее количественно оценить отрицательные последствия подобного объединения нефтяных пластов.

Месторождение А – первоначально разбурено по четырехрядной линейной системе с относительно редкой сеткой скважин 700×600 м (42 га/скв). На первом-втором этапах добычу нефти и закачку воды в зонах залегания двух-трех пластов вели совместно. К 1983 г. добыча нефти по месторождению существенно снизилась, была отобрана значительная доля (80 %) извлекаемых запасов, основной фонд скважин обводнился на 82%, более 50 % скважин выбыло из эксплуатации. Таким образом, здесь существуют все условия для определения фактического $KИH_{об}$ – по различным зонам (однопластовым и многопластовым).

Месторождение Б – также находящееся в длительной разработке, расположено рядом с месторождением А и фактически является его продолжением по одному из продуктивных пластов (BC_1). Залежь разбурена по рядной системе 650×650 м редкой (42 га/скв) сеткой скважин. Залежь разделена на пятирядные блоки рядами нагнетательных скважин. Плотность сетки скважин и расстояние от нагнетательного до первого добывающего ряда (900 м) – близки здесь к соответствующим показателям на многопластовом месторождении А. Подобие геологических условий залегания пластов двух месторождений, сходство их по степени неоднородности и технологии разработки создают предпосылки для получения достоверных $KИH_{об}$ рассматриваемых объектов по прямым промысловым данным. Для месторождения Б сведения о величинах $KИH_{об}$ обработаны нами по пяти эксплуатационным блокам, различающимся долей запасов в водонефтяных зонах.

В табл. 1 приведены геолого-физические и технологические показатели по зонам многопластового месторождения А и однопластового Б, а также фактические значения $KИH_{об}$, достигнутые в процессе разработки.

Таблица 1

| Месторождение, зоны разработки, блоки | | \bar{h} , усл.ед. | β_n , доли ед. | $\bar{S}_{ВНЗ}$, % | $K_{расчл}$, ед. | $КИН_{бв}$, доли ед. |
|--|------------|---------------------|----------------------|---------------------|-------------------|-----------------------|
| 1) Месторождение А в целом | | - | - | 48 | - | 0,137 |
| • Однопластовая зона | участок I | 1,0 | 0,74 | 19 | 2 | 0,250 |
| | участок II | 0,76 | 0,69 | 67 | 2 | 0,172 |
| • Многопластовая зона в целом | | - | - | 39 | - | 0,129 |
| из них: двухпластовая | | 2,26 | 0,72 | 58 | 5,1 | 0,138 |
| трехпластовая | | 3,11 | 0,73 | 16 | 6,6 | 0,115 |
| 2) Месторождение Б в целом | | 0,85 | 0,69 | 35 | 2,1 | 0,200 |
| в том числе по эксплуатационным блокам | I | 0,90 | 0,68 | 43 | - | 0,174 |
| | II | 0,92 | 0,71 | 18 | - | 0,203 |
| | III | 0,83 | 0,69 | 32 | - | 0,230 |
| | IV | 0,81 | 0,68 | 41 | - | 0,198 |
| | V | 0,74 | 0,69 | 41 | - | 0,187 |

Примечание: \bar{h} – нефтенасыщенная толщина; β_n – нефтенасыщенность; $\bar{S}_{ВНЗ}$ – доля ВНЗ по площади; $K_{расчл}$ – коэффициент расчлененности.

Из данных, приведенных в табл. 1, следуют важные выводы о том, что:

1) По однопластовым участкам месторождений А и Б фактически достигнутый $КИН_{бв}$ в зависимости от доли ВНЗ изменяется в пределах от 0,17 до 0,25, в среднем составляя 0,2. Это весьма высокий $КИН_{бв}$;

2) По многопластовым участкам $КИН_{бв}$ существенно ниже – 0,129;

3) Из-за совместной эксплуатации пластов, согласно промысловым данным, $КИН_{бв}$ снижается на 0,071 (по абс.величине) или на 36 % (отн.).

Таким образом, совместная разработка весьма значительно снижает безводную нефтеотдачу объединенных в один объект продуктивных пластов.

Для установления основных причин уменьшения $КИН_{бв}$ по многопластовому объекту и количественной оценки влияния различных факторов на этот показатель проведены следующие расчеты. Безводную нефтеотдачу в соответствии с методикой В.Д.Лысенко, Э.Д.Мухарского [3] рассчитаем по формуле:

$$КИН_{бв} = K_{выт} \times K_{охв.бв} \times K_{зав.бв}, \quad (1)$$

где $K_{выт}$ – коэффициент вытеснения нефти водой, доли ед.;

$K_{охв.бв}$ – коэффициент охвата воздействием за БВП, доли ед.;

$K_{зав.бв}$ – коэффициент заводнения за безводный период, доли ед.

Коэффициент вытеснения для рассматриваемых пластов определен на основе результатов многочисленных экспериментов А.С.Касова (Сибниинп).

Коэффициент заводнения рассчитывали в соответствии с методикой [3]:

$$K_{зав.бв} = K_{зн} + (K_{зк} - K_{зн}) \times V_{бв}, \quad (2)$$

где: $K_{зн} = 1/(1,2+4,2V^2)$; $K_{зк} = 1/(0,95+0,25V^2)$;

V^2 – показатель общей расчетной неоднородности, получаемый на основе информации о геологической неоднородности (послойная, зональная) пластов объекта, влияния ВНЗ и параметрах сетки скважин;

$V_{бв}$ – массовая обводненность безводной нефти. В расчетах принята равной 0,02, т.е. «безводной» считалась нефть до величины обводненности 2 %.

Коэффициент охвата воздействием ("статический") вначале определяли по методике В.А.Бадьянова [4]. Затем в полученные значения $K_{\text{охв}}$ для многопластовых объектов вводили поправку δ , учитывающую снижение охваченного воздействием объема многопластового объекта при совместном вскрытии пластов, по сравнению с геологически связанным [4] объемом коллектора:

$$K_{\text{охв.бв}} = K_{\text{охв}} \times \delta. \quad (3)$$

Эта поправка рассчитана по каждой выделенной зоне многопластового объекта месторождения А на основе геолого-физической информации с учетом полученного в работе [5] соотношения проницаемостей условно "работающих" и "неработающих" прослоев:

$$\bar{k}_i = k_i / k_{i_{\text{max}}}, \quad (4)$$

где \bar{k}_i – безразмерная проницаемость, доли ед.;
 k_i – проницаемость i -го прослоя, мД; $k_{i_{\text{max}}}$ – проницаемость наилучшего прослоя в данном разрезе многопластового объекта, мД.

На основании изучения дебитов скважин, а также характеристик их ГИС-разрезов по зонам многопластовости месторождения А установлено, [5] что **"пороговая" относительная проницаемость может быть принята на уровне ~ 0,30–0,35, т.е. пропластки, имеющие проницаемость в три раза меньшую, чем проницаемость "наилучшего" прослоя (в данном разрезе) в безводный период эксплуатации – активно не вырабатываются.**

Определив на основании указанного соотношения долю нефтенасыщенной толщины "относительно низкопроницаемых" прослоев по каждой зоне многопластовости, можем рассчитать коэффициент δ . Получено, что по зоне двухпластового объекта поправочный коэффициент $\delta = 0,938$, трехпластового $\delta = 0,834$. /Используемая для расчета конечного коэффициента нефтеотдачи поправка δ , видимо, будет несколько иной и определится объемом низкопроницаемых прослоев, не заводненных на конечной стадии разработки/.

Первоначально применимость методики [3] с внесением "динамической" поправки δ в $K_{\text{охв.бв}}$ была нами проверена при расчете безводной нефтеотдачи. Для этого проведены теоретические расчеты $K_{\text{ИН}_{\text{бв}}}$ – по зонам месторождения А и расчетные значения сопоставлены (табл. 2) с фактическими.

Таблица 2

| Объекты месторождения А | К _{ИН_{бв}} , доли ед. | | Разница, % |
|-------------------------|---|-----------|------------|
| | фактический | расчетный | |
| Однопластовый | 0,172 | 0,169 | -1,7 |
| Двухпластовый | 0,138 | 0,141 | +2,2 |
| Трехпластовый | 0,115 | 0,121 | +5,2 |
| В целом месторождению | 0,137 | 0,140 | +2,2 |

Из табл. 2 следует, что расчетные и фактические $K_{\text{ИН}_{\text{бв}}}$ – весьма близки. Некоторое превышение расчетных данных может быть связано с тем, что на месторождении А часть скважин преждевременно обводнилась посторонней водой. Следовательно, указанная методика [3] с внесением предлагаемой "динамической" поправки δ [5] в $K_{\text{охв}}$ многопластового объекта вполне

применима для аналитического определения $K_{ИН_{бв}}$ в условиях рассматриваемых объектов.

На основе использования методики [3] с учетом поправки δ [5] далее нами были решены две весьма важные и интересные задачи:

во-первых, для рассматриваемых зон многопластовости рассчитаны $K_{ИН_{бв}}$ каждого пласта, но при условии самостоятельной его разработки. Таким образом, количественно было оценено снижение $K_{ИН_{бв}}$ из-за "совместной разработки";

во-вторых, установлена количественная степень влияния каждого из основных факторов на снижение $K_{ИН_{бв}}$ – при совместной эксплуатации.

Результаты расчетов $K_{ИН_{бв}}$ по зонам многопластовости месторождения А при совместной и раздельной разработке приведены в табл.3.

Таблица 3

| Технология разработки | | Двухпластовый объект | | | | Трехпластовый объект | | | | Общий $K_{ИН_{бв}}$ |
|--------------------------------------|----------------|----------------------|--------------|--------------|---------------|----------------------|--------------|--------------|---------------|---------------------|
| | | $K_{выт}$ | $K_{зав.бв}$ | $K_{охв.бв}$ | $K_{ИН_{бв}}$ | $K_{выт}$ | $K_{зав.бв}$ | $K_{охв.бв}$ | $K_{ИН_{бв}}$ | |
| Раздельная разработка пластов | Пласт 1 | 0,672 | 0,837 | 0,528 | 0,297 | 0,672 | 0,889 | 0,361 | 0,216 | 0,270 |
| | Пласт 2 | 0,672 | 0,770 | 0,309 | 0,160 | 0,672 | 0,830 | 0,300 | 0,167 | 0,162 |
| | Пласт 3 | - | - | - | - | 0,673 | 0,896 | 0,310 | 0,187 | 0,187 |
| | В сумме | 0,672 | 0,800 | 0,413 | 0,222 | 0,672 | 0,863 | 0,324 | 0,188 | 0,209 |
| Совместная разработка пластов | | 0,672 | 0,750 | 0,280 | 0,141 | 0,672 | 0,720 | 0,250 | 0,121 | 0,133 |

Из табл. 3 следует важный вывод о том, что по двухпластовому объекту снижение $K_{ИН_{бв}}$ при совместной разработке по сравнению с раздельной составляет – 0,081 (или 36 % отн.), по трехпластовому – 0,067 (или 36 % отн.), а в целом по зоне многопластовости – 0,076 (или 36 % отн.).

Основными факторами, уменьшающими безводную нефтеотдачу, являются: снижение $K_{охв.бв}$ – как из-за увеличения доли "относительно низкопроницаемых" прослоев при объединении пластов, так и вследствие роста общей послойной неоднородности $V^2_{посл}$ многопластового объекта; резкое увеличение отрицательного влияния на $K_{зав.бв}$ ВНЗ меньших пластов (табл.4).

Таблица 4

| Объекты | Снижение $K_{ИН_{бв}}$ при совместной эксплуатации по сравнению с раздельной, доли ед. / % | То же "по факторам", доли ед. / % | | | |
|---------------|--|-----------------------------------|-----------------------------|----------------------------|---------------|
| | | Из-за снижения $K_{охв.бв}$ | Из-за снижения $K_{зав.бв}$ | | |
| | | | Всего | Вследствие увеличения | |
| | | | послойной неоднородности | отрицательного влияния ВНЗ | |
| Двухпластовый | <u>-0,081</u> | <u>-0,028</u> | <u>-0,053</u> | <u>-0,013</u> | <u>-0,040</u> |
| | 100% | 34,6% | 65,4% | 16,0% | 49,4% |
| Трехпластовый | <u>-0,067</u> | <u>-0,039</u> | <u>-0,028</u> | <u>-0,021</u> | <u>-0,007</u> |
| | 100% | 58,2% | 41,8% | 31,3% | 10,5% |
| В сумме | <u>-0,076</u> | <u>-0,032</u> | <u>-0,044</u> | <u>-0,016</u> | <u>-0,028</u> |
| | 100% | 42,1% | 57,9% | 21,1% | 36,8% |

Рассматриваемые зоны многопластовости расположены относительно линий разрезания и ВНЗ меньших по размеру пластов различным образом. В связи с этим степень влияния указанных основных факторов на $K_{зав.бв}$ по зонам – неодинакова. Конкретно одного главного фактора, влияющего на $K_{ИН_{бв}}$, в данной статье не выделено.

Из "пофакторной" табл.4 следует, что по двухпластовому объекту наиболее существенным отрицательным фактором, действующим на КИН_{бв}, является снижение $K_{зав.бв}$ (65 % влияния), в первую очередь, из-за отрицательного влияния ВНЗ нижнего пласта (49 %), а по трехпластовому – уменьшение $K_{охв.бв}$ (58 % влияния). На снижение $K_{зав.бв}$ приходится в сумме около 42 % влияния, в основном, за счет возрастания послойной неоднородности объекта (31 % влияния).

Полученные выводы подтверждены фактическими результатами эксплуатации добывающих скважин в различных зонах многопластовости объектов.

Кроме того, путем сопоставления теоретических и фактических данных разработки многопластового месторождения установлено, что даже двойное увеличение числа скважин, осуществленное после разбуривания основного фонда с целью "разукрупнения" эксплуатационного объекта и уплотнения сетки, не позволяет обеспечить такой же высокий безводный КИН_{бв}, который можно было бы получить – при отдельной разработке пластов редкими (42 га/скв) самостоятельными сетками. Следовательно, вопрос об объединении пластов должен обосновываться при проектировании с гораздо большей степенью детальности и ответственности. При этом проектантам необходимо учитывать и такой важный показатель, как коэффициент безводной нефтеотдачи – КИН_{бв} исследуемых многопластовых объектов разработки.

Выводы

1. Совместная эксплуатация пластов снижает коэффициент безводной нефтеотдачи по сравнению с отдельной разработкой в абсолютном выражении на 7-8 процентных пунктов.

2. Основными факторами, уменьшающими безводную нефтеотдачу по многопластовому объекту, являются:

а) снижение $K_{зав.бв}$ из-за усиления отрицательного влияния водонефтяных зон меньших по размеру пластов, а также вследствие возрастания послойной неоднородности многопластового разреза;

в) уменьшение $K_{охв.бв}$ в результате увеличения доли "относительно низкопроницаемых" прослоев, не вовлекаемых в активную разработку при совместной перфорации в составе разнопроницаемого многопластового объекта.

3. Последствия отрицательного влияния объединения пластов на величину коэффициента безводной нефтеотдачи не удается ликвидировать даже путем последующего массового бурения дополнительных скважин, отдельно вскрывающих "отстающие" продуктивные пласты.

Литература

1. Ефремов Е.П., Янин А.Н., Халимов Э.М. Влияние совместной разработки на нефтеотдачу многопластовых объектов. – Нефтяное хозяйство, 1981, № 8, с. 32–36.

2. Баишев Б.Т., Янин А.Н. Исследование особенностей совместной разработки пластов, обладающих близкими геолого-физическими характеристиками – Тр. ВНИИ, вып. 72. М., ВНИИ, 1980, с. 62–73.

3. Лысенко В.Д., Мухарский Э.Д. Проектирование интенсивных систем разработки нефтяных месторождений. – М., Недра, 1975, 175 стр.

4. Совершенствование систем разработки нефтяных месторождений Западной Сибири. Под ред. Н.К.Праведникова. Свердловск, Средне-Уральское кн. изд-во, 1975, 175 стр.

5. Янин А.Н., Баишев Б.Т. Исследование производительности пластов при совместной их разработке. – Тр. ВНИИ, вып. 72. М., ВНИИ, 1980, с. 73–86.

А.Н.Янин

Об энергетических условиях эксплуатации добывающих скважин, вскрывших многопластовый объект*)

При разработке многопластовых объектов весьма важным является вопрос изучения энергетических условий их эксплуатации, т.е. знание величин пластовых и забойных давлений.

Этот вопрос в научно-технической печати [1, 2, 3] пока освещен слабо, что затрудняет объяснение причин недостаточно эффективной совместной разработки продуктивных пластов.

Целью данной статьи является обобщение статистических данных о буферных, забойных и пластовых давлениях, а также депрессиях по добывающим скважинам объекта БС₁₋₄ Усть-Балыкского месторождения, эксплуатирующим один, два и три пласта.

Для исследования отбирались только фонтанные скважины, дающие безводную продукцию достаточно продолжительное время. Так, средняя продолжительность безводного периода эксплуатации по добывающим скважинам, вскрывшим один пласт, составляла 47 месяцев, два пласта – 58,4 месяца, три пласта – 41,1 месяца. Различие в продолжительности безводного периода в данном случае является следствием неравномерного распределения выбранных скважин по площади месторождения относительно разрезающих рядов и контуров нефтеносности.

Рассмотрим вначале буферные давления фонтанных скважин.

Обработка результатов 2448 замеров по 70 добывающим скважинам одного-двух-трех продуктивных пластов выявила следующие особенности распределения буферных давлений (см.таблицу 1).

Таблица 1

Характеристика буферных давлений по фонтанным добывающим скважинам

| Показатели | Число вскрытых пластов | | | Всего/ среднее |
|--|------------------------|-------|-------|-------------------|
| | один | два | три | |
| Количество скважин, шт. | 28 | 18 | 24 | 70 |
| Число замеров буферного давления, шт. | 928 | 745 | 775 | 2448 |
| Средний диаметр штуцера, мм | 14,95 | 18,20 | 19,26 | 17,30 |
| Среднее буферное давление, МПа | 1,219 | 1,328 | 1,417 | 1,315 |
| То же, % | 100 | 109 | 116,2 | |
| Дебит нефти за безводный период, т/сут | 146,8 | 220,8 | 247,6 | 200,4 |
| То же, % | 100 | 150 | 169 | |

По многопластовым фонтанным скважинам, эксплуатирующим два и три продуктивных пласта объекта БС₁₋₄ Усть-Балыкского месторождения, среднее за безводный период буферное давление оказалось выше, чем по однопластовым скважинам, соответственно, на 0,109 МПа (8,9 %) и 0,198 МПа (16,2 %).

*) Статья написана 10 апреля 1980г., но не публиковалась.

На рис.1а приведены кумулятивные кривые распределения частот величин буферных давлений. Видно, что практически во всем диапазоне – от 0,8 до 2 МПа буферные давления по многопластовым фонтанным скважинам заметно выше, чем по однопластовым.

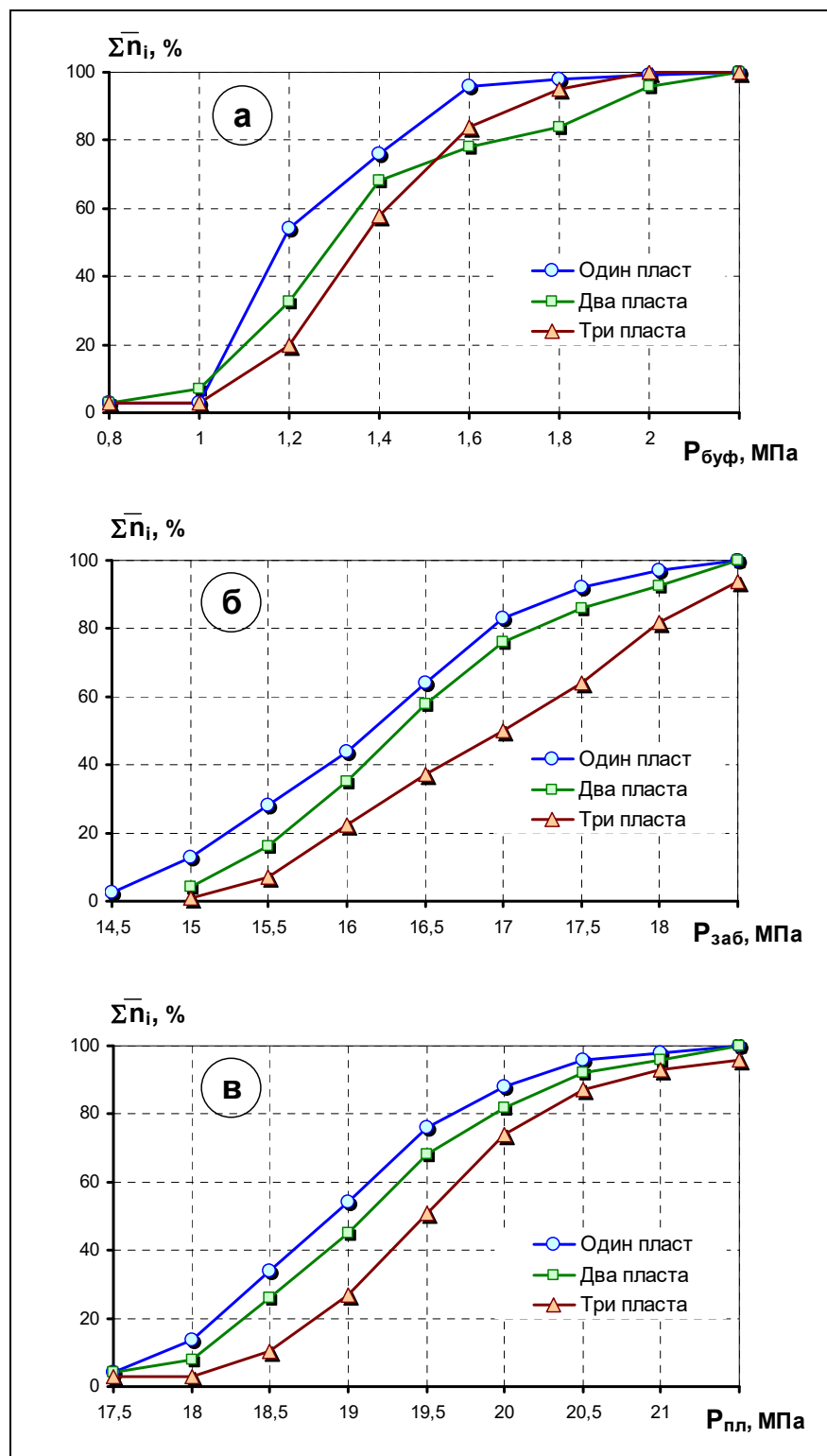


Рис. 1. Кумулятивные кривые распределения частот величин давлений:
 а) буферных; б) забойных; в) пластовых
 1, 2, 3 – по скважинам, эксплуатирующим, соответственно, один, два и три пласта
 Σn_i – накопленная частота, %;
 $P_{буф}, P_{заб}, P_{пл}$ – соответственно, буферное, забойное и пластовое давления.

Из данных табл. 1 также следует, что соотношение квадратов диаметров (т.е. площадей сечения) штуцеров по скважинам, эксплуатирующим один, два и три пласта – 1: (1,48) : (1,66), весьма близко к соотношению дебитов нефти за безводный период – 1 : (1,50) : (1,69). Из этого следует, что многопластовые скважины, вскрывшие два-три пласта, не обладали каким-либо резервом для увеличения производительности по сравнению с однопластовыми.

Рассмотрим далее результаты обработки 739 замеров забойных и 557 замеров пластовых давлений (табл. 2) по одно- и многопластовым фонтанным добывающим скважинам.

Таблица 2

Характеристика забойных пластовых давлений

| Показатели | Число вскрытых пластов | | | Всего/ среднее |
|--|------------------------|-------|-------|-------------------|
| | один | два | три | |
| Число замеров забойного давления, шт. | 318 | 312 | 109 | 739 |
| Забойное давление, МПа | 16,44 | 16,77 | 17,15 | 16,68 |
| Прирост забойного давления, МПа | – | +0,33 | +0,71 | |
| То же, % | – | 2,01 | 4,32 | |
| Число замеров пластового давления, шт. | 175 | 229 | 153 | 557 |
| Пластовое давление, МПа | 19,87 | 19,58 | 19,91 | 19,76 |
| Прирост пластового давления, МПа | – | +0,21 | +0,54 | |
| То же, % | – | 1,06 | 2,72 | |
| Депрессия на пласт, МПа | 2,93 | 2,81 | 2,76 | 2,85 |
| То же, % | 100 | 95,9 | 94,2 | |

Из табл. 2 следует, что процесс эксплуатации совместных фонтанных добывающих скважин на многопластовом месторождении сопровождался также некоторым повышением в них и забойного давления. По скважинам, перфорированным на два пласта, это повышение невелико и составляет 0,33 МПа (2,01 %), по скважинам трех пластов повыше – 0,71 МПа (4,32 %).

Кумулятивные кривые распределения частот величин забойных давлений, приведенные на рис.1б, указывают на повышенные давления по многопластовым скважинам во всем диапазоне – от 14 до 19 МПа, особенно по скважинам, пробуренным для ведения совместной эксплуатации трех продуктивных пластов.

С другой стороны, следует отметить, что по многопластовым фонтанным добывающим скважинам Усть-Балыкского месторождения отмечается увеличение не только забойного, но и пластового давления. Так, по скважинам, вскрывшим два пласта, пластовое давление за безводный период было выше на 0,21 МПа, по скважинам трех пластов – на 0,54 МПа, чем по скважинам, эксплуатирующим один пласт.

Кумуляты частот величин пластовых давлений, приведенные на рис.1в, показывают, что превышение пластового давления по многопластовым скважинам, отмечается во всем рассмотренном диапазоне – от 17 до 21,5

Для ознакомления. Номера страниц не соответствуют официальной версии.

МПа. /Начальное $P_{пл} = 21,6$ МПа одинаково по всем трем продуктивным пластам – BC_1 , BC_{2-3} и BC_4 ./ Это, кстати, объясняется особым территориальным расположением многопластовых добывающих скважин (в 1-2 рядах), наиболее подверженных эффективному влиянию закачки в основной (осевой) разрезающий ряд нагнетательных скважин.

В результате учета всех указанных особенностей распределения забойных и пластовых давлений по рассмотренным категориям скважин оказалось, что величины рабочих депрессий по ним все же различаются, но незначительно.

По скважинам, эксплуатирующим два пласта, величина депрессии составляет 95,9 %, по скважинам трех пластов – 94,2 % от депрессии однопластовых фонтанных скважин.

В то же время удельный дебит на единицу вскрытой эффективной толщины по скважинам, освоенным на два и три пласта объекта BC_{1-4} на Усть-Балыкском месторождении, составляет 65-70 % удельного дебита по однопластовым скважинам.

Следовательно, объяснить значительное снижение дебитов продуктивных пластов при их совместной разработке только лишь увеличением забойного давления (т.е. снижением депрессии) в данном случае, неправомерно. Для выяснения причин указанного явления, необходимо более детально проанализировать характер различия геолого-физических свойств и степени неоднородности разрезов одно- и многопластового объектов, состоящих из различного числа пропластков.

Выводы

1. В результате анализа установлено, что процесс эксплуатации совместных фонтанных добывающих скважин, вскрывших многопластовый объект BC_{1-4} Усть-Балыкского месторождения, сопровождался повышенными величинами буферного (на 0,109-0,198 МПа), забойного (на 0,33-0,71 МПа) и пластового (на 0,21-0,54 МПа) давлений по сравнению со скважинами, эксплуатирующими самостоятельно один пласт.

2. Величина депрессии по скважинам, перфорированным на два-три пласта, в безводный период составляла 94,2-95,9 % от депрессии по однопластовым скважинам.

3. Объяснить разницу в удельных дебитах (на 1 м вскрытого нефтенасыщенного разреза) одно- и многопластовых скважин, исходя только из различия энергетических условий их эксплуатации, – невозможно.

Литература

1. Быков Н.Е. Выделение эксплуатационных объектов в разрезах многопластовых месторождений. М., Недра, 1975.
2. Блинов А.Ф., Дияшев Р.Н. Исследование совместно эксплуатируемых пластов. М., Недра, 1971, 175 стр.
3. Саттаров М.М., Баймухаметов К.С., Бускунов А.А., Третьякова Г.И., Тазетдинов Р.К. Выбор эксплуатационных объектов и обоснование системы разработки многопласто-

Для ознакомления. Номера страниц не соответствуют официальной версии.

вых месторождений. // В кн. Регулирование процессов эксплуатации нефтяных залежей. М., Наука, 1977, с.123-133.

Б.Т.Баишев, А.Н.Янин

Исследование особенностей совместной разработки пластов, обладающих близкими геолого-физическими характеристиками*)

Проблема обоснования рациональной системы разработки многопластового месторождения очень важна, ибо от правильности ее решения зависит экономия или расход значительных денежных средств и материальных ресурсов. Данной проблеме посвящено большое количество промысловых и теоретических исследований. Получены и обобщены многими авторами отрицательные результаты разработки единой сеткой нескольких пластов, **резко отличающихся** друг от друга свойствами коллекторов.

В то же время некоторые специалисты предполагают, что равноскоростная выработка запасов нефти может быть достигнута при объединении в один эксплуатационный объект пластов с **близкими характеристиками**. В связи с этим большой интерес представляет обобщение фактических результатов промысловой эксплуатации многопластовых объектов с подобными близкими свойствами продуктивных пластов.

В значительной степени для такого исследования подходит объект БС₁₋₄ Усть-Балыкского нефтяного месторождения, который на первом этапе разрабатывался практически одной сеткой скважин. Составляющие объект продуктивные пласты представлены терригенными породами – мелкозернистыми песчаниками полимиктового состава. Они достаточно однородны по коллекторским свойствам, монолитны и выдержаны по площади.

Толщина разделяющих пласты глинистых перемычек изменяется от 4-6 метров в осевой части до 9-11 метров на крыльях структуры. Эти пласты имеют близкие значения (табл. 1) таких параметров, как эффективная толщина (кроме БС₄), пористость, проницаемость, песчаность, показатель послойной неоднородности, вязкость и плотность нефти и др.

Таблица 1

Сравнение параметров пластов, объединенных в объект БС₁₋₄, усл.ед.

| Параметры | БС ₁ | БС ₂₋₃ | БС ₄ |
|---------------------------|-----------------|-------------------|-----------------|
| Площадь нефтеносности | 1 | 0,670 | 0,100 |
| Эффективная толщина | 1 | 1,310 | 0,380 |
| Пористость | 1 | 1,026 | 1,026 |
| Проницаемость | 1 | 0,959 | 1,278 |
| Гидропроводность | 1 | 1,040 | 0,371 |
| Вязкость пластовой нефти | 1 | 1,223 | 1,305 |
| Плотность пластовой нефти | 1 | 1,019 | 1,021 |
| Газосодержание | 1 | 0,821 | 0,689 |
| Песчаность | 1 | 0,956 | 0,939 |
| Расчлененность | 1 | 1,722 | 0,833 |
| Послойная неоднородность | 1 | 0,971 | 0,993 |

*) Опубликовано в сборнике трудов ВНИИ "Повышение эффективности разработки нефтяных и газонефтяных месторождений", М, 1980, вып.72, с.62-73.

Нижний пласт БС₄ в целом также близок по свойствам к верхним пластам, однако он имеет толщину, меньшую – в 2,6-3,4 раза и площадь нефтеносности, меньшую – в 6,7-10 раз, чем у верхних пластов. Поэтому в разработке общего многопластового объекта этот пласт играет подчиненную роль.

Согласно положениям технологической схемы 1964 года пласты БС₁₋₄ вскрывались одной сеткой добывающих и нагнетательных скважин. При этом в центральных зонах площади, прилегающих к осевому разрезающему ряду, проводили совместную разработку двух-трех пластов. В периферийных зонах и на северном участке (где пласты БС₂₋₃ и БС₄ – водоносны) перфорировался только один верхний нефтеносный пласт БС₁.

Из 180 добывающих скважин, пробуренных в 1964-1970 годах, в 115 скважинах (64 %) перфорировалось по два-три пласта, в том числе в 73 скважинах – два пласта, в 42 скважинах – три пласта.

Начиная с 1970 года для исправления недостатков, сложившихся в ходе совместной разработки (резкое отставание темпов выработки среднего пласта БС₂₋₃ и опережающее обводнение скважин по пластам БС₁ и БС₄), на месторождении бурили резервные скважины. **В 88 % этих скважин самостоятельно перфорировался только один из пластов, главным образом, БС₂₋₃.**

В 1976-1979 гг. с целью замедления темпов падения добычи нефти и дальнейшего разделения пластов на самостоятельные объекты разработки на площади велось бурение уплотняющих скважин, в 95% которых перфорировался только один продуктивный пласт.

В табл. 2 приведены показатели за 1964-1977 гг. работы групп скважин, вскрывших один и два-три пласта. Отметим, что эти показатели – результат взаимного влияния значительного количества разнообразных факторов, а не только действия одного лишь отрицательного “эффекта многопластовости”.

Таблица 2

Показатели добычи по группам "одно- и многопластовых" скважин / по состоянию на 1.01.1980 г. /

| Показатели | | В целом | В т.ч.по скважинам, вскрывшим: | | |
|---|----------|---------|--------------------------------|------------|------------|
| | | | один пласт | два пласта | три пласта |
| Количество добывающих скважин, перебивавших в эксплуатации на нефть | | 326 | 200 | 82 | 44 |
| в том числе на 1.01.1971г. (1й этап) | | 180 | 65 | 73 | 42 |
| Накопленная добыча, % | нефти | 100 | 36 | 40 | 24 |
| | воды | 100 | 40 | 30 | 30 |
| Средняя обводненность за 1977г., % | | 56 | 49 | 60 | 72 |
| Накопленный отбор нефти на 1 скв., % | | 100 | 59 | 158 | 181 |
| Накопленный водонефтяной фактор | | 0,434 | 0,474 | 0,348 | 0,514 |
| Средний за 1964-1977гг. дебит, т/сут | нефти | 130 | 98 | 150 | 177 |
| | жидкости | 185 | 145 | 202 | 269 |
| Средний за 1964-1977гг. удельный дебит, т/сут×м | нефти | 9,23 | 10,48 | 7,2 | 7,33 |
| | жидкости | 13,4 | 15,43 | 9,7 | 11,1 |

Высокая экономическая эффективность разработки многопластового объекта одной сеткой достигается за счет резкого сокращения затрат на бурение и обустройство совместных скважин. **Принимая это как положительный фактор, отметим, тем не менее, основные технологические недостатки внедрения подобных “совместных” систем разработки:**

1. Снижение коэффициента продуктивности (дебита) скважин при объединении нескольких продуктивных пластов в один объект эксплуатации;

2. Неодновременность "прорыва" в добывающие скважины закачиваемой воды и различие темпов обводнения по отдельным пластам, что в результате ведет к снижению, как безводной, так и конечной нефтеотдачи многопластового эксплуатационного объекта;

3. Сокращение продолжительности периода безводной эксплуатации (БВП) многопластового объекта по сравнению с БВП каждого из пластов в отдельности – из-за увеличения общей неоднородности объекта [6, 7, 9];

4. Фактически слабо контролируемая и практически нерегулируемая (без организации дополнительного дифференцированного воздействия) выработка запасов из каждого отдельного продуктивного пласта объекта.

5. При большом различии совмещаемых пластов по площади нефтеносности наблюдается преждевременное появление в скважинах контурной воды по нижним пластам, имеющим меньшие размеры.

Характеристики производительности отдельно и совместно разрабатываемых пластов БС₁, БС₁₋₃, БС₁₋₄ изучены нами путем сопоставления среднего за БВП дебита нефти и эффективной нефтенасыщенной толщины – для 181 скважины Усть-Балыкской и Солкинской площадей.

После группирования добывающих скважин и осреднения их дебитов по интервалам нефтенасыщенных толщин выявилась близкая к линейной (внутри каждой группы) зависимость дебита нефти от толщины (см. табл. 3).

Таблица 3

Зависимость дебита нефти за БВП от нефтенасыщенной толщины объекта

| Количество пластов в объекте | Количество рассмотренных скважин | Пределы изменения толщины h_n , м | Вид зависимости | |
|------------------------------|----------------------------------|-------------------------------------|--------------------------------|-------------|
| | | | $[q_n]$, т/сут; | $[h_n]$, м |
| Один (БС ₁) | 118 | 4 – 13 | $q_n = 51,7 + 9,32 \cdot h_n$ | |
| Два (БС ₁₋₃) | 35 | 14 – 24 | $q_n = 136,8 + 4,26 \cdot h_n$ | |
| Три (БС ₁₋₄) | 28 | 20 – 28 | $q_n = 155,1 + 4,01 \cdot h_n$ | |

Значения угловых коэффициентов в формулах (см. табл. 3) указывают на то, что по однопластовому объекту толщина используется гораздо "эффективнее", чем по двух- и трехпластовым объектам. Изменение нефтенасыщенной толщины в первом случае вызывает изменение дебита в 2,2-2,3 раза более значительное (рис. 1), чем в “сложных” объектах.

Отсюда вытекает первый ключевой вывод о том, что объединение пластов в общий эксплуатационный объект оказывает существенное отрицательное влияние на производительность разреза в многопластовых скважинах.

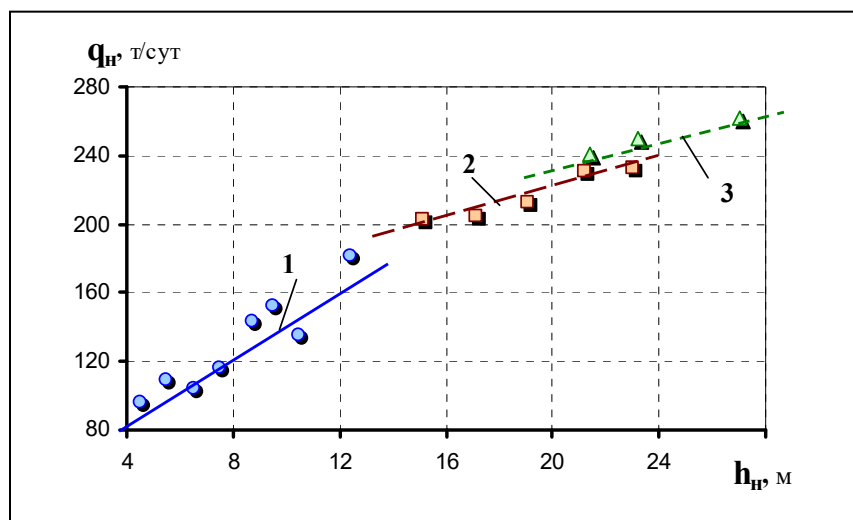


Рис.1. Зависимость среднего за безводный период дебита нефти (q_n) от нефтенасыщенной толщины (h_n) объекта:

- 1 – однопластовый объект БС₁; 2 – двухпластовый объект БС₁₋₃;
3 – трехпластовый объект БС₁₋₄

Нами установлено, что в случае объединения в скважине двух пластов (БС₁ и БС₂₋₃), фактический суммарный дебит нефти в течение БВП составляет 0,843, а при совмещении трех пластов (БС₁, БС₂₋₃ и БС₄) – 0,753 от "потенциального" (однопластового) дебита, условно принятого за единицу.

На основании полученных коэффициентов падения дебита нефти при совместной работе пластов, рассчитана динамика "потенциальной" добычи. Прирост добычи нефти (в тыс.т/год) в результате гипотетического "разукрупнения" объекта БС₁₋₄ Усть-Балыкской площади мог бы составить по годам:

| Прирост | 1964 | 1965 | 1966 | 1967 | 1968 | 1969 | 1970 | 1971 | 1972 | 1973 | 1974 | В сумме |
|------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|---------|
| добычи нефти | 13 | 24 | 107 | 310 | 876 | 1163 | 1037 | 960 | 882 | 745 | 433 | 6550 |
| • из 2-х пластов | 13 | 24 | 39 | 142 | 389 | 547 | 496 | 413 | 378 | 346 | 217 | 3004 |
| • из 3-х пластов | – | – | 68 | 169 | 486 | 616 | 520 | 547 | 503 | 399 | 216 | 3546 |

Таким образом, за 11-летний период разработки площади "потери" из-за снижения дебитов совместно разрабатываемых пластов оцениваются нами в 6,55 млн.т недобытой нефти.

Максимальная расчетная годовая добыча нефти по объекту БС₁₋₄ при раздельной разработке пластов могла бы составить в 1972 году – 10,755 млн.тонн против – 9,893 млн.тонн фактической.

Безусловно, полученная величина снижения текущей добычи нефти из-за объединения пластов, должна учитываться проектантами при выборе и обосновании систем разработки новых многопластовых месторождений Западной Сибири и других регионов страны.

В табл. 4 приведены значения продолжительности БВП и накопленного отбора нефти за этот период – на одну скважину, перфорированную на один или два-три пласта, – "в сопоставимых условиях". В качестве базовых ("эталонных") взяты показатели эксплуатации 93 добывающих скважин, вскрывших самостоятельно только один пласт БС₁, – на Солкинской (82 скважины) и северном участке Усть-Балыкской площади (11 скважин).

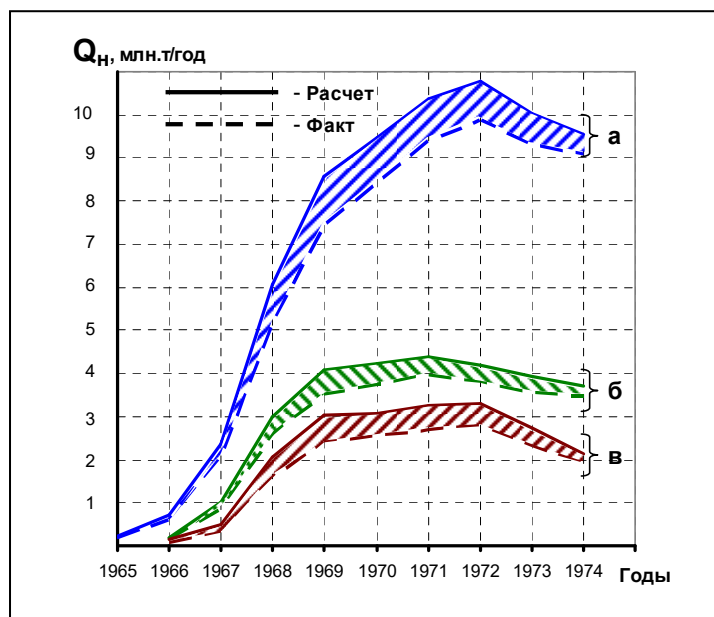


Рис.2. Динамика расчетной ("потенциальной") и фактической добычи нефти по объекту БС₁₋₄ Усть-Балыкской площади:

а — в целом по объекту; **б** — по скважинам двух пластов БС₁, БС₂₋₃;
в — по скважинам трех пластов БС₁, БС₂₋₃, БС₄.

Так как нижние пласты БС₂₋₃ и БС₄ на месторождении самостоятельно не эксплуатировались, накопленную за БВП добычу нефти по ним оценивали расчетным путем (соответственно – по рядам) по формуле:

$$V_i = V_1 \times \frac{L_i \cdot h_i \cdot m_i \cdot \beta_{ni}}{L_1 \cdot h_1 \cdot m_1 \cdot \beta_{n1}} \times \frac{K_{\text{выт.}i} \cdot K_{\text{охв.}i}}{K_{\text{выт.}1} \cdot K_{\text{охв.}1}}, \quad (1)$$

где: V – накопленная добыча нефти за БВП на 1 скважину, тыс.т/скв;

L – среднее расстояние от разрезающего ряда до группы добывающих скважин, находящихся в одном эксплуатационном ряду, м;

h – средняя по группе скважин нефтенасыщенная толщина, м;

m – коэффициент пористости, доли ед.;

β_n – коэффициент нефтенасыщенности, доли ед.;

$K_{\text{выт}}$ – коэффициент вытеснения нефти из дренируемого объема [4];

$K_{\text{охв}}$ – коэффициент охвата пласта воздействием, доли ед. [1];

$i, 1$ – индексы, относящиеся, соответственно – к пластам БС₂₋₃ и БС₄, (для которых ведется расчет параметра V) и пласту БС₁, для которого значение V точно известно по данным эксплуатации конкретных скважин.

Имея фактические и расчетные ("потенциальные") показатели отбора безводной нефти из одиночных и совместных скважин по всем рядам, обводнившимся от закачки в осевой и законтурный ряды нагнетательных скважин, можно подсчитать "потери" в добыче нефти из-за отрицательного влияния совмещения пластов и преждевременного обводнения по нижним пластам приконтурных добывающих скважин (см. табл. 4).

Значительное снижение безводной добычи нефти вследствие преждевременного прорыва контурных вод по нижним пластам отмечаются на скважинах пластов БС₁₋₃ (третий ряд) и БС₁₋₄ (второй ряд). Например, по верхнему пласту БС₁ в

третьем стягивающем ряду вода появилась (из-за обводнения нижнего пласта БС₂₋₃ от контура) на два-три года раньше, чем ее следовало бы ожидать по пласту БС₁ при его "собственном" обводнении от закачки в осевой нагнетательный ряд.

Подобное не вполне удачное объединение пластов для их совместной разработки вблизи контура нефтеносности (или водонефтяной зоны) по одному из пластов – в условиях Усть-Балыкской площади привело к резкому сокращению продолжительности периода безводной добычи нефти и снижению безводной нефтеотдачи объекта.

Таблица 4

Сопоставление показателей эксплуатации добывающих скважин, вскрывших один и два-три пласта

| Количество пластов в объекте | Ряд скважин | Число скважин | Продолжительность БВП, сутки | | Условный отбор нефти за БВП на 1 скважину*) | | |
|------------------------------|-------------|---------------|------------------------------|--------------------------------------|---|-------------|-----------|
| | | | фактическая | приведенная к одинаковому расстоянию | фактический | расчетный | потери, % |
| Один (БС ₁) | 1 | 15 | 1077 | 1074 | 1,00 | – | – |
| | 2 | 12 | 1747 | 1018 | 1,83 | – | – |
| Два (БС ₁₋₃) | 1 | 9 | 954 | 965 | 1,45 | 2,03 | 29 |
| | 2 | 14 | 2004 | 1230 | 3,29 | 3,97 | 17 |
| | 3 | 14 | 1770 | – | 2,16 | 2,78 | 22 |
| | Всего | 37 | – | – | 2,42 | 3,05 | 21 |
| Три (БС ₁₋₄) | 1 | 17 | 1277 | 1177 | 2,05 | 2,98 | 31 |
| | 2 | 14 | 1357 | 944 | 2,25 | 4,02 | 44 |
| | Всего | 31 | – | – | 2,15 | 3,45 | 38 |
| ИТОГО | | 68 | – | – | 2,30 | 3,23 | 29 |

* – Отбор нефти за БВП приведен в долях от этого показателя по первому эксплуатационному ряду однопластового объекта БС₁

В среднем по скважинам пластов БС₁₋₃ удельный недобор нефти за БВП из-за "многопластовости" составил 88 тыс.т/скв, по БС₁₋₄ – 180 тыс.т/скв, а общее уменьшение безводной добычи нефти по 68 скважинам всего эксплуатационного объекта этой площади составляет 8,828 млн.т или 130 тыс.т/скв.

Для корректного сопоставления продолжительности БВП по скважинам одного и двух-трех пластов фактические величины по первому ряду скважин, обводнившихся от закачки в разрезающий ряд, должны быть приведены к одному расстоянию, например 1000 м (см. табл. 4).

Рассчитанная таким способом "ожидаемая" продолжительность БВП в случае одиночно эксплуатировавшихся скважин первого ряда пласта БС₁ Солкинской площади составляет 3 года, а на северном участке Усть-Балыкской площади – 2,9 года, т.е. эти показатели практически совпадают.

Для скважин, вскрывших два пласта, эта величина составляет 2,64 года, а три пласта – 3,22 года. Отметим, что опубликованные теоретические расчеты [6, 7, 9] указывают на предполагаемое резкое сокращение продолжительности БВП при объединении нескольких пластов в один объект по сравнению с БВП каждого пласта при его самостоятельной разработке, однако наши фактические данные (табл. 4) это не подтверждают.

Сопоставляя фактические и расчетные ("потенциальные") накопленные отборы нефти за БВП по многопластовому объекту, можно оце-

нить величину коэффициент охвата воздействием в указанный период.

Расчеты показывают, что если принять величину охвата "одиночно" разрабатываемого пласта – за единицу, то при совместной эксплуатации двух пластов БС₁ и БС₂₋₃ "относительный охват" будет равен 0,785, а для трех пластов БС₁, БС₂₋₃ и БС₄ – 0,663 (см. рис. 3).

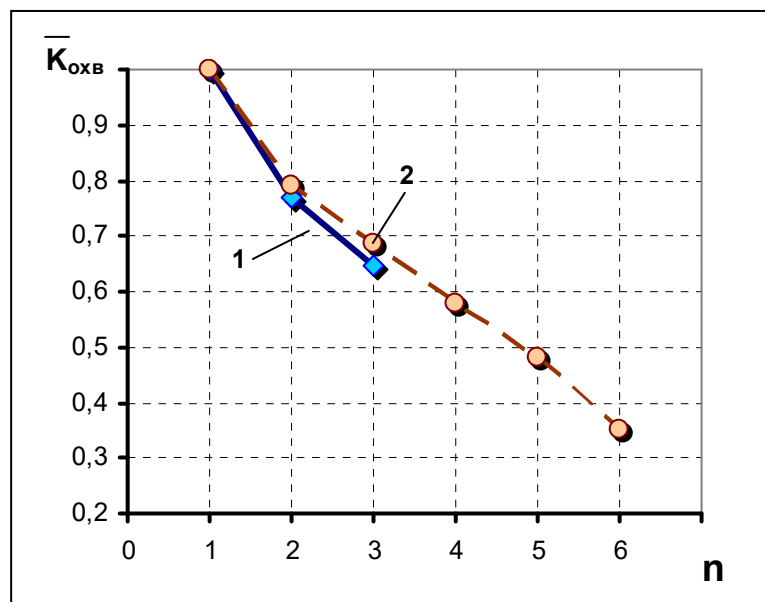


Рис. 3. Зависимость "относительного" коэффициента охвата объекта воздействием от числа пластов, объединенных в объекте:

- 1 – Усть-Балыкская площадь (объект БС₁₋₄);
- 2 – Арланское месторождение (угленосная толща) [9]

Для сравнения на рис. 3 показана аналогичная кривая, полученная М.Г.Усмановым и др. [8], отражающая результаты исследований дебитометрами процесса выработки запасов по разрезу угленосной толщи широко известного Арланского месторождения Башкирии.

Большой интерес представляет исследование работы многопластового объекта, состоящего из пластов с близкими характеристиками, также и в водный период его разработки.

С этой целью мы построили графики зависимости "безразмерного дебита" \bar{q}_n , (представляющего собой отношение дебита нефти в водный период к среднему за БВП дебиту) – от обводненности продукции f_v по однопластовым и двух-трех пластовым скважинам (рис. 4) рассматриваемой площади.

Почти полное совпадение этих кривых дает основание сделать вывод об отсутствии различий в темпах падения дебита нефти по мере нарастания обводненности по группам добывающих скважин Усть-Балыкской площади, перфорированных на один, два и три продуктивных пласта.

Обработка результатов эксплуатации скважин, дренирующих, например, два пласта (БС₁ и БС₂₋₃) показала, что этот процесс достаточно хорошо описывается уравнением:

$$\bar{Q}_n = 0,988 + 2,096 \times \bar{Q}_ж, \quad (2)$$

где \bar{Q}_n , $\bar{Q}_ж$ – отношение накопленной добычи, соответственно, нефти и жидкости к отбору нефти за БВП (в пластовых условиях).

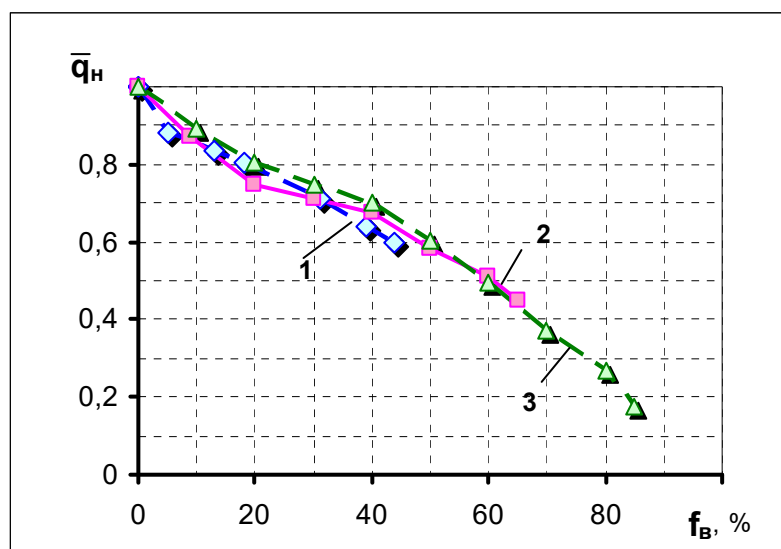


Рис. 4. Зависимость безразмерного дебита нефти от обводненности:

- 1 – однопластовый объект; 2 – двухпластовый объект (БС₁₋₃);
- 3 – трехпластовый объект (БС₁₋₄)

Линии обводнения скважин, перфорированных на один пласт, лежат, как правило, чуть ниже этой прямой, что вполне согласуется с характером вытеснения нефти из одно- и многопластового объектов. В последнем случае доля вытесняемой за БВП нефти меньше, вследствие меньшего охвата пластов многопластового объекта воздействием (рис. 3, табл. 5).

Таблица 5

Сравнение отборов нефти за БВП
из одно- и многопластовых скважин первого ряда

| Количество пластов в объекте | Количество рассмотренных скважин | Средняя обводненность, за 1977 год, % | Накопленный отбор нефти, % | |
|------------------------------|----------------------------------|---------------------------------------|----------------------------|--------------------|
| | | | Всего | в том числе за БВП |
| Один (БС ₁) | 15 | 95 | 100 | 69 |
| Два (БС ₂₋₃) | 9 | 95 | 100 | 55 |
| Три (БС ₁₋₄) | 17 | 91 | 100 | 30 |

Выводы

1. Подобие (сходство, близость) средних величин геологических характеристик продуктивных пластов не является достаточным условием для обеспечения успешной равномерной выработки запасов нефти в составе общего эксплуатационного объекта.

2. При совместной разработке даже таких очень близких по свойствам пластов, как БС₁ и БС₂₋₃ Усть-Балыкской площади, уже на первом этапе обнаружилось резкое отставание фронта заводнения по более неоднородному пласту БС₂₋₃.

3. Объединение нескольких пластов для разработки их одной сеткой, даже при небольшом различии свойств пластов, может привести к существен-

ному снижению текущей добычи нефти. Так, ежегодный «недобор» в добыче нефти по этой причине за первые одиннадцать лет эксплуатации объекта БС₁₋₄ Усть-Балыкского месторождения оценивается в среднем в 665 тыс.т/год.

4. Объединение в общий эксплуатационный объект нескольких пластов вблизи контура нефтеносности или водонефтяной зоны (хотя бы по одному из пластов) – нежелательно, во избежание сокращения продолжительности периода безводной эксплуатации и уменьшения коэффициента безводной нефтеотдачи многопластового объекта.

5. Процесс выработки запасов нефти из многопластового объекта в безводный период характеризуется меньшим охватом, чем из однопластового объекта. Например, на Усть-Балыкской площади "относительный" коэффициент охвата оценивается в 0,785 для совместно разрабатываемого двухпластового объекта и 0,663 – для трехпластового объекта, от “условно принятого за единицу” охвата однопластовой залежи БС₁.

6. Обработка фактических данных не выявила заметного уменьшения продолжительности периода безводной эксплуатации во внутренних зонах площади (при обводнении от осевого разрезающего ряда) для многопластовых объектов БС₁₋₃ и БС₁₋₄ – по сравнению с однопластовым объектом БС₁.

7. Водный период эксплуатации добывающих скважин, перфорированных на один и два-три пласта, характеризуется весьма близкими темпами падения дебита нефти (в безразмерном виде – в % от начального) по мере нарастания обводненности продукции скважин.

Литература

1. Бадьянов В.А. Методика прогнозирования коэффициентов охвата воздействием прерывистых пластов при разработке нефтяных месторождений. Науч.-техн.сб. "Проблемы нефти и газа Тюмени", 1971, вып. 9, с. 38-42.

2. Дементьев Л.Ф. и др. О снижении коэффициента продуктивности скважин, эксплуатирующих одновременно несколько нефтеносных пластов. Науч.-техн.сб. "Проблемы нефти и газа Тюмени", 1976, вып. 30, с. 30-33.

3. Дияшев Р.Н. и др. Динамика разработки многопластовой залежи и выделение объектов эксплуатации. – Нефтяное хозяйство, 1979, № 3, с. 35-40.

4. Касов А.С. Коэффициенты вытеснения нефти водой продуктивных пластов нефтяных месторождений Западной Сибири. Науч.-техн.сб. "Проблемы нефти и газа Тюмени", 1978, вып. 40, с. 36-44.

5. Воробьев В.Д., Ткаленко Р.А. Методы регулирования разработки многопластовых месторождений. – Тематич.науч.-техн.обзор, серия Добыча, М., ВНИИОЭНГ, 1977.

6. Саттаров М.М. и др. Выбор эксплуатационных объектов и обоснование системы разработки многопластовых месторождений. В кн.: "Регулирование процессов эксплуатации нефтяных залежей". – М.: Наука, 1976, с. 123-133.

7. Саттаров М.М., Третьякова Г.И. Методика обоснования совместной или раздельной эксплуатации пластов в зависимости от их характеристики. – Нефтяное хозяйство, 1973, № 10, с. 19-23.

8. Усманов М.Г. и др. Об особенностях выработки нефти из многопластовых объектов. – Геология нефти и газа, 1974, № 3, с. 50-53.

А.Н.Янин, Б.Т.Баишев

Исследование причин различной производительности пластов при совместной их разработке^{*)}

Аналізу дебитов добывающих и приемистости нагнетательных скважин при совместной разработке пластов посвящено значительное количество публикаций. Эти исследования проводились, в основном, в двух направлениях. Во-первых, анализировали работу пластов по результатам исследований многопластовых разрезов глубинными дебитомерами и расходомерами (по доле работающих толщин, числу и удельной производительности работающих пластов и т.д.). Отметим, что основная часть этих исследований приходится на нагнетательные скважины [2, 4, 7, 9, 11-13].

Во-вторых, сопоставляли характеристики одно- и многопластовых объектов по результатам промыслово-гидродинамических исследований (коэффициенты продуктивности, гидропроводности и т.д.) [5, 6, 8]. Однако в связи с тем, что указанные исследования были, как правило, "разовые", их недостаточно для того, чтобы сделать какие-либо однозначные выводы.

Эксплуатационные же характеристики (например, накопленные отборы нефти за длительный период, дебиты и давления и т.д.) по одно- и многопластовым объектам многие авторы зачастую вовсе не сравнивали. Нередко [1, 5, 8] в работах не выполняется весьма важное условие «сопоставимости» групп скважин по коллекторским и эксплуатационным характеристикам.

В связи с указанными замечаниями в данной статье выполнено целенаправленное исследование причин различия дебитов скважин по одно- и многопластовым объектам Усть-Балыкского нефтяного месторождения .

Составляющие единый эксплуатационный объект пласты BC_1 , BC_{2-3} и BC_4 имеют невысокую расчлененность, слабую прерывистость и сравнительно однородны по площади и разрезу. Близость геолого-физических свойств пластов и флюидов, совпадение в плане нефтеносных площадей, небольшие толщины разделяющих их пород послужили в свое время основанием для утверждения варианта совместной разработки пластов одной сеткой скважин. За 1964-1970 гг. из 180 пробуренных добывавших скважин в 42 (23%) перфорировались три, в 73 скважинах (41 %) – два и в 65 скважинах (36 %) – один пласт. Первые две группы скважин расположены в сводовой части структуры вблизи от осевого разрезающего ряда, последняя – в периферийных зонах.

Позднее (в 1970–1979 гг.) на второй и третьей стадиях разработки для ликвидации отрицательных последствий [9] совместной эксплуатации пробурено 260 новых раздельных скважин.

Для исследования дебитов выбрано три группы скважин: вскрывших самостоятельно – один пласт (BC_1), совместно – два (BC_1+BC_{2-3}) и три пласта ($BC_1+BC_{2-3}+BC_4$).

Целью исследования является установление различий в удельных дебитах выбранных групп добывающих скважин и отыскание геолого-промысловых причин этих различий.

^{*)} Опубликовано в сборнике трудов ВНИИ "Повышение эффективности разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений". М., 1980, вып.72, с.73-85.

Таблица 1

Геолого-физические параметры объектов

| Параметры | Число пластов в объекте | | | |
|--|---|---------------------------------------|--|------|
| | Один | Два | Три | |
| | (БС ₁) | (БС ₁ +БС ₂₋₃) | (БС ₁ +БС ₂₋₃ +БС ₄) | |
| Число скважин в группе, шт. | 27 | 42 | 30 | |
| Относительная нефтенасыщенная толщина пласта, доли ед. | 1,00 | 1,96 | 2,44 | |
| Коэфф.песчаности объекта, доли ед. | 0,832 | 0,664 | 0,569 | |
| Коэффициент расчлененности объекта, ед. | 2,26 | 5,14 | 6,58 | |
| Проницаемость (по геофизике), мД | 385 | 330 | 350 | |
| Подвижность, 10 ⁻⁹ Пахс | 0,121 | 0,093 | 0,096 | |
| Толщина раздела, м | между БС ₁ и БС ₂₋₃ | — | 5,78 | 5,41 |
| | между БС ₂₋₃ и БС ₄ | — | — | 5,32 |
| Толщина 1 ^{го} проницаемого пропластка, м | 4,36 | 3,79 | 3,61 | |

Из табл. 1 видно, что многопластовые скважины в выделенных группах имеют несколько ухудшенные значения проницаемости и подвижности, а также значительно большую (в 2,3-2,9 раза) расчлененность и меньшую общую песчаность разреза. В то же время отдельные пласты (табл. 2), составляющие эти многопластовые объекты, достаточно однородны.

Таблица 2

Параметры отдельных пластов, вскрытых в многопластовых скважинах

| Параметры | Двухпластовый объект | | Трехпластовый объект | | |
|--|----------------------|-------------------|----------------------|-------------------|-----------------|
| | БС ₁ | БС ₂₋₃ | БС ₁ | БС ₂₋₃ | БС ₄ |
| Относительная нефтенасыщенная толщина пласта, доли ед. | 1 | 1,073 | 0,94 | 1,29 | 0,352 |
| Проницаемость (по геофизике), мД | 330 | 329 | 283 | 368 | 254 |
| Расчетная гидропроводность, 10 ⁻¹¹ м ³ /Пахс | 94 | 93 | 80 | 116 | 25 |
| Коэффициент песчаности, доли ед. | 0,853 | 0,795 | 0,867 | 0,879 | 0,819 |
| Коэффициент расчлененности, ед. | 2,07 | 3,07 | 1,81 | 2,61 | 1,45 |

Несмотря на близость средних величин геолого-физических характеристик основных пластов БС₁ и БС₂₋₃ (из которых в 1970 г. отбиралось 93 % от общей добычи нефти по площади), анализ закономерностей распределения геологических свойств по отдельным скважинам показал их различие (табл. 3).

Таблица 3

Распределение соотношения $\alpha_{БС_{2-3}} / \alpha_{БС_1}$ * по группам двух- и трехпластовых скважин

| Геолого-физические параметры | Число скважин (шт.), в которых | | Отношение средних величин по группам скважин, в которых | |
|------------------------------|-------------------------------------|-------------------------------------|---|-------------------------------------|
| | $\alpha_{БС_{2-3}} > \alpha_{БС_1}$ | $\alpha_{БС_{2-3}} < \alpha_{БС_1}$ | $\alpha_{БС_{2-3}} > \alpha_{БС_1}$ | $\alpha_{БС_{2-3}} < \alpha_{БС_1}$ |
| Нефтенасыщенная толщина | 56 | 16 | 1,432 | 0,797 |
| Проницаемость (по геофизике) | 45 | 27 | 1,558 | 0,616 |
| Гидропроводность (расчетная) | 40 | 32 | 2,025 | 0,602 |

* $\alpha_{БС_{2-3}}$ и $\alpha_{БС_1}$ – значения какого-либо геолого-физического параметра α

в скважине по пластам, соответственно, BC_{2-3} и BC_1

Более того, средний пласт BC_{2-3} имеет в большинстве совместных скважин даже несколько лучшие по сравнению с пластом BC_1 средние характеристики – по нефтенасыщенной толщине, проницаемости и гидропроводности. Тем не менее, опыт их совместной разработки уже на первом этапе показал [1], что по пласту BC_{2-3} наблюдается значительное отставание в выработке.

С целью выявления различий в условиях эксплуатации выделенных групп вначале изучили степень вскрытия нефтенасыщенного разреза объектов перфорацией. Из табл. 4 и рис. 1 видно, что степень вскрытия всех пластов в скважинах – достаточно высокая. **Следовательно, на Усть-Балыкской площади различие во “вскрытии” (т.е. степени перфорации) пластов не могло существенно повлиять на сравнительную производительность добывающих скважин в одно- и многопластовых объектах.**

Таблица 4

Степень вскрытия нефтенасыщенной толщины объектов перфорацией, доли ед.

| Пласты | Объекты | | | Среднее значение степени вскрытия, доли ед. |
|--------------------|----------------|----------------|----------------|---|
| | Одно-пластовый | Двух-пластовый | Трех-пластовый | |
| BC_1 | 0,952 | 0,954 | 0,946 | 0,952 |
| BC_{2-3} | – | 0,911 | 0,943 | 0,927 |
| BC_4 | – | – | 0,845 | 0,845 |
| В целом по объекту | 0,952 | 0,932 | 0,930 | 0,935 |

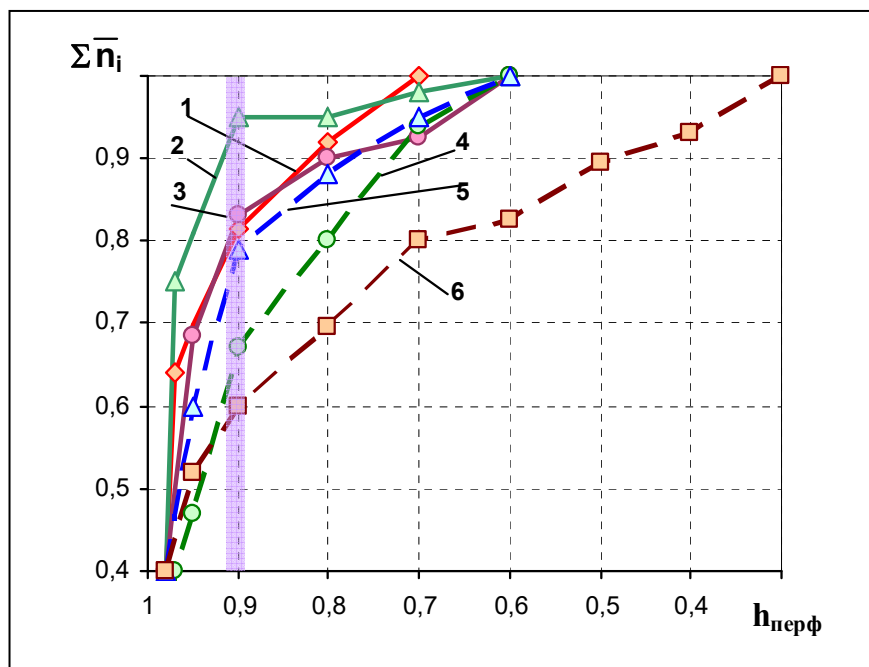


Рис. 1. Кумулятивные кривые распределения скважин по степени вскрытия перфорацией нефтенасыщенной толщины:

- $\Sigma \bar{n}_i$ – накопленная частота числа скважин, доли ед.;
- $h_{перф}$ – перфорированная нефтенасыщенная толщина, доли ед.;
- 1, 2, 3 – соответственно, одно- двух и трехпластовые объекты;
- 4, 5 – пласт BC_{2-3} в составе двух- и трехпластовом объектах;
- 6 – пласт BC_4 в составе трехпластового объекта.

Далее скважины выделенных групп сопоставили по величинам средних (за безводный период эксплуатации) буферных, забойных и пластовых давлений. В результате установили, что по многопластовым скважинам буферное давление несколько – на 0,107 (9 %) и 0,194 (16 %) МПа выше, чем по однопластовым (табл. 5). **Это в свою очередь привело к незначительному возрастанию забойных давлений по многопластовым скважинам на 0,32-0,69 МПа.** Тем не менее за счет повышенных пластовых давлений по многопластовым скважинам, вследствие размещения их в центральных (наиболее подверженных влиянию внутриконтурной закачки) зонах, средние за безводный период депрессии по ним (табл. 5) были меньше всего лишь на 0,11 и 0,16 МПа, или на 3,8 и 5,6 %.

Таблица 5

Сопоставление средних технологических показателей за безводный период эксплуатации объектов

| Показатели за БВП | | Число пластов в объекте | | |
|-------------------------------|-----------|-------------------------|---|--|
| | | Один (БС ₁) | Два (БС ₁ +БС ₂₋₃) | Три (БС ₁ +БС ₂₋₃ +БС ₄) |
| Средний дебит нефти, т/сут | | 155 | 201 | 235 |
| Средний диаметр штуцера, мм | | 15 | 18,2 | 19,3 |
| Продолжительность БВП, мес. | | 47 | 53,4 | 41,1 |
| Давление, МПа | буферное | 1,196 | 1,303 | 1,39 |
| | забойное | 16,13 | 16,43 | 16,82 |
| | пластовое | 19,00 | 19,21 | 19,53 |
| Депрессия на пласт, МПа | | 2,87 | 2,76 | 2,71 |
| Удельный дебит нефти, т/сут×м | | 15,75 | 10,43 | 9,77 |
| Снижение удельного дебита, % | | – | –33,8 % | –38 % |

Из табл. 5 следует, что удельный дебит на 1 метр вскрытой нефтенасыщенной толщины (без учета различий пластов по геолого-физическим свойствам и условиям эксплуатации) – по двух- и трехпластовым скважинам составляет, соответственно, 66 и 62 % от удельного дебита однопластовых.

При "выравнивании" этих величин на "одинаковую подвижность" рассматриваемые коэффициенты составят, соответственно, – 86,3 и 78,1%. Таким образом, здесь наблюдается снижение удельного дебита – на 13,7 и 21,9 % по сравнению с однопластовым объектом.

Аналогичные закономерности в снижении удельной производительности (приемистости) скважин при возрастании числа объединяемых для совместной закачки пластов установлены многими специалистами нефтяной отрасли [2, 4, 9, 12] при обработке результатов исследований нагнетательных скважин глубинными расходомерами.

Причины этого явления авторы, как правило, не объясняют, ограничиваясь [5, 8] тезисом о "различии геолого-физических свойств объединяемых пластов". Исключение составляют работы [3, 7], в которых предложены варианты теоретического обоснования указанных явлений. **Например, в работе [7] уменьшение приемистости сближенных пластов при совместной закачке объясняется возникновением межпластового перепада давления вследствие неодновременности начала освоения пластов с различной**

проницаемостью.

Безусловно, снижение удельных дебитов при совместной разработке связано с различием свойств объединяемых пластов. Чем же в таком случае следует характеризовать различие пластов? Какие количественные характеристики в наибольшей степени влияют на снижение производительности объединяемых пластов в составе общего объекта?

Наиболее простым способом является сравнение "средних" величин параметров объединяемых пластов как в целом по пластам [5, 8], так и по отдельным скважинам [10]. При этом мерой различия является величина λ_a :

$$\lambda_a = \chi_{a1} / \chi_{a2},$$

где χ_{a1} и χ_{a2} – значения некоторого геолого-промыслового признака – геологического параметра (а) для смежных пластов в одной и той же скважине [8].

Этому подходу присущи следующие недостатки:

а) сравнение отдельных пластов по "осредненным" значениям параметров равнозначно сопоставлению "внутренне однородных" пластов. Реально же каждый отдельный пласт неоднороден и в ряде случаев сам может рассматриваться как "микромодель" многопластового эксплуатационного объекта;

б) значение λ_a определяют, как правило, сравнением параметров отдельных пластов с характеристиками заранее выбранного в разрезе "базисного" (в работах [5, 8] – верхнего) пласта. Однако, вследствие зональной неоднородности, наилучшие (наихудшие) свойства в разных скважинах могут иметь различные пласты эксплуатационного объекта. В этих условиях параметр λ_a становится неопределенным и теряет свой смысл.

Сравним два двухпластовых разреза, являющихся "зеркальным отражением" друг друга в горизонтальной плоскости. Пусть проницаемость пластов различается в три раза, а прочие свойства пластов – одинаковы. Количественно параметр λ_a для обоих разрезов по проницаемости – различен (3 и 0,33), хотя степень снижения производительности при совместной разработке пластов, очевидно, будет одинаковой.

Рассмотрим другой пример. Имеем два пласта, каждый из которых состоит из трех пропластков. В первом пласте проницаемость всех пропластков одинакова – 50 мД, во втором – 100; 45 и 5 мД. Прочие свойства пропластков (толщины, нефтенасыщенность и т.д.) – одинаковы. В этом случае параметр λ_a пластов, рассчитанный для любого геолого-физического параметра, в том числе и для проницаемости (по осредненным их величинам для этих пластов) – равен единице. Таким образом, на основании равенства только "средних" значений параметров здесь можно сделать ошибочный вывод об идентичности пластов.

Фактически же при их совместной разработке, учитывая результаты работ [7, 9], можно предположить, что пропласток с проницаемостью 5 мД ("по соседству" с пропластком 100 мД) – не будет принимать участия в разработке. Следовательно, параметр λ_a не может быть объективно использован для оценки степени различия пластов при выделении объектов для совместной разработки, как это предлагают делать авторы работы [5].

Второй (предлагаемый нами) подход к оценке возможности и целесообразности объединения пластов для совместной разработки основан на анализе за-

кономерностей распределения геолого-физических свойств проницаемых пропластков (при различных вариантах объединения пластов). Сравнение средних параметров отдельных пластов заменяется здесь изучением "внутренней" (дифференцированной) структуры неоднородности многопластовых разрезов.

Опыт показывает, что на основании данных первых 30-40 скважин, пробуренных на многопластовом объекте, сравнивая показатели неоднородности разрезов (при различных сочетаниях пластов), можно выбрать оптимальный вариант их объединения, т.е. установить рациональную систему разработки многопластового месторождения.

Для выявления причин низких удельных дебитов по многопластовым скважинам Усть-Балыкской площади нами с использованием геофизической информации по проницаемым прослоям рассчитан (табл. 6) ряд важных дополнительных критериев, характеризующих неоднородность разрезов.

Таблица 6

Параметры геологической неоднородности разрезов
одно- и многопластовых скважин

| Показатели | | Число пластов в объекте | | |
|---|---|-------------------------|-------|-------|
| | | Один | Два | Три |
| Послойная неоднородность $V^2_{\text{посл.}}$ (по В.Д.Лысенко), доли ед. | | 0,098 | 0,227 | 0,291 |
| Кoeff. вариации проницаемости прослоев | | 0,859 | 0,852 | 1,005 |
| Толщина 1 ^{го} проницаемого прослоя (h_i), м | | 3,74 | 3,66 | 3,55 |
| Нефтенасыщенность прослоя, доли ед. | | 0,71 | 0,69 | 0,72 |
| Гидропроводность (ϵ_i) прослоя, 10^{-11} м ³ /МПахс | | 59 | 34,3 | 34,6 |
| Параметры разрезов скважин | $h_{i\text{макс.}} / h_{\text{эфф.сумм.}}$, доли ед. | 0,669 | 0,426 | 0,353 |
| | То же, % | 100 | 63,7 | 52,8 |
| | $K_{i\text{макс.}} / K_{\text{ср.}}$, доли ед. | 1,22 | 1,66 | 1,98 |
| | То же, % | 100 | 136 | 162 |
| | $\epsilon_{i\text{макс.}} / \epsilon_{\text{сумм.}}$, доли ед. | 0,756 | 0,46 | 0,44 |
| | То же, % | 100 | 60,8 | 58,1 |

Из таблицы 6 видно, что переход от одно- к многопластовым разрезам сильно увеличивает неоднородность и ухудшает распределение основных фильтрационных характеристик. Например, показатель послойной неоднородности (по В.Д.Лысенко) при этом возрастает в 2,3-3 раза.

Анализ данных табл. 5 и 6 показывает, что снижение удельных дебитов по многопластовым скважинам может быть тесно связано с их различием по "внутренней структуре" или характеру распределения свойств пропластков во вскрытом разрезе.

В качестве ключевого показателя неоднородности разреза наиболее логичным представляется использовать параметр $\chi_i / \chi_{i\text{макс.}}$, т.е. отношение величины параметра любого пропластка к величине параметра пропластка с наилучшей (максимальной) характеристикой в разрезе перфорированного объекта в данной скважине.

Для групп одно- двух- и трехпластовых скважин нами построены кривые распределения пропластков по величинам их "относительной" проницаемо-

сти ($K_i/K_{i\max}$) и "относительной" гидропроводности ($\epsilon_i/\epsilon_{i\max}$).

Анализ этих кривых показал следующее:

1) Рост значений «относительной» проницаемости (и гидропроводности) прослоев тесно связан с увеличением их эффективной толщины (табл. 7, рис. 2), то есть прослоям с большей толщиной соответствуют лучшие фильтрационные характеристики. Эта закономерность справедлива как для однопластовых, так и для многопластовых разрезов скважин.

Таблица 7

Распределение числа и эффективной толщины прослоев по диапазонам "относительных" проницаемости и гидропроводности для однопластовых и многопластовых скважин

| Показатели | Число пластов в объекте | "Относительная" проницаемость, $K_i/K_{i\max}$. | | | "Относительная" гидропроводность, $\epsilon_i/\epsilon_{i\max}$. | | |
|--|-------------------------|--|---------|------|---|---------|------|
| | | >0,4 | 0,4-0,7 | >0,7 | >0,4 | 0,4-0,7 | >0,7 |
| Толщина одного проницаемого прослоя, м | Один | 1,16 | 2,12 | 5,29 | 1,21 | 4,37 | 6,06 |
| | Два | 2,05 | 3,82 | 4,95 | 2,00 | 4,54 | 6,22 |
| | Три | 2,28 | 4,57 | 5,21 | 2,20 | 4,75 | 6,71 |
| Число прослоев от общего числа, % | Один | 35,2 | 9,8 | 55,0 | 41,9 | 7,2 | 50,9 |
| | Два | 38,0 | 21,7 | 40,3 | 57,0 | 13,1 | 29,9 |
| | Три | 50,2 | 23,6 | 26,2 | 63,4 | 13,4 | 23,3 |
| Их суммарная эффективная толщина, % | Один | 11,0 | 10,5 | 78,5 | 13,5 | 9,9 | 76,6 |
| | Два | 21,5 | 23,1 | 55,4 | 31,8 | 16,5 | 51,7 |
| | Три | 32,0 | 30,1 | 37,9 | 38,8 | 17,6 | 43,6 |

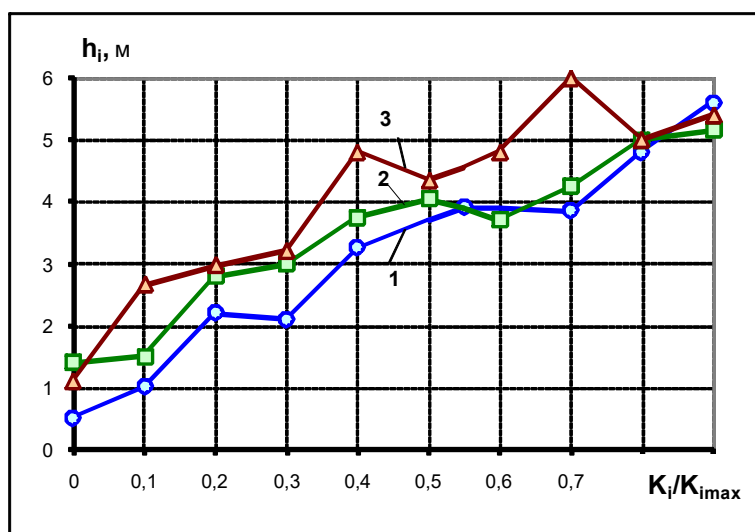


Рис.2. Сопоставление эффективной толщины h_i одного проницаемого прослоя и его "относительной" проницаемости $K_i/K_{i\max}$:

1, 2, 3 — соответственно, по одно-, двух и трехпластовым объектам

2) При любых значениях "относительных" проницаемости и гидропроводности накопленная доля числа прослоев (и соответствующая ей доля эффективной толщины) по многопластовым скважинам всегда выше, чем по однопластовым (рис. 3, табл. 7). Например, накопленная доля прослоев с относительной проницаемостью менее 40 % от максимальной по одно-, двух- и трехпластовым объектам составляет, соответственно, 35, 38 и 50 %, а соответствующая им доля эффективной толщины — 11, 21 и 32 %.

3) Из табл. 7 видно, что **относительная накопленная доля числа прослоев с небольшой толщиной (по всем группам скважин) всегда превышает соответствующую им накопленную долю эффективной толщины.**

Для «относительной» гидропроводности более 70 % от максимальной, накопленная доля числа прослоев по однопластовым скважинам в 1,7-2,2 раза выше, чем по многопластовым, а соответствующая им доля эффективной толщины – больше в 1,5-1,8 раза, т.е. эти разрезы более однородны.

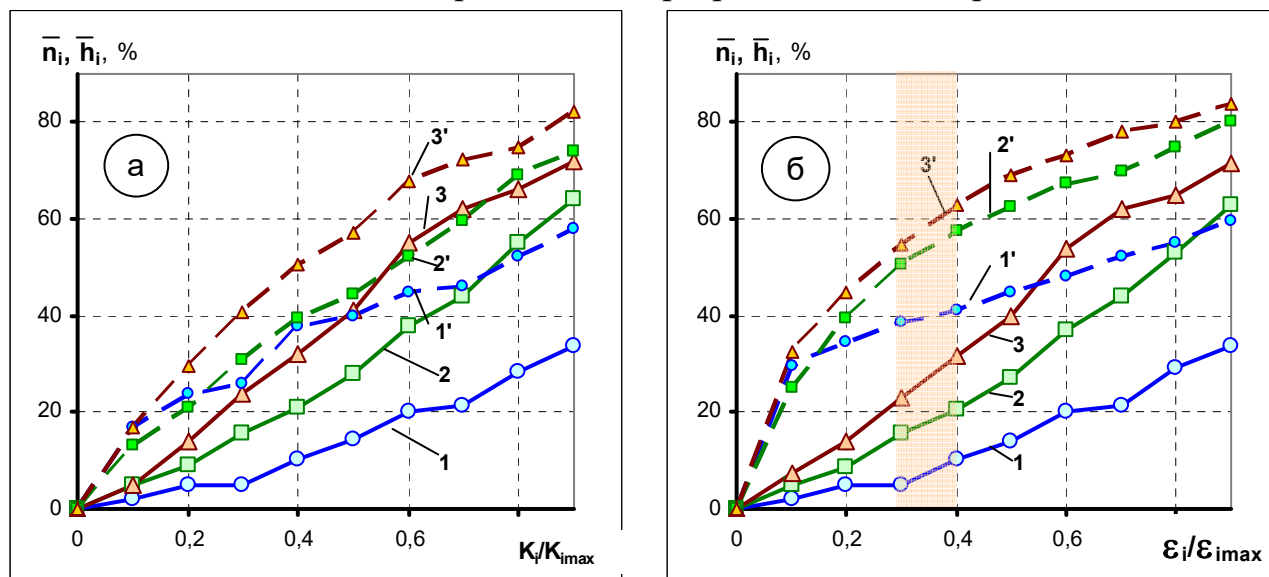


Рис.3. Зависимость расчетной доли "неработающих" толщин \bar{h}_i и числа прослоев \bar{n}_i от пороговых значений

"относительной" проницаемости K_i/K_{imax} (а) и гидропроводности $\epsilon_i/\epsilon_{imax}$ (б):

- 1, 2, 3 – кривые "неработающих" толщин, соответственно, для разрезов одно- двух- и трехпластовых объектов;
- 1', 2', 3' – кривые "неработающего" числа прослоев для тех же объектов

4) При сравнении одних и тех же групп скважин при равных величинах "относительных" проницаемости и гидропроводности видно, что во втором случае доля прослоев и доля их эффективной толщины несколько выше. Очевидно, кривую «относительной» проницаемости неработающих прослоев для оценки степени снижения дебита следует использовать при небольшой вариации толщины прослоев, в иных случаях – необходимо (и более правильно) пользоваться кривой «относительной» гидропроводности пропластков.

Коэффициенты вариации толщины одного проницаемого прослоя по одно- двух- и трехпластовым объектам Усть-Балыкского месторождения велики и составляют, соответственно – 0,756; 0,717 и 0,744, поэтому в дальнейшем авторы изучили также и кривые «относительной» гидропроводности прослоев.

В работе [11] на основании исследования глубинными расходомерами установлено, что в нагнетательных скважинах при совместной закачке воды в многопластовый объект Татарии пласты с «относительной» проницаемостью менее 0,4 и гидропроводностью менее 0,3 – в разработке не участвуют.

Если для Усть-Балыкского месторождения (учитывая достаточно высокую вариацию проницаемости и толщин прослоев) "пороговое" значение "относительной" гидропроводности принять равным 0,4, то доля

условно "неработающих" при этом прослоев по одно- двух и трехпластовым объектам составит, соответственно, – 42; 57 и 63 %, а доля условно "неработающей" эффективной нефтенасыщенной толщины – 14; 32 и 39 %.

Такое строение объектов обуславливает снижение удельного дебита по двух- и трехпластовым скважинам, причем действительно на величину, которая соответствует фактической по Усть-Балыкской площади. Из этого можно сделать заключение о том, что прослои, имеющие "относительную" гидропроводность менее 40 % от максимальной (в данном разрезе), при совместной эксплуатации – активно вырабатываться не будут.

Обратим внимание также на то, что забойное давление по многопластовым скважинам Усть-Балыкского месторождения (см.табл. 5) все же несколько выше, чем по однопластовым. В то же время относительная доля числа прослоев и доля их эффективной толщины, требующих более существенного снижения забойного давления, по многопластовым объектам – выше (табл. 7, рис. 3). Частично и из-за этого удельная производительность скважин при совместной разработке пластов несколько ниже, чем при раздельной.

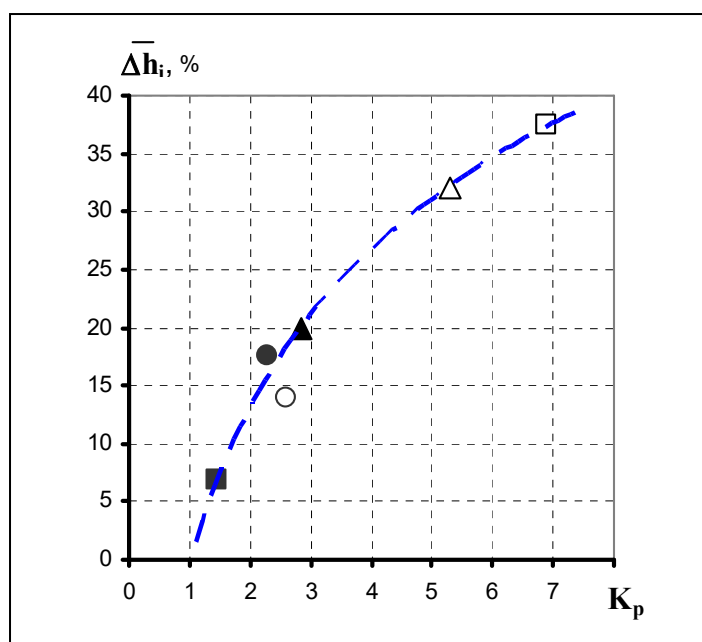


Рис. 4. Оценочная зависимость доли "неработающей" толщины $\bar{\Delta h}_i$ эксплуатационного объекта БС₁₋₄ от количества пронизаемых пропластков K_p (при пороговом значении "относительной" гидропроводности $\leq 0,4$)

- , ▲, ■ – соответственно, для пластов БС₁, БС₂₋₃ и БС₄ – при их самостоятельной разработке;
○, △, □ – соответственно, для одно- двух- и трехпластовых объектов – при их совместной разработке

По зависимости, приведенной на рис. 4, можно приблизительно оценить ожидаемую степень сокращения работающей эффективной толщины (а следовательно и дебита скважин) при увеличении числа пластов, объединяемых в один эксплуатационный объект для совместной разработки [2].

Выводы

1. Основной причиной снижения удельного дебита продуктивных пластов при их совместной разработке является возрастание доли "относитель-

но" ухудшенных прослоев (и "неработающих" эффективных толщин), а также увеличение общей неоднородности многопластовых разрезов.

2. Имеются основания полагать, что пропластки, имеющие "относительную" гидропроводность – менее 40 % от максимальной в разрезе конкретных скважин многопластового объекта БС₁₋₄ Усть-Балыкского нефтяного месторождения активного участия в выработке запасов не принимают.

3. Совпадение только "средних" величин геолого-физических параметров, как в целом по пластам, так и по скважинам – не является достаточным условием для объединения пластов в общий эксплуатационный объект.

4. Более перспективным следует считать изучение структуры и закономерностей распределения параметров неоднородности по разрезам многопластовых объектов с учетом соотношения свойств всех проницаемых пропластков (в т.ч. лучших и худших) при различных вариантах объединения пластов в один объект.

Литература

1. Туров В.А., Телишев А.Г., Демушкин Ю.И. и др. Анализ результатов совместной и раздельной разработки нескольких пластов с различной коллекторской характеристикой (на примере месторождений Среднего Приобья). – Труды Гипротюменнефтегаза, вып.40, Тюмень, 1974, с. 116-125.

2. Баймухаметов К.С. О количественной оценке влияния расчлененности пластов на их приемистость в нагнетательных скважинах. – Нефтяное хозяйство, 1978, №12, с. 44-45.

3. Батурин Ю.Е. Выделение эксплуатационных объектов на многопластовых месторождениях. – Геология нефти и газа, 1979, №1, с. 55-59.

4. Вахитов Г.Г., Дияшев Р.Н. Анализ результатов исследования скважин месторождения Узень глубинными расходомерами и дебитомерами. Труды ВНИИ, вып.60, М., 1974, с.217-225.

5. Дементьев Л.Ф., Каналин В.Г., Нанивская В.Г. К методике оценки целесообразности объединения нескольких пластов в один эксплуатационный объект. – Науч.-техн. сб. "Проблемы нефти и газа Тюмени", 1977, №34, с. 9-12.

6. Каптелинин Н.Д., Московцев О.А., Юсупов К.С. и др. Исследование совместно эксплуатируемых пластов на примере Усть-Балыкского нефтяного месторождения. Труды Гипротюменнефтегаза, вып.35, Тюмень, 1973, с. 226-238.

7. Кривонос И.В., Максудов Р.А., Доброскок Б.Е. и др. О влиянии межпластового перепада давления на приемистость смежных пластов различной проницаемости. – Нефтяное хозяйство, 1970, №1, с. 39-43.

8. Дементьев Л.Ф., Каналин В.Г., Ефремов Е.П. и др. О снижении коэффициента продуктивности скважин, эксплуатирующих одновременно несколько нефтеносных пластов. – Науч.-техн. сб. "Проблемы нефти и газа Тюмени", 1976, №30, с. 30-33.

9. Дияшев Р.Н., Хмелевских Е.И. Особенности совместной эксплуатации неоднородных пластов при повышенных градиентах давления. – Темат. научн.-техн. обзор, сер. Нефтепромысловое дело, М., ВНИИОЭНГ, 1974.

10. Саттаров М.М., Третьякова Г.И. Методика обоснования совместной или раздельной эксплуатации пластов в зависимости от их характеристики. – Нефтяное хозяйство, 1973, №10, с. 19-23.

11. Суханов Н.А., Морозов А.А. О совместной закачке воды в многопластовый объект. – Труды ТатНИПИ, 1975, вып.30, с. 211-214.

12. Тарко Я.Б. Влияние многопластовости заводняемых объектов на характер приемистости нагнетательных скважин. – Рефер. научн.-техн. сб. Нефтепромысл. дело, М., ВНИИОЭНГ, 1979, №6, с. 3-6.

13. Усманов М.Г., Глинский Б.И., Ованесов М.Г. Об особенностях выработки нефти

Для ознакомления. Номера страниц не соответствуют официальной версии.

из многопластовых объектов. – Геология нефти и газа, 1973, №4, с. 50-53.

А.Н.Янин

Связь между толщиной пласта и дебитом нефти новых скважин^{*)}

Ежегодно в Западной Сибири на промыслах Главтюменнефтегаза бурится и вводится в эксплуатацию по несколько тысяч новых эксплуатационных скважин. Значительная их часть бурится на разрабатываемых нефтяных месторождениях. **В связи с тем, что из «новых скважин» извлекаются десятки млн.т/год нефти, повышение точности прогноза добычи из них является весьма важной задачей предприятий при планировании работы на перспективу.** В последние годы в печати по этой серьезной проблеме опубликованы работы Ю.Е.Батурина [1], Э.Д.Мухарского [2] и др.

Основными параметрами, определяющими добычу нефти из новых скважин, являются их дебит и время работы в год ввода. Прогнозировать дебит скважин на вновь разбуриваемых участках довольно сложно, так как он является функцией нескольких «переменных» (геолого-физических) параметров пласта, а также энергетических условий эксплуатации новых скважин. Обычно эти дебиты рассчитывают аналитически [1] или прогнозируют на основании фактических промысловых данных о дебитах скважин, вновь введенных на данном месторождении (пласте) за предыдущие годы. В последнем случае для расчетов добычи нефти на перспективу используют «ковер разбуривания» по каждому эксплуатационному объекту. На основе имеющегося фактического удельного дебита нефти на один метр вскрытой нефтенасыщенной толщины пласта и годовых предполагаемых толщин во вновь буримых скважинах и рассчитывают их ожидаемые дебиты по нефти.

При проведении этих расчетов удельный дебит специалисты [3] обычно принимают одинаковым для любых толщин разбуривания. **Однако выполненный нами анализ показывает, что это неверно, так как удельный дебит не является постоянной величиной, а сам зависит от значения нефтенасыщенной толщины объекта. Причем эта зависимость носит "обратный" характер, а именно – с увеличением толщины объекта удельный дебит на единицу толщины снижается [4].**

К сожалению, некая универсальная обобщенная зависимость "толщина-удельный дебит", пригодная для практического инженерного применения на разных месторождениях Западной Сибири, пока никем не получена.

Ниже приводятся результаты изучения зависимости удельного дебита нефти новых скважин от нефтенасыщенной толщины продуктивного пласта. Обобщение проведено автором по 1141 новой добывающей скважине, пробуренной на семи крупных нефтяных месторождениях производственного объединения Юганскнефтегаз (Тюменская область).

Рассмотренные в статье 12 объектов разработки представлены терригенными коллекторами и залегают на глубинах от 2100 до 2550 м. Изучаемые продуктивные пласты характеризуются следующим диапазоном параметров: нефтенасыщенная толщина 5–30 м, проницаемость 90–740 мД, коэффициент песчаности 0,3–0,83, коэффициент расчлененности 2–8.

Обработка исходных геолого-промысловых данных осуществлялась сле-

^{*)} Опубликовано в сборнике трудов Сибниинп "Вопросы геологии и разработки нефтяных месторождений Западной Сибири", Тюмень, 1985, с.95-98.

дующим образом. Для каждого объекта сначала проведено группирование пробуренных скважин по интервалам нефтенасыщенной толщины: 0–2, 2–4, 4–6 ... 28–30 м. По каждой группе рассчитаны – средний дебит нефти новых скважин, а также удельный дебит на один метр нефтенасыщенной толщины. Далее построены графики зависимости этих показателей от разбуриваемых толщин объектов разработки.

Однако ввиду значительного различия исследуемых эксплуатационных объектов по величинам геолого-физических параметров полученные кривые не обладают необходимой "общностью" и малопригодны для практического инженерного применения, т.к. они характеризуются большим разбросом точек.

С целью построения обобщенной, универсальной зависимости указанные графики были перестроены нами (см.рис.1) в следующих координатах:

“безразмерная толщина \bar{h}_n ” – “безразмерный удельный дебит $\bar{q}_{уд}$ ”, с учетом того, что:

$$\bar{h}_n = h_{ni} / h_{н.ср.}, \quad (1)$$

где h_{ni} – средняя нефтенасыщенная толщина по i-й группе вновь пробуренных скважин рассматриваемого объекта, м;

$h_{н.ср.}$ – средняя нефтенасыщенная толщина по всему пробуренному на рассматриваемом объекте фонду скважин, м.

$$\bar{q}_{уд} = q_{уд.i} / q_{уд.ср.}, \quad (2)$$

где $q_{уд.i}$ – удельный дебит нефти по i-й группе вновь пробуренных на объекте добывающих скважин, т/сут·м;

$q_{уд.ср.}$ – средний удельный дебит нефти по всему пробуренному на рассматриваемом объекте фонду скважин, т/сут·м.

В результате математической обработки данных (см.рис. 1), нами получена универсальная обобщенная зависимость безразмерного удельного дебита нефти от безразмерной нефтенасыщенной толщины пласта:

$$\bar{q}_{уд} = \frac{0,468}{\bar{h}_n} + 0,532 \quad / \text{ при } 0,3 < \bar{h}_n < 2 / \quad (3)$$

Видно, что имеющий место традиционный неучет зависимости дебита от толщины пласта приводит к значительным погрешностям в расчетах дебитов нефти новых скважин (см.рис.1). Так для группы скважин, имеющей нефтенасыщенную толщину вдвое меньше средней по объекту, ожидаемый входной дебит нефти занижается в 1,5 раза, а при толщине вдвое больше средней – этот дебит завышается на 30 %.

Проведенный нами по месторождениям Юганского района анализ режимов работы новых скважин показал, что по группам скважин, эксплуатирующим пласты с различной толщиной, вариация депрессий чаще всего не превышала 0,5 МПа. Таким образом, для этих групп скважин в первом приближении устанавливались примерно одинаковые депрессии. Поэтому снижение удельного дебита новых скважин по мере увеличения нефтенасыщенной толщины объекта следует связывать, в первую очередь, со снижением коэффициента охвата разреза по толщине вследствие увеличения доли "относительно малопроницаемых" пропластков в составе общего объекта разработки [4].

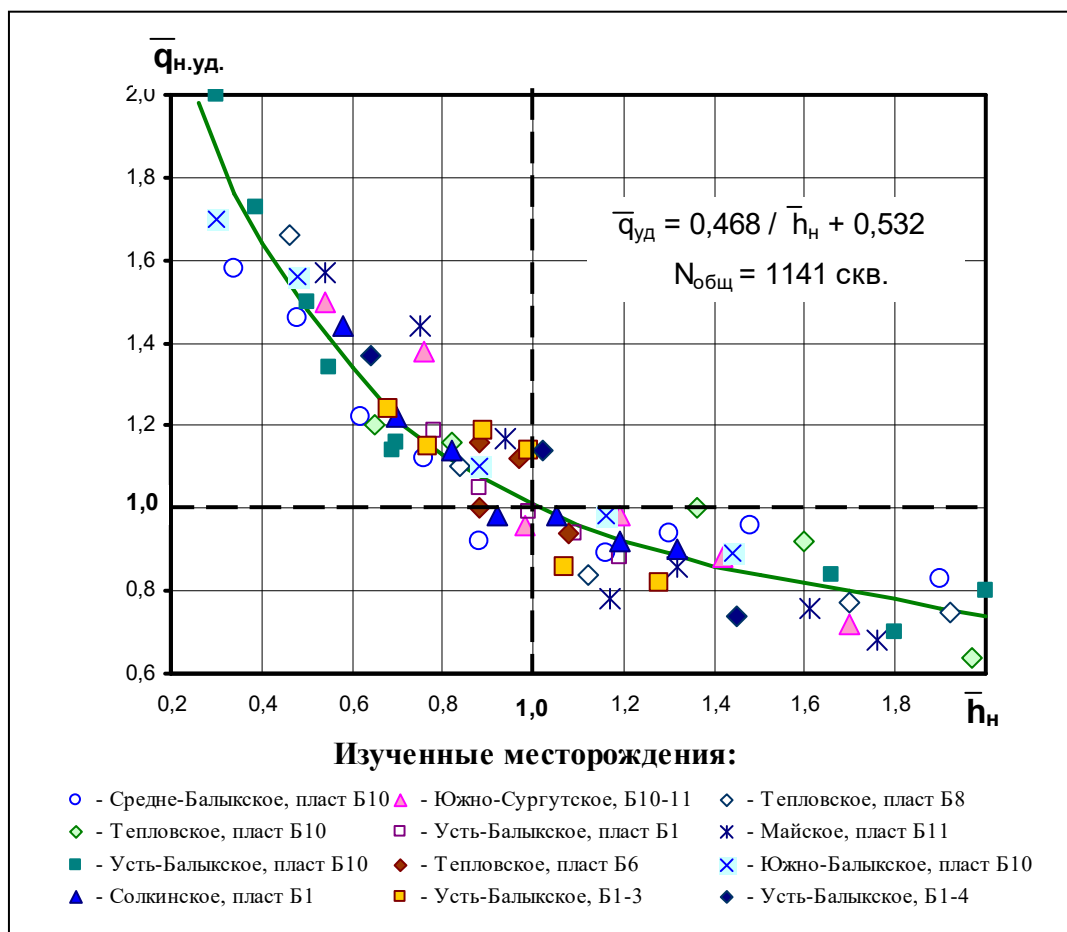


Рис.1. Зависимость безразмерного удельного дебита нефти новых скважин от безразмерной нефтенасыщенной толщины пласта (объекта)

Выводы

1. В результате обработки значительного массива (более 1140 скважин) фактических геолого-промысловых данных по месторождениям Юганского района) получена приближенная обобщенная зависимость (в безразмерном виде) удельного дебита нефти новых скважин от величины нефтенасыщенной толщины продуктивного пласта (объекта) в этих скважинах.

2. Использование предложенной обобщенной зависимости позволит существенно повысить точность расчета входных дебитов нефти по группам вводимых скважин на нефтяных месторождениях Западной Сибири.

Литература

1. Батурин Ю.Е. К методике определения дебита новых скважин на нефтяных месторождениях Западной Сибири. — М.: Нефтяное хозяйство, 1979, № 1, с. 35–36.
2. Мухарский Э.Д., Газеев М.Х., Казаков С.Е. К методике совершенствования прогнозирования дебита новых скважин. — М.: Нефтяное хозяйство, 1983, № 9, с. 57–59.
3. Иванова М.М., Дементьев Л.Ф., Чоловский И.П. Нефтегазопромысловая геология и геологические основы разработки месторождений нефти и газа. — М.: Недра, 1985, с. 394–395.
4. Янин А.Н. Принципы и эффективность совершенствования разработки Усть-Балыкского нефтяного месторождения. — В сб.: Особенности геологического строения и разработки нефтяных месторождений Западной Сибири. Тюмень, Сибниинп, 1981, вып. 23, с. 77–93.

А.Н.Янин

О методиках распределения дебитов и приемистости по пластам при совместной их эксплуатации в скважинах^{*)}

Задача о корректном разделении добычи нефти и закачки воды в скважинах между пластами, разрабатываемыми одной сеткой, весьма сложна и пока удовлетворительно не решена [1, 3, 4, 5, 6].

Целью статьи является критический анализ некоторых методов и создание приближенной методики распределения дебитов (приемистости) между совместно вскрытыми продуктивными пластами.

1) Ю.В.Маслянец и В.Е.Кашаев [1] для решения указанной задачи рекомендуют использовать следующий подход. По скважинам, вскрывшим на отдельных участках один пласт, строится зависимость удельного дебита от эффективной перфорированной толщины:

$$\bar{q}_{уд} = q / \Delta P \cdot h_{перф}^n, \quad (1)$$

где $\bar{q}_{уд}$ – удельный дебит жидкости на 1 м толщины пласта;
 $h_{перф}^n$ – перфорированная нефтенасыщенная толщина;
 q – дебит жидкости; ΔP – депрессия на пласт.

Доля производительности i -го пласта α_i рассчитывается по формуле:

$$\alpha_i = \frac{\bar{q}_i \cdot \Delta P_i \cdot h_{перф}^n}{\sum_{i=1}^n \bar{q}_i \cdot \Delta P_i \cdot h_{перф}^n}. \quad (2)$$

Методика [1] имеет ряд недостатков.

Во-первых, в ее основу заложен неверный принцип, а именно: *"если пласт с эффективной нефтенасыщенной толщиной h_n имеет при самостоятельной эксплуатации дебит q , то и при совместном вскрытии с другими пластами (даже более продуктивными) он обеспечит такой же удельный дебит"*.

Практика эксплуатации многопластовых нефтяных месторождений (Усть-Балыкское, Арланское, Ромашкинское, Узень и др.) не подтверждает этого предположения. Многочисленными исследованиями доказано, что пласты, успешно разрабатываемые при организации самостоятельного воздействия (например, алевролиты горизонта D_1 Ромашкинского месторождения), в случае совместного вскрытия с более продуктивными пластами – не вырабатываются. Причем с ростом числа объединяемых пластов количество неработающих пластов – увеличивается. Неучет этого явления в методике [1] может привести к значительным погрешностям при распределении добычи между вскрытыми пластами.

Во-вторых, между удельным дебитом и эффективной толщиной в работе [1] авторами (на примере пластов A_3 и A_4 Якушкинского месторождения) выведена линейная зависимость. Иными словами, удельный дебит, по мнению авторов работы [1], вообще не зависит от толщины пласта.

По ряду других многопластовых объектов страны выявлена совсем иная

^{*)} Опубликовано в сборнике трудов СибНИИП "Исследования в области разработки нефтяных месторождений Западной Сибири", Тюмень, 1981, с.85-90.

– нелинейная зависимость указанных параметров, а именно – с ростом нефтенасыщенной толщины удельный дебит на 1 м падает. Причем, чем больше толщина объекта, тем меньше темп падения удельного дебита [2].

В-третьих, заложенную в методике [1] величину депрессии по каждому из совместно вскрытых пластов определить весьма затруднительно.

2) Ю.А.Стуканогов [4] считает, что в целом по объектам более правильно распределять добычу и закачку пропорционально соотношению средних значений гидропроводности пластов. Для отдельных скважин используют промысловые дебито- и расходограммы. При их отсутствии распределение осуществляют пропорционально значениям проницаемости пластов. Однако, методика определения минимального («относительного») значения проницаемости, при которой пласт в составе общего эксплуатационного объекта еще вырабатывается, в работе [4] вообще не исследуется.

3) А.У.Айткулов [5] осуществляет распределение производительности пластов по комплексу показателей: $h_{\text{раб}} \cdot \Delta P / \mu_f$ или $kh_{\text{раб}} \cdot \Delta P / \mu_f$, где $h_{\text{раб}}$ – работающая эффективная нефтенасыщенная толщина; ΔP – перепад давления; μ_f – фиктивная вязкость; k – проницаемость. Работающая толщина вскрытых пластов выделяется методами потокометрии. В случае отсутствия этих исследований эффективную нефтенасыщенную толщину умножают на коэффициент действующей толщины (КДТ), средний для всего пласта. Последний прием определения работающей толщины сопряжен со значительными погрешностями и вряд ли с ним можно согласиться.

4) Ю.П.Кисляков, Э.М.Тимашев, В.И.Дорофеев [6] в аналогичном случае предлагают использовать КДТ по соседним скважинам. Этот подход также не всегда правомерен, так как свойства коллекторов по площади распределены неравномерно и в соседних скважинах – нередко отличаются и даже существенно. Более того, в одних скважинах какой-либо площади наилучшие свойства может иметь верхний пласт, в других – средний, в третьих – нижний и т.д. Поэтому распределение дебитов по пластам с использованием приема [6] также может привести к существенным ошибкам.

Из изложенного следует, что пока отсутствует простой и достаточно надежный способ распределения добычи и закачки между совместно вскрытыми пластами в отдельных скважинах. Укажем один из путей приближенного решения этой задачи на основе использования только лишь геолого-физической информации по скважинам.

Прежде всего, необходимо выделить ключевой геолого-физической показатель, который был бы наиболее «чувствителен» к явлению «многопластовости» и реалистично отражал бы различия объединяемых пластов.

При его выделении принципиальную роль должен играть следующий «постулат»:

невовлечение каких-либо пластов (пропластков) в разработку определяется не тем, что они имеют низкие абсолютные значения фильтрационных параметров, а тем, что они обладают «относительно» ухудшенными характеристиками» по сравнению с другими совместно вскрытыми пластами.

В этих условиях в работе [7] в качестве параметров, наиболее адекватно отражающих явление многопластовости, предложено считать «относительную гидропроводность» и «относительную проницаемость» прослоев, выраженную в долях от характеристики наилучшего прослоя

в каждом конкретном геологическом разрезе:

$$\bar{\varepsilon}_i = \varepsilon_i / \varepsilon_{i_{\max}}, \quad \bar{k}_i = k_i / k_{i_{\max}} \quad (3, 4)$$

5) Изучение Н.А.Сухановым и А.А.Морозовым [8] производительности скважин, вскрывших многопластовый объект, показало, что существуют некоторые "пороговые" значения указанных величин $\bar{\varepsilon}_i$ и \bar{k}_i , ниже которых пропластки активно не работают. В результате этого работающая толщина пластов, содержащих прослой с "относительно ухудшенными свойствами", сокращается на величину Δh_i , а по эксплуатационному объекту в целом – на величину:

$$\sum_{i=1}^n \Delta h_i$$

Величина Δh_i зависит от закономерностей распределения прослоев по параметрам $\bar{\varepsilon}_i$ и \bar{k}_i , а также от величин принятых минимальных "пороговых" значений этих параметров.

Из опыта разработки многопластовых объектов Урало-Поволжья [8] и Западной Сибири [7] установлено, что "пороговое" значение указанных выше величин находится в пределах 0,3-0,4. Это означает, что прослой, обладающие проницаемостью (гидропроводностью) в 2,5-3,3 раза меньше максимальной (в данном разрезе), при совместной разработке в скважинах – не продуцируют.

В работе [7] показано, что для многопластового объекта БС₁₋₄ Усть-Балыкского месторождения, объединяющего хорошопроницаемые пласты с близкими свойствами, "пороговое" значение относительной гидропроводности ориентировочно можно принять равным 0,4.

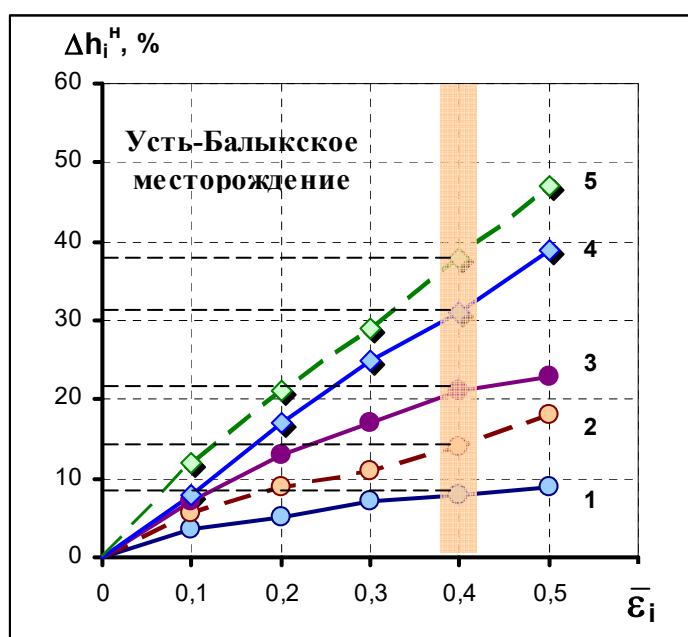
Тогда доля "неработающей" эффективной толщины по отдельным пластам БС₁, БС₂₋₃ и БС₄ – в случае самостоятельной их эксплуатации, составляет, соответственно – 13,5; 20,8 и 7 %; по двухпластовому объекту БС₁₋₃ – она увеличивается до 31,8 %; по трехпластовому БС₁₋₄ возрастает ещё больше – до 38,8 % (см.рис. 1).

Рис. 1. Зависимость доли "неработающей" эффективной нефтенасыщенной толщины Δh_i^H от порогового значения относительной гидропроводности:

1, 2, 3 – однопластовые объекты БС₄, БС₂₋₃, БС₁ при их самостоятельном вскрытии;
4,5 – соответственно, двухпластовый (БС₁₋₃) и трехпластовый (БС₁₋₄) объекты;

$\bar{\varepsilon}_i$ – "относительная" гидропроводность, доли ед.;

Δh_i^H – "неработающая" толщина, в % от вскрытой эффективной нефтенасыщенной.



Из рис.1 следует, что объединение двух и трех пластов в общий объект приводит к существенному возрастанию доли "неработающих" прослоев, попадающих в интервал с "относительной" гидропроводностью $\bar{\varepsilon}$ – менее 0,4.

Отсюда понятно, почему объединение пластов в один объект сопровождается ростом дебита с меньшим темпом, чем растет суммарная нефтенасыщенная толщина объекта, т.к. зависимость этих величин – нелинейная.

Исходя из вышеизложенного, предлагается применять следующий порядок распределения дебитов (приемистости) между совместно вскрытыми пластами в каждой отдельной многопластовой скважине:

а) на основе геофизических данных рассчитать “относительную” гидропроводность (или проницаемость) каждого проницаемого пропластка, совместно вскрытого перфорацией в разрезе каждой многопластовой скважины;

б) прослой с “относительной” характеристикой ниже порогового значения гидропроводности $\bar{\varepsilon} < 0,4$ считать не участвующими в активной выработке;

в) по величине соотношения средних величин гидропроводностей оставшихся (“работающих”) частей в каждом пласте произвести распределение общего дебита (приемистости) между вскрытыми пластами в составе исследуемого эксплуатационного объекта.

Доля производительности каждого пласта q_i рассчитывается как:

$$q_i = \left(\frac{k_{\text{раб}i} \cdot h_{\text{раб}i}^n}{\mu_{\text{ж}i}} \right) / \left(\sum_{i=1}^n \frac{k_{\text{раб}i} \cdot h_{\text{раб}i}^n}{\mu_{\text{ж}i}} \right), \quad (5)$$

где: $k_{\text{раб}i}$ – средневзвешенная по толщине проницаемость “работающей” части пласта; Δh_i^n – определяется по способу, приведенному на рис.1; $h_{\text{раб}i}^n = h_{\text{эф}}^n - \Delta h_i^n$ – “работающая” часть эффективной нефтенасыщенной толщины пласта; $\mu_{\text{ж}i}$ – вязкость пластовой жидкости.

Предлагаемый способ является приближенным, т.к. он не учитывает некоторые технические и гидродинамические факторы (наличие осадка на забое, возможное различие динамических пластовых давлений в отдельных совместно вскрытых пластах и др.).

Тем не менее, этот метод позволяет на основе исходной геолого-геофизической информации, имеющейся по каждой скважине, оперативно оценить примерную долю участия любого пласта в суммарной продукции (приемистости) совместной скважины.

Литература

1. Маслянец Ю.В., Кащавцев В.Е. Методика разделения отбора жидкости и закачки воды по многопластовому объекту. «Нефтяное хозяйство», 1977, №3, с. 31-33.
2. Баишев Б.Т., Янин А.Н. Исследование особенностей совместной разработки пластов, обладающих близкими геолого-физическими характеристиками. – Сборник научных трудов ВНИИ, вып.72, М., ОНТИ ВНИИ, 1980, с.62-73.
3. Тарко Я.Б. Влияние многопластовости заводняемых объектов на характер приемистости нагнетательных скважин. – РНТС «Нефтепромысловое дело», М., ВНИИОЭНГ, 1979, вып.6, с.3-6.
4. Стуканогов Ю.А. Раздельный учет объемов закачки воды и добычи нефти по горизонтам при их совместной эксплуатации на месторождении Узень. – РНТС «Нефтепромысловое дело», М., ВНИИОЭНГ, 1972, вып.9, с.18-19.
5. Айткулов А.У. Метод разделения добычи нефти и жидкости по XII и XIV горизонтам месторождения Узень. – РНТС «Нефтепромысловое дело», М., ВНИИОЭНГ, 1980, вып.8, с.5-7.
6. Кисляков Ю.П., Тимашев Э.М., Дорофеев В.И. Методика учета добычи по горизонтам месторождения Узень. – Труды Башнипинефть, вып.46, Уфа, 1976, с.89-93.

Для ознакомления. Номера страниц не соответствуют официальной версии.

7. Янин А.Н., Баишев Б.Т. Исследование производительности пластов при совместной их разработке. – Сборник научных трудов ВНИИ, вып.72, М., ОНТИ ВНИИ, 1980, с.73-86.

8. Суханов Н.А., Морозов А.А. О совместной закачке воды в многопластовый объект. – Труды Татнипинефть, вып.30, Куйбышев, 1975, с.211-214.

А.Н.Янин

Об одном методе выделения эксплуатационных объектов на многопластовых нефтяных месторождениях^{*)}

В статьях [1, 2, 3] изложен метод выделения объектов разработки, основанный на положении о снижении коэффициента продуктивности при объединении нефтеносных пластов с различными геолого-физическими свойствами. Критические замечания в адрес этих работ были приведены в статье [4].

Тем не менее, условия применения и возможности указанного метода нельзя пока считать полностью выясненными. В связи с этим нами выполнен критический анализ правомерности подходов [1, 2, 3], рекомендуемых авторами основных расчетных формул, а также полученных ими результатов.

I). Согласно воззрениям авторов работ [2, 3] причиной снижения продуктивности является взаимовлияние объединяемых пластов вследствие различий в их свойствах. Авторы утверждают, что чем сильнее разница в геолого-промысловых параметрах объединяемых пластов, тем значительнее величина снижения коэффициента продуктивности $\Delta\eta$. Эту величину для скважин пластов БС₁ и БС₂₋₃ Усть-Балыкского месторождения ими предложено рассчитывать по формуле:

$$\Delta\eta = 6,50 \cdot \lg\lambda_\varepsilon + 6,19, \quad (1)$$

где λ_ε – соотношение гидропроводностей пластов БС₁ и БС₂₋₃.

С целью проверки формулы (1) проведем расчеты величины снижения продуктивности в двухпластовых скважинах этого месторождения (табл. 1) для наиболее распространенных соотношений их гидропроводностей.

Таблица 1

| λ_ε | 0,25 | 0,5 | 0,75 | 1,0 | 1,25 | 1,5 | 2,0 | 2,5 | 3,0 | 4,0 |
|-----------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| $\Delta\eta$ | 2,28 | 4,23 | 5,37 | 6,19 | 6,82 | 7,33 | 8,15 | 8,77 | 9,29 | 10,1 |

Из данных табл.1 обнаруживается, что полученные результаты противоречат основному положению [2] о том, что *"чем существеннее разница ... объединяемых пластов, тем больше величина снижения средних коэффициентов продуктивности"*.

Например, с одной стороны, при соотношении гидропроводностей пластов 0,25 снижение продуктивности составляет 2,28 т/сутхат, а при равенстве гидропроводностей обоих пластов – 6,19 т/сутхат или в 2,7 раза больше. Как это можно объяснить?

С другой стороны, при четырехкратном превышении гидропроводности нижнего пласта БС₂₋₃ над верхним БС₁ снижение продуктивности составляет 2,28 т/сутхат, а при таком же превышении верхнего над нижним – уже 10,1 т/сутхат или в 4,4 раза больше. Как это объяснить?

Таким образом, из приведенных материалов следует вывод о том, что, применяя формулу (1), невозможно получить достоверные данные о степени снижения продуктивности при совместной эксплуатации двух пластов на

^{*)} Опубликовано в Межведомственном тематическом сборнике "Вопросы разработки нефтяных и газовых месторождений", Тюменский индустриальный институт, 1981, вып.71, с.149-159.

Усть-Балыкском нефтяном месторождении.

Далее, согласно данным таблицы 1 из работы [2] снижение продуктивности совместно работающих пластов БС₁ и БС₂₋₃ Усть-Балыкой площади равно 1,9 т/сут×ат или 15,7% от расчетной суммарной величины. Возникает закономерный вопрос: какому же соотношению величин гидропроводностей этих пластов соответствует указанное снижение продуктивности?

Подставив $\Delta\eta = 1,9$ т/сут×ат в уравнение (6) из той же работы, получим, что $\lambda_{\varepsilon} = 0,219$, то есть гидропроводность нижнего пласта БС₂₋₃ должна быть больше, чем у верхнего пласта БС₁, почти в пять раз. Однако это противоречит фактическим данным, согласно которым указанное соотношение для этих пластов приблизительно равно единице [5].

Для случая объединения в общий объект трех пластов БС₁, БС₂₋₃ и БС₄ Усть-Балыкского месторождения в работах [2, 3] рекомендуется формула:

$$\Delta\eta = 1,12 \cdot \lg \lambda_{\varepsilon 1,2-3} - 0,34 \cdot \lg \lambda_{\varepsilon 1,4} + 2,85; \quad (2)$$

где $\lambda_{\varepsilon 1,2-3}$ и $\lambda_{\varepsilon 1,4}$ – соотношение гидропроводностей пластов БС₁/БС₂₋₃ и БС₁/БС₄.

Простейший анализ формулы (2) показывает, что:

а) изменение $\lambda_{\varepsilon 1,2-3}$ и $\lambda_{\varepsilon 1,4}$ в одном и том же направлении вызывает противоположные изменения $\Delta\eta$. Если при росте степени различия гидропроводностей пластов БС₁ и БС₂₋₃ происходит увеличение $\Delta\eta$, то при росте этого показателя для пластов БС₁ и БС₄ наблюдается снижение $\Delta\eta$. Это не согласуется с исходным тезисом [2] о том, что *“чем существеннее разница в геолого-промысловой характеристике объединяемых пластов, тем больше величина $\Delta\eta$ ”*;

б) в случае объединения трех пластов с равной гидропроводностью снижение продуктивности, согласно формуле (2), должно составить 2,85 т/сут×ат.

Возникает вопрос, почему объединение пластов БС₁ и БС₂₋₃ с одинаковой гидропроводностью вызывает снижение продуктивности на 6,19 т/сут×ат (табл. 1), а добавление к ним третьего пласта БС₄ (с такой же одинаковой гидропроводностью) нивелирует «потерю» продуктивности – до 2,85 т/сут×ат;

в) подставив в формулу (2) величину снижения продуктивности 3,8 т/сут×ат (см. данные таблицы 1 из работы [2]) и фактическое соотношение гидропроводностей по пластам БС₁ и БС₄ (из работы [5]):

$$3,8 = 1,12 \cdot \lg \frac{191,1}{174,5} - 0,34 \cdot \lg \lambda_{\varepsilon 1,4} + 2,85$$

в результате несложных расчетов получим, что $\lambda_{\varepsilon 1,4} = 461$ раз (!)

Это означает, что для снижения продуктивности на 3,8 т/сут×ат гидропроводность пласта БС₄ должна быть в 461 (!) раз меньше, чем у пласта БС₁, что явно противоречит имеющимся фактическим данным.

Таким образом, приведенные выше примеры показывают, что в диапазоне реальных соотношений гидропроводностей пластов Усть-Балыкой площади расчеты степени снижения продуктивности при совместной эксплуатации по формулам из работ [2 и 3], дают ошибочные результаты, противоречащие физической сущности процессов совместной разработки.

II). Для оценки величины снижения продуктивности при совместной

эксплуатации трех пластов Усть-Балыкского месторождения в статье [1] предложена следующая пространная формула:

$$\Delta\eta = 0,021 \cdot \ln\lambda_{1,2} (\rho_{2,25} \cdot \alpha_{сн}) + 0,014 \cdot \ln\lambda_{1,4} (\rho_{2,25} \cdot \alpha_{сн}) - 0,007 \cdot \lambda_{1,2} (\sqrt{h_n}) - 0,01 \cdot \lambda_{1,4} (\sqrt{h_n}) + 32,5 \quad (3)$$

Несложный анализ этой формулы (3) приводит к следующим выводам:

а) при объединении в скважине трех пластов с одинаковыми характеристиками снижение продуктивности составит 32,5 т/сут×ат. Однако реально это невозможно, поскольку само среднее значение коэффициента продуктивности по 14 совместным скважинам трех пластов (см. табл. 1 из работы [1]) составляет – 21 т/сут×ат;

б) из формулы (3) следует, что чем сильнее объединяемые пласты различаются по толщине h_n , тем меньше снижается продуктивность. Это не согласуется с исходным тезисом [2] о том, что “*чем существеннее разница в геолого-промысловой характеристике объединяемых пластов, тем больше $\Delta\eta$* ”;

в) влияние степени различия пластов по толщине h_n в формуле (3) вообще не ощутимо, так как свободный член по величине на три порядка превышает слагаемые, учитывающие разницу толщин.

Укажем также на существенную разницу в оценке степени снижения продуктивности по одному и тому же объекту, полученную в разных работах [1, 2, 3] одних и тех же авторов. По данным [2, 3] оно составляет 3,8 т/сут×ат – для трехпластового объекта БС₁₋₄ Усть-Балыка (или 25% теоретической суммарной величины), а согласно табл. 1 из работы [1] – уже 11,64 т/сут×ат или 56% от суммы.

III). О возможностях практического применения метода [1].

Авторы [1] полагают, что применение этого метода “*позволит уменьшить вероятность серьезных ошибок при проектировании разработки и снизит дополнительные капиталовложения*”. Отмечая, что в начальный период “*приходится опираться на ограниченное количество информации, полученной в результате разведочных работ*”, они рекомендуют следующий порядок решения задачи:

*“По данным промысловых и геофизических исследований скважин, которые эксплуатируют **каждый** из продуктивных пластов **раздельно**, строят уравнения регрессии η_j на геолого-физические свойства пласта. Определив η_j во всех скважинах, эксплуатирующих несколько пластов, для каждой находят $\eta_{сум.} = \Sigma\eta_j$ и величину снижения продуктивности из-за совместной эксплуатации $\Delta\eta = \eta_{сум.} - \eta_{совм.}$. Используя информацию по скважинам, для которых определено $\Delta\eta$, строят уравнения регрессии $\Delta\eta$ от характеристик степени различия свойств пластов в каждой скважине” [1].*

Опыт освоения нефтяных месторождений Западной Сибири показывает, что реализовать выделение эксплуатационных объектов по методике [1] – практически невозможно. Чтобы построить рекомендуемые уравнения регрессии, например, для двухпластового месторождения, необходимо иметь результаты исследования скважин трех групп. В первой группе – вскрывается верхний пласт, во второй – нижний, в третьей – оба пласта совместно. Для трехпластового месторождения групп должно быть – шесть, четырехпластового – десять и т.д. В общем виде, число групп скважин N, по которым необходимо иметь достоверные величины коэффициентов продуктивности в за-

висимости от числа пластов на месторождении n запишется в виде:

$$N = \sum_{i=1}^n n_i . \quad (4)$$

Так как полученные по каждой группе коэффициенты продуктивности используются для выбора оптимального варианта объединения пластов, они подлежат определению с возможно более высокой степенью точности.

В связи с этим возникает вопрос об установлении минимально необходимого количества скважин и числа замеров продуктивности, позволяющих рассчитать ее с достаточной точностью. В противном случае расхождение суммарной фактической и "теоретической" продуктивностей может быть "отнесено на счет" недостаточно надежной изученности этого параметра.

Для получения средней продуктивности какой-либо залежи (при ее вариации 0,4) с точностью 10% при вероятности 0,95 требуется исследовать не менее 60 скважин. Следовательно, для трехпластового месторождения необходимо иметь достоверные данные о продуктивности уже по $60 \times 6 = 360$ скважинам (!). Где ж их взять столько?

На стадии составления тех.схемы такого количества скважин ("гидродинамически исследованных") на месторождениях "близко нет", поэтому выделение объектов разработки по методике [1] практически невозможно.

Например, по одному из наиболее изученных на дату ввода в добычу Усть-Балыкскому месторождению имелись данные всего по 24 разведочным скважинам, из них в контуре залежей пластов БС₁, БС₂₋₃ и БС₄, находилось – 19, 14 и 7 скважин, соответственно. Здесь для выбора рационального варианта объединения пластов необходимо иметь данные по шести группам скважин, т.е. в каждую группу попадет всего лишь по 2-3 скважины. Ошибка в определении продуктивности при этом достигает 40 % и более. Даже если бы в каждой скважине были исследованы все пласты в различных сочетаниях (что на практике вряд ли возможно), точность определения коэффициента продуктивности не превысила бы 25%.

Таким образом, на практике осуществлять рациональное проектирование разработки многопластового месторождения с необходимой точностью, используя методику [1] – попросту невозможно.

IV). В качестве характеристики степени различия объединяемых пластов по свойствам в работах [1, 2, 3] используют отношение "средних величин" этих параметров – λ_a . Например, для двухпластового месторождения:

$$\lambda_{1,2} = a_{i1} / a_{i2}, \quad (5)$$

где a_{i1} и a_{i2} – значения некоторого свойства (геологического параметра) a_i , соответственно, для первого (верхнего) и второго (нижнего) пластов.

В статье [1] утверждается, что "закон распределения $\Delta\eta$ должен быть таким же, как и закон распределения λ_a ". Однако внимательное рассмотрение показывает, что законы распределения указанных величин – различны. Это следует и из данных таблицы 1, приведенной в начале настоящей статьи.

Сравним два разреза двухпластового месторождения. Для первого пара-

метр $\lambda_{1,2}^I (h_1/h_2) = 0,25$, для второго $\lambda_{1,2}^{II} (h_1/h_2) = 4$, то есть эти разрезы полностью идентичны, только являются зеркальным отображением друг друга в горизонтальной плоскости; прочие свойства пластов одинаковы.

Очевидно, степень снижения продуктивности в обоих случаях должна быть одинаковой, в то время как числовые характеристики $\lambda_{1,2}^I$ и $\lambda_{1,2}^{II}$ этих разрезов – различаются в 16 раз. Иными словами, фактически один и тот же вариант различия свойств объединяемых пластов в методике [1, 2, 3] количественно трактуется по-разному.

Таким образом, распределение величины $\Delta\eta$ в общем случае не будет соответствовать распределению параметра λ_a . Поэтому последний показатель, по сути дела, непригоден для оценки степени различия пластов в том виде, в котором он представлен в "экспертируемых" работах.

Выводы

1. Количественные данные о степени снижения коэффициента продуктивности при совместной эксплуатации пластов, приведенные в работах [2, 3], не соответствуют реальным характеристикам и показателям.

2. Уравнения регрессии, предложенные в работах [1, 2, 3] для оценки степени снижения продуктивности из-за совместной эксплуатации пластов БС₁, БС₂₋₃ и БС₄ Усть-Балыкского месторождения, неверны и не могут быть использованы для практического применения.

3. Параметр λ_a , предложенный в работах [1, 2, 3] для характеристики степени различия пластов, не является информативным для оценки величины снижения продуктивности в случае объединения пластов, поскольку законы распределения указанных параметров различны.

4. Опыт освоения многопластовых месторождений Западной Сибири показывает, что на стадии составления технологических схем разработки отсутствует достоверная информация, необходимая для выделения объектов эксплуатации с использованием методики [1]. Точность определения самого коэффициента продуктивности чаще всего ниже, чем степень снижения продуктивности при объединении пластов, следовательно, рационально спроектировать разработку многопластовых объектов, используя методику [1], практически невозможно.

Литература

1. Дементьев Л.Ф., Каналин В.Г., Нанивская В.Г. К методике оценки целесообразности объединения нескольких пластов в один эксплуатационный объект. – НТС "Проблемы нефти и газа Тюмени", вып.34, Тюмень, 1977, с. 9-12.

2. Дементьев Л.Ф., Каналин В.Г., Ефремов Е.П. и др. О снижении коэффициента продуктивности скважин, эксплуатирующих одновременно несколько нефтеносных пластов. – НТС "Проблемы нефти и газа Тюмени", вып.30, Тюмень, 1976, с. 30-33.

3. Дементьев Л.Ф., Каналин В.Г., Яковлев В.М. Учет взаимовлияния нефтяных пластов при их совместной эксплуатации. – НТС "Нефтепромысловое дело", М., ВНИИОЭНГ, 1976, вып.9, с. 26-29.

4. Тетерев И.Г., Ярославов Б.Р. О коэффициентах продуктивности скважин, эксплуатирующих многопластовое месторождение. – НТС "Проблемы нефти и газа Тюмени", вып.41, Тюмень, 1979, с. 73-78.

5. Каптелинин Н.Д., Московцев О.А., Юсупов К.С. и др. Исследование совместно эксплуатируемых пластов на примере Усть-Балыкского нефтяного месторождения. – Тру-

Для ознакомления. Номера страниц не соответствуют официальной версии.

ды Гипротюменнефтегаза, вып.35, Тюмень, 1973, с. 226-238.

А.Н.Янин, Ал.Н.Янин

Оценка целесообразности углубления сеток верхних объектов на многопластовых месторождениях Западной Сибири^{*)}

Из разрабатываемых в настоящее время в Западной Сибири нефтяных месторождений примерно 80 % являются многопластовыми. Проведенное авторами изучение известной по гос.балансу геологической информации показало, что число продуктивных пластов на месторождениях изменяется здесь от 2 до 18, в среднем составляя 5-6.

Минимальная глубина залегания верхнего пласта на открытых месторождениях региона составляет 1611-1670 метров (пласт A_1^3 Самотлорского, A_1^{1-2} Мегионского месторождений), максимальная – достигает трех километров (пласт $Ю_1^3$ Асомкинского, пласт $БП_{14}^2$ Тарасовского месторождений и др.).

Толщина же непроницаемого раздела между соседними продуктивными пластами изменяется от 1-2 метров (пласты A_8^1 - A_8^2 Солкинской площади) до 445 метров (пласты $Б_{11}$ и $Ю_2$ Мамонтовского месторождения), причем 53 % соседних (смежных) продуктивных пластов разнесены по глубине на величину до 50 метров, а 28 % – более 100 метров.

В целом же расстояние от верхнего продуктивного пласта до нижнего изменяется на открытых к настоящему времени многопластовых месторождениях Западной Сибири от нескольких метров – до одного километра (пласты A_4 и $Ю_2$ Мамонтовского месторождения), причем этаж нефтеносности до 300 метров имеют 11 % месторождений, а более 500 метров – 55 % месторождений (см. рис.1).

Основополагающим принципом при разработке многопластовых месторождений в Западной Сибири до настоящего времени является разбуривание каждого (значительного по толщине и продуктивности) пласта самостоятельной сеткой скважин.

Для вовлечения пластов малой толщины и невысокой продуктивности иногда применяют раздельное нагнетание воды при совместном отборе жидкости (пласты A_4 - A_{5-6} Южно-Балыкского, пласты $Б_1$ - $Б_2$ Быстринского месторождений и др.).

В условиях многопластовых месторождений Западной Сибири весьма важное значение приобретает вопрос о необходимых и

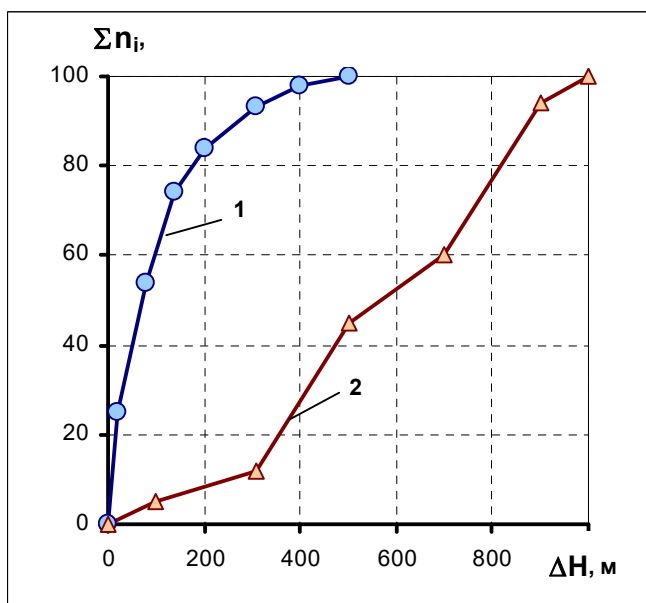


Рис. 1. Распределение месторождений Западной Сибири по величине раздела между соседними пластами (1) и по расстоянию "от верхнего – до нижнего" пласта (2)

Σn_i – накопленная частота, %

ΔH – толщина раздела, м.

^{*)} Опубликовано в сборнике научных трудов СибНИИП "Проблемы геологии и разработки нефтяных месторождений Западной Сибири", Тюмень, 1989, с.160-167.

рациональных условиях углублении сеток верхних объектов – до вскрытия бурением нижних пластов. Однако в отраслевой и региональной научно-технической литературе данный вопрос практически не освещен и в данной статье детально исследуется, по-видимому, впервые.

Углубление сеток верхних эксплуатационных объектов до нижних пластов на практике обычно применяют в следующих целях:

а) довыработка запасов нефти нижезалегающих объектов в поздней стадии, особенно в тех случаях, когда бурение "самостоятельных" скважин на нижний объект в этот период нерентабельно и связано с риском получения высокообводненной продукции. Как разновидность – может применяться для улучшения выработки остаточных запасов нефти из широких первых полос (0,7-1,2 км) в блоковых рядных системах разработки;

б) кратковременное использование сеток верхних (относительно низкопродуктивных или слабонефтенасыщенных) объектов – для эксплуатации нижних "мощных" высокопродуктивных залежей (Южно-Балыкское, Федоровское, Холмогорское, Быстринское, Карамовское и др. месторождения);

в) создание сети опорных контрольных скважин – для проведения промыслово-геофизических исследований методом ИННК по неперфорированным нижним пластам в скважинах, эксплуатирующих верхние объекты.

На месторождениях Западной Сибири имеются весьма наглядные положительные примеры временного использования скважин "верхнего объекта" для довыработки запасов "нижезалегающего пласта", разбуренного по относительно редкой сетке и находящегося на III-IV стадиях разработки.

Сюда можно отнести опыт разработки Солкинской площади объединения "Юганскнефтегаз", входящего в состав Главтюменнефтегаза.

Промышленно нефтеносными на указанной площади являются два пласта – Б₁ и А₇. Основной объект разработки – пласт Б₁ залегает на глубине 2100 м. Коллектора его представлены однородными песчаниками проницаемостью 550 мД. Толщина пласта – 7,8 м, песчанистость – 82 %, расчлененность – 2,1. Вязкость пластовой нефти – 3,3 спз, газосодержание – 50 м³/т.

Залежь пласта БС₁ разрабатывается с 1965 г., т.е. в течение 21 года. Первоначально разбурена по пятирядной блоковой системе 650×650 м с плотностью треугольной сетки 42 га/скв. Среднегодовые дебиты нефти в малообводненный период эксплуатации находились на уровне 100 т/сут. Максимальный уровень добычи нефти 2,1 млн.т достигнут в 1973 г., т.е. на девятый год разработки при обводненности продукции 15 % и дебите нефти 90 т/сут.

Продолжительность периода максимальной стабильной добычи нефти была всего лишь два года. Таким образом, разработка залежи редкой сеткой привела к нерациональной "пикообразной" добыче нефти, несмотря на значительные удельные извлекаемые запасы нефти на одну добывающую скважину. Через четыре года добыча нефти упала в два раза, через пять лет – в три раза по сравнению с максимальной. При этом дебит скважин по жидкости за рассматриваемый период вырос на 25-50 %, пластовое давление в контуре нефтеносности резко возросло и на 10-13 ат превысило первоначальное, накопленная компенсация отбора закачкой достигла 140 %.

В 1985г. залежь пласта БС₁ вступила в позднюю стадию разработки, добыча нефти снизилась до уровня в 23 % от максимальной, из эксплуатации вследствие высокой обводненности выбыло $\frac{2}{3}$ первоначального основного фонда добывающих скважин.

Несмотря на хорошие коллекторские свойства и сравнительно слабую прерывистость данные бурения десяти новых "уплотняющих" скважин на пласт БС₁ – в 1978-1980 гг. (при средней обводненности по залежи 65-66 %) показали все же недостаточно эффективную выработку запасов в условиях первоначальной редкой сетки. По состоянию на 1.01.85г на одну "уплотняющую" скважину отобрано по 74 тыс.т при текущей обводненности 75 % и накопленном водонефтяном факторе – 1,41.

Таким образом, результаты эксплуатации новых скважин оказались весьма успешными, что требовало продолжения работ по дальнейшему уплотнению сетки на рассматриваемой залежи. Как это можно было сделать?

В этих условиях для довыработки запасов обводненного пласта БС₁ было решено временно использовать часть скважин верхнего вновь разбуриваемого низкопродуктивного пласта АС₇^{*)}, совпадающего в плане с основным пластом БС₁.

Пласт АС₇ залегает на глубине 1950 м и представлен расчлененными неоднородными песчаниками с невысокой нефтенасыщенностью. Начальные дебиты нефти по пласту АС₇ были в два-три раза ниже входного дебита по пласту БС₁. Залежь пласта АС₇ активно начали разбуривать по площадной обращенной девятиточечной системе 500×500 м (25 га/скв) – в 1979г, т.е. спустя 14 лет после начала освоения пласта БС₁. Углубление и эксплуатация скважин верхнего объекта на нижнем пласте начаты с 1980г. К этому времени нижний пласт БС₁ обводнился на 70 %, дебит нефти снизился здесь до 38 т/сут, безводных скважин на залежи – практически не осталось.

В эксплуатации на нижний пласт БС₁ из 114 пробуренных скважин "сетки верхнего пласта АС₇" – перебивало всего 66 скважин (58 %). Для удобства будем называть последние "возвратными". В этих скважинах в пласте БС₁ перфорацией, в основном, вскрывалась только верхняя нефтенасыщенная часть разреза ~ 25-50 % от первоначальной нефтенасыщенной толщины.

Показатели эксплуатации углубленного "возвратного" фонда и скважин основной сетки пласта БС₁ приведены в табл.1. Из нее следует, что эксплуатация "возвратных" скважин характеризуется благоприятными технологическими показателями. Кроме того, за счет реализации этого мероприятия наблюдается существенное улучшение характеристики вытеснения, построенной в координатах $\Sigma Q_n - \lg \Sigma Q_v$ в целом по залежи (см.рис.2).

По состоянию на 1.07.85г. из "возвратных" скважин по пласту БС₁ добыто всего 1,317 млн.т нефти или 7,2 % общей добычи по пласту. На одну "возвратную" скважину, перебивавшую в эксплуатации, отобрано 20 тыс.т нефти. Распределение "возвратных" скважин по накопленному отбору нефти следующее: до 1 тыс.т – 12 скважин, 1-5 тыс.т – 17 скважин, 5-10 тыс.т – 5, 10-20 тыс.т – 11, 20-40 тыс.т – 10, 40-80 тыс.т – 7, более 80 тыс.т – 4 скважины.

^{*)} Ныне это горизонт АС₈.

Таблица 1

Солкинская площадь. Пласт БС₁
Показатели эксплуатации скважин основного и "возвратного" фондов

| Показатели | Категория фонда скважин | Годы | | | | |
|------------------------------|-------------------------|------|------|------|------|------|
| | | 1980 | 1981 | 1982 | 1983 | 1984 |
| Добыча нефти, тыс.т/год | Основной | 635 | 573 | 435 | 329 | 278 |
| | "Возвратный" | 82 | 259 | 298 | 303 | 234 |
| | Всего | 717 | 832 | 733 | 632 | 512 |
| Число добывающих скважин, шт | Основной | 47 | 50 | 50 | 42 | 35 |
| | "Возвратный" | 13 | 26 | 36 | 47 | 43 |
| | Всего | 60 | 76 | 86 | 89 | 78 |
| Дебит нефти, т/сут | Основной | 45,0 | 33,9 | 28,7 | 26,2 | 25,9 |
| | "Возвратный" | 43,2 | 45,5 | 36,7 | 23,1 | 18,5 |
| | Всего | 44,8 | 36,8 | 29,6 | 24,6 | 21,9 |
| Дебит жидкости, т/сут | Основной | 141 | 123 | 124 | 124 | 130 |
| | "Возвратный" | 68 | 108 | 118 | 98 | 97 |
| | Всего | 133 | 119 | 115 | 110 | 112 |
| Обводненность, % | Основной | 68,1 | 72,5 | 76,8 | 78,8 | 80,0 |
| | "Возвратный" | 36,9 | 57,7 | 69,0 | 76,4 | 80,9 |
| | Всего | 66,1 | 69,1 | 74,3 | 77,7 | 80,4 |

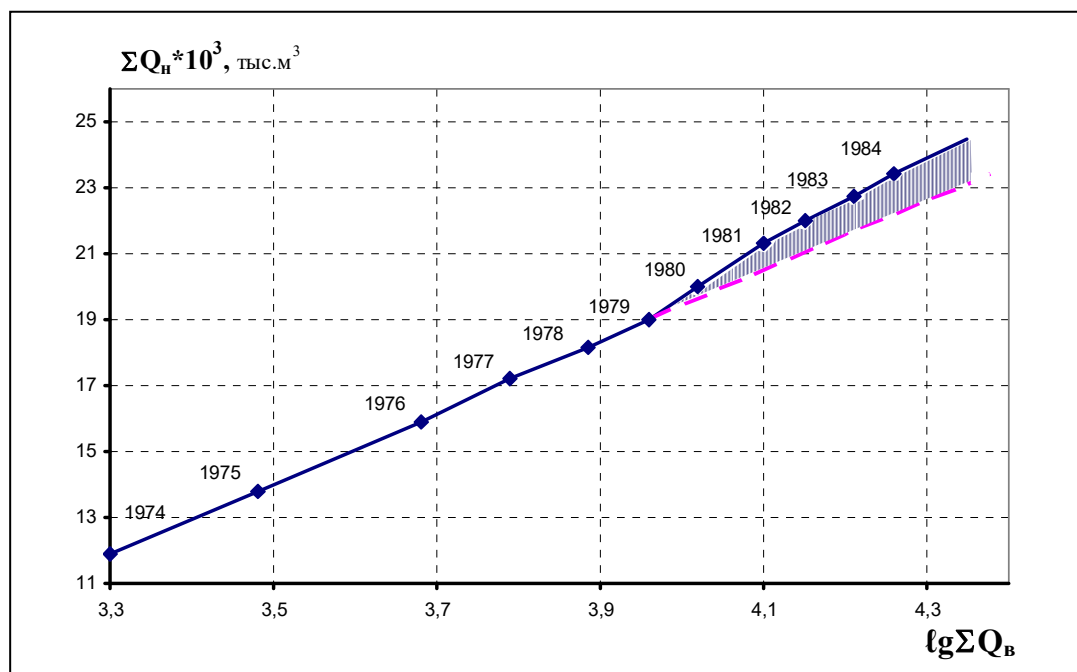


Рис. 2. Характеристика вытеснения нефти водой (в пластовых условиях) по пласту БС₁ Солкинской площади (по годам)

$\Sigma Q_{\text{н}}$ – накопленная добыча нефти, тыс.м³;
 $\Sigma Q_{\text{в}}$ – накопленная добыча воды, тыс.м³.

На одну уже выбывшую из эксплуатации по пласту БС₁ "возвратную" скважину (а их насчитывается 35 шт.) приходится 8,2 тыс.т накопленной добычи нефти, на одну ныне действующую "возвратную" скважину – 33,2 тыс.т (их – 31 шт.). Механизированным способом по "возвратному" фонду извлечено 86 % накопленной добычи нефти.

На 1.07.85г из "возвратного" фонда по пласту БС₁ уже вышло 53 % добывающих скважин. Все они были вновь переведены на свой проектный горизонт АС₇. Сроки их эксплуатации по пласту БС₁ изменялись от 16 дней до

4,6 года, в среднем составляя 1,02 года. По оставшимся в эксплуатации на пласт Б₁ "возвратным" скважинам средний срок работы равен 2,6 года.

Таким образом, непродолжительный срок эксплуатации скважин "возвратного" фонда на пласт БС₁ практически не привел к задержке с освоением запасов верхней залежи пласта АС₇. Однако при этом удалось (без бурения дополнительных скважин) существенно повысить нефтеотдачу нижнего высокообводненного пласта БС₁. Реальный прирост коэффициента нефтеотдачи по данным работы [1] оценивается в 0,028 или – 2,8 процентных пункта.

Таким образом, умелое и обоснованное маневрирование за проектированными сетками многопластового месторождения между отдельными пластами в ряде случаев, может способствовать увеличению КИН, сокращению сроков разработки и улучшению технико-экономических показателей.

Идеальным случаем, по мнению главного геолога ОАО "Юганскнефтегаз" О.А.Московцева, являлось бы сквозное вскрытие "всех пластов – всеми сетками". Попутно отметим, что в последние годы появилась достаточно эффективная технология возврата скважин с верхних пластов – на нижние путем применения специальных стальных пластырей [2].

Тем не менее, при значительных расстояниях между пластами добуривание скважин (вниз) может оказаться экономически неоправданным. Далее нами рассмотрено влияние экономического фактора на решение вопроса о целесообразном углублении сеток верхних пластов – в зависимости от расстояния между пластами.

Задача формулируется следующим образом: углубление сетки верхнего пласта до вскрытия нижнего, целесообразно лишь в том случае, когда затраты на добуривание, перевод и последующую эксплуатацию скважин по нижнему пласту будут компенсированы достаточным приростом нефтеотдачи (нижнего объекта) за счет уплотнения сетки.

Оценим нижние, предельно рентабельные отборы нефти на одну скважину, обеспечивающие целесообразность углубления сетки в реально существующих диапазонах глубин пластов на месторождениях Западной Сибири.

Экономические показатели вариантов углубления скважин до нижнего горизонта определены по существующей в нефтедобывающей промышленности СССР методике расчета экономической эффективности мероприятий, повышающих нефтеотдачу пласта. Методика основана на сопоставлении приведенных затрат по реализации мероприятия со специальным нормативом – "предельно допустимых затрат на добычу нефти".

Расчеты эффективности выполнены для следующих исходных условий. Средняя продолжительность временного использования "возвратных" добывающих скважин для эксплуатации нижнего пласта с целью извлечения остаточных запасов нефти – 5-7 лет. Показатели определены для двух "подвариантов", когда из общего углубленного фонда для повышения нефтеотдачи нижнего пласта реально может быть использовано – лишь 50 и 25 % успешных скважин. Применялись нормативы удельных капитальных вложений и эксплуатационных затрат, фактически сложившиеся на месторождениях района.

Дополнительные капитальные вложения на реализацию рассматриваемого мероприятия связаны, в основном, с затратами на дополнительное углуб-

ление скважин. При этом реально существенно возрастают лишь затраты по статье "бурение". Расходы же на подготовительные и монтажно-демонтажные работы остаются неизменными. Все это обуславливает в целом незначительное увеличение стоимости 1 м проходки с ростом глубины скважин. В незначительной степени возрастают и затраты на оборудование.

На основе расчетов величины эффекта определены границы минимально необходимого повышения нефтеотдачи нижних пластов для экономически оправданного углубления скважин. Результаты расчетов (в тыс.тонн на одну "реально отработавшую" скважину) приведены в табл.2.

Таблица 2

Минимальный "прирост нефтеотдачи" по нижнему объекту, необходимый для экономически целесообразного углубления сетки, тыс.т/скв.

| Глубина залегания верхнего пласта, м | Дополнительное углубление ствола скважины, м | | | | |
|--|--|-----|------|------|------|
| | 100 | 300 | 500 | 700 | 900 |
| а) Использование для эксплуатации 50 % углубленных скважин | | | | | |
| 1800 | 3,5 | 4,9 | 6,5 | 8,3 | 10,2 |
| 2000 | 3,8 | 5,4 | 7,1 | 9,0 | 11,1 |
| 2200 | 4,1 | 5,8 | 7,7 | 9,8 | 12,0 |
| 2400 | 4,4 | 6,3 | 8,8 | 10,7 | 13,0 |
| б) Использование для эксплуатации 25 % углубленных скважин | | | | | |
| 1800 | 4,0 | 6,7 | 9,8 | 13,0 | 16,6 |
| 2000 | 4,4 | 7,3 | 10,6 | 14,2 | 18,1 |
| 2200 | 4,8 | 8,0 | 11,6 | 15,5 | 19,7 |
| 2400 | 5,2 | 8,8 | 12,6 | 17,0 | 21,5 |

Расчеты показывают, что при глубине залегания верхнего пласта, например, 2000 м, а нижнего 2300 м, экономически рентабельно добуривать скважины до вскрытия нижнего пласта, только в том случае, если при этом будет обеспечено "повышение нефтеотдачи" не менее, чем на 7,3 тыс.т/скв – при использовании 25 % углубленных скважин и 5,4 тыс.т/скв – при использовании 50 % скважин.

С ростом глубины залегания нижних пластов и величины дополнительного углубления величина минимально необходимого повышения нефтеотдачи закономерно и существенно возрастает.

Выводы

В статье на основе проведенных авторами расчетов получены оценочные величины рентабельных пределов эффективного углубления (добуривания) сеток скважин верхних пластов до нижних горизонтов, которые необходимо учитывать при проектировании разработки многопластовых нефтяных месторождений Западной Сибири.

Литература

1. Янин А.Н., Богатырева Е.Г. Оценка влияния плотности сетки скважин на конечную нефтеотдачу однородных пластов. Сборник трудов СибНИИП "Исследование эффективности разработки нефтяных месторождений Западной Сибири", Тюмень, 1984, с. 61–67.
2. Кисельман М.Л. Основы технологии ремонта обсадных колонн металлическими пластырями. М., Нефтяное хозяйство, 1985, №8, с.36–39.

Для ознакомления. Номера страниц не соответствуют официальной версии.

- *“Мешкать в нефтяном деле,
значит терять безвозвратно”*
Д.И.Менделеев
- *“Трудно изменить природу”*
Сенека

Глава 2.

Регулирование разработки нефтяных месторождений

А.Н.Янин

Эффективность регулирования разработки месторождения с помощью бурения уплотняющих скважин*)

Одним из наиболее эффективных мероприятий по регулированию разработки нефтяных месторождений (после ввода основного фонда) является бурение дополнительных скважин [1]. **Рассмотрим результаты применения указанного метода регулирования на многопластовом Усть-Балыкском месторождении Западной Сибири, где было пробурено большое количество дополнительных добывающих и нагнетательных скважин.**

Основной эксплуатационный объект месторождения включает пласты БС₁, БС₂₋₃, БС₄ и БС₅. Доля извлекаемых запасов нефти, содержащихся в указанных пластах равна: БС₁ – 51%, БС₂₋₃ – 42%, БС₄ – 5% и БС₅ – 2%. По геологическому строению и параметрам неоднородности пласты можно отнести к достаточно однородным, выдержанным по площади и толщине, их расчлененность составляет 1,6–2,9. Коэффициент песчанистости пластов БС₁, БС₂₋₃ и БС₄ изменяется от 0,87 до 0,81, по пласту БС₅ он равен 0,67.

По параметру прерывистости α_c (по В.А.Бадьянову), определяющему "статический" коэффициент охвата залежей воздействием, пласты БС₁, БС₂₋₃ и БС₄ характеризуются как "слабопрерывистые", для них α_c равен, соответственно, 0,25; 0,32 и 0,37, а для пласта БС₅ – 0,52 [2].

В пробную эксплуатацию Усть-Балыкская площадь введена в 1964 г., максимальный уровень отбора нефти по объекту БС₁₋₅ – 9,990 млн.т был достигнут в 1972 г., т.е. на 9^й год эксплуатации (при проектном уровне – 10,4 млн.т). Основные показатели разработки объекта БС₁₋₅ в год максимальной добычи нефти были следующие: накопленная добыча нефти – 45,7 млн.т, отбор от НИЗ – 31 %, текущий КИН – 0,176, добыча жидкости – 11,9 млн.т, закачка воды – 18,2 млн.м³, обводненность – 16 %, темп отбора от НИЗ – 6,8 %, темп от ТИЗ – 9 %, кратность ТИЗ – 11 лет, накопленный ВНФ – 0,101. В эксплуатации на нефть находилось 214 добывающих скважин, в нагнетательном фонде – 70 скважин, средний дебит нефти – 146 т/сут, жидкости – 173 т/сут, падение добычи нефти по переходящему фонду скважин невелико – (-7,6 %).

Первоначально три основных продуктивных пласта БС₁, БС₂₋₃, БС₄ разбуривали единой сеткой скважин 700×600 м с плотностью 42 га/скв (пласт БС₅ начали разрабатывать позднее самостоятельной сеткой). Предусмотренное техсхемой 1964 г. расположение добывающих рядов "параллельно" контуру нефтеносности (а не осевому разрезающему ряду) привело к неоправданной "деформации" геометрической системы разбуривания во внутренних зонах залежей. При этом расстояние от первого эксплуатационного до осевого ряда – оказалось неодинаковым. В пределах нефтеносной части по обе стороны от осевого разрезающего ряда по пластам БС₁, БС₂₋₃ и БС₄ разместилось, соответственно – четыре, три и два ряда эксплуатационных скважин.

Таким образом, воздействие на нефтяные залежи Усть-Балыкской площади – комбинированное и осуществлялось в виде осевого разрезания и контурного заводнения.

*) Опубликовано в журнале "Нефтяное хозяйство", 1979, №10, с.39-43

Ширина полосы бурения, занятой эксплуатационными рядами (с каждой стороны от осевого ряда) по пласту БС₁ оказалась больше, чем по пласту БС₂₋₃ – в среднем в 1,5 раза. На северном участке пласта БС₁ скважины расположены строго по линейной трехрядной системе параллельно Солкинскому разрезающему ряду. Это единственный участок площади с геометрически правильной треугольной системой размещения добывающих скважин – 700×600м.

С 1970 года, еще до завершения освоения основного фонда, на площади начали бурить резервный фонд (75 скважин). Добыча нефти по месторождению при этом составляла 86% от максимального уровня (достигнутого в 1972г.), обводненность – 8%. За 1970–1975 гг. резервный фонд (предусмотренный техсхемой 1964г.) был полностью реализован и с 1976 года начали бурение "уплотняющей" сетки, рекомендованной в проекте разработки 1974 года (авторы Ю.Е.Батурин, Т.Г.Кукош, В.А.Туров, Е.П.Ефремов, И.А.Пономарева, А.Н.Янин и др.).

Бурение дополнительных скважин было вызвано следующими обстоятельствами: необходимость ликвидировать допущенное в начальный период отставание в темпах разработки пласта БС₂₋₃ и вывести его на проектную мощность (1970–1972 гг.); интенсификация разработки на третьей стадии с целью удержания достигнутых ранее уровней отбора нефти; необходимость разделения совместно вскрытых пластов – на "самостоятельные" объекты разработки; обеспечение более эффективного регулирования выработки запасов из каждого пласта; повышение нефтеотдачи; замена небольшого количества скважин, выбывших из эксплуатации по техническим причинам.

До года достижения по объекту БС₁₋₄ максимального уровня отборов нефти было пробурено 38 скважин, в т.ч. на пласт БС₁ – 9, БС₂₋₃ – 24 и БС₄ – 5 дополнительных скважин. Всего за 1970–1977 гг. в сумме пробурено 197 резервных (по техсхеме) и "уплотняющих" (по проекту) скважин, в том числе 146 добывающих и 51 нагнетательная (из которых в 25 временно добывали нефть). Данные о средних относительных плотностях сетки, рассчитанных по накопленному числу скважин, пробуренных в пределах **внутреннего** контура нефтеносности верхнего пласта БС₁, приведены в табл. 1. Динамика показателей по группам скважин (основные и уплотняющие) приведена на рис. 1.

Таблица 1

Условная плотность сетки скважин

| Фонд скважин | Год окончания разбуривания | Плотность сетки, усл.ед. | |
|-------------------------|----------------------------|--------------------------|-------------------------|
| | | по добывающим | с учетом нагнетательных |
| Основной | 1972 | 1,0 | 1,33 |
| Основной плюс резервный | 1975 | 1,33 | 1,71 |
| Фактический | 1978 | 1,71 | 2,28 |
| Ожидаемый накопленный | 1980 | 2,0 | 2,67 |

Из табл. 1 видно, что после завершения бурения всех дополнительных скважин плотность сетки в целом по площади возрастет в два раза по сравнению с первоначально запроектированной (в 1964 г.) разреженной сеткой – 42 га/скв.

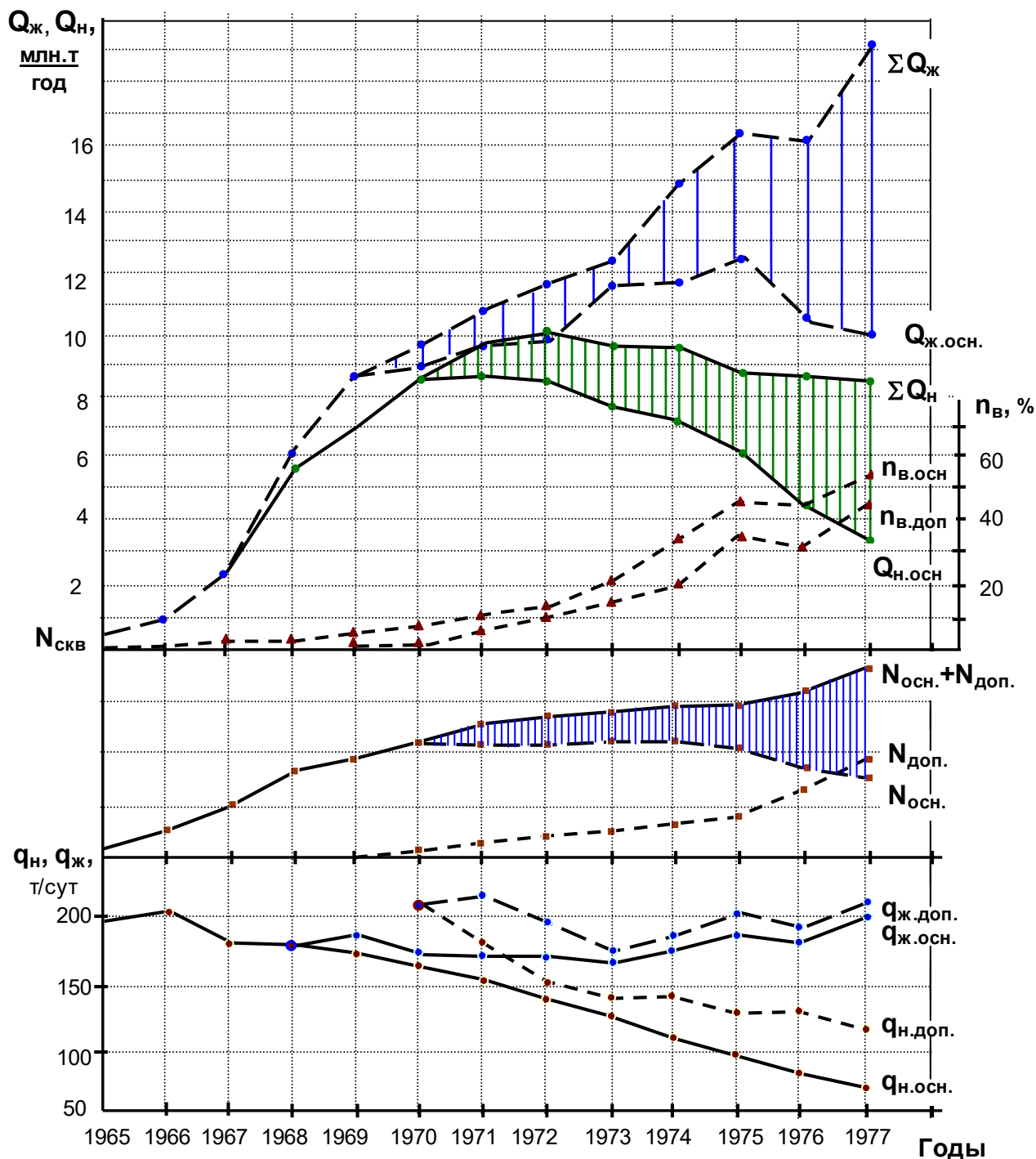


Рис. 1. Динамика показателей добычи по основному, дополнительному и суммарному фондам скважин Усть-Балыкской площади

- $Q_{н.осн.}, \Sigma Q_{н}$ – добыча нефти по основному и суммарному фондам скважин;
- $\Sigma Q_{н} - Q_{н.осн.}$ – добыча нефти из дополнительных скважин;
- $Q_{ж.осн.}, \Sigma Q_{ж}$ – добыча жидкости по основному и суммарному фондам скважин;
- $\Sigma Q_{ж} - Q_{ж.осн.}$ – добыча жидкости из дополнительных скважин;
- $п_{в.осн.}, п_{в.доп.}$ – обводненность по основному и дополнительному фондам скважин;
- $N_{осн.}, N_{доп.}$ – основной и дополнительный фонды эксплуатационных скважин;
- $q_{н.осн.}, q_{н.доп.}$ – дебиты нефти по основному и дополнительному фондам скважин;
- $q_{ж.осн.}, q_{ж.доп.}$ – дебиты жидкости по основному и дополнительному фондам.

Отметим, что к началу бурения дополнительных скважин фронт нагнетаемой воды продвинулся по основному пласту БС₁ примерно на 700 м, по пласту БС₂₋₃ в 1,6 раза меньше – на 450 м. Средняя скорость продвижения воды в начале разработки залежей составляла более 230 м/год – по пласту БС₁ и около 150 м/год – по пласту БС₂₋₃. В этих условиях бурение дополнительных скважин в полосе между осевым и первым эксплуатационным рядом было бы неоправданным мероприятием (из-за риска обводнения).

Поэтому в 1970–1972 гг. в этой зоне было размещено лишь небольшое число уплотняющих скважин, в основном, на участках пласта БС₂₋₃, где скорость продвижения закачиваемой воды была пониженной.

В последующем скважины бурили, главным образом, во внутренних добывающих рядах. К началу бурения уплотняющих скважин, предусмотренных проектом разработки 1974 г., закачиваемая вода продвинулась от осевого нагнетательного ряда по пласту БС₁ в среднем на 1700–1900 м, а по пласту БС₂₋₃ – на 1400–1600 м. К этому времени внешние ряды эксплуатационных скважин на залежах обводнялись контурной водой. Поэтому 80–85% новых скважин бурили в зоне, прилегающей ко второму и третьему добывающим рядам, что в условиях однородных и выдержанных пластов, следует считать правильным. При этом и нефтеотдача возрастет и условия эксплуатации новых скважин окажутся более благоприятными в плане обводнения.

Активное уплотнение первоначальной сетки скважин в комплексе с другими мероприятиями по регулированию разработки позволило существенно замедлить темпы падения добычи нефти по месторождению на стадии средней (40–55%) обводненности. После небольшого снижения добычи в 1973–1974 гг. (вызванного отсутствием новых скважин) ввод дополнительного фонда в 1975–1977 гг. обеспечил стабилизацию добычи нефти на весьма высоком уровне 8,4–8,6 млн.т/год. При этом средняя обводненность продукции скважин по месторождению к концу 1977 года достигла 68%.

Доля нефти, извлекаемая дополнительными скважинами, росла "прямопропорционально" их фонду (табл. 2). В 1975, 1976 и 1977 гг. эта добыча составляла, соответственно – 30; 45 и 58% от общей добычи нефти по объекту.

Данные табл. 2 свидетельствуют о высокой эффективности регулирования разработки многопластового Усть-Балыкского месторождения путем массового добуривания дополнительных отдельных скважин.

Например, суммарный удельный отбор нефти на одну дополнительную скважину, введенную в 1970–1977 гг., на начало 1979г. составлял в среднем 125 тыс.т/скв.

Значительную часть вновь введенных добывающих скважин в первый–второй годы эксплуатации переводили на механизированный (ЭЦН) способ добычи. Применение высокопроизводительных насосов позволило довести объемы отбора жидкости до 200–220 т/сут на скважину. Из скважин, введенных в эксплуатацию в 1976, 1977 и первом полугодии 1978 года, с применением ЭЦН эксплуатировалось более 80%, в то время как по старому (основному) фонду доля таких скважин не превышала 55%.

Таблица 2

Показатели эксплуатации уплотняющего фонда скважин

| Показатели | Фонд скважин | Годы разработки | | | | | | | | |
|--|--------------|-----------------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| | | 1969 | 1970 | 1971 | 1972 | 1973 | 1974 | 1975 | 1976 | 1977 |
| Добыча нефти /от суммарной по всему фонду скважин /, % | Основной | 100 | 96 | 90 | 83 | 80 | 75 | 70 | 55 | 42 |
| | Уплотн. | – | 4 | 10 | 17 | 20 | 25 | 30 | 45 | 58 |
| Добыча жидкости / от суммарной по фонду скважин /, % | Основной | 100 | 96 | 91 | 84 | 82 | 79 | 75 | 64 | 52 |
| | Уплотн. | – | 4 | 9 | 16 | 18 | 21 | 25 | 36 | 48 |
| Число эксплуатационных скважин / от общего /, % | Основной | 100 | 96 | 89 | 84 | 81 | 77 | 72 | 58 | 46 |
| | Уплотн. | – | 4 | 11 | 16 | 19 | 23 | 28 | 42 | 54 |
| Дебит нефти, т/сут | Основной | 180 | 168 | 159 | 143 | 126 | 110 | 95 | 84 | 74 |
| | Уплотн. | – | 217 | 186 | 153 | 140 | 142 | 131 | 133 | 117 |
| Дебит жидкости, т/сут | Основной | 193 | 179 | 179 | 172 | 169 | 178 | 195 | 184 | 208 |
| | Уплотн. | – | 219 | 225 | 176 | 165 | 180 | 207 | 198 | 219 |
| Обводненность по фонду скважин, % | Основной | 7 | 7 | 11 | 17 | 25 | 38 | 51 | 54 | 64 |
| | Уплотн. | – | 1 | 7 | 13 | 15 | 21 | 37 | 33 | 47 |

За период 1970-1977 гг. средний дебит нефти уплотняющих скважин равнялся 134 т/сут, а скважин основного фонда – 119 т/сут. Вследствие этого, относительная годовая добыча нефти по новым скважинам, выраженная в долях от максимальной добычи нефти по каждой (из ежегодно вводимых групп скважин) при одинаковой обводненности – в 1,30-1,45 раза превышала этот показатель по старому фонду (рис. 2), особенно при обводненности до 50%.

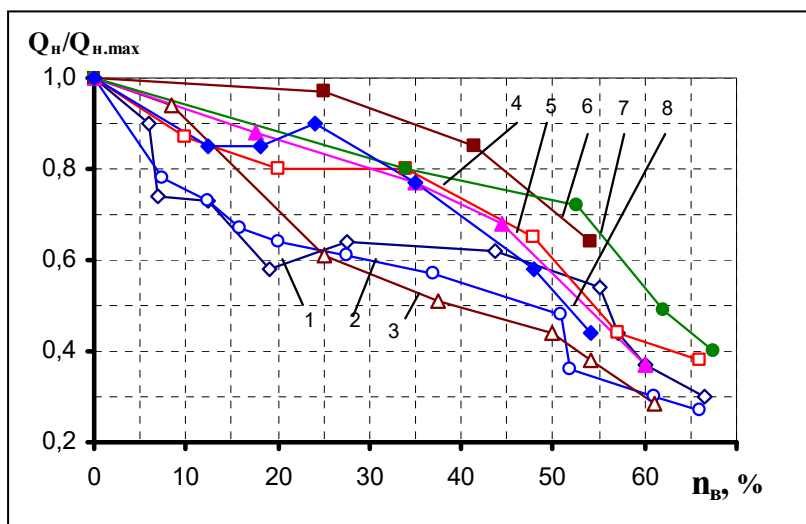


Рис.2. Зависимость добычи нефти (в долях от максимальной) от обводненности

Q_n – годовая добыча нефти; n_v – среднегодовая обводненность;
 $Q_{n,max}$ – максимальная годовая добыча нефти по группе скважин;
 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8 – годы ввода групп скважин в эксплуатацию:
 соответственно – 1967, 1968, 1969, 1970, 1971, 1972, 1973 и 1975

Несмотря на высокие начальные дебиты нефти уплотняющих скважин, отборы из них во времени быстро снижались из-за интенсивного обводнения. Вследствие сокращения "чисто" нефтеносных участков залежей условия эксплуатации новых добывающих скважин ухудшались и, особенно существенно, в последний период 1976-1977 гг. (см. табл. 3).

Таблица 3

Показатели работы новых скважин

| Показатели | Год ввода скважин | |
|---|-------------------|------|
| | 1976 | 1977 |
| Средняя обводненность за первый год эксплуатации, % | 7 | 34 |
| Доля скважин, обводнившихся в первый год эксплуатации / от числа введенных, % | 60 | 75 |
| Накопленный водонефтяной фактор на 1.09.1978 г. | 0,62 | 1,01 |
| Средний дебит одной скважины, т/сут | нефти | 126 |
| | жидкости | 204 |
| Средняя обводненность за январь-август 1978 г., % | 58 | 57 |

Например, из 45 скважин, введенных в эксплуатацию в 1976 г., до конца этого же года обводнилось 27, а к концу 1977 г. – 41 скважина. Среднегодовая обводненность скважин по основному фонду в 1977 г. составила 64%, по дополнительному – 46%. **Таким образом, работа новых скважин характеризовалась быстрым снижением доли нефти в продукции во времени.** Для выяснения закономерностей обводнения различных категорий скважин они были разделены (по времени их ввода) на три составляющие: группа I – введена в 1964-1968гг., группа II – в 1969-1972гг., группа III – в 1973-1977гг.

По каждой группе определена средняя продолжительность периода времени с момента ввода скважин в эксплуатацию до появления воды, а затем до обводнения – на 10, 20, 30% и т.д. В результате выявлены закономерности обводнения групп добывающих скважин с разным временем ввода (рис. 3).

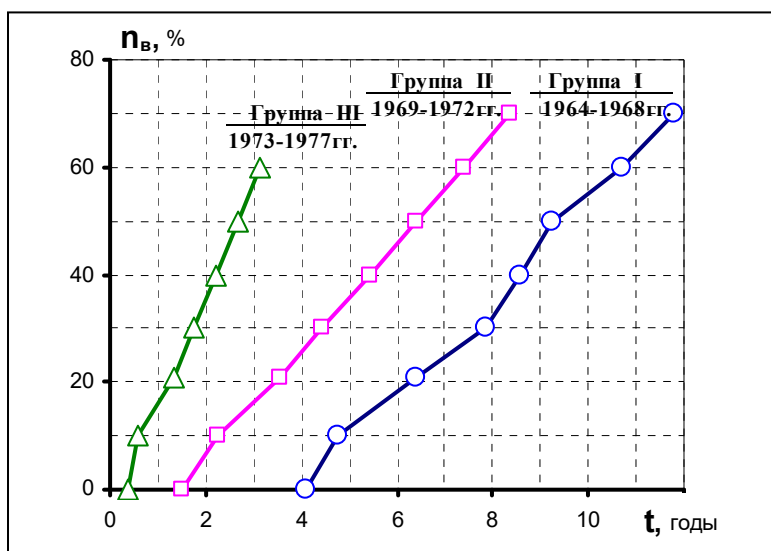


Рис.3. Усредненная динамика обводнения групп скважин, введенных в эксплуатацию в разное время

n_v – среднегодовая обводненность; t – время эксплуатации, годы.

Например, безводный период скважин по группе I составлял в среднем четыре года, группе II – около двух лет, группе III – менее полугода. Скважины группы I обводнялись на 50% – за 9,4 года, II – за 6,3 года и III – за 2,7 года. После обработки фактических данных по методу наименьших квадратов получены уравнения, по которым можно оценить приблизительно время обводнения каждой группы скважин до интересующей обводненности:

$$\text{Группа I: } t_I = 0,110 n_B + 4,10 \quad (1)$$

$$\text{Группа II: } t_{II} = 0,098 n_B + 1,51 \quad (2)$$

$$\text{Группа III: } t_{III} = 0,046 n_B + 0,38 \quad (3)$$

где t – время с момента пуска скважин в эксплуатацию, годы.

Значения углового коэффициента в приведенных уравнениях показывают, что интенсивность обводнения скважин группы III – в 2,1 раза выше, чем в группе II и – в 2,4 раза выше, чем в группе I.

Сокращение продолжительности безводного периода и более резкий темп обводнения новых скважин привели к тому, что накопленный водонефтяной фактор (ВНФ) по группе III (0,531) оказался выше, чем по группам I и II (соответственно – 0,413 и 0,438). Сравнительно небольшое расхождение ВНФ по группам скважин косвенно свидетельствует о достаточной равномерности заводнения эксплуатационного объекта по площади. Промыслово-геофизические исследования, проведенные во вновь пробуренных скважинах, показали, что в основном, первоначально вытесняются запасы нижней и средней частей разреза пластов БС₁–БС₄. При этом в условиях монолитности и однородности пластов существенно проявляется себя и гравитационный фактор.

К 1979 г. обводненность скважин на площади превысила 70%. Залежи пластов БС₁₋₅ оказались почти полностью заводнены, нефтенасыщенными остались лишь отдельные небольшие участки. В августе 1978 г. безводную нефть получали только из семи добывающих скважин. В этих условиях продолжение бурения дополнительных скважин будет существенно менее эффективным, чем это было в 1970–1977 гг. Главным образом, на третьей стадии разработки площади планируется пробурить дополнительные нагнетательные скважины (в поперечных разрезающих рядах) с целью организации более эффективного вытеснения запасов нефти по разрезу многопластового объекта.

Выводы

1. Массовое бурение дополнительных скважин на "уникальном" многопластовом Усть-Балыкском месторождении (объект БС₁₋₅) позволило довести годовые отборы нефти в 1972 г. почти до проектной величины (10 млн.т) – и стабильно поддерживать их на высоком уровне вплоть до 1975-1977 гг.

2. Эксплуатация дополнительных скважин характеризуется высокими технологическими показателями, добыча нефти из них в 1977 г. составляла более половины от общей добычи по площади в целом.

3. Разбуривание уплотняющих скважин дало возможность перейти от совместной эксплуатации пластов к разработке каждого пласта самостоятельными сетками скважин с целью эффективного регулирования выработки запасов и достижения высокого конечного коэффициента извлечения нефти^{*)}.

Литература

1. Баишев Б.Т. О задачах, принципах и методах регулирования процесса разработки нефтяных месторождений при режиме вытеснения нефти водой. – В кн. Регулирование процессов эксплуатации нефтяных залежей. М., Наука, 1976, с.7-14.

2. Бадьянов В.А., Батуринов Ю.Е., Ефремов Е.П., Пономарева И.А., Праведников Н.К.

^{*)} Примечание автора: Утвержденный (на 01.01.2006г) конечный КИН по объекту БС₁₋₅ составлял 0,564.

Для ознакомления. Номера страниц не соответствуют официальной версии.

Совершенствование систем разработки нефтяных месторождений Западной Сибири.
Свердловск, Средне-Уральское кн. изд-во, 1975, 175 стр.

А.Н.Янин, О.А.Московцев, Р.В.Корововкин

Дополнительное разрезание однородных высокообводненных пластов в условиях редкой сетки скважин^{*)}

Среди методов регулирования процесса разработки нефтяных залежей выделяется дополнительное разрезание их на самостоятельные блоки. Это, как правило, позволяет интенсифицировать добычу нефти, вовлечь в разработку слабоохваченные дренированием зоны, увеличить коэффициент охвата воздействием и нефтеизвлечение.

На практике дополнительное разрезание применяется на различных стадиях эксплуатации нефтяных месторождений. Анализ теоретических [1, 4] и промысловых данных [2, 3] показывает, что реализация метода более эффективна на более ранних стадиях разработки, и в основном, в неоднородных продуктивных пластах.

Вопросы исследования эффективности дополнительного разрезания однородных пластов (разбуренных к тому же редкой сеткой скважин) – исследованы пока недостаточно. Требуется также изучения вопроса о влиянии на конечную нефтеотдачу однородных пластов – даты начала дополнительного разрезания, т.е. стадии реализации мероприятия.

В данной статье проанализированы результаты применения этого метода на участке высокообводненной Усть-Балыкской площади, полученные за двухлетний период с начала его внедрения.

Объектом исследования является участок пласта БС₁, расположенный в северной части площади. Продуктивный пласт – монолитный выдержанный слабопрерывистый объект. По параметру прерывистости $\alpha_c = 0,25$ (по В.А.Бадьянову) он близок к таким "эталонным" пластам как БВ₈ Мегионского и Самотлорского и пласту БС₂₋₃ Западно-Сургутского месторождений [5].

Геолого-промысловые параметры продуктивного пласта БС₁ следующие:

| | |
|---|-------|
| Коэффициент пористости, доли ед. | 0,231 |
| Коэффициент проницаемости, мД | 470 |
| Коэффициент нефтенасыщенности, доли ед. | 0,74 |
| Коэффициент песчанности, доли ед. | 0,864 |
| Коэффициент расчлененности | 2 |
| Неоднородность проницаемости по керну | 0,58 |
| Вязкость нефти в пластовых условиях, сПз | 3,2 |
| Соотношение вязкостей нефти и воды, μ_0 | 6,4 |
| Площадь водонефтяной зоны, % от общей | 19 |
| Запасы водонефтяной зоны, % от общих | 8 |
| Коэффициент вытеснения нефти водой, доли ед. | 0,672 |
| Коэффициент продуктивности, т/сут·ат | 7,25 |

Площадь нефтеносности исследуемого Северного участка ~ 1667 га, нефтенасыщенная толщина – 7,7 м, начальные геологические запасы нефти – 16,721 млн.т, начальные извлекаемые – 8,812 млн.т при КИН – 0,527.

Северный участок разбурен по равномерной редкой (42 га/скв) треугольной сетке 700×600 м. В трех эксплуатационных рядах, параллельных

^{*)} Опубликовано в журнале "Нефтяное хозяйство", 1980, №8, с.35-39.

северному разрезающему ряду (СРР), пробурено 26 добывающих скважин. Расстояние от СРР до первого добывающего – 1000 м, что в 1,43 раза больше расстояния между эксплуатационными рядами и в 1,66 раза превышает расстояние между скважинами в эксплуатационных рядах.

Рассматриваемый участок испытывает активное воздействие со стороны 11 нагнетательных скважин северного разрезающего ряда, одной (крайней) скважины №560 центрального (осевого) разрезающего ряда (ЦРР), который расположен перпендикулярно добывающим рядам исследуемого участка, а также шести приконтурных нагнетательных скважин (см. рис. 1).

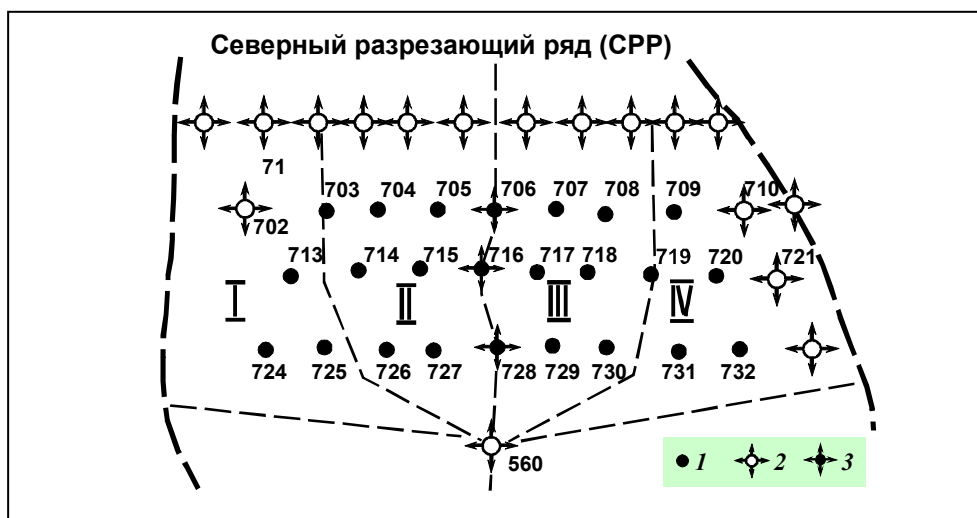


Рис. 1. Схема участка пласта БС₁ Усть-Балыкской площади

- I, IV – приконтурные зоны; II, III – центральные чистонефтяные зоны.
1, 2, 3 – соответственно, добывающие, нагнетательные и добывающие скважины, переведенные под закачку в дополнительном ряду (№№ 706, 716, 728)

Северный участок введен в эксплуатацию в 1965 г. Максимальный уровень добычи нефти – 1,11 млн.т, был достигнут в 1969 г. при следующих показателях: добыча жидкости 1,2 млн., обводненность 8 %, действующий добывающий фонд – 26 скважин, средний дебит нефти – 126 т/сут. Накопленная добыча нефти в год максимума (1969 г.) составила 1,852 млн.т, текущий КИН – 0,111, отбор от извлекаемых запасов – 21 %, накопленный ВНФ – 0,065.

Хорошие коллекторские свойства продуктивного пласта и интенсивная система воздействия на залежь обеспечили высокие темпы разработки Северного участка, максимум – 12,6 % от НИЗ нефти.

Рассматриваемый блок разрабатывается скважинами исключительно основного, "сеточного" фонда. В то время как по остальной части объекта БС₁₋₅ Усть-Балыкской площади начальная сетка скважин уплотнена почти вдвое, в пределах рассматриваемого Северного участка сверх основного фонда не было пробурено ни одной скважины. Таким образом, система разработки участка практически не менялась в течение более чем десятилетнего периода – с 1967 по 1977 г.

Без ввода новых скважин динамика добычи нефти была классически "пикообразной", т.е. характеризовалась быстрым падением годовых отборов после максимума (см. рис. 2). Среднегодовой темп падения в 1969-

1972 г. был 11 %, в 1973-1977 гг. – 20 %. Продукция первого эксплуатационного ряда (ближнего к СРР) начала обводняться в 1970 году, второго – в 1974 году, третьего (от закачки в нагнетательную скважину № 560) – в 1970 году.

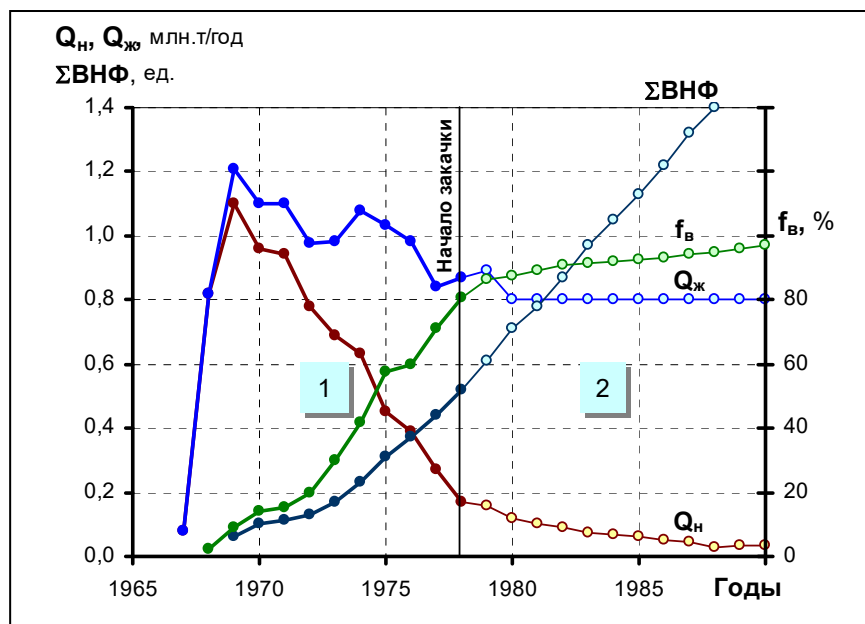


Рис. 2. Фактические (1) и прогнозные (2) показатели разработки Северного участка

Q_n – добыча нефти, млн.т/год; $Q_{ж}$ – добыча жидкости, млн.т/год;
 f_v – обводненность, %; $\Sigma ВНФ$ – накопленный водонефтяной фактор, ед.

Средняя фактическая скорость продвижения закачиваемой воды оказалась весьма высокой – 1,06 м/сут или около 400 м/год. Безводная добыча нефти, приходящаяся на одну скважину первого эксплуатационного ряда, – 146 тыс.т/скв, второго ряда – 261 тыс.т/скв, т.е. была весьма высока.

Обводненность нефти увеличивалась в среднем на 8 % в год и достигла в 1978 г. – 81%. В 1975–1976 гг. из-за высокой обводненности продукции временно было остановлено шесть добывающих скважин: №№ 705, 706, 707, 708 – в первом и №№ 726 и 727 – в третьем эксплуатационных рядах.

Для снижения темпов падения добычи нефти по Северному участку, увеличения степени охвата объекта заводнением и повышения нефтеотдачи в начале 1977 г. (переводом под закачку трех обводнившихся добывающих скважин №№ 706, 717, 728) был сформирован новый дополнительный разрезающий ряд.

Этот новый ряд разделил Северный участок на два самостоятельных блока (см. рис. 1). Показатели работы переданных в ППД трех обводненных добывающих скважин приведены в табл. 1.

Таблица 1

| Номер скважины | Добывающий ряд (считая от СРР) | До перевода (при эксплуатации) | | Накопленный отбор на дату перевода в ППД | | |
|----------------|--------------------------------|--------------------------------|------------------|--|-------------|-------------------------|
| | | дебит нефти, т/сут | обводненность, % | нефти, тыс.т | воды, тыс.т | $\Sigma ВНФ$, доли ед. |
| 706 | 1 | Не экспл. | 99 | 118 | 42 | 0,35 |
| 716 | 2 | 70 | 75 | 383 | 255 | 0,68 |
| 728 | 3 | 20 | 85 | 261 | 223 | 0,86 |
| В сумме | | 90 | - | 762 | 520 | - |

| | | | | | |
|---------|----|----|-----|-----|------|
| Среднее | 45 | 78 | 254 | 173 | 0,68 |
|---------|----|----|-----|-----|------|

Воду в скважины нового нагнетательного ряда закачивали со средней приемистостью 700 м³/сут при устьевом давлении 105-118 ат. За 1977-1979 годы в скважину №706 закачено 470 тыс.м³, в скважину №716 – 660 тыс.м³ и в скважину №728 – 460 тыс.м³ воды, всего – 1590 тыс.м³ (это только в пласт БС₁).

Для более детального анализа площадь Северного участка разбита нами на четыре зоны – I, II, III и IV (см. рис. 1). Скважины, расположенные в зонах I и IV, испытывают воздействие со стороны контура и приконтурных нагнетательных скважин. Дополнительное разрезание влияет, в основном, на добывающие скважины, размещенные во внутренних “нефтяных” зонах II и III.

По всем четырем зонам подсчитаны показатели эксплуатации на начало поперечного разрезания (табл. 2). Видно, что новый ряд освоен при достаточной обводненности продукции скважин зон II и III (отметим, что высокообводненные скважины №№709, 720, 732 зоны IV к моменту дополнительного разрезания уже находились в консервации).

Таблица 2

| Накопленные показатели | Зоны Северного участка | | | | В целом по участку |
|--|------------------------|-------|-------|-------|--------------------|
| | I | II | III | IV | |
| Добыча нефти, тыс.т | 882 | 2662 | 2881 | 808 | 7233 |
| Добыча воды, тыс.м ³ | 756 | 1363 | 1347 | 435 | 3951 |
| Водонефтяной фактор | 0,857 | 0,512 | 0,468 | 0,600 | 0,546 |
| Текущая обводненность, % | 63 | 76 | 62 | 31 | 66 |
| Текущая нефтеотдача, доли ед. | 0,327 | 0,448 | 0,452 | 0,303 | 0,409 |
| Безразмерный объем прокачанной жидкости (в пласт.усл.), доли ед. | 0,566 | 0,568 | 0,559 | 0,401 | 0,528 |

Видно, что текущая фактическая нефтеотдача по “чистонефтяным” зонам II и III была в 1,44 раза выше, чем по приконтурным зонам I и IV. В то же время безразмерный объем прокачанной жидкости для центральных зон был выше лишь в 1,27 раза. Таким образом, процесс вытеснения нефти водой в них происходил гораздо более эффективно, чем в приконтурных зонах участка.

На рис. 3 приведена динамика (по месяцам) основных показателей эксплуатации Центрального нефтяного поля (зоны II+III) Северного участка– до и после начала закачки в дополнительный разрезающий ряд. Через полгода после начала освоения нового (поперечного) ряда были вновь запущены в эксплуатацию три ранее остановленные скважины №№ 705, 707, 727.

Из рис. 3 видно, что после начала нового (поперечного) разрезания падение добычи нефти в 1978 г. несколько замедлилось при стабилизации дебита нефти по скважинам на уровне 27-30 т/сут. Это явилось результатом как изменения направления фильтрационных потоков в пласте, так и увеличения общего объема закачки воды по участку.

Наибольший эффект от изменения направления потоков получен по скважине №727, расположенной в третьем (от СРР) ряду. По ней удалось снизить обводненность с 99 до 70 % и получить дополнительную добычу нефти за два

года в количестве около 6 тыс.т (см. табл. 3).

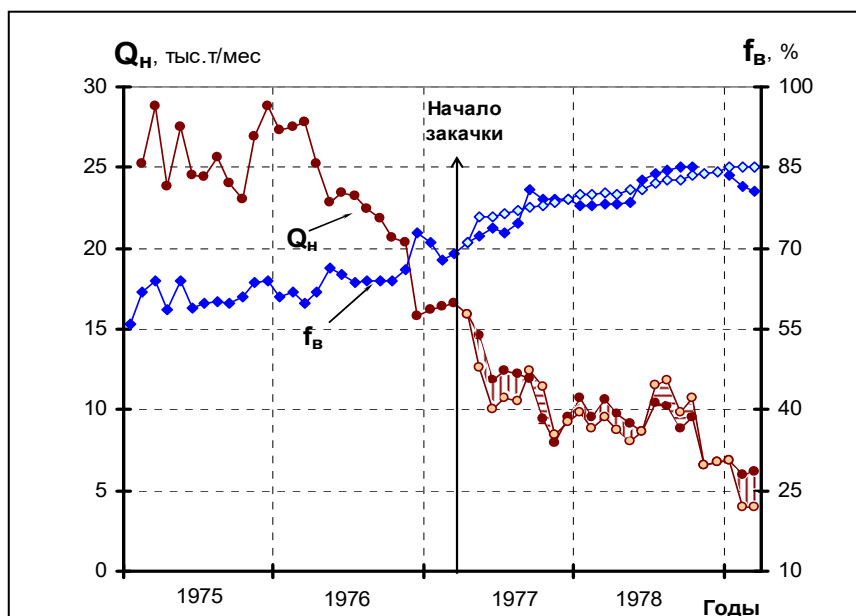


Рис.3. Фактическая и расчетная динамика показателей разработки Центрального поля Северного участка пласта БС1

- , —●— — фактическая динамика показателей;
- ◇—, —◇— — расчетная динамика показателей;
- ▤ — прирост в добыче нефти за счет дополнительного разрезания;
- ▥ — потери в добыче нефти из-за дополнительного разрезания.

Таблица 3

| Номер скважины | Обводненность, % | | Дебит нефти, т/сут | | Добыча нефти, после ввода в эксплуатацию, т |
|----------------|------------------|----------------------|--------------------|----------------------|---|
| | До остановки | После ввода в экспл. | До остановки | После ввода в экспл. | |
| 705 | 98 | 95 | 1 | 1,6 | 842 |
| 707 | 98 | 95 | 1 | 5,7 | 3 176 |
| 727 | 99 | 70 | 1 | 12,1 | 5 999 |
| 708* | 60 | — | 1 | — | — |
| 726* | 99 | — | 1 | — | — |
| Всего | | | 5 | 19,4 | 10 017 |

* Скважины №№708, 726 после освоения дополнительного разрезающего ряда в эксплуатацию повторно не вводились.

Эффективность дополнительного разрезания могла быть выше, если бы резко ограничили (прекратили) закачку в "старый" (Северный) разрезающий ряд и воду нагнетали бы, в основном, в новый поперечный ряд.

Однако это не было реализовано из-за опасения возникновения потерь нефти по (смежному с Усть-Балыкской площадью) южному добывающему блоку Солкинской площади.

Таким образом, за время эксперимента в старый ряд было закачено 60 %, а в дополнительный поперечный ряд – 40 % общего объема воды.

На динамику обводнения скважин центральных зон ввод под закачку дополнительного нагнетательного ряда повлиял незначительно (см. рис. 3). Удалось лишь на небольшой период (в первом полугодии 1978 г.) стабилизи-

ровать обводненность на уровне 77–78 %. В целом же темп нарастания обводненности по участку практически не изменился и составил в среднем 0,55 % в месяц – за 19 месяцев (после разрезания) против 0,53 % в месяц – за 16 месяцев (до разрезания). Снижение средней обводненности по участку в первом квартале 1979 г. объясняется повторной остановкой скважины №765, обводнившейся на 99 % (см. рис. 3).

С целью количественной оценки эффекта, полученного от формирования нового разрезающего ряда, по методике С.Н.Назарова и др. [6] была рассчитана динамика добычи нефти и обводненности для базового варианта (при отсутствии разрезания). Обоснованность применения методики [6] для расчета технологических показателей и конечной нефтеотдачи для условий пласта БС₁ Усть-Балыкского месторождения показана автором в работе [7].

Для прогноза показателей построили характеристики обводнения залежи (участка, зоны) в координатах: "накопленная добыча воды" – "накопленный водонефтяной фактор". Если система воздействия незначительно изменяется в ходе разработки, то характеристика обводнения быстро выходит на прямую линию, пригодную для прогнозирования показателей (рис. 4).

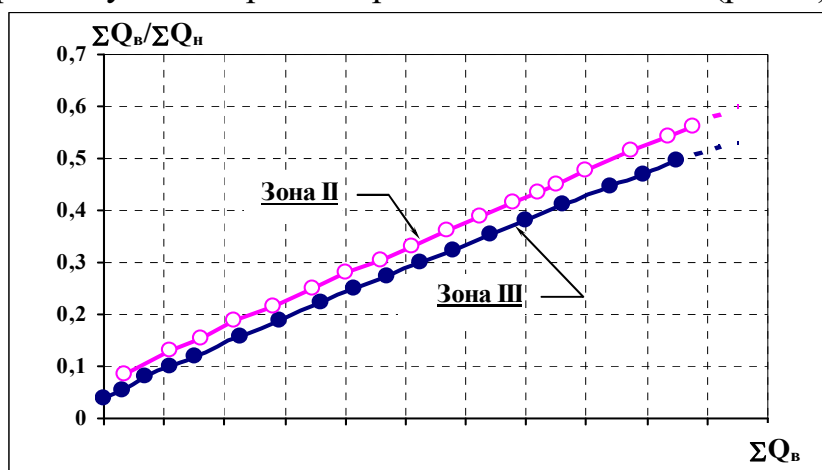


Рис. 4. Характеристики обводнения зон Центрального поля Северного участка, построенные по методу С.Н.Назарова и др. [6]

В данном случае прогнозные показатели рассчитывали исходя из условия равенства фактических (с разрезанием) и расчетных (без разрезания) уровней добычи жидкости – за полный месяц прогноза.

Сопоставление фактической и прогнозной кривых добычи нефти и обводнения (см. рис. 3) позволяет сделать вывод о незначительном влиянии дополнительного разрезания на показатели разработки участка.

Наряду с периодами положительного эффекта (середина 1977 г. и начало 1978 г.) есть этапы, когда фактическая добыча нефти была ниже расчетной (конец 1977 года и вторая половина 1978 года). Все эти данные не позволяют сделать вывод о безусловно положительной результативности дополнительного разрезания монолитного высокообводненного пласта (разбуренного к тому же редкой сеткой скважин) – как метода регулирования его разработки.

Суммарный эффект от дополнительного разрезания Северного участка определен путем сравнения расчетной и фактической кривых добычи нефти (с учетом потерь нефти от перевода под закачку не полностью обводнившихся-

ся добывающих скважин). Этот эффект составил 4875 тонн или 2,28 % общей добычи с Центрального поля участка (за тот же период времени).

Анализ полученных результатов позволяет указать причины невысокой эффективности дополнительного разрезания пласта БС₁:

а) осуществление процесса разрезания "на поздней" стадии разработки участка (при отборе около 80 % НИЗ и текущем КИН > 0,4), когда обводнился весь фонд, обводненность скважин достигла 70 %, а текущая добыча нефти снизилась в четыре раза по сравнению с максимальной;

б) обеспечение основной сеткой и системой воздействия высокого и равномерного охвата заводнением участка однородного пласта БС₁. Слабо-вырабатываемых зон, которые обычно формируются при редких сетках в неоднородных, прерывистых и линзовидных пластах, на рассматриваемом участке к началу разрезания – не было установлено. Поэтому изменение направления фильтрационных потоков дало здесь лишь небольшой эффект;

в) в условиях высокообводненного участка более целесообразным могло бы оказаться не сплошное (одновременное), а постепенное ("ползущее") дополнительное разрезание, учитывающее фактическое распределение текущей нефтеводонасыщенности в пласте.

Вначале под нагнетание следовало бы освоить крайние скважины №№706 и 728 (с обводненностью 85–99 % и общим дебитом нефти 20 т/сут); затем (после форсированной отработки) – скважину №716, дренирующую внутреннюю зону с повышенной нефтенасыщенностью (обводненность 75 %). При этом удалось бы снизить ощутимые потери в добыче нефти из-за преждевременного перевода под закачку высокодебитной добывающей скважины №716 (дебит нефти 70 т/сут);

г) эффект от дополнительного разрезания повысился, если бы все 100 % ранее остановленных скважин (в т.ч. №№ 705, 707 и 727) были вновь пущены в эксплуатацию, – **но не через полгода, а сразу после освоения нового нагнетательного ряда.** Кроме того, следовало бы также ввести в эксплуатацию на нефть и скважины №№708, 726, которые фактически бездействовали в течение всего рассматриваемого периода работы нового ряда.

На 1.01.1980 г. в пределах Северного участка в эксплуатации находилось около 50 % скважин первоначального фонда. Средний дебит нефти по ним составлял 24 т/сут, жидкости – 138 т/сут. **Однако, все эти скважины были фонтанными с обводненностью продукции 83 %.**

Фонтанная эксплуатация высокообводненных скважин характеризуется существенным (на 50–60 ат) возрастанием забойного давления по сравнению с безводными периодом, т.е. снижением депрессии и уменьшением дебита. В этих условиях для удержания добычи нефти здесь был крайне необходим перевод всех добывающих скважин на механизированную эксплуатацию с доведением отборов жидкости, как минимум, до 250 т/сут на скважину.

Путем экстраполяции полученных зависимостей далее была рассчитана прогнозная динамика добычи нефти и обводненности по участку на перспективу. Ежегодный отбор жидкости по участку принят равным 800 тыс.т/год,

что соответствует фактическому уровню 1978 г.

Анализ геолого-промысловых материалов по Северному участку, данных о распределении оставшихся здесь 14 добывающих скважин по величинам накопленного отбора нефти, воды, текущей обводненности и дебитам, а также проведенные расчеты по методике [6] показали, что при предельной обводненности 98 % и конечном значении безразмерного объема прокачанной жидкости – 1,55, конечная нефтеотдача (в условиях редкой сетки – 42 га/скв) составит здесь не более 0,50-0,52.

Выводы

1. Эффективность дополнительного разрезания однородных пластов, разбуренных редкой сеткой скважин, на поздней стадии их разработки в целом невысока. Дополнительная добыча нефти за счет этого на Северном участке Усть-Балыка за два года составила 4,9 тыс.т (или 2,3 % общей добычи по Центральному полю рассматриваемого участка).

2. Для увеличения эффективности дополнительного разрезания необходимо организовывать его на более ранней стадии, осуществляя более полный (не менее 70–80 %) перенос закачки на вновь сформированные ряды.

3. Рекомендуются осуществлять поэтапное ("ползущее") разрезание с учетом сложившегося распределения текущей нефтеводонасыщенности по участку; проводить форсирование отборов жидкости путем перевода добывающих скважин на механизированную эксплуатацию.

4. До начала процесса освоения системы дополнительного разрезания залежи необходимо ввести в эксплуатацию все ранее остановленные здесь из-за обводнения добывающие скважины.

Литература

1. Карпова Т.И. Баишев Б.Т. Об эффективности интенсификации процесса разработки путем дополнительного «разрезания» залежи на блоки рядами нагнетательных скважин. – Сб. науч.тр. Исследования в области разработки нефтяных месторождений и гидродинамики пласта. М. ВНИИ 1973, вып. 49, с. 126–134.

2. Дергунов П.В., Карпова Т.И., Пекун Н.Г. Фактическая экономическая эффективность дополнительного внутриконтурного осевого разрезания на V участке Арланской площади в Башкирской АССР. – РНЭС Экономика нефтяной промышленности. М., ВНИИОЭНГ, 1973, № 10, с. 10–12.

3. Розов В.Ю. Некоторые особенности системы разрезания залежи нефти в пласте «1в» Джьерского месторождения. – РНТС Нефтегазовая геология и геофизика. М., ВНИИОЭНГ, 1976, № 6, с. 17–18.

4. Бочаров В.А., Сургучев М.Л. Оценка влияния изменения направления фильтрационных потоков на показатели разработки нефтяных месторождений. – Сб.науч.тр. Исследования в области разработки нефтяных месторождений и гидродинамики пласта. М., ВНИИ, 1973, вып. 49, с. 109–115.

5. Совершенствование систем разработки нефтяных месторождений Западной Сибири. Под. ред. Н.К.Праведникова. Свердловск, Средне-Уральское книжн. изд.-во, 1975, 175 стр.

6. Назаров С.Н., Акрамов Б.Ш., Сипачев Н.В. и др. К оценке извлекаемых запасов нефти по интегральным кривым отбора нефти и воды. Азербайджанское нефтяное хозяйство, 1972, № 5, с. 20–21.

7. Янин А.Н. Оценка извлекаемых запасов нефти по характеристикам вытеснения (на примере участка Усть-Балыкской площади). – Тр. Сибниинп, Тюмень, 1978, вып. 12,

Для ознакомления. Номера страниц не соответствуют официальной версии.

с. 88–96.

А.Н.Янин, Р.А.Нугманова, Е.Г.Богатырева

Эффективность перехода к блочно-квадратной системе разработки на Мамонтовском месторождении*)

К прогрессивным направлениям в совершенствовании разработки нефтяных месторождений относится применение “блочно-квадратных” (БКС) и “замкнутых” систем воздействия. В Западной Сибири эти системы в различных модификациях внедряют на Федоровском, Мамонтовском, Южно-Сургутском, Холмогорском и других месторождениях. В 1983 г. по объектам “Юганскнефтегаза”, разрабатываемым с применением БКС, добыто 34,22 млн.т нефти – или 56 % от общей добычи нефти этого производственного объединения.

Целью данной статьи является обобщение результатов внедрения БКС на объекте БС₁₀ уникального Мамонтовского месторождения. При этом предполагается: проведение анализа эффективности первоначальной трехрядной системы с редкой сеткой; выполнение расчетов технологических показателей вариантов при трехрядной и блочно-квадратной системах; анализ и сопоставление фактических показателей разработки участков с трехрядной и блочно-квадратной системами по промысловым данным; изучение влияния БКС на динамику обводнения участков и добывающих скважин.

Горизонт БС₁₀ введен в разработку в 1970 году и является основным эксплуатационным объектом месторождения. С 1978 года по нему осуществляется переход от трехрядной к блочно-квадратной (с уплотнением) системе разработки. **В 1983 г. добыча нефти по объекту БС₁₀ составляла 88 % от добычи по месторождению и 40 % от всей добычи нефти по «Юганскнефтегазу».**

Первоначально объект разбуривали по редкой треугольной сетке скважин 750×750 м (56 га/скв) с применением блоковой трехрядной системы. Расстояние от разрезающего до первого добывающего ряда – 900 м. Это в 1,2 раза превышало расстояние между добывающими скважинами в ряду – 750 метров. Расстояние между нагнетательными скважинами в ряду – 600 м. Тринадцать основных разрезающих рядов размещены перпендикулярно длинной оси структуры огромного по площади продуктивного горизонта БС₁₀.

Разбуривание объекта первоначальной редкой сеткой позволило вовлечь в разработку основные запасы, сосредоточенные в монолитной части (проницаемостью более 200 мД) горизонта БС₁₀. Однако, этот горизонт имеет сложное геологическое строение и по модели В.А.Турова [1] состоит из четырех пластов: БС₁₀⁰. БС₁₀¹⁻² (монолитные песчаники), БС_{10ТСП}¹⁻² (тонкослоистые песчаники) и БС₁₀³. Поэтому для значительной части запасов ухудшенного качества принятая ранее система разработки оказалась недостаточно эффективной.

Отмечаются следующие основные недостатки этой системы:

1) для рассматриваемого класса неоднородности коллекторов с подвижностью пластовой жидкости менее 0,1 мкм²/(мПа×с) рекомендуемая в регламентах по проектированию разработки плотность сетки должна составлять не

*) Опубликовано в журнале "Нефтяное хозяйство", 1986, №5, с.36-40.

менее 25 га/скв, а это в 2,2 раза плотнее запроектированной – 56 га/скв;

2) удельные извлекаемые запасы нефти, приходящиеся на одну добывающую скважину, пока значительно превышают считающиеся оптимальными;

3) воздействие на скважины внутренних рядов – недостаточное, так как расстояние от нагнетательных до стягивающих рядов (1650 м) превышает расстояние между добывающими скважинами в ряду (750 м) – в 2,2 раза.

Для оценки возможных сроков разработки горизонта в условиях первоначальной трехрядной системы и редкой сетки нами проанализированы накопленные отборы нефти по наиболее обводнившимся добывающим рядам. По Блоку 6 рассмотрено 22 добывающие скважины первого ряда. Срок разработки первой полосы – 13 лет, обводненность достигла 73 %, дебит нефти снизился до 34 т/сут, фактическая накопленная добыча нефти на одну добывающую скважину составила 188 тыс.т/скв.

При экстраполяции характеристик вытеснения до предельной обводненности 98 % получим, что общая добыча нефти на добывающую скважину в этих условиях не превысит 227 тыс.т/скв. Следовательно, для обеспечения проектного коэффициента нефтеотдачи по Блоку 6 из скважин стягивающего ряда необходимо отобрать нефти в семь раз больше, чем по первому ряду. Для этого до момента достижения накопленного водонефтяного фактора (ВНФ) – 2,4 (прогнозный ВНФ по первому ряду равен 2,9) при дебите жидкости одной скважины 100 т/сут – потребуется не менее 112 лет. Очевидно, столь низкие темпы разработки горизонта сейчас абсолютно неприемлемы из-за ограниченности технических сроков службы пробуренных скважин.

Кроме того, нами оценена полнота выработки запасов нефти объекта БС₁₀ в условиях реализации ранее принятой трехрядной системы. Расчеты проведены по участку чисто нефтяной зоны Блока 6 где расположено 112 скважин. Обводненность их достигла 36 %, площадь заводненной зоны составляет 56 % площади участка.

В результате анализа установлено, что коэффициент нефтеотдачи в заводненном объеме участка меньше утвержденного проектного – на 9 %.* Следовательно, первоначально принятая система разработки горизонта БС₁₀ не обеспечивает необходимой полноты выработки запасов нефти и требует существенного совершенствования и развития.

Однако в ходе начатого в 1978 г. уплотнения сетки ранее достигнутое соотношение числа добывающих и нагнетательных скважин (равное 3) заметно ухудшилось. Для неоднородных коллекторов с невысокой проницаемостью это неприемлемо, поэтому необходимо было интенсифицировать систему воздействия. Усиление ее путем бурения дополнительных нагнетательных скважин в освоенных разрезающих рядах оказалось бы неэффективным из-за больших расстояний до зоны стягивания. В этих условиях более целесообразным представлялся переход (по предложению Ю.Е.Батурина) к блочно-квадратной системе заводнения путем создания дополнительных линий разрезания перпендикулярно старым рядам нагнетания.

На рис. 1 изображена ячейка БКС горизонта БС₁₀ Мамонтовского месторождения, полученная путем преобразования предыдущей трехрядной систе-

*) Примечание автора: Утвержденный на 01.01.2006г. КИН по горизонту БС₁₀ составлял 0,455.

мы. "Разукрупнения" единого объекта БС₁₀ на составляющие пласты (при бурении уплотняющих скважин) технологическая схема разработки 1982 года не предусматривала, т.е. в новых скважинах перфорацией вскрывался весь нефтенасыщенный разрез. Удельная площадь, приходящаяся на одну скважину, в результате уплотнения сетки и внедрения БКС "в целом по ячейке" уменьшилась с 56 до 31 га/скв или в 1,8 раза. Для улучшения выработки запасов из широкой (900 м) первой полосы предусмотрено бурение дополнительных нагнетательных скважин на половине расстояния (450 м) от основных разрезающих рядов – по две скважины на каждую ячейку БКС (см.рис. 1).

Общее число ячеек БКС по объекту БС₁₀ превышает 100. Размеры одной ячейки – 2,4×3,3 км, ее площадь – 7,92 км² или 792 га.

Основной фонд скважин, размещенных по первоначальной трехрядной системе, по объекту БС₁₀ составляет 1354, в том числе 941 добывающая и 413 нагнетательных. Общий "уплотняющий" фонд, разбуриваемый при внедрении БКС с целью сгущения сетки, равен 1144 скважинам, в том числе 836 добывающих и 308 нагнетательных.

Таким образом, суммарный проектный фонд по горизонту БС₁₀ составляет 2613 скважин, из них 1777 добывающих, 721 нагнетательная и 115 резервных.

В 1983 г. пробуренный уплотняющий фонд насчитывал 592 добывающие скважины, под закачкой в поперечных (дополнительных) рядах находилось 163 нагнетательные скважины. Система поперечного разрезания за начальный пятилетний период реализации БКС была освоена (по собственно нагнетательным и плюс переводимым под закачку 198 добывающим скважинам) – примерно на $\frac{1}{3}$.

Несмотря на начальную стадию, внедрение БКС характеризуется весьма высокой эффективностью (рис. 2). За 1983 г. из уплотняющих скважин было извлечено 12,2 млн.т нефти или 50 % от общей добычи по горизонту БС₁₀, с начала разработки из них получено 33,6 млн.т нефти. Закачка воды по дополнительным разрезающим рядам за этот период составила 25,2 млн.м³ или

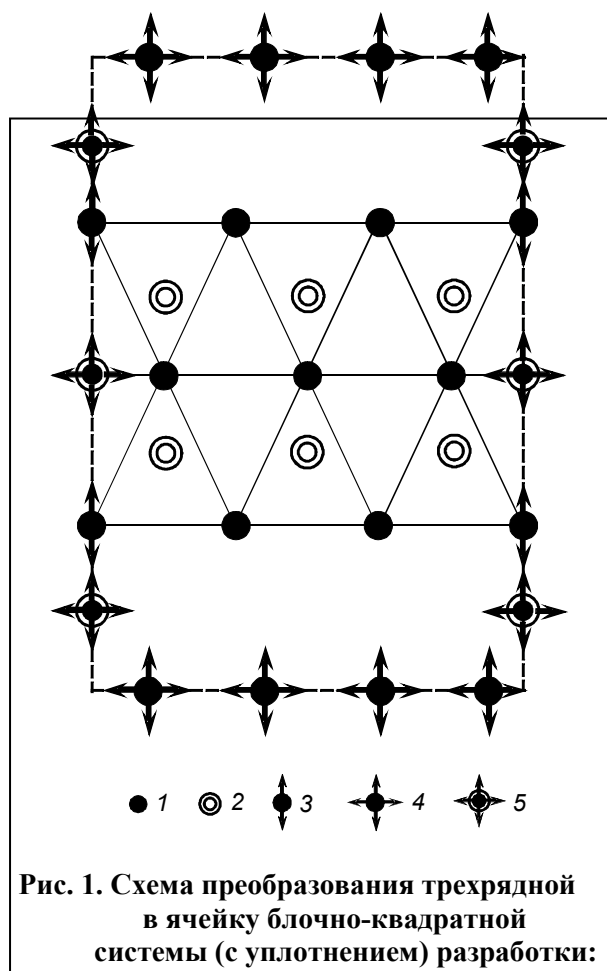


Рис. 1. Схема преобразования трехрядной в ячейку блочно-квадратной системы (с уплотнением) разработки:

- 1, 2, 3 – добывающие скважины, соответственно, основного, уплотняющего фондов и переводимые под закачку из основного фонда;
4, 5 – нагнетательные скважины, соответственно, основного и уплотняющего фондов

44 % годовой закачки по горизонту в целом. Дебит нефти по уплотняющим скважинам равнялся 60 т/сут, что превысило дебит скважин основного фонда на 28 %. Средняя обводненность скважин уплотняющего фонда составила 23 % против 36 % по основному добывающему фонду.

Освоение усовершенствованной системы заводнения положительно повлияло на пластовое давление в залежи. За период перехода от трехрядной к блочно-квадратной системе пластовое давление увеличилось на 1,26 МПа и даже несколько (на 0,24 МПа) превысило первоначальное (24,3 МПа).

Рост пластового давления в залежи способствовал повышению продуктивности скважин. По данным Г.С.Серебренниковой он увеличился на 33 %, а удельный коэффициент продуктивности вырос на 16% (табл. 1).

Полученные результаты позволяют сделать однозначный вывод о положительном влиянии на показатели разработки проводимого широкомасштабного мероприятия по уплотнению сетки скважин и переходу на новое “закмнутое” заводнение.

Для более полного выявления эффекта от реализуемого мероприятия, разделения его на составляющие (от “внедрения БКС” и от “уплотнения сетки скважин”), а также для оценки прироста коэффициента нефтеотдачи – нами проведены специальные гидродинамические расчеты. Исходные параметры для проектирования (толщина пласта, проницаемость, продуктивность, вязкость нефти и др.) соответствуют

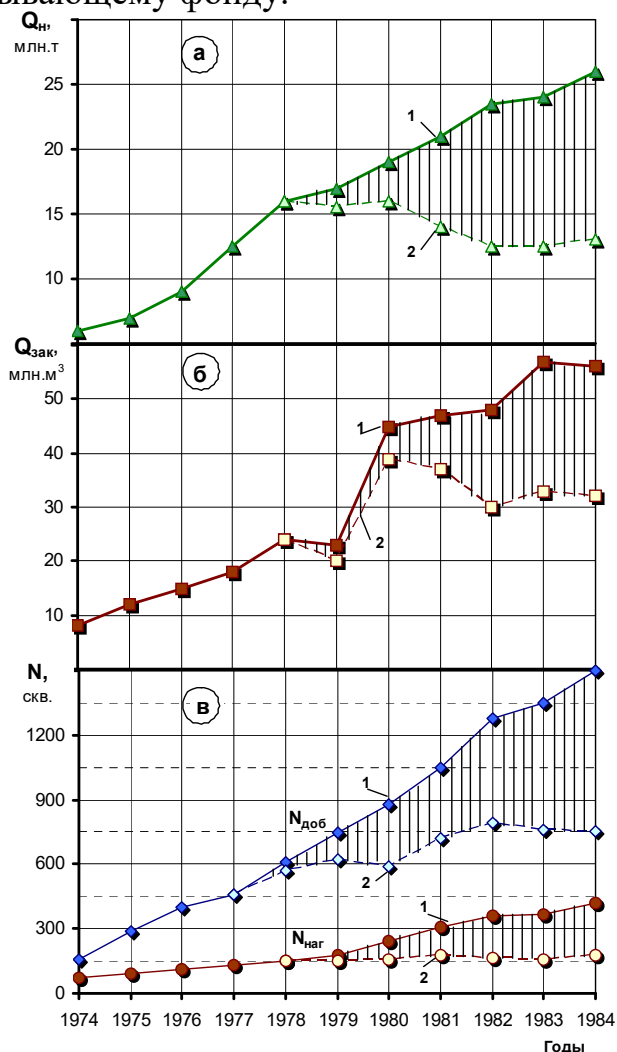


Рис.2. Динамика годовой добычи нефти Q_n (а), годовой закачки воды $Q_{зак}$ (б), фонда добывающих $N_{доб}$ и нагнетательных $N_{наг}$ скважин (в) по горизонту БС10
1, 2 – соответственно, в целом по горизонту и основному фонду (заштрихованная область соответствует динамике показателей по уплотняющему фонду скважин)

Таблица 1

| Параметры | 1970 - 1978 гг. | 1978- 1983 гг. |
|--|-----------------------------|-----------------------------|
| Коэффициент продуктивности, (сут·МПа) | $\frac{34,3}{/по 158 скв/}$ | $\frac{45,7}{/по 389 скв/}$ |
| Удельный коэффициент продуктивности, т/(сут·МПа·м) | $\frac{3,2}{/по 158 скв/}$ | $\frac{3,7}{/по 389 скв/}$ |
| Гидропроводность, мкм ² ·см/(мПа·с) | $\frac{89}{/по 84 скв/}$ | $\frac{105}{/по 307 скв/}$ |

реальным условиям эксплуатации горизонта БС₁₀. По методике В.П.Майера, Ю.Е.Батурина [2] для участка чистонефтяной зоны горизонта БС₁₀ на ЭВМ рассчитано четыре варианта разработки:

- I – первоначальная трехрядная блоковая система с ПСС – 56 га/скв;
- II – трехрядная система с добуриванием уплотняющих (только добывающих) скважин до ПСС – 38 га/скв;
- III – блочно-квадратная система при ПСС (как в варианте I) – 56 га/скв;
- IV – блочно-квадратная система с добуриванием уплотняющих как добывающих так и нагнетательных скважин до плотности сетки – 31 га/скв.

Вариант I соответствует первоначально запроектированной системе разработки объекта БС₁₀; вариант IV – фактически реализуется на объекте; варианты III и IV – рассчитаны без учета имеющихся в БКС широких возможностей регулирования, существенно повышающих эффективность разработки.

Таблица 2

| Показатели | | Варианты разработки “ячейки” | | | |
|--|-------------|------------------------------|-------|-------|-------|
| | | I | II | III | IV |
| Плотность сетки скважин, га/скв | | 56 | 38 | 56 | 31 |
| Число скважин – всего | | 13 | 21 | 13 | 24 |
| в т.ч. добывающих | | 9 | 17 | 7 | 15 |
| нагнетательных | | 4 | 4 | 6 | 9 |
| Соотношение добывающих и нагнетательных скважин, ед. | | 2,3 | 4,2 | 1,2 | 1,7 |
| Максимальная добыча, тыс.т/год | нефти | 285 | 344 | 349 | 454 |
| | жидкости | 414 | 484 | 554 | 760 |
| Максимальная закачка воды, тыс.м ³ /год | | 546 | 658 | 721 | 1018 |
| Коэффициенты, условные единицы | нефтеотдачи | 1,0 | 1,062 | 0,970 | 1,064 |
| | вытеснения | 1,0 | 1,0 | 1,0 | 1,0 |
| | охвата | 1,0 | 1,014 | 1,023 | 1,039 |
| | заводнения | 1,0 | 1,048 | 0,948 | 1,028 |
| Накопленный водонефтяной фактор, ед. | | 3,4 | 2,9 | 3,7 | 3,2 |

Из сопоставления расчетных показателей вариантов разработки “ячейки”, приведенных в табл. 2, следуют выводы о том, что:

- **Уплотнение первоначальной сетки** (вариант II) путем добуривания в ячейке дополнительных (только добывающих) скважин в условиях трехрядной системы обеспечит рост максимальной добычи нефти на 21 %, коэффициента нефтеотдачи – на 3,1 % (отн.) и сократит срок разработки в 1,2 раза.

- **Организация БКС заводнения** (вариант III) путем перевода только добывающих скважин под закачку (без уплотнения первоначальной сетки), наряду с ростом уровня добычи нефти на 22 %, сокращением срока разработки в 1,28 раза, снизит коэффициент нефтеотдачи на 1,5 % (отн.). Это связано с уменьшением коэффициента заводнения из-за роста показателя геометрической неоднородности (по В.Д.Лысенко) объекта в условиях организации замкнутого заводнения (без уплотнения сетки).

- **Наилучшие технологические показатели** обеспечит применение БКС с уплотнением (вариант IV). Максимальная добыча нефти по сравнению с вариантом I увеличится в 1,59 раза, коэффициент нефтеотдачи возрастет

приблизительно на 3,2 % (отн.), срок разработки сократится в 1,76 раза.

Для вариантов I и IV И.А.Пономаревой и В.Д.Лобовкиной (Сибниинп) рассчитаны экономические показатели. Получено, что удельные капитальные вложения на 1 т среднегодовой добычи нефти по варианту IV за весь срок разработки будут меньше, чем по варианту I – на 10,8 %; приведенные затраты на 1 тонну нефти – меньше на 3,8 %. **Эти экономические показатели также подтверждают целесообразность уплотнения сетки и перехода на систему замкнутого заводнения по объекту БС₁₀ Мамонтовского месторождения.**

Гидродинамические расчеты позволили установить и такой важный показатель, как "коэффициент интерференции", т.е. отношение "истинной" дополнительной добычи по уплотняющему фонду к фактической. Этот показатель зависит от степени неоднородности объекта, числа пластов, вскрытых одной сеткой, плотностей сетки (до – и после уплотнения), стадии реализации мероприятия и др. Получено, что например в 1983 г., коэффициент интерференции при бурении уплотняющих скважин по горизонту БС₁₀ составил 0,61, т.е. "реальный" эффект за счет мероприятия равен 61 % от фактического, а остальные 39 % добычи могли быть получены и из скважин основного фонда.

С учетом рассчитанных (по годам) коэффициентов интерференции реальный эффект от реализации мероприятия по внедрению замкнутого заводнения и уплотнению сетки по горизонту БС₁₀ за 1978-1983 годы оценивается в 16,147 млн.т, в том числе за 1983 г. – 7,378 млн.т. По предварительной оценке общая дополнительная добыча нефти разделяется на эффекты от "применения БКС" и "уплотнения сетки" – примерно пополам.

Теоретические расчеты показывают высокую эффективность реализуемого на Мамонтовском месторождении мероприятия, однако большой интерес представляет определение эффективности – непосредственно по промысловым данным. Для этого сопоставлены результаты разработки двух участков горизонта БС₁₀ (табл. 3). Участок 1 разрабатывается в течение 13 лет – по трехрядной системе, участок 2 – вначале (в течение 5 лет) эксплуатировался по трехрядной системе, а затем – по блочно-квадратной. Участок 1 расположен в пределах Блока IV и ограничен линиями скв.№№ 1112, 115, 253 и 1072, участок 2 – в пределах Блока III (ограничен скв.№№ 12, 1022, 1034 и 1037).

Выбранные участки имеют близкие геолого-физические характеристики. Это обеспечивает получение достоверно сопоставимых результатов. Площади участков различаются на 6 %, нефтенасыщенные толщины – на 8 %. Технологические показатели разработки обоих участков при начальной трехрядной системе (темп отбора нефти от извлекаемых запасов,

Таблица 3

| Показатели | Участок №1 | Участок №2 | |
|----------------------------------|------------|--------------------|-----------------------|
| | | До перехода на БКС | После перехода на БКС |
| Максимальная добыча нефти, тыс.т | 531 | 600 | 1051 |
| Обводненность за 1982 г., % | 43,5 | 5,0 | 32,0 |
| Средний дебит нефти, т/сут | 126 | 141 | 163 |
| Удельный дебит нефти, т/(сут·м) | 7,73 | 7,92 | 9,2 |
| Число скважин | 25 | — | 25 |

удельный дебит нефти на 1 м нефтенасыщенной толщины и др.) – также близки. По участку 2 доля закачки воды в дополнительные (поперечные) разрезающие ряды в 1982 г. составляла 60 % общей закачки по ячейке БКС. Расстояние от этих рядов до зоны стягивания в ячейке было в 1,5 раза меньше, чем в трехрядной системе – до основных разрезающих рядов.

В результате сопоставления установлено, что преобразование системы разработки по участку 2 из трехрядной – в БКС увеличило добычу нефти с 600 до 1051 тыс.т/год. Падение добычи по участку 2 после внедрения БКС началось при накопленном отборе нефти вдвое большем, чем по участку I (рис.3, а). Таким образом, из обобщения промысловых данных также следует вывод об эффективности мероприятия по организации БКСЗ.

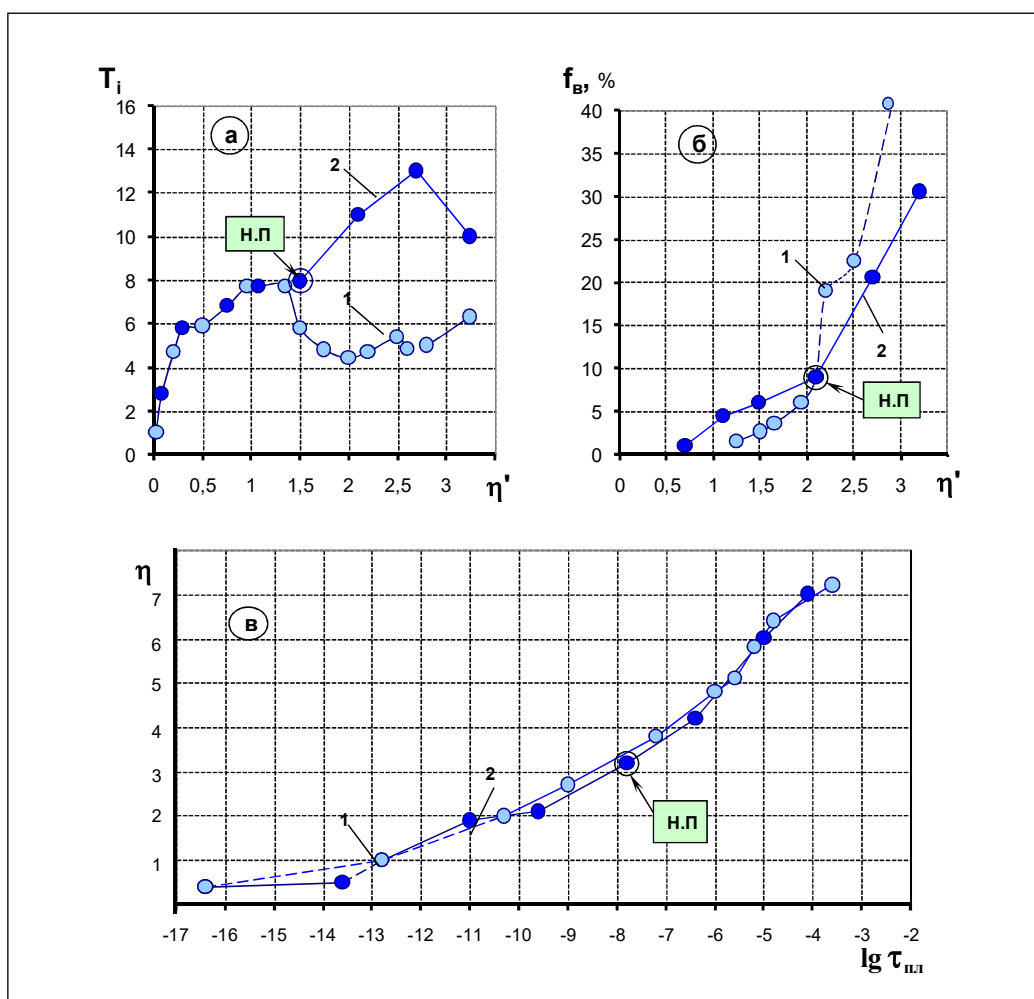


Рис. 3. Показатели трехрядной (1) и блочно-квадратной (2) систем разработки объекта БС₁₀ по промысловым данным:

- T_i – годовой темп отбора нефти, усл.ед.; f_b – обводненность продукции, %;
- η' – степень использования начальных извлекаемых запасов, усл.ед.;
- η – коэффициент нефтеотдачи, усл.ед.; **Н.П.** – начало перехода на БКС (по участку 2)
- $\tau_{пл}$ – степень прокачки жидкости через поровый нефтенасыщенный объем залежи, усл.ед.

Однако, по мнению некоторых специалистов осуществление БКС может увеличить отборы воды и накопленный водонефтяной фактор, а также ухудшить показатели процесса вытеснения. Это, по их мнению, должно отразиться на характеристике обводнения залежи. Для проверки данного предположения нами построены характеристики вытеснения по участкам 1 и 2 (см. рис. 3, б, в).

Из рис. 3, б видно, что фактический характер вытеснения нефти в условиях БКС – более благоприятный. При одинаковой степени использования извлекаемых запасов в 1982 г. обводненность скважин в условиях БКС оказалась на 12 % ниже, чем в трехрядной системе разработки.

Другие специалисты считают, что некоторый "излом" кривой обводнения (см.рис.3, б) после начала внедрения БКС, свидетельствует об ухудшении процесса вытеснения нефти, однако это не так. Приведенная кривая **типична** для данного вида коллекторов, соотношения вязкостей нефти, воды и стадии разработки. М.М.Ивановой и др. [3] показано, что в рассматриваемой стадии на характеристиках вытеснения (построенных в координатах "обводненность – степень использования извлекаемых запасов нефти") – всегда наблюдается увеличение темпа обводнения залежей.

Вывод о том, что переход к БКС не привел к ухудшению качества процесса вытеснения, следует также из рис.3 в. Излома характеристики после внедрения данной системы не наблюдается. Важно отметить, что характеристики вытеснения в указанных координатах широко применяются при оценке эффекта от различных методов регулирования процесса разработки и могут считаться [4] достаточно достоверными.

Выводы

1. Разработка гигантского горизонта БС₁₀ уникального Мамонтовского месторождения в условиях первоначальной трехрядной системы характеризовалась невысокими темпами добычи, длительными сроками эксплуатации и явным недостижением утвержденного коэффициента нефтеизвлечения.

2. Проведенные гидродинамические расчеты показали, что применение блочно-квадратной системы разработки (с уплотнением сетки) по сравнению с трехрядной увеличивает максимальную добычу нефти, сокращает срок разработки и повышает конечный коэффициент нефтеизвлечения на 9 процентных пунктов.

3. Переход от трехрядной к блочно-квадратной системе по горизонту БС₁₀ в сочетании с уплотнением сетки обеспечил в 1978-1983 гг. получение реальной (с учетом коэффициента интерференции) дополнительной добычи нефти в объеме 16,147 млн.тонн, в том числе за 1983 г. – 7,378 млн.тонн.

4. Осуществление мероприятия по переходу на блочно-квадратную систему разработки не ухудшило характеристику обводнения исследуемых участков.

Литература

1. Туров В.А. Некоторые особенности строения продуктивного горизонта БС₁₀ Мамонтовского месторождения. — Тр. Сибниинп, вып. 18. Тюмень, 1980, с. 38–45.

2. Бадьянов В.А., Батулин Ю.Е., Ефремов Е.П. и др. Методика проектирования разработки и обоснования кондиций при заводнении нового месторождения. Тюмень, Сибниинп, 1980.

3. Иванова М.М., Брагин Ю.И., Тимофеев В.А. Эффективность эксплуатации залежей нефти при заводнении. — Обзорная информация. Сер. Нефтепромышленное дело. М., ВНИИОЭНГ, 1980.

4. Баишев Б.Т., Исайчев В.В., Кожакин С.В. и др. Регулирование процесса разработ-

Для ознакомления. Номера страниц не соответствуют официальной версии.

ки нефтяных месторождений. – М., Недра, 1978, 197 стр.

А.И.Вашуркин, А.Н.Янин, В.Н.Шумаев

Состояние и мероприятия по улучшению разработки пласта БС₁ левобережья Солкинской площади*)

Основным объектом разработки на Солкинской площади (Юганская часть) является сравнительно однородный и выдержанный пласт БС₁. Коэффициент вариации эффективной толщины пласта составляет 0,163, коэффициент песчаности 0,83, расчлененность – 2,5. Нефть маловязкая – 3,3 сП, газовый фактор – 44 м³/т. Геологические запасы нефти по пласту БС₁ оцениваются в 43 млн.т, извлекаемые – 25 млн.т при коэффициенте нефтеизвлечения – 0,581 (это новые данные 2005г.).

Залежь пласта БС₁ Солкинской площади первоначально разбурена по редкой треугольной сетке скважин – в течение четырех лет. Расстояние от разрезающего ряда до первого эксплуатационного 900 м, что в 1,4 раза больше расстояния между эксплуатационными рядами (650 м) и скважинами в этих рядах (650 м). Сетка достаточно редкая – 42 га/скв. Наибольший уровень добычи нефти 2,1 млн.т при темпе отбора от извлекаемых запасов 8,4% достигнут на шестой год разработки (1973 году) при фонде добывающих скважин – 74 и обводненности 15%.

Вследствие отсутствия ввода новых скважин после некоторого периода (1973–1976 годы) стабилизации уровень добычи нефти по залежи стал резко снижаться, с темпом падения 36% – в 1977 году и 29% – в 1978 году. На начало 1979 года был заводнен весь фонд добывающих скважин, за 1978 год обводненность составила 66%.

Сопоставление процессов выработки запасов нефти из пласта БС₁ на левобережной части Солкинской и Северном участке Усть-Балыкской площадей, имеющих близкие физико-геологические параметры и одинаковую плотность сетки (42 га/скв), показало, что процесс вытеснения нефти при одинаковом количестве прокачанной жидкости более эффективно протекает на Усть-Балыке.

Для изучения особенностей выработки пласта БС₁ по площади в условиях редкой сетки разработки и исследования зонального распределения извлекаемых запасов нефти левобережная часть Солкинской площади разделена нами на три участка:

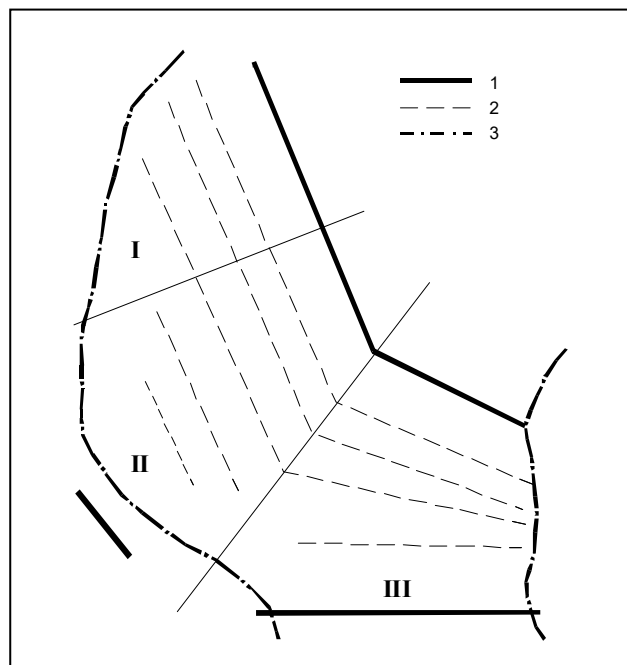


Рис.1. Схема левобережной части Солкинской площади. Пласт БС₁
I, II, III – северный, центральный и южный участки, соответственно.
1, 2 – нагнетательные и эксплуатационные ряды;
3 – контур нефтеносности пласта БС₁.

*) Опубликовано в научно-техническом сборнике "Проблемы нефти и газа Тюмени", 1980, вып.48, с.36-39.

северный, центральный и южный (рис. 1). По каждому из них проанализированы геолого-физические параметры пласта БС₁ (табл.1), а также показатели разработки участков.

Таблица 1

Геологические параметры участков

| Параметры | Участки пласта БС ₁ | | | В целом по залежи пласта БС ₁ |
|---|--------------------------------|------------|----------|--|
| | I (север) | II (центр) | III (юг) | |
| Относительная эффективная нефтенасыщенная толщина, усл. ед. | 1,008 | 1,091 | 0,904 | 1,0 |
| Нефтенасыщенность – в целом, % | 62,2 | 70 | 66,2 | 68 |
| в т.ч. по чистонефтяной зоне, % | 63,1 | 74 | 70 | 72 |
| Площадь нефтеносности, % | 26,1 | 36,7 | 37,2 | 100 |
| Соотношение площадей водонефтяной и чистонефтяной зон, доли ед. | 0,541 | 0,779 | 0,951 | 0,765 |
| Балансовые запасы нефти, % | 24,7 | 42,3 | 33,0 | 100 |
| Соотношение балансовых запасов водонефтяной и чистонефтяной зон | 0,344 | 0,372 | 0,392 | 0,371 |

Анализ данных табл. 1 показывает, что в пределах Юганского блока наибольшую нефтенасыщенную толщину, нефтенасыщенность и запасы нефти, имеет центральный участок II. У северного участка I нефтенасыщенность наименьшая, он содержит четвертую часть запасов нефти. Южный участок III имеет наименьшую толщину пласта, причем около 50% его площади приходится на водонефтяную зону.

Выделенные участки характеризуются также существенными различиями в системах воздействия. На южном участке реализована блоковая система разработки с размещением между рядами нагнетательных скважин четырех эксплуатационных рядов.

Система разработки центрального участка сочетает внутриконтурное и законтурное заводнения. Здесь насчитывается до пяти рядов скважин при неблагоприятном соотношении числа добывающих и нагнетательных скважин: 4,4 против 3 на соседних участках. Учитывая также существенный отток закачиваемой воды в законтурную область, можно сделать вывод о менее активной системе воздействия по центральному участку.

Система разработки северного участка, в пределах которого расположено три ряда добывающих скважин, является элементом системы осевого разрезания залежи без законтурного заводнения.

Указанные выше геолого-физические особенности участков и системы их заводнения оказали существенное влияние на динамику показателей эксплуатации и выработку запасов нефти (табл. 2) в условиях первоначальной сетки скважин.

Из табл. 2 видно, что редкая сетка и недостаточно активная система заводнения центрального участка явились причиной замедленных по сравнению с другими участками темпов нефтеизвлечения, несмотря на более благо-

приятные природные условия. Текущий коэффициент нефтеотдачи при одинаковой обводненности по этому участку на 13% меньше, чем по северному, и на 27% ниже, чем по южному с менее благоприятными природными условиями, но имеющую более интенсивную систему воздействия.

Таблица 2

Показатели разработки участков в условиях редкой сетки (42 га/скв.)

| Показатели | | Участки анализа | | | В целом по залежи пласта БС ₁ |
|--|-----------------|-----------------|----------|--------|--|
| | | I север | II центр | III юг | |
| Количество скважин | добывающих | 12 | 24 | 24 | 60 |
| | нагнетательных | 4 | 5,5* | 8 | 17,5* |
| | Всего | 16 | 29,5* | 32 | 77,5* |
| Добыча за декабрь 1978г | нефти, тыс.т | 14,8 | 18 | 13,1 | 45,9 |
| | жидкости, тыс.т | 40,2 | 50,2 | 43,8 | 134,2 |
| Текущая обводненность, % | | 63,3 | 64,1 | 70,2 | 65,8 |
| Накопленная добыча нефти на 1.01.1979г., тыс.т | | 2805 | 4361 | 4395 | 11562 |
| Условная нефтеотдача на 1.01.1979г. (относительно участка II) | | 1,126 | 1,0 | 1,272 | 1,121 |
| Условный темп отбора запасов нефти за 1978г. (относительно участка II) | | 1,428 | 1,0 | 0,916 | 1,078 |
| Количество добывающих скважин, выбывших из эксплуатации, % | | 25 | 33 | 46 | 37 |

* – к левобережью отнесена половина нагнетательных скважин разрезающих рядов

Таким образом, применение редкой сетки скважин привело к пикообразной добыче нефти по объекту и быстрому обводнению Юганского блока залежи.

Прогнозирование технологических показателей разработки залежи при существующей системе воздействия выполнено с использованием экспоненциальной зависимости О.К.Обухова, И.А.Кондратьева, И.А.Левченко [1].

Методика [1] основана на том, что в процессе длительной эксплуатации залежи кривая накопленного отбора нефти во времени асимптотически приближается к величине предельных извлекаемых запасов нефти Q_n .

Уравнение, описывающее кривую изменения накопленного отбора нефти $\sum_{t=0}^n Q_n(t)$ во времени t , имеет вид:

$$\sum_{t=0}^n Q_n(t) = Q_n - C e^{-kt}, \quad (1)$$

где C – остаточные извлекаемые запасы нефти на начало рассматриваемого периода прогноза;

k – коэффициент, характеризующий темп сокращения остаточных извлекаемых запасов нефти во времени t .

/Попутно отметим, что в формулах расчета коэффициентов C и K , входящих в уравнение (1), и величины Q_n , приходящейся на одну добывающую скважину, в самой работе [1] авторами допущены некоторые неточности./

Правильно эти коэффициенты можно определить из выражений (2) и (3):

$$\begin{cases} \lg \left[Q_{\text{н}} - \sum_{t=0}^{t_1} Q_{\text{н}}(t) \right] = \lg C - Kt_1 \cdot \lg e \\ \lg \left[Q_{\text{н}} - \sum_{t=0}^{t_2} Q_{\text{н}}(t) \right] = \lg C - Kt_2 \cdot \lg e \end{cases} \quad (2)$$

$$Q_{\text{н}} = \frac{\left[\sum_{t=0}^{t_3} Q_{\text{н}}(t) \right]^2 - \sum_{t=0}^{t_1} Q_{\text{н}}(t) \cdot \sum_{t=0}^{t_2} Q_{\text{н}}(t)}{2 \cdot \sum_{t=0}^{t_3} Q_{\text{н}}(t) - \sum_{t=0}^{t_1} Q_{\text{н}}(t) - \sum_{t=0}^{t_2} Q_{\text{н}}(t)} \quad (3)$$

где t_1, t_2, t_3 – начало, середина и конец интервала времени T , характеризующегося установившимся периодом разработки залежи с относительной стабилизацией действующего фонда скважин.

Графически результаты выполненных технологических расчетов приведены на рис. 2. Получено, что при отключении из эксплуатации добывающих скважин с обводненностью продукции 95% продолжительность доработки залежи составит лишь 18 лет. **Конечная нефтеотдача при этом составит 0,45, что будет ниже запроектированной.**

Отметим, что даже при отключении добывающих скважин с обводненностью, близкой к предельной 100%, проектной нефтеотдачи в сложившихся условиях достигнуть также не удастся.

По существующим воззрениям конечная нефтеотдача определяется произведением трех коэффициентов: вытеснения, охвата и заводнения.

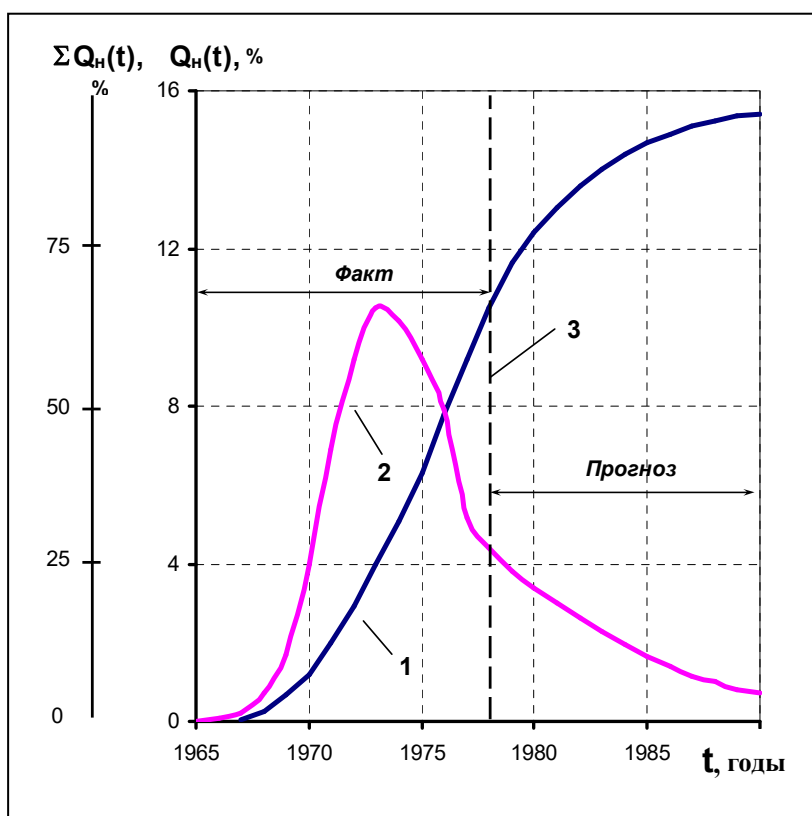


Рис.2. Динамика накопленной (кривая 1) и текущей (кривая 2) добычи нефти во времени; 3 – начало прогнозирования

Коэффициент вытеснения нефти водой для пласта БС₁ Солкинской площади, определенный лабораторным путем, составляет 0,66.

С использованием результатов аналитических работ [2, 3] нами оценены величины коэффициентов охвата и заводнения, составившие 0,775 и 0,880, соответственно.

Поскольку при заводнении практически невозможно увеличить коэффициент вытеснения нефти (без добавок в закачиваемую воду специальных химических реагентов), для повышения нефтеотдачи рассматриваемого объекта БС₁, необходимо проведение целенаправленных мероприятий по регулированию с целью повышения коэффициентов охвата и заводнения.

Отметим, что здесь ранее уже пытались организовать циклическую закачку воды с переменной направленности фильтрационных потоков [4]. Однако, эти попытки, предпринятые только в летнее время, не дали положительных результатов из-за кратковременности полуциклов (остановок нагнетательных скважин), а также удаленности их от добывающих скважин.

Следовательно, нужны более эффективные меры по регулированию разработки обводненной залежи пласта БС₁, в первую очередь, уплотнение редкой первоначальной сетки скважин путем бурения 11 новых скважин, создание дополнительных линий разрезания и очагов заводнения [5].

Выводы

1. На основе результатов выполненных исследований установлена недостаточно эффективная разработка пласта БС₁ и невысокий ожидаемый КИН в условиях редкой сетки скважин (42 га/скв.).

2. С целью уплотнения стягивающего ряда рекомендуется пробурить на залежи пласта БС₁ дополнительно 11 добывающих скважин, а также сформировать три новых очага заводнения.

3. Это повысит коэффициенты охвата и заводнения, улучшит систему регулирования, увеличит в последующем эффективность нестационарного заводнения и повысит коэффициент нефтеотдачи.

Литература

1. Обухов О.К., Кондратьев И.А., Левченко И.А. Прогноз добычи нефти на основе фактических данных разработки месторождений с учетом неоднородности пластов. Обзор ВНИИОЭНГа, серия «Добыча», М., 1975, 60 стр.

2. Вашуркин А.И. и др. Определение коэффициентов заводнения по промысловым данным. – Труды Сибниинп «Геология и разработка нефтяных месторождений Западной Сибири», Тюмень, 1976, вып.6, с. 128–133.

3. Вашуркин А.И. и др. О коэффициенте охвата по заводненным участкам пласта. – Научно-технический сборник «Проблемы нефти и газа Тюмени», 1978, вып. 39, с. 37–41.

4. Вашуркин А.И., Свищев М.Ф., Евченко В.С. и др. Применение нестационарного заводнения на месторождениях Западной Сибири. Обзор по основным направлениям развития отрасли. Серия «Нефтепромысловое дело», М., ВНИИОЭНГ, 1978, 51 стр.

5. Баишев Б.Т., Карпова Т.И. Анализ одного из случаев очагового заводнения на АЦВК «Сатурн». – В сб.: «Исследования в области разработки нефтяных месторождений и гидродинамики пласта», ВНИИ, М., 1974, вып.49, с. 145–151.

А.Н.Янин

**Анализ эффективности методов регулирования разработки
сравнительно однородных объектов
/на примере многопластового Усть-Балыкского месторождения/*)**

Запасы нефти крупного многопластового Усть-Балыкское месторождения приурочены к однородным, слабопрерывистым пластам БС₁₋₅ полимиктового состава. Разрабатывается с 1964г. и является одним из наиболее "старых" месторождений Западной Сибири. **По разнообразию реализованных проектных решений и арсеналу внедренных методов регулирования разработки это "пионерное" месторождение играет для Западной Сибири такую же важную роль, как Туймазы – для Башкирии и Ромашкино – для Татарии.**

На первом этапе месторождение эксплуатировалось в соответствии с техсхемой разработки ВНИИнефть со следующими решениями:

- совместная эксплуатация трех пластов БС₁₋₄ одной сеткой скважин с использованием оборудования для одновременно-раздельной эксплуатации;
- разбуривание многопластового объекта по сетке 700×600 м (42 га/скв) с бурением четырех добывающих рядов параллельно контуру нефтеносности;
- применение внутриконтурного и законтурного заводнения.

В процессе 16-летней эксплуатации система разработки месторождения претерпела значительные изменения:

- а) осуществлен переход от совместной – к раздельной эксплуатации;
- б) в целом по объекту произведено почти двойное сгущение сетки;
- в) организовано дополнительное разрезание залежей новыми рядами;
- д) осуществляются работы по отключению законтурной закачки и др.

Анализу эффективности проведенных мероприятий по регулированию разработки указанного многопластового месторождения посвящен изложенный материал.

1. Эффективность разукрупнения объекта разработки БС₁₋₅

1.1. Несмотря на экономическую эффективность совместной эксплуатации пластов, обладающих близкими геолого-физическими свойствами, на первом же этапе разработки обнаружился ряд серьезных недостатков:

- а) уменьшение "потенциальной" производительности совместно эксплуатируемых пластов по сравнению с раздельной их разработкой;
- б) неодновременность появления воды в скважинах по различным пластам, приводящая к уменьшению безводной и конечной нефтеотдачи;
- в) фактически слабо контролируемая и практически нерегулируемая (без дифференцированного воздействия с помощью бурения дополнительных скважин) выработка запасов из отдельных пластов объекта;
- г) быстрое обводнение приконтурных скважин по нижележащим пластам, имеющим значительно меньшие размеры, чем основной верхний пласт БС₁. Это привело к значительному сокращению потенциального срока

*) Доклад на II-й Ухтинской научно-технической конференции молодых ученых и специалистов по проблемам развития геологии, нефтяной и газовой промышленности Тимано-Печорского территориально-производственного комплекса. г.Ухта, 28-31 мая 1980 г.

безводной эксплуатации как верхнего пласта, так и скважин в целом.

1.2. Масштабы совместной эксплуатации на первом этапе разработки месторождения таковы: из 180 скважин, пробуренных в 1964–1970 гг. – в 36 % перфорирован один пласт, в 41 % – два пласта и в 23 % – три пласта.

1.3. С целью выявления причин снижения производительности при совместном вскрытии пластов проведено сопоставление (табл.1) групп скважин, перфорированных на один, два и три пласта – за безводный период (БВП) эксплуатации по следующим показателям:

- а) средний дебит нефти;
- б) степень вскрытия перфорацией нефтенасыщенного разреза;
- в) величина буферного, забойного, пластового давлений и депрессий;
- г) продолжительность БВП для одно– и многопластовых скважин при одинаковом расстоянии от линий нагнетания.

Таблица 1

Сопоставление показателей эксплуатации (за безводный период) скважин, перфорированных на один, два и три пласта

| Показатели | Число пластов в объекте | | |
|---|-------------------------|-------|-------|
| | один | два | три |
| Степень вскрытия перфорацией нефтенасыщенной толщины, % | 95,2 | 93,2 | 93 |
| Диаметр штуцера – средний, мм | 15,0 | 18,2 | 19,3 |
| Давление – среднее за безводный период эксплуатации, кгс/см ² | буферное | 11,96 | 13,03 |
| | забойное | 161,3 | 164,3 |
| | пластовое | 190,0 | 192,1 |
| Депрессия на пласт (P _{пл} – P _{заб}), кгс/см ² | 28,7 | 27,6 | 27,1 |
| Средний за БВП дебит нефти, т/сут | 147 | 221 | 248 |
| Расчетный коэф. продуктивности, т/сут·ат | 5,11 | 8,0 | 9,14 |
| Расчетный уд. коэф. прод. на 1 м, т/сут·ат·м | 0,519 | 0,411 | 0,384 |
| То же в процентах | 100 | 79,2 | 74 |
| Безводный период, месяцы. | 35,2 | 31,6 | 38,6 |

1.4. Автором выведена зависимость среднего за безводный период дебита нефти от нефтенасыщенной толщины, которая для скважин, эксплуатирующих один, два и три пласта, соответственно, запишется в виде:

$$q_n^I = 51,7 + 9,32 h_n \quad / \text{ при } 4\text{м} < h_n < 13\text{м} /; \quad (1)$$

$$q_n^{II} = 136,8 + 4,26 h_n \quad / \text{ при } 14\text{м} < h_n < 24\text{м} /; \quad (2)$$

$$q_n^{III} = 155,1 + 4,01 h_n \quad / \text{ при } 20\text{м} < h_n < 28\text{м} /. \quad (3)$$

Из сравнения угловых коэффициентов в уравнениях 1, 2, 3 следует, что нефтенасыщенная толщина по скважинам одного пласта по параметру "дебит", используется гораздо "полнее", чем по скважинам двух и трех пластов.

1.5. С использованием данных табл.1 (о снижении дебитов при объединении пластов в один объект) рассчитана динамика потенциальной дополнительной добычи нефти по Усть-Балыкской площади в случае реализации варианта с отдельной разработкой пластов – с самого начала освоения (табл. 2).

Из табл.2 видно, что из-за совместной эксплуатации пластов за десять лет потери в текущей добыче нефти оцениваются в 6,55 млн.т. При условии реализации отдельной разработки пластов максимальная добыча нефти по площади могла бы достигнуть 10,8 млн.т/год вместо 9,9 млн.т/год (по факту).

Таблица 2

Потенциальная дополнительная добыча нефти в случае перехода от совместной к отдельной эксплуатации пластов БС₁₋₄ /по годам/

| Наименование | 1965 | 1966 | 1967 | 1968 | 1969 | 1970 | 1971 | 1972 | 1973 | 1974 | Всего |
|------------------------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|-------|
| "Прирост" добычи нефти, тыс. т/год | 37 | 107 | 310 | 876 | 1163 | 1037 | 960 | 882 | 745 | 433 | 6550 |
| в т.ч. по скважинам: | | | | | | | | | | | |
| а) 2-х пластов | 37 | 39 | 142 | 389 | 547 | 496 | 413 | 378 | 346 | 217 | 3004 |
| б) 3-х пластов | - | 68 | 169 | 486 | 616 | 541 | 547 | 504 | 399 | 216 | 3546 |

1.6. Оценка потерь в добыче нефти в течение безводного периода из-за преждевременного обводнения "чисто" нефтяных пластов (по одному из совместно вскрытых) дает следующие результаты. По скважинам, пробуренным на два пласта, "недобор" нефти за БВП составляет в среднем 66 тыс.т/скв, по скважинам трех пластов – 181 тыс.т/скв. Общее уменьшение потенциальной накопленной за БВП добычи нефти оценивается в 8,83 млн.т или 130 тыс.т/скв.

1.7. Анализ расчетных и фактических отборов нефти за безводный период дает возможность оценить охват многопластового объекта процессом вытеснения. Нами подсчитано, что в безводный период работы "относительный" охват двухпластового объекта составляет 0,785, трехпластового объекта – 0,663 от охвата однопластового объекта БС₁, условно принятого за единицу.

1.8. Анализ распределения добычи нефти по стадиям обводнения скважин показывает, что если по однопластовым скважинам, обводнившимся на 95 %, за безводный период добывается 69 % нефти, то по скважинам двух-трех пластов – всего лишь 55 %, т.е. водный период у последних длиннее.

1.9. Проведенные автором исследования подтверждают необходимость и своевременность масштабного "разукрупнения" объекта БС₁₋₄.

2. Бурение уплотняющих скважин

2.1. Согласно техсхеме 1964 г. первоначальный фонд на Усть-Балыкской площади составлял 253 скважины, которые были размещены по редкой треугольной сетке с плотностью 42 га/скв. Анализ результатов первого этапа и технико-экономические исследования по установлению рациональной плотности, выполненные в проекте разработки 1974г. (авторы Ю.Е.Батурин, Т.Г.Кукош, В.А.Туров, Е.П.Ефремов, И.А.Пономарева), показали необходимость существенного сгущения сетки скважин. За десять лет (1970–1979 годы) на площади было пробурено 260 новых уплотняющих скважин (табл. 3).

Таблица 3

Структура пробуренного фонда

| Показатели | Основной фонд по техсхеме 1964г. | Уплотняющий фонд, пробуренный в 1970-1979 г. | Всего |
|--|----------------------------------|--|-------|
| Общее количество скважин, шт. | 253 | 260 | 513 |
| в том числе: добывающих | 193 | 188 | 381 |
| нагнетательных | 60 | 72 | 132 |
| Плотность сетки скважин в зоне разбуривания, га/скв. | 42 | 40,9 | 20,5 |

В результате плотность размещения скважин по объекту БС₁₋₄ в целом уменьшилась с 42 до 20,5 га/скв, в том числе по пласту БС₁ – до 30 га/скв, по пласту БС₂₋₃ – до 18 га/скв, по пласту БС₄ – до 19 га/скв.

2.2. Бурение уплотняющих скважин на Усть-Балыке позволило:

- а) ликвидировать отставание в разработке пласта БС₂₋₃;
- б) разделить совместно эксплуатируемые пласты на отдельные объекты;
- в) интенсифицировать процесс разработки в период после выхода на максимальный уровень и поддержать высокие отборы нефти в течение 8 лет.

2.3. Анализ эффективности бурения уплотняющих скважин на месторождении произведен путем сравнения с показателями основного фонда:

- начальному и среднему за период работы дебиту нефти;
- накопленной добыче нефти за десять лет эксплуатации;
- темпам падения добычи нефти;
- интенсивности обводнения и величине накопленного ВНФ;
- величине прогнозного отбора нефти на одну скважину.

Показатели эксплуатации уплотняющих скважин, приведенные в табл.4 и 5, указывают на высокую технологическую эффективность.

Таблица 4

Показатели эксплуатации уплотняющих скважин /на 01.01.1980 г./

| Показатели | Г о д ы | | | | | | | | | | Всего за 10 лет |
|---------------------------------------|---------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|-----------------|
| | 1970 | 1971 | 1972 | 1973 | 1974 | 1975 | 1976 | 1977 | 1978 | 1979 | |
| Добыча нефти, тыс.т | 8549 | 9438 | 9988 | 9537 | 9586 | 8620 | 8533 | 8408 | 7412 | 6080 | 86151 |
| в т.ч. по уплотняющим скважинам | 345 | 921 | 1666 | 1895 | 2390 | 2573 | 3865 | 4866 | 4916 | 4366 | 27793 |
| То же в % | 4 | 10 | 17 | 20 | 25 | 30 | 45 | 58 | 66 | 72 | 32 |
| Фонд действующих скважин – всего, шт. | 180 | 206 | 223 | 231 | 238 | 250 | 262 | 312 | 326 | 328 | - |
| в т.ч. уплотняющих | 7 | 23 | 36 | 45 | 54 | 68 | 107 | 166 | 192 | 199 | - |
| То же в % | 4 | 11 | 16 | 20 | 23 | 27 | 41 | 53 | 59 | 61 | - |
| Обводненность, % | 8 | 11 | 14 | 22 | 35 | 48 | 47 | 56 | 68 | 70 | 44 |
| – основного фонда | 8 | 11 | 17 | 25 | 38 | 51 | 54 | 64 | 75 | 78 | 42 |
| – уплотняющего | 1 | 7 | 13 | 15 | 21 | 37 | 33 | 47 | 62 | 66 | 48 |
| Дебит нефти, т/сут | | | | | | | | | | | |
| – основного фонда | 168 | 159 | 143 | 126 | 110 | 95 | 84 | 74 | 54 | 39 | 107 |
| – уплотняющего | 217 | 186 | 153 | 140 | 142 | 131 | 133 | 117 | 89 | 63 | 110 |
| Дебит жидкости, т/сут | | | | | | | | | | | |
| – основного фонда | 179 | 179 | 172 | 169 | 178 | 195 | 184 | 208 | 218 | 180 | 184 |
| – уплотняющего | 219 | 201 | 176 | 165 | 180 | 207 | 198 | 219 | 233 | 206 | 210 |

2.4. Из скважин уплотняющего фонда в 1979г получено 72 % от общей добычи нефти, дебит нефти дополнительной скважины – 63 т/сут против 40 т/сут по основному фонду, обводненность – 66 и 78 %, соответственно. Вводимые в последние годы дополнительные скважины имели дебиты нефти в 1,2–2 раза выше, чем средний дебит нефти по площади в целом (табл. 6).

2.5. С начала разработки из уплотняющих скважин добыто 27 % от общего отбора нефти; накопленный (на 01.01.1980 г.) ВНФ по ним составил 0,91 против 0,66 – по скважинам основного фонда.

Таблица 5

Накопленные показатели по скважинам основного и уплотняющего фонда

| Показатели /на 01.01.1980 г./ | Основной фонд | Уплотняющий | Всего | Доля уплотн., % |
|---------------------------------------|---------------|-------------|--------|-----------------|
| Накопленные: добыча нефти, тыс.т | 76033 | 27811 | 103844 | 27 |
| добыча жидкости, тыс.т | 119180 | 53004 | 172184 | 31 |
| водонефтяной фактор, т/т | 0,567 | 0,906 | 0,658 | - |
| Количество скважин, добывавших нефть | 233 | 242 | 475 | 51 |
| в т.ч. из эксплуатационного фонда | 197 | 188 | 385 | 49 |
| из нагнетательного фонда | 36 | 54 | 90 | 60 |
| Средний дебит нефти, т/сут | 119 | 110,4 | 117 | - |
| Средний дебит жидкости, т/сут | 186 | 210 | 194 | - |
| Средняя обводненность за период, % | 36,2 | 47,5 | 39,7 | - |
| Накопл.прогнозная добыча нефти, тыс.т | 88508 | 44490 | 132998 | - |
| То же на одну скважину, тыс.т/скв. | 424 | 216 | 280 | |

Таблица 6

Средние дебиты нефти, т/сут

| Дебиты | Годы | | | | |
|--|------|------|------|------|------|
| | 1975 | 1976 | 1977 | 1978 | 1979 |
| В целом по площади | 104 | 101 | 94 | 73 | 60 |
| По вновь введенным уплотняющим скважинам | 141 | 180 | 112 | 113 | 122 |

2.6. Отрицательной особенностью дополнительных скважин являются высокие темпы падения добычи нефти вследствие обводнения. Так, если средний темп падения добычи нефти по основному фонду составлял в год 16,9 %, то по уплотняющему – 23,9 %. Для обводнения скважин основного фонда до 50 % потребовалось в среднем 9,4 года, для дополнительных скважин, введенных в 1970–1977 гг. – 6,3 года, а в 1973–1977 гг. – 2,7 года.

2.7. Расчеты, проведенные в проекте разработки месторождения 1974 г. показали, что бурение только скважин основной сетки по техсхеме 1964 г. (с учетом 75 резервных), обеспечит коэффициент нефтеотдачи – 0,48. Предполагалось, что бурение в 1976–1979гг., предусмотренных проектом разработки 121 эксплуатационной и 55 нагнетательных скважин, увеличит коэффициент нефтеизвлечения, как минимум до 0,521^{*)}. Общая фактическая дополнительная добыча нефти за счет этого мероприятия оценивается в 10,4 млн.т или 86 тыс.т на одну скважину, пробуренную в 1976–1979гг.

2.8. Очевидно, что "чистый" эффект от бурения дополнительных скважин – меньше фактического (то есть добычи нефти из этих скважин) вследствие интерференции их со скважинами основного фонда. Однако, если учесть, что в 1970–1979 гг. интенсивность системы ППД непрерывно увеличивалась, можно предположить примерное равенство дебитов жидкости в вариантах – с бурением и без бурения дополнительных скважин. Подсчитано, что при условии равенства дебитов жидкости скважин основного фонда (в варианте без дополнительного разбуривания) фактическим дебитам скважин – за 1970–1979гг было бы извлечено 66,6 млн.т нефти, против фактических 86,2 млн.т. С другой стороны, для обеспечения фактической добычи 6,08 млн.т

^{*)} Примечания автора: По состоянию на 01.01.2006 г. фактический КИН по объекту БС₁₋₅ составил 0,546.

при фактической обводненности только скважинами основного фонда, их дебит расчётно должен был бы составлять 129 т/сут – по нефти и 437 т/сут – по жидкости, что выше фактических более чем в два раза, а это вряд ли реально.

2.9. Экстраполяция фактических характеристик обводнения на период до конца разработки показывает, что основным фондом будет извлечено примерно 88,5 млн.т нефти (или 66 %), а уплотняющим фондом – 44,5 млн.т (или 34 %). В среднем на одну скважину это составит, соответственно, – 424 тыс.т/скв. и 216 тыс.т/скв.

2.10. Экономическая эффективность ввода уплотняющих скважин на месторождении оценена путем сравнения показателей их эксплуатации (за 10-летний период) с показателями по вновь вводимым скважинам Мамонтовского, Правдинского и "наихудших" в сибирском регионе Шаимских месторождений.^{*)} Получено, что объем капиталовложений в бурение и обустройство дополнительных скважин Усть-Балыка в 1,1–1,9 раза меньше, чем на сравниваемых; эксплуатационные расходы – меньше на 14–87 %; приведенные затраты на 1 тонну среднегодовой добычи нефти меньше в 1,1–1,9 раза. Сравнительная экономическая эффективность уплотнения сетки на Усть-Балыкской площади составляет (в зависимости от базы сравнения) – 6,7–26,2 млн.руб.^{**)} Таким образом, масштабный комплекс работ по уплотнению сетки на Усть-Балыке характеризуется высокой технико-экономической эффективностью.

3. Совершенствование системы заводнения

3.1. В ходе первого этапа разработки месторождения была выявлена низкая эффективность системы законтурного заводнения. Согласно техсхеме 1964 г. законтурная закачка должна составлять 49 % общей закачки, фактически наибольшая ее доля достигала 38 % – в 1970г. Затем произошло постепенное ее уменьшение до 16% – в 1979г. Одновременно резко увеличилась внутриконтурная закачка воды в осевой разрезающий ряд, как наиболее эффективная для поддержания пластового давления в залежах.

- 3.2. Основные причины низкой эффективности законтурного заводнения:
- сильное (до 2-2,5 км) удаление законтурных скважин от зоны добычи;
 - большие (2-2,5 км) расстояния между законтурными скважинами в ряду;
 - неблагоприятное соотношение вязкостей нефти и воды.

3.3. Указанные причины привели к тому, что накопленная закачка на 1 км длины нагнетательного ряда по законтурным скважинам оказалась в 10 раз меньше, чем в осевом ряду. Согласно проведенным нами расчетам более 50 % законтурной закачки теряется, не совершив полезной работы. Проведенный НГДУ "Юганскнефть" в 1972–1973гг промысловый эксперимент по длительному отключению законтурного ряда (на западе площади) подтвердил крайне слабое влияние законтурного заводнения на производительность внешнего эксплуатационного ряда.

3.4. В настоящее время в связи с завершением на площади формирования системы поперечного дополнительного разрезания проводятся работы по отключению законтурной закачки. Это позволит сэкономить 2,3 млн.м³ воды в

^{*)} Оценка проведена без учета влияния уплотнения сетки на нефтеотдачу пластов.

^{**)} Дано в ценах 1979 года.

год и снизить затраты на электроэнергию на 138 тыс.руб. (ежегодно). Годовой экономический эффект от внедрения мероприятия составит 112 тыс.руб., суммарная экономия оценивается в 1 млн.руб. /в ценах 1979 года/.

4. Об эффективности дополнительного разрезания

4.1. Анализ эффективности дополнительного разрезания северного участка пласта БС₁ на стадии высокой обводненности, показал, что:

- существенного эффекта от указанного разрезания не получено. Дополнительно добыто нефти 5,3 тыс.т или 2 % общей добычи по участку;
- динамика обводнения участка каких-либо ощутимых изменений после начала разрезания не претерпела.

4.2. Разрезание участка осуществлено в начале 1977г. путем перевода под закачку трех эксплуатационных скважин, обводнившихся на 99 и 85 %. Давление закачки по ним составляло 105-120 кгс/см², приемистость 700 м³/сут. Общий объем закачки в эти три скважины на 01.01.1980г достиг 1,59 млн.м³ или 40 % от закачки по рассматриваемому участку.

4.3. Основные причины низкой эффективности мероприятия следующие:

- а) осуществление разрезания в поздней стадии разработки;
- б) однородность пласта способствовала равномерному и высокому охвату в условиях первоначальной сетки скважин. Перемена направления фильтрационных потоков не обеспечила сколь-нибудь заметного эффекта.

4.4. Для повышения эффективности процесса в аналогичных геолого-физических условиях рекомендуется:

- а) проводить дополнительное разрезание на более ранних стадиях;
- б) осуществлять более полный перенос закачки на вновь сформированный ряд при временной остановке ранее работавших нагнетательных скважин;
- в) реализовать не "одновременный" перевод всех новых скважин под закачку, а осуществить поэтапное разрезание участка с учетом текущей картины распределения подвижной нефтенасыщенности в пласте;
- г) выводить из консервации и запустить в работу все ранее остановленные на участке добывающие скважины.
- д) проводить форсирование отборов жидкости с обводненного участка путем перевода всех скважин на насосный способ добычи (с высокой подачей) со снижением забойного давления.

Выводы

1. Проведенное автором обобщение опыта внедрения мероприятий по регулированию процесса разработки Усть-Балыкского месторождения показало высокую эффективность "разукрупнения" многопластового объекта БС₁₋₅ путем массового бурения дополнительных скважин с целью поддержания стабильной добычи нефти и увеличения конечной нефтеотдачи.

2. Указано на сравнительно низкий эффект контурного заводнения, а также дополнительного разрезания однородного пласта в стадии высокой обводненности в условиях редкой сетки скважин.

3. В целом реализованный комплекс по регулированию разработки объекта БС₁₋₅ обеспечивает существенное улучшение текущих, прогнозируемых и конечных показателей эксплуатации месторождения.

Ан.Н.Янин, Р.В.Коробовкин,
О.А.Московцев, В.А.Туров, Ал.Н.Янин

Обоснование и технико-экономическая эффективность прекращения законтурной закачки воды на Усть-Балыкском месторождении^{*)}

Исследуемый продуктивный пласт БС₂₋₃ представлен сравнительно однородными и выдержанными коллекторами полимиктового состава. Проницаемость пласта по керну – 380 мД, расчлененность – 2,9, песчанистость – 83 %, вязкость пластовой нефти – 3,8 сПз. Водонефтяная зона занимает около 1/3 от общей площади нефтеносности залежи.

Залежь разрабатывается с 1965г. Первоначально пласт был разбурен по редкой треугольной сетке 700×600 м с расположением (по обе стороны от осевого нагнетательного ряда) трех эксплуатационных рядов.

На первом этапе (1965–1972 гг.) пласт БС₂₋₃ эксплуатировался совместно с пластами БС₁ и БС₄. Для ухода от совместной разработки на пласт БС₂₋₃ во второй и третьей стадиях было пробурено значительное число самостоятельных ("уплотняющих") скважин. За счет дополнительного бурения уровень добычи нефти по пласту поддерживался стабильным в течение шести лет до достижения обводненности 60 %.

В 1978–1979гг. добыча нефти по залежи существенно снизилась – до 86% и 67 % от уровня 1977г. Темп роста обводненности за последние пять лет составлял около 6% в год. К настоящему времени залежь пласта БС₂₋₃ почти полностью заводнена по площади закачиваемой и контурной водами.

Система заводнения по пласту – комбинированная, закачка воды производится в осевой и законтурный нагнетательные ряды. Общий нагнетательный фонд по залежи в 1979 г. – 94 скважины (из них 23 законтурные), под закачкой находилось 73 скважины. Доля законтурной закачки изменялась по годам от 16 до 38 %, с начала заводнения она составила 21 %.

Выполненный нами анализ 15-летней истории разработки залежи приводит к выводу о необходимости прекращения закачки воды в законтурные скважины пласта БС₂₋₃, как малопроизводительной и неэкономичной.

Необходимость этого обусловлена следующими причинами:

- крайне слабое влияние законтурной закачки на дебиты жидкости внешних рядов добывающих скважин;
- наличие активной естественной законтурной области;
- создание к настоящему времени довольно "жесткой" системы воздействия в виде дополнительного "поперечного" разрезания и чрезмерно плотной (по пласту БС₂₋₃) расстановки нагнетательных скважин в осевом ряду;
- низкая эффективность совместной закачки воды в близкозалегающие пласты БС₁/БС₂₋₃, разделенные перемычкой небольшой толщины.

Сравнение геологических параметров по пласту БС₂₋₃ в законтурной области и внутри залежи показывает, что между ними нет существенного раз-

^{*)} Опубликовано в реферативном научно-техническом сборнике "Нефтепромысловое дело", М., ВНИИОЭНГ, №7, 1980, с.7-11.

личия. Из природных факторов отрицательную роль здесь играет неблагоприятное соотношение вязкостей нефти и воды ($\mu_0=7,6$) в пластовых условиях. Это приводит к тому, что при почти одинаковой проницаемости и толщине пласта, "фильтрационные свойства" законтурной области для воды в несколько раз выше, чем внутри залежи. Следствием этого являются большие непроизводительные оттоки закачиваемой воды в законтурную область.

Среди других причин выделяются следующие:

- значительная удаленность законтурных скважин от внешнего эксплуатационного ряда, особенно на западном крыле структуры (табл. 1);
- большие расстояния между пробуренными нагнетательными скважинами в законтурном ряду.

Таблица 1

| Зона пласта БС ₂₋₃ | Характеристика расположения законтурных скважин | | | | |
|-------------------------------|---|--------------------------|--------------------------|------------------------------------|--------------------------|
| | $\frac{2\sigma_n}{2\sigma_3}$ | $\frac{L_1}{\Delta L_3}$ | $\frac{L_2}{\Delta L_3}$ | $\frac{L_1+L_2}{2\cdot\Delta L_3}$ | $\frac{L_3}{\Delta L_3}$ |
| Западная | 4,17 | 2,24 | 3,20 | 2,71 | 3,63 |
| Восточная | 3,53 | 1,29 | 2,09 | 1,68 | 2,91 |
| Северная | 0,83 | 0,88 | 2,17 | 1,53 | 2,44 |

- $2\sigma_n$ – среднее расстояние между законтурными нагнетательными скважинами;
 $2\sigma_3$ – расстояние между добывающими скважинами в ряду по первоначальной сетке;
 L_1, L_2, L_3 – расстояние от законтурного ряда, соответственно – до внешнего, внутреннего контуров нефтеносности и внешнего эксплуатационного ряда;
 ΔL_3 – расстояние между рядами добывающих скважин (по первоначальной сетке).

Для сравнения отметим, что в осевом нагнетательном ряду скважины расположены в семь раз плотнее, чем в законтурном. Отмеченные выше обстоятельства привели к тому, что накопленная с начала заводнения закачка на единицу длины по осевому ряду пласта БС₂₋₃ оказалась в 10 раз выше, чем по законтурному, в том числе: в 13 раз выше – чем по восточному и в 22 раза выше – чем по западным крыльям структуры.

Изученный нами опыт эксплуатации нефтяных месторождений с законтурным заводнением показывает, что при сложившихся по пласту БС₂₋₃ расстояниях обеспечить эффективное воздействие на залежь посредством законтурных скважин – не удастся.

Для оценки потерь воды (закачиваемой в законтурный ряд) по западному участку верхнего (наиболее близкорасположенного к зоне законтурной закачки) пласта БС₁, проведены расчеты баланса: "закачка воды" – "отбор жидкости". Поскольку текущее пластовое давление в залежи находится на уровне первоначального, изменение упругой энергии пластовой водонапорной системы при этом не учитывалось.

Расчеты показали, что даже в случае пренебрежения активностью законтурной области непроизводительные потери закачиваемой воды достигают 50%. Если учесть объем воды, внедрившийся в залежь за счет естественной энергии законтурной области, расчетные потери закачки возрастут еще больше. Таким образом, значительная часть закачиваемой в законтурный ряд воды теряется, не совершив полезной работы по вытеснению нефти.

Эти выводы хорошо согласуются с результатами исследований, выполненных в 1975 г. Н.Д.Лукияновой и С.В.Сафроновым [1].

Для оценки пластовой энергии законтурной области в 1972–1973гг. НГДУ “Юганскнефть” был проведен специальный эксперимент по длительному отключению из работы законтурных скважин. При этом на 17–22 месяца в пласты БС₁₋₃ прекращали закачку воды (через законтурные скважины №№593, 592, 591, 590, 64, 78), составлявшую ранее – 1,3 млн.м³/год.

Оценка влияния законтурной закачки проводилась также по графикам изменения дебита скважин – после прекращения (январь 1972г.) и последующего возобновления (июль–ноябрь 1973г.) закачки. Для построения графика (см.рис.1) использовали осредненные "поквартальные" значения показателей.

Из рис. 1 следует, что заметного (отличающегося от общей тенденции), уменьшения дебита скважин после прекращения закачки, не наблюдается. Не отмечается заметного увеличения дебита скважин и в течение 16 месяцев после возобновления законтурной закачки.

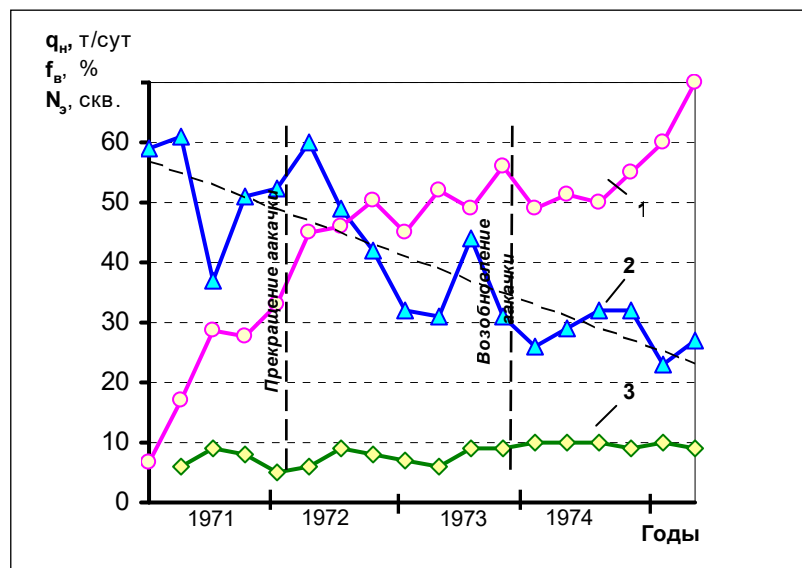


Рис. 1. Динамика показателей по внешнему добывающему ряду пласта БС₁ после прекращения и возобновления законтурной закачки:

- 1 – обводненность (f_v), %;
- 2 – дебит скважин по нефти (q_n), т/сут;
- 3 – действующий фонд добывающих скважин ($N_э$), шт.

Предположим, что тенденция снижения производительности скважин по нефти обусловлена лишь естественным ростом обводненности, а никак не прекращением закачки. С этой целью по всем остальным скважинам месторождения, обводнившимся пластовой и закачиваемой водами, выведена осредненная зависимость безразмерного дебита нефти от обводненности:

$$\bar{q}_n = 100 - 0,860 \cdot f_v, \quad (1)$$

где $\bar{q}_n = q_{n.обв} / q_{n.бв} \cdot 100\%$ – безразмерный дебит нефти, %;

$q_{n.обв}$ – дебит нефти обводненных скважин, т/сут;

$q_{n.бв}$ – дебит нефти безводных скважин, т/сут;

f_v – среднегодовая обводненность, %.

В данном случае для дебитов нефти добывающих скважин **внешнего ряда** за период 1970-1974гг. указанная зависимость получена в виде:

$$\bar{q}_n = 100 - 0,840 \cdot f_v. \quad (2)$$

Сравнивая в уравнениях (1) и (2) угловые коэффициенты, определяющие интенсивность снижения дебита нефти по мере обводнения скважин, можно заключить, что в рассматриваемый период дебит нефти "крайних" скважин уменьшался, но не более быстрыми темпами, чем это должно быть вызвано увеличением обводненности.

Следовательно, как отключение, так и последующий ввод законтурных скважин не оказали заметного влияния на динамику дебитов по внешнему эксплуатационному ряду.

Анализ результатов промышленного эксперимента, проведенного в "наилучших" условиях (т.е. по верхнему пласту БС₁), позволяет сделать следующие выводы:

- законтурное заводнение не оказывает сколь-нибудь ощутимого влияния на дебиты внешних эксплуатационных рядов, даже в наиболее благоприятных условиях (высокопроницаемый монолитный пласт БС₁, меньшая удаленность законтурных скважин и т.д.);
- законтурная область обладает значительным запасом пластовой энергии, достаточным для восполнения отборов из внешних добывающих рядов;

Поскольку по пласту БС₂₋₃ законтурные скважины находятся в гораздо более худших условиях (расстояние до зоны эксплуатации в 2-3 раза больше, чем по пласту БС₁, увеличенное соотношение вязкостей нефти и воды), рекомендуется отказаться здесь от законтурной закачки. Тем самым будут ликвидированы ежегодные потери непроизводительно закачиваемой воды в объеме 2,3 млн.м³.

Прекращение законтурной закачки в пласт БС₂₋₃ обеспечит значительное сокращение затрат на заводнение месторождения. Проведение данного мероприятия не требует дополнительных капитальных вложений, поэтому его экономическая эффективность определялась по изменению эксплуатационных расходов на закачку воды в 23 законтурные нагнетательные скважины.

Снижение объема закачки воды позволит сократить расходы на потребляемую электроэнергию. Все остальные элементы затрат, включаемые в себестоимость закачки воды, останутся на прежнем уровне.

Кроме изменения эксплуатационных расходов, непосредственно связанных с изменением закачки, необходимо учесть дополнительные затраты на отключение (изоляцию) пласта БС₂₋₃. Эти затраты – "разовые", в отличие от экономии энергетических расходов, которая будет накапливаться. Поэтому затраты на изоляцию пласта БС₂₋₃ не сравнимы с экономией и должны быть приведены в сопоставимый вид при помощи коэффициента, учитывающего различие одновременных и текущих расходов.

Расчет экономической эффективности предлагаемого мероприятия (табл. 2) сделан на уровне нормативных затрат, соответствующих фактическим удельным расходам на заводнение по НГДУ «Юганскнефть» за 1976–1978 гг.

Получено, что прекращение законтурной закачки воды в пласт БС₂₋₃ Усть-Балыкской площади позволит снизить затраты на оплату электроэнергии – на 138 тыс.руб. в год.

Расходы на изоляцию указанного пласта в 23 законтурных скважинах составляют 221 тыс.руб, а в пересчете на один год – 26,5 тыс.руб.

Годовой экономический эффект данного мероприятия (для объема законтурной закачки, соответствующего уровню 1979 г.), составляет 112 тыс.руб. Суммарная экономия затрат за период, оставшийся до конца разработки пласта БС₂₋₃, оценивается примерно в один миллион рублей.

Таблица 2

Усть-Балыкская площадь. Пласт БС₂₋₃
Экономическая эффективность прекращения законтурной закачки воды

| Показатели | | До проведения мероприятия | После проведения мероприятия |
|--|---|---------------------------|------------------------------|
| Объем закачки воды по пласту, тыс.м ³ /год | | 14510 | 12220 |
| Эксплуатационные расходы на закачку воды, тыс.руб./год | | 5227 | 5087 |
| в т.ч.: за потребление электроэнергии, тыс.руб./год | | 874 | 736 |
| прочие расходы, тыс.руб./год | | 4353 | 4353 |
| Снижение эксплуатационных расходов, тыс.руб./год | | – | 138 |
| Затраты на изоляцию пласта БС ₂₋₃ | число скважинно-операций РИР, шт. | – | 23 |
| | стоимость одной операции РИР, тыс.руб. | – | 9,6 |
| | всего затрат на изоляцию пласта, тыс.руб. | – | 221 |
| Годовые затраты на проведение мероприятий, тыс.руб. | | – | 26,5 |
| Годовой экономический эффект, тыс.руб. | | – | 112 |

Выводы

В статье показано, что в сложившихся условиях разработки пласта БС₂₋₃ Усть-Балыкского месторождения целесообразно отказаться от закачки воды в законтурные нагнетательные скважины этого объекта – как малопроизводительной и неэкономичной.

Литература

1. Лукьянова Н.Д., Сафронов С.В. Влияние вязкости нефти на эффективность законтурного заводнения нефтяной залежи. – Труды ВНИИнефть, вып.52, М., 1975, с.225-230.

А.Н.Янин

Анализ эффективности и оценка возможных предельных сроков бурения уплотняющих скважин по промысловым данным

В условиях, когда первоначальная плотность сетки скважин не является оптимальной, эффективным средством интенсификации добычи, увеличения нефтеотдачи и сокращения сроков разработки является бурение уплотняющих скважин. Многими исследователями отмечено, что эффективность ввода новых скважин в поздней стадии значительно снижается.

В связи с этим в статье проанализированы результаты эксплуатации дополнительных скважин, пробуренных на Усть-Балыкском месторождении Западной Сибири – в разное время. Цель статьи – установление ориентировочных "предельных" сроков (этапов разработки месторождения), по истечению которых осуществление мероприятия по бурению может оказаться малоэффективным или нерентабельным.

Эксплуатационный объект БС₁₋₅ месторождения представлен однородными коллекторами с невысокой прерывистостью. В настоящее время объект находится в третьей стадии разработки. Добыча нефти в 1979 году составляла 61% от максимальной, (ранее достигнутой), обводненность – 70 %; с водой работает почти весь фонд добывающих скважин.

За последние 10 лет (1970-1979 годы) на объекте пробурено всего 260 дополнительных скважин, в том числе 188 добывающих и 72 нагнетательных. Из числа последних 54 скважины предварительно отрабатывали на нефть, то есть в целом в работе "на нефть" перебивало 242 новые дополнительные скважины (табл. 1).

Таблица 1

Усть-Балыкское месторождение. Объект БС₁₋₅.
Показатели эксплуатации дополнительных добывающих скважин

| Год ввода | Ввод в добычу дополнительных скважин | | Добыча нефти из доп. скважин, % от общей | Действующий фонд доп. скважин, в % от общего | Начальный дебит нефти доп. скважин, в % от среднего | Обводненность в 1-й год эксплуатации, % | Количество скважин, обводнившихся в 1-й год, % от ввода | Прогнозный накопл. отбор нефти на 1 доп. скв., тыс. т/скв. |
|--------------|--------------------------------------|--------------------------|--|--|---|---|---|--|
| | Всего | в т.ч. из нагнетательных | | | | | | |
| 1970 | 7 | — | 4 | 4 | 217 | 1 | 14 | 470 |
| 1971 | 16 | — | 10 | 11 | 164 | 2 | 37 | 398 |
| 1972 | 13 | — | 17 | 16 | 115 | 19 | 54 | 349 |
| 1973 | 9 | 4 | 20 | 20 | 118 | 9 | 56 | 334 |
| 1974 | 11 | — | 25 | 23 | 104 | 20 | 82 | 245 |
| 1975 | 15 | — | 30 | 27 | 141 | 22 | 33 | 245 |
| 1976 | 45 | 3 | 45 | 41 | 178 | 7 | 60 | 210 |
| 1977 | 61 | 23 | 58 | 53 | 116 | 34 | 75 | 139 |
| 1978 | 38 | 18 | 66 | 59 | 113 | 32 | 92 | 114 |
| 1979 | 27 | 6 | 72 | 61 | 122 | 31 | 82 | 89,5 |
| Всего | 242 | 54 | 32,3 | 35,1 | 135 | 22,1 | 53,7 | 216 |

Ввод новых скважин оказался весьма эффективным мероприятием [1], позволившим значительно интенсифицировать выработку "слабоучастствующего" пласта БС₂₋₃, обеспечить относительно стабильный ($\pm 15\%$) уровень добычи нефти в течение 8 лет (1970-1977 годы), увеличить конечную нефтеотдачу за счет разделения совместно эксплуатируемых пластов и сгущения сетки примерно на 7 процентных пунктов.

Накопленная добыча нефти из дополнительных скважин на 01.01.1980 г. составила 27 % общей добычи, жидкости – 31 %. В 1979 году из этих скважин получено 72 % годовой добычи нефти при относительном их фонде – 61%. Средний дебит нефти по дополнительным скважинам был на 60% выше, а обводненность на 12% ниже, чем по основному добывающему фонду.

Если по соотношению числа действующих добывающих и нагнетательных скважин судить об интенсивности системы разработки месторождения, то за период времени ввода дополнительных скважин она увеличилась на 33 %. Если в 1970 году на одну нагнетательную скважину приходилось четыре добывающих, то в 1979 году – три скважины. По собственно дополнительному фонду добывающих и нагнетательных скважин показатель их соотношения равен 2,6.

Благодаря вводу 72 дополнительных нагнетательных скважин во внутренних чистонефтяных зонах удалось интенсивно нарастить пластовое давление – до уровня на 2,5-13,5 ат выше первоначального. Это позволило избежать снижения дебита старых скважин (основного фонда) по жидкости вследствие их интерференции со новыми скважинами дополнительного фонда. За рассматриваемый период при росте обводненности с 8 % до 75% дебит жидкости по основному фонду увеличился со 179 т/сут до 218 т/сут или на 22 %. Если за последние 10 лет количество добывающих скважин увеличилось в 1,8 раза, то добыча жидкости выросла в 2,2 раза.

Несмотря на то, что в последнее пятилетие (1975-1979 гг.) введено дополнительных скважин в 3,3 раза больше, чем в предыдущее, удельный среднегодовой отбор жидкости на скважину в целом на месторождении увеличился с 54 до 64 тыс.т/скв. или на 19 %.

Отсюда следует весьма важный вывод о том, что массовый ввод дополнительных скважин не привел к снижению дебитов жидкости по скважинам основного фонда рассматриваемого месторождения.

Более того, пропорциональный ввод нагнетательных скважин позволил в условиях двойного (по объекту) уплотнения сетки увеличить отбор жидкости из одной добывающей скважины на 22 %.

Бурение большого количества дополнительных скважин привело к значительному изменению внутренней "структуры" многопластового объекта. Так, если в 1970г. количество скважин, перфорированных на один пласт, составляло 36 %, то в 1979 году из 293 добывающих скважин – один пласт эксплуатировался уже в 225 (77 %) скважинах.

В пробуренных дополнительных скважинах вскрывался, как правило, только один из пластов объекта. Вследствие перехода от совместной к "преимущественно раздельной" разработке пластов средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, приходящаяся в среднем на одну добывающую сква-

жину, за последнее десятилетие уменьшилась в 1,5 раза.

Если же учесть эффект увеличения удельного дебита при переходе от совместной эксплуатации пластов к отдельной (при сокращении на 25-40 % эффективной толщины, вскрываемой в дополнительных скважинах из-за обводнения нефтенасыщенного разреза) и перевод этих скважин на насосный способ добычи высокопроизводительными установками ЭЦН, то окажется, что удельный дебит жидкости на метр толщины за рассматриваемый период увеличился более, чем в 2,1 раза. Эти данные указывают на существенно более интенсивную (своего рода "форсированную") эксплуатацию дополнительных добывающих скважин.

Укажем, что среднее забойное давление по механизированным дополнительным скважинам в 1979 году составляло 161 ат, что практически соответствовало давлению фонтанирования скважин указанного месторождения безводной нефтью. Таким образом, по дополнительным насосным скважинам удалось избежать снижения депрессии на пласт на этапе обводнения продукции. В то же время по механизированным скважинам основного фонда в 1979 году забойное давление оказалось выше на 12 ат и составило 173 ат.

Если провести расчет добычи нефти по месторождению скважинами только основного фонда при условии равенства их дебита жидкости – фактическим годовым дебитам жидкости (с учетом реального выбытия скважин из-за обводнения) и, воспользовавшись фактической динамикой обводнения залежей (в зависимости от безразмерного объема прокачки жидкости в пластовых условиях), то окажется, что за 1970-1979 годы расчетная накопленная добыча нефти только основным фондом оказалась бы меньшей фактической на 19,6 млн.т (23 %). Для достижения добычи нефти в 1979 году на фактическом уровне в 6,08 млн.т «скважинами только основного фонда» их дебиты "расчётно" необходимо было бы увеличить более, чем в два раза по сравнению с фактическими в том же году.

Одним из значимых отрицательных последствий массового ввода новых уплотняющих скважин на разрабатываемых месторождениях является возрастание темпов падения добычи нефти по старым скважинам (основному фонду). Это связано с уменьшением количества извлекаемых запасов нефти, приходящихся на одну старую добывающую скважину, а также с сокращением общего срока разработки месторождения. В табл.2 приведены величины коэффициентов падения добычи нефти (в %) по основному и дополнительному фондам Усть-Балыкского месторождения по этапам ввода новых скважин.

Таблица 2

Темпы падения добычи нефти по этапам ввода дополнительных скважин

| Показатели | Основной фонд | | Дополнительный фонд | |
|--------------------------------------|---------------|---------------|---------------------|---------------|
| | 1970-1975 гг. | 1976-1979 гг. | 1970-1975 гг. | 1976-1979 гг. |
| Ввод дополн.добыв.скважин, шт. | – | – | 71 | 171 |
| То же в расчете на один год, скв/год | – | – | 11,8 | 42,8 |
| Средняя обводненность за этап, % | 26 | 67 | 22 | 56 |
| Темп нарастания обводненности, %/год | 8,7 | 7,3 | 11,1 | 11,1 |

| | | | | |
|----------------------------------|------|------|------|------|
| Темп падения добычи нефти, %/год | 10,2 | 25,1 | 16,7 | 25,3 |
|----------------------------------|------|------|------|------|

Эти темпы рассчитаны как среднеарифметические по десяти группам дополнительных скважин, введенным в разные годы десятилетнего периода (табл.1). Увеличение фонда добывающих скважин в 1976-1979 годы (в 1,4 раза) привело к увеличению темпов падения по основному фонду в 2,46 раза, по дополнительному фонду – в 1,51 раза, несмотря на практически неизменный темп нарастания обводненности во времени в целом по месторождению.

Средний темп падения добычи нефти составляет по группам ежегодно вводимых скважин: для основного фонда – 17,7 %, для дополнительного фонда – 23,7 %.

Эффективность бурения (групп) дополнительных скважин, введенных в разное время, оценивали по следующим показателям:

- а) дебит нефти в год ввода, т/сут;
- б) входная обводненность в первый год эксплуатации, %;
- в) доля добывающих скважин, обводнившихся в первый год ввода, %;
- г) количество "неудачных" скважин, с отбором нефти менее 2 тыс.т;
- д) прогнозный суммарный отбор нефти до полного обводнения.

Из табл.1 видно, что введенные в последнее десятилетие (1970-1979 гг.) дополнительные скважины имели высокие начальные дебиты нефти – 104-217 т/сут, а в среднем – 135 т/сут. Дебиты нефти дополнительных скважин, пробуренных в 1975-1979 годах, в 1,2-2 раза превышали средний дебит нефти в целом по месторождению. Например, новые скважины 1979 г. имели дебит нефти 122 т/сут против 60 т/сут в среднем по месторождению за этот год.

С течением времени наблюдается тенденция роста "входной" обводненности дополнительных скважин (табл. 1). Если в 1970-1971 годах она составляла 1-2%, то в 1977-1979 гг. – 31-34 %, а в среднем за последнее пятилетие – 26 % против 10 % – за предыдущее пятилетие. В различные годы ввода обводнилось сразу от 14 % до 92 % дополнительных скважин, причем за пятилетие 1970-1974 гг. этот показатель равен в среднем 47 %, а в 1975-1979 гг. – 76 %.

Накопленный фактический удельный отбор нефти (по состоянию на 01.01.1980г.) на одну дополнительную скважину объекта БС₁₋₅ Усть-Балыкского месторождения изменялся от 1,7 до 664 тыс.т/скв., в среднем составляя 135 тыс.т/скв.

Распределение 188 уплотняющих скважин по величине фактического накопленного отбора нефти приведено на рис.1. Видно, что 67 % скважин имеют фактические накопленные отборы нефти более 50 тыс.т/скв, а 45 % – более 100 тыс.т/скв. Суммарную добычу нефти менее 2 тыс.т/скв имели лишь две неудачные скважины, менее 10 тыс.т/скв – лишь шесть скважин (3 %).

Приведенные данные свидетельствуют о высоких показателях эксплуатации дополнительных скважин на объекте БС₁₋₅ Усть-Балыкского месторождения. Для выявления закономерностей изменения эффективности дополнительных скважин в зависимости от времени их ввода, наряду с текущими показателями, рассчитан также прогнозный извлекаемый запас нефти на одну дополнительную скважину за весь срок эксплуатации.

Поскольку все группы скважин обводнены имеется возможность опреде-

лечь этот показатель по характеристикам вытеснения, построенным по методике С.Н.Назарова и др. [2].

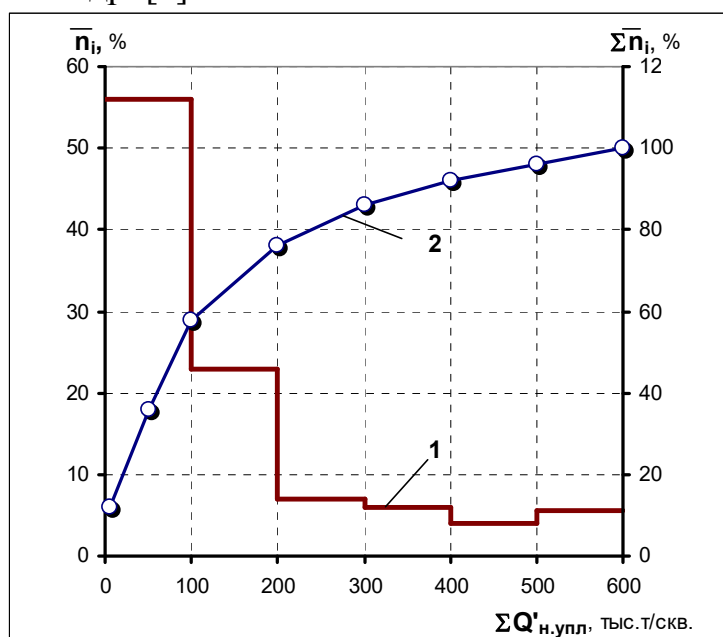


Рис. 1. Распределение уплотняющих скважин по величине накопленного отбора нефти (на 01.01.1980 г.)

\bar{n}_i — частота, %; $\Sigma \bar{n}_i$ — накопленная частота, %

$\Sigma Q'_{н.упл.}$ — накопленная добыча нефти, тыс.т/скв.;

1, 2 — соответственно, дифференциальная и кумулятивная кривые.

Результаты расчета показывают, что с течением времени наблюдается четко выраженная тенденция снижения указанного показателя (табл. 1, рис. 2). Если для дополнительных скважин, введенных в 1970 г. он составляет 470 тыс.т/скв, в 1975 г. — 245 тыс.т/скв, то в 1979 г. — 89,5 тыс.т/скв, или в процентах — 100%, 52 % и 19 %.

Построив зависимости удельных прогнозных извлекаемых запасов нефти от ряда ключевых технологических показателей, характеризующих стадию разработки (время эксплуатации, текущая обводненность, коэффициент выработанности запасов, объем жидкости, прокачанной через поровый объем залежей и т.д.), а также задавшись экономически обоснованной [3] (для конкретного месторождения) величиной предельно-рентабельного извлекаемого запаса нефти, можно приблизительно оценить сроки, за пределами которых бурение дополнительных скважин может оказаться убыточным.

Например, для условий объекта БС₁₋₅ Усть-Балыкского месторождения таким предельным сроком, по-видимому, можно считать период 1981-1982 гг. (или 17-18 годы с начала разработки). Степень выработанности начальных извлекаемых запасов нефти при этом превышает более 80%, а текущая обводненность продукции — более 82 % (см.рис. 2).

В заключение отметим, что возможность бурения еще не означает необходимости ввода дополнительных скважин. Обоснование целесообразности их бурения (в т.ч. количества и местоположения скважин) является самостоятельной геолого-экономической задачей. Она должна решаться на основании сравнения технико-экономических вариантов разработки в условиях конкретных залежей исследуемого нефтяного месторождения.

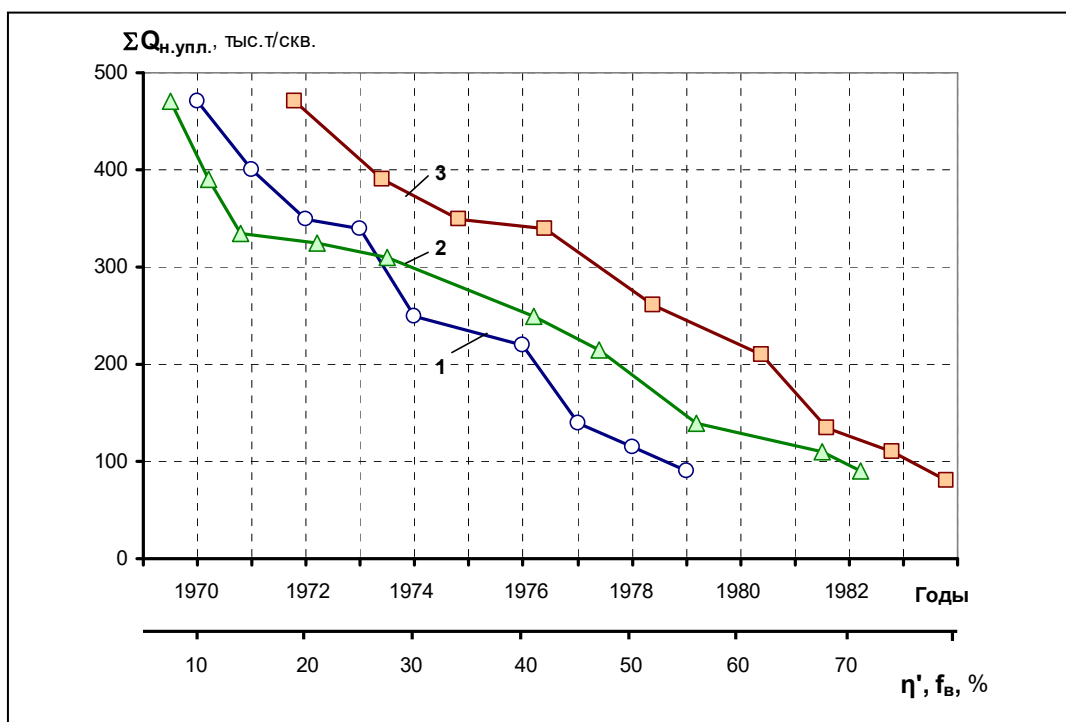


Рис. 2. Зависимость удельной прогнозной (накопленной за весь срок) добычи нефти на одну уплотняющую скважину от времени ввода в эксплуатацию:

$\Sigma Q_{н.упл}$ – прогнозная накопленная добыча нефти, тыс.т/скв;

f_v – средняя обводненность продукции по месторождению на момент ввода групп уплотняющих скважин, %;

η' – коэффициент выработанности извлекаемых запасов на момент ввода групп уплотняющих скважин;

1, 2, 3 – зависимость $\Sigma Q_{н.упл}$, соответственно – от времени, обводненности и коэффициента выработанности извлекаемых запасов.

Выводы

1. Бурение дополнительных скважин на многопластовом объекте БС₁₋₅ Усть-Балыкского месторождения позволило значительно интенсифицировать выработку слабо участвовавших в разработке пластов, существенно замедлить темпы падения добычи нефти в третьей стадии, а также увеличить нефтеотдачу за счет “разукрупнения” объекта и уплотнения сетки скважин.

2. Предельными рентабельными сроками окончания бурения уплотняющих скважин в условиях рассматриваемого месторождения, очевидно, следует считать 1981-1982 гг. при текущей обводненности 82 % и отборе более 80 % от начальных извлекаемых запасов нефти.

Литература

1. Янин А.Н. Эффективность регулирования разработки месторождения с помощью бурения уплотняющих скважин. – "Нефтяное хозяйство", 1979, №10, с.39-43.

2. Назаров С.Н., Акрамов Б.Ш., Посевич Н.В. и др. "К оценке извлекаемых запасов нефти по интегральным кривым отбора нефти и воды". – "Азербайджанское нефтяное хозяйство", 1972, №5, с.20-21.

3. Пономарева И.А. Методические положения по установлению экономически допустимых минимальных отборов нефти на одну резервную скважину. – НТС "Нефть и газ Тюмени", 1969, №2, с.61-63.

А.Н.Янин, Р.А.Нугманова, А.И.Смышляева

Опыт регулирования разработки на месторождениях объединения Юганскнефтегаз Главтюменнефтегаза*)

Богатая многолетняя практика освоения нефтяных месторождений Западной Сибири показывает, что запроектировать и реализовать "одностадийно" оптимальную систему разработки практически невозможно, особенно на крупных многопластовых месторождениях.

Это связано, во-первых, с незнанием в начале процесса детальных особенностей геологического строения залежей, во-вторых, с изменением во времени экономических критериев нефтедобычи в части предельно рентабельных величин входных дебитов нефти и накопленных отборов на пробуренную скважину. К оптимальной системе разработки каждого пласта нефтедобывающие предприятия фактически приближаются лишь в процессе двух-трехстадийного эксплуатационного разбуривания месторождения.

Мероприятия по месторождению, реализуемые на второй и третьей стадиях эксплуатации, можно отнести к направлениям совершенствования (регулирования) разработки. На месторождениях производственного объединения Юганскнефтегаз за 22-летний период эксплуатации накоплен обширный опыт внедрения различных технологий эффективного регулирования разработки, а именно:

1) **разурупнение эксплуатационных объектов** с целью интенсификации выработки запасов нефти из слабововлеченных пластов – реализовано на четырех месторождениях Юганского района;

2) **бурение дополнительных скважин** в зонах стягивания контуров нефтеносности, уплотнение первоначально редких сеток размещения скважин – проведено на шести месторождениях;

3) **дополнительное разрезание залежей** – на шести месторождениях;

4) **очаговое заводнение** – освоено на четырех месторождениях;

5) **организация раздельной закачки воды** при совместном отборе нефти в добывающих скважинах – осуществлено на двух месторождениях;

6) **временное использование сеток** верхних низкодебитных или слабо-нефтенасыщенных пластов для эксплуатации нижних "мощных" высокопродуктивных объектов – внедрено на четырех месторождениях;

7) **разбуривание краевых зон залежей** до минимальной рентабельной толщины (2-3 м) под уточненные предельные критерии плановой экономики;

8) **изменение фильтрационных потоков в пластах** – применялось на шести месторождениях.

Кратко рассмотрим результаты внедрения основных из указанных мероприятий на нефтяных месторождениях Юганского района (см. табл. 1).

1) Разурупнение эксплуатационных объектов

1.1. *На Усть-Балыкской площади* разурупнение эксплуатационных объектов оказалось весьма эффективным. Пласты БС₁₋₄ эксплуатировались с 1964г. одной сеткой скважин. На первом этапе реализации техсхемы обнаружались недостатки совместной разработки. Они выражались в снижении удельных де-

*) Опубликовано в сборнике трудов СибНИИП. "Вопросы интенсификации разработки нефтяных месторождений Западной Сибири", Тюмень, 1986, с.71-79

битов совместно вскрытых пластов, резком отставании выработки пласта БС₂₋₃, неравномерном обводнении пластов, объединенных в общий объект.

Для устранения указанных недостатков с 1970г на площади велось массовое бурение дополнительных скважин. Сверх основного фонда (234 скважины) введено в добычу на нефть 264 дополнительные скважины. Их эксплуатация отличалась высокими показателями. В 1981-1985гг они обеспечивали 70-75% добычи нефти, по сути дела, превратившись в основной эксплуатационный фонд. Дебиты нефти дополнительных скважин были в 1,5 раза выше, чем по основному фонду, а обводненность ниже на 2-12%.

Из дополнительных скважин по состоянию на 01.01.1986г. извлечено 43,5 млн.т нефти (или по 165 тыс.т на одну скважину) при накопленном водонефтяном факторе 2. Прогнозный удельный накопленный отбор нефти по этой группе оценивается более, чем в 200 тыс.т/скв, что почти на порядок превышает рентабельный. Увеличение коэффициента нефтеотдачи за счет этого мероприятия составит не менее 0,07 (или 7 процентных пунктов) [1].

1.2. На Правдинском месторождении осуществлено мероприятие по разукрупнению основных совместно эксплуатируемых пластов Б₅ и Б₆. С этой целью на худший пласт Б₅ пробурено 79 новых скважин. В 1985г. они обеспечивали 64% добычи нефти по залежи. Дебит нефти этих скважин составлял 20 т/сут, обводненность 51%, накопленный отбор нефти – 2,07 млн.т (или по 25 тыс.т/скв), что соответствует 45% от накопленной добычи нефти по пласту.

1.3. На Мамонтовском месторождении – по первоначальным документам предусматривалась совместная эксплуатация низкопроницаемого (90 мД), прерывистого (с наличием многочисленных зон замещения) пласта А₄ и массивной залежи пласта А₅₋₆ (с большой водонасыщенной толщиной) одной сеткой скважин по блоковой трехрядной системе. Это объединение привело к опережающему обводнению чистонефтяного пласта А₄.

Горизонт Б₁₀, имеющий сложное геологическое строение, вначале разбуривали и разрабатывали совместно с водонефтяной залежью пласта Б₁₁.

С 1982г. на основании технологической схемы разработки (исп.Сибниинп – авт.Янин А.Н., Туров В.А., Нугманова Р.А. и др.) на месторождении велось бурение дополнительных скважин с целью разукрупнения указанных 2^х объектов.

В 1985г. отдельный фонд по пластам А₄₋₆ достиг 347 скважин, которые обеспечивали добычу 92% нефти из этих пластов. Дебит нефти отдельных скважин пласта А₄ составлял 37 т/сут при обводненности 23%, пласта А₅₋₆ – 24 т/сут при обводненности 50%, а по совместным скважинам объекта А₄₋₆ – 30 т/сут при обводненности 54%. Накопленный отбор нефти на одну отдельную скважину по пласту А₄ достиг 34 тыс.т, по пласту А₅₋₆ – 27 тыс.т, что уже превысило рентабельный предел добычи нефти.

По пласту Б₁₁ бурение дополнительных скважин позволило перейти к отдельной его эксплуатации. В 1985 году самостоятельный фонд пласта Б₁₁ достиг 214 скважин, которые обеспечивали 84% его добычи нефти. Дебит нефти отдельных скважин по пласту Б₁₁ – 26 т/сут при обводненности 37%.

В целом по Мамонтовскому месторождению из скважин, пробуренных с целью разукрупнения эксплуатационных объектов, уже извлечено более 14 млн.т нефти.

1.4. На Южно-Сургутском месторождении – с 1982 года осуществлялось бурение дополнительных скважин для разукрупнения основного горизонта B_{10-11} на два объекта – B_{10}^1 и $B_{10}^{2-3}+B_{11}$ с одновременным переходом от трехрядной на блочно-квадратную систему заводнения. В 1985 году количество "раздельных" добывающих скважин достигло 840 (78% фонда), в том числе по верхнему объекту – 321 скважина (57%), по нижнему – 520 скважин (68%). Дебит нефти раздельных скважин верхнего объекта – 36 т/сут при обводненности 46%, нижнего – 24 т/сут при обводненности 42%, а совместных скважин – 42 т/сут при обводненности 54%. Мероприятие позволило обеспечить более эффективное воздействие на неоднородные прерывистые пласты нижнего объекта и практически вдвое увеличить темп отбора запасов.

2) Уплотнение редких сеток скважин

Бурение дополнительных скважин с целью оптимизации плотности сетки скважин осуществлено на половине месторождений объединения, введенных, в основном, в первый период освоения региона. В наибольших объемах уплотняющее бурение внедрено на самых крупных месторождениях – Мамонтовском, Южно-Сургутском, Усть-Балыкском, Правдинском.

2.1. На Мамонтовском месторождении – по основному эксплуатационному объекту B_{10} введена 761 дополнительная скважина. Удельная площадь на скважину сократилась в 1,8 раза – с 56 до 31 га/скв [2]. Реальная дополнительная добыча нефти (за вычетом влияния интерференции скважин и внедрения системы блочно-квадратного заводнения) за 1978-1985гг только "за счет уплотнения сетки" оценивается нами в 13,5 млн.т. В 1985г дебит уплотняющих скважин горизонта B_{10} составлял 58 т/сут при обводненности 40%.

2.2. На Усть-Балыкском месторождении по крупному объекту B_{10} (состоящему из трех пластов B_{10}^1 , B_{10}^2 и B_{10}^3), разрабатываемому вначале совместно по площадной обращенной семиточечной системе (750 м между скважинами) с плотностью сетки 49 га/скв – с 1982г. осуществляется масштабное бурение дополнительных скважин с доведением плотности сетки по объекту до 12,2 га/скв. В эксплуатацию сверх основного фонда уже введено 296 скважин, их дебит по нефти – 23 т/сут. В 1985г. они обеспечили 40% общей добычи нефти объекта. Накопленный отбор нефти по дополнительному фонду 2 млн.т. Сверх основной сетки в 1985г. под закачкой находилось 63 скважины, в них закачано 2 млн.м³ воды или $\frac{1}{3}$ от общей закачки по объекту. Система дополнительной закачки освоена лишь на 15%, мероприятие находится в начальной стадии реализации. По расчетам ожидаемый прирост нефтеотдачи за счет уплотнения составит не менее 0,06-0,07.

2.3. На Солкинской площади – по залежи однородного монолитного пласта B_1 (песчанистость 82 %, проницаемость 550 мД, вязкость нефти 3,5 сПз)

в 1978-1980гг в зоне внутренних добывающих рядов пробурено 11 уплотняющих скважин. Средняя обводненность продукции по залежи при этом составляла 65%. Несмотря на высокие фильтрационные характеристики и однородность пласта выработка запасов в условиях первоначальной редкой (42

га/скв) сетки оказалась недостаточно эффективной. К настоящему времени из указанных уплотняющих скважин извлечено 782 тыс.т нефти или по 71 тыс.т/скв при накопленном водонефтяном факторе 1,54.

2.4. По пласту Б₆ Правдинского месторождения (проницаемость 100 мД, вязкость пластовой нефти 1,4 сП), разбуренному первоначально по блоковой пятирядной системе с редкой треугольной сеткой 750×750 м (56 га/скв) в 1977-1983 годах было пробурено 92 уплотняющие скважины. На 01.01.1986г из них извлечено 11 млн.т нефти или по 120 тыс.т/скв. В 1985 году этот уплотняющий фонд работал с дебитом нефти 38 т/сут при обводненности 60% и обеспечивал $\frac{1}{3}$ общей добычи нефти по залежи.

3) Дополнительное разрезание

Организация дополнительных разрезающих рядов осуществлена на месторождениях, первоначально разбуренных блоковыми рядными системами. Разрезание явилось эффективным средством усиления воздействия на пласты и восстановления ухудшенного энергетического состояния залежей.

3.1. На Усть-Балыкской площади (объект Б₁₋₅) – с 1977 года формировалось четыре дополнительных нагнетательных ряда – поперек длинной оси структуры. Под закачкой здесь перебивало 108 скважин (58% нагнетательного фонда), в них закачано 91 млн.м³ воды или 30% внутриконтурной закачки с начала разработки. В 1985 году на эти новые дополнительные ряды приходилось $\frac{3}{4}$ годового объема внутриконтурной закачки воды. Организация дополнительных нагнетательных рядов позволила создать более эффективную систему заводнения, близкую к блочно-квадратной (замкнутой) системе.

3.2. На Солкинской площади (основной пласт Б₁) – сформировано два дополнительных нагнетательных ряда, в которые закачано 3,3 млн.м³ воды.

3.3. На Южно-Сургутском месторождении – в связи с переходом на блочно-квадратную систему разработки объекта Б₁₀₋₁₁ формируются новые разрезающие ряды (перпендикулярно основным) в трехрядных блоках. В 1985 году здесь находилась под закачкой 151 нагнетательная скважина (42% нагнетательного фонда) с годовым объемом 11,8 млн.м³ (39% общей закачки). С начала разработки в них закачано 26 млн.м³ воды или 21% от суммарной закачки.

3.4. На Правдинском месторождении (основной пласт Б₆) – дополнительные нагнетательные ряды формировались с 1978г. Сейчас в них передано под закачку 39 скважин с годовым объемом нагнетания воды 3,9 млн.м³ (24% от закачки по пласту). С начала разработки накопленный объем закачки в дополнительные ряды объекта Б₆ составил 20,1 млн.м³ (10%).

3.5. На Мамонтовском месторождении (основной горизонт Б₁₀) – в связи с переходом на блочно-квадратную систему с 1978г формируются дополнительные нагнетательные ряды в широких (3,3 км) трехрядных блоках. Здесь освоено под закачку 215 нагнетательных скважин (49% нагнетательного фонда), годовой объем закачки 30,4 млн.м³, накопленный – 118 млн.м³.

3.6. На Южно-Балыкском месторождении (основной объект Б₁₀) – в связи с вступлением в третью стадию разработки, в линейных блоковых системах формируется дополнительный продольный (осевой) разрезающий ряд.

Для ознакомления. Номера страниц не соответствуют официальной версии.

- **Очаговое заводнение на месторождениях производственного объединения "Юганскнефтегаз" применялось в ограниченных объемах.** Чаще оно являлось лишь первым этапом, переходной ступенью к созданию в блоках дополнительных нагнетательных рядов. Применялось на Усть-Балыкском (пласт Б₅), Солкинском (пласт Б₁), Правдинском (пласты Б₈, Б₉, Б₆), Южно-Балыкском (пласт Б₁₀) и других месторождениях района.

- **Организация раздельной закачки воды при совместном отборе жидкости – также применялась в незначительных объемах.** Запроектирована к внедрению по пласту Б₁₀³ (26 скважин) Мамонтовского и А₄ (12 скважин) Южно-Балыкского месторождений. Реализация мероприятия находится в начальной стадии.

4) Вовлечение "промежуточных" залежей нефти

Вовлечение в разработку малых залежей является весьма эффективным мероприятием для сохранения нефтедобычи. К "промежуточным" относятся небольшие залежи нефти, ранее не учтенные в проектных документах по каким-либо причинам (недоразведанность, неизученность, нерентабельность вовлечения в период проектирования и др.).

Мероприятие реализовано на Усть-Балыкском (пласт Б₅), Солкинском (пласт А₈¹), Мамонтовском (пласты Б₈, Б₁₁), Южно-Балыкском (пласты А₄, Б₈), Правдинском (пласты Б₈, Б₉) нефтяных месторождениях.

В 1985г. вовлеченные в разработку "промежуточные" залежи обеспечивали немалую добычу – 2,9 млн.т/год нефти при добывающем фонде 509 скважин и нагнетательном – 123 скважины. Накопленная добыча нефти из этой категории залежей достигла 10,3 млн.т. Таким образом, малые залежи показали себя как немаловажный резерв пополнения добычи нефти на разрабатываемых месторождениях Юганского района.

В перспективе по объединению Юганскнефтегаз необходимо будет определить пути рационального вовлечения в разработку "малых" залежей нефти: в пластах А₁₀₋₁₁ и ачимовской пачке Правдинского, пластах Б₁₂ – Майского и Б₁₀_{тип} Мамонтовского, ачимовской пачке и пласте Ю₂ Усть-Балыкского и других месторождений.

5) Временное использование сеток скважин

Временное использование проектных сеток низкодебитных пластов для эксплуатации высокопродуктивных объектов применялось с целью:

а) интенсификации добычи нефти и сокращения сроков выхода месторождения на максимальный уровень добычи нефти;

б) увеличения нефтеотдачи, т.е. довыработки запасов истощенных высокообводненных залежей, находящихся в поздней стадии разработки, в том числе, что немаловажно, и запасов "первой полосы" – в блоковых системах.

5.1. На Южно-Балыкском месторождении – из фонда сетки верхнего низкопродуктивного водонефтяного пласта А₅₋₆ углублено и эксплуатировалось на "мощный" высокодебитный объект Б₁₀ (в условиях вновь сложившейся **блоковой семирядной системы**) – 100 скважин. Накопленная добыча нефти по ним достигла 11,8 млн.т, или по 118 тыс.т/скв. Учитывая разницу в начальных дебитах пластов в 60 т/сут, реальная дополнительная добыча нефти за счет мероприятия оценивается нами в 7,1 млн.т. По мере обводне-

ния скважин этой категории по пласту Б₁₀ они вновь возвращаются на свой основной проектный объект А₅₋₆.

5.2. На Правдинском месторождении – с целью временной эксплуатации пласта Б₆ использована 61 скважина верхнего менее продуктивного пласта Б₅. Накопленная добыча нефти по этим скважинам составляет 3,9 млн.т или 63 тыс.т/скв. Учитывая разницу дебитов пластов в 45 т/сут, реальная дополнительная добыча нефти за счет мероприятия составляет 2,7 млн.т. К настоящему времени 2/3 скважин указанной категории вновь возвращены на свой основной проектный объект Б₅.

5.3. На Мамонтовском месторождении – с целью временной эксплуатации основного горизонта Б₁₀ использовано 47 скважин верхних менее продуктивных пластов АС₄₋₆. Накопленная добыча нефти по этим скважинам составляет 1,33 млн.т или 28 тыс.т/скв. С учетом разницы дебитов рассматриваемых пластов реальная дополнительная добыча нефти за счет мероприятия оценивается нами в 0,7 млн.т.

5.4. На Солкинской площади – с 1980 года 66 проектных скважин объекта АС₇ использовались для довыработки запасов высокообводненной залежи пласта БС₁. Накопленная добыча нефти по этим скважинам на 01.01.1986г составила 1,41 млн.т или 21 тыс.т/скв. Увеличение коэффициента нефтеотдачи пласта БС₁ за счет этого мероприятия оценивается нами в 0,028 [3].

5.5. По всем рассмотренным выше месторождениям в сумме за счет “временного использования проектных сеток” низкодебитных пластов для эксплуатации высокопродуктивных объектов обеспечена дополнительная добыча нефти в объеме 10,5 млн.тонн.

Выводы

1. На месторождениях производственного объединения Юганскнефтегаз (Среднее Приобье) за прошедший период 1964-1985 гг. реализован огромный комплекс геолого-технологических мероприятий по усовершенствованию первоначально запроектированных систем разработки нефтеносных объектов.

2. Только за годы XI пятилетки (1981-1985 гг.) согласно проектным документам Сибниинп по месторождениям, находящимся в эксплуатации на начало пятилетки, утверждено к бурению дополнительно 6279 скважин, в том числе 4044 добывающих, 1833 нагнетательных и 402 резервных. Тем самым на уже освоенных месторождениях обеспечивается ввод в активную разработку значительного объема ранее невовлеченных запасов нефти.

3. По сравнению с предыдущими проектными решениями, утвержденными на начало 1981г., внедрение дополнительных мероприятий по усовершенствованию разработки позволило увеличить добычу нефти за 1981-1985 годы по Юганскому району (без учета ввода новых месторождений) в сумме за пятилетие на 53 млн.тонн или в среднем на 10,6 млн.тонн нефти ежегодно.

Литература

1. Ефремов Е.П., Янин А.Н., Халимов Э.М. Влияние совместной разработки на нефтеотдачу многопластовых объектов. – Нефтяное хозяйство, 1981, № 8, с.32-36.

2. Янин А.Н., Нугманова Р.А., Богатырева Е.Г. Эффективность перехода на блочно-квadrатную систему разработки Мамонтовского месторождения. – Нефтяное хозяйство, 1986, № 5, с. 36–40.

Для ознакомления. Номера страниц не соответствуют официальной версии.

3. Янин А.Н., Богатырева Е.Г. Оценка влияния плотности сетки на конечную нефтеотдачу однородных пластов. – В сб. научных трудов "Исследование эффективности разработки нефтяных месторождений Западной Сибири". Тюмень, Сибниинп, 1984, с. 61–67.

Для ознакомления. Номера страниц не соответствуют официальной версии.

*“Установление коэффициента нефтеотдачи
до полной разработки залежи
и проведения ее эксплуатации является
с научной точки зрения чистым умозрением”*

Морис Маскет

Глава 3.

**Оценка влияния плотности
сетки скважин на нефтеотдачу
продуктивных пластов**

Т.Ф.Манапов, Р.Г.Нигматуллин,
А.Н.Янин, В.Н.Шабловский, В.В.Рухлов

Результаты разработки участка Мамонтовского месторождения по предельно плотной сетке скважин^{*)}

Вопрос о влиянии удельной плотности сетки (УПС) скважин на эффективность разработки месторождений давно является предметом серьезных дискуссий в нефтяной науке. В этой связи большой интерес представляют результаты целенаправленных промысловых экспериментов по уплотнению сетки, поскольку именно они отражают особенности реального процесса нефтевытеснения в условиях изменения УПС по объекту разработки.

Рассматриваемая проблема предполагает два "сценария":

1) поэтапное уплотнение сетки в процессе эксплуатации залежи путем бурения дополнительных (уплотняющих) скважин;

2) разбуривание залежи с самого начала по "плотной" сетке. Под "плотной" сеткой в данном случае понимается размещение скважин, существенно более плотное, чем в среднем на аналогичных объектах данного региона.

В отечественной литературе более изучена первая часть проблемы, в том числе для условий месторождений Западной Сибири [1–4]. Менее широко представлены исследования эффективности разработки западносибирских нефтяных объектов, изначально эксплуатирующихся с небольшими УПС.

Цель статьи – обобщить первые результаты применения систем разработки с различной плотностью сетки скважин в условиях основного горизонта БС₁₀ уникального Мамонтовского нефтяного месторождения.

Геологические запасы нефти указанного объекта 1185 млн.т, извлекаемые – 539 млн.т при коэффициенте нефтеизвлечения – 0,455.

Первоначально горизонт разбуривался по редкой треугольной сетке 750×750 м (УПС – 56 га/скв) с применением блоковой трехрядной системы заводнения. Расстояние от нагнетательного ряда до первого добывающего – 900 м, между нагнетательными скважинами в ряду – 600 м.

В 1978 г. был начат переход на блочно-квадратную систему заводнения (БКСЗ) путем бурения новых нагнетательных, перевода под закачку части добывающих скважин, а также бурения уплотняющих скважин – внутри созданных "ячеек" [5]. Формирование "ячеек" БКСЗ, в основном, закончено к 1990 г., при этом средняя УПС была доведена до 31 га/скв. С 1990 г. продолжалось бурение уплотняющих скважин в "ячейках", в результате чего УПС по горизонту достигла – 22 га/скв.

В 1987 г. Ю.Е.Батурин, А.Н.Янин и другие авторы технологической схемы разработки (1981 г.) по согласованию с объединением "Юганскнефтегаз" и Главтюменнефтегазом предложили осуществить промысловый эксперимент по разбуриванию девятой "ячейки" 11-го блока по очень плотной сетке – 9 га/скв, с переходом на площадную обращенную семиточечную систему воздействия – по мере обводнения нагнетательных скважин.

Цель эксперимента – изучить влияние УПС на охват пласта воздействием при увеличенных градиентах пластового давления.

^{*)} Опубликовано в журнале "Нефтепромысловое дело", М., ВНИИОЭНГ, 1998, №4-5, с.7-13.

Особо отметим, что решение на разбуривание "опытной ячейки" по предельно плотной сетке (~9 га/скв) было принято более 10 лет назад в условиях 100 %-ного государственного финансирования топливно-энергетического комплекса в соответствии с существовавшими тогда нормативами плановой экономики. Сейчас эти критерии претерпели столь серьезные изменения, что повторение рассматриваемого эксперимента уже вряд ли уже возможно.

Ниже будут исследованы и сопоставлены результаты разработки участков, отличающихся не только плотностью сетки скважин, но и с разной системой заводнения (рядная, блочно-квадратная и площадная).

Эффект от уплотнения сетки в условиях рассматриваемой экспериментальной системы разработки "опытной ячейки" может быть достигнут за счет:

- увеличения темпов разработки, в т.ч. и **вследствие повышения градиентов пластового давления в межскважинном пространстве объекта;**
- прироста конечной нефтеотдачи за счёт увеличения коэффициента охвата пласта воздействием.

С целью оценки эффективности уплотнения сетки скважин в исследуемой "Опытной ячейке" авторами решались следующие задачи:

1) моделирование процесса разработки и прогнозирование технико-экономических показателей для различных вариантов освоения "Опытной ячейки", в том числе при условии реализации системы воздействия, примененной на всей остальной (основной) части огромного горизонта БС₁₀;

2) сопоставление показателей разработки "Опытной ячейки" с "Контрольной" (геолого-физические параметры обеих ячеек мало отличаются).

К началу эксперимента опытный участок практически разбурен не был, поскольку он расположен в краевой зоне горизонта БС₁₀. **Таким образом, "чистота эксперимента" (т.е. бурение участка с самого начала по предельно плотной сетке ~ 9 га/скв) здесь была строго соблюдена.**

Участок введен в разработку в 1985 году. Плотность сетки в зоне размещения добывающих скважин – 9,4 га/скв, а в пределах всей ячейки с учетом нагнетательных скважин окружающих рядов – 11,3 га/скв. Всего в пределах "Опытного участка" (рис.1, а) размещено 80 скважин, из них 22 нагнетательные скважины (в рядах, ограничивающих ячейку), 58 – в зоне отбора (из них 13 скважин с конструкцией нагнетательных для последующего освоения под закачку). В зоне отбора скважины размещены по треугольной сетке с расстоянием 320-330 м. **В настоящее время все они (в том числе и нагнетательные) пока находятся в добывающем фонде, в отработке на нефть.**

Таким образом, сегодня участок разрабатывается по общей для объекта блочно-квадратной системе, но с существенно более плотной сеткой скважин внутри ячейки, т.е. в зоне отбора. Следовательно, пока можно оценить влияние на эффективность разработки не столько системы заводнения, сколько конкретно – плотности сетки разбуривания.

В качестве "Контрольного участка" выбрана седьмая ячейка 12-го блока объекта БС₁₀ (см. рис.1, б), основные геолого-физические параметры которой несущественно отличаются от "Опытного участка" (табл.1). "Контрольный участок" расположен с юго-западной стороны в непосредственной близости от "Опытного" и также относится к краевой зоне залежи продуктивного горизонта БС₁₀.

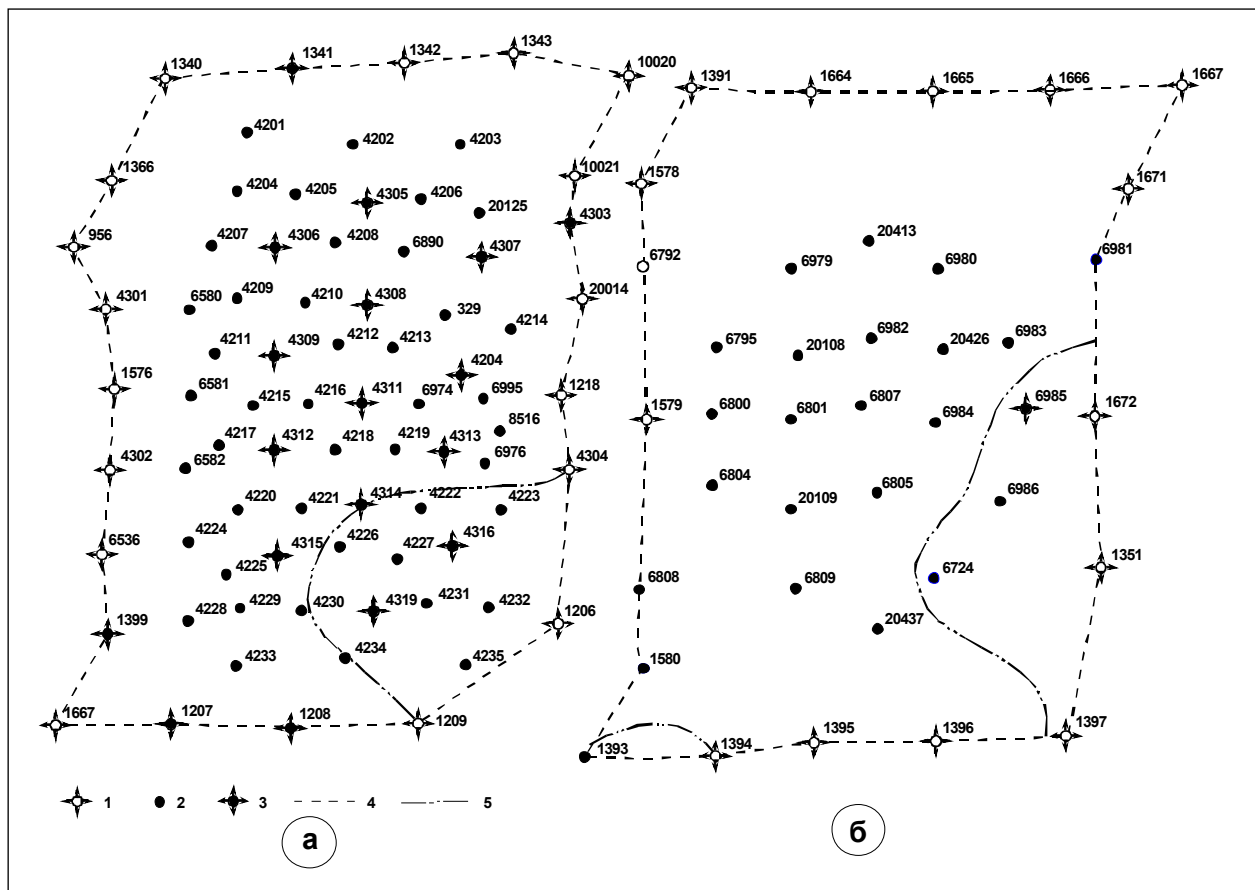


Рис. 1. Схема размещения скважин в "Опытной" (а) и "Контрольной" (б) ячейках
 1, 2 – нагнетательная, добывающая; 3 – нагнетательная в отработке на нефть;
 4 – граница ячейки; 5 – внутренний контур нефтеносности объекта БС₁₀.

Таблица 1

| Геолого-физические параметры объекта БС ₁₀ | Участки | | Разница, % |
|--|-----------|---------------|---------------|
| | "Опытный" | "Контрольный" | |
| Площадь нефтеносности, га | 759 | 763,8 | +0,6 |
| Геологические запасы нефти, млн.т | 11,077 | 8,858 | -20 |
| Доля запасов нефти в ВНЗ, % | 16,9 | 8,8 | -48 |
| Общая толщина пласта, м | 19,1 | 21,8 | +14 |
| Нефтенасыщенная толщина, м | 11,3 | 10,8 | -4 |
| Нефтенасыщенность начальная, % | 70,7 | 71,6 | +1,3 |
| Пористость, % | 22,8 | 22,9 | +0,4 |
| Проницаемость, мД | 320 | 308 | -4 |
| Коэффициент песчаности, доли ед. | 0,606 | 0,508 | -16 |
| Коэффициент расчлененности, ед. | 2,743 | 2,706 | -1,3 |
| Квадрат коэффициента вариации: | | | |
| послойной неоднородности, доли ед. | 0,352 | 0,268 | -24 |
| зональной неоднородности, доли ед. | 0,252 | 0,176 | -30 |
| Коэффициент прерывистости, доли ед. | 0,471 | 0,441 | -6 |

"Контрольный участок" с самого начала был разбурен по блочно-квадратной системе и включает 39 скважин, из них в зоне отбора – 20 скважин; в разработку введен на год раньше "Опытного". УПС в пределах зоны отбора – 18,6 га/скв, в пределах всего участка с учетом окружающих нагнетательных рядов – 25,4 га/скв. **Таким образом, плотность сетки скважин на "Опытном участке" – в два раза выше, чем на "Контрольном"**.

В первом приближении геолого-физические параметры обоих участков различаются несущественно. Однако, в сумме по комплексу признаков, влияющих на коэффициент нефтеизвлечения, **"Контрольный участок" выглядит даже несколько лучше**: послойная неоднородность здесь ниже в 1,3 раза, зональная – в 1,4 раза, доля запасов водонефтяной зоны меньше в 1,9 раза. На основании этого можно предположить, что нефтеотдача "Опытного участка" в сопоставимых условиях должна быть даже несколько ниже, чем "Контрольного".

Сопоставление динамики показателей разработки (табл.2 и рис.2) выявило, что на начальной стадии (когда пластовое давление в зоне отбора "Опытного участка" было еще достаточно высоким), удалось на очень короткое время (1-1,5 года) достичь более высоких темпов отбора жидкости, чем по участкам, где реализована обычная БКСЗ. **Затем последовало быстрое падение отборов жидкости в "Опытной ячейке"**, что явилось следствием недостаточной (90 %) компенсации отборов закачкой. Площадное заводнение в ячейке еще не осваивалось, фактическое соотношение добывающих и нагнетательных скважин (с учетом доли скважин в окружающих разрезающих рядах) составляло по "Опытной ячейке" – 7,4 (по "Контрольной ячейке" – 3,1).

Существенное превышение отборов жидкости над закачкой воды привело к возникновению в центральной зоне "Опытного участка" обширной депрессионной воронки, обусловившей существенное снижение дебитов скважин по жидкости.

На начальной стадии эксплуатации дебиты скважин сравниваемых ячеек были близки – 60-70 т/сут, что явилось закономерным следствием значительного сходства их геолого-физических характеристик. Однако в дальнейшем наблюдалось устойчивое снижение дебитов жидкости "Опытного участка", в то время как по "Контрольной ячейке" они возросли до 80-90 т/сут (см. рис.2) за счет увеличения закачки воды в разрезающие ряды. Принимая во внимание близость фильтрационно-емкостных характеристик и нефтенасыщенных толщин участков, нельзя считать объективно допустимым различие в дебитах жидкости в 1,8 раза: 58 т/сут – по "Контрольному " и 33 т/сут – по "Опытному участку".

Это говорит о том, что «потенциальные» добывные возможности пласта БС₁₀ на "Опытном участке" – использовались всего лишь наполовину. Причина этого – явное промедление в формировании здесь площадной системы заводнения.

Как следует из результатов гидродинамических исследований скважин (табл. 3), в третьем (внутреннем) ряду скважин "Опытного участка" текущее пластовое давление было на 1,8 МПа ниже, чем в скважинах внешнего (первого) ряда, и на 2,7 МПа ниже, чем в среднем в зоне отбора "Контрольной

ячейки". В среднем в зоне отбора "Опытного участка" пластовое давление в настоящее время оказалось на 1,6 МПа ниже, чем на "Контрольном участке".

Все это и привело к закономерному снижению депрессии на пласт и, следовательно, дебитов скважин. **В среднем оказалось, что дебиты «опытных» скважин внешнего ряда в 1,4 раза, а внутреннего – в 3,2 раза (!) ниже, чем по скважинам "Контрольной ячейки".**

Таблица 2

| Показатели эксплуатации | | Участок "Опытный" | Участок "Контрольный" |
|---|--------------|----------------------|--------------------------|
| Добыча нефти, тыс.т/год | максимальная | 567 | 491 |
| | текущая | 147 | 56 |
| Фактический срок разработки, лет | | 13 | 12 |
| Прогнозные НИЗ нефти, тыс.т | | 4962 | 3800 |
| Прогнозный КИН, доли ед. | | 0,448 | 0,429 |
| Накопленная добыча нефти, тыс.т | | 2930 | 2624 |
| Текущий КИН, доли ед. | | 0,265 | 0,296 |
| Отбор от НИЗ, % | | 59 | 69 |
| Темп отбора НИЗ, % | максимальный | 11,4 | 12,9 |
| | текущий | 3,0 | 1,5 |
| Текущая обводненность, % | | 75 | 85 |
| Кратность текущих запасов, лет | | 13,8 | 21,1 |
| Фонд добывающих скважин – всего | | 56 | 22 |
| в т.ч. действующий | | 41 | 14 |
| Средний дебит скважин, т/сут | по нефти | 8,4 | 8,8 |
| | по жидкости | 33 | 58 |
| Фонд нагнетательных скважин – всего | | 17 | 15 |
| в т.ч. действующий | | 15 | 12 |
| Накопленная добыча жидкости, тыс.т | | 7192 | 6648 |
| Накопленный ВНФ, т/т | | 1,45 | 1,53 |
| Накопленная закачка воды, тыс.м ³ | | 6990 | 7851 |
| Накопл.компенсация отбора закачкой, % | | 86 | 105 |
| Пластовое давление, МПа | начальное | 24,3 | 24,3 |
| | текущее | 24,9 | 26,2 |
| Забойное давл. в добыв.скважинах, МПа | | 21,2 | 21,1 |
| Депрессия на пласт, МПа | | 3,7 | 5,1 |
| Соотношение числа действующих добывающих и нагнет.скважин, ед. | | 2,73 | 1,17 |
| Средняя приемистость скважин, м ³ /сут | | 175 | 153 |

Соотношение текущей обводненности и степени выработки запасов по "Опытному участку" несколько хуже, чем по "Контрольному". Динамика же процесса обводнения и выработки запасов различается более существенно. Если на начальной стадии характеристика вытеснения нефти была более благоприятной на "Контрольном участке" (рис. 3), что связано с более активным заводнением, то в последнее время наметилась тенденция к некоторому ее ухудшению. Это хорошо видно по зависимости коэффициента нефтеизвлечения от степени прокачки жидкости (т.е. отношения объема добытой жидкости к начальным геологическим запасам нефти участка в пластовых условиях).

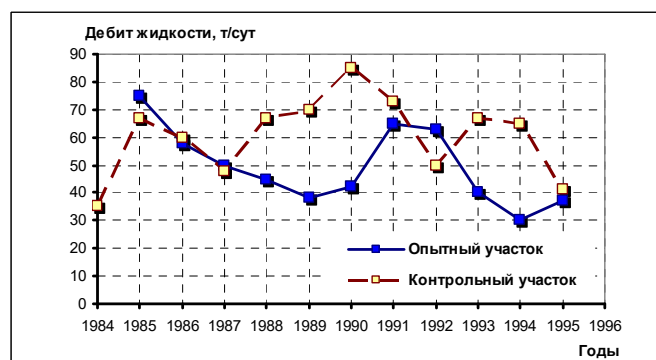
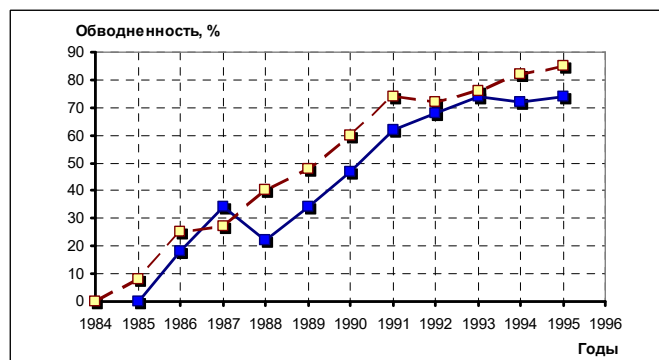
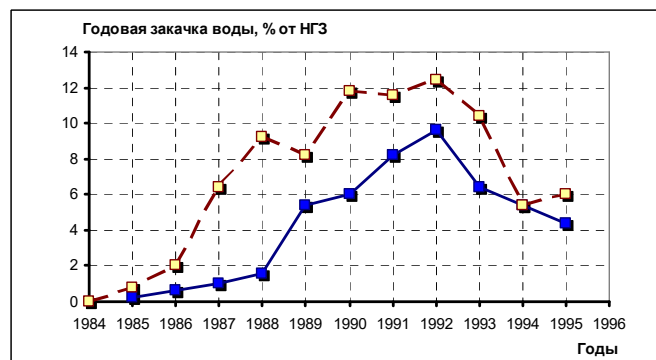
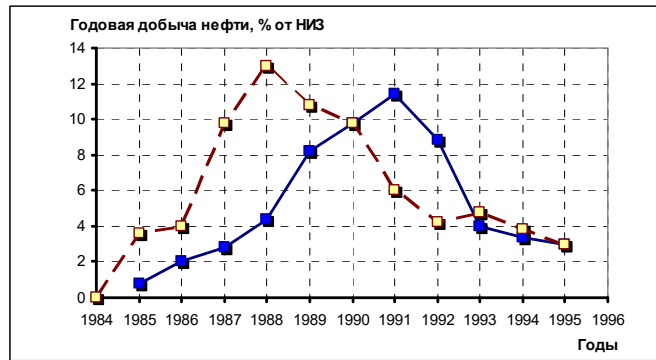


Рис. 2. Динамика фактических показателей разработки "Опытного" и "Контрольного" участков

Таблица 3

| Показатели энергетики участков | Участок, добывающий ряд | Годы | | | |
|--|----------------------------|------|------|------|------|
| | | 1991 | 1992 | 1993 | 1994 |
| Пластовое давление в зоне нагнетания, МПа | Опытный | 28,3 | 28,3 | 27,6 | 27,4 |
| | Контрольный | 27,5 | 27,7 | 28,2 | 28,1 |
| Пластовое давление в зоне отбора, МПа | Опытный | 24,1 | 24,4 | 23,8 | 23,6 |
| | в т.ч. 1 ряд | 25,1 | 25,4 | 24,4 | 24,3 |
| | 2 ряд | 24,0 | 24,2 | 23,8 | 23,6 |
| | 3 ряд | 23,2 | 23,5 | 22,9 | 22,5 |
| | Контрольный | 24,5 | 25,0 | 25,5 | 25,2 |
| Средний перепад давления между зоной закачки и отбора, МПа | Опытный | 4,2 | 3,9 | 3,8 | 3,8 |
| | в т.ч. 1 ряд | 3,2 | 2,9 | 3,2 | 3,1 |
| | 2 ряд | 4,3 | 4,1 | 3,8 | 3,8 |
| | 3 ряд | 5,1 | 4,8 | 4,7 | 4,9 |
| | Контрольный | 3,0 | 2,7 | 2,7 | 2,9 |
| Среднее забойное давление в зоне отбора, МПа | Опытный | 19,7 | 20,1 | 20,5 | 21,2 |
| | в т.ч. 1 ряд | 19,8 | 20,2 | 20,2 | 20,8 |
| | 2 ряд | 19,5 | 19,9 | 21,0 | 21,5 |
| | 3 ряд | 20,0 | 20,4 | 20,6 | 21,0 |
| | Контрольный | 20,1 | 21,5 | 21,4 | 21,1 |
| Средняя депрессия на пласт в зоне отбора, МПа | Опытный | 4,4 | 4,3 | 3,3 | 2,4 |
| | в т.ч. 1 ряд | 5,3 | 5,2 | 4,2 | 3,5 |
| | 2 ряд | 4,5 | 4,3 | 2,8 | 2,1 |
| | 3 ряд | 3,2 | 3,1 | 2,3 | 1,5 |
| | Контрольный | 4,4 | 3,5 | 4,1 | 4,1 |
| Дебит жидкости, м ³ /сут | Опытный | 67 | 64 | 44 | 33 |
| | в т.ч. 1 ряд | 78 | 75 | 61 | 50 |
| | 2 ряд | 67 | 65 | 42 | 31 |
| | 3 ряд | 48 | 45 | 31 | 21 |
| | Контрольный | 75 | 54 | 67 | 58 |
| Массовая обводненность добываемой продукции, % | Опытный | 63 | 68 | 72 | 73 |
| | в т.ч. 1 ряд | 75 | 76 | 82 | 83 |
| | 2 ряд | 57 | 60 | 66 | 67 |
| | 3 ряд | 40 | 41 | 43 | 49 |
| | Контрольный | 74 | 74 | 77 | 83 |

По "Опытной ячейке" – картина противоположная: наряду со снижением темпов добычи наблюдается тенденция к уменьшению темпов роста обводненности. Данный факт, очевидно, является следствием значительно менее активного заводнения "Опытной ячейки", о чем уже говорилось выше.

В среднем на одну перебивавшую в эксплуатации скважину "Контрольного участка" отобрано нефти – 105 тыс.т/скв. (а за весь срок разработки накопленная добыча достигнет 152 тыс.т/скв.). По "Опытному участку" в среднем отобрано нефти 47 тыс.т/скв. За весь срок разработки эта величина достигнет 80 тыс.т/скв, что в два раза меньше, чем по "Контрольной ячейке", и в 2,5 раза меньше, чем по горизонту БС₁₀ в целом.

Таким образом, пока предварительно получается, что некая дополнительная эффективность эксплуатации "Опытной ячейки" может быть обеспечена лишь за счет сокращения сроков разработки. Для этого необходимо значительно увеличить компенсацию отборов закачкой, освоив площадную обращенную семиточечную систему ППД в "опытной" ячейке.

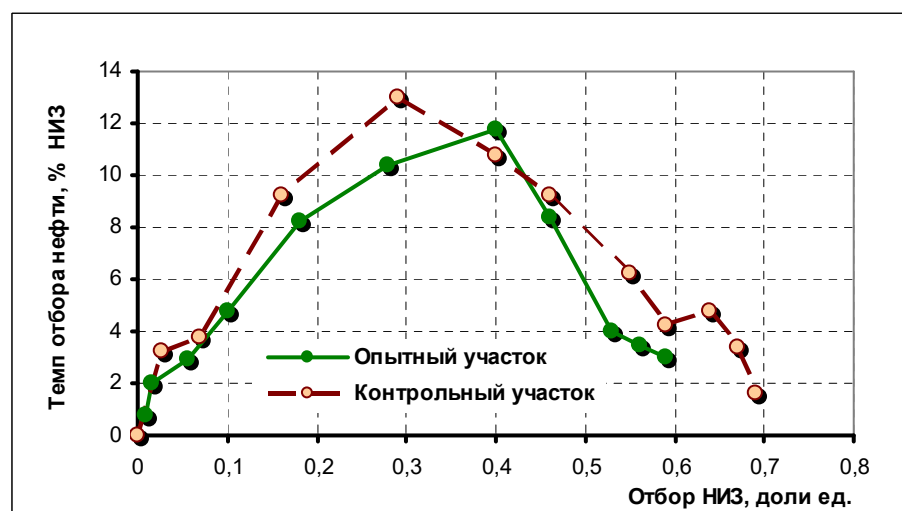
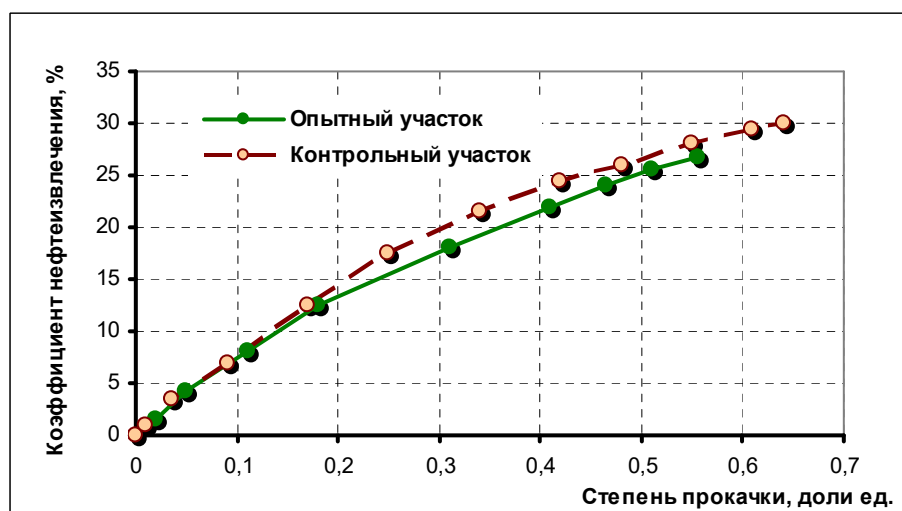
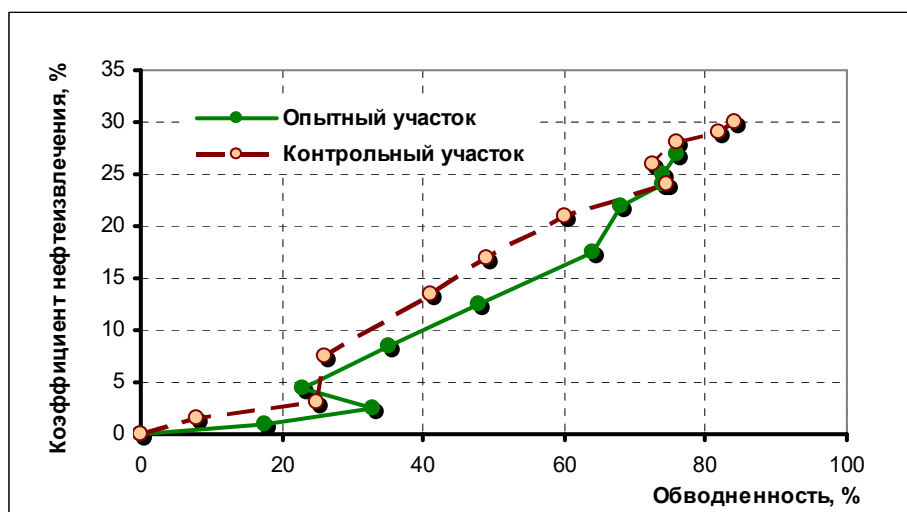


Рис.3. Мамонтовское месторождение. Горизонт БС₁₀
Характеристики вытеснения нефти водой
по "Опытному" и "Контрольному" участкам

Расчеты коэффициентов охвата воздействием для рассматриваемых участков показали, что, несмотря на двукратное различие УПС, они почти не отличаются: 0,899 – по "Опытной ячейке" и 0,892 – по "Контрольной ячейке".

Таким образом, в условиях однородного по строению горизонта БС₁₀ "мощное" уплотнение сетки скважин пока не привело к росту охвата пласта воздействием и соответствующему увеличению нефтеизвлечения.

При существующем состоянии разработки "Опытной ячейки" достичь более высокой нефтеотдачи за экономически оправданный срок эксплуатации можно лишь путем увеличения дебитов жидкости за счет роста компенсации отборов закачкой. Решить эту задачу можно организацией площадной закачки во "внутренние" нагнетательные скважины. Это позволит повысить темпы разработки, показатель промывки объекта и, в некоторой степени, увеличит коэффициент охвата участка воздействием.

Далее проведем расчет "гипотетического" варианта разработки "Опытной ячейки" при стандартной для пласта БС₁₀ блочно-квадратной системе, реализованной на всей остальной площади объекта. Интересно сопоставить эти результаты с расчетами по блоковой трехрядной системе (системе разработки горизонта по первоначальной технологической схеме), т.е. при условии, если бы данная система была реализована на рассматриваемой "Опытной ячейке" и сохранилась бы в неизменном виде – как до настоящего времени, так и на перспективу до конца разработки.

Для сопоставления возможных результатов реализации различных вариантов разработки "Опытной ячейки", но уже с учетом современных экономических рыночных условий, проведены технико-экономические расчеты:

Вариант 1 – блоковая трехрядная система разработки (УПС – 56 га/скв);

Вариант 2 – БКСЗ с пятирядной системой разработки (УПС – 31 га/скв);

Вариант 3 – размещение добывающих скважин по плотной треугольной сетке внутри ячейки БКСЗ (УПС – 9 га/скв), но без площадного заводнения;

Вариант 4 – размещение скважин по площадной обращенной семиточечной системе заводнения внутри ячейки БКСЗ (УПС \approx 9 га/скв) – с ППД.

Первые два варианта являются теоретическими и позволяют исследовать динамику разработки "Опытной ячейки" в условиях: а) первоначально запроектированной (вариант 1) и б) реализованной в настоящее время (вариант 2) систем разработки объекта БС₁₀. Вариант 3 характеризует текущее состояние разработки "Опытной ячейки" (без ввода "площадных" нагнетательных скважин). Вариант 4 отражает в полном объеме все ранее запроектированные решения по разработке "Опытной ячейки".

Анализ результатов технико-экономических расчетов по вариантам разработки (табл. 4) позволяет сделать следующие выводы:

1) если бы система разработки "Опытного участка" (размещение добывающих скважин по плотной сетке 9 га/скв, но без "площадного заводнения" – это Вариант 3) реализовывалась в современных экономических условиях, то она характеризовалась бы гораздо более худшими по сравнению с основной системой разработки горизонта БС₁₀ (вариант 2) технико-экономическими показателями: NPV за экономически оправданный срок – в 2,2 раза меньше, предел экономической рентабельности разработки наступает значительно раньше, а достигаемый за рентабельный срок коэффициент нефтеизвлечения – 0,373 ниже, чем по варианту с БКСЗ.

Таблица 4

| Показатели сравнения вариантов | | Варианты разработки | | | |
|---|----------------------|---------------------|-------|-------|-------|
| | | 1 | 2 | 3 | 4 |
| Срок разработки, лет | общий | 90 | 65 | 51 | 37 |
| | рентабельный | 41 | 34 | 22 | 24 |
| Фонд скважин – всего | | 13 | 24 | 66 | 66 |
| в т.ч. добывающих | | 9 | 15 | 56 | 43 |
| нагнетательных | | 4 | 9 | 10 | 23 |
| Плотность сетки, га/скв. | в зоне отбора | 56,2 | 26 | 9,4 | 9,4 |
| | в целом по участку | 57,1 | 30,9 | 11,6 | 11,6 |
| Соотношение числа добывающих и нагнетательных скважин | | 2,2 | 1,8 | 5,6 | 1,9 |
| Максимальная добыча | нефти, тыс.т/год | 199 | 294 | 567 | 567 |
| | жидкости, тыс.т/год | 387 | 605 | 1574 | 1574 |
| Закачка воды, тыс.м ³ /год | | 406 | 629 | 1054 | 1054 |
| Накопленный ВНФ, т/т | за общий срок | 4,9 | 5 | 5 | 5,4 |
| | за рентабельный срок | 2,2 | 2,4 | 2,3 | 3,0 |
| Коэффициент вытеснения, доли ед. | | 0,614 | 0,614 | 0,614 | 0,614 |
| Коэффициент охвата, доли ед. | | 0,872 | 0,893 | 0,901 | 0,909 |
| Коэффициент заводнения, доли ед. | за общий срок | 0,796 | 0,808 | 0,810 | 0,815 |
| | за рентабельный срок | 0,643 | 0,691 | 0,674 | 0,736 |
| КИН, доли ед. | за общий срок | 0,426 | 0,443 | 0,448 | 0,455 |
| | за рентабельный срок | 0,344 | 0,379 | 0,373 | 0,411 |
| Накопленный дисконтированный поток (NPV) за рентабельный срок, млрд.руб. | | 109,7 | 115,3 | 51,6 | 75,3 |
| То же, в % | | 95,1 | 100 | 44,8 | 65,3 |

Все это является следствием крайне низких темпов разработки при значительно более высоких капитальных вложения в бурение значительного числа скважин в "Опытной ячейке";

2) перевод "площадных" нагнетательных скважин под закачку (это вариант 4) позволяет значительно повысить темпы разработки и увеличить период экономически оправданной эксплуатации (КИН за этот срок на 3,8 процентных пункта выше, чем по варианту 3); однако по величине NPV он все же значительно уступает варианту 2 из-за высоких капитальных вложений (хотя и превосходит вариант 3 – без площадного заводнения);

3) по сравнению с блоковой трехрядной системой разработки (это вариант 1) – применение БКСЗ на "Опытном участке" (Вариант 2) привело бы к значительно более высоким технико-экономическим показателям – сокращению срока разработки, увеличению NPV, а также коэффициента нефтеизвлечения за рентабельный срок – на 3,5 процентных пункта.

Все эти полученные результаты являются дополнительным подтверждением эффективности перехода от трехрядной к блочно-квадратной системе заводнения на объекте БС₁₀ Мамонтовского месторождения – даже в современных рыночных экономических условиях.

Несмотря на невысокие (по современным критериям) экономические показатели, проводимый по объекту БС₁₀ уникальный (в своем роде – единственный) промысловый эксперимент позволяет получить исключительно важную информацию о влиянии плотности сетки и системы разработки на темпы разработки и нефтеотдачу объекта БС₁₀.

Кроме того, отмечается возможность получения интересной информации и в дальнейшем, например, по мере перевода под закачку нагнетательных скважин "площадной системы" воздействия. Принимать решение о вводе этих скважин под закачку необходимо с учетом ряда факторов – степени выработанности запасов в районе скважины, распределения текущего пластового давления, технико-экономических показателей временной эксплуатации на нефть нагнетательных скважин, «нормирования» закачки по ячейкам и др.

Выводы

1. Согласно предварительным оценкам, двойное "уплотнение" сетки с 18,6 до 9,4 га/скв по участку горизонта БС₁₀ Мамонтовского месторождения позволит увеличить коэффициент нефтеизвлечения за весь срок примерно на два процентных пункта (с 0,43 до 0,45). В целом, этот прирост соответствует теоретическим воззрениям и практическим результатам разработки сравнительно однородных пластов, аналогичных объекту БС₁₀.

2. Добывные возможности скважин по отбору жидкости на "Опытном участке" используются пока лишь на 57 % из-за абсолютной неосвоенности системы площадного заводнения внутри ячейки. Переход на регулярное площадное нагнетание воды позволит увеличить конечный коэффициент нефтеизвлечения с 0,45 до 0,46.

3. Весьма интересным с научной и практической точек зрения было бы проведение подобного промыслового эксперимента на низкопроницаемых объектах с менее благоприятными геологическими условиями (высокая прерывистость и зональная неоднородность, расчлененность и т.д.), например, в пластах Приобского, Приразломного, Мало-Балыкского, Угутского месторождений ОАО «Юганскнефтегаз».

4. Тем не менее, проводимый промысловый эксперимент по уплотнению сетки позволил (и позволит в будущем) получить чрезвычайно важную информацию для исследования эффективности различных плотностей сетки скважин и систем разработки в сопоставимых геолого-физических условиях.

Литература

1. Усенко В.Ф., Шрейбер Е.И., Халимов Э.М., Бабалян Г.А., Асмоловский В.С. Оптимизация плотности сетки скважин. Башкирское кн.изд., Уфа, 1976, 158 стр.

2. Муслимов Р.Х. Эффективность бурения дополнительных скважин на Ромашкинском месторождении. "Нефтяное хозяйство", 1976, №11, с. 22–26.

3. Янин А.Н. Эффективность регулирования разработки месторождения с помощью бурения уплотняющих скважин. "Нефтяное хозяйство", 1979, №10, с. 39–43.

4. Щелкачев В.Н. Принципиальные выводы по поводу разработки отечественных нефтяных месторождений, основанные на анализе состояния Самотлорского месторождения. Научно-технический журнал "Нефтепромысловое дело", – М., ВНИИОЭНГ, 1993, №9, с.7–20.

5. Янин А.Н., Нугманова Р.А., Богатырева Е.Г. Эффективность перехода на блочно-квадратную систему разработки Мамонтовского месторождения. "Нефтяное хозяйство", 1986, № 5, с. 36–40.

А.Н.Янин, Е.Г.Богатырева

Оценка влияния плотности сетки скважин на конечную нефтеотдачу однородного пласта^{*)}

Бурение скважин – одно из наиболее трудозатратных и капиталоемких направлений в нефтяной промышленности. В связи с необходимостью снижения затрат (при одновременном обеспечении утвержденных КИН) обоснование выбора рациональной плотности сетки является одной из ключевых задач при проектировании разработки нефтяного месторождения. При этом принципиально важно знать, как количественно изменение плотности сетки скважин (ПСС) влияет на конечную нефтеотдачу пластов в конкретных геолого-физических условиях рассматриваемого месторождения.

Известно, что уплотнение сетки скважин в той или иной степени повышает нефтеотдачу пластов. Однако количественные оценки этого влияния в аналитическом виде равно как и графические зависимости типа $КИН = f(ПСС)$ приводятся в литературе достаточно редко, а опубликованные данные весьма разноречивы.

В Западной Сибири, несмотря на многолетний (с 1964 г.) и богатый опыт разработки большого количества нефтяных месторождений, этот важнейший вопрос изучен недостаточно, а в научно-технической печати представлен весьма скудно.

Трудность количественной оценки влияния степени уплотнения сетки скважин на конечную нефтеотдачу пласта состоит в особенностях процесса освоения каждого отдельного объекта разработки, а также "неидентичности" геологического строения различных залежей. Кем-то давно было сказано, что для однозначного ответа на этот вопрос одну и ту же залежь следовало бы разрабатывать как минимум дважды, сначала – редкой, а затем – плотной сеткой скважин (или наоборот). Понятно, что в реальных условиях реализовать указанный привлекательный сценарий невозможно и это сдерживает решение проблемы.

Тем не менее, проводя в регионе целенаправленные промышленные эксперименты, создав на месторождении специальные полигоны (участки) с определенными условиями разработки, можно с достаточной степенью точности оценить влияние плотности сетки скважин на величину коэффициента нефтеизвлечения. Например, аналогично тому, как это было сделано на Бавлинском нефтяном месторождении – в Татарии, Арланском [1] – в Башкирии, Покровском – в Куйбышевской области и т.д.

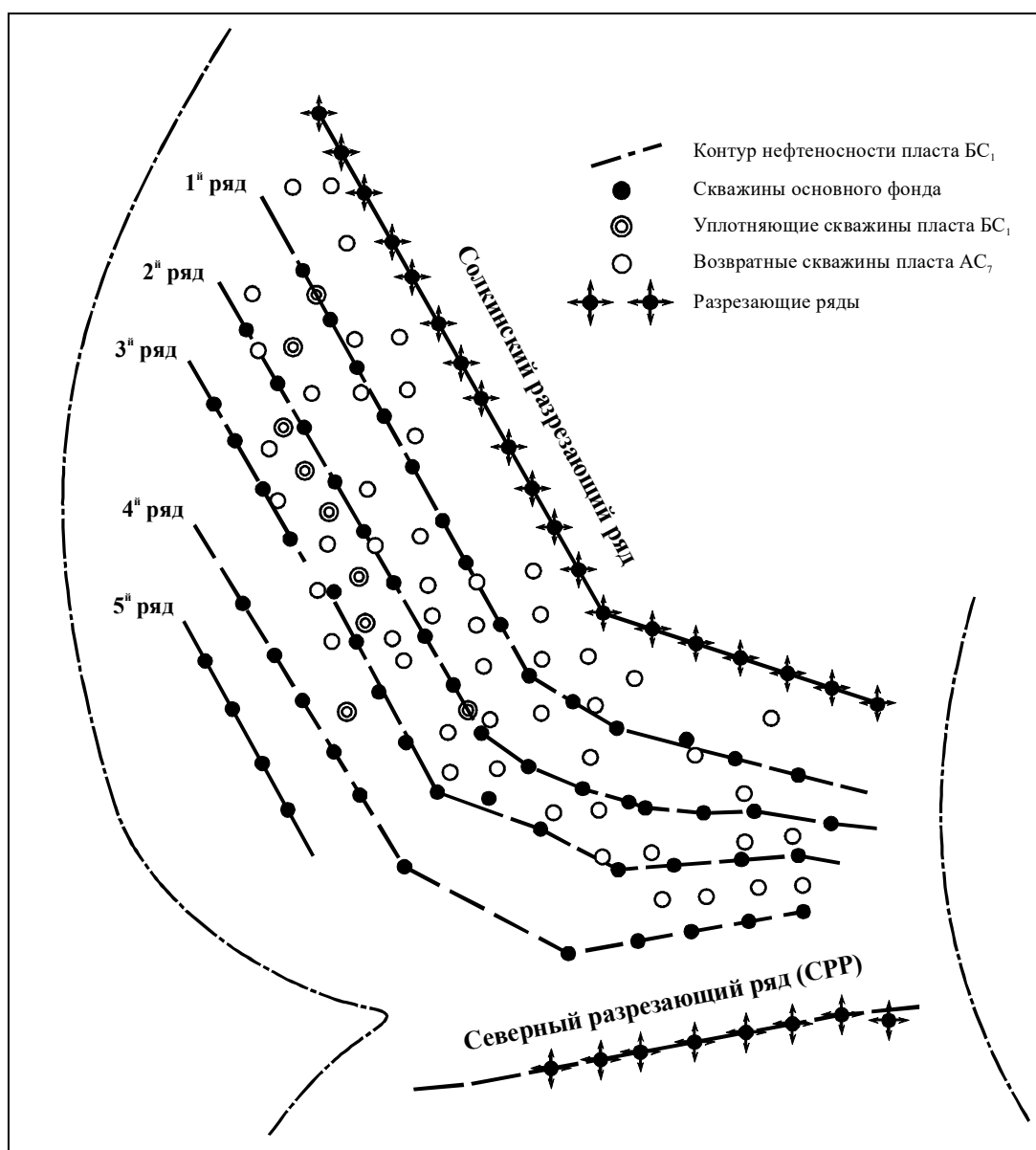
В условиях Западной Сибири подобные целенаправленные промысловые эксперименты проводились редко и недостаточно системно. Тем не менее, можно отметить, что история разработки пласта БС₁ Солкинской площади (Юганская часть) – это своеобразный промышленный эксперимент, а точнее полигон, позволяющий оценить влияние плотности сетки скважин на коэффициент нефтеизвлечения.

^{*)} Опубликовано в сборнике трудов Сибниинп. "Исследование эффективности разработки нефтяных месторождений Западной Сибири", Тюмень, 1984, с.61-67.

Ценность опыта разработки пласта БС₁ Солкинской площади состоит в наличии принципиальной возможности определить количественно – по промысловым данным степень влияния уплотнения сетки скважин на коэффициент конечной нефтеотдачи залежи.

Из факторов, способствующих решению этой задачи, можно выделить следующие:

- объект имеет длительную историю разработки (около 20 лет);
- разбуривание пласта велось в два этапа. Первоначально применялась весьма редкая (42 га/скв) сетка 650×650 м, на более поздней стадии она была уплотнена до 23 га/скв, т.е. в 1,8 раза;
- к моменту уплотнения сетки весь добывающий фонд скважин работал с водой, а среднегодовая обводненность по объекту достигла 60 %;
- исследуемая левобережная часть залежи является практически замкнутым, изолированным эксплуатационным блоком (см.рис. 1).



**Рис. 1. Солкинская площадь (левобережье). Пласт БС₁.
Схема расположения скважин основного и дополнительного фонда**

Вышеизложенное позволяет количественно оценить ожидаемое приращение КИН от проведенного (почти двойного) уплотнения, т.е. сделать определенный вывод о влиянии плотности сетки скважин на конечную нефтеотдачу в однородном пласте. Промысловые данные о разработке участка в настоящей статье обобщены по состоянию на 01.07.1983 г. *)

Продуктивный пласт БС₁ хорошо выдержан по площади и разрезу, разбуривается с 1965 года и в геологическом плане хорошо изучен.

По геологическим характеристикам является слабопрерывистым, однородным, монолитным объектом. Пласт имеет высокую проницаемость – 555 мД и песчанистость – 82 %, низкую расчлененность – 2,1, малую прерывистость – менее 0,3 (по В.А.Бадьянову). Коэффициент вариации эффективной нефтенасыщенной толщины равен 0,166. Доля запасов нефти в чистонефтяной зоне высока – 73 %.

Первоначально объект разрабатывался пятирядной (650×650м) системой с треугольным размещением скважин по редкой сетке – 42 га/скв (см.рис.1). К 1973 г. залежь полностью разбурили по основной сетке. В этом же году добыча нефти достигла своего максимального уровня – 1,65 млн.т при темпе отбора 6,6 % от НИЗ. Однако период высокой стабильной добычи нефти, несмотря на высокие удельные извлекаемые запасы, приходящиеся на одну скважину, продлился всего лишь коротких два года (1973-1974 гг.).

К 1978 году, когда началось бурение уплотняющих скважин, объект находился в стадии падающей добычи нефти [2]. За четыре года темп отбора от начальных извлекаемых запасов нефти уменьшился практически вдвое против ранее достигнутого максимального.

Приведенные данные наглядно опровергают предположения некоторых специалистов, в частности, из ВНИИнефть [3] о возможности сохранения длительного периода стабильной добычи нефти (при низких темпах ее падения) в условиях разработки объекта редкой сеткой скважин за счет высоких удельных запасов на одну пробуренную скважину. Сделать это на Солкинской площади не удалось.

С целью замедления падения уровней добычи нефти в 1978 году на пласт БС₁ (вначале для апробации) – пробурили 11 уплотняющих добывающих скважин, в основном, в зоне стягивания фронтов заводнения.

Позже с целью снижения темпов падения добычи нефти по объекту БС₁ и в связи с зонально неоднородной выработанностью запасов (по предложению О.А.Московцева, В.И.Погонищева, В.А.Турова, А.Н.Янина) стали массово использовать буримые скважины верхнего низкопродуктивного пласта АС₇**) для временной эксплуатации нижезалегающего пласта БС₁.

Поэтому, начиная с 1980 года, пласт БС₁ достаточно равномерно по площади был вскрыт перфорацией (раздельно, самостоятельно) также и в углубленных скважинах верхнего проектного объекта АС₇. В результате плотность сетки размещения скважин по объекту БС₁ существенно уменьшилась – с 42 до 23 га/скв.

*) Примечание автора: По состоянию на 01.01.2006г. фактический КИН по пласту БС₁ составил 0,492.

**) Ныне этот пласт индексируется как горизонт АС₈.

Отметим однако, что эти "уплотняющие" добывающие скважины вступали в эксплуатацию с высокой обводненностью – от 50 до 80 %. Безводный период их эксплуатации составлял в среднем два месяца, суммарный по всем скважинам отбор нефти за безводный период оказался очень мал – 17,1 тыс.т или 0,3 тыс.т на скважину.

Тем не менее, в 1982 и 1983 гг. добыча нефти из всех введенных дополнительных скважин по пласту БС₁ достигала, соответственно, 42 и 47 % от общей добычи по залежи. Обводненность за первое полугодие 1983 г. по дополнительным скважинам равнялась 74 % и была близка к обводненности в среднем по объекту БС₁.

Для количественной оценки степени увеличения конечного КИН пласта от проведенного массового уплотнения сетки нами использована известная зависимость [4] текущей нефтеотдачи η от логарифма степени прокачки жидкости через поровой объем залежи (в пластовых условиях) – $\lg \tau_{пл}$.

Результаты предварительной проверки применимости данной методики к исследуемому объекту приведены в табл. 1. Расчетный текущий коэффициент нефтеотдачи η сравнивался с фактическим (последний в каждом году условно принят за 1) – при различных значениях $\tau_{пл}$ (так называемая "обучающая выборка").

Таблица 1

| Условный коэффициент нефтеотдачи, η | Величина КИН при параметре $\lg \tau_{пл}$ | | | | | | |
|--|--|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| | -0,3 | -0,4 | -0,5 | -0,6 | -0,7 | -0,8 | -1,0 |
| Расчетный | 0,971 | 0,955 | 0,967 | 0,983 | 0,970 | 0,980 | 0,991 |
| Фактический | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |

На графике зависимости нефтеотдачи от $\lg \tau_{пл}$ (рис.2) видно, что:

- а) участок прямой линии I-II (1975-1978 гг.), или "обучающая выборка", соответствует периоду разработки пласта БС₁ редкой первоначальной сеткой скважин. Характеристика вытеснения – здесь стабильно линейная;
- б) участок II-III – отражает период проведения уплотнения сетки;
- в) участок III-IV – соответствует периоду, где характеристика вытеснения вновь линейно стабилизировалась, но уже на новом уровне – в условиях эксплуатации залежи плотной сеткой скважин.

Видно, что зависимость на участках II-III-IV заметно отклоняется вверх к оси нефтеотдачи. Это свидетельствует о вовлечении в разработку дополнительных запасов нефти и ожидаемом приросте конечной нефтеотдачи пласта БС₁ за счет проведенного здесь уплотнения сетки скважин.

На основании обобщения фактических данных нами установлено, что в результате уплотнения сетки скважин с 42 до 23 га/скв конечная нефтеотдача однородного монолитного пласта БС₁ Солкинской площади увеличится на 0,028 или на 2,8 процентных пункта.

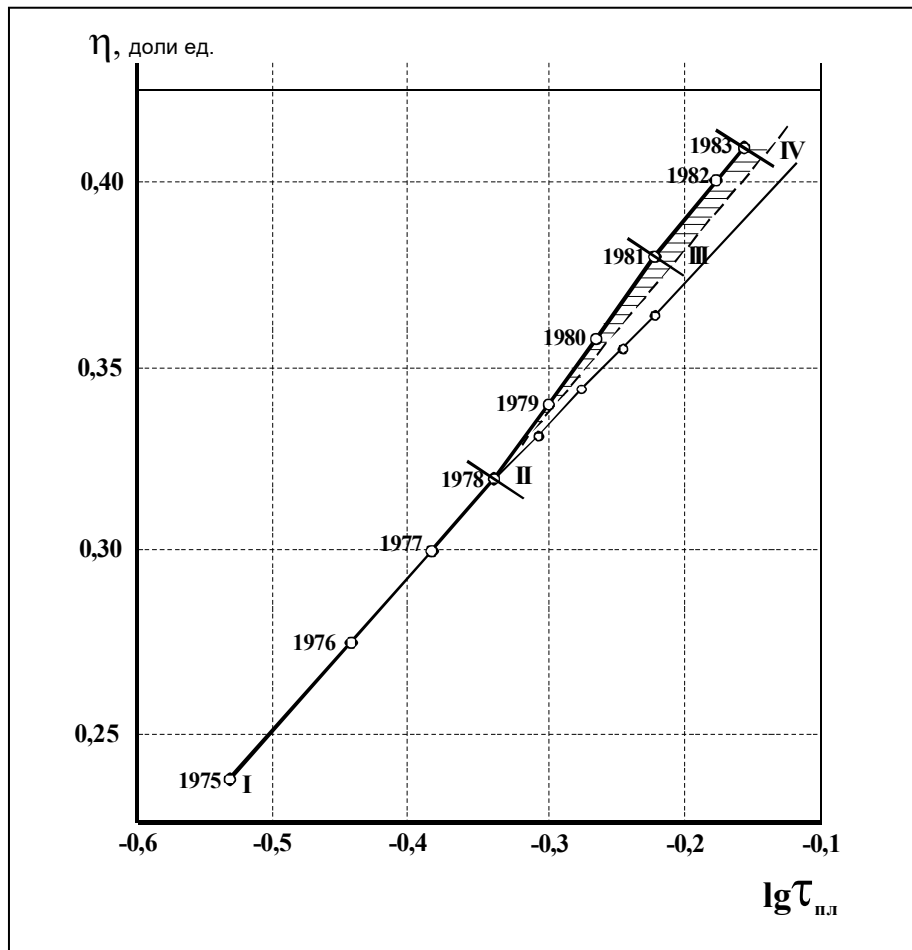


Рис. 2. Зависимость коэффициента нефтеотдачи (η) от логарифма степени прокачки жидкости через поровой объем залежи ($\lg\tau_{пл}$)

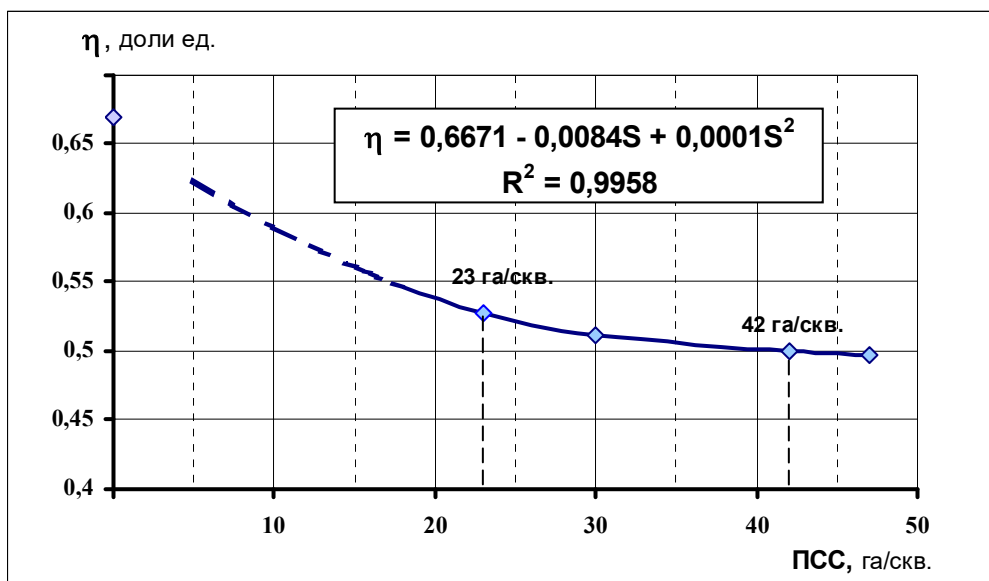


Рис. 3. Зависимость конечного коэффициента нефтеотдачи пласта БС₁ от плотности сетки скважин

С учетом неизменного коэффициента вытеснения (~0,67) нами выведена следующая приближенная зависимость конечной нефтеотдачи однородного пласта БС₁ Солкинской площади от плотности сетки скважин (рис. 3):

$$\eta = 0,6671 - 0,0084 \cdot S + 0,0001 \cdot S^2,$$

где η – коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.;

S – плотность сетки скважин, га/скв.

Полученная авторами зависимость свидетельствует о том, что даже в монолитном высокопроницаемом пласте можно ожидать определенного прироста коэффициента извлечения нефти за счет уплотнения сетки скважин на стадии среднего обводнения залежи.

Выводы

1. При эксплуатации залежи редкой сеткой (42 га/скв.) на третьей стадии наблюдалось быстрое падение добычи нефти, что противоречит точке зрения специалистов ВНИИнефть о возможности поддержания длительной стабильной добычи нефти в подобных условиях разработки за счет высоких удельных запасов нефти, приходящихся на одну скважину.

2. На основе обработки фактических результатов длительной эксплуатации нефтяной залежи однородного пласта БС₁ (в пределах Юганской части Солкинской площади) выявлена количественная зависимость степени увеличения коэффициента нефтеотдачи при уплотнении сетки скважин.

3. Даже в однородном пласте путем сгущения сетки скважин удастся увеличить конечный коэффициент нефтеотдачи на приемлемую величину, в данном случае – на 0,028 при переходе от сетки 42 га/скв к сетке 23 га/скв.

4. Уплотняющие скважины играют основную роль в поддержании уровней добычи нефти и снижении темпов падения во второй-третьей стадиях разработки объектов, разбуренных редкой сеткой скважин.

Литература

1. Усенко В.Ф., Шрейбер Е.И., Халимов Э.М., Бабалян Г.А., Асмоловский В.С. Оптимизация плотности сетки скважин. Уфа, Башкирское кн.издательство, 1976, 158 стр. *)
2. Вашуркин А.И., Янин А.Н., Шумаев В.К. Состояние и мероприятия по улучшению разработки левобережья Солкинской площади. В сб. Проблемы нефти и газа Тюмени, Тюмень, 1980, вып.48, с. 36-39.
3. Крылов А.П. Экономически допустимое разрежение сетки скважин с точки зрения нефтеотдачи. — М.: Нефтяное хозяйство, 1980, № 6, с.28-30.
4. Баишев Б.Т., Исайчев В.В., Кожакин С.В. и др. Регулирование процесса разработки нефтяных месторождений. — М.; Недра, 1978, 195 стр.

*) Примечание автора:

Согласно последним данным П.Г.Емельяновой и Н.И.Зевакина потери нефтеотдачи от разрежения сетки на Бавлинском месторождении составляют 5 %, в том числе по ЧНЗ – 4,3 %, по ВНЗ – 10,9 %. / См. отчет «Дополнение к проекту разработки Бавлинского месторождения», Бугульма, Фонды ТатНИПИнефть, 2007 /.

См. также статью Марченко И.Р., Антонова О.Г., Кондакова В.Ю. и др. «Бавлинское месторождение: прошлое, настоящее и перспективы развития». Сб. научных трудов ТатНИПИнефть, М., ВНИИОЭНГ, 2008, с.126-134.

А.Н.Янин, Р.А.Закирова

Влияние простоев добывающих скважин на нефтеотдачу прерывистых пластов*)

В отечественной практике разработки нефтяных месторождений сложилось в целом общепринятое мнение о том, что бездействие (простой) добывающих скважин (в т.ч. и высокообводненных) отрицательно влияет на уровни текущей добычи нефти и приводит к потерям в нефтеотдаче. Вся сложность проблемы состоит в количественной оценке этого влияния, насколько оно велико (или мало) в условиях конкретного нефтяного месторождения. И вряд ли при этой оценке можно обойтись применением каких-то заранее заготовленных шаблонов.

Целью статьи является представление результатов многовариантных модельных расчетов по оценке влияния длительных (незапланированных) остановок добывающих скважин на нефтеотдачу средне- и высокопрерывистых пластов в условиях блоковой трехрядной системы разработки.

Отметим, что долю неработающего фонда добывающих скважин по России (см.табл.1) можно рассматривать как весьма важный, ключевой показатель, отражающий состояние “здоровья” нефтяной отрасли, да и экономики страны в целом.

Таблица 1

Динамика фонда добывающих скважин по России за 1993-2009 гг.

| Годы | Действующий фонд скважин, шт | Неработающий фонд скважин, шт | Всего добыв. скважин, шт | Доля фонда, % | |
|-------------------|------------------------------|-------------------------------|--------------------------|---------------|---------------|
| | | | | действующего | неработающего |
| 1993 | 125 035 | 22 014 | 147 049 | 85,0 | 15,0 |
| 1994 | 113 795 | 27 816 | 141 611 | 80,3 | 19,7 |
| 1995 | 113 311 | 30 121 | 143 432 | 79,0 | 21,0 |
| 1996 | 110 525 | 27 524 | 138 049 | 80,1 | 19,9 |
| 1997 | 110 399 | 27 836 | 138 235 | 79,9 | 20,1 |
| 1998 | 106 085 | 27 705 | 133 790 | 79,3 | 20,7 |
| 1999 | 101 937 | 32 935 | 134 872 | 75,6 | 24,4 |
| 2000 | 115 427 | 33 219 | 148 646 | 77,6 | 22,4 |
| 2001 | 128 485 | 27 570 | 156 055 | 82,3 | 17,7 |
| 2002 | 118 185 | 36 118 | 154 303 | 76,6 | 23,4 |
| 2003 | 118 926 | 36 337 | 155 263 | 76,6 | 23,4 |
| 2004 | 118 868 | 36 803 | 155 671 | 76,3 | 23,7 |
| 2005 | 122 657 | 29 955 | 152 612 | 80,4 | 19,6 |
| 2006 | 127 983 | 27 220 | 155 203 | 82,5 | 17,5 |
| 2007 | 131 343 | 25 786 | 157 129 | 83,6 | 16,4 |
| 2008 | 133 085 | 25 359 | 158 444 | 84,0 | 16,0 |
| 2009* | 133 390 | 25 566 | 158 956 | 83,9 | 16,1 |
| Среднее за 17 лет | 119 379 | 29 405 | 148 784 | 80,2 | 19,8 |

*) Оценка /ноябрь/

Из табл.1 следует, что в среднем за 17 последних лет (1993-2009 гг.) неработающий фонд составлял примерно 20% от эксплуатационного, то есть из каждых пяти – одна скважина фактически не работала на добычу нефти.

Специалистам–нефтяникам известно, что с целью сокращения количества неработающих скважин десять лет назад было даже принято отдельное Постановление Правительства РФ (№1213 от 01.11.1999г.) “О мерах по вводу в эксплуатацию бездействующих, контрольных и находящихся в консервации скважин на нефтяных месторождениях”.

Постановление распространялось не на весь фонд, а только на неработающий – именно по состоянию на 01.01.1999г. Нефть, полученная за счет ввода этих скважин в работу, освобождалась от регулярных платежей за добычу нефти и отчислений на ВМСБ, а также имела нулевую ставку акциза.

Вначале указанное постановление сработало хорошо: в 2001 г. неработающий фонд сократился (по сравнению с 2000 г.) на 5649 скважин или 17%. Однако в 2002 г. этот неработающий фонд вновь вырос, причем весьма значительно – на 8548 скважин или 31%, достигнув 36118 скважин.

В 2009 г. количество неработающих скважин снизилось до 25,6 тыс.скв. или 16% от фонда. Тем не менее, указанный простаивающий фонд обладает определенным потенциалом для добычи нефти, который сейчас не используется. Хуже другое – длительные простои этих скважин способны отрицательно повлиять на конечный коэффициент извлечения нефти (КИН).

Проблема оценки потерь в текущей добыче нефти и конечной нефтеотдаче пластов в зависимости от различных условий бездействия скважин изучалась многими исследователями. Например, в работе [1] путем моделирования разработки зонально- и слоисто-неоднородного пласта исследовано (см.табл.2) влияние предельной обводненности отключения добывающих скважин из эксплуатации на коэффициент нефтеизвлечения.

Таблица 2

| Показатели | Варианты [1] | | | | | |
|---|--------------|--------|--------|--------|--------|-------|
| | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
| Средняя обводненность отключения скважин, % | 49 | 70 | 90 | 95 | 97,9 | 99,9 |
| Конечный КИН, доли ед. | 0,274 | 0,310 | 0,354 | 0,373 | 0,390 | 0,401 |
| ±Δ КИН, доли ед. | -0,127 | -0,091 | -0,047 | -0,028 | -0,011 | – |
| То же (% отн.) от варианта 6 | -31,7 | -22,7 | -11,7 | -7,0 | -2,8 | – |

Авторами [1] показано, что прекращение эксплуатации участка при обводненности 95% сократит потенциальный КИН на 2,8% процентных пункта или 7% относительных.

В работе [2] отмечено, что согласно гидродинамическому моделированию зонально неоднородного пласта в условиях трехрядной системы размещения остановка нескольких скважин способна снизить КИН на 4-6%. Повторный пуск этих скважин снижает потерю КИН до 1-3% от проектного. / *Примечание автора: в статье [2] не указано, какие это проценты – абсолютные или относительные.* /

В статье [3] на основании трехмерного моделирования разработки (см.табл.3) неоднородного по проницаемости четырехслойного пласта в условиях пятирядной системы размещения скважин (расстояние между скважинами 500 м, ширина первой полосы 1000 м) получены следующие результаты:

- для залежей с маловязкими нефтями ($\mu_0 = 1-2$) раннее отключение добывающих скважин более “опасно”, чем для более вязких нефтей ($\mu_0 = 5$);
- отключение скважин с дебитом нефти 2 т/сут снижает КИН незначительно, примерно на 0,5-1 процентный пункт (или 1,2-2,9 % отн.);
- ощутимые потери КИН (2,2-4,7 процентных пункта или 7,9-11,7 % отн.) возникают при остановке скважин с дебитом нефти 10 т/сут.

Таблица 3

| Параметр | Нефтеотдача [3] | Дебит нефти при отключении скважин, т/сут | | | | |
|-------------|---------------------------|---|--------|--------|--------|--------|
| | | 0,5 | 1 | 2 | 5 | 10 |
| $\mu_0 = 5$ | КИН, доли ед. | 0,278 | 0,274 | 0,270 | 0,267 | 0,256 |
| | $\pm\Delta$ КИН, доли ед. | – | -0,004 | -0,008 | -0,011 | -0,022 |
| | То же, % отн. | – | -1,4 | -2,9 | -4,0 | -7,9 |
| $\mu_0 = 2$ | КИН, доли ед. | 0,368 | 0,368 | 0,58 | 0,342 | 0,325 |
| | $\pm\Delta$ КИН, доли ед. | – | – | -0,010 | -0,026 | -0,043 |
| | То же, % отн. | – | – | -2,7 | -7,1 | -11,7 |
| $\mu_0 = 1$ | КИН, доли ед. | 0,435 | 0,435 | 0,430 | 0,405 | 0,388 |
| | $\pm\Delta$ КИН, доли ед. | – | – | -0,005 | -0,030 | -0,047 |
| | То же, % отн. | – | – | -1,2 | -6,9 | -10,8 |

По нашему мнению, эти результаты в некоторой степени “идеализированы”, улучшены. /Где сейчас применяют пятирядные системы с шириной первой полосы 1000 м при ширине блока 4 км?!/

В статье [4] подробно рассмотрена методическая сторона проблемы, но каких-либо количественных данных (а это самое интересное) о влиянии простоев скважин на конечный КИН, к сожалению, автор не приводит.

В работе [5] на основании обобщения фактических результатов разработки 19 нефтяных залежей (в т.ч. 11 в терригенных коллекторах, 8 – в карбонатных) Пермского Прикамья, получено, что:

- выбытие из эксплуатации 30% фонда скважин снижает накопленную за весь срок добычу нефти в терригенных коллекторах на 1,5-3,2 % отн.;
- то же в карбонатных пластах – на 2-6% отн.

В публикации [6] на основании обработки фактических геолого-промысловых материалов эксплуатации 114 ячеек крупнейшего объекта Б₁₀ Мамонтовского месторождения установлено, что “ликвидация скважин по техническим причинам плюс остановка скважин вследствие нерентабельности продолжения их эксплуатации привели (см.табл.4) к снижению КИН на 1,6-2,8 процентных пункта или 3,4-6% (отн.)”.

Таблица 4

| Показатели нефтеотдачи [6] | Доля длительно простаивающих и ликвидированных скважин от общего пробуренного фонда | | |
|----------------------------|---|-------|--------|
| | 0% | 3,5% | 7,0% |
| Конечный КИН, доли ед. | 0,467 | 0,451 | 0,439 |
| Снижение КИН, доли ед. | – | 0,016 | -0,028 |
| То же, % отн. | – | -3,4 | 6,0 |

В работе [6] также установлено, что гораздо более существенно остановки скважин влияют на конечный КИН низкопродуктивных участков пласта Б₁₀ (с проницаемостью < 100 мД), нежели высокопродуктивных.

В работе [7] (попутно) отмечается, что расчетные потери в нефтеотдаче из-за массовых простоев скважин могут достигь 10%. */Примечание автора: но не указано каких – абсолютных или относительных процентов./*

В статье [8] в результате обработки фактических данных об остановке группы добывающих скважин (в т.ч. высокодебитных) на месторождении Узень установлено отрицательное влияние этого мероприятия на последующую добычу нефти и обводненность скважин.

Таким образом, из вышеуказанных публикаций следует, что снижение извлекаемых запасов нефти из-за преждевременной остановки добывающих скважин, оценивается их авторами (кроме данных статьи [3]) достаточно существенно – в 6-12% (отн.).

Отметим, что преждевременное выбытие добывающих скважин из эксплуатации сопровождается следующими отрицательными последствиями:

- разрежение регулярной, геометрической сетки скважин влечет за собой снижение коэффициента охвата ($K_{охв}$) пласта фильтрацией [9];
- увеличение геометрической (фильтрационной) неоднородности (по В.Д.Лысенко) оставшейся (после выбытия) системы размещения скважин приводит к снижению коэффициента заводнения ($K_{зав}$);
- сокращение суммарной степени промывки порового нефтенасыщенного объема залежи водой ($\tau_{пл}$) [10] обуславливает снижение коэффициента заводнения $K_{зав}$ (при этом также нарушается равномерность распределения данного показателя по площади залежи);
- снижение, в итоге, конечного коэффициента извлечения нефти.

Среди возможных противоположных (положительных) последствий преждевременного выбытия части добывающих скважин можно отметить:

- снижение общей обводненности добываемой продукции;
- рост дебитов нефти и жидкости оставшегося в эксплуатации добывающего фонда скважин при условии неизменности системы закачки (ППД);
- улучшение текущих экономических показателей разработки [11] месторождения.

Рассмотрим далее результаты, полученные авторами при моделировании разработки средне- и высокопрерывистых пластов в плане изучения влияния остановок добывающих скважин на конечный коэффициент извлечения нефти. Указанные расчеты проведены авторами статьи еще в 1994 г., однако до сих пор не были опубликованы.

Исследования выполнялись ТОО “ТЭРМ” по заданию НГДУ “Майскнефть”, предполагавшего создать в то время специализированное (сервисное) предприятие по капитальному ремонту скважин с учетом иностранного партнера. На месторождениях АО “Юганскнефтегаз” в середине 1994 г. в бездействии находилось значительное количество скважин – примерно четверть всего фонда. Большинство из них не работало из-за обводнения и аварийного состояния (полеты НКТ и др.), низких коллекторских свойств пластов и других причин.

Для месторождений НГДУ “Майскнефть” подобная ситуация с простоями части скважин оказалась равносильной разрежению эксплуатационной сетки с 25 до 39 га/скв. Снижение коэффициента охвата (см.рис.1) вследствие этого оценивается: для среднепрерывистых пластов в 5-7% (отн.), для высокопрерывистых объектов – в 10-15% (отн.).

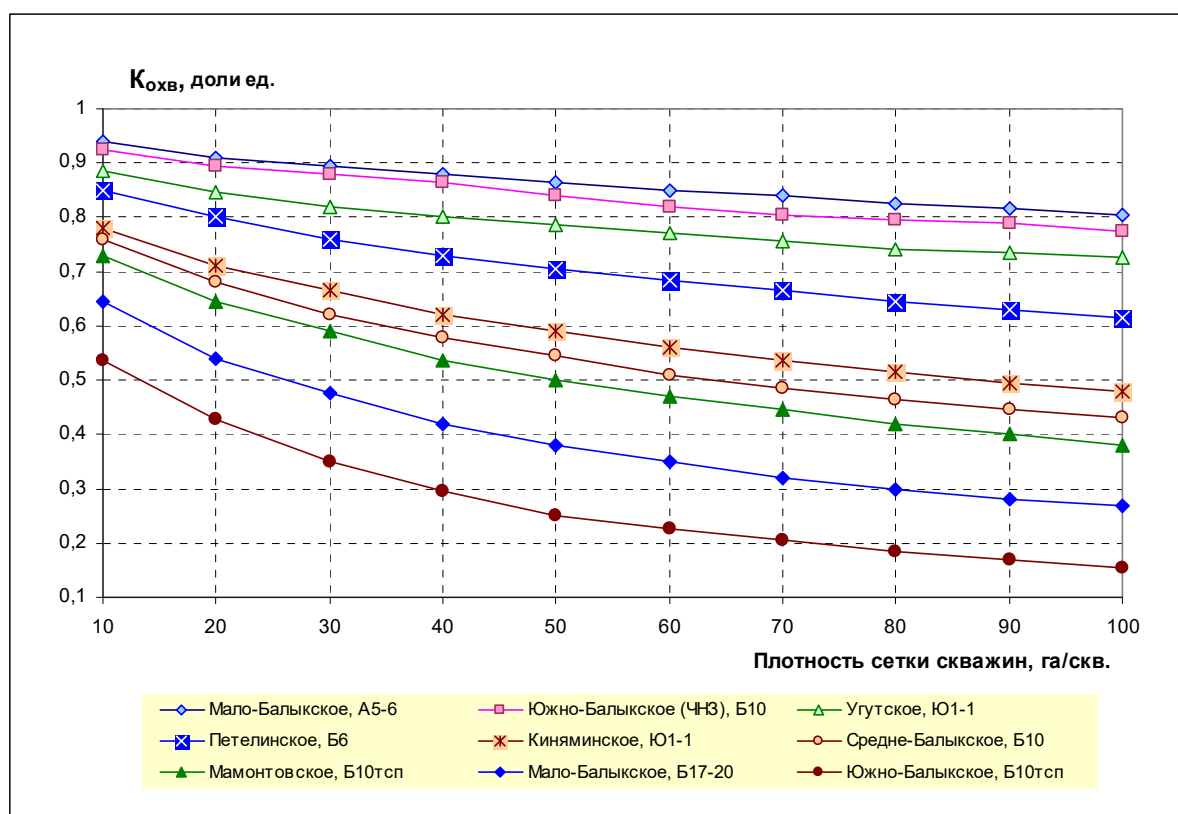


Рис.1. Зависимость коэффициента охвата от плотности сетки скважин по объектам месторождений НГДУ “Майскнефть”

По состоянию на 01.07.1994 г. по НГДУ “Майскнефть” на пяти основных месторождениях в бездействии находилось немало добывающих скважин. По 78 из них показатели перед остановкой (см.табл.5) были следующие: дебит нефти 8,1 т/сут, дебит жидкости 25 т/сут, обводненность 68 %; накопленные показатели: добыча нефти 4236 тыс.т, добыча воды 2667 тыс.т; накопленный ВНФ – 0,63; на одну скважину было отобрано нефти ~ 54 тыс.т/скв.

Таблица 5

НГДУ “Майскнефть”
Характеристика простаивающих скважин (на 01.07.1994 г.)

| Продуктивный пласт | Число скважин | Фактические показатели | | | | | Извлекаемые запасы нефти, тыс.т | | % остаточных от НИЗ нефти |
|----------------------------|---------------|------------------------|-------|---------------|---------------------|--------------------|---------------------------------|------------|---------------------------|
| | | На дату остановки | | | Накопленные | | Потенциальные | Остаточные | |
| | | Дебит, т/сут | | Обводненн., % | Добыча нефти, тыс.т | Добыча воды, тыс.т | | | |
| | | нефти | жидк. | | | | | | |
| 1. Южно-Балыкское | | | | | | | | | |
| A ₅₋₆ | 11 | 2,9 | 17,4 | 83,5 | 352 | 324 | 915 | 564 | 62 |
| A ₄₋₆ | 14 | 2,4 | 13,6 | 82,4 | 687 | 598 | 1663 | 976 | 59 |
| B ₁₀ | 16 | 9,1 | 25,5 | 64,3 | 1795 | 903 | 4159 | 2364 | 57 |
| Всего | 41 | 5,1 | 19,3 | 73,6 | 2833 | 1825 | 6736 | 3903 | 58 |
| На 1 скважину | | – | – | – | 69 | 45 | 164 | 95 | – |
| 2. Средне-Балыкское | | | | | | | | | |
| B ₁₀ | 6 | 9,6 | 53,7 | 82,1 | 434 | 283 | 1332 | 898 | 68 |
| На 1 скважину | | – | – | – | 72 | 47 | 222 | 150 | – |
| 3. Мало-Балыкское | | | | | | | | | |
| A ₄ | 3 | 5,5 | 7,7 | 76,6 | 13,8 | 31 | 36 | 22,2 | 62 |
| На 1 скважину | | – | – | – | 4,6 | 10 | 12 | 7,4 | – |
| 4. Майское | | | | | | | | | |
| B ₁₁ | 6 | 18,5 | 55,2 | 66,5 | 523 | 290 | 1791 | 1268 | 71 |
| B ₁₂ | 5 | 16,8 | 31,3 | 46,5 | 94 | 23 | 201 | 107 | 53 |
| Всего | 11 | 17,7 | 44,3 | 60,0 | 617 | 313 | 1992 | 1375 | 53 |
| На 1 скважину | | – | – | – | 56 | 28 | 181 | 125 | – |
| 5. Петелинское | | | | | | | | | |
| B ₆ | 17 | 8,9 | 20,2 | 55,9 | 338 | 215 | 977 | 639 | 65 |
| На 1 скважину | | – | – | – | 20 | 13 | 58 | 37,6 | – |
| Итого | 78 | 8,1 | 25,2 | 67,9 | 4236 | 2667 | 12865 | 8106 | 63 |
| На 1 скважину | | – | – | – | 54 | 34 | 165 | 104 | – |

Общие потенциально извлекаемые запасы нефти, содержащиеся в указанных аварийных скважинах равны 12865 тыс.т (т.е. целое месторождение), из них остаточные (неизвлеченные) – 8106 тыс.т или 63%, на одну аварийную скважину приходилось 104 тыс.т неизвлеченных (остаточных) запасов.

Таким образом, несмотря на то, что простаивающие скважины перед остановкой имели обводненность 68%, в них сосредоточено значительное количество остаточных (неизвлеченных) запасов нефти. То есть эти скважины необходимо было ремонтировать и вводить в добычу на нефть.

Моделирование процесса разработки (при бездействии части скважин) выполнено авторами на двумерной математической модели (автор программ В.П.Майер).

Модель основана на дифференциальных уравнениях в частных производных, решаемых с помощью современных численных методов на ЭВМ (метод Маскета-Мереса). Модель учитывает гравитационные силы, сжимаемость пласта и флюидов, фазовые превращения углеводородных компонентов, влияние изменения градиентов давления на остаточную нефтенасыщенность пласта, неоднородность объекта по проницаемости и толщине, прерывистость строения пласта, изменение режимов эксплуатации скважин и т.п. Модель применима для исследования процессов разработки зон различного насыщения: чистонефтяной, водонефтяной, газоводонефтяной и т.д.

Авторами статьи моделировалась разработка различных пластов в условиях блоковой трехрядной системы размещения скважин 500×500 м (плотность 25 га/скв) с треугольной сеткой при ширине блока 2 км.

Всего на модели рассчитано 42 варианта разработки, в т.ч. 21 вариант для средне- и 21 для высокопрерывистых пластов. Для трехрядного блока моделировались следующие условия преждевременного отключения добывающих скважин из процесса эксплуатации:

- а) в первом и втором (стягивающем) рядах;
- б) при обводненности добывающих скважин – 10 и 60%;
- в) время простоя скважин принималось равным:
 - без простоев (базовый вариант);
 - один год бездействия скважины;
 - два года бездействия скважины;
 - бездействие до конца разработки (т.е. ранее остановленные скважины в добычу нефти или закачку воды вновь не возвращались).

Выбытие нагнетательных скважин в вариантах не моделировалось.

На основании результатов выполненных расчетов был проведен анализ как текущих (в динамике по годам) показателей разработки (добыча нефти – по рядам скважин и элементу в целом, добыча жидкости, обводненность, характеристики вытеснения), так и конечных показателей за весь срок эксплуатации до достижения предельной обводненности продукции 99% (коэффициент нефтеизвлечения, водонефтяной фактор, сроки разработки).

Анализируя результаты произведенных обширных вычислений (см.табл.6), можно сделать следующие выводы:

- а) при преждевременном выбытии добывающих скважин (независимо от продолжительности простоя) по пластам происходит некоторое снижение конечного коэффициента нефтеизвлечения;
- б) чем раньше выбывает скважина, тем больше потери КИН в пластах;
- в) при выбытии скважин стягивающего ряда в трехрядном блоке потери КИН увеличиваются (примерно в 1,5 раза) по сравнению с отключением добывающих скважин первого ряда;
- г) выбытие добывающих скважин в бездействие временно улучшает характеристику вытеснения, повышает средние дебиты оставшегося фонда скважин по нефти и жидкости;

Таблица 6

Расчетные КИН, полученные по двумерной модели (среднего элемента) при разных условиях преждевременного отключения добывающих скважин в трехрядной системе

| Местоположение отключаемой скважины | Обводн. при откл., % | Время простоя скважины, годы | Конечный КИН, доли ед. | Разница КИН (без простоев и с простоями скважин) | |
|--|----------------------|------------------------------|------------------------|--|--------|
| | | | | доли ед. | % отн. |
| а) Для среднепрерывистых пластов / Без простоя скважин конечный КИН = 0,398 / | | | | | |
| 1 ^й добывающий ряд | 10 | 1 | 0,389 | -0,009 | 2,3 |
| | | 2 | 0,392 | -0,006 | 1,5 |
| | | 4 | 0,393 | -0,005 | 1,3 |
| | | бессрочно | 0,363 | -0,035 | 8,8 |
| | 60 | 1 | 0,395 | -0,003 | 0,8 |
| | | 2 | 0,397 | -0,001 | 0,3 |
| | | 4 | 0,398 | -0,000 | 0,0 |
| | | бессрочно | 0,374 | -0,024 | 6,0 |
| 2 ^й ряд /стягивающий/ | 10 | 1 | 0,384 | -0,014 | 3,5 |
| | | 2 | 0,385 | -0,013 | 3,3 |
| | | 4 | 0,386 | -0,012 | 3,0 |
| | | бессрочно | 0,318 | -0,080 | 20,0 |
| | 60 | 1 | 0,393 | -0,005 | 1,3 |
| | | 2 | 0,393 | -0,005 | 1,3 |
| | | 4 | 0,394 | -0,004 | 1,0 |
| | | бессрочно | 0,340 | -0,058 | 14,6 |
| б) Для высокопрерывистых пластов / Без простоя скважин конечный КИН = 0,230 / | | | | | |
| 1 ^й добывающий ряд | 10 | 1 | 0,211 | -0,019 | 8,3 |
| | | 2 | 0,218 | -0,012 | 5,2 |
| | | 4 | 0,221 | -0,009 | 3,9 |
| | | бессрочно | 0,177 | -0,053 | 23,0 |
| | 60 | 1 | 0,224 | -0,006 | 2,6 |
| | | 2 | 0,231 | -0,001 | 0,4 |
| | | 4 | 0,233 | -0,003 | 1,3 |
| | | бессрочно | 0,194 | -0,036 | 15,7 |
| 2 ^й ряд /стягивающий/ | 10 | 1 | 0,201 | -0,029 | 12,6 |
| | | 2 | 0,203 | -0,027 | 11,7 |
| | | 4 | 0,204 | -0,026 | 11,3 |
| | | бессрочно | 0,172 | -0,058 | 25,2 |
| | 60 | 1 | 0,221 | -0,009 | 3,9 |
| | | 2 | 0,222 | -0,008 | 3,5 |
| | | 4 | 0,222 | -0,008 | 3,5 |
| | | бессрочно | 0,198 | -0,032 | 13,9 |

Для ознакомления. Номера страниц не соответствуют официальной версии.

д) отключением скважин первого ряда сильнее влияет на показатели работы стягивающего ряда, нежели наоборот;

ж) при повторном вводе добывающей скважины в работу ее обводненность всегда оказывается выше, чем до остановки (эта обводненность зависит от времени простоя).

Количественная величина потерь нефтеотдачи зависит от строения (прерывистости) пластов, местоположения выбывающих скважин, длительности их простоя, стадии разработки залежи и многих других факторов.

В конечном итоге авторами получено, что для среднепрерывистых коллекторов количественное снижение конечного коэффициента нефтеизвлечения оценивается следующими величинами:

- В случае отключения добывающих скважин первого ряда:
 - а) при обводненности 10% – 0,005-0,035 (или, соответственно, 1,3-8,8% отн.) в зависимости от времени бездействия скважин;
 - б) при обводненности 60% – 0,001-0,024 (или 0,3-6% отн.).
- В случае отключения скважин второго (стягивающего) ряда:
 - а) при обводненности 10% – 0,012-0,080 (или 3-20% отн.);
 - б) при обводненности 60% – 0,004-0,058 (или 1-15% отн.) в зависимости от продолжительности времени простоя скважин.

Для высокопрерывистых пластов относительные потери коэффициента нефтеизвлечения из-за преждевременного выбытия добывающих скважин оказываются существенно выше, чем по среднепрерывистым:

- В случае отключения добывающих скважин первого ряда:
 - а) при обводненности 10% – 0,009-0,053 (или 3,9-23% отн.) в зависимости от длительности времени простоя скважин;
 - б) при обводненности 60% – 0,001-0,036 (или 0,4-16% отн.).
- В случае отключения скважин второго (стягивающего) ряда:
 - а) при обводненности 10% – 0,026-0,058 (или 11,3-25% отн.);
 - б) при обводненности 60% – на 0,008-0,032 (или 3,5-14% отн.).

Можно также отметить, что отключение скважин второго (стягивающего) ряда, как правило, сильнее влияет на потери конечного коэффициента нефтеизвлечения, чем остановка добывающих скважин первого ряда.

Выводы

Исследования, выполненные авторами в 1994 г., показали, что:

1. На каждую аварийно-выбывшую из эксплуатации скважину в НГДУ “Майскнефть” приходится значительные остаточные запасы нефти (многие десятки тыс.т/скв.).
2. Длительные преждевременные остановки добывающих скважин оказывают отрицательное влияние на конечный коэффициент нефтеизвлечения.

3. По данным выполненного двумерного моделирования разработки в условиях трехрядной блоковой системы преждевременное выбытие скважин снижает конечный коэффициент нефтеизвлечения:

а) для среднепрерывистых пластов (в среднем) – примерно с 0,40 до 0,38, т.е. на 2 процентных пункта (или 5% отн.);

б) для высокопрерывистых пластов (в среднем) – примерно с 0,23 до 0,21, т.е. на 2 процентных пункта (или 8,7% отн.).

4. В наиболее неблагоприятных случаях выбытия добывающих скважин из эксплуатации указанное снижение конечного коэффициента нефтеотдачи может достигнуть 5-6 процентных пунктов (или 15% отн. – для среднепрерывистых и 25% отн. – для высокопрерывистых продуктивных пластов).

Литература

1. Подлапкин В.И., Сидорова С.И. “Оценка объемов попутно добываемой воды при разработке нефтяных залежей”. Труды ВНИИ, вып.120, М., 1995, с.34-41.

2. Зайцев Г.С., Жданов С.А., Казаков А.А., Савенков В.Ю. “Компьютерная система по диагностике отклонений процесса разработки залежей нефти от проектных решений”. Труды ВНИИ, вып.125, М., 2001, с.78-83.

3. Савенков В.Ю. “Моделирование процесса нефтеизвлечения для оценки потерь углеводородов вследствие преждевременного вывода скважин из эксплуатации”. // “Нефтяное хозяйство, 2002, №1, с.28-30.

4. Лысенко В.Д. “Определение потерь дебитов и запасов нефти при выключении скважин из эксплуатации”. // “Нефтепромысловое дело”, 2002, №5, с.4-8.

5. Окулов Я.С., Мордвинов В.А. “Оценка возможных потерь извлекаемых запасов нефти при отключении части фонда скважин”. // “Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений”, 2005, №9-10, с.49-52.

6. Урманов Р.З. “Оценка влияния ликвидации и длительного простоя скважин на эффективность выработки запасов нефти Мамонтовского месторождения”. // “Нефтепромысловое дело”, 1999, №8, с.2-4.

7. Казаков А.А. “Методика оценки технологических потерь нефти при временном выводе скважин из эксплуатации”. // “Нефтяное хозяйство”, 2006, №3, с.105-108.

8. Малышев Н.А. “О влиянии остановок скважин на динамику показателей добычи нефти на месторождении Узень”. // “Нефтепромысловое дело”, 1978, №6, с.7-10.

9. Сазонов Б.Ф. “Плотность сетки скважин и её динамика в процессе разработки нефтяной залежи”. Труды ВНИИ, вып.122, М., 2000, с.11-16.

10. Базив В.Ф., Иванова М.М., Лисовский Н.Н., Пономарев Н.С., Филиппов С.А. “Методические рекомендации по оценке эффективности разработки нефтяных месторождений с заводнением”. // Вестник ЦКР Роснедра, 2009, №4, с.4-26.

11. Исаченко В.М., Ганиева Г.Ф., Бобылева И.В. “Методический подход к обоснованию экономического предела эксплуатации добывающих скважин”. // “Нефтяное хозяйство”, 2004, №2, с.92-93.

А.Н.Янин

Оценка коэффициента нефтеизвлечения по характеристикам вытеснения (на примере участка Усть-Балыкской площади, разбуренного редкой сеткой скважин)^{*)}

Применяемые на практике методы расчета технологических показателей разработки нефтяных залежей при заводнении условно можно разделить на три группы. Первую группу составляют физически содержательные методики гидродинамических расчетов, использующие количественные характеристики неоднородности продуктивных пластов. Вторая – включает эмпирические методы прогноза технологических показателей, предполагающие экстраполяцию фактических результатов эксплуатации месторождения. К третьей группе относятся методы оценки показателей разработки путем сравнения с результатами эксплуатации других залежей, обладающих идентичными геолого-физическими параметрами, режимами эксплуатации и применяемыми системами разработки (т.е. методы "аналогий").

Целесообразность применения каждого из указанных методов определяется как объемом и качеством имеющейся информации, так и стадией разработки залежей. На III и IV стадиях разработки при высокой обводненности извлекаемой нефти достаточно эффективными оказываются эмпирические методы прогнозирования. Они позволяют рассчитать как текущие – добычу нефти, обводненность, так и конечные показатели – накопленные отборы нефти и жидкости, период доразработки залежей, начальные извлекаемые запасы (НИЗ) нефти, коэффициент нефтеотдачи (КИН) накопленный водонефтяной фактор и др.

Для применения эмпирических методов считается важным, чтобы система разработки и воздействия на пласты не претерпевала бы значительных изменений. В существенной степени такому требованию (за период разработки с 1965 по 1977 гг.) соответствует Северный эксплуатационный блок пласта БС₁ Усть-Балыкской площади.

На участке в трех рядах, параллельных северному разрезающему ряду (СРР), расположено 25 эксплуатационных скважин, кроме того, здесь имеется еще 16 нагнетательных скважин. Сетка разбуривания 700×600м с плотностью 42 га/скв. В основном ввод скважин был закончен в 1968 году. Благоприятные геологические условия и активное воздействие со стороны северного разрезающего ряда (и нагнетательной скважины №560) обеспечили высокий уровень отборов нефти по участку. **Максимальный темп отбора, достигнутый в 1969 году, составлял 12,5% от начальных извлекаемых запасов (НИЗ).** В настоящее время рассматриваемый участок почти полностью заводнен, текущая обводненность достигла 70%.

Принимая во внимание значительную степень заводнения выбранного участка пласта БС₁ автором с помощью шести характеристик вытеснения, рекомендуемых для этой цели в литературе [1-6], подсчитаны НИЗ и ожидаемый КИН в условиях редкой сетки разбуривания – 42 га/скв. (табл. 1).

Контрольной величиной служили НИЗ – 8740 тыс.т, подсчитанные в проекте разработки Усть-Балыкской площади (авторы Ю.Е.Батурин, В.А.Туров, Т.Г.Кукош, Е.П.Ефремов, И.А.Пономарева, А.Н.Янин и др.) при КИН – 0,523.

^{*)} Опубликовано в сборнике трудов Сибниинп, Тюмень, 1978, вып.12, с.88-96.

Начальные балансовые запасы нефти по рассматриваемому участку составляют 16,721 млн.т или 22239 тыс.м³ в пластовых условиях ($\theta=1,33$).

Коэффициент вытеснения нефти водой для пласта БС₁ по данным лабораторных исследований весьма высок и равен ~ 0,672.

Таблица 1

Коэффициент нефтеотдачи и начальные извлекаемые запасы нефти по участку пласта БС₁, разбуренному редкой (42 га/скв) сеткой скважин

| Методы прогноза | Расчетная величина | | Погрешность в определении НИЗ | |
|------------------------------|--------------------|------------|-------------------------------|------------------|
| | КИН, доли ед. | НИЗ, тыс.т | абсолютная, ± тыс.т | относительная, % |
| Проектная величина | 0,523 | 8740 | - | - |
| М.И.Максимова [1] | 0,565 | 9 444 | +704 | +8,0 |
| Б.Ф.Сафонова [2] | 0,733 | 12 255 | +3315 | +40,2 |
| С.Н.Назарова и др. [3] | 0,498 | 8 327 | -413 | -4,7 |
| Г.С.Камбарова и др. [4] | 0,581 | 9 713 | +973 | +11,1 |
| А.М.Пирвердяна [5] | 0,783 | 13 095 | +4355 | +50,0 |
| А.В.Копытова [6] | 0,556 | 9 300 | +560 | +6,4 |
| Среднее по методам [3] и [6] | 0,527 | 8 812 | +72 | 0,8 |

• **Метод М.И.Максимова [1]** предполагает наличие однозначной зависимости между накопленными отборами воды и нефти. Величина НИЗ рассчитывается по формуле:

$$\text{НИЗ} = \lg \left(\frac{1}{2,3 \cdot b \cdot \lg a} \times \frac{f_b}{(1-f_b)} \right) / \lg a, \quad (1)$$

где a и b – коэффициенты, определяемые из решения системы двух уравнений при условии прямолинейности графика функции $\lg Q_b = \varphi(Q_n)$;

Q_b и Q_n – накопленные отборы воды и нефти в пластовых условиях;

f_b – предельная объемная обводненность в пластовых условиях.

Характеристика вытеснения по методу М.И.Максимова, построенная для рассматриваемого участка по фактическим поквартальным данным о добыче нефти и воды, приведена на рис.1*). Видно, что уже после достижения 30%-ной обводненности фактические точки на графике ложатся на прямую линию. Величина НИЗ участка пласта БС₁, рассчитанная по методу [1], оказалась на 8% выше проектной (см.таблицу 1). Это можно объяснить нарушением линейности графика из-за неизбежного снижения годовых уровней добычи жидкости (воды) на более поздней стадии разработки участка.

• **Метод Б.Ф.Сафонова [2]** почти аналогичен методу [1]. Здесь изучается характер зависимости между накопленными отборами жидкости $Q_{ж}$ и нефти Q_n . Эта зависимость в стадии существенного обводнения приобретает линейный характер и пригодна для расчета НИЗ, который (в пластовых условиях) определяется по формуле:

$$\text{НИЗ} = \lg \left(\frac{1}{2,3 \cdot b \cdot \lg a} \times \frac{1}{(1-f_b)} \right) / \lg a. \quad (2)$$

*) Все характеристики вытеснения в соответствии с требованиями экспертизы и нормоконтроля того времени (1978 г.) построены в условных единицах, отличающихся от истинных величин.

Коэффициенты a и b определяются по прямолинейному участку кривой, построенной в координатах $\lg Q_{ж} - Q_{н}$ (рис.1). Расчеты по методу [2] дали очень сильное (на 40 %) завышение величин НИЗ и КИН. В работе [7] завышение НИЗ по методу Б.Ф.Сазонова объясняется возможным отклонением характеристики вытеснения от линейного закона при обводненности более 80%. Очевидно, данная характеристика больше подходит для прогноза лишь текущих технологических показателей разработки в средней стадии обводнения залежей, нежели для определения конечной величины НИЗ нефти.

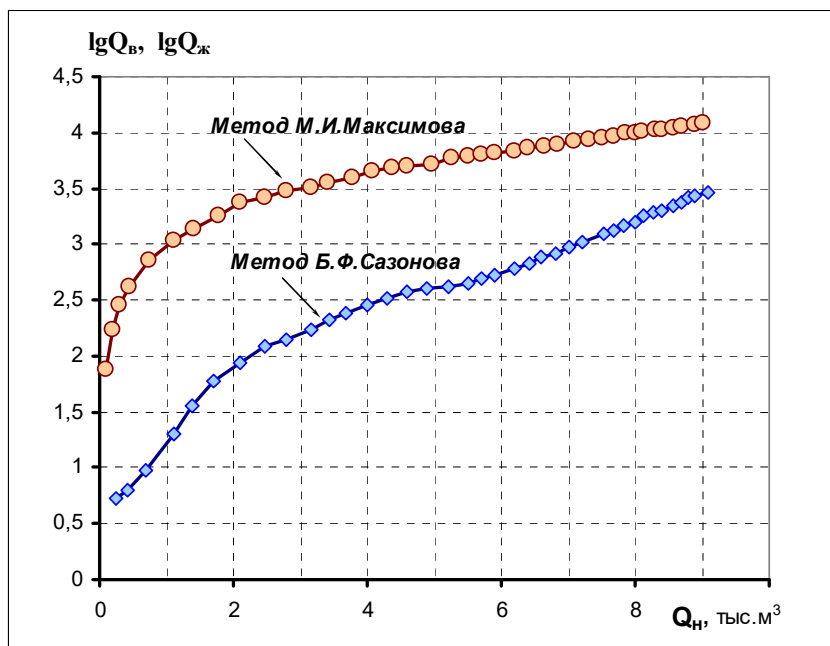


Рис. 1. Оценка извлекаемых запасов нефти по методам М.И.Максимова [1] и Б.Ф.Сазонова [2].

- Метод, разработанный С.Н.Назаровым, Н.В.Сипачевым и др. [3], предусматривает построение характеристик вытеснения (рис.2) в координатах $Q_{в}/Q_{н} - f(Q_{в})$. Кривая линия аппроксимируется прямой спустя крайне незначительный срок после начала обводнения (по участку пласта БС₁ Усть-Балыка – буквально после 15-20 %). Это позволяет оценить начальные извлекаемые запасы нефти залежи на самой ранней стадии ее разработки. Кстати, уравнение прямой может строиться здесь **в поверхностных условиях** и имеет вид:

$$Q_{в}/Q_{н} = a + b \times Q_{в} \quad (3)$$

Коэффициенты a и b рассчитываются по двум фактическим точкам, лежащим на прямой. Величина, обратная тангенсу угла наклона прямой к оси абсцисс ($1/b$), соответствует начальным извлекаемым запасам нефти участка.

Отметим, что аналогично можно определить величину НИЗ, построив характеристику вытеснения в координатах $Q_{ж}/Q_{н} - f(Q_{в})$.

В таблице 1 приведены начальные извлекаемые запасы нефти, рассчитанные по методу [3]. Они достаточно достоверны и составляют 8327 тыс.т, что незначительно (– 4,7 %) отличается от проектной величины извлекаемых запасов по выбранному участку – 8740 тыс.т. Занижение НИЗ и КИН некоторые исследователи объясняют тем, что расчетные формулы выведены авто-

рами для складчатых нефтяных месторождений Ферганы со специфическими условиями эксплуатации.

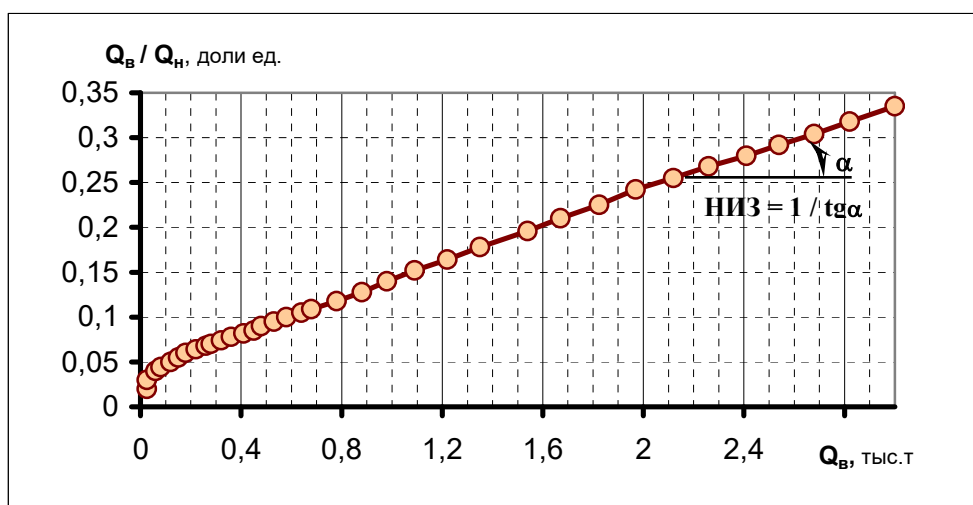


Рис. 2. Характеристика вытеснения, построенная по методу С.Н.Назарова и др. [3]

- **Метод Г.С.Камбарова и др. [4]** позволяет рассчитать начальные извлекаемые запасы нефти, используя эмпирическую зависимость между накопленными отборами жидкости и нефти (в пластовых условиях) в виде:

$$Q_{ж} \times Q_{н} = a \times Q_{ж} - b. \quad (4)$$

Величина углового коэффициента наклона прямой к оси абсцисс – (а) и есть НИЗ нефти, который можно получить при бесконечной промывке порового объема залежи или участка пласта.

Характеристика вытеснения*, построенная по методу [4], выполаживается в прямую линию для Северного участка Усть-Балыка быстро, уже после достижения 35-40%-ной обводненности (рис.3).

В таблице 1 приведена величина НИЗ, определенная данным методом, – 9713 тыс.т, что на 11 % превышает проектную величину. Неточность в определении НИЗ по методу [5] связана, по-видимому, с тем, что формула (4) справедлива для истощенных нефтяных месторождений Азербайджана, имеющих накопленные водонефтяные факторы (ВНФ) на стадии прогноза – более 1,5-2. Накопленный ВНФ для рассматриваемого Северного участка составляет по факту всего лишь 0,33.

- **Метод А.М.Пирвердяна и др. [5]** использует аппроксимацию Ю.П.Борисовым функции Баклея-Левретта. Полученные формулы справедливы для крутопадающих нефтяных пластов с незначительными по площади и запасам водонефтяными зонами.

Указанные выше два обстоятельства приводят к тому, что НИЗ, рассчитанный по графику в координатах $Q_{н} - f(Q_{ж}^{-1/2})$ для платформенных месторождений с повышенным содержанием связанной воды – резко завышается

* **Примечание автора:** Известно, что термин «характеристики вытеснения» был предложен в 1959 г. Д.А.Эфросом в статье «Вычисление зависимости объема добытой нефти от объема закачанной воды для многорядной системы» / НТС ВНИИ по добыче нефти, №3, М., Гостоптехиздат, 1959, с.27-36.

[8]. Так, по анализируемому Северному участку продуктивного пласта БС₁ извлекаемые запасы нефти и КИН оказались завышены в 1,5 раза.

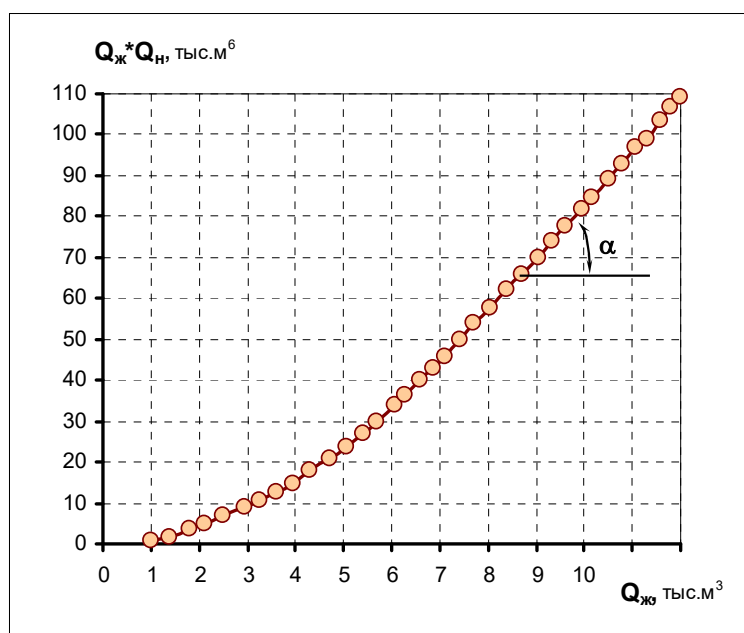


Рис. 3. Характеристика вытеснения по методу Г.С.Камбарова и др. [4].

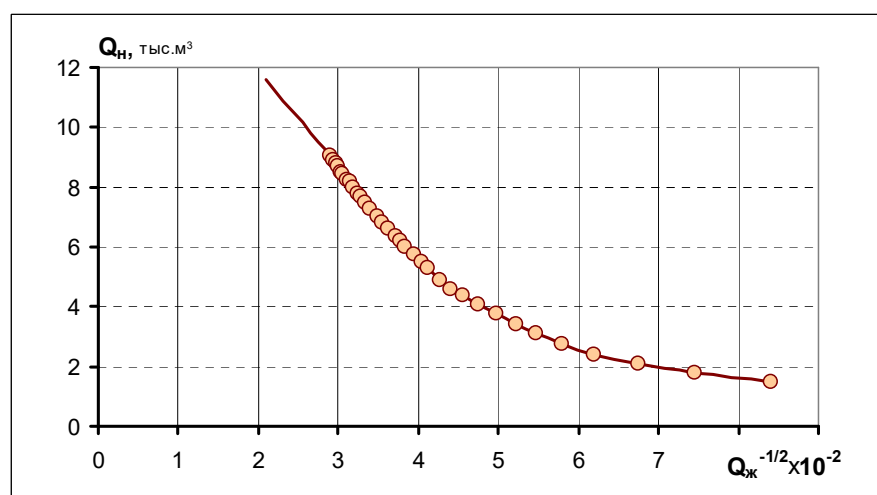


Рис. 4. Характеристика вытеснения по методу А.М.Пирвердяна [5].

• **Метод А.В.Копытова** [6] предназначен для расчета начальных извлекаемых запасов и КИН по нефтяным залежам, работающим на режиме истощения. Тем не менее, сравнение накопленной добычи нефти по залежам с водонапорным режимом – с НИЗ, рассчитанным по методу [6], показывает их удовлетворительную сходимость. Так, по рассматриваемому участку график, построенный в координатах $Q_n \times t - f(t)$, представляет собой прямую линию – спуская уже несколько лет с начала эксплуатации:

$$Q_n \times t = a \times t - b \quad (5)$$

Величина (а) представляет собой начальные извлекаемые запасы нефти. НИЗ и КИН, рассчитанные по методу [6], удовлетворительно совпадают с проектными величинами (см.табл. 1), отклонение (+6,4 %).

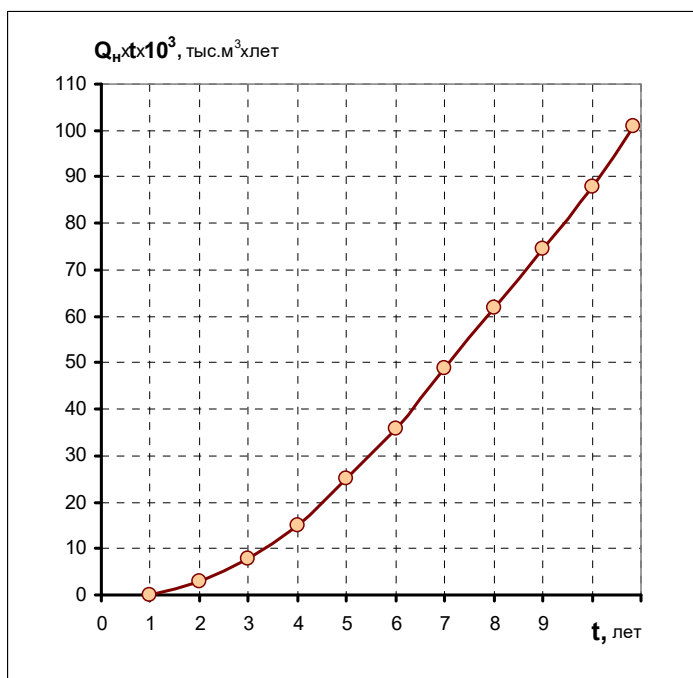


Рис. 5. Характеристика вытеснения по методу А.В.Копытова [6].

Выводы

1. Проведенные автором расчеты извлекаемых запасов нефти и КИН по Северному участку пласта БС₁ Усть-Балыкской площади с использованием шести эмпирических методов показали, что наименьшей ошибкой характеризуются методы С.Н.Назарова [3] и А.В.Копытова [6].

2. Ошибка в определении коэффициента нефтеотдачи по этим методам составляет соответственно (-4,7 %) и (+6,5 %), что позволяет рекомендовать оба метода для **совместного расчета (как среднее арифметическое)** извлекаемых запасов нефти и коэффициента нефтеизвлечения других аналогичных пластов и площадей на стадии существенной обводненности.

Литература

1. Максимов М.И. Метод подсчета извлекаемых запасов нефти в конечной стадии эксплуатации нефтяных пластов в условиях вытеснения нефти водой. /Геология нефти и газа, 1959, №3, с.42-47.
2. Сазонов Б.Ф. Совершенствование технологии разработки нефтяных месторождений при водонапорном режиме. М., Недра, 1973, 238 стр.
3. Назаров С.Н. и др. К оценке извлекаемых запасов нефти по интегральным кривым отбора нефти и воды. /Азербайджанское нефтяное хозяйство, 1974, №3, с.22-24.
4. Камбаров Г.С. и др. К определению начального извлекаемого запаса нефтяного месторождения. /Азербайджанское нефтяное хозяйство, 1972, №5, с.20-21.
5. Пирвердян А.М. и др. Методика проектирования разработки морских нефтяных месторождений. М., Недра, 1975, с.60-67.
6. Копытов А.В. Определение извлекаемых запасов нефти и газа в карбонатных коллекторах при разработке их на истощение. /Нефтяное хозяйство, 1970, №12.
7. Колганов В.И., Гавура А.В. Использование различных эмпирических зависимостей при прогнозировании добычи нефти и воды по залежам на завершающей стадии разработки. Тр.Гипростокнефти, вып.27, Куйбышев, 1976, с.72-76.
8. Казаков А.А., Орлов В.С. Прогноз обводнения и нефтеотдачи пластов на поздней стадии разработки. М., ВНИИОЭНГ, 1977, 50 стр.

Для ознакомления. Номера страниц не соответствуют официальной версии.

*“Опыт позволяет нам
ошибаться гораздо увереннее”*

Дервуд Фингер

Глава 4.

**Обобщение опыта
и перспективы разработки
крупных и уникальных
месторождений
Западной Сибири**

А.Н. Янин, Р.А. Закирова

Обобщение опыта разработки уникального Мамонтовского нефтяного месторождения^{*)}

"В любой науке...
лучший учитель – опыт!"
Сервантес

"Верь опыту." / Овидий

Мамонтовское месторождение является одним из крупнейших месторождений как в Западной Сибири, так и в стране. Оно занимает второе место в Западносибирском нефтегазоносном регионе после Самотлорского по уровню максимальной добычи нефти, чуть-чуть опережая Федоровское нефтегазовое месторождение.

Месторождение расположено на территории Сургутского района Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области. Ближайшим крупным населенным пунктом является г. Нефтеюганск. В непосредственной близости от месторождения расположены г. Пыть-Ях и поселок городского типа Мамонтово.

Поисково-разведочное бурение на рассматриваемой территории начато в 1964 г. Открыто месторождение в 1965 г, в промышленную разработку введено в 1970 г.

Геологическое строение месторождения

Геологический разрез месторождения представлен мезо-кайнозойскими отложениями осадочного чехла, залегающими на поверхности складчатого фундамента. Разрез юрской системы складывается отложениями тюменской, васюганской, георгиевской и баженовской свит.

Меловая система представлена всеми отделами и ярусами. Нижнемеловой отдел сложен породами берриас-валанжинского и апт-альбского ярусов. К берриас-валанжинскому ярусу относятся породы мегионской свиты и низы вартовской.

Мегионская свита сложена аргиллитами подачимовской пачки с редкими прослойками доломитизированных известняков и залегающими выше породами ачимовской толщи, представленными чередованием песчаников, алевролитов и аргиллитов. Выше залегает аргиллито-глинистая чеускинская пачка, к которой приурочены основные продуктивные пласты (Б₁₀₋₁₁).

В разрезе вартовской свиты на месторождении продуктивен пласт Б₈. В верхней подсвите вартовской свиты выделяются продуктивные песчаные пласты А₄ и А₅₋₆. Разделом между пластами групп АС и ВС служат глины пимской пачки.

Завершается разрез нижнемеловых отложений осадками апт-альбского яруса (алымская и низы покурской свит). В верхней части алымской свиты выделяется кошайская пачка глин.

В тектоническом отношении месторождение приурочено к структуре III

^{*)} Опубликовано в книге «Геология и разработка крупнейших и уникальных нефтяных и нефтегазовых месторождений России». М., ВНИИОЭНГ, 1996, том. 2, с.211-240

порядка, располагающейся на юго-восточном окончании Пимского вала – структуры II порядка, выделяющейся в пределах Сургутского свода. По кровле горизонта B_{10} структура представляет собой относительно пологую асимметричную брахиантиклинальную складку, вытянутую в северо-западном направлении и осложненную рядом небольших куполовидных поднятий. Более крутые углы падения отмечаются на восточном крыле структуры – $40'-1^{\circ}20'$. Западное крыло более пологое – $30'-40'$. Высота Мамонтовской структуры по горизонту B_{10-11} составляет 96 м, размеры $33 \times 48,5$ км.

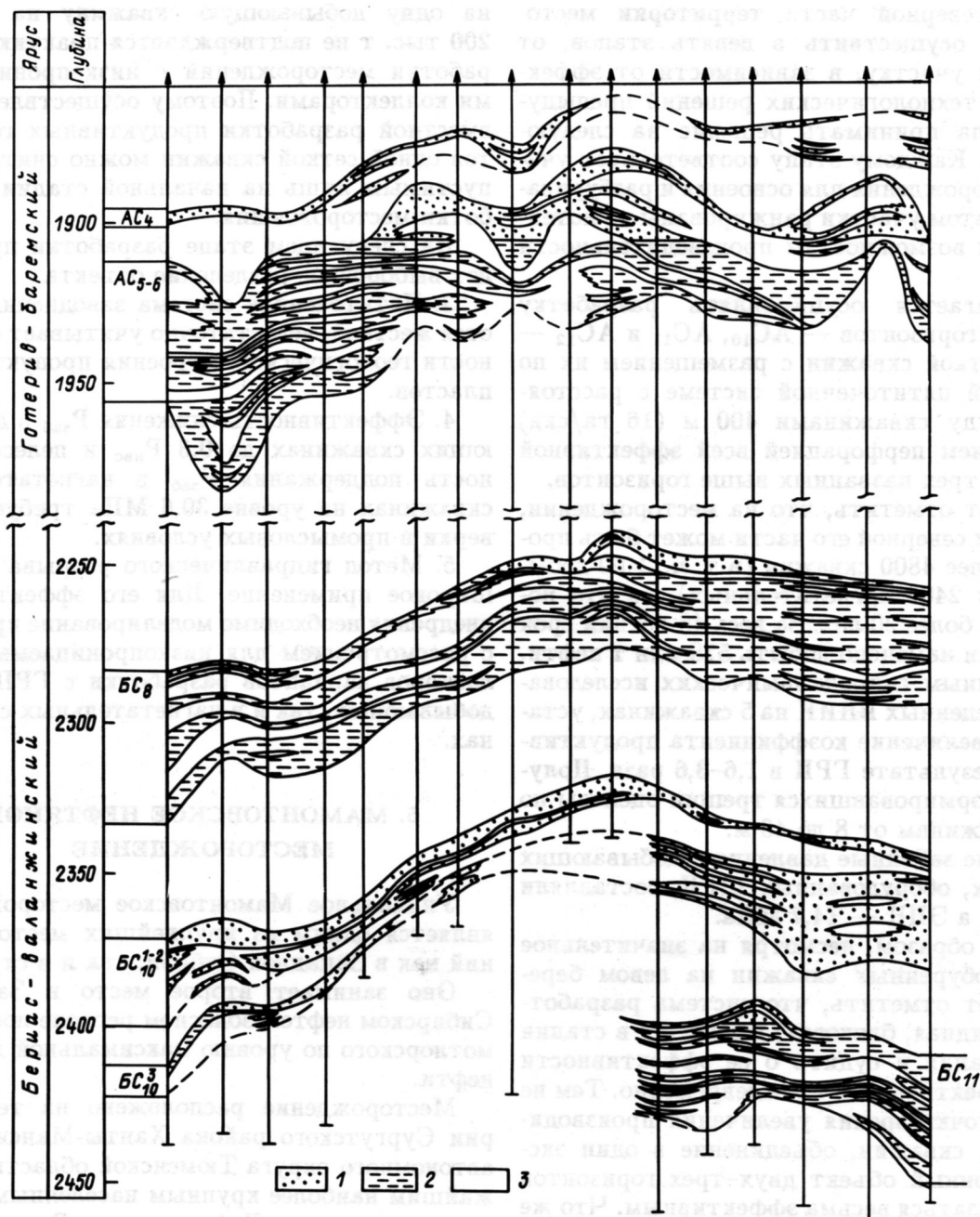


Рис. 1. Геологический профиль центральной части Мамонтовского месторождения (по В.А.Турову): 1, 2 – песчаники нефте- и водонасыщенные; 3 – глины

На Мамонтовском месторождении установлена промышленная нефтеносность пластов A_4 , A_{5-6} , B_6 , B_8 , B_{10}^0 , B_{10} , $B_{10TСП}$, B_{11} . Основные залежи нефти приурочены к отложениям мегийонской свиты горизонта B_{10} . Признаки нефтеносности вначале были установлены также в пластах $Ю_0$, $Ю_2$, ачимов-

ских отложениях, но в процессе доразведки и эксплуатационного разбуривания промышленная нефтеносность этих объектов не подтвердилась.

Характеристика продуктивных пластов /сверху - вниз/ следующая:

Пласт А₄ залегает на глубине 1900 м. Приурочен к песчаным коллекторам, разделенным невыдержанными прослоями аргиллитов и алевролитов. Здесь отмечается частое замещение песчаных коллекторов глинистыми породами, большая протяженность зон замещения, резкое изменение эффективных нефтенасыщенных толщин на небольших расстояниях.

Пластово-сводовая залежь нефти пласта А₄ занимает почти всю площадь Мамонтовского месторождения. Наибольшие толщины нефтенасыщенных песчаников (до 18 м) вскрыты на восточном крыле Мамонтовской структуры, а в центральной части они достигают 15 м. Высота залежи 60 м, размеры 42,2×16,5 км.

Залежь пласта А₅₋₆ занимает 18% площади месторождения. Пласт представлен толщей песчаных коллекторов, неоднородных по своему литологическому составу. В пласте выделяется три самостоятельные залежи. Основная расположена в центральной части структуры. Нефтенасыщенные толщины достигают 25,4 м. Тип залежи – массивный, размеры 12,5×19,5 км. С севера и запада к основной примыкают две небольшие залежи, отделенные небольшими прогибами. Все залежи полностью подстилаются водой. Раздел нефть – вода в среднем отбивается на абсолютных отметках (-1900-1905 м).

Залежь пласта А₅₋₆ характеризуется:

- небольшой площадью распространения и нефтенасыщенной толщиной около 7 м;
- неблагоприятным строением для разработки: линзовидное и полулинзовидное строение верхней нефтенасыщенной части пласта и монолитное – нижней водоносной части;
- "контактностью" основной части запасов нефти;
- большой эффективной водонасыщенной толщиной 18,5 м;
- высоким соотношением вязкостей нефти и воды, $\mu_o \sim 11$.

В пласте Б₆ выявлены две небольшие залежи нефти, приуроченные к куполовидным поднятиям в северной и западной частях месторождения. Залежи полностью подстилаются водой.

Пласт Б₈ залегает на глубине 2275 м и занимает около 10% площади месторождения. В пласте выделяется шесть залежей нефти. Основная залежь – массивного типа, в ней сосредоточено 68% запасов пласта. Покрышкой для залежи служат глины сармановской пачки толщиной 22-25 м. В кровле пласта прослеживается повсеместно песчаный пласт толщиной от двух до пяти метров. В северной части он представлен монолитными песчаниками, а в центральной и южной частях – разделен на два пропластка. Кроме того, здесь в подошве пласта Б₈ появляются песчаные прослои, имеющие линзовидное строение и частое переслаивание с плотными породами. Эффективная нефтенасыщенная толщина колеблется от 1 до 14,8 м.

Залежи полностью подстилаются водой. ВНК имеет наклонный характер и погружается в северо-западном направлении.

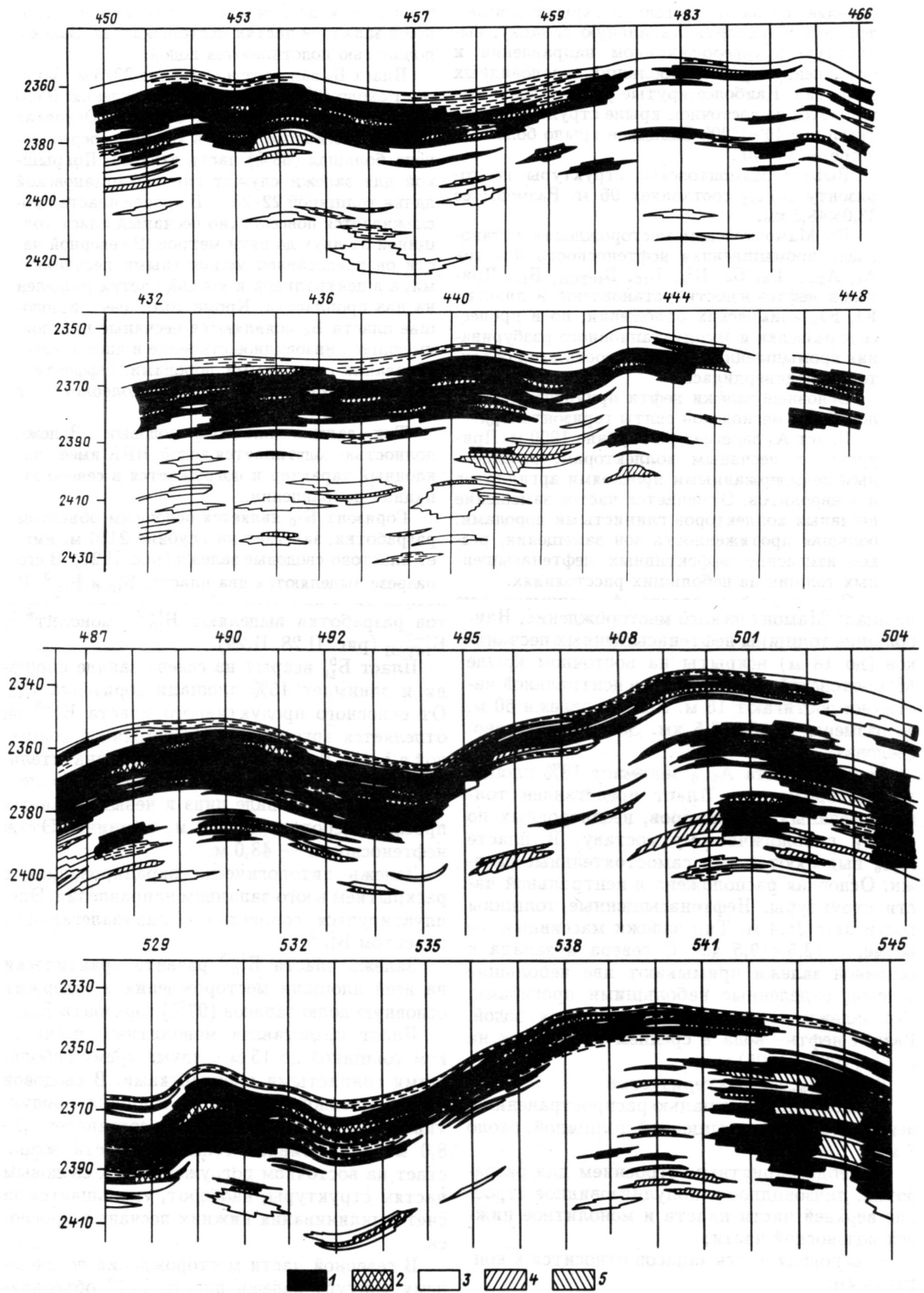


Рис. 2. Геологические разрезы горизонта Б₁₀ Мамонтовского месторождения (по В.А.Турову): 1 – нефтенасыщенные песчаники; 2 – плотные пропластки; 3 – аргиллиты и глинистые песчаники; 4 – характер насыщения не ясен; 5 – переходная зона

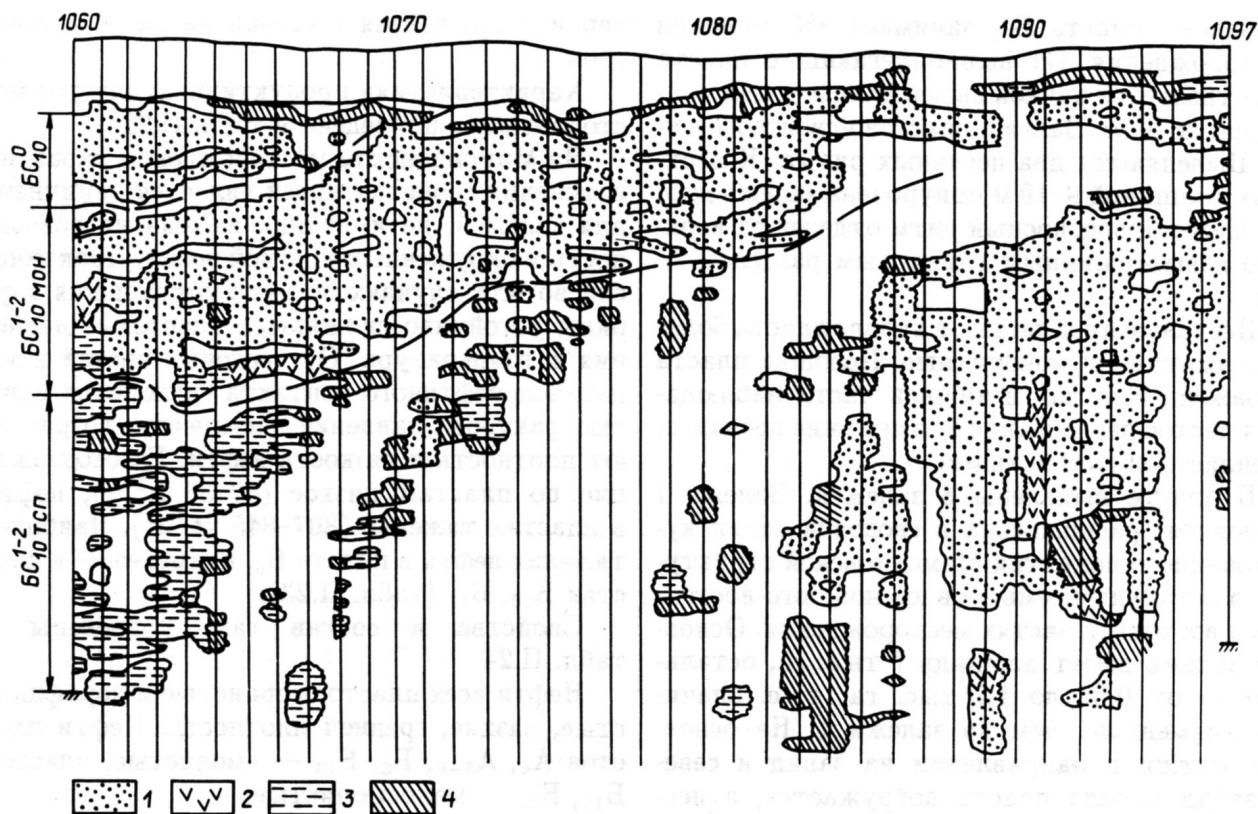


Рис. 3. Профиль выравнивания горизонта B_{10} , VI разрезающий ряд (по В.А.Турову):

- 1, 2 – коллекторы с высокой и низкой нефтенасыщенностью;
 3 – породы водонасыщенные; 4 – с низкой проницаемостью ($\alpha_{лс} \leq 0,5$)

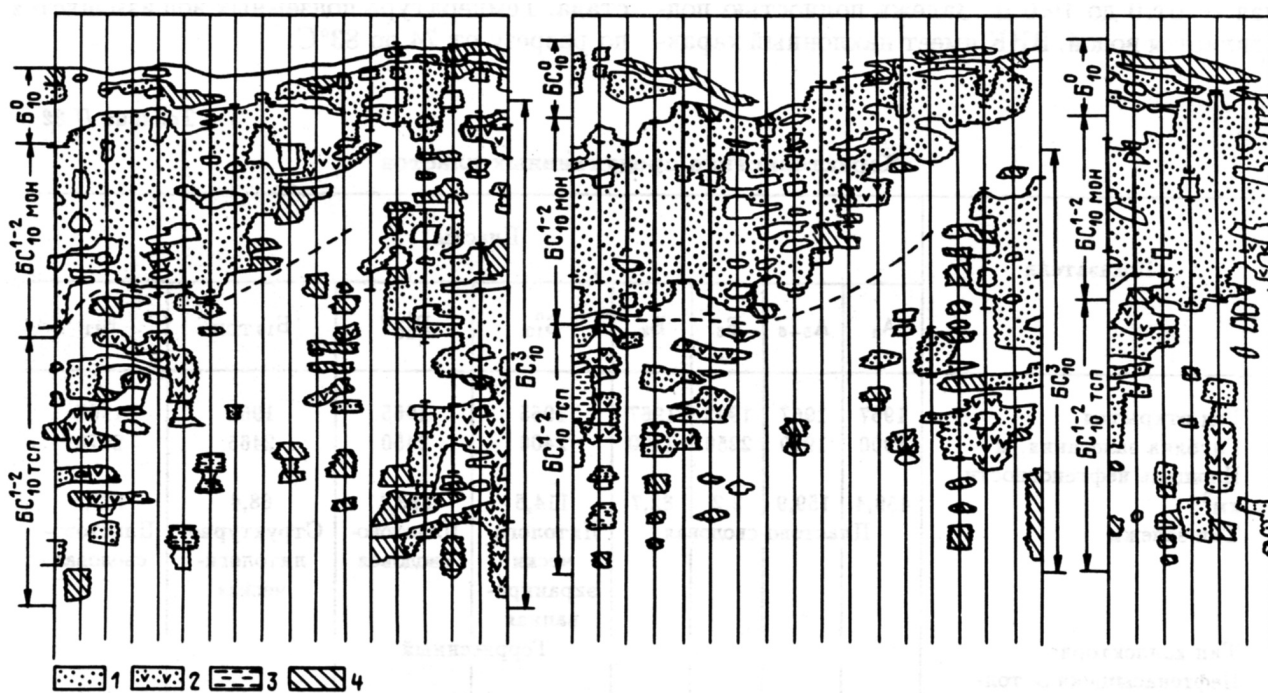


Рис. 4. Профили выравнивания горизонта B_{10} , VI блок (по В.А.Турову).

- 1, 2 – коллекторы с высокой и низкой нефтенасыщенностью;
 3 – породы водонасыщенные; 4 – с низкой проницаемостью ($\alpha_{лс} \leq 0,5$)

Горизонт B_{10} является основным объектом разработки, залегает на глубине 2450 м и содержит пластово-сводовые залежи (рис.2). В его горизонте выделяются два основных пласта: B_{10}^0 и B_{10}^{1-3} . В последнем выделяют такие пласты B_{10}^{1-2} "монолит" и $B_{10ТСП}^{1-2}$ – тонкослоистые песчаники (рис. 3, 4).

Пласт B_{10}^0 вскрыт на северо-западе площади и занимает 15% площади горизонта B_{10} . От основного продуктивного пласта B_{10}^{1-3} он отделяется аргиллитовой перемычкой толщиной в 1-4 м. Пласт характеризуется значительной литологической изменчивостью. Коллекторы залегают в виде линз и невыдержанных прослоев небольшой (до 2 м) толщины. Этаж нефтеносности – 48 м.

Залежь литологически экранированная с раскрытием в юго-западном направлении. Эксплуатируется совместно с нижезалегающим объектом B_{10}^{1-3} .

Залежь пласта B_{10}^{1-3} развита практически на всей площади месторождения и содержит основную долю запасов (97%) горизонта B_{10} .

Пласт представлен монолитным песчаником толщиной до 15 м с двумя-тремя небольшими глинистыми пропластками. В сводовой части основной структуры толщина продуктивного разреза сокращается до 1,2-8 м. Эффективная толщина пласта увеличивается на восточном погружении, а к сводовым частям структуры, наоборот, уменьшается за счет выклинивания нижних песчаных прослоев.

В северной части по внешнему контуру залежь пласта B_{10}^{1-3} объединяется с залежью пласта BC_{10} Усть-Балыкского месторождения. В целом по залежи наблюдается понижение ВНК с северо-запада на юго-восток.

Тонкослоистые песчаники пласта $B_{10ТСП}$ развиты по западному склону Мамонтовской структуры. С востока пласт ограничен зоной глинизации. Пласт залегает в подошве горизонта B_{10} . Четкого раздела от пласта B_{10}^{1-3} не наблюдается. В плане пласт занимает 8% площади месторождения.

В пласте $B_{10ТСП}$ выявлено четыре обособленные залежи. Все залежи (кроме одной, приуроченной к небольшому куполовидному поднятию на севере площади) разрабатываются самостоятельно за исключением единичных скважин, которые работают совместно с вышележащим пластов B_{10}^{1-3} .

Пласт $B_{10ТСП}$ отличаются сложным линзовидным строением, низкой нефтенасыщенностью (50 %) и почти полностью подстилается водой.

Залежь пласта B_{11} занимает 8% площади месторождения. От вышележащего пласта B_{10} отделяется пачкой выдержанных глин толщиной до 30 м. Залежь пластово-сводового типа. Выделяются два песчаных ритма. К верхнему толщиной 9-10 м приурочена залежь нефти. Нижний водоносный ритм отделен от верхнего невыдержанным глинистым разделом 3-4 м.

Песчаные пропластки в кровле пласта более выдержанные и монолитные. Подошва пласта выражена нечетко, в нижней части наблюдается частое чередование и замещение песчаных пропластков глинистыми.

В пласте выявлены 8 залежей нефти. Залежь 1 (основная) расположена в сводовой части куполовидного поднятия Мамонтовской структуры, а остальные семь – в южной, юго-восточной и восточной частях месторождения. Основная залежь имеет площадь 7 тыс.га, остальные – от 50 га до 1,7 тыс.га. На основной залежи в направлении на запад и северо-запад кровля пласта по-

Для ознакомления. Номера страниц не соответствуют официальной версии.

гружается, а песчаные пропластки замещаются непроницаемыми породами. Эффективная толщина пласта Б₁₁ изменяется от 0 до 30 м, нефтенасыщенная – от 0 до 16,6 м. Залежь полностью подстилается водой. ВНК имеет наклонный характер и погружается с севера на юг и юго-восток.

Таблица 1

**Характеристика продуктивных пластов
Мамонтовского месторождения**

| Показатели | Пласты | | | | | | | |
|--|-------------------|------------------|----------------|----------------|------------------------------|--------------------------------|---------------------|-------------------|
| | А ₄ | А ₅₋₆ | Б ₆ | Б ₈ | Б ₁₀ ⁰ | Б ₁₀ ¹⁻³ | Б _{10ТСП} | Б ₁₁ |
| Год открытия залежи | 1967 | 1967 | 1992 | 1967 | 1965 | 1965 | 1965 | 1967 |
| Глубина залегания, м | 1900 | 1920 | 2250 | 2300 | 2400 | 2450 | 2465 | 2470 |
| Площадь нефтеносности, км ² | 459,4 | 159,9 | 2,2 | 82,7 | 114,6 | 893,1 | 68,4 | 102,3 |
| Тип залежи | Пластово-сводовая | | | | Литологически экранир. | Пластово-сводовая | Структурно-литолог. | Пластово-сводовая |
| Тип коллектора | Терригенный | | | | | | | |
| Нефтенасыщенная толщина, м | 3,8 | 6,8 | 3,3 | 4,9 | 2,4 | 11,2 | 3,7 | 5,9 |
| Пористость, % | 21 | 23 | 22 | 22 | 21 | 21 | 21 | 21 |
| Проницаемость, мД | 191 | 297 | 100 | 172 | 157 | 193 | 135 | 46 |
| Нефтенасыщенность, % | 52 | 51 | 60 | 60 | 67 | 70 | 54 | 61 |
| Коэффициент песчанистости | 0,19 | 0,14 | — | 0,26 | — | 0,50 | 0,47 | 0,40 |
| Коэффициент расчлененности | 2,3 | 4,3 | — | 2,9 | — | 4,2 | 6,3 | 3,6 |
| Коэффициент прерывистости | 0,396 | 0,280 | — | 0,296 | — | 0,278 | 0,470 | 0,318 |
| Продуктивность, т/(сут×МПа) | 8 | 12 | — | 11 | — | 40 | 7,5 | 11 |
| Пластовое давление, МПа | 19,4 | 19,2 | — | 23,4 | — | 23,4 | 24,4 | 23,2 |
| Пластовая температура, °С | 64 | 65 | 60 | 77 | 76 | 76 | 77 | 79 |

На Мамонтовском месторождении характер изменения свойств нефтей является типичным для залежей, окруженных краевой водой и не имеющих выхода на поверхность. Практически во всех случаях по мере уменьшения глубины устойчиво снижаются пластовые давления и температура. От сводовых частей к зонам водонефтяного контакта снижаются газовые факторы, давление насыщения, возрастают плотность и вязкость нефти. Газосодержание по пластам низкое (37-56 м³/т), нефть в пластах тяжелая (807-845 кг/м³). Наиболее тяжелая нефть содержится в пласте Б₈, менее – в пластах Б₁₀, Б₁₁.

Таблица 2

Физико-химические свойства нефтей

| Показатели | Пласты | | | | | |
|--|----------------|------------------|----------------|--------------------------------|--------------------|-----------------|
| | А ₄ | А ₅₋₆ | Б ₈ | Б ₁₀ ¹⁻³ | Б _{10ТСП} | Б ₁₁ |
| Плотность при 20°С, кг/м ³ | 874 | 873 | 885 | 873 | 873 | 871 |
| Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа×с | 4,06 | 4,82 | 4,33 | 2,94 | 3,01 | 2,98 |
| Газовый фактор, м ³ /т | 31 | 32 | 34 | 44 | 44 | 37 |
| Давление насыщения, МПа | 7,3 | 6,9 | 8,1 | 9,7 | 9,3 | 7,9 |
| Содержание в нефти, % | серы | 1,2 | 1,5 | 1,5 | 1,5 | 1,5 |
| | смола | 8,6 | 8,3 | 8,4 | 9,3 | 9,1 |
| | асфальтенов | 2,2 | 2,6 | 3,1 | 2,3 | 2,3 |
| | парафина | 3,8 | 3,3 | 3,6 | 3,8 | 3,6 |

Таблица 3

**Свойства и состав газа при дифференциальном разгазировании
пластовой нефти /в рабочих условиях/**

| Содержание в газе, % | Пласты | | | | | | |
|----------------------|----------------|------------------|----------------|--------------------------------|-----------------|--------------------|-----------------|
| | А ₄ | А ₅₋₆ | Б ₈ | Б ₁₀ ¹⁻³ | Б ₁₀ | Б _{10ТСП} | Б ₁₁ |
| диоксида углерода | 0,05 | 0,34 | — | 0,28 | 0,36 | — | 0,18 |
| сероводорода | — | — | — | — | — | — | — |
| азота | 0,96 | 0,17 | — | 1,39 | 0,46 | — | 1,38 |
| метана | 84,93 | 86,88 | — | 84,52 | 77,37 | — | 79,26 |
| этана | 4,92 | 3,78 | — | 5,90 | 7,07 | — | 6,64 |

Нефти всех пластов сернистые и парафинистые, вязкие, средней плотности. Нефти пластов А₄, А₅₋₆, Б₈, Б₁₀ – смолистые, пластов Б₁₁, Б₁₆ – малосмолистые.

Пластовые воды – напорные, термальные, соленые, практически бессульфатные. Газ, растворенный в подземных водах, – метанового состава. Температура подземных вод изменяется по разрезу от 74 до 83°С.

История проектирования разработки месторождения

На разработку Мамонтовского месторождения составлено восемь основных проектных документов:

- Технологическая схема разработки, 1969 г. (первый документ)
- Уточнение технологических показателей, 1976 г.
- Технологическая схема разработки, 1978 г.
- Технологическая схема разработки пласта Б₈, 1981 г.
- Авторский надзор за разработкой, 1980 г.
- Технологическая схема разработки, 1983 г. (основной документ)
- Доп. записка к технологической схеме (объект Б_{10ТСП}), 1987 г.
- Авторский надзор за разработкой, 1989 г.

Первым проектным документом, на основании которого месторождение введено в разработку, была технологическая схема ВНИИ, 1969 г. Основные проектные решения этой технологической схемы следующие:

- в качестве основного объекта разработки выделен горизонт Б₁₀₋₁₁. Пласты А₄, А₅₋₆ предполагалось вовлекать в разработку после изучения их геологического строения **совместно** с основным объектом Б₁₀₋₁₁. Водонефтяную залежь пласта Б₈ предусматривалось разрабатывать возвратным фондом на поздней стадии;

- По горизонту Б₁₀₋₁₁ предусматривалось применение блоковой трехрядной системы. Ширина блока 3,3 км, расстояние от нагнетательного ряда до первого добывающего – 900 м, между нагнетательными скважинами в ряду 600 м. Принципиальная схема разрезания горизонта Б₁₀₋₁₁ на 13 крупных эксплуатационных блоков приведена на рис. 5;

- сетка скважин треугольная 750×750 м (56 га/скв);
- **всего намечалось пробурить 1015 скважин**, в т.ч. 521 добывающую, 260 нагнетательных и 234 резервных;
- **максимальный уровень добычи нефти 12 млн.т/год**, добычи жидкости – 18,25 млн.т/год, закачки воды – 20,5 млн.м³/год;

Для ознакомления. Номера страниц не соответствуют официальной версии.

- разрабатывать залежь с поддержанием пластового давления.
- способ эксплуатации скважин – фонтанный с переходом на насосный.

В зоне, где в разрезе вместе с пластом Б₁₀ будут встречены пласты горизонта А, рекомендуется применять оборудование для одновременно-раздельной эксплуатации.

На одну добывающую скважину согласно технологической схеме 1969 г., приходились большие удельные извлекаемые запасы нефти – более 0,5 млн.т/скв.

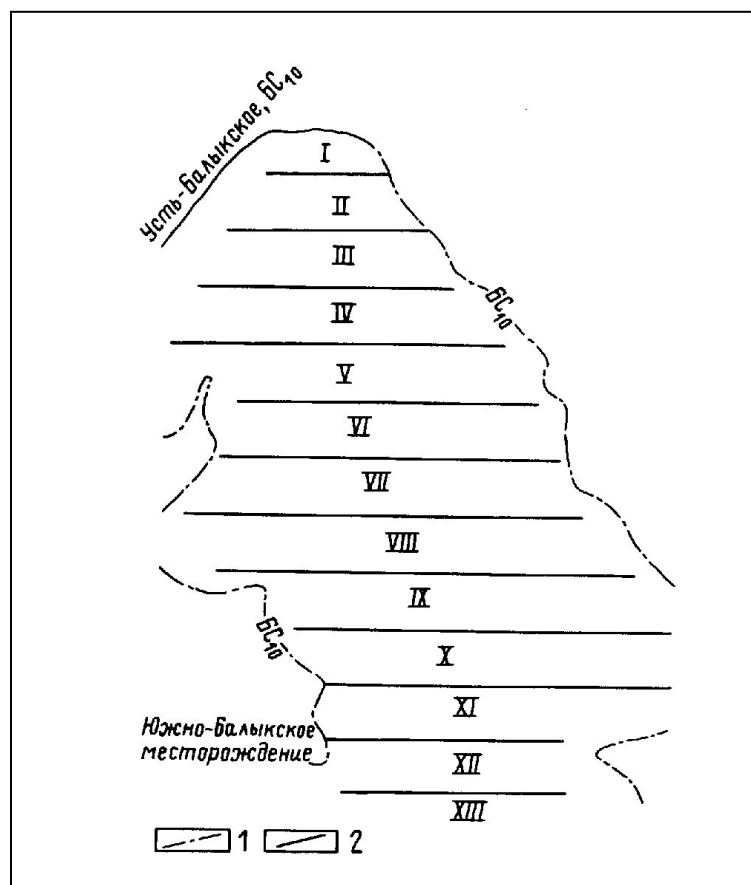


Рис. 5. Схема расположения эксплуатационных блоков (I-XIII) горизонта БС₁₀:
1 – внешний контур нефтеносности; 2 – "линии разрезания" горизонта

Как показывают анализ разработки ряда крупнейших и уникальных месторождений Западной Сибири, на гигантском Мамонтовском месторождении была выбрана правильная стратегия разбуривания и вовлечения объектов в разработку. Она предусматривала применение на первом этапе редкой сетки скважин и умеренно интенсивной системы заводнения.

Преимущество этого подхода состоит в том, что в процессе разбуривания крупнейших месторождений есть возможность трансформировать первоначальную систему разработки в наиболее рациональную, с учетом полученной геолого-физической информации. Кроме того, второстепенные пласты вовлекаются в разработку позднее после более полного изучения их строения скважинами основного объекта. Применение стратегии разбуривания сложных месторождений (типа Суторминского и Орехово-Ермаковского) сразу

плотными сетками скважин с максимально полным выделением пластов в самостоятельные объекты разработки – явно проигрывает из-за геологических рисков подходу, принятому на Мамонтовском месторождении.

В последующих проектных документах система разработки Мамонтовского месторождения постоянно совершенствовалась. Основные решения утвержденных проектных документов приведены в табл. 4, 5. Сейчас на месторождении выделено шесть объектов разработки:

а) Пласты А₄ и А₅₋₆. В начале разбуривались одной сеткой скважин по блоковой трехрядной системе 600×600 м для совместной эксплуатации. Однако такое проектное решение не обеспечивало эффективного воздействия на пласт А₄, имеющий низкую проницаемость, большое число зон замещения и сложную конфигурацию контура нефтеносности. Кроме того, совместная разработка чистонефтяного пласта А₄ и водонефтяной залежи А₅₋₆ привела к нежелательному преждевременному обводнению скважин и неравномерному вытеснению нефти из пласта. Поэтому технологической схемой Сибниинп 1983 г. было принято решение:

- разукрупнить горизонт А₄₋₆ на два самостоятельных объекта А₄ и А₅₋₆;
- разбурить каждый из пластов по площадной обращенной семиточечной системе при плотности сетки 36 га/скв;
- для последующего уплотнения сетки рекомендовался возврат обводнившихся скважин с нижних пластов; предусматривалось небольшое число резервных скважин;
- в связи с низкой проницаемостью пласта предложено увеличить давление нагнетания до 19 МПа.

б) Пласт Б₈. Небольшую водонефтяную залежь пласта первоначально намечалось разрабатывать возвратным фондом на более позднем этапе. В 1981 г. для вовлечения в разработку пласта Б₈ был составлен отдельный проектный документ. Предусматривалось разбурить его самостоятельной сеткой скважин 500×500 м (25 га/скв) по обращенной площадной 9-точечной системе. Две малые залежи пласта Б₈, "появившиеся" позднее, предложено разрабатывать без поддержания пластового давления.

в) Горизонт Б₁₀. В течение семи лет объект разбуривался по первоначальной трехрядной системе, принятой в техсхеме 1969 г. За этот период общий фонд скважин увеличился на 29% (за счет расширения контура нефтеносности), показатели разработки были уточнены в технологической схеме 1976 г.

После детального изучения геологического строения в уточненном проекте 1978 г. приняты следующие принципиальные решения по совершенствованию системы разработки (рис. 6):

- переход от блоковой трехрядной к блочно-замкнутой системе путем организации дополнительных (поперечных) разрезающих рядов (рис. 7);
- уплотнение первоначальной сетки с 56 до 31 га/скв;
- дополнительное бурение на горизонт Б₁₀ 827 скважин, в т. ч. 619 добывающих и 208 нагнетательных. Проектный фонд увеличился на 45% по сравнению с первоначальным по техсхеме 1969 г.

Таблица 4

Мамонтовское месторождение
Характеристика утвержденных проектных решений (1969-1986гг)

| Показатели | Уточнение показателей, 1976 г | | | | Уточненный проект разработки, 1978 г | | | | Тех. схема, 1981 г | | | | Технологическая схема разработки, 1982 г | | | | | | Тех. схема, 1986 г | | | |
|--|-------------------------------|---|-------------------|----------------|--------------------------------------|--------|----------------|------------------|--------------------|------------------|--------|----------------|--|------------|------------|--------------------|-----------------|-----------------|--------------------|-------------------|--------------------|--|
| | Б ₁₀₋₁₁ | А ₄ | А ₅₋₆ | Б ₈ | Б ₁₀ | Всего | А ₄ | А ₅₋₆ | Б ₈ | Б ₁₀ | Всего | Б ₈ | Площадная | 7-точечная | 9-точечная | Блочно-квартальная | Б ₁₀ | Б ₁₁ | Всего | Б _{ютсп} | Тех. схема, 1986 г | |
| Экспл. объекты | Б ₁₀₋₁₁ | А ₄ | А ₅₋₆ | Б ₈ | Б ₁₀ | Всего | А ₄ | А ₅₋₆ | Б ₈ | Б ₁₀ | Всего | Б ₈ | Площадная | 7-точечная | 9-точечная | Блочно-квартальная | Б ₁₀ | Б ₁₁ | Всего | Б _{ютсп} | Тех. схема, 1986 г | |
| Организация-проектировщик | ВНИИ | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Число скважин – всего | 1015 | 166 | 76 | – | 1309 | 1309 | 301+105 взвр. | – | – | 2001 | 2302 | 131 | 669 | 305 | 182 | 2639 | 25 | 328 | 4081 | 300 | | |
| добывающих | 521 | 114 | 50 | – | 740 | 740 | 249 (25 совм.) | – | – | 1359 | 1608 | 97 | 429 | 202 | 116 | 1777 | 21 | 230 | 2722 | 176 | | |
| нагнетательных | 260 | 52 | 26 | – | 349 | 349 | 52 (25 совм.) | – | – | 557 | 609 | 34 | 180 | 79 | 46 | 747 | 4 | 73 | 1115 | 100 | | |
| резервных | 234 | – | – | – | 220 | 220 | 105 взвр. | – | – | 85 | 85 | – | 60 | 24 | 20 | 115 | – | 25 | 244 | 24 | | |
| Система воздействия | Трех-рядная | Путем приобщения к пласту Б ₁₀ | Возвратный объект | Трех-рядная | – | – | Трехрядная | – | – | Блочно-замкнутая | – | 9-точечная | 7-точечная | Площадная | 9-точечная | Блочно-квартальная | 9-точечная | Трех-рядная | – | 9-точечная | 9-точечная | |
| Сетка скважин, м × м | 750×750 | – | – | – | 750×750 | – | 600×600 | – | – | 560×560 | – | 500×500 | 600×520 | 500×500 | 560×560 | 400×400 | 450×450 | – | 400×400 | – | – | |
| Плотность сетки, га/скв | 56,3 | – | – | – | 56,3 | – | 36 | – | – | 31,3 | – | 25 | 31 | 31 | 31,3 | 16 | 20 | – | 16 | – | 16 | |
| Накопл. добыча нефти за весь срок, тыс.т | 279256 | 31922 | 24041 | – | 317850 | 373813 | 47563 | – | – | 393350 | 449200 | 8287 | 38208 | 20745 | 9237 | 475594 | 1092 | 9920 | 554736 | 8192 | | |
| Удельн. извлеч. запасы на 1 скв, тыс.т | 536 | 280 | 481 | – | 430 | 505 | 191 | – | – | 289 | 279 | 85 | 89 | 103 | 80 | 268 | 52 | 43 | 204 | 47 | | |
| Макс. проектный отбор нефти, тыс.т/год | 275 | 192 | 316 | – | 243 | 286 | 158 | – | – | 197 | 185 | 63 | 57 | 68 | 51 | 180 | 44 | 30 | 136 | 27 | | |
| Год выхода добычи на проектный уровень | 12000 | 2133 | 658 | – | 18667 | 18667 | 1880 | – | – | 19274 | 20980 | 640 | 1800 | 855 | 700 | 27899 | 95 | 850 | 32000 | 675 | | |
| Темп отбора от НИЗ, % | 4,0 | 5,8 | 2,1 | – | 5,9 | 5,0 | 4,0 | – | – | 4,9 | 4,7 | 7,7 | 4,7 | 4,1 | 7,6 | 5,9 | 8,7 | 8,6 | 5,8 | 8,2 | | |

Окончание табл.4

Мамонтовское месторождение
Характеристика утвержденных проектных решений (1969-1986гг)

| Показатели | Технологическая схема разработки, 1976 г | | | | Уточненный проект разработки, 1978 г | | | | Технологическая схема разработки, 1982 г | | | | | | Тех. схема, 1986 г | | | | |
|-----------------------------------|--|----------------|------------------|----------------|--------------------------------------|--------------|----------------|------------------|--|-----------------|-------|----------------|----------------|------------------|--------------------|-----------------|-----------------|-----------------|-------|
| | Тех. схема, 1969 г | А ₄ | А ₅₋₆ | Б ₈ | Б ₁₀ | Всего | А ₄ | А ₅₋₆ | Б ₈ | Б ₁₀ | Всего | Б ₈ | А ₄ | А ₅₋₆ | | Б ₈ | Б ₁₀ | Б ₁₁ | Всего |
| Эксплуатационные объекты | Б ₁₀₋₁₁ | А ₄ | А ₅₋₆ | Б ₈ | Б ₁₀ | Всего | А ₄ | А ₅₋₆ | Б ₈ | Б ₁₀ | Всего | Б ₈ | А ₄ | А ₅₋₆ | Б ₈ | Б ₁₀ | Б ₁₁ | Всего | Бютсп |
| Продолжит. проектн. уровня, годы | Не опр. | 1 | 1 | - | 1 | 1 | 3 | | - | 4 | 1 | 3 | 4 | 3 | 3 | 1 | 2 | 1 | 1 |
| Весь срок разраб., годы | 50 | 40 | 55 | - | 62 | 62 | 55 | | - | 70 | 70 | 35 | 53 | 64 | 39 | 43 | 27 | 68 | 75 |
| Год начала закладки | - | 1978 | 1979 | - | 1970 | 1970 | 1980 | | - | 1970 | 1970 | 1983 | 1979 | 1980 | 1982 | 1970 | 1981 | 1970 | 1985 |
| Давление нагнетания, МПа | 12-15 | 15 | 15 | - | 15 | 15 | 13 | | - | 13 | - | 13-13,5 | 19 | 13 | 13 | 13 | 14 | - | 14 |
| Способ экспл. добыч. скважин | Фонтан / ЭЦН | Фонтан / ЭЦН | | | | Фонтан / ЭЦН | Фонтан / ЭЦН | Фонтан / ЭЦН | | | | Фонтан / ЭЦН | Фонтан / ЭЦН | | | | | | |
| Р _{заб.} МПа | 17,3 | 14,3 | 14,4 | - | 19 | 14-19 | - | - | - | - | - | - | 16,5 | 17 | 20 | 20 | 20,5 | 20,5 | 20 |
| Условия остановки скважин, % обв. | 75 | 90-95 | 90-95 | - | 90-95 | 90-95 | 95 | | - | 95 | 95 | 95 | 98 | 98 | 98 | 98 | 98 | 98-99 | 98 |
| Накопленный ВНФ, т/г | | Нет данных | | | | | Нет данных | | | | | Нет данных | | | | | | | |
| Проектный КИН, доли ед. | 0,50 | 0,34 | 0,27 | - | 0,5 | 0,457 | 0,34 | 0,27 | - | 0,45 | 0,42 | 0,35 | 0,341 | 0,265 | 0,253 | 0,501 | 0,308 | 0,459 | 0,379 |

Мамонтовское месторождение
Характеристика проектных документов

| Показатели | Тех. схема, 1969 г. | Уточненные показатели, 1976 г. | Тех. схема, 1978 г. | Тех. схема, пласт Б ₈ , 1981 г. | Авторский надзор, 1980 г. | Тех. схема, 1982 г. | Доп. записка (Б ₁₀ тсп), 1986 г. | Авторский надзор, 1989 г. |
|--|---------------------|--------------------------------|---------------------|--|---------------------------|---------------------|---|---------------------------|
| Проектный уровень добычи нефти, млн.т/год | 13,8 | 18,7 | 21 | 0,640 | — | 32 | 0,675 | 35,2 |
| Число объектов разраб. | 1 | 1 | 2 | 1 | 4 | 6 | 1 | 6 |
| Фонд скважин - всего | 1015 | 1309 | 2302 | 131 | 3195 | 4081 | 300 | 4690 |
| в т.ч. добывающих | 521 | 740 | 1608 | 97 | 2215 | 2722 | 176 | 3165 |
| нагнетательных | 260 | 349 | 609 | 34 | 865 | 1115 | 100 | 1257 |
| резервных | 234 | 220 | 85 | — | 115 | 244 | 24 | 268 |
| Накопленная добыча нефти, млн т | 294 | 373,8 | 449,2 | 8,3 | — | 554,7 | 8,2 | 576,7 |
| Темп отбора от НИЗ, % | 4,7 | 5,0 | 4,67 | 7,7 | — | 5,8 | 8,2 | 6,1 |
| Извл. запасы нефти на 1 добыв. скв., тыс.т | 564 | 505 | 279 | 85 | — | 204 | 47 | 182 |

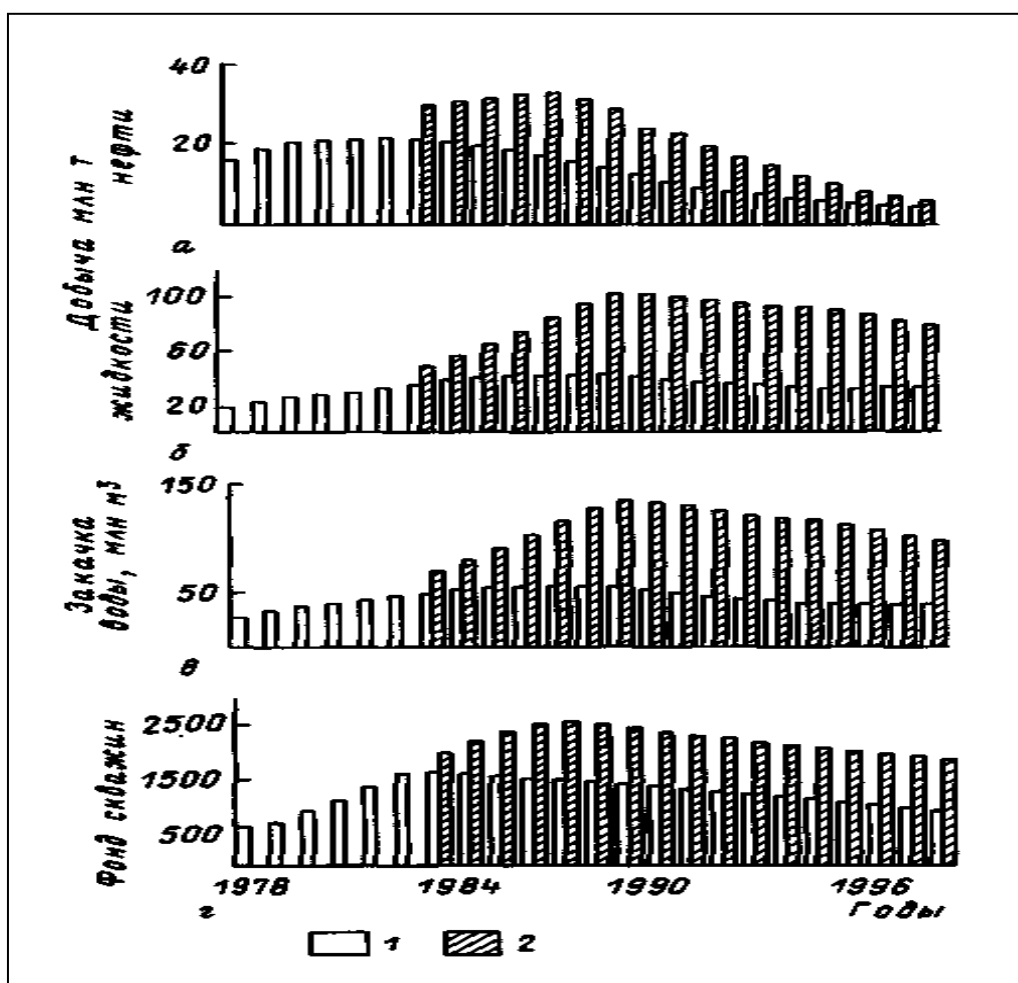


Рис. 6. Сопоставление основных проектных показателей по уточненному проекту разработки 1978 г. (1) и технологической схеме 1982 г. (2): а, б — добыча, соответственно, нефти, жидкости; в — закачка воды; г — фонд скважин

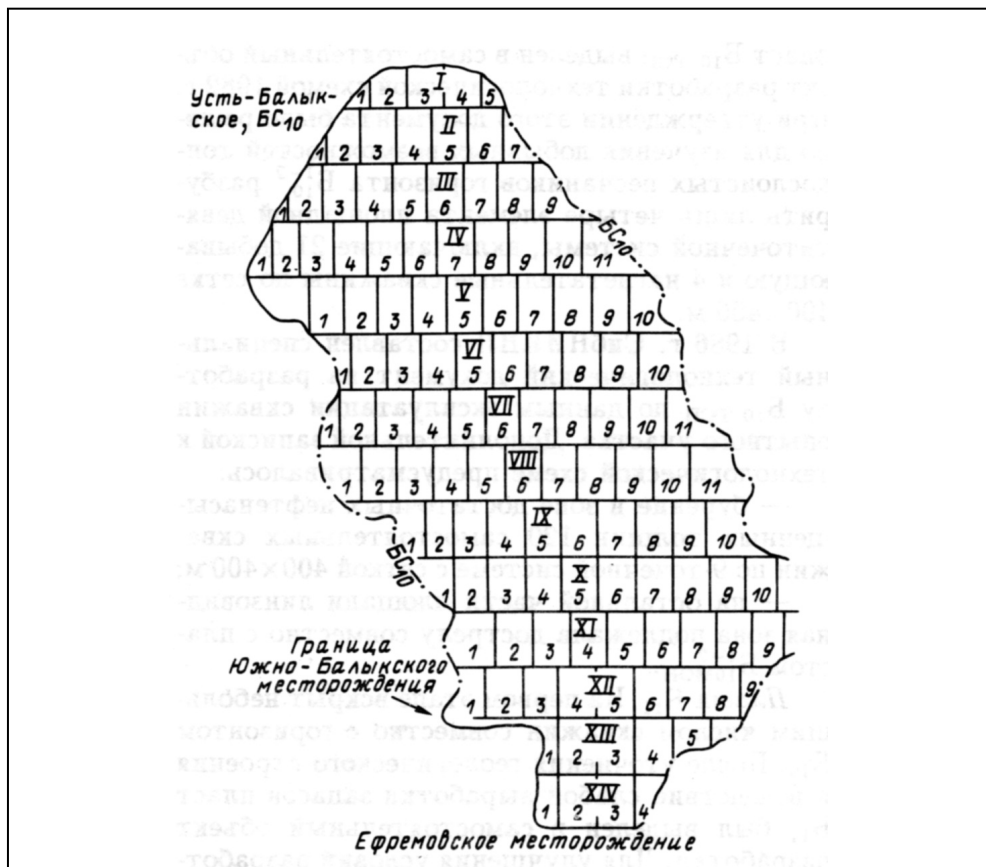


Рис. 7. Схема расположения эксплуатационных блоков (I-XIV) и ячеек горизонта БС₁₀ (номера ячеек указаны арабскими цифрами)

Следующим (основным) проектным документом является технологическая схема Сибниинп, утвержденная ЦКР в 1983 г, в которой предусматривалось:

- **пробурить на месторождении всего 4081 скважину**, в т.ч. на пласт Б₁₀ – 2639 скважин, (т.е. по горизонту фонд увеличивался в 2,6 раза по сравнению с первоначальным);
- **обеспечить проектный уровень добычи нефти 32 млн.т/год**, в т.ч. по горизонту Б₁₀ – 28 млн.т/год, что в 2,3 раза выше, чем в техсхеме 1969 г.;
- выделить пласт Б₁₀тсп в самостоятельный объект разработки с бурением 25 оценочных скважин;
- пробурить отдельные нагнетательные скважины на пласт Б₁₀³ в зоне совместного залегания с пластом Б₁₀¹⁻² (26 проектных скважин – в поперечных разрезающих рядах);
- **провести эксперимент по определению влияния плотности сетки скважин на выработку запасов и нефтеизвлечение**. Для этого предложено уплотнение одной ячейки в XI блоке с 32 га/скв до предельной ПСС – 9 га/скв;
- временно использовать сетки верхних пластов для выработки запасов горизонта Б₁₀ путем углубления на участках с большими запасами (широкие первые полосы, зоны значительных нефтенасыщенных толщин);
- применение нестационарного заводнения и форсированного отбора жидкости.

г) **Пласт Б₁₀ТСП.** В связи со слабой выработкой подошвенной линзовидной слабонасыщенной и низкопроницаемой части горизонта Б₁₀ в технологической схеме 1983 г пласт Б₁₀ТСП выделен в самостоятельный объект разработки. Для изучения добычных возможностей тонкослоистых песчаников горизонта Б₁₀¹⁻² было решено разбурить вначале четыре элемента площадной девятиточечной системы по сетке 400×400 м из 25 скважин, в т.ч. 21 добывающей и 4 нагнетательных.

В 1986 г. по данным эксплуатации скважин опытного участка Сибниинп составлен специальный технологический документ на разработку объекта Б₁₀ТСП. Дополнительной запиской к технологической схеме предусматривалось:

- бурение в зоне достаточных нефтенасыщенных толщин по обращенной 9-точечной системе с сеткой 400×400 м 120 самостоятельных скважин;
- на остальной части площади линзовидный интервал ТСП подлежал дострелу совместно с пластом Б₁₀МОН¹⁻².

д) **Пласт Б₁₁.** На первом этапе пласт был вскрыт в небольшом числе скважин совместно с горизонтом Б₁₀. После уточнения геологического строения и в связи со слабой выработкой запасов пласт Б₁₁ был выделен в самостоятельный объект разработки. Для улучшения условий разработки и повышения нефтеотдачи авторским надзором за 1980 г. приняты ЦКР и утверждены решения о:

- применении блочно-замкнутой системы как по горизонту Б₁₀;
- бурении самостоятельных 180 скважин при плотности сетки 32 га/скв.

Однако в связи с водонефтяным характером строения пласта Б₁₁ и пониженной его нефтенасыщенностью (по сравнению с горизонтом Б₁₀) в технологической схеме 1983 г. предусмотрено:

- разбурить пласт Б₁₁ по блоковой трехрядной системе разработки;
- сетка скважин 450×450 м с плотностью 20 га/скв.

Таким образом, в ходе разбуривания Мамонтовского месторождения по мере уточнения строения и геолого-физических параметров пластов были оперативно и своевременно трансформированы системы разработки и сетки скважин в более эффективные, адаптированные к условиям объектов.

История разработки месторождения

Мамонтовское месторождение введено в 1970 г. и характеризуется высокими темпами разбуривания. В динамике освоения выделяются следующие этапы:

- 1970-1978 гг. – бурение основной сетки горизонта Б₁₀ с темпом 200-400 тыс.м/год;
- 1979-1986 гг. – бурение основной сетки и уплотняющих скважин по горизонту Б₁₀; разбуривание "второстепенных" пластов А₄, А₅₋₆, Б₈, Б₁₁ – с максимальным темпом 700-1000 тыс.м/год;
- 1987-1994 гг. – бурение уплотняющих скважин и разбуривание краевых зон пласта Б₁₀, бурение скважин на объект Б₁₀ТСП, освоение небольших залежей пластов Б₈ и Б₁₀, бурение скважин-дублеров взамен выбывших по техническим причинам. Темп бурения 700-400 тыс.м/год или 5-3% от суммарного накопленного объема проходки.

Для ознакомления. Номера страниц не соответствуют официальной версии.

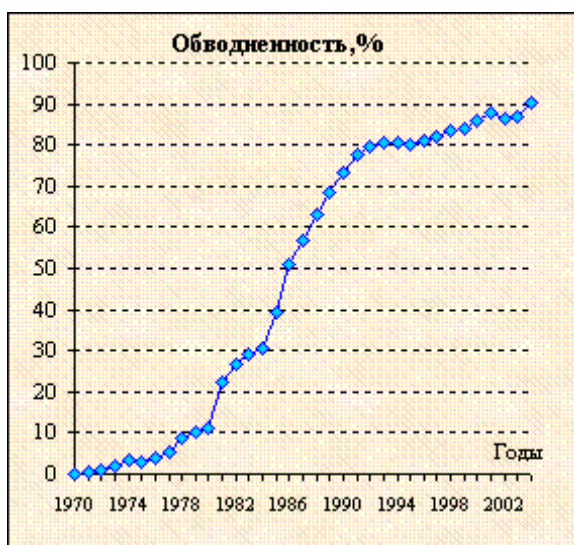
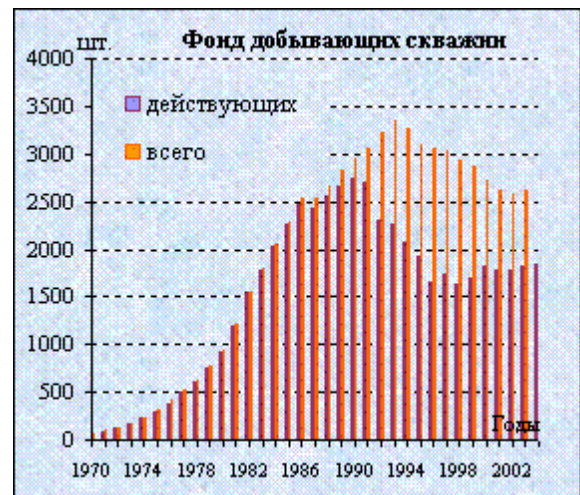
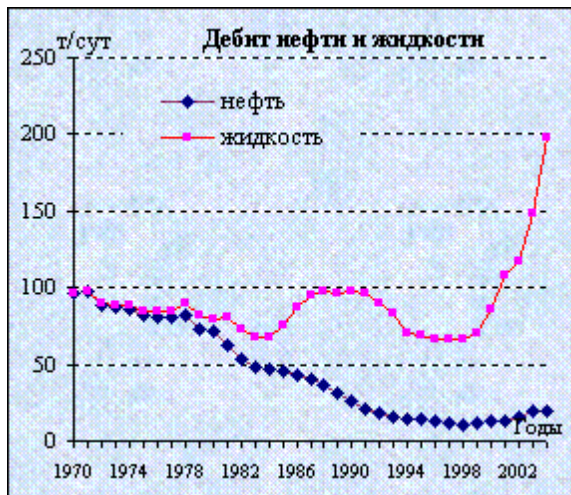
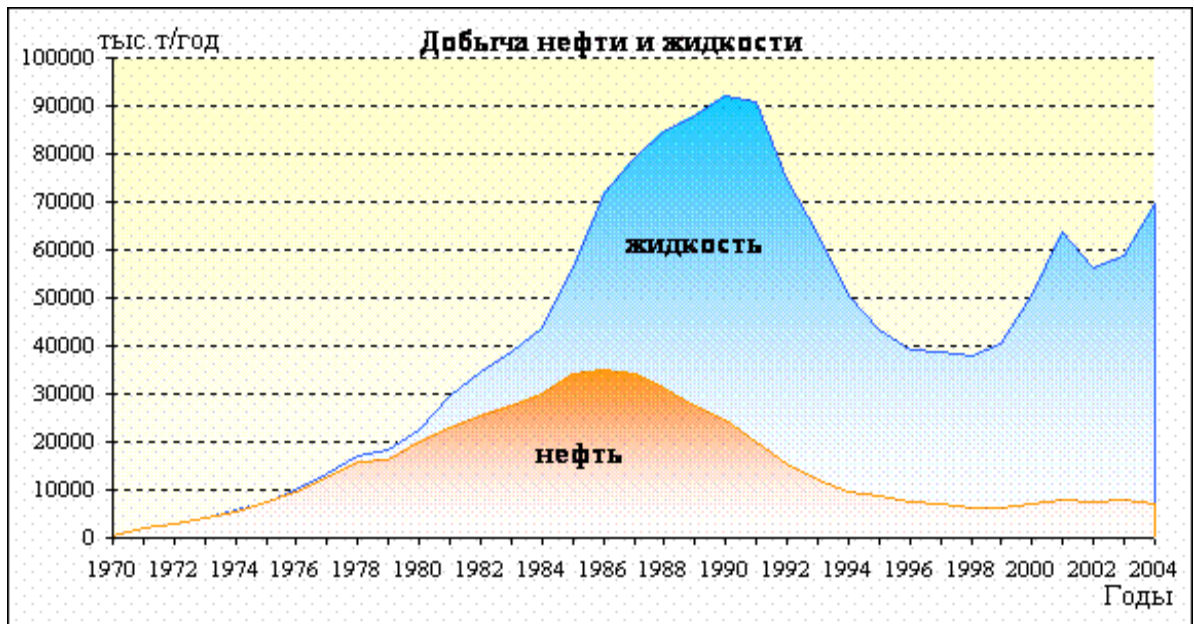


Рис. 7^а Мамонтовское месторождение.
Графики основных показателей разработки за 1970-2004гг.

Таблица ба

Мамонтовское месторождение
Динамика основных показателей разработки за 1970-2004гг.*)

| № п/п | Показатели | Годы | | | | | | | | | |
|----------|---|------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| | | 1970 | 1971 | 1972 | 1973 | 1974 | 1975 | 1976 | 1977 | 1978 | 1979 |
| 1 | Добыча нефти, тыс.т | 486 | 1900 | 2890 | 4199 | 5607 | 7313 | 9588 | 12519 | 15734 | 16451 |
| 2 | в т.ч. из перешедших скв, тыс.т | 0 | 1197 | 2063 | 3460 | 4823 | 6656 | 8589 | 11686 | 14745 | 15781 |
| 3 | из новых скважин, тыс.т | 486 | 703 | 827 | 739 | 784 | 657 | 999 | 833 | 989 | 670 |
| 4 | Ввод новых скважин, шт | 42 | 50 | 60 | 60 | 71 | 99 | 116 | 129 | 161 | 181 |
| 5 | в т.ч. из экспл.бурения, шт | 20 | 32 | 47 | 55 | 65 | 78 | 88 | 99 | 152 | 138 |
| 6 | из нагнетательного бурения, шт | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 40 |
| 7 | из разведочного бурения, шт | 1 | 0 | 3 | 1 | 2 | 6 | 5 | 4 | 1 | 0 |
| 8 | из освоения прошлых лет, шт | 21 | 18 | 10 | 4 | 4 | 15 | 23 | 26 | 8 | 3 |
| 9 | из резервного бурения, шт | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 10 | Дебит нефти новых скважин, т/сут | 97 | 89 | 100 | 93 | 83 | 48 | 58 | 43 | 46,9 | 35,9 |
| 11 | Число дней работы новых скважин | 119 | 157,9 | 137,5 | 132,8 | 132,7 | 136,9 | 147,5 | 150 | 131,1 | 103,1 |
| 12 | Средняя глубина новой скважины, м | 2411 | 2526 | 2481 | 2579 | 2597 | 2505 | 2570 | 2650 | 2540 | 2658 |
| 13 | Эксплуатационное бурение всего, тыс.м | 110 | 119 | 158 | 202 | 249 | 300 | 387 | 377 | 465 | 629 |
| 14 | в т.ч. добывающих скважин, тыс.м | 110 | 119 | 158 | 202 | 249 | 300 | 322 | 305 | 349 | 440 |
| 15 | то же вспомогательных скважин, тыс.м | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 65 | 72 | 116 | 189 |
| 16 | из них нагнетательных под закачку, тыс. м | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 65 | 72 | 116 | 147 |
| 17 | Выбытие из вновь введенных скважин, шт | 0 | 0 | 4 | 6 | 4 | 6 | 5 | 2 | 8 | 13 |
| 18 | Количество новых скв на конец года, шт | 42 | 50 | 56 | 54 | 67 | 93 | 111 | 127 | 153 | 168 |
| 19 | Дни работы перешедших скважин, сут | 0 | 347 | 347 | 347 | 347 | 347 | 347 | 347 | 347 | 347 |
| 20 | Добыча нефти из нов. скв пред.года, тыс.т | 0 | 1414 | 1544 | 1943 | 1743 | 1930 | 1549 | 2234 | 1895 | 2490 |
| 21 | то же из перешед. скв предыд.года, тыс.т | 0 | 0 | 1197 | 2063 | 3460 | 4823 | 6656 | 8589 | 11686 | 14745 |
| 22 | Сумм.добыча нефти из перешед. скв, тыс.т | 0 | 1414 | 2741 | 4006 | 5203 | 6753 | 8205 | 10823 | 13581 | 17235 |
| 23 | Доб.нефти из переш. скв данн. года, тыс.т | 0 | 1185 | 2063 | 3460 | 4823 | 6656 | 8589 | 11686 | 14745 | 15781 |
| 24 | Падение добычи нефти, тыс.т | 0 | -229 | -678 | -546 | -380 | -97 | 384 | 863 | 1164 | -1454 |
| 25 | Процент падения добычи нефти, % | 0 | -16,2 | -24,7 | -13,6 | -7,3 | -1,4 | 4,7 | 8 | 8,6 | -8,4 |
| 26 | Мощность новых скважин, тыс.т. | 1414 | 1544 | 2082 | 1936 | 2045 | 1649 | 2335 | 1925 | 2620 | 2255 |
| 27 | Действ. фонд доб.скв на конец года, шт | 36 | 77 | 118 | 162 | 220 | 297 | 386 | 500 | 616 | 747 |
| 28 | в т.ч. нагнет.в отработке, шт | 20 | 19 | 31 | 37 | 33 | 61 | 61 | 60 | 60 | 46 |
| 29 | Фонд доб.скв на конец года, шт | 59 | 96 | 125 | 170 | 229 | 320 | 424 | 518 | 634 | 775 |
| 30 | в т.ч. нагнет. в отработке, шт | 21 | 20 | 31 | 37 | 33 | 67 | 67 | 66 | 61 | 56 |
| 31 | Выбытие добывающих скв., всего, шт | 7 | 5 | 18 | 14 | 17 | 14 | 26 | 14 | 44 | 54 |
| 32 | в т.ч. под закачку, шт | 7 | 5 | 18 | 14 | 17 | 14 | 26 | 14 | 44 | 52 |
| 33 | Добыча нефти с начала разработки, тыс.т | 486 | 2386 | 5276 | 9474 | 15081 | 22394 | 31982 | 44501 | 60235 | 76686 |
| 34 | Среднегодовая обводненность, % | 0 | 0,6 | 0,9 | 1,8 | 3,4 | 3 | 4,1 | 5,3 | 8,8 | 10,2 |
| 35 | в т.ч. из новых скважин, % | 0 | 0,1 | 0 | 0 | 0,2 | 1,0 | 0,2 | 1,2 | 3,2 | 0,1 |
| 36 | из перешедших скважин, % | 0 | 0,9 | 1,2 | 2,2 | 3,9 | 3,2 | 4,6 | 5,3 | 9,2 | 10,5 |
| 37 | Добыча жидкости всего, тыс.т | 486 | 1911 | 2916 | 4277 | 5807 | 7537 | 10001 | 13187 | 17257 | 18312 |
| 38 | в т.ч. из новых скважин, тыс.т | 486 | 715 | 827 | 738 | 786 | 663 | 1001 | 843 | 1022 | 670 |
| 39 | из перешедших скважин, тыс.т | 0 | 1196 | 2089 | 3539 | 5021 | 6874 | 9000 | 12344 | 16235 | 17642 |
| 40 | Закачка воды, тыс.м ³ | 149 | 2093 | 3631 | 6861 | 8847 | 10726 | 14954 | 18422 | 25031 | 34789 |
| 41 | Сред.дебит действ.скв.по нефти, т/сут | 97 | 98 | 89 | 87 | 86 | 82 | 81 | 81 | 82,4 | 73,1 |
| 42 | в т.ч. из переход.скв по нефти, т/сут | 0 | 103 | 85 | 86 | 87 | 88 | 84 | 86 | 86,8 | 76,5 |
| 43 | Сред.дебит действ.скв.по жидкости, т/сут | 97 | 98 | 90 | 89 | 89 | 85 | 84 | 85 | 90,3 | 81,4 |
| 44 | в т.ч. по новым скв., т/сут | 97 | 89,1 | 100 | 93 | 83,2 | 48,5 | 58,0 | 43,5 | 48,6 | 35,9 |
| 45 | по перешедшим скв., т/сут | 0 | 113,2 | 86 | 87,9 | 90,5 | 90,9 | 88 | 90,8 | 97,3 | 85,5 |
| 46 | Ввод новых скв под закачку, шт. | 6 | 5 | 17 | 13 | 12 | 23 | 24 | 14 | 40 | 55 |
| 47 | Фонд нагн.скв.на конец года, шт. | 6 | 13 | 32 | 50 | 76 | 94 | 111 | 130 | 170 | 232 |
| 48 | Перевод скв. на мех.добычу, шт. | 0 | 0 | 5 | 0 | 0 | 31 | 37 | 48 | 123 | 90 |
| 49 | Фонд мех.скв на конец года, шт. | 0 | 0 | 6 | 6 | 6 | 37 | 64 | 101 | 175 | 211 |
| 50 | Добыча нефти мех. способом, тыс.т | 0 | 0 | 25 | 16 | 0 | 495 | 1936 | 3169 | 4757 | 5674 |
| 51 | Добыча жидкости мех.способом, тыс.т | 0 | 0 | 26 | 16 | 0 | 545 | 2119 | 3370 | 5224 | 6287 |

*) / Справочно /

Мамонтовское месторождение
Динамика основных показателей разработки за 1970-2004гг.

| № п/п | Показатели | Годы | | | | | | | | |
|----------|---|-------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| | | 1980 | 1981 | 1982 | 1983 | 1984 | 1985 | 1986 | 1987 | 1988 |
| 1 | Добыча нефти, тыс.т | 19859 | 22909 | 25296 | 27588 | 30173 | 34264 | 35166 | 33978 | 31321 |
| 2 | в т.ч. из перешедших скв, тыс.т | 18396 | 20807 | 22870 | 25753 | 28293 | 31487 | 32711 | 32277 | 30154 |
| 3 | из новых скважин, тыс.т | 1463 | 2102 | 2426 | 1835 | 1880 | 2777 | 2455 | 1701 | 1167 |
| 4 | Ввод новых скважин, шт | 240 | 335 | 403 | 363 | 393 | 380 | 356 | 235 | 205 |
| 5 | в т.ч. из экспл.бурения, шт | 191 | 260 | 296 | 250 | 291 | 286 | 250 | 143 | 147 |
| 6 | из нагнетательного бурения, шт | 38 | 62 | 97 | 113 | 99 | 88 | 98 | 90 | 57 |
| 7 | из разведочного бурения, шт | 5 | 9 | 5 | 0 | 2 | 1 | 1 | 0 | 0 |
| 8 | из освоения прошлых лет, шт | 6 | 4 | 5 | 0 | 1 | 5 | 7 | 2 | 1 |
| 9 | из резервного бурения, шт | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 10 | Дебит нефти новых скважин, т/сут | 42,6 | 43,6 | 38,3 | 33,7 | 36,4 | 47 | 40,5 | 49,3 | 34 |
| 11 | Число дней работы новых скважин | 143 | 143,8 | 157,1 | 150 | 131,1 | 155,5 | 170,3 | 147 | 167,4 |
| 12 | Средняя глубина новой скважины, м | 2633 | 2621 | 2587 | 2570 | 2650 | 2555 | 2539 | 2548 | 2620 |
| 13 | Эксплуатационное бурение всего, тыс.м | 809 | 939 | 961 | 1005 | 1088 | 1019 | 780 | 712 | 634 |
| 14 | в т.ч. добывающих скважин, тыс.м | 758 | 855 | 919 | 917 | 1026 | 960 | 739 | 675 | 562 |
| 15 | то же вспомогательных скважин, тыс.м | 51 | 84 | 42 | 88 | 62 | 59 | 41 | 37 | 72 |
| 16 | из них нагнетательных под закачку,тыс. м | 32 | 84 | 16 | 56 | 41 | 46 | 33 | 23 | 72 |
| 17 | Выбытие из вновь введенных скважин, шт | 15 | 32 | 28 | 25 | 17 | 36 | 23 | 29 | 18 |
| 18 | Количество новых скв на конец года, шт | 225 | 303 | 375 | 338 | 376 | 344 | 333 | 206 | 187 |
| 19 | Дни работы перешедших скважин, сут | 347 | 347 | 350 | 347 | 347 | 347 | 347 | 347 | 347 |
| 20 | Добыча нефти из нов. скв пред.года, тыс.т | 2093 | 3326 | 4624 | 4984 | 3953 | 4737 | 5610 | 4680 | 3584 |
| 21 | то же из перешед. скв предыд.года, тыс.т | 15781 | 18396 | 20807 | 22870 | 25753 | 28293 | 31487 | 32711 | 32217 |
| 22 | Сумм.добыча нефти из перешед. скв,тыс.т | 17874 | 21722 | 25431 | 27854 | 29706 | 33030 | 37097 | 37391 | 35801 |
| 23 | Доб.нефти из переш. скв данн. года,тыс.т | 18396 | 20807 | 22870 | 25753 | 28293 | 31487 | 32711 | 32277 | 30154 |
| 24 | Падение добычи нефти, тыс.т | 522 | -915 | -2561 | -2101 | -1413 | -1543 | -4386 | -5114 | -5647 |
| 25 | Процент падения добычи нефти, % | 2,9 | -4,2 | -10,1 | -7,5 | -4,8 | -4,7 | -11,8 | -13,7 | -15,8 |
| 26 | Мощность новых скважин, тыс.т. | 3548 | 5068 | 5402 | 4245 | 4964 | 6197 | 5003 | 4020 | 2419 |
| 27 | Действ. фонд доб.скв на конец года, шт | 917 | 1202 | 1541 | 1771 | 2026 | 2253 | 2481 | 2421 | 2546 |
| 28 | в т.ч. нагнет.в отработке, шт | 48 | 64 | 100 | 138 | 170 | 171 | 194 | 198 | 207 |
| 29 | Фонд доб.скв на конец года, шт | 937 | 1213 | 1552 | 1803 | 2057 | 2287 | 2529 | 2538 | 2666 |
| 30 | в т.ч. нагнет. в отработке, шт | 48 | 64 | 100 | 138 | 170 | 171 | 195 | 200 | 212 |
| 31 | Выбытие добывающих скв.,всего, шт | 79 | 54 | 74 | 119 | 142 | 153 | 119 | 242 | 111 |
| 32 | в т.ч. под закачку, шт | 59 | 52 | 69 | 94 | 88 | 118 | 94 | 131 | 86 |
| 33 | Добыча нефти с начала разработки, тыс.т | 96545 | 119454 | 144750 | 172338 | 202511 | 236775 | 271941 | 305919 | 337240 |
| 34 | Среднегодовая обводненность, % | 11,2 | 22,3 | 26,6 | 28,9 | 30,8 | 39,3 | 50,9 | 57 | 63 |
| 35 | в т.ч. из новых скважин, % | 1,6 | 5,4 | 5,6 | 7,9 | 3,8 | 10,9 | 29,5 | 22,6 | 35 |
| 36 | из перешедших скважин, % | 11,9 | 23,7 | 28,3 | 30,1 | 32,1 | 40,9 | 52 | 58 | 63,6 |
| 37 | Добыча жидкости всего, тыс.т | 22366 | 29488 | 34473 | 38817 | 43621 | 56417 | 71561 | 79099 | 84555 |
| 38 | в т.ч. из новых скважин, тыс.т | 1487 | 2223 | 2570 | 1992 | 1954 | 3116 | 3485 | 2196 | 1795 |
| 39 | из перешедших скважин, тыс.т | 20879 | 27265 | 31903 | 36825 | 41667 | 53301 | 68076 | 76903 | 82760 |
| 40 | Закачка воды, тыс.м ³ | 46016 | 48921 | 51860 | 62130 | 66000 | 73555 | 92148 | 112366 | 116225 |
| 41 | Сред.дебит действ.скв.по нефти, т/сут | 71 | 62,8 | 53,8 | 48 | 46,4 | 46,1 | 42,6 | 40,6 | 36 |
| 42 | в т.ч. из переход.скв по нефти, т/сут | 75 | 65,8 | 56,2 | 48,5 | 47,3 | 46 | 42,8 | 40,3 | 36,1 |
| 43 | Сред.дебит действ.скв.по жидкости, т/сут | 79,9 | 80,9 | 73,3 | 67,6 | 67,1 | 75,9 | 86,7 | 94,6 | 97,2 |
| 44 | в т.ч. по новым скв., т/сут | 43,3 | 46,1 | 40,6 | 36,6 | 37,9 | 52,7 | 57,5 | 63,6 | 52,3 |
| 45 | по перешедшим скв., т/сут | 85 | 86,2 | 78,3 | 70,8 | 69,6 | 77,9 | 89,1 | 96 | 99,1 |
| 46 | Ввод новых скв под закачку, шт. | 66 | 84 | 75 | 74 | 74 | 116 | 123 | 113 | 104 |
| 47 | Фонд нагн.скв.на конец года, шт. | 315 | 374 | 414 | 503 | 639 | 752 | 856 | 1001 | 1092 |
| 48 | Перевод скв. на мех.добычу, шт. | 101 | 125 | 170 | 225 | 433 | 581 | 612 | 458 | 288 |
| 49 | Фонд мех.скв на конец года, шт. | 299 | 360 | 525 | 618 | 1035 | 1480 | 1964 | 2150 | 2245 |
| 50 | Добыча нефти мех. способом, тыс.т | 6771 | 6867 | 6847 | 7995 | 11835 | 19607 | 26473 | 30587 | 29386 |
| 51 | Добыча жидкости мех.способом, тыс.т | 7974 | 8604 | 9258 | 11956 | 17062 | 30078 | 48094 | 66363 | 74953 |

Мамонтовское месторождение
Динамика основных показателей разработки за 1970-2004гг.

| № п/п | Показатели | Годы | | | | | | | |
|----------|---|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| | | 1989 | 1990 | 1991 | 1992 | 1993 | 1994 | 1995 | 1996 |
| 1 | Добыча нефти, тыс.т | 27689 | 24441 | 20069 | 15289 | 12270 | 9754 | 8547 | 7384 |
| 2 | в т.ч. из перешедших скв, тыс.т | 26927 | 23685 | 19567 | 14757 | 11888 | 9533 | 8527 | 7362 |
| 3 | из новых скважин, тыс.т | 762 | 756 | 502 | 532 | 382 | 221 | 20 | 22 |
| 4 | Ввод новых скважин, шт | 205 | 162 | 125 | 199 | 143 | 62 | 15 | 7 |
| 5 | в т.ч. из экспл.бурения, шт | 139 | 135 | 109 | 167 | 115 | 48 | 10 | 3 |
| 6 | из нагнетательного бурения, шт | 35 | 22 | 11 | 21 | 25 | 4 | 3 | 3 |
| 7 | из разведочного бурения, шт | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 8 | из освоения прошлых лет, шт | 31 | 5 | 5 | 11 | 3 | 10 | 2 | 1 |
| 9 | из резервного бурения, шт | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 10 | Дебит нефти новых скважин, т/сут | 24 | 28,4 | 23,5 | 19,3 | 17 | 23,4 | 11,4 | 19,4 |
| 11 | Число дней работы новых скважин | 154,5 | 164,6 | 171,2 | 138 | 157,5 | 151,9 | 114,7 | 156,4 |
| 12 | Средняя глубина новой скважины, м | 2632 | 2573 | 2570 | 2717 | 2700 | 2528 | 2686 | 2687 |
| 13 | Эксплуатационное бурение всего, тыс.м | 468 | 464 | 410 | 538 | 294 | 89 | 34 | 13 |
| 14 | в т.ч. добывающих скважин, тыс.м | 448 | 426 | 387 | 453 | 0 | 89 | 31 | 13 |
| 15 | то же вспомогательных скважин, тыс.м | 20 | 38 | 23 | 85 | 0 | 0 | 3 | 0 |
| 16 | из них нагнетательных под закачку, тыс. м | 20 | 26 | 15 | 57 | 0 | 0 | 3 | 0 |
| 17 | Выбытие из вновь введенных скважин, шт | 13 | 9 | 4 | 0 | 3 | 0 | 0 | 0 |
| 18 | Количество новых скв на конец года, шт | 192 | 153 | 121 | 199 | 140 | 62 | 15 | 7 |
| 19 | Дни работы перешедших скважин, сут | 347 | 347 | 328 | 328 | 328 | 328 | 328 | 328 |
| 20 | Добыча нефти из нов. скв пред.года, тыс.т | 2218 | 1599 | 1425 | 964 | 1260 | 781 | 476 | 56 |
| 21 | то же из перешед. скв предыд.года, тыс.т | 30154 | 26927 | 23685 | 19567 | 14757 | 11888 | 9533 | 8527 |
| 22 | Сумм.добыча нефти из перешед. скв, тыс.т | 32372 | 28526 | 25110 | 20531 | 16017 | 12669 | 10009 | 8583 |
| 23 | Доб.нефти из переш. скв данн. года, тыс.т | 26927 | 23685 | 19567 | 14757 | 11888 | 9533 | 8527 | 7362 |
| 24 | Падение добычи нефти, тыс.т | -5445 | -4841 | -5543 | -5774 | -4129 | -3136 | -1482 | -1221 |
| 25 | Процент падения добычи нефти, % | -16,8 | -17 | -22,1 | -28,1 | -25,8 | -24,8 | -14,8 | -14,2 |
| 26 | Мощность новых скважин, тыс.т. | 1707 | 1596 | 963 | 1333 | 0,8 | 0,503 | 0,056 | 0,044 |
| 27 | Действ. фонд доб.скв на конец года, шт | 2666 | 2746 | 2693 | 2296 | 2270 | 2079 | 1918 | 1663 |
| 28 | в т.ч. нагнет.в отработке, шт | 223 | 215 | 212 | 183 | 190 | 172 | 149 | 121 |
| 29 | Фонд доб.скв на конец года, шт | 2833 | 2944 | 3050 | 3234 | 3356 | 3277 | 3099 | 3056 |
| 30 | в т.ч. нагнет. в отработке, шт | 226 | 224 | 224 | 245 | 263 | 251 | 237 | 228 |
| 31 | Выбытие добывающих скв., всего, шт | 65 | 69 | 29 | 12 | 41 | 133 | 217 | 84 |
| 32 | в т.ч. под закачку, шт | 50 | 43 | 15 | 6 | 9 | 8 | 6 | 10 |
| 33 | Добыча нефти с начала разработки, тыс.т | 364929 | 389370 | 409440 | 424728 | 436999 | 446753 | 455300 | 462684 |
| 34 | Среднегодовая обводненность, % | 68,4 | 73,4 | 77,9 | 79,5 | 80,6 | 80,6 | 80,3 | 81,2 |
| 35 | в т.ч. из новых скважин, % | 48,8 | 36,8 | 53,2 | 56,1 | 54,3 | 48,6 | 75,5 | 33,8 |
| 36 | из перешедших скважин, % | 68,8 | 73,9 | 78,2 | 79,8 | 81 | 80,8 | 80,3 | 81,2 |
| 37 | Добыча жидкости всего, тыс.т | 87757 | 92083 | 90839 | 74464 | 63268 | 50291 | 43333 | 39209 |
| 38 | в т.ч. из новых скважин, тыс.т | 1490 | 1196 | 1073 | 1212 | 837 | 429 | 80 | 32 |
| 39 | из перешедших скважин, тыс.т | 86267 | 90887 | 89766 | 73252 | 62431 | 49862 | 43253 | 39177 |
| 40 | Закачка воды, тыс.м ³ | 115859 | 119056 | 117681 | 96645 | 78667 | 54503 | 51786 | 46962 |
| 41 | Сред.дебит действ.скв.по нефти, т/сут | 30,6 | 25,9 | 21,2 | 18,5 | 16,2 | 13,7 | 13,7 | 12,6 |
| 42 | в т.ч. из переход.скв по нефти, т/сут | 30,8 | 25,8 | 21,1 | 18,5 | 16,2 | 13,6 | 13,7 | 12,6 |
| 43 | Сред.дебит действ.скв.по жидкости, т/сут | 96,9 | 97,5 | 95,8 | 90,1 | 83,7 | 70,3 | 69,6 | 66,7 |
| 44 | в т.ч. по новым скв., т/сут | 47 | 44,8 | 50,2 | 43,9 | 37,1 | 45,6 | 46,6 | 29,3 |
| 45 | по перешедшим скв., т/сут | 98,7 | 99 | 96,8 | 91,7 | 85,1 | 70,7 | 69,6 | 66,8 |
| 46 | Ввод новых скв под закачку, шт. | 65 | 48 | 12 | 8 | 8 | 5 | 5 | 4 |
| 47 | Фонд нагн.скв.на конец года, шт. | 1135 | 1169 | 1185 | 1183 | 1179 | 1185 | 1178 | 1185 |
| 48 | Перевод скв. на мех.добычу, шт. | 238 | 209 | 168 | 208 | 202 | 116 | 60 | 36 |
| 49 | Фонд мех.скв на конец года, шт. | 2344 | 2440 | 1979 | 2041 | 2542 | 2421 | 2279 | 2290 |
| 50 | Добыча нефти мех. способом, тыс.т | 25904 | 22856 | 18920 | 14424 | 11592 | 9282 | 8278 | 7155 |
| 51 | Добыча жидкости мех.способом, тыс.т | 75971 | 78900 | 78981 | 64308 | 53875 | 44133 | 39605 | 36382 |

Мамонтовское месторождение
Динамика основных показателей разработки за 1970-2004гг.

| № п/п | Показатели | Годы | | | | | | | |
|----------|---|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| | | 1997 | 1998 | 1999 | 2000 | 2001 | 2002 | 2003 | 2004 |
| 1 | Добыча нефти, тыс.т | 6899 | 6301 | 6344 | 7248 | 7754 | 7592 | 7755,8 | 7179,8 |
| 2 | в т.ч. из перешедших скв, тыс.т | 6893 | 6301 | 6344 | 7246 | 7754 | 7592 | 7750,3 | 7141,7 |
| 3 | из новых скважин, тыс.т | 6 | 0 | 0 | 2 | 0 | 0 | 5,5 | 38,1 |
| 4 | Ввод новых скважин, шт | 4 | 0 | 0 | 5 | 0 | 0 | 0 | 7 |
| 5 | в т.ч. из экспл.бурения, шт | 4 | 0 | 0 | 5 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 6 | из нагнетательного бурения, шт | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 7 | из разведочного бурения, шт | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 8 | из освоения прошлых лет, шт | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 9 | из резервного бурения, шт | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 7 |
| 10 | Дебит нефти новых скважин, т/сут | 10 | 0 | 0 | 5 | 0 | 0 | 0 | 38,1 |
| 11 | Число дней работы новых скважин | 143 | 0 | 0 | 102 | 0 | 0 | 0 | 162 |
| 12 | Средняя глубина новой скважины, м | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 13 | Эксплуатационное бурение всего, тыс.м | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 14 | в т.ч. добывающих скважин, тыс.м | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 15 | то же вспомогательных скважин, тыс.м | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 16 | из них нагнетательных под закачку, тыс. м | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 17 | Выбытие из вновь введенных скважин, шт | | | | | | | | |
| 18 | Количество новых скв на конец года, шт | 4 | 0 | 0 | 5 | 0 | 0 | 0 | 7 |
| 19 | Дни работы перешедших скважин, сут | 328 | 334 | 0 | 0 | 331 | 269 | 0 | 357 |
| 20 | Добыча нефти из нов. скв пред.года, тыс.т | 45 | 13,4 | 0 | 0 | 6 | 0 | 0 | 23 |
| 21 | то же из перешед. скв предыд.года, тыс.т | 7362 | 6893 | 6301 | 6344 | 7246 | 7754 | 7592 | 7750 |
| 22 | Сумм.добыча нефти из перешед. скв, тыс.т | 7407 | 6906 | 6301 | 6344 | 7252 | 7754 | 7592 | 7773 |
| 23 | Доб.нефти из переш. скв данн. года, тыс.т | 6893 | 6301 | 6344 | 7246 | 7754 | 7592 | 7750 | 7142 |
| 24 | Падение добычи нефти, тыс.т | -514 | -605 | 43 | 902 | 502 | 163 | 159 | -632 |
| 25 | Процент падения добычи нефти, % | -7 | 0,9 | 1 | 14 | 6,9 | 2,1 | 2,1 | -8,1 |
| 26 | Мощность новых скважин, тыс.т. | 13 | 0 | 0 | 8 | 0 | 0 | 0 | 95,3 |
| 27 | Действ. фонд доб.скв на конец года, шт | 1733 | 1642 | 1690 | 1816 | 1785 | 1780 | 1826 | 1847 |
| 28 | в т.ч. нагнет.в отработке, шт | | | | | | | | |
| 29 | Фонд доб.скв на конец года, шт | 3044 | 2931 | 2860 | 2728 | 2616 | 2585 | 2615 | 2544 |
| 30 | в т.ч. нагнет. в отработке, шт | 226 | 210 | 205 | 200 | 192 | 187 | 0 | 137 |
| 31 | Выбытие добывающих скв., всего, шт | 28 | 113 | 84 | 137 | 110 | 40 | 3 | 77 |
| 32 | в т.ч. под закачку, шт | 6 | 12 | 10 | 5 | 0 | 5 | 1 | 15 |
| 33 | Добыча нефти с начала разработки, тыс.т | 469583 | 475884 | 482228 | 489476 | 497230 | 504822 | 512578 | 519758 |
| 34 | Среднегодовая обводненность, % | 82,2 | 83,4 | 84,2 | 85,7 | 87,9 | 86,5 | 86,8 | 90,5 |
| 35 | в т.ч. из новых скважин, % | 63,3 | 0 | 0 | 94 | 0 | 0 | 85,2 | 86,8 |
| 36 | из перешедших скважин, % | 82,2 | 83,4 | 84,2 | 85,7 | 87,9 | 86,5 | 86,8 | 89,7 |
| 37 | Добыча жидкости всего, тыс.т | 38785 | 37921 | 40236 | 50561 | 63854 | 56230 | 58714 | 69599 |
| 38 | в т.ч. из новых скважин, тыс.т | 15 | 0 | 0 | 33 | 0 | 0 | 37 | 288,4 |
| 39 | из перешедших скважин, тыс.т | 38843 | 37921 | 40236 | 50605 | 63854 | 56230 | 58677 | 69311 |
| 40 | Закачка воды, тыс.м ³ | 45513 | 41880 | 46073 | 57585 | 66289 | 65310 | 70423 | 74237 |
| 41 | Сред.дебит действ.скв.по нефти, т/сут | 11,9 | 11 | 11,1 | 12,4 | 13,1 | 16 | 19,6 | 19,6 |
| 42 | в т.ч. из переход.скв по нефти, т/сут | 11,9 | 11 | 11,1 | 12,4 | 13,1 | 16 | 19,6 | 19,6 |
| 43 | Сред.дебит действ.скв.по жидкости, т/сут | 66,9 | 66,2 | 70,4 | 86,5 | 108,2 | 117,7 | 148,2 | 198,1 |
| 44 | в т.ч. по новым скв., т/сут | 27,2 | 0 | 0 | 78,3 | 0 | 0 | 0 | 406,1 |
| 45 | по перешедшим скв., т/сут | 67 | 66,2 | 70,4 | 86,6 | 108,2 | 117,7 | 148,2 | 190 |
| 46 | Ввод новых скв под закачку, шт. | 10 | 10 | 7 | 6 | 5 | 5 | 3 | 31 |
| 47 | Фонд нагн.скв.на конец года, шт. | 1186 | 1196 | 1203 | 1027 | 1201 | 1206 | 1196 | 1216 |
| 48 | Перевод скв. на мех.добычу, шт. | 18 | 6 | 2 | 5 | 5 | 0 | 0 | 10 |
| 49 | Фонд мех.скв на конец года, шт. | 2331 | 2159 | 2241 | 2649 | 2251 | 1695 | 2216 | 1179 |
| 50 | Добыча нефти мех. способом, тыс.т | 6668 | 6172 | 6288 | 7038 | 7099 | 7260 | 7695,8 | 7152 |
| 51 | Добыча жидкости мех.способом, тыс.т | 36300 | 38489 | 39407 | 49095 | 58462 | 53771 | 58302 | 68933 |

Максимальный объем бурения приходился на 1984 г. – 1088 тыс.м или 8,2% накопленного объема проходки, равного 13,2 млн.м. С 1995 г. бурение дополнительных скважин прекращено из-за финансовых трудностей, несмотря на наличие резерва по вовлечению остаточных запасов нефти.

Основной проектный фонд месторождения практически полностью был разбурен в 1990 г. Далее до 1995 г. продолжалось бурение скважин уплотняющего фонда.

Месторождение разрабатывается 26 лет и находится в стадии падающей добычи нефти. В динамике отборов выделяются три стадии (табл. 6):

- 1 – растущей добычи нефти (1970-1984 гг.);
- 2 – стабильной добычи нефти (1985-1987 гг.);
- 3 – падающей добычи нефти (с 1988 г. по настоящее время).

За первую стадию продолжительностью 15 лет отобрана треть НИЗ.

Вторая стадия (стабильной добычи нефти) продолжалась всего три года. За этот период отобрано 18% НИЗ. Максимальный темп отбора – 5,9% от НИЗ, был достаточно высок. К концу второй стадии с начала разработки было отобрано половина НИЗ нефти.

Третья стадия разработки началась с 1988г. Резкое уменьшение добычи нефти было отмечено с 1992 г. (на 24% по сравнению с предыдущим годом) – в 2,3 раза относительно максимальной. За последние три года падение добычи нефти составляет почти 3,5 млн.т/год (или по 21%). В 1995 г. добыча нефти снизилась в четыре раза по сравнению с максимальным уровнем.

Таблица 6

Основные показатели добычи по стадиям разработки

| Показателя | | Стадии разработки | | | Всего на 1.01.1996 г. |
|------------------------------------|----------|-------------------|-------|-------|-----------------------|
| Продолжительность стадии, лет | | 15 | 3 | 8 | 26 |
| ● Накопленные показатели за стадию | | | | | |
| Добыча, млн.т | нефти | 202,5 | 103,4 | 149,4 | 455,3 |
| | жидкости | 250,4 | 207,1 | 587 | 1044,5 |
| То же в среднем за стадию, млн.т | нефти | 13,5 | 34,5 | 18,7 | 17,5 |
| | жидкости | 16,7 | 69,0 | 73,4 | 40,2 |
| Водонефтяной фактор, т/т | | 0,24 | 1,00 | 2,9 | 1,36 |
| Обводненность, % | | 19,1 | 50 | 74,5 | 56,4 |
| ● Показатели к концу стадии | | | | | |
| Дебит скважины, т/сут | нефти | 46 | 41 | 14 | 14 |
| | жидкости | 67 | 95 | 70 | 70 |
| Обводненность, % | | 31 | 57 | 80 | 80 |
| Отбор, % НИЗ | | 34 | 51 | 75 | 75 |
| Нефтеизвлечение, доли ед. | | 0,15 | 0,23 | 0,34 | 0,34 |

Основными причинами падения добычи нефти являются:

- значительная выработка запасов нефти;
- выбытие большого числа добывающих скважин;
- снижение средних дебитов нефти и жидкости на 12-15% ежегодно;
- значительное сокращение числа буримых дополнительных скважин за последние годы вследствие финансовых трудностей и уменьшения резервов по вовлечению запасов в активную разработку.

Максимальный уровень добычи нефти по Мамонтовскому месторождению 35,2 млн.т с темпом отбора 5,9% НИЗ достигнут в 1986 г., т.е. на 16-й год разработки. Обводненность продукции при этом составила 51%, дебит нефти – 43 т/сут, фонд скважин – 2526 (рис. 8).

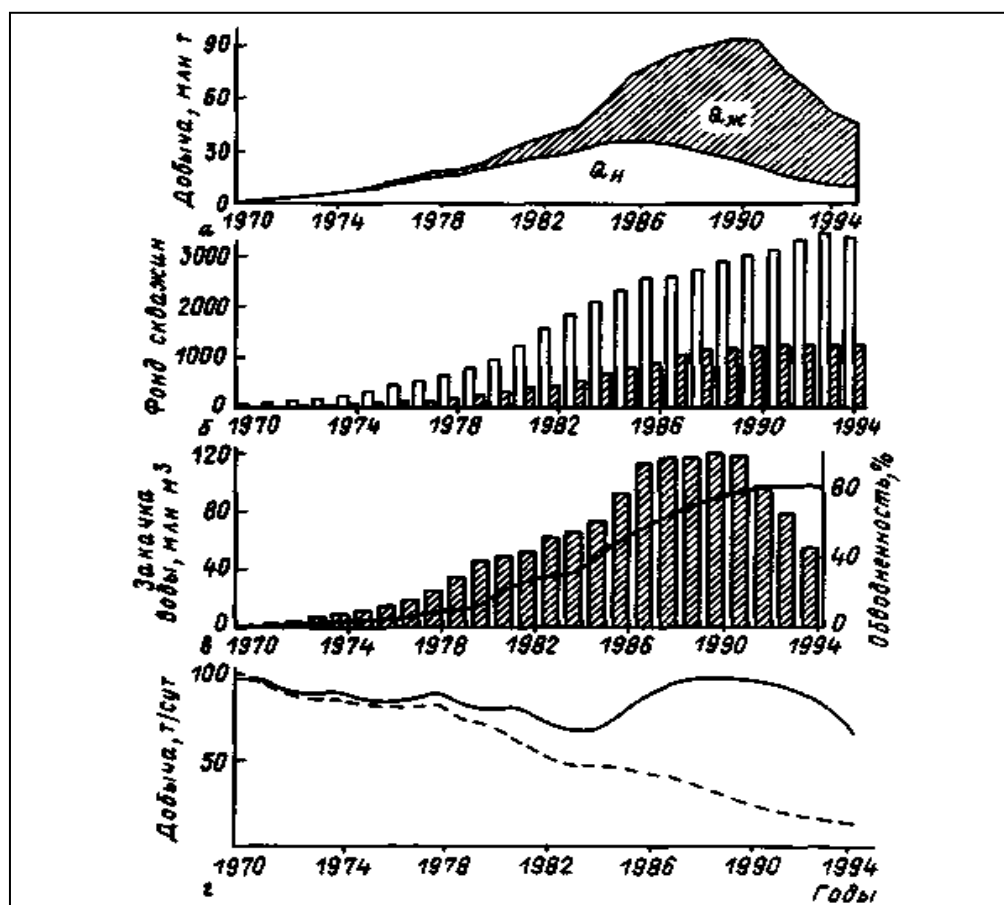


Рис. 8. Динамика основных показателей разработки:

- а – добыча нефти, жидкости (заштрихована);
- б – фонд добывающих, нагнетательных (заштрихован) скважин;
- в – объем закачки воды (заштрихован) и обводненность продукции;
- г – дебит скважин по жидкости (сплошная линия), нефти (пунктир)

Текущее состояние разработки месторождения на 01.01.1996 г. характеризуется следующими показателями (табл. 7):

- утвержденный проектный фонд в количестве 4200 скважин разбурен полностью, пробурено 5020 скважин эксплуатационного фонда. Дополнительно пробурено 820 скважин или 16% общего фонда, рекомендованного в документах по авторскому надзору за 1983-1988 гг. в качестве уплотняющих и в зонах расширения контуров нефтеносности;
- в 1995 г. по месторождению добыто 8547 тыс.т нефти;
- с начала разработки отобрано 76% НИЗ;
- действующий добывающий фонд составляет 1918 скважин или 62% от общего добывающего фонда;
- соотношение числа действующих добывающих и нагнетательных скважин равно 2,9;
- средний дебит нефти 14 т/сут, жидкости – 70 т/сут;

Для ознакомления. Номера страниц не соответствуют официальной версии.

– обводненность продукции 80%.

Месторождение находится в стадии интенсивного падения добычи нефти и увеличения обводненности.

Таблица 7

Характеристика выработки запасов на 01.01.1996 г.

| Показатели | | A ₄ | A ₅₋₆ | B ₆ | B ₈ | B ₁₀ | B _{10ТСП} | B ₁₁ | В целом |
|---|-----------|----------------|------------------|----------------|----------------|-----------------|--------------------|-----------------|---------|
| Коэффициент нефте-извлечения, доли ед. | проектный | 0,38 | 0,26 | 0,3 | 0,25 | 0,5 | 0,38 | 0,35 | 0,45 |
| | текущий | 0,258 | 0,127 | 0,019 | 0,152 | 0,401 | 0,116 | 0,259 | 0,346 |
| Отобрано от НИЗ, % | | 69 | 48 | 6 | 60 | 80 | 31 | 74 | 76 |
| Добыча нефти за 1995 г, тыс. т | | 924 | 526 | 5 | 357 | 6248 | 158 | 329 | 8547 |
| Темп отбора от НИЗ, % | | 2,0 | 1,9 | 1,7 | 3,6 | 1,3 | 1,4 | 1,5 | 1,4 |
| Обводненность продукции, % | | 79 | 86 | 71 | 77 | 80 | 72 | 82 | 80 |
| Накопленный ВНФ, т/т | | 1,2 | 3,0 | 2,0 | 2,0 | 1,2 | 2,1 | 1,9 | 1,3 |
| Дебит нефти, т/сут | | 12,5 | 15,7 | 14,7 | 12,3 | 14,1 | 7,0 | 8,3 | 13,7 |
| Дебит жидкости, т/сут | | 60 | 112 | 51 | 53 | 71 | 25 | 46 | 68 |
| Приходящиеся на одну добывающую скважину, перебивавшую в эксплуатации, тыс.т/скв: | | | | | | | | | |
| НИЗ (проектный) | | 106 | 126 | 300 | 68 | 179 | 93 | 69 | 158 |
| фактический отбор нефти | | 72 | 61 | 19 | 41 | 144 | 29 | 51 | 120 |

Текущее пластовое давление (табл. 8) по всем залежам выше начального на 0,7-1,9 МПа, что затрудняет проведение ремонтных работ в скважинах.

Таблица 8

Характеристика пластового давления в залежах /на 01.10.1995г/

| Пласт | R _{тек} , МПа, | R _{нач} , МПа | ΔP, МПа | Компенсация накопл, % |
|-------------------------|-------------------------|------------------------|---------|-----------------------|
| B ₁₀ в целом | 26,2 | 24,3 | +1,9 | 119 |
| в т.ч. отбора | 25,7 | 24,3 | +1,4 | - |
| в зоне нагнетания | 26,8 | 24,3 | +2,5 | - |
| A ₄ | 20,6 | 19,5 | +1,1 | 121 |
| A ₅₋₆ | 20,6 | 19,9 | +7,2 | 96 |
| B ₈ | 24,1 | 23,0 | +1,1 | 123 |
| B _{10ТСП} | 25,0 | 24,3 | +0,7 | 92 |
| B ₁₁ | 25,0 | 24,3 | +0,7 | 122 |

Рассмотрим показатели разработки по отдельным продуктивным пластам.

• **Пласт А₄**. Разрабатывается с 1971 г. Содержит 8% извлекаемых запасов месторождения. Характеризуется следующими основными показателями:

– максимальная добыча нефти – 3,8 млн.т (при высоком темпе отбора НИЗ – 8%) достигнута в 1987 г. При этом обводненность составила 38%, отбор запасов нефти – 29%;

– в 1995 г. из пласта добыто 924 тыс.т нефти (11% от добычи по месторождению) или 24% от своего максимального уровня;

– дебит нефти 12,5 т/сут, жидкости – 58 т/сут;

– обводненность продукции 78 %;

– соотношение числа действующих добывающих и нагнетательных скважин равно 2,5.

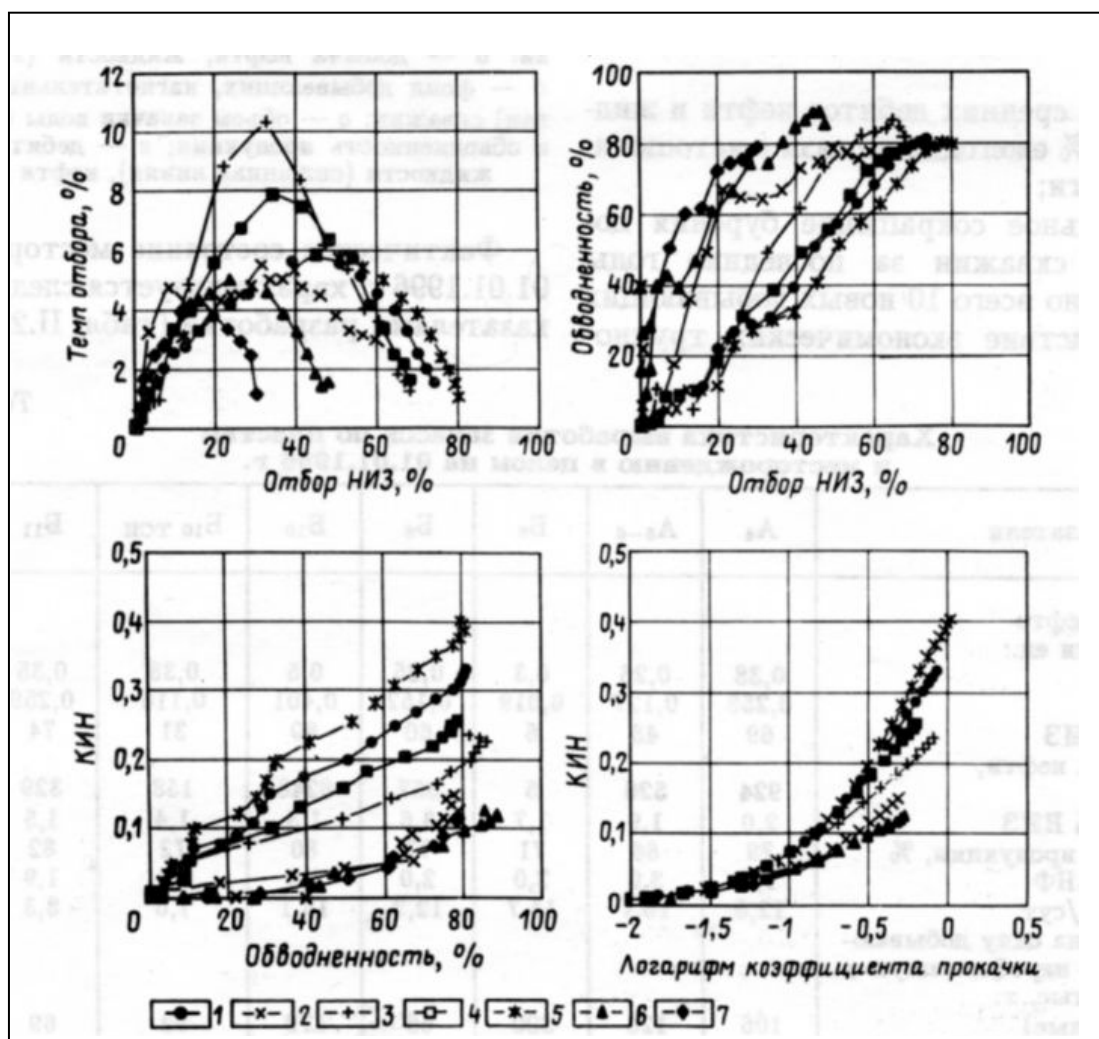


Рис. 8. Характеристики вытеснения нефти:

1 – в целом по месторождению; 2 – пласт БС₈;

3 – БС₁₁; 4 – АС₄; 5 – БС₁₀; 6 – АС₅₋₆; 7 – БС_{10ТСП}

Из приведенных характеристик вытеснения по пласту А₄ (рис. 8) можно сделать вывод, что процесс разработки осуществляется благоприятно. По кривым зависимости КИН от обводненности и логарифма коэффициента прокачки есть основания полагать, что утвержденный КИН, равный 0,38, будет достигнут. Основная часть НИЗ (69%) выработана. Однако ОИЗ, приходящиеся на одну действующую добывающую скважину, высоки – 65 тыс.т. Для более эффективного отбора остаточных потенциально-извлекаемых запасов требуется восстановить скважины, не отобравшие свои запасы. Кроме того, необходимо вовлечь запасы в тупиковых зонах, прилегающих к границам замещения пласта. В связи с риском этого мероприятия необходимо провести детальное изучение геологического строения каждой зоны.

- **Пласт А₅₋₆.** Разработка объекта началась в 1974 г. На долю этого пласта приходится 5% извлекаемых запасов месторождения. Показатели его разработки следующие:

- максимальная добыча нефти была достигнута в 1987 г. и составила 1367 тыс.т при темпе отбора 5% НИЗ. Обводненность за этот год равна 67%, накопленный отбор нефти – 24% НИЗ;

Для ознакомления. Номера страниц не соответствуют официальной версии.

- в 1995 г. из пласта добыто 526 тыс.т нефти или 6% от добычи по месторождению;
- средний дебит нефти и жидкости составил, соответственно, 15,7 т/сут и 108 т/сут, обводненность – 86%;
- соотношение числа действующих добывающих и нагнетательных скважин равно 2,9.

По кривым вытеснения (см. рис. 8) видно, что по пласту А₅₋₆ обводнение шло очень быстрыми темпами. Обводненность достигла 90% при отборе менее половины извлекаемых запасов. В такой ситуации достижение конечного КИН (0,26) представляется маловероятным. Однако за последний год по пласту все же отмечается улучшение процесса вытеснения. Это связано с отключением высокообводненных скважин. Остаточные извлекаемые запасы на одну действующую добывающую скважину очень высоки – 139 тыс. т/скв. С учетом того, что пласт А₅₋₆ является одним из верхних объектов, остаточные запасы можно будет доизвлечь также и возвратным фондом путем перевода сюда скважин, отобравших запасы из пластов Б₈, Б₁₀, Б₁₁.

В связи с наличием водонефтяной зоны залежь имеет весьма неблагоприятную характеристику обводнения. Накопленный водонефтяной фактор 3 т/т – самый высокий по сравнению с другими пластами. Таким образом, по всем показателям этот пласт будет иметь невысокую прогнозную нефтеотдачу.

Основной проблемой разработки залежи (из-за неблагоприятного геологического строения) является конусообразование и преждевременное обводнение скважин. Необходимы более эффективные методы борьбы с поступлением подошвенной воды в добывающие скважины (смена их конструкции на ГС).

• **Горизонт Б₁₀** разрабатывается с 1970 г. На этот пласт приходится основная часть извлекаемых запасов нефти месторождения – 73%. Объект характеризуется следующими показателями разработки:

- максимальная добыча нефти – 28 млн.т была достигнута в 1985 г. при темпе отбора 5,9 %. Обводненность в этот год достигла 41% при отборе 45% НИЗ нефти;
- в 1995 г. из объекта добыто 6,2 млн.т нефти (или 73% общей добычи нефти по месторождению), что ниже своего максимального уровня (1985г.) в 4,5 раза;
- механизированным способом работает 71% добывающих скважин;
- соотношение числа действующих добывающих и нагнетательных скважин равно 2,8;
- в целом по объекту отобрано 80% извлекаемых запасов нефти.

В связи с благоприятными геологическими условиями, небольшими размерами водонефтяных зон, редкой первоначальной сеткой, умеренными темпами освоения системы закачки – объект Б₁₀ имеет хорошую характеристику обводнения. Накопленный ВНФ невысокий – 1,2 т/т. По кривым вытеснения и кратности остаточных запасов можно ожидать достижения утвержденного КИН – 0,5. Остаточные извлекаемые запасы на одну действующую добывающую скважину – 69 тыс.т/скв.

Основными задачами последующей доработки объекта Б₁₀ являются:

- размещение дополнительных скважин в широких первых полосах блоков, а также в зонах малых толщин на периферии;
 - дострел интервалов пласта с запасами, сосредоточенными в переходных слабонасыщенных зонах;
 - применение МУН в массовом порядке;
 - работа по восстановлению бездействующего фонда скважин.
- **Пласт Б₁₁** разрабатывается с 1976 г. На его долю приходится 4% извлекаемых запасов нефти месторождения.

Пласт Б₁₁ характеризуется следующими основными показателями:

- максимальная добыча нефти 2247 тыс. т достигнута в 1986 г. при темпе отбора 10,4% от НИЗ и обводненности 49%. В год достижения максимума отобрано 39% НИЗ нефти;
- в 1995 г. добыто 329 тыс. т нефти (или 4% общей добычи по месторождению) с дебитом нефти 8,3 т/сут, жидкости – 46 т/сут при обводненности 82%;
- с начала разработки из пласта отобрано 16,1 млн т нефти или 74% НИЗ;
- соотношение числа действующих добывающих и нагнетательных скважин равно 2,7;
- остаточные извлекаемые запасы нефти на одну добывающую скважину составляют 48 тыс. т/скв.

Несмотря на водонефтяной тип залежи, характеристика обводнения пласта Б₁₁ удовлетворительная, накопленный ВНФ – 1,9 т/т.

По кратности запасов – 22 года, среднему дебиту – 8 т/сут, обводненности – 82% и кривым вытеснения очевидно, что достижение утвержденного нефтеизвлечения (0,35) представляется здесь проблематичным. Очевидно, по пласту требуется корректировка запасов нефти и коэффициента нефтеизвлечения.

Обводнение типичных скважин пластов в зависимости от накопленного отбора НИЗ характеризует качество процесса вытеснения и безводный период добычи нефти (рис. 9).

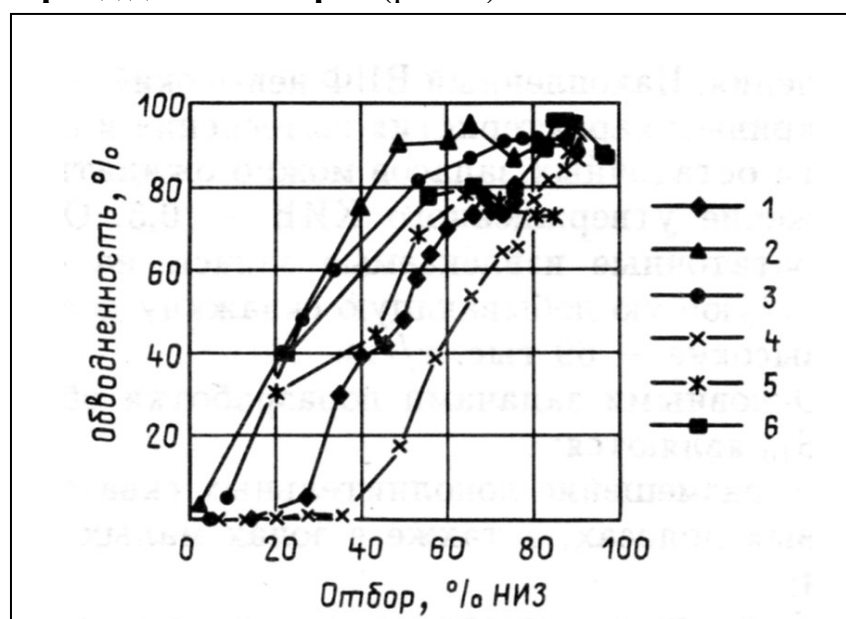


Рис. 9. Характеристики вытеснения по типичным скважинам продуктивных

пластов: 1 – пласт А₄ (скв. 7040); 2 – А₅₋₆ (скв. 9224); 5 – Б₈ (скв. 66286); 4 – Б₁₀ (скв. 6903); 5 – Б_{10ТСП} (скв. 20227); 6 – Б₁₁ (скв. 8226)

Так, скв. 6903 горизонта Б₁₀ отличается наилучшей характеристикой – наибольшим сроком отбора безводной продукции. Скважиной отобрано около 40% НИЗ почти без воды. Скважины водонефтяных залежей А₅₋₆, Б₈, Б₁₁ введены в эксплуатацию с содержанием воды в продукции от 2 до 10%, т.е. безводного нефтеизвлечения здесь не отмечается. Характеристики вытеснения по ним значительно хуже, чем по скважине пласта Б₁₀.

Из проведенного анализа разработки Мамонтовского месторождения вытекают следующие основные выводы.

1. Проектный фонд месторождения полностью разбурен, в разработку вовлечены почти все промышленные запасы нефти.

2. Благодаря правильной стратегии освоения и создания эффективных систем разработки на месторождении достигнут высокий максимальный уровень добычи нефти – 35,2 млн.т/год при темпе отбора – 5,9 % от НИЗ нефти.

3. Дальнейшие возможности вовлечения дополнительных запасов нефти в активную разработку – ограничены. Однако, судя по результатам бурения уплотняющих скважин за последние три года можно предположить, что резервы для нового бурения еще имеются в широких первых полосах горизонта Б₁₀, а также в зонах малых толщин пластов А₄ и Б₁₀.

4. В связи с завершением разбуривания месторождения необходимо значительно увеличить объемы работ по применению химических МУН, а также восстановлению неработающих скважин для их дальнейшей эксплуатации.

Сопоставление фактических и проектных показателей разработки Мамонтовского месторождения

Сопоставление показателей приведено с данными последней технологической схемы, утвержденной ЦКР в 1983 г.

Из сопоставления основных показателей (рис. 10) следует, что:

– максимальная добыча нефти 35,2 млн.т, достигнутая в 1986 г., была на 4,2 млн.т (9%) больше, чем по проекту. Это связано с освоением блочно-замкнутой системы заводнения, более быстрыми темпами бурения и с большим (на 74 скважины) добывающим фондом;

– фактическая добыча нефти до 1988 г. превышала проектную, но после этого стала начинала значительно отставать. В 1995 г. фактически добыто 8,5 млн.т нефти или на 40% ниже проектного уровня.

Основные причины невыполнения проектной добычи в 1995 г.:

– значительно меньший фонд действующих добывающих скважин (на 431 скважину или 18% от проектного числа), в то же время нагнетательный фонд был больше на 187 скважин (т.е. на 19%), чем по проекту;

– дебит нефти оказался ниже проектного на 3,4 т/сут (20%), что связано с ухудшением структуры запасов. После проведенного уточнения геологического строения пластов оказалось, что доля запасов в водонефтяных зонах, низкопроницаемых и неоднородных пластах увеличилась – до 45%. т.е. вдвое больше, чем было принято в проекте;

– не обеспечен проектный дебит жидкости в связи с сокращением (на

10%) средней вскрываемой величиной нефтенасыщенной толщины.

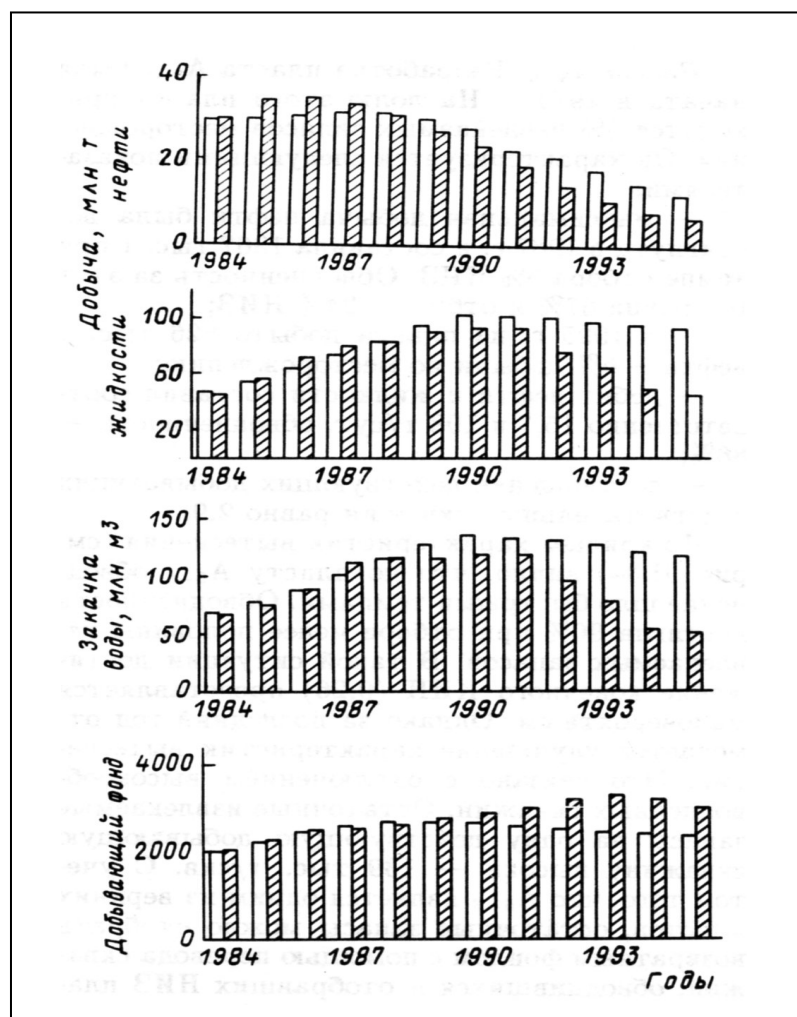


Рис. 10. Сопоставление фактических (заштриховано) и проектных (техсхема 1983 г.) показателей разработки

При оперативном уточнении фонда скважин и показателей разработки в авторском надзоре за 1989 г. добыча нефти была запроектирована в объеме 11,7 млн.т. Однако по тем же вышеуказанным причинам отмечается невыполнение и этих вновь намеченных уровней добычи нефти.

Анализ результатов перехода на блочно-замкнутую систему заводнения с уплотнением сетки скважин

Применение блочно-замкнутой системы заводнения (БЗСЗ) на крупных месторождениях Западной Сибири: Мамонтовском, Южно-Сургутском, Федоровском и других явилось одним из прогрессивных направлений в области совершенствования разработки нефтяных объектов.

Эта технология заключается в разрезании залежи нагнетательными рядами скважин на замкнутые участки (квадраты, прямоугольники и др.) с размещением в каждом из них 3-5 рядов добывающих скважин. Система предназначена для разработки слабо- и среднепрерывистых пластов, а также перспективна и для многопластовых объектов.

БЗСЗ сочетает положительные стороны рядных и площадных систем разработки. По сравнению с рядными системами БЗСЗ обеспечивает:

- увеличение темпов отбора запасов нефти в 1,2-1,5 раза за счет под-

держания пластового давления на уровне первоначального;

- повышение КИН на 3-5% за счет увеличения коэффициента охвата;
- сокращение объема попутной воды при умеренных темпах освоения нагнетательных скважин основного и дополнительного рядов;
- наилучшие возможности для внедрения нестационарного заводнения.

На Мамонтовском месторождении БЗСЗ внедряется с 1978 г. Первоначально объект Б₁₀ разбуривался по редкой сетке 750×750. Это позволило уточнить строение горизонта Б₁₀ и выделить в нем несколько пластов: Б₁₀⁰, Б_{10мон}¹⁻², Б_{10ТСП}¹⁻², Б₁₀³. В условиях сложнопостроенного и многопластового объекта принятая ранее система разработки оказалась недостаточно эффективной. Трансформация и уплотнение первоначальной сетки скважин в блочно-замкнутую систему заводнения по горизонту Б₁₀ реализованы в связи:

- с редкой (для объекта с проницаемостью 140 мД) первоначальной плотностью сетки 56 га/скв;
- слабым воздействием закачки на стягивающий ряд добывающих скважин (т.к. ширина блока – 3,3 км);
- чрезмерно большими удельными извлекаемыми запасами нефти, приходящимися на одну добывающую скважину (около 0,5 млн.т/скв).

В разбуренной части объекта Б₁₀ освоение системы разработки осуществлялось последовательно, в три этапа:

- этап 1 – бурение добывающих и нагнетательных скважин основного фонда, предусмотренного техсхемой 1969 г.;
- этап 2 – разбуривание скважин дополнительного фонда;
- этап 3 – организация дополнительного разрезания с целью формирования системы замкнутого заводнения.

В неразбуренной части месторождения (блоки I, II, XI, XII, XIII, XIV) освоение БЗСЗ осуществлено, в основном, в два этапа:

- этап 1 – одновременное разбуривание скважин основной и дополнительной сеток;
- этап 2 – организация продольного и поперечного заводнения (разрезания) продуктивного горизонта Б₁₀.

На рис. 11 изображена ячейка БЗСЗ, полученная путем перехода от трехрядной системы. В пределах одной ячейки БЗСЗ размещено 24 скважины, в том числе 17 добывающих (из которых две подлежат переводу под закачку в дополнительных рядах) и 7 нагнетательных.

Удельная площадь, приходящаяся на одну скважину, в результате уплотнения и организации БЗСЗ уменьшилась – в 1,8 раза в целом по ячейке и в 2,8 раза – по зоне размещения добывающих скважин.

На огромном по площади и запасам объекте Б₁₀ в период с 1978 по 1991 г. система замкнутого заводнения была освоена почти полностью. По состоянию на 1.01.1996 г. единичные скважины поперечных нагнетательных рядов отрабатываются на нефть. Общий уплотняющий фонд (направленный на организацию БЗСЗ и сгущение сетки) составляет 1235 скважин, в т.ч. 889 добывающих и 346 нагнетательных. Общее количество полных ячеек БЗСЗ по объекту Б₁₀ достигает 110.

Преобразование трехрядной системы в блочно-замкнутую с уплотнением

сетки скважин обеспечило значительный технологический эффект.

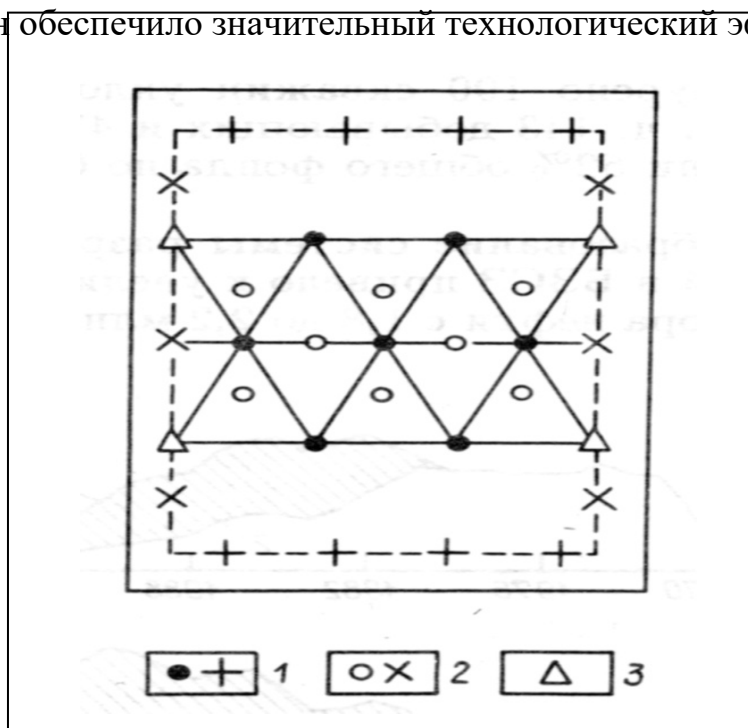


Рис. 11. Схема преобразования трехрядной системы в блочно-замкнутую (с уплотнением) по горизонту Б10:

- 1 – скважины добывающие и нагнетательные основного фонда;
- 2 – то же дополнительного фонда;
- 3 – переводимые под закачку добывающие основного фонда

В связи с тем, что дополнительный фонд по горизонту большей (46% общего фонда), характеристика уплотняющего фонда и оценка результатов перехода на БЗСЗ рассмотрены на примере отдельного блока VI (рис. 12, 13).

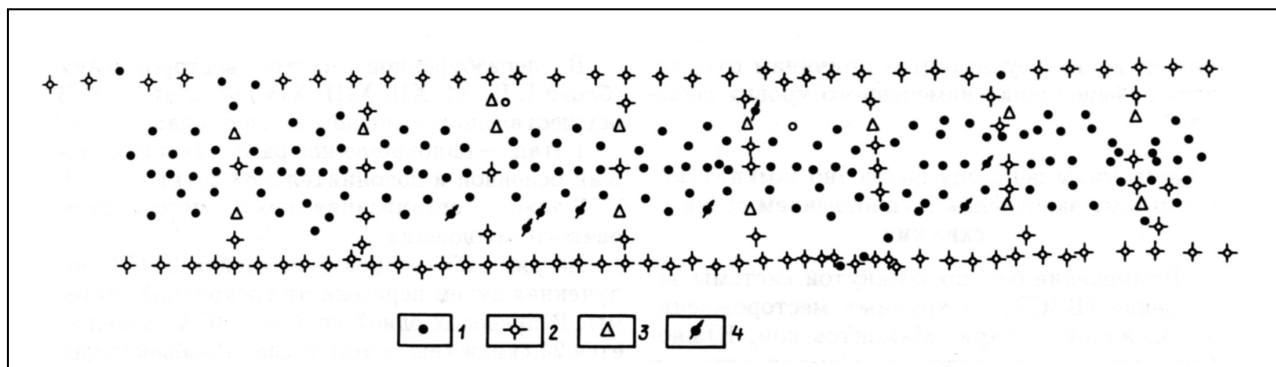


Рис. 12. Схема размещения скважин блока VI горизонта Б10:

- 1 – добывающие; 2 – нагнетательные;
- 3 – добывающие, намеченные к переводу под закачку; 4 – контрольные

Этот блок 9 лет (с 1970 по 1978 г.) разрабатывался по трехрядной системе. Внедрение БЗСЗ начато с 1979 г. По состоянию на 1.01.1996 г. этот блок характеризуется следующими показателями:

- Пробурено 190 скважин уплотняющего фонда, в т.ч. 143 добывающих и 47 нагнетательных – или 52 % общего фонда по блоку (365 скважин);
- Преобразование системы разработки из трехрядной в БЗСЗ привело к увеличению годового отбора нефти с 1,8 до 2,2 млн.т, т.е. на 29 %;

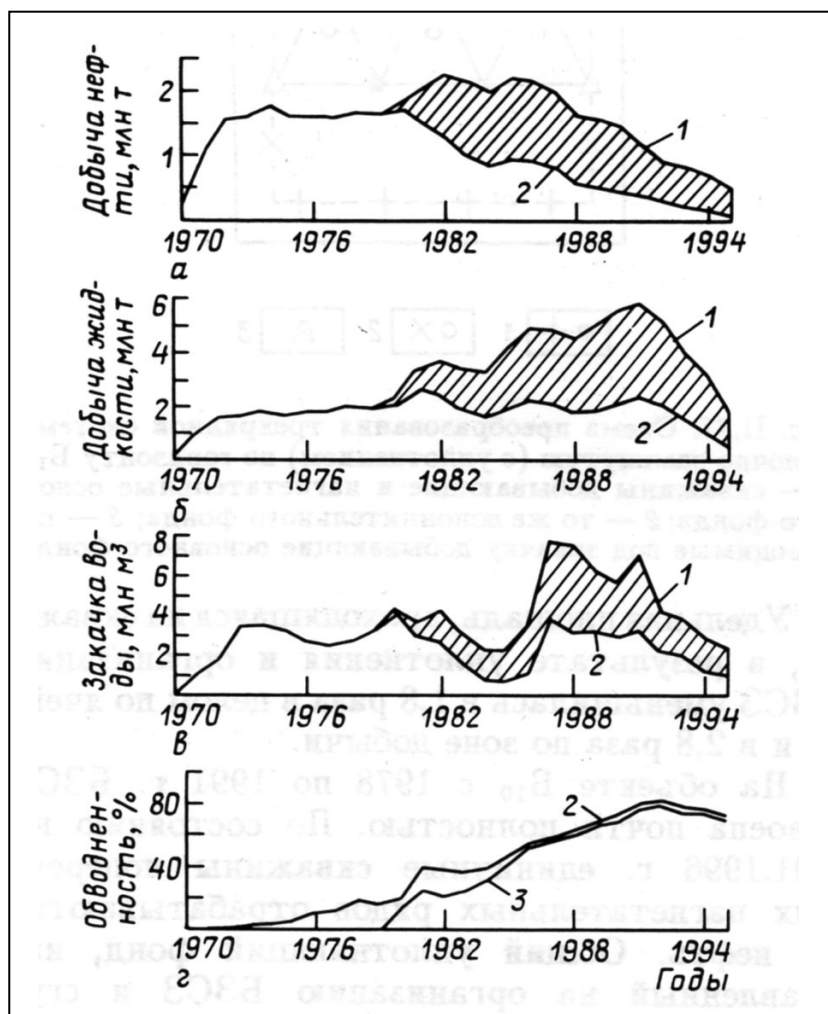


Рис. 13. Показатели разработки VI блока объекта Б10:

1, 2, 3 – соответственно, по блоку VI, основному фонду, уплотняющему фонду
(на а, б, в – показатели по уплотняющему фонду заштрихованы)

- Из уплотняющих скважин за 1995 г. добыто 466 тыс.т нефти или 80% общего объема по рассматриваемому блоку;
- Закачка воды по дополнительным разрезающим рядам в 1995 г. достигла 1,8 млн.м³ или 60% годовой закачки по блоку. С начала заводнения в них закачано 36% общего объема воды;
- Дебит нефти по уплотняющим скважинам составил 19 т/сут, что в 1,5 раза больше, чем по скважинам основной сетки;
- На начало бурения уплотняющих скважин по объекту было отобрано 14 млн.т нефти (или 36% всего объема накопленной добычи) при обводненности продукции 17%;
- Средняя обводненность продукции уплотняющих скважин составила 70% против 81% по основному фонду.

Освоение системы БЗСЗ положительно сказалось на состоянии пластового давления в залежи. После перехода с трехрядной на замкнутую систему пластовое давление в залежи увеличилось на 2,1 МПа.

Из приведенных данных разработки следует вывод о существенном положительном влиянии осуществляемого на месторождении перехода на БЗСЗ, в особенности, на уровень добычи нефти.

Для выявления эффекта от реализуемого мероприятия, разделения его на составляющие факторы, оценки прироста конечного коэффициента нефтеотдачи проанализированы результаты разработки двух участков. Участок 1 (блок VI) разрабатывался по трехрядной системе в течение 10 лет, а затем система разработки была трансформирована в блочно-замкнутую. Участок 2 (блок XII) с самого начала осваивался по БЗСЗ (рис. 14).

В результате сопоставления установлено следующее:

- максимальный темп отбора при БЗСЗ по блоку XII (11,3%) оказался в 2,4 раза выше, чем по блоку VI (4,7%);
- при накопленных отборах по блокам VI и XII соответственно 80 и 85% от НИЗ обводненность продукции (на 1.01.1996 г.) составила 73 и 86%;
- накопленный ВНФ по блоку XII в 1,4 раза больше, чем по блоку VI;
- КИН по блоку XII на 4,4% выше, чем по блоку VI.

Оценка НИЗ и КИН по выбранным блокам проведена авторами по характеристикам вытеснения, основанным на алгоритмах Камбарова, Назарова, Казакова, Лысенко и др.

Несколько повышенный отбор воды по блоку XII связан с различием в геологическом строении участков. Блок VI состоит из трех пластов: B_{10MOH}^{1-2} , $B_{10TСП}^{1-2}$, B_{10}^3 . Блок XII представлен в основном более монолитным пластом B_{10}^3 . Кроме того, нефтенасыщенная толщина блока VI (15 м) в 1,6 раза больше, чем по блоку XII. Из-за большей неоднородности пласта в блоке VI происходит опережающее обводнение объекта по наиболее проницаемым пропласткам.

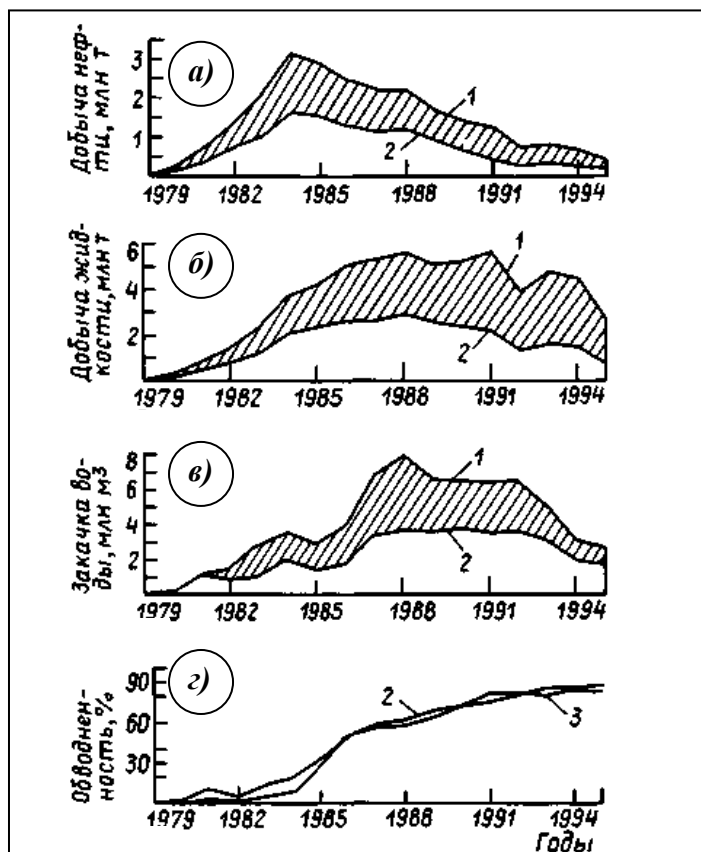


Рис. 14. Показатели разработки блока XII (условные обозначения см. рис. 13)

Для оценки эффекта от применения БЗСЗ и уплотнения в предыдущих работах авторов проведены теоретические расчеты для различных вариантов. Эти расчеты позволили определить коэффициент интерференции, т.е. реальный эффект по уплотняющему фонду за вычетом добычи, которую можно было отобрать скважинами основного фонда. Известно, что при бурении уплотняющего фонда часть подвижных запасов перераспределяется между скважинами основной и уплотняющей сетки. Показатель интерференции зависит от многих факторов: плотности сетки скважин, неоднородности объекта, количества пластов, одновременно вскрытых одной сеткой, энергетики залежей, систем воздействия и др.

В результате расчетов получен коэффициент интерференции – 0,64, т.е. 36% добычи могли быть получены из основных скважин.

С начала внедрения БЗСЗ по блоку VI из уплотняющих скважин отобрано 13 млн т нефти или $\frac{1}{3}$ общей добычи блока.

За период внедрения БЗСЗ в 1979-1994 гг. по блоку VI за счет уплотнения сетки отобрано 11,8 млн.т нефти, с учетом интерференции – 7,6 млн.т или почти $\frac{1}{3}$ общего объема добычи за этот период. По блоку XII за период 1979-1994 гг. дополнительно отобрано 11,4 млн.т нефти. Реальная добыча нефти составляет 7,3 млн.т или также $\frac{1}{3}$ общего объема. По предварительной оценке дополнительная добыча нефти разделяется на "эффект от применения БЗСЗ" и "эффект от уплотнения сетки" – примерно пополам.

Для оценки качества (эффективности) процесса вытеснения по обоим блокам построены характеристики обводнения. Из рис.15 видно, что характер вытеснения при освоении БЗСЗ с начала разработки (блок XII) – более благоприятный. Излом кривой обводнения по блоку VI произошел вследствие подхода закачиваемой воды к первому эксплуатационному ряду – до начала внедрения БЗСЗ.

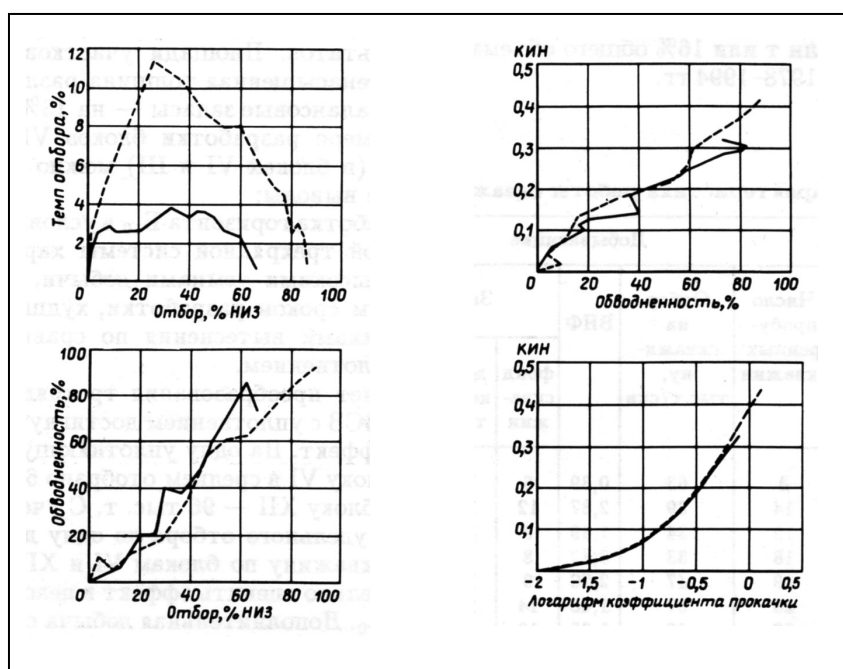


Рис. 15. Характеристики вытеснения по блокам VI (сплошная линия) и XII (пунктир) горизонта Б₁₀

Итак, нами установлено, что осуществление БЗСЗ не привело к ухудшению качества процесса вытеснения. Из обобщения промысловых данных в рассматриваемых геолого-физических условиях следует однозначный вывод об эффективности мероприятия.

Из-за сложности выбора идентичных по геологическим условиям больших участков площади (крупные эксплуатационные блоки) сопоставлены две ячейки: в блоке VI – ячейка 3 (участок 1), в блоке III – ячейка 7 (участок 2). Как и в случае сопоставления блоков, участок 1 длительное время (11 лет) разрабатывался по трехрядной системе с редкой сеткой скважин, а затем был реорганизован в БЗСЗ. Участок 2 в течение 5 лет разрабатывался по трехрядной системе, а затем – при БЗСЗ.

Выбранные участки имеют близкие геолого-физические характеристики, что способствует получению более достоверных результатов. Площади участков одинаковы, нефтенасыщенные толщины различаются на 13% и балансовые запасы нефти – на 13%.

Из опыта разработки блоков VI, XII, а также ячеек 3, 7 (в блоках VI и III) можно сделать следующие выводы:

1. Разработка горизонта B_{10} в условиях первоначальной трехрядной системы характеризуется невысокими темпами добычи, длительным сроком разработки, худшими характеристиками вытеснения по сравнению с БЗСЗ (с уплотнением).

2. За счет преобразования трехрядной системы в БЗСЗ (с уплотнением) достигнут значительный эффект. На одну уплотняющую скважину по блоку VI в среднем отобрано 69 тыс.т нефти, по блоку XII – 96 тыс.т. С учетом полученного удельного отбора по одну дополнительную скважину по блокам VI и XII можно приблизительно оценить ожидаемый эффект в целом по горизонту B_{10} . Дополнительная добыча составит около 65 млн.т или 16% общего объема добычи нефти за период 1978-1994 гг.

3. Из сопоставления показателей разработки блоков и ячеек на разных этапах освоения БЗСЗ следует, что:

- при переходе с трехрядной системы к блочно-замкнутой темпы отбора нефти увеличиваются в 1,8-2,4 раза;
- падение добычи нефти происходит при вдвое большем отборе НИЗ;
- характеристика вытеснения в условиях БЗСЗ более благоприятна.

Оценка результатов бурения уплотняющих скважин в первых полосах горизонта B_{10} /"нулевые" ряды/.

В результате неполной выработки запасов широкой (900 м) первой полосы по горизонту B_{10} здесь было размещено к бурению достаточно большое число дополнительных скважин. Проведем краткий анализ результатов эксплуатации скважин этой зоны, пробуренных за историю разработки горизонта. Добывающие ("нулевых" рядов) и нагнетательные скважины (т.е. пробуренные для дополнительного поперечного разрезания) рассмотрены отдельно.

Это связано с тем, что большинство нагнетательных скважин из-за значительного снижения пластовых давлений в стягивающих рядах отработывались на нефть кратковременно и (не отобрав свои потенциально извлекаемые запасы) были переведены под закачку воды.

Для ознакомления. Номера страниц не соответствуют официальной версии.

Всего в первой полосе пробурена 291 добывающая скважина, что составляет почти 1/4 всего уплотняющего фонда. Нагнетательных скважин в первой полосе насчитывается 220 (табл. 9).

Распределение скважин первой полосы по накопленному отбору (рис. 16) показывает, что значительная (40%) часть из них отобрала больше 30 тыс.т нефти при текущей обводненности 79%, в т.ч. из 35 скважин (12%) добыто нефти уже по 100-300 тыс.т/скв.

Низкопродуктивных скважин с минимальными отборами нефти до 5 тыс.т насчитывается 57 (20%). В большинстве случаев эти скважины обводнены и находятся в простое или переведены на другие пласты. В эксплуатации находится 18 скважин с дебитом жидкости 52 т/сут и обводненностью 90%.

Таблица 9

Характеристика работы скважин, горизонта Б₁₀ "нулевых" рядов

| Блок | Добывающие | | | | | | Нагнетательные в отработке | | | | | |
|-------|---------------------------|----------------------------|----------------------|--------------|--------------------|------------------|----------------------------|----------------------------|----------------------|--------------|--------------------|------------------|
| | Число пробуренных скважин | Отбор на 1 скважину, тыс.т | Накопленный ВНФ, т/т | За 1995 г. | | | Число пробуренных скважин | Отбор на 1 скважину, тыс.т | Накопленный ВНФ, т/т | За 1995 г. | | |
| | | | | фонд скважин | дебит нефти, т/сут | обводненность, % | | | | фонд скважин | дебит нефти, т/сут | обводненность, % |
| I | 8 | 63 | 0,89 | 6 | 19,1 | 72,3 | 7 | 27 | 0,44 | - | - | - |
| II | 14 | 39 | 2,87 | 12 | 12,2 | 88,6 | 11 | 10 | 2,03 | - | - | - |
| III | 19 | 34 | 1,49 | 9 | 11,5 | 80,5 | 15 | 33 | 0,86 | 2 | 7,4 | 79,6 |
| IV | 18 | 33 | 3,42 | 8 | 14,2 | 78,4 | 20 | 10 | 1,47 | - | - | - |
| V | 19 | 47 | 2,20 | 9 | 12,7 | 82,9 | 20 | 14 | 1,02 | 1 | 42,4 | 43,3 |
| VI | 23 | 67 | 1,48 | 14 | 21,9 | 66,2 | 18 | 15 | 0,82 | 1 | 2,6 | 92,7 |
| VII | 23 | 46 | 1,65 | 10 | 12,1 | 77,3 | 20 | 17 | 0,75 | - | - | - |
| VIII | 32 | 23 | 2,97 | 17 | 9,9 | 83,4 | 22 | 5 | 3,26 | - | - | - |
| IX | 29 | 44 | 2,68 | 18 | 13,6 | 75,1 | 20 | 17 | 0,92 | 1 | 16,8 | 82,5 |
| X | 47 | 37 | 2,09 | 29 | 13,8 | 67,5 | 18 | 21 | 1,53 | - | - | - |
| XI | 34 | 30 | 2,62 | 21 | 10,5 | 79,0 | 21 | 11 | 0,98 | - | - | - |
| XII | 10 | 33 | 2,79 | 6 | 5,17 | 89,9 | 15 | 30 | 0,51 | 1 | 17,1 | 66,3 |
| XIII | 9 | 157 | 1,05 | 8 | 17,9 | 76,2 | 6 | 29 | 0,12 | - | - | - |
| XIV | 6 | 119 | 1,36 | 2 | 43,2 | 62,1 | 7 | 15 | 0,39 | - | - | - |
| Итого | 291 | 45 | 2,02 | 169 | 13,8 | 77,4 | 220 | 17 | 0,96 | 6 | 16,8 | 70,9 |

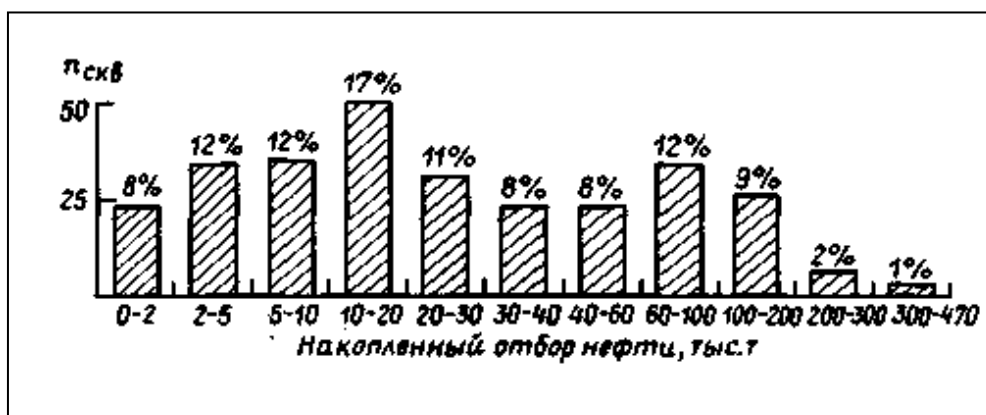


Рис. 16. Распределение добывающих скважин первых полос горизонта Б₁₀ по накопленному отбору нефти

По неудачным скважинам с низкими накопленными отборами с начала разработки добыто 155 тыс.т нефти. Прогнозные НИЗ нефти по ним по характеристикам вытеснения оцениваются в сумме в 174 тыс.тонн.

Интерес представляет сравнение результатов эксплуатации скважин, пробуренных в первых полосах блоков, характеризующихся разной степенью выработки запасов. Так, в наиболее продолжительно разрабатываемых блоках V, VI, VII и VIII (где уплотняющие скважины пробурены через 15-17 лет после начала разработки) получены достаточно высокие показатели. Из них менее половины скважин (42 шт.) имеют накопленный отбор нефти выше 20 тыс.т/скв., в т.ч. 20 скважин отобрали более 100 тыс.т/скв.

Наиболее показательны осредненные отборы на одну уплотняющую скважину. По "старым" блокам удельный отбор изменяется в пределах 46-67 тыс.т/скв, за исключением блока VIII со средним отбором 23 тыс. т/скв. Наивысшими отборами отличаются блоки XIII и XIV – соответственно 157 и 119 тыс.т/скв, в которых уплотняющие скважины в первой полосе пробурены почти одновременно с основной сеткой скважин.

В среднем из скважин первых полос отобрано нефти по 45 тыс.т/скв. По состоянию на 1.01.1996 г. дебит по ним равен 13,8 т/сут, т.е. находится на уровне среднего в целом по горизонту. Обводненность (77%) ниже средней по Б₁₀ на 3% (абс.) вследствие выбытия большого числа скважин "нулевых" рядов – 122 (42%), в основном из-за обводнения.

Намного скромнее результаты временной отработки на нефть нагнетательных скважин "нулевых" рядов. В среднем из них отобрано нефти по 17 тыс.т/скв. при накопленном ВНФ – 0,96.

Характеристику скважин по общему содержанию попутно добытой воды в продукции дает (рис. 17) распределение скважин по накопленному ВНФ. Из него следует, что примерно 1/4 скважин эксплуатируется с повышенными отборами воды, по ним ВНФ больше пяти. Половина фонда скважин работает с умеренной суммарной обводненностью (ВНФ – меньше двух).



Рис. 17. Распределение добывающих скважин первых полос горизонта Б₁₀ по накопленному водонефтяному фактору

Весьма важной особенностью является также и то, что бурение дополнительных скважин (в первой полосе) обеспечивает достаточно хороший эффект даже через 20-25 лет после начала разработки этих зон. За последний период (1992-1994 гг.) пробурено 78 таких скважин.

Таблица 10

Показатели уплотняющих скважин, пробуренных в первых полосах в 1992-1994 гг.

| Год ввода | Число скважин | При вводе | | На 1.01.1996 г. | | |
|--------------|---------------|--------------------|------------------|--------------------|------------------|---------------------------------------|
| | | дебит нефти, т/сут | обводненность, % | дебит нефти, т/сут | обводненность, % | накопл. отбор на одну скважину, тыс.т |
| 1992 | 37 | 18 | 65 | 12 | 79 | 14 |
| 1993 | 19 | 15 | 60 | 17 | 74 | 12 |
| 1994 | 22 | 19 | 50 | 18 | 55 | 7 |
| Итого | 78 | 18 | 59 | 15 | 71 | 11 |

Из табл. 10 видно, что эти скважины введены со средним дебитом 18 т/сут и обводненностью 59%. За три года дебит нефти упал в среднем на 3 т/сут, обводненность возросла на 12% (абс.), при этом отобрано по 11 тыс.т на одну скважину. При таких средних показателях можно считать, что бурение скважин в первых полосах с целью вовлечения дополнительных запасов в активную разработку достаточно эффективное мероприятие.

Характеристика уплотняющих скважин горизонта Б₁₀, пробуренных в последние годы (1992-1995 гг.)

Ранее было отмечено, что на основном объекте Б₁₀ утвержденный проектный фонд скважин практически разбурен в 1991 г. С 1992 по 1994 г. бурение дополнительных скважин продолжалось в зонах с наибольшими остаточными запасами и рентабельными толщинами /согласно авторскому надзору/. Бурение и ввод новых скважин резко сократились с 1993 г., а в 1995 г. было введено всего 10 новых скважин.

По результатам бурения новых скважин можно оценить выработку запасов в разных зонах и определить участки для дальнейшего размещения уплотняющих скважин.

Дебиты нефти новых скважин горизонта Б₁₀ изменяются в широком диапазоне в зависимости от зон разбуривания. Средний дебит нефти, полученный при вводе новых скважин, изменяется по годам в пределах 19-26 т/сут. В 1995 г. пробурено 10 скважин со средним дебитом 11 т/сут. Из них оказались четыре "не вполне удачных" скважины с дебитом 1-3 т/сут и обводненностью более 93%. Средняя обводненность всех новых скважин около 50%.

Из результатов эксплуатации скважин (табл. 11, 12) следует, что:

- по скважинам, введенным в 1992 г., дебит нефти сократился в 1,6 раза, а обводненность увеличилась на 18% (абс.) – через два года после их ввода. Отобрано на одну скважину в среднем по 16 тыс.т нефти;
- более стабильно работают скважины, введенные в 1993 и 1994 гг. Дебит нефти их почти не уменьшился, а обводненность увеличилась на 13%.

Таблица 11

**Динамика показателей эксплуатации
последних уплотняющих скважин (введенных в 1992-1995 гг.)**

| Год ввода | Показатели | 1992 г. | 1993 г. | 1994 г. | 1995 г. |
|-----------|----------------------|---------|---------|---------|---------|
| 1992 | Число скважин, шт. | 133 | 120 | 117 | 105 |
| | Добыча нефти, тыс. т | 458 | 818,7 | 531,6 | 366,5 |
| | Обводненность, % | 50 | 57 | 68 | 74 |
| | Дебит нефти, т/сут | 22 | 20 | 14 | 13 |
| 1993 | Число скважин, шт. | — | 68 | 63 | 60 |
| | Добыча нефти, тыс. т | — | 259,0 | 415,1 | 283,8 |
| | Обводненность, % | — | 56 | 67 | 69 |
| | Дебит нефти, т/сут | — | 19 | 20 | 18 |
| 1994 | Число скважин, шт. | — | — | 55 | 40 |
| | Добыча нефти, тыс. т | — | — | 216,9 | 246,2 |
| | Обводненность, % | — | — | 47 | 60 |
| | Дебит нефти, т/сут | — | — | 26 | 23 |
| 1995 | Число скважин, шт. | — | — | — | 10 |
| | Добыча нефти, тыс. т | — | — | — | 9 |
| | Обводненность, % | — | — | — | 78 |
| | Дебит нефти, т/сут | — | — | — | 11 |

Таблица 12

**Характеристика работы
последних уплотняющих скважин горизонта БС₁₀**

| Показатели | Добычающие скважины, введенные: | | | |
|--|---------------------------------|-----------|-----------|-----------|
| | в 1992 г. | в 1993 г. | в 1994 г. | в 1995 г. |
| Число новых скважин, шт. | 133 | 68 | 55 | 10 |
| Дебит нефти новых скважин, т/сут | 22 | 19 | 26 | 11 |
| Обводненность новых скважин, % | 50 | 56 | 47 | 78 |
| • Текущие показатели за 1995 год | | | | |
| Добыча нефти, тыс. т | 366 | 284 | 246 | 9 |
| Дебит нефти, т/сут | 13 | 18 | 23 | 11 |
| Обводненность, % | 74 | 69 | 60 | 78 |
| Добыча жидкости, тыс. т | 1402 | 926 | 612 | 43 |
| Накопленный отбор, тыс. т | 2134 | 891 | 463 | 9 |
| Накопл. отбор на 1 скв, тыс.т/скв | 16 | 13,1 | 8,4 | 1 |
| Накопленный ВНФ, т/т | 1,7 | 2 | 1,2 | 1,1 |
| Прогнозные НИЗ, тыс. т | 3882 | 1936 | 1142 | — |
| Отбор от НИЗ, % | 55 | 46 | 41 | — |
| Прогнозные удельные НИЗ на одну скважину, тыс. т/скв | 29,2 | 28,5 | 20,8 | — |

По известным характеристикам вытеснения по группам новых скважин выполнена оценка потенциально извлекаемых запасов нефти. Вследствие небольшого срока эксплуатации оценка НИЗ является приблизительной, особенно по скважинам, введенным в 1993-1994 гг.

Оказалось, что удельные извлекаемые запасы нефти на одну скважину за весь срок – около 30 тыс.т, находятся на рентабельном уровне.

Полученные результаты (несмотря на наличие ряда неудачных скважин с низкими отборами) указывают на необходимость определения зон с невовлеченными в активную разработку запасами и бурения уплотняющих скважин.

Первые результаты эксперимента по предельному уплотнению сетки

На месторождении с 1989 г. проводится промышленный эксперимент по изучению влияния плотности сетки скважин на показатели разработки и КИН. Суть эксперимента заключается в разбуривании участка объекта Б₁₀ по предельно плотной сетке (до 9 га/скв).

Для эксперимента выбрана ячейка 9 блока XI на начальной стадии разбуривания. В этой ячейке с 1981 до 1985 г. работала всего одна скважина с дебитом нефти 150 т/сут. До 1989 г. ячейка разбуривалась по редкой сетке. К моменту начала эксперимента было пробурено 30 скважин или 38 % проектного фонда (ячейки). Отобрано 651 тыс.т нефти или 15 % НИЗ. Средний дебит нефти – 56 т/сут. Причиной обводнения (36%) был, в основном, подъем подошвенных вод.

Опытная ячейка имеет площадь 7590 тыс.м², нефтенасыщенную толщину 10,8 м, балансовые запасы нефти 8337 тыс.т.

Уплотняющая сетка опытной ячейки – это обращенная семиточечная система с расстоянием между скважинами 300 м. При этом в зоне отбора сетка уплотнена до 9 га/скв, а в целом по ячейке – до 10,5 га/скв. Ячейка ограничена по периметру 20^ю нагнетательными скважинами (рис. 18). Добывающих скважин – 58, в т.ч. 12 с конструкцией нагнетательных.

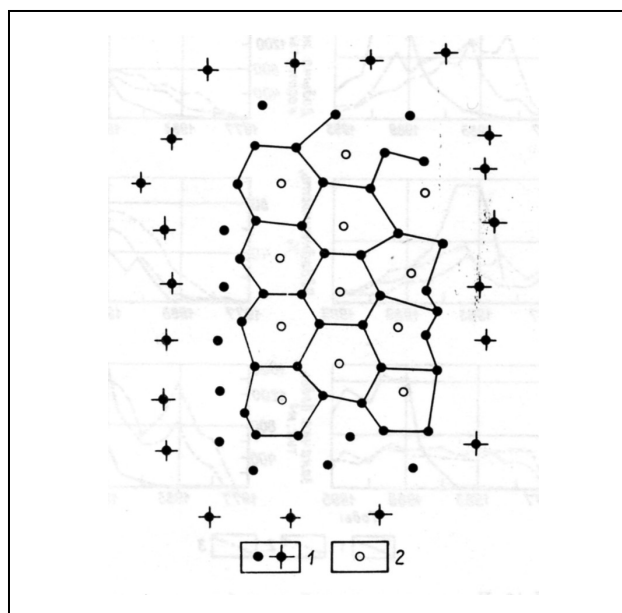


Рис. 18. Экспериментальная ячейка 9 горизонта Б₁₀ (блок XI) с ПСС (≈ 9 га/скв):

1 – скважины пробуренные добывающие и нагнетательные;

2 – добывающие с конструкцией нагнетательных

По существу, в экспериментальной ячейке запроектирована комбинированная система разработки: блочно-замкнутая система заводнения, которая (на более поздней стадии разработки) усиливается площадной системой. Соотношение числа добывающих и нагнетательных скважин на первой стадии составляет 5,8, после перехода на площадную систему – 2,1.

По состоянию на 1.01.1995 г. в опытной ячейке пробурено 78 скважин (рис.19), в т.ч. 63 в добывающем фонде, 15 – в нагнетательном. Отобрано 67% НИЗ участка при обводненности 75 %. За 1995г. добыто нефти 141 тыс.т, средний дебит скважин по нефти – 11 т/сут.

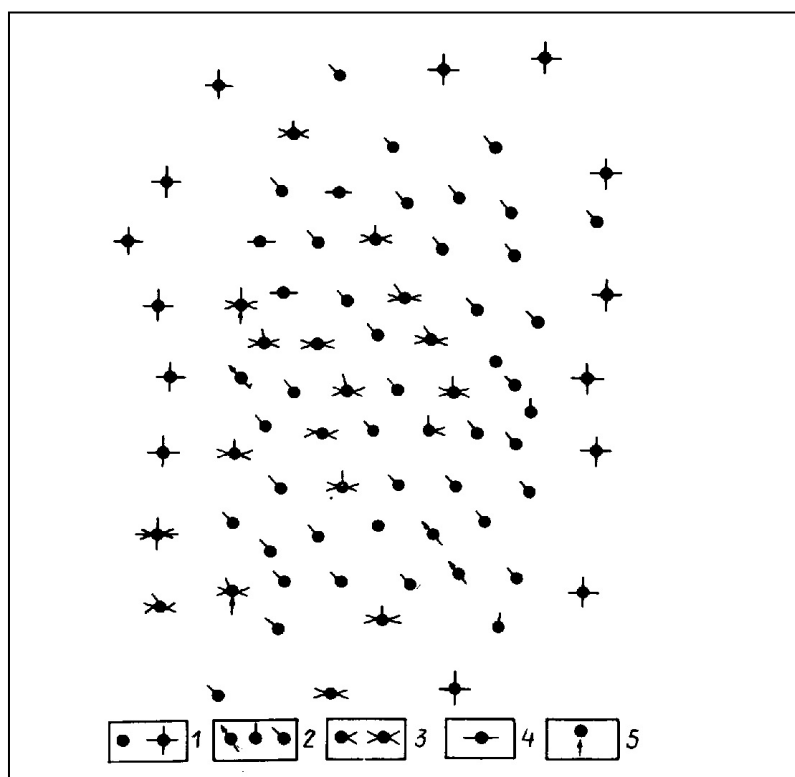


Рис. 19. Карта текущего фонда опытной ячейки 9 горизонта Бю.

Скважины: 1 – добывающие, нагнетательные;
2 – пьезометрические, фонтанные, ЭЦН;
3 – остановленные, в бездействии;
4 – в консервации; 5 – перевод с пласта на пласт

Проведена сравнительная оценка характеристик опытной ячейки и ячеек с более редкими (20-21 га/скв) сетками скважин (показатели приведены в табл. 13, 14 и на рис. 20). Видно, что по опытной ячейке:

- достигнут высокий темп отбора НИЗ нефти – в 1,4 раза выше, чем по ячейкам без уплотнения;
- основной показатель (отбор нефти на одну скважину) – в 1,9 раза меньше, чем по обычным ячейкам в связи с большим фондом;
- средний дебит нефти 11 т/сут находится почти на одном уровне с дебитом ячейки 8 и в 1,2 раза ниже, чем по ячейке 7;
- остаточные извлекаемые запасы по опытной (плотной) ячейке в 2-2,4 раза выше, чем по другим (разреженным) ячейкам;
- отмечается недокомпенсация отборов жидкости закачкой воды (текущая – 90%, накопленная – 70%). Однако пластовое давление в ячейке 9 находится на уровне начального – 24,3 МПа. Этому, в некоторой степени, способствовал переход на более умеренные темпы добычи.

Таблица 13

Динамика показателей разработки опытной ("плотной") ячейки 9 и сравнительных ячеек 7 и 8 (без уплотнения) по объекту БС₁₀

| Годы | Фонд добывающих скважин | | | Добыча нефти, тыс.т/год | | | Дебит нефти, т/сут | | | Обводненность, % | | | Закачка воды, тыс.м ³ /год | | |
|------|-------------------------|----|----|-------------------------|-----|-----|--------------------|------|------|------------------|-----|----|---------------------------------------|------|------|
| | 9 | 7 | 8 | 9 | 7 | 8 | 9 | 7 | 8 | 9 | 7 | 8 | 9 | 7 | 8 |
| 1977 | — | — | 1 | — | — | 1 | — | — | 29,5 | — | — | — | — | — | — |
| 1978 | — | 5 | 10 | — | 10 | 31 | — | 30,1 | 42,6 | — | — | — | — | — | 26 |
| 1979 | — | 12 | 22 | — | 28 | 82 | — | 20,1 | 32,0 | — | 0,1 | 4 | — | — | 321 |
| 1980 | — | 15 | 23 | — | 97 | 244 | — | 24,3 | 44,6 | — | 1 | 3 | — | 272 | 630 |
| 1981 | 1 | 14 | 22 | 2 | 92 | 398 | 32,6 | 21,1 | 60,5 | — | 4 | 9 | — | 339 | 703 |
| 1982 | 1 | 20 | 22 | 19 | 121 | 328 | 106,1 | 27,2 | 50,8 | 2 | 5 | 16 | — | 477 | 1013 |
| 1983 | 1 | 17 | 22 | 27 | 213 | 327 | 150,3 | 41,0 | 49,8 | 3 | 6 | 22 | — | 799 | 1323 |
| 1984 | 1 | 17 | 20 | 28 | 365 | 391 | 153,5 | 72,1 | 62,8 | 1 | 10 | 29 | — | 628 | 975 |
| 1985 | 2 | 17 | 20 | 61 | 336 | 274 | 150,7 | 66,9 | 48,2 | 12 | 20 | 46 | 16 | 552 | 834 |
| 1986 | 9 | 18 | 24 | 114 | 312 | 292 | 102,8 | 63,1 | 40,3 | 25 | 33 | 58 | 68 | 539 | 677 |
| 1987 | 15 | 19 | 23 | 154 | 292 | 239 | 67,2 | 52,2 | 31,0 | 36 | 41 | 66 | 111 | 757 | 1059 |
| 1988 | 26 | 18 | 23 | 246 | 287 | 214 | 55,9 | 51,7 | 28,9 | 27 | 54 | 72 | 185 | 926 | 1278 |
| 1989 | 63 | 21 | 22 | 418 | 230 | 194 | 33,2 | 44,9 | 26,1 | 37 | 59 | 73 | 517 | 1513 | 1386 |
| 1990 | 60 | 22 | 26 | 533 | 322 | 148 | 26,4 | 44,1 | 18,3 | 49 | 54 | 75 | 649 | 1013 | 1041 |
| 1991 | 65 | 21 | 24 | 590 | 239 | 135 | 27,7 | 32,9 | 15,8 | 64 | 69 | 83 | 909 | 1237 | 1240 |
| 1992 | 49 | 16 | 16 | 439 | 153 | 112 | 23,3 | 25,8 | 15,3 | 69 | 74 | 84 | 1005 | 1209 | 907 |
| 1993 | 51 | 15 | 19 | 208 | 86 | 76 | 12,9 | 17,1 | 11,9 | 74 | 80 | 74 | 686 | 930 | 634 |
| 1994 | 57 | 16 | 21 | 187 | 71 | 50 | 10,2 | 13,5 | 8,0 | 73 | 78 | 75 | 595 | 520 | 372 |
| 1995 | 43 | 15 | 13 | 142 | 58 | 42 | 11,3 | 13,5 | 11,5 | 76 | 80 | 76 | 478 | 288 | 232 |

Таблица 14

Показатели опытной ("плотной") ячейки 9 блока XI в сравнении с ячейками (без уплотнения) по объекту БС₁₀

| Показатели / на 01.01.1996г. / | | Блок XI | | Блок X |
|---|-----------------------|---------|-------|--------|
| | | яч. 9 | яч. 7 | яч. 8 |
| Запасы нефти, тыс.т | балансовые | 8337 | 7778 | 8032 |
| | начальные извлекаемые | 4720 | 4100 | 4215 |
| КИН, доли ед. | | 0,566 | 0,527 | 0,525 |
| Пробуренный фонд скважин — всего | | 78 | 43 | 46 |
| в т.ч. добывающий | | 58 | 27 | 30 |
| из них с конструкцией нагнетательных | | 12 | — | — |
| нагнетательный | | 20 | 16 | 16 |
| Средняя плотность сетки по ячейке, га/скв. | | 10,5 | 21,2 | 20 |
| Год ввода в разработку | | 1981 | 1978 | 1977 |
| Начало реализации БЗСЗ с уплотнением | | 1987 | 1980 | 1979 |
| Максимальная добыча нефти, тыс.т | | 590 | 364 | 390 |
| Темп отбора от НИЗ, % | | 12,5 | 8,9 | 9,2 |
| Накопленная добыча нефти, тыс.т | | 3168 | 3254 | 3584 |
| Отбор от НИЗ, % | | 67 | 79 | 85 |
| Уд. отбор на одну скважину, всего, тыс.т/скв. | | 41 | 76 | 78 |
| Накопленный ВНФ, т/т | | 1,353 | 0,956 | 1,331 |
| Годовая добыча нефти, тыс.т (1995 г.) | | 141 | 58 | 42 |
| Средний дебит нефти, т/сут (1995 г.) | | 11,3 | 13,5 | 11,5 |
| Обводненность, % (1995 г.) | | 75 | 80 | 75 |
| Остаточные извлекаемые запасы, тыс.т | | 1552 | 788 | 637 |
| ОИЗ на одну действующую скважину, тыс.т/скв. | | 36 | 49 | 42 |

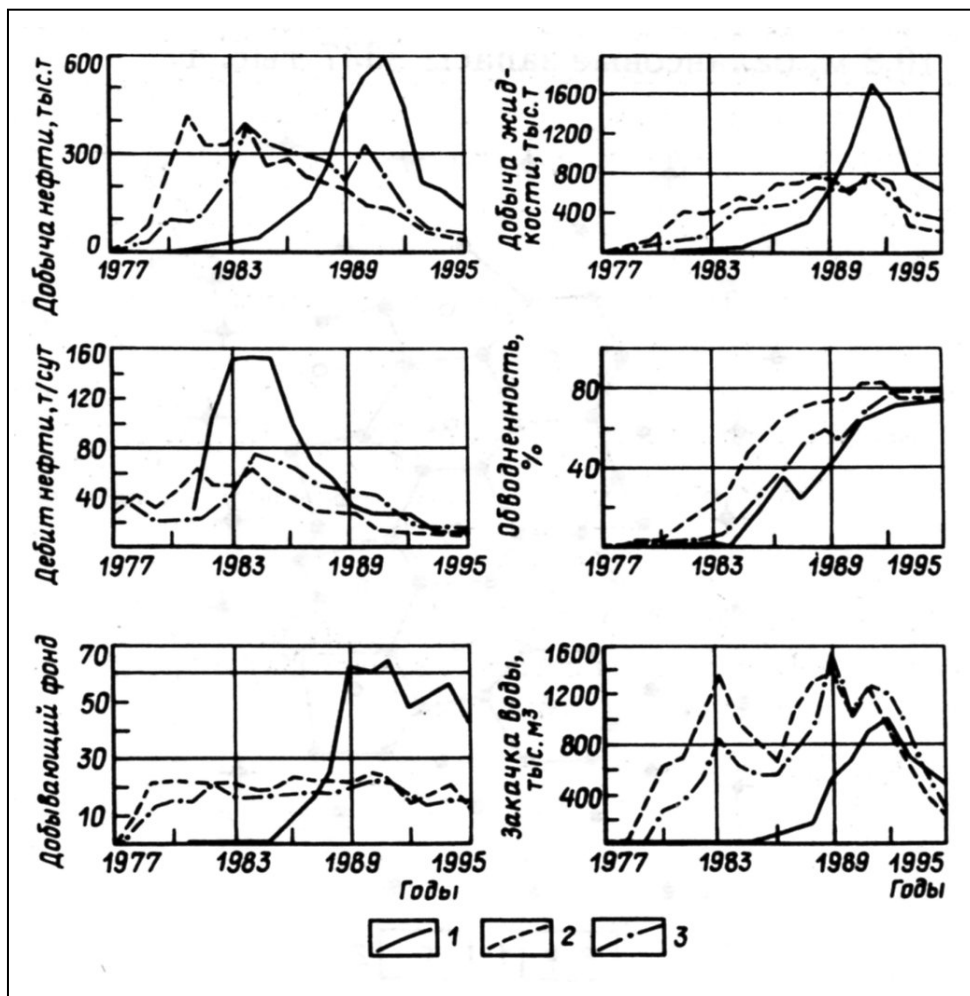


Рис. 20. Показатели разработки ячеек:

1 – опытная ячейка 9 (блок XI) с плотностью сетки 9 га/скв;

2, 3 – ячейки, соответственно, 8 (блок X) и 7 (блок XI) – с плотностью 31 га/скв.

Предварительная оценка извлекаемых запасов нефти проведена по алгоритмам разных авторов (характеристикам вытеснения). **Оказалось, что КИН по опытной ячейке – 0,566, будет выше, чем по ячейкам 7 и 8, соответственно, на 0,039 и 0,041.**

Полученное превышение КИН опытной ячейки (при двойном уплотнении) является достаточно высоким, если учесть, что около 1/3 площади опытной ячейки занимает водонефтяная зона. Для проведения более корректного сопоставления показателей разработки «идентичных» ячеек (с подобным соотношением ЧНЗ и ВНЗ) по горизонту B_{10} – не оказалось.

Эксперимент еще не реализован полностью, т.е. добывающие скважины с конструкцией нагнетательных не переведены под закачку. После организации площадной системы заводнения и многократной промывки пласта в пределах опытной ячейки предполагается достижение более высокого конечного КИН.

Кроме того, из кривых обводнения (рис. 21) следует, что характеристика опытной ячейки, весьма неблагоприятная в начале разработки, постепенно улучшается и эта тенденция сохраняется.

В связи с незавершенностью эксперимента представленную оценку уплотнения сетки скважин следует считать предварительной.

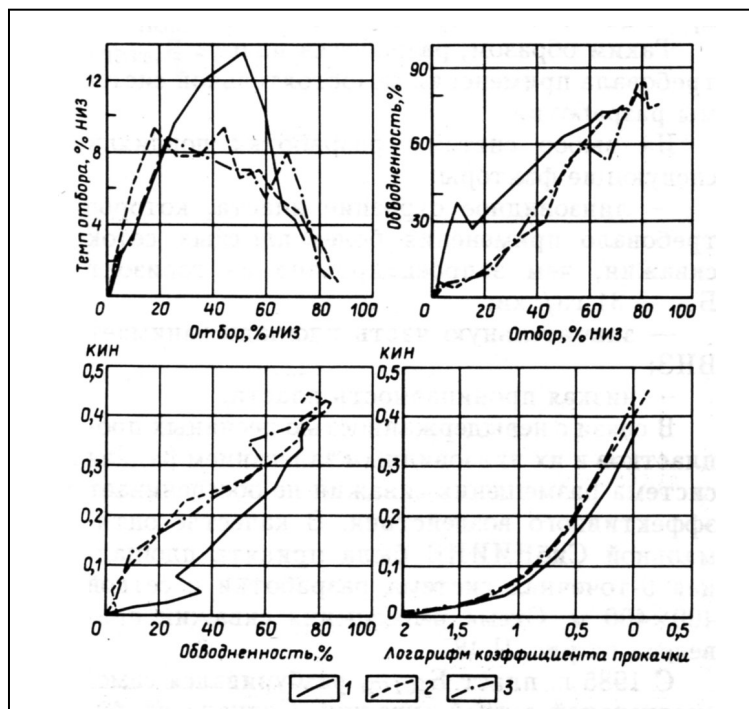


Рис. 21. Характеристики вытеснения по ячейкам:

1, 2, 3 – соответственно, опытная 9 (блок XI), сравниваемые – 8 (Блок X), 7 (блок XI) ячейки.

Опыт бурения горизонтальных скважин на объекте Б₁₀

Принятие решения о строительстве горизонтальных скважин на Мамонтовском месторождении вызвано тем, что бурение вертикальных и наклонно-направленных скважин эффективно не на всех участках объекта Б₁₀. Из-за невысокой текущей нефтенасыщенной толщины (4-6 м) на заводненных участках и в водонефтяных зонах происходит преждевременное обводнение скважин вследствие быстрого подтягивания подошвенных вод. Горизонтальные скважины обеспечат увеличение продуктивности, более полное извлечение нефти и замедленный прорыв воды (за счет ликвидации неблагоприятного конусообразования).

В 1994 г. на объект Б₁₀ в водонефтяной зоне в центральной части ячейки 1 блока II (по предложению В.Н.Черноморского) пробурено две горизонтальные скважины. Расстояние от этих скважин до контура нефтеносности около 1 км.

√ **Горизонтальная скважина №6628г** – пробурена на расстоянии 300 м от скв. №1405г. Вскрытая нефтенасыщенная толщина пласта – 286 м. Скважина характеризуется более высокими показателями. Введена в эксплуатацию с дебитом безводной нефти 152 т/сут. Однако эксплуатация высокопроизводительным насосом и форсированный режим работы привели к подтягиванию подошвенной воды. Через год работы (после отбора 50 тыс.т нефти) продукция обводнилась до 20 %. На конец 1995 г. обводненность составила 56 %, дебит нефти снизился до 72 т/сут (табл. 15).

√ **Горизонтальная скважина №1405г** – пробурена менее удачно, т.к. вскрыла водоносную часть пласта. Длина горизонтальной или наклонной части ствола скважины – 187 м, интервал перфорации – 14,4 м. Скважина введена в эксплуатацию с дебитом нефти 72 т/сут при обводненности 55 %. За

два года по ней отобрано 38 тыс.т нефти. Скважина работает достаточно стабильно.

Таблица 15

Показатели работы горизонтальных скважин объекта Б₁₀

| Год | Квартал | Скважина №6628г | | | | Скважина №1405г | | | |
|-------|---------|---------------------|------------------------|--------------------|------------------|---------------------|------------------------|--------------------|------------------|
| | | Добыча нефти, тыс.т | Добыча жидкости, тыс.т | Дебит нефти, т/сут | Обводненность, % | Добыча нефти, тыс.т | Добыча жидкости, тыс.т | Дебит нефти, т/сут | Обводненность, % |
| 1994 | 1 | – | – | – | – | – | – | – | – |
| | 2 | 11,8 | 12,0 | 152 | 1 | 6,2 | 13,9 | 72 | 55 |
| | 3 | 12,3 | 12,5 | 134 | 1 | 5,7 | 13,0 | 62 | 56 |
| | 4 | 12,9 | 13,2 | 140 | 2 | 7,0 | 13,7 | 76 | 49 |
| | Всего | 37,0 | 37,7 | 141 | 2 | 18,9 | 40,6 | 70 | 54 |
| 1995 | 1 | 13,2 | 13,7 | 147 | 3 | 7,8 | 14,4 | 87 | 46 |
| | 2 | 11,0 | 13,7 | 121 | 20 | 2,3 | 4,8 | 73 | 52 |
| | 3 | 9,3 | 15,2 | 101 | 39 | 4,4 | 8,0 | 75 | 45 |
| | 4 | 6,6 | 15,2 | 72 | 56 | 4,1 | 8,1 | 67 | 49 |
| | Всего | 40,1 | 57,8 | 110 | 31 | 18,6 | 35,3 | 77 | 47 |
| Итого | | 77,1 | 95,5 | 123 | 19 | 37,6 | 75,9 | 73 | 51 |

Таким образом, в целом весьма успешные показатели эксплуатации скважин №№1405г и 6628г подтвердили перспективность бурения новых горизонтальных скважин на объекте Б₁₀ Мамонтовского месторождения.

Одним из ключевых условий успешной эксплуатации ГС является создание пониженных перепадов давления между водоносной и нефтенасыщенной областями (щадящий режим работы) для исключения процессов активного конусообразования. Дебиты горизонтальных скважин по жидкости, очевидно, целесообразно поддерживать в пределах 50-60 т/сут.

В связи с технологической и экономической эффективностью бурения горизонтальных скважин на объекте Б₁₀ это направление должно стать одним из приоритетных на этом месторождении.

Проблемы разработки трудноизвлекаемых запасов нефти

К трудноизвлекаемым на Мамонтовском месторождении можно отнести запасы, сосредоточенные в сложнопостроенном пласте Б₁₀ТСП.

Пласт представляет собой значительную (до 20-30 м) толщю тонкого чередования алеврито-глинистых и песчаных пропластков (ТСП), залегающую под монолитными песчаными телами основного горизонта Б₁₀¹⁻².

Кровля пачки ТСП в разрезе горизонта гипсометрически непостоянна. Отмечаются случаи, когда в соседних скважинах ТСП сливаются в монолитный слой или, наоборот, монолитное тело расслаивается плотными породами на тонкие пропластки. Поэтому основным критерием выделения объекта Б₁₀ТСП¹⁻² является наличие в нижней части разреза горизонта Б₁₀¹⁻² (под монолитами) тонких прослоев песчаников, характеризующихся пониженным значением проницаемости и нефтенасыщенности.

В интервале ТСП нефтенасыщенны от одного до 11 песчаных прослоев. В восточной части месторождения ТСП выклиниваются. В объеме развития нефтенасыщенных тонкослоистых песчаников выделяется три залежи нефти – вдоль линии выклинивания ТСП. От монолитной части ТСП отделены глинистым разделом, толщина которого изменяется в диапазоне от 0,4 до 9 м.

Нефтенасыщенная толщина ТСП меняется в пределах 0,6-14,4 м, в среднем составляя 3,7 м. Пласт характеризуется линзовидным строением, высокой расчлененностью – 6,3, средней проницаемостью 60 мД (по геофизике), невысокой песчанистостью – 0,47, низкой нефтенасыщенностью – 50%, почти 2/3 площади залежи приходится на водонефтяную зону.

Рассматриваемый пласт занимает чуть менее 8 % площади месторождения. Содержит 30,3 млн.т балансовых и 11,5 млн.т извлекаемых запасов нефти при КИН – 0,38. На пласт приходится 2 % от общего объема запасов по месторождению.

Пласт $B_{10ТСП}$ разрабатывается с 1970 г. Первоначально он был перфорирован в 50 скважинах совместно с монолитными песчаниками. Раздельное опробование тонкослоистых песчаников в добывающих скважинах не проводилось.

По данным потокометрии при совместной эксплуатации с монолитными песчаниками ТСП слабо работали в единичных скважинах. Запасы ТСП практически не вырабатывались из-за существенного (более, чем в 3 раза) различия проницаемости с верхним пластом $B_{10МОН}$.

Таким образом, для эффективной разработка пласта $B_{10ТСП}$ требовалось бурение самостоятельной сетки скважин.

На выбор системы разработки объекта ТСП повлияли следующие факторы:

- линзовидное строение пласта требовало применения более плотной сетки скважин, чем это запроектировано на основном горизонте B_{10} ;
- значительную часть площади занимает ВНЗ;
- низкая проницаемость пласта обуславливала необходимость применения более интенсивных (площадных) систем воздействия.

В связи с невыдержанностью песчаных пропластков и их линзовидным залеганием рядная система размещения скважин не обеспечивает здесь эффективного воздействия. В качестве оптимальной авторами проекта была обоснована площадная обращенная 9-точечная система разработки 400×400 метров при плотности сетки 16га/скв. (см. рис. 22).

С 1985 г. пласт $B_{10ТСП}$ разбуривался самостоятельной сеткой скважин. Сначала для оценки добывных возможностей объекта было пробурено 25 скважин в четырех опытных ячейках.

Характеристика выработки запасов нефти из монолитной части и ТСП горизонта B_{10} по пробуренным самостоятельным скважинам приведена на рис. 23. Из рисунка следует, что монолитная часть горизонта B_{10} заводняется гораздо быстрее, чем тонкие пропластки, после чего последние практически уже не вырабатываются.

Коэффициент вытеснения по пласту $B_{10ТСП}$ во вновь пробуренных скважинах был крайне низким – 0,02, т.е. начальная нефтенасыщенность ТСП осталась без изменения.

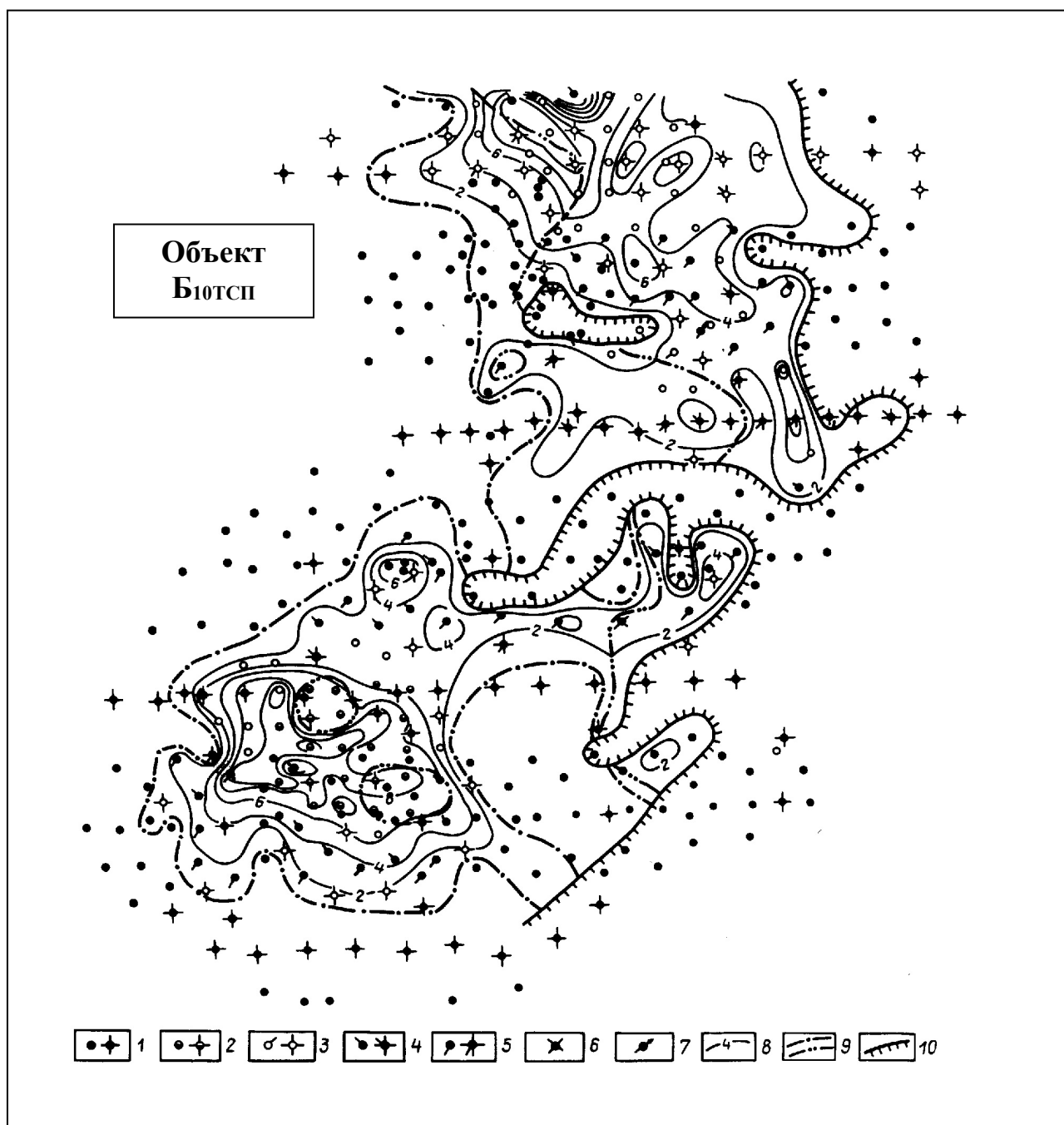


Рис. 22. Мамонтовское месторождение. Схема размещения скважин в южной части пласта БютСП (принятая в техсхеме 1986 г.):

1 – добывающие и нагнетательные верхних пластов, вскрывшие пласт БютСП¹⁻²; 2 – добывающие и нагнетательные проектные верхних пластов; 3 – проектные добывающие и нагнетательные на пласт БютСП¹⁻²; 4 – добывающие на ТСП и нагнетательные, перфорированные совместно с монолитом; 5 – предлагаемые к дострелу пласта БютСП¹⁻² добывающие и нагнетательные; 6 – ликвидированные; 7 – контрольные; 8 – изопахиты пласта БютСП¹⁻²; 9 – внешний и внутренний ВНК; 10 – линия выклинивания коллектора.

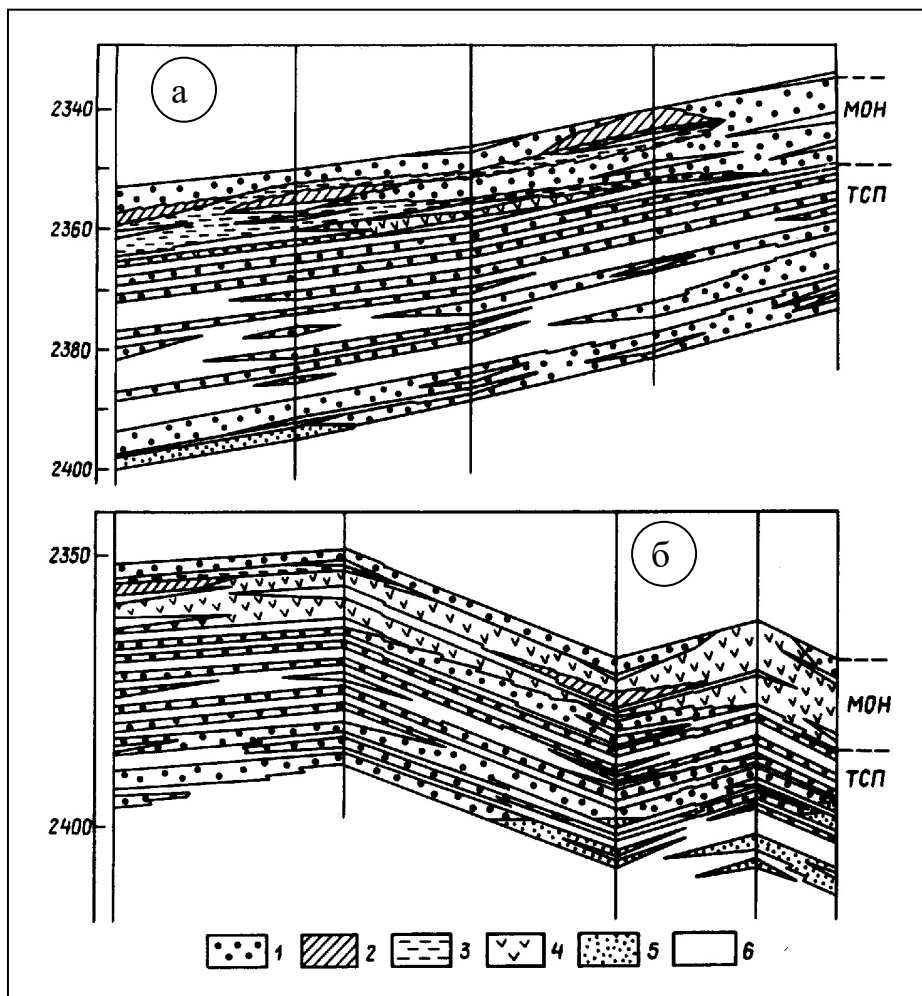


Рис. 23. Схема вытеснения нефти из объекта Бютсп на момент разбуривания опытного участка:

1,2– соответственно, нефтенасыщенный, выработанный; 3, 4 – обводненный, соответственно, минерализованной, пресной водой; 5 – подошвенная вода; 6 – глинистые породы

Из приведенных материалов следует, что пласт Бютсп при совместном вскрытии с монолитными песчаниками практически не выработывался. Решение о разработке ТСП самостоятельной сеткой скважин оказалось правильным и эффективным.

Краткая характеристика состояния разработки объекта ТСП приведена в табл. 16. Из динамики основных показателей следует, что:

- разбуривание залежи завершено в 1990 г.;
- пласт разрабатывается умеренными темпами, максимальный темп отбора 4,3 % достигнут в 1990 г. при отборе 16 % от НИЗ нефти;
- за 1995 г. добыча нефти составила почти 1/3 от "своего" максимального уровня и 2 % от общей добычи нефти по месторождению;
- из ТСП всего отобрано 3,5 млн.т нефти или 31 % от НИЗ нефти объекта;
- фонд добывающих скважин сейчас уже сократился почти вдвое по сравнению с фондом при максимальном уровне добычи нефти;
- по объекту ТСП достигнута высокая обводненность продукции – 82% при небольшом отборе НИЗ – 31 %.

Таблица 16

Динамика показателей разработки объекта Б₁₀ТСП

| Показатели | | Годы | | | | | | | | | | |
|---------------------------------------|------------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| | | 1985 | 1986 | 1987 | 1988 | 1989 | 1990 | 1991 | 1992 | 1993 | 1994 | 1995 |
| Добыча, тыс.т | нефти | 57 | 194 | 319 | 336 | 460 | 497 | 460 | 389 | 344 | 286 | 158 |
| | жидкости | 66 | 270 | 521 | 679 | 1163 | 1299 | 1663 | 1532 | 1408 | 1296 | 761 |
| | нефть накоп- ленная | 57 | 251 | 579 | 915 | 1375 | 1887 | 2347 | 2736 | 3081 | 3367 | 3525 |
| Введено новых скважин | | 15 | 9 | 11 | 17 | 31 | 18 | – | – | – | 1 | – |
| Дебит нефти новых сква- жин, т/сут | | 24 | 31 | 21 | 25 | 15 | 15 | – | – | – | 7 | – |
| Обводненность новых скважин, % | | 15 | 33 | 30 | 39 | 67 | 63 | – | – | – | 13 | – |
| Обводненность, % | | 15 | 28 | 39 | 51 | 60 | 62 | 72 | 75 | 76 | 78 | 79 |
| Отбор от НИЗ, % | | 0,5 | 2,2 | 5,0 | 8,0 | 12 | 16,4 | 20,4 | 23,8 | 26,8 | 29,3 | 30,6 |
| Фонд скважин | добывающих | 15 | 20 | 59 | 78 | 105 | 119 | 118 | 87 | 80 | 72 | 67 |
| | нагнетательных | – | 4 | 9 | 16 | 19 | 26 | 27 | 22 | 16 | 13 | 11 |
| Дебит, т/сут | нефти | 24 | 29 | 20 | 15 | 14 | 13 | 12 | 12 | 13 | 12 | 7 |
| | жидкости | 28 | 40 | 32 | 31 | 36 | 35 | 43 | 48 | 52 | 53 | 33 |
| Закачка воды, тыс.м ³ | | – | 150 | 441 | 633 | 800 | 1921 | 2001 | 1763 | 1074 | 1138 | 772 |
| Накопленная. компенса- ция, % | | – | 36 | 59 | 68 | 65 | 86 | 93 | 95 | 91 | 90 | 93 |

Основной причиной невыполнения проектной добычи нефти по объекту ТСП явился значительно меньший фонд пробуренных скважин из-за сокращения контура нефтеносности и увеличения критерия экономически рентабельной нефтенасыщенной толщины.

Основные выводы по состоянию разработки объекта ТСП:

- Отрицательным моментом для объекта ТСП является крайне неблагоприятный характер вытеснения. Быстрое обводнение продукции является следствием низкой нефтенасыщенности и наличия ВНЗ. Новые скважины вводятся в эксплуатацию с высокой обводненностью – до 67 %. Последнее также связано с тем, что при эксплуатации скважин на пласт Б₁₀ТСП вблизи нагнетательного ряда происходило быстрое их обводнение из-за значительных репрессий (перетоки воды).

- Судя по характеристикам вытеснения и малому текущему нефтеизвлечению – 0,116, по объекту Б₁₀ТСП ожидается низкая нефтеотдача.

- В связи с уточнением строения и контура нефтеносности по объекту ТСП была проведена оперативная переоценка балансовых запасов. Получено, что уточненные запасы оказались в 1,4 раза меньше ранее утвержденных ГКЗ.

- В связи со сложным линзовидным строением, низкими фильтрационно-емкостными свойствами и неподтверждением балансовых запасов проектные показатели по объекту не выполняются.
- Для улучшения состояния разработки объекта ТСП предлагается в качестве эксперимента провести несколько пробных ГРП в ограниченном числе скважин.
- Рекомендуются эксплуатировать скважины на щадящем режиме.
- Следует провести работы по изоляции обводненных интервалов пласта ТСП и ликвидации заколонных перетоков.

Методы повышения нефтеотдачи пластов^{*)}

Подбор и применение того или иного метода увеличения нефтеизвлечения (МУН) определяется геолого-физической характеристикой залежи, особенностями текущего состояния ее разработки, накопленным опытом применения на ней МУН и ОПЗ, результатами лабораторных исследований, а также обобщением результатов промысловых испытаний технологий на залежах нефти других месторождений Западной Сибири.

На Мамонтовском месторождении мероприятия по применению МУН начали проводить с 1980 г. Были получены как положительные, так и отрицательные результаты. За период 1980-1994 гг. испытано более 10 технологий МУН и ОПЗ, за счет которых дополнительно добыто около 2 млн. тонн нефти.

Отметим, что в последние годы затраты на научно-исследовательские работы в этом направлении существенно сократились, что привело к снижению успешности и эффективности промысловой реализации МУН.

Исходя из геологических особенностей пластов месторождения, Сибниинп в 1992-1995 гг. предложило провести альтернативные работы (табл. 17).

Таблица 17

Эффективность применения МУН на месторождении в 1992 г.

| Метод увеличения нефтеизвлечения | Пласт | Число обработанных нагнетательных скважин | Объем основных реагентов (товарная форма), т | Дополнительная добыча нефти, тыс. т | Удельная эффективность | |
|--|-------------------|---|--|-------------------------------------|------------------------|-------|
| | | | | | т/т | т/скв |
| Осадкообразующая композиция на основе: ССТ+КОП=1 ИС(НТФ)+ПАВ | АС ₄ | 3 | 150 | 92,3 | 615 | 30767 |
| | АС ₅₋₆ | 7 | 350 | 170,9 | 488 | 24414 |
| | БС ₁₀ | 20 | 1110 | 203,6 | 83 | 10180 |
| | БС ₁₀ | 3 | 15+45 | 11,1 | 185 | 3700 |
| Всего / среднее | | 33 | 1670 / 51 | 477,9 | 286 | 14482 |

Авторам представляется, что основным направлением в области повыше-

^{*)} См. также обзор "Опыт и перспективы применения методов повышения нефтеотдачи пластов на месторождениях НГДУ "Мамонтовнефть", авт. В.И.Репин, А.В.Гусев, А.И.Сержанов, С.В.Гусев, А.Н.Янин, И.С.Кольчугин, Н.С.Тян, Я.Г.Коваль, М. ВНИИОЭНГ, 1991, 59 стр.

ния нефтеотдачи на месторождении должны быть прежде всего технологии, направленные на увеличение коэффициента охвата пластов воздействием за счет перераспределения фильтрационных потоков (потокорегулирование).

Основные выводы из анализа разработки Мамонтовского месторождения

1. Мамонтовское месторождение разрабатывается достаточно высокими темпами. В 1986 г. был достигнут максимальный уровень добычи нефти – 35,166 млн.т при темпе отбора от НИЗ – 5,9%. Из недр месторождения на 01.01.1996г. извлечено 463 млн.т нефти.

Рост добычи нефти продолжался в течение 17 лет (с 1970г.), а относительно стабильная добыча – в течение трех лет (1985-1987гг.);

Темпы обводнения по месторождению были сравнительно невысокими; текущая обводненность – 80% при оборе 76% начальных извлекаемых запасов;

Характеристика вытеснения в целом по месторождению за историю достаточно благоприятная (за счет основного горизонта B_{10}), накопленный водонефтяной фактор равен 1,3;

Текущая нефтеотдача по основному объекту B_{10} высока – 0,401.

2. Достигнутые результаты разработки Мамонтовского месторождения говорят о том, что на нем реализованы проектные решения, близкие к оптимальным:

– вначале по редкой сетке был разбурен основной горизонт B_{10} , в процессе чего изучено геологическое строение прочих пластов A_4 , A_{5-6} , B_8 , B_{11} , а впоследствии по ним были приняты адекватные решения;

– по основному горизонту B_{10} осуществлен переход с трехрядной системы (с редкой сеткой) на более эффективную блочно-замкнутую систему заводнения (с уплотнением сетки).

3. Проектными документами, выполненными Сибниинп, предусмотрены решения, направленные на развитие систем разработки, разукрупнение объектов, уплотнение сетки скважин, обеспечившие интенсификацию добычи нефти.

4. За период разработки на месторождении проведены следующие крупномасштабные мероприятия:

– разукрупнение горизонтов, первоначально разбуренных совместными сетками, на самостоятельные объекты разработки: горизонта A_{4-6} – на A_4 и A_{5-6} , горизонта B_{10-11} – на B_{10} , $B_{10ТСП}$, и B_{11} ;

– трансформация и усиление систем разработки: по пластам A_4 и A_5 – трехрядной блоковой в площадную обращенную семиточечную; по горизонту B_{10} – трехрядной блоковой в блочно-замкнутую;

Для ознакомления. Номера страниц не соответствуют официальной версии.

- уплотнение сетки скважин: по горизонту B_{10} – с 56,3 до 31,3 га/скв, по пласту B_{11} – с 31,3 до 20 га/скв по пласту $B_{10TСП}$ – до 16 га/скв;
- размещение дополнительных скважин в зонах малых толщин, вдоль линий замещения пластов, а также и на участках прироста запасов нефти;
- для усиления воздействия и улучшения выработки запасов нефти из пласта B_{10}^3 (горизонта B_{10}) бурение в поперечных разрезающих рядах дополнительных раздельных нагнетательных скважин;
- интенсификация добычи нефти путем перевода обводнившихся скважин на другие пласты;
- применение гидроразрыва пласта на объектах A_4 , B_{10} для интенсификации добычи нефти;
- представительный промысловый эксперимент по разбуриванию участка горизонта B_{10} по предельно плотной сетке – 9 га/скв;
- бурение сверх проекта (1983г.) 820 дополнительных скважин в зонах со значительными остаточными запасами, предложенных в авторских надзорах Сибниинп за 1983-1988 гг.

5. Таким образом, в ходе разбуривания месторождения по мере уточнения строения и геолого-физических параметров продуктивных пластов оперативно и своевременно системы разработки трансформировались в более эффективные, адаптированные к условиям конкретных пластов, уплотнялись сетки скважин для поддержания уровней добычи нефти и увеличения конечного нефтеизвлечения.

6. Для эффективной разработки остаточных извлекаемых запасов просматривается:

- бурение дополнительных скважин и скважин-дублеров взамен выбывших по техническим причинам в зонах с рентабельными нефтенасыщенными толщинами;
- восстановление и ввод аварийно-простаивающих скважин;
- для ликвидации или предотвращения аварий целесообразно применение зарубежных технологий и технических средств.

7. В связи с превышением текущих пластовых давлений над начальным, по всем залежам имеются трудности в задавливании скважин для проведения ремонтных работ. В зонах отбора с максимальным превышением необходимо ограничивать закачку с целью снижения пластового давления до уровня не выше начального;

8. Необходимо предусмотреть применение более совершенных и прогрессивных методов извлечения нефти. Экспериментальное бурение двух горизонтальных скважин в водонефтяной зоне горизонта B_{10} дало хорошие результаты. Этот опыт необходимо распространять на другие зоны с невырабо-

Для ознакомления. Номера страниц не соответствуют официальной версии.

танними запасами. Учитывая технологическую и экономическую эффективность бурения горизонтальных скважин это направление следует одно из приоритетных;

9. Для повышения эффективности выработки трудноизвлекаемых запасов нефти из сложнопостроенного объекта Б₁₀ТСП рекомендуется:

- в качестве эксперимента провести гидроразрывы пласта;
- провести работы по изоляции обводненных интервалов;
- эксплуатировать скважины на умеренных (оптимальных) режимах.

10. Необходимо расширить применение физико-химических методов интенсификации добычи нефти и увеличения нефтеизвлечения, достаточно богатый опыт которых имеется на других месторождениях Западной Сибири. На участках, характеризующихся повышенными темпами обводнения и достаточно большими объемами остаточных извлекаемых запасов (пласты А₄, А₅₋₆, Б₁₀) рекомендуется проводить полимерное заводнение.

* * *

В заключении необходимо особо отметить тот большой личный вклад в дело совершенствования разработки уникального Мамонтовского месторождения, который внесли руководители и ведущие специалисты геологической службы нефтедобывающих предприятий региона:

Московцев Олег Алексеевич, главный геолог производственного объединения "Юганскнефтегаз" Главтюменнефтегаза

Погонищев Владимир Иванович, начальник отдела разработки производственного объединения "Юганскнефтегаз"

Черноморский Владимир Николаевич, начальник геологического отдела производственного объединения "Юганскнефтегаз"

Свежинцев Виктор Иванович, главный геолог нефтегазодобывающего управления "Мамонтовнефть"

Сержанов Александр Иванович, главный геолог нефтегазодобывающего управления "Мамонтовнефть"

Тян Николай Сергеевич, главный геолог нефтегазодобывающего управления "Мамонтовнефть"

Репин Владимир Иванович, начальник нефтегазодобывающего управления "Мамонтовнефть"

Рухлов Валерий Васильевич, начальник геологического отдела нефтегазодобывающего управления "Мамонтовнефть"

Самардаков Валерий Владимирович, начальник отдела разработки нефтегазодобывающего управления "Мамонтовнефть"

Коршунов Александр Юрьевич, начальник отдела разработки нефтегазодобывающего управления "Мамонтовнефть"

Сопоставление показателей разработки некоторых крупнейших месторождений Западной Сибири^{*)}

Известно, что в обеспечении уровней добычи нефти по каждому нефтяному региону ключевую роль играет, как правило, небольшая группа крупнейших месторождений, или даже одно уникальное месторождение (Ромашкинское, Самотлор, Ванкорское, Арланское, Прадхо-Бей, Дацин, Белый Тигр и т.п.).

В Западной Сибири доминирующую роль в истории нефтедобычи сыграло одно сверхгигантское Самотлорское месторождение ($Q_{н.маx} > 150$ млн.т/год). Далее с большим отрывом по максимальному уровню добычи нефти следуют Мамонтовское и Федоровское месторождения ($Q_{н} > 35$ млн.т/год каждое). Судя по показателям эксплуатации, в первое-второе десятилетия XXI века на лидирующее место в нефтедобыче региона может выйти Приобское месторождение (в сумме по Северной и Южной лицензионным территориям).

В данной статье автором проведено сравнение основных показателей за историю разработки по 10 наиболее крупным (по добыче нефти) месторождениям Сибирского региона (исключая Самотлор), введенным в эксплуатацию в период 1970-1982 гг. Все эти месторождения характеризуются максимальным уровнем добычи нефти – выше, чем 10 млн.т/год:

| | | | |
|--------------------|---|--------------|--------------|
| 1. Мамонтовское | – | 35,166 млн.т | (в 1986 г.) |
| 2. Федоровское | – | 35,067 млн.т | (в 1983 г.) |
| 3. Варьеганское | – | 18,694 млн.т | (в 1986 г.) |
| 4. Аганское | – | 14,667 млн.т | (в 1982 г.) |
| 5. Талинское | – | 13,335 млн.т | (в 1990 г.) |
| 6. Южно-Сургутское | – | 11,775 млн.т | (в 1985 г.) |
| 7. Повховское | – | 11,400 млн.т | (в 1987 г.) |
| 8. Суторминское | – | 11,370 млн.т | (в 1989 г.) |
| 9. Лянторское | – | 10,350 млн.т | (в 1990 г.) |
| 10. Покачевское | – | 10,277 млн.т | (в 1980 г.). |

Приведенная к одному условному году максимальная добыча нефти в сумме по всем 10 месторождениям составила бы 172,1 млн.т, что соответствует ~ 45% от добычи нефти в целом по Тюменской области в 1986г.

Интересно отметить, что указанные месторождения территориально “представляют” почти все основные нефтедобывающие районы Тюменской области: Нефтеюганский, Сургутский, Радужнинский, Мегионский, Няганьский, Ноябрьский, Когалымский, Покачевский.

Выбранные крупнейшие многопластовые (см.табл.1) месторождения характеризуются огромным разнообразием природных горно-геологических условий залегания, параметров продуктивных пластов и флюидов.

По типу флюидонасыщения: нефтяных месторождений, из числа рассмотренных, – 5 (Мамонтовское, Южно-Сургутское, Аганское, Повховское, Покачевское), нефтегазоконденсатных – 5 (Варьеганское, Лянторское, Суторминское, Талинское, Федоровское).

^{*)} Первая версия статьи опубликована в книге «Геология и разработка крупнейших и уникальных нефтяных и нефтегазовых месторождений России». М., ВНИИОЭНГ, 1996, том 2, с.342-345

Таблица 1

Наличие продуктивных пластов на месторождениях

| № п/п | Месторождение | Индексы продуктивных пластов | Кол-во пластов |
|-------|-----------------|--|----------------|
| 1 | Мамонтовское | А4, А5-6, Б6, Б8, Б10 ^{МОН} , Б10тсп, Б11, Ю2 | 8 |
| 2 | Федоровское | А4, А6 ¹ , А5-8, А7-8, А9, Б1, Б2, Б10 ¹ , Б10, Б11, Б16-18, Ю1 ¹ , Ю2 ¹ | 13 |
| 3 | Варьеганское | Сеноман, ПК, А4, А5, А7-8, Б4 ⁰ , Б4, Б5, Б6, Б7, Б8 ⁰ , Б8 ¹ , Б8 ² , Б9, Б10, Ю1 ¹ , Ю1 ² , Ю2, ачимовская пачка | 19 |
| 4 | Аганское | А1 ³ , А2 ² , А3, А4, А5, А9, Б1, Б2, Б3, Б6, Б8, Б9, Б18-21, Ю1 | 14 |
| 5 | Талинское | ЮК2-3, ЮК4-5, ЮК7-8, ЮК9, ЮК10, ЮК11 | 6 |
| 6 | Южно-Сургутское | Б1, Б10 ¹ , Б10 ² , Б10 ³ , Б20, Ю1, Ю2, Ю3 | 8 |
| 7 | Повховское | Б1, Б8 ¹ , Б8 ² , Б9, Б10, Ю1, Ю2 | 7 |
| 8 | Суторминское | Б0, Б1, Б5, Б6, Б7, Б8, Б9 ⁰ , Б9 ¹ , Б9 ² , Б10 ¹ , Б10 ² , Б11, Б11 ⁰ , Б12, Б18, Ю1 | 16 |
| 9 | Лянторское | А9, А10, А11, Б8 ² , Б18 | 5 |
| 10 | Покачевское | А3 ¹ +А2, А3, А4, А5, А6, А7, А8, Б0, Б1, Б2, Б3, Б6, Б8, ачимовская толща, Ю1 | 15 |
| Итого | | 111 пластов, в среднем на 1 месторождение ~ 11 пластов | |

Высоко- и среднепроницаемые пласты-коллекторы присутствуют, в основном, на месторождениях Аганское, Федоровское, Мамонтовское, Южно-Сургутское, Варьеганское; низкопроницаемые – на Повховском и Суторминском; так называемые “суперколлектора” – на Талинском. Сложные для разработки слабонефтенасыщенные продуктивные пласты выделены на Покачевском и Суторминском месторождениях.

Крупнейшие месторождения были введены в разработку в период с 1970г. (Мамонтовское) по 1982 г. (Суторминское), условно “в среднем” ~ в 1976г. В сумме по 10 месторождениям добыча нефти быстро нарастала и составила: в 1970г. – 486 тыс.т, 1975г. – 13,3 млн.т, 1980г. – 76,4 млн.т, 1985г. – 137,7 млн.т, 1990г. – 110,1 млн.т, 1995г. – 48,8 млн.т, в 2000г. – 39,3 млн.т. Максимальный суммарный уровень годовой добычи нефти 143,6 млн.т по всем рассматриваемым месторождениям (см.рис.1 и табл.2) был достигнут в 1986г. при следующих текущих показателях разработки в этот год:

| | | |
|------------------------|---|-----------------------------|
| добыча жидкости | – | 283,3 млн.т/год |
| закачка воды | – | 459 млн.м ³ /год |
| обводненность | – | 49 % |
| действ.добыв.фонд | – | 11483 скважины |
| средний дебит нефти | – | 41,5 т/сут |
| средний дебит жидкости | – | 81,7 т/сут |
| накопл.добыча нефти | ~ | 1,016 млрд.тонн |
| отбор от НИЗ нефти | – | более 32 % |
| темп отбора НИЗ нефти | – | около 4,6 % |
| темп отбора ТИЗ нефти | – | около 6,5 % |
| кратность ТИЗ нефти | – | около 15 лет |

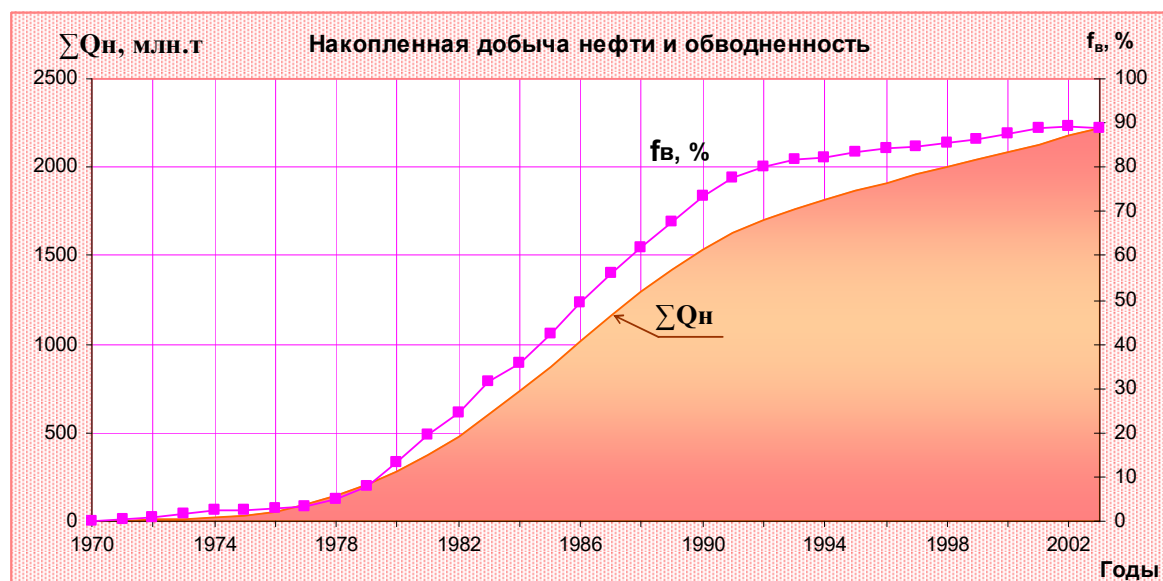
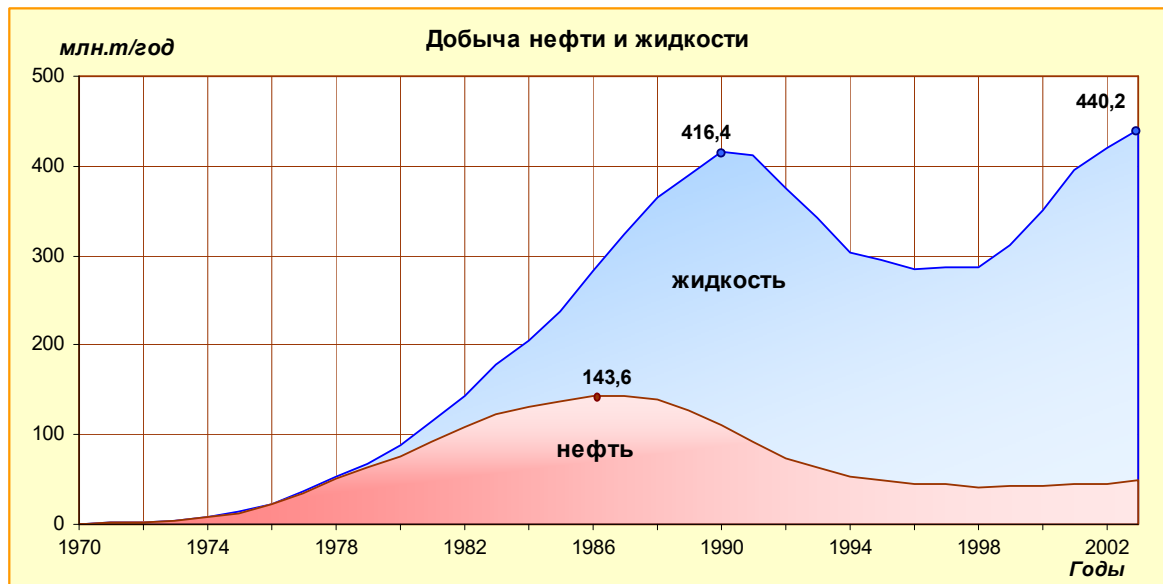


Рис. 1. Динамика показателей в сумме по 10 месторождениям

Таблица 2

Интегральные показатели разработки 10 крупнейших месторождений Западной Сибири

| Месторождение | Годы | | ΔT_{\max} , лет | Q _{max} | | | Соотношение max | | Темп отбора от НИЗ, % | | V _{бур} max, тыс.м ³ /год | Max темп бурения, % | Накол. V _{бур} , тыс.м ³ | В год max Q _H | | Накол. ввод скв. в ДН, шт. | Уд. НИЗ 1 скв., тыс.т. скв. | На-копл. ДН, млн. тонн |
|-----------------|-------|--------------------|-------------------------|------------------|------------------|----------------------------------|--------------------------------|----------------------------------|-----------------------|----------------|---|---------------------|--|--------------------------|-------------|----------------------------|-----------------------------|------------------------|
| | ввода | max Q _H | | нефть, тыс.т/год | жид-кость, тыс.т | закачка, тыс.м ³ /год | Q _Ж /Q _H | Q _{зак} /Q _H | Q _H | Q _Ж | | | | Отбор НИЗ, % | Об-водн., % | | | |
| Мамонтовское | 1970 | 1986 | 17 | 35166 | 92083 | 119056 | 2,62 | 3,39 | 5,82 | 15,2 | 1088 | 8,2 | 13253 | 45 | 51 | 4806 | 126 | 513 |
| Федоровское | 1973 | 1983 | 11 | 35072 | 117734 | 151086 | 3,36 | 4,31 | 4,89 | 16,4 | 1011 | 7,4 | 13684 | 27 | 43 | 5631 | 127 | 487 |
| Варьганское | 1975 | 1986 | 12 | 18694 | 38945 | 100694 | 2,08 | 5,39 | 7,26 | 15,1 | 543 | 8,6 | 6343 | 42 | 31 | 2408 | 107 | 190 |
| Аганское | 1973 | 1982 | 10 | 14667 | 47517 | 41840 | 3,24 | 2,85 | 5,75 | 18,6 | 216 | 6,5 | 3330 | 33 | 30 | 1308 | 195 | 213 |
| Талинское | 1981 | 1989 | 9 | 13351 | 52315 | 82805 | 3,92 | 6,20 | 5,06 | 19,8 | 2041 | 14 | 14555 | 15 | 56 | 4600 | 57 | 97 |
| Южно-Сургутское | 1976 | 1985 | 10 | 11775 | 26928 | 34117 | 2,29 | 2,90 | 5,63 | 12,9 | 793 | 12,3 | 6433 | 29 | 42 | 2306 | 91 | 152 |
| Повховское | 1978 | 1987 | 10 | 11431 | 14907 | 26480 | 1,3 | 2,32 | 4,68* | 10,8* | 1160 | 12,3 | 9446 | 23* | 23 | 3029 | 80* | 154 |
| Суторминское | 1982 | 1989 | 8 | 11370 | 18537 | 25705 | 1,63 | 2,26 | 6,86 | 11,2 | 1600 | 13,9 | 11500 | 27 | 36 | 3782 | 44 | 188 |
| Лянторское | 1978 | 1990 | 13 | 10351 | 114735 | 137374 | 11,1 | 13,3 | 4,41 | 48,8 | 1145 | 8,6 | 13343 | 27 | 75 | 5227 | 45 | 172 |
| Покачевское | 1977 | 1995 | 9 | 10277 | 27220 | 32402 | 2,64 | 3,15 | 5,71* | 15,1 | 533 | 11 | 4867 | 25* | 40 | 1670 | 108* | 131 |
| Итого | | | <u>109</u> | <u>172154</u> | <u>550921</u> | <u>751559</u> | | | | | <u>10130</u> | | <u>96754</u> | | | <u>34767</u> | | <u>2227</u> |
| Среднее | 1976 | 1986 | 10,9 | 17215 | 55092 | 75156 | 3,2 | 4,4 | 5,5 | 17,6 | 1013 | 10,3 | 9675 | 29 | 43 | 3477 | 90* | 223 |

*) Оценка запасов (НИЗ) Повховского и Покачевского месторождений здесь дана авторская.

Максимальные годовые отборы нефти по отдельным крупнейшим месторождениям были достигнуты в течение достаточно короткого 8-летнего периода – с 1982г. (Аганское) по 1989г. (Талинское, Суторминское).

Продолжительность периода от начала разработки до выхода на “пиковую” добычу нефти изменяется по месторождениям от 8 лет (Суторминское) до 17 лет (Мамонтовское), в среднем составляя примерно 11 лет (без Мамонтовского ~ 10 лет).

Судя по опубликованным в печати данным [1, 3 и др.], приблизительный объем начальных геологических запасов нефти в указанных месторождениях оценивается в 8,8 млрд.тонн (причем на Мамонтовское и Федоровское месторождения приходится около 2/5 этих запасов), извлекаемые запасы ~ 3,1 млрд.тонн при сравнительно невысоком среднем КИН ~ 0,36.

Количество запасов нефти (геологические – 877 млн.т, извлекаемые – 313 млн.т), приходящееся (в среднем) на одно из указанных 10 месторождений, а также КИН, все же уступают таким известным месторождениям, например,

| Башкортостана (в млн.т) как: | НГЗ | НИЗ | КИН | $Q_{\text{нефти}}^{\text{max}}$ |
|------------------------------|-------|-------|------|---------------------------------|
| Арланское [7] | 1297 | 518,9 | 0,40 | 16,1 млн.т/год |
| Туймазинское [8] | 678,7 | 352,8 | 0,52 | 14,854 млн.т/год |

Максимальные фактически достигнутые годовые уровни добычи нефти изменяются по отдельным крупнейшим месторождениям от 10,3 млн.т (Покачевское, Лянторское) до 35,2-35,1 млн.т (Мамонтовское, Федоровское), в среднем составляя 17,2 млн.т/год (а без учета двух наилучших месторождений, в среднем – 12,7 млн.т/год).

Максимальные уровни годовой добычи жидкости изменяются по месторождениям от 14,9 млн.т (Повховское) до 117,7 млн.т (Федоровское), в среднем составляя 55,1 млн.т/год; то же по закачке воды – от 25,7 млн.м³ (Суторминское) до 151,1 млн.м³ (Федоровское), в среднем – 75,2 млн.м³/год.

Соотношение максимальных годовых уровней добычи жидкости и добычи нефти по месторождениям изменяется от 1,3 (Повховское) до 11,1 (Лянторское), в среднем составляя 3,2 раза; то же по закачке – от 2,3 (Суторминское и Повховское) до 6,2 (Талинское), в среднем – 4,4 раза.

В целом за весь период в сумме по рассматриваемым месторождениям пробурено примерно 97 млн.м горных пород, т.е. в среднем по 9,7 млн.м на одно месторождение. Наибольшая накопленная проходка (> 13 млн.м) приходится на Талинское, Федоровское, Лянторское и Мамонтовское месторождения (по каждому в отдельности).

Годовой темп бурения эксплуатационного фонда за историю был достаточно высок и изменялся по месторождениям от 7% (Аганское, Федоровское) до 14% (Талинское, Суторминское), в среднем составляя ~ 10% в год.

Наибольшие средние дебиты нефти в первые пять лет эксплуатации (каждого месторождения) имели: Аганское – 317-186 т/сут; Федоровское – 289-185 т/сут. Неплохие средние дебиты нефти в указанный период были получены по месторождениям: Варьеганское – 185-120 т/сут, Покачевское – 114-80 т/сут, Мамонтовское – 98-86 т/сут, Повховское – 94-72 т/сут. Наименьшие средние дебиты нефти за пять первых лет были характерны для

месторождений: Суторминское – 50-25 т/сут, Лянторское – 40-8 т/сут.

Количество скважин, перебивавших в добыче нефти за историю разработки, изменяется по месторождениям примерно от 1,7 тыс.шт (Покачевское) до 5,2 тыс.шт (Лянторское) и 5,6 тыс.шт (Федоровское), в среднем составляя ~ 3,5 тыс.скважин на одно месторождение.

Удельные начальные извлекаемые запасы нефти, приходящиеся на одну скважину (перебивавшую в добыче нефти), изменяются по месторождениям от 45 тыс.т/скв (Лянторское, Суторминское) до 195 тыс.т/скв (Аганское), в среднем составляя ~ 90 тыс.т/скв.

Отбор от начальных извлекаемых запасов в год достижения наибольшей добычи нефти изменялся по месторождениям от 15% (Талинское) до 45% (Мамонтовское), в среднем составляя менее 30%, т.е. снижение добычи по ним началось сравнительно рано.

Обводненность продукции в год максимальной добычи нефти изменялась от 23% (Повховское) до 75% (Лянторское), а в среднем – около 43%.

Темпы отбора НИЗ в год “пиковой” добычи нефти изменялись по месторождениям от 4,4% (Лянторское) до 7,3% (Варьеганское), в среднем оцениваясь весьма неплохой величиной ~ 5,5% в год.

Максимальные темпы добычи жидкости от НИЗ нефти по месторождениям варьировали от 11% (Повховское) до 49% (Лянторское), в среднем ~ 18% (без Лянтора ~ 15%), т.е. также были достаточно велики.

В начальный период разработки (до накопленного отбора нефти 10% от НИЗ) быстрее всего обводнялась продукция сложнопостроенных Лянторского (обводненность которого достигла 50%), Талинского (~37%) и Суторминского (~35%) месторождений.

/ Небезынтересно заметить, что далее, несмотря на декларируемую [4, 6] слабую насыщенность пластов, характеристика обводнения Суторминского месторождения (“чудесным образом”) значительно улучшилась, выйдя в лидеры. /

При отборе 50% от НИЗ нефти наилучшие характеристики вытеснения (текущую годовую обводненность) имели месторождения: Повховское ~ 40%; Суторминское ~ 50 %; Мамонтовское ~ 56 %, а наихудшие при 50%-ном отборе запасов характеристики имели Лянторское, Федоровское и Покачевское месторождения (обводненность по которым достигала ~ 75-85%).

Наивысшие темпы снижения уровней добычи нефти в период после года достижения максимума имели Варьеганское и Талинское месторождения:

на 4^й год (после максимума) добыча нефти по ним составила 36-42%, а на 8^й год – лишь 13-16% от “своей” максимальной годовой добычи.

Основная доля месторождений на 10^й год после достижения пика отборов имели текущую добычу нефти на уровне всего лишь 20-30% от “своего” же максимального “потолка”.

Лишь интенсивно буримое Лянторское месторождение обеспечило на 10^й год после максимума высокий относительный уровень добычи нефти ~ 80% от ранее достигнутого наибольшего показателя, а также Повховское (за счет массового применения ГРП) ~ 45% от максимума добычи.

Накопленная добыча нефти (в 2003г.) по рассматриваемым месторождениям превысила 2,2 млрд.тонн, из них 1 млрд.тонн “ровно” (или 45%) приходился в сумме на Мамонтовское и Федоровское месторождения.

Текущий фактический КИН по группе исследуемых месторождений превысил 0,25, а наибольшие КИН были достигнуты по месторождениям: Аганское > 0,40; Мамонтовское – около 0,38; Южно-Сургутское – около 0,29.

Темпы отбора текущих извлекаемых запасов нефти по группе рассматриваемых месторождений (исключая Талинское) в 2003г. составили примерно 5%, а кратность остаточных запасов нефти составляла около 20 лет.

Выработанность НИЗ нефти в целом по группе крупнейших месторождений превысила 70% при текущей обводненности около 89%. /Для сравнения: выработанность запасов нефти в целом по ХМАО в 2003г. составляла 48% при обводненности продукции скважин 83% [15]. /

Выводы

1. Крупнейшие нефтяные месторождения Западной Сибири осваивались и вводились в разработку быстрыми темпами: средний темп бурения ~ 10% в год, средняя продолжительность периода до выхода на пиковую добычу нефти ~ 10 лет после ввода.

2. Месторождения разрабатывались достаточно высокими темпами: на максимуме годовой отбор нефти составлял ~ 5,5% от НИЗ нефти и более 15% по отбору жидкости (от НИЗ нефти).

3. Средний удельный объем начальных извлекаемых запасов нефти, приходящийся на одно крупнейшее месторождение Западной Сибири, превышает 300 млн.т, однако при невысоком среднем КИН (~0,36).

4. К началу 2004 г. из указанных месторождений было отобрано более 70% НИЗ нефти при текущей обводненности продукции 89%.

5. Темпы отбора ТИЗ нефти, в целом по группе месторождений, удовлетворительные ~ 5% (кроме Талинского) при кратности ~ 20 лет.

6. Необходимо уточнить количество извлекаемых запасов нефти по месторождениям: Талинское (требуется их списание), Повховское (просматривается существенный прирост), Покачевское (возможен прирост запасов).

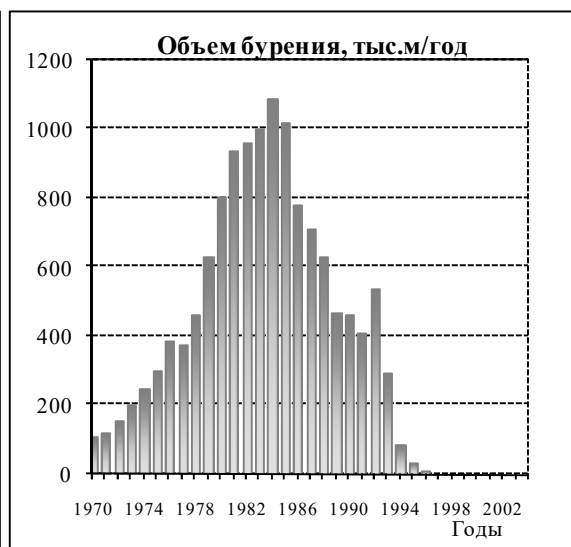
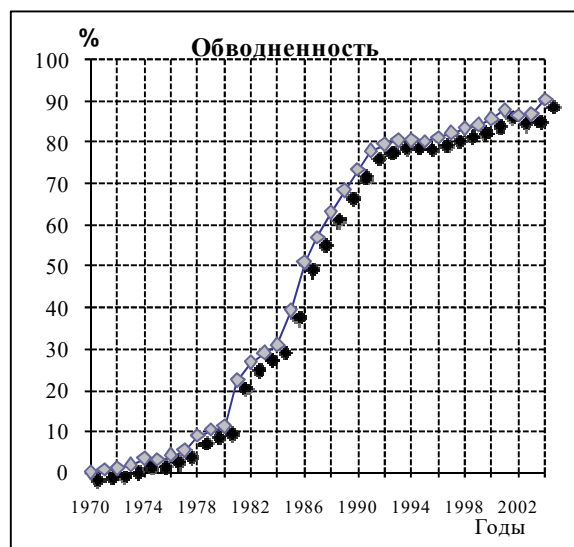
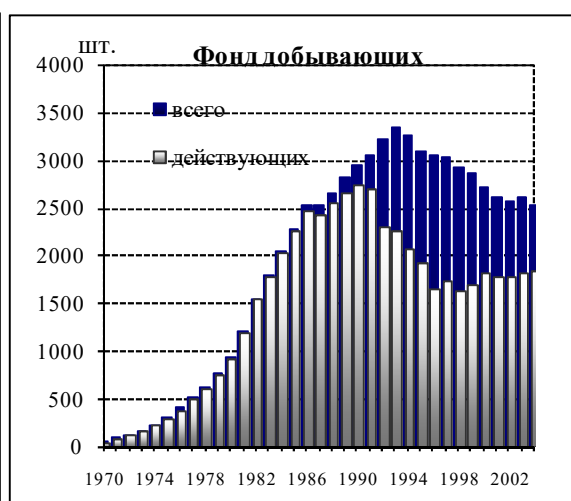
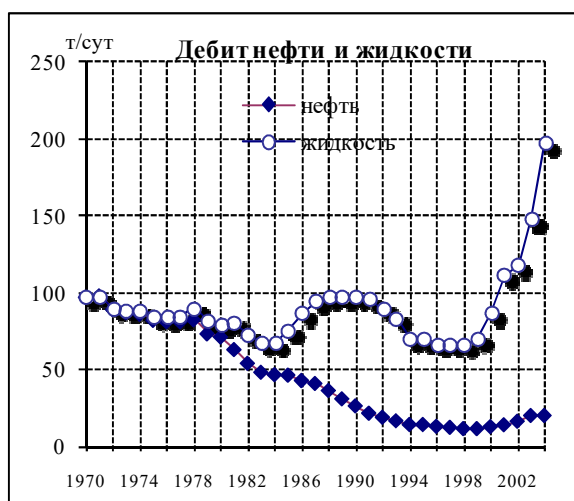
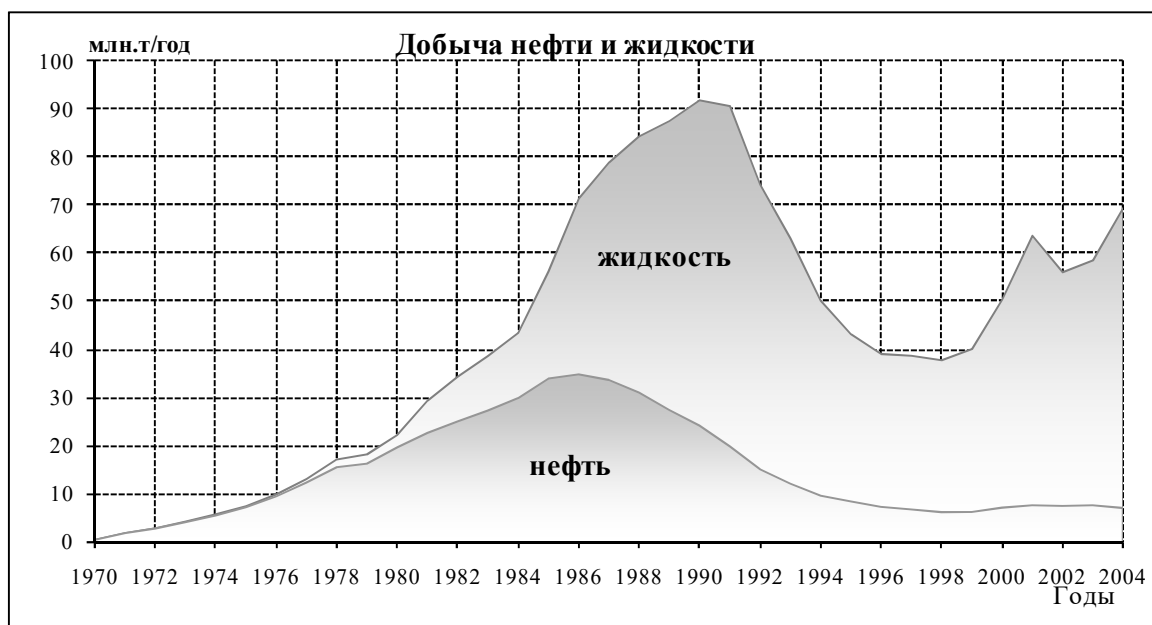
7. На месторождениях пробурено около 97 млн.м горных пород, в добычу нефти введено 34,8 тыс.скважин при удельных НИЗ нефти ~ 90 тыс.т/скв.

8. Соотношение максимальных достигнутых уровней добычи жидкости и нефти в среднем – 3,2; закачки воды и добычи нефти – 4,4.

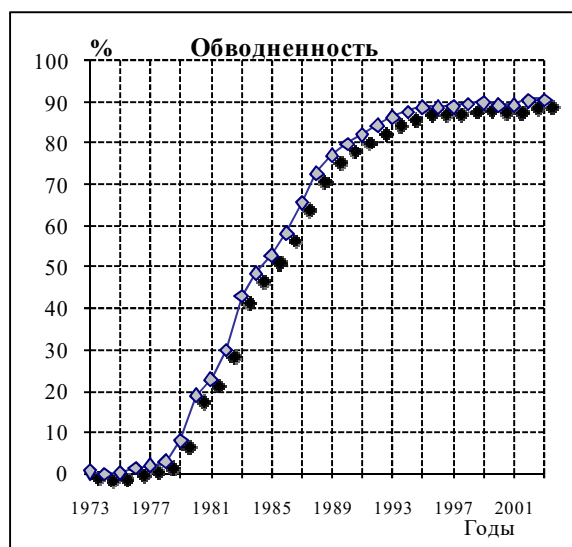
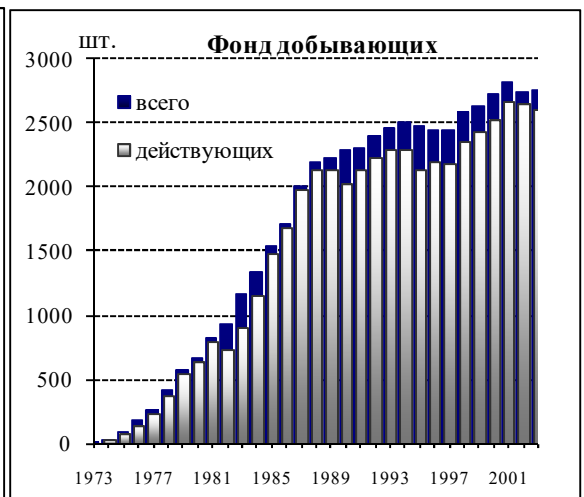
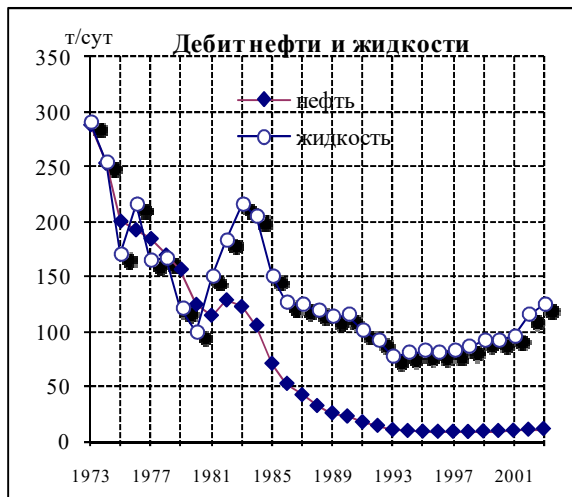
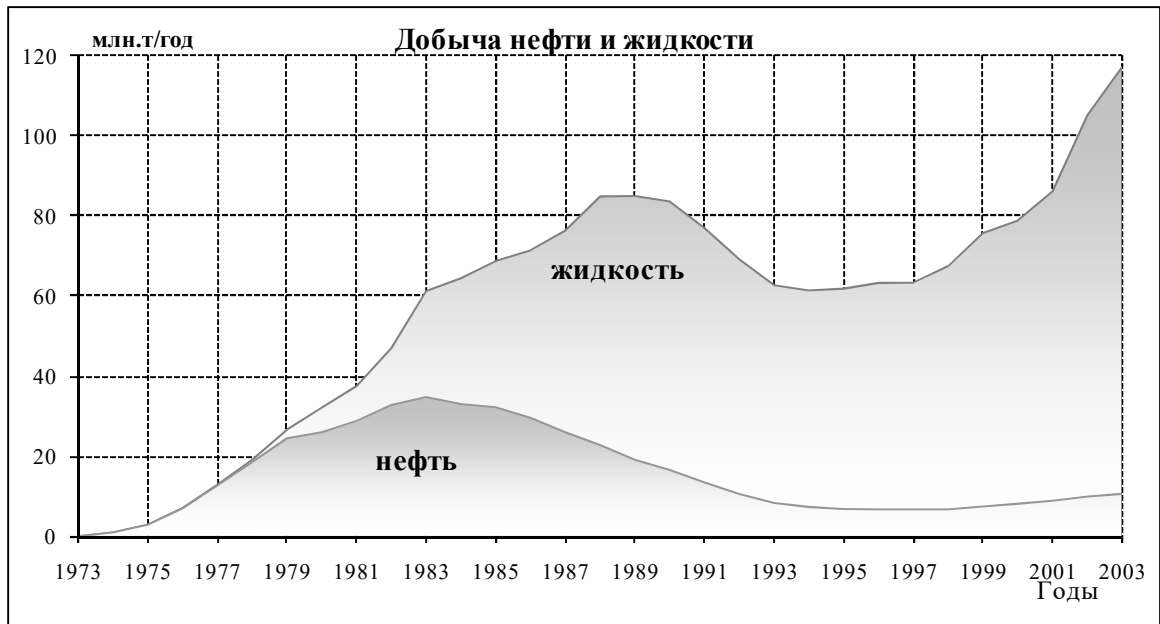
9. Фактический удельный накопленный отбор нефти, приходящийся на одну скважину, перебивавшую в добыче на нефть, оценивается в 64 тыс.тонн.

10. Характеристики обводнения месторождений, в основном, достаточно удовлетворительные (кроме Лянторского и Талинского). Накопленный водо-нефтяной фактор ВНФ за историю разработки к 2004г. достиг 2,3 т/т.

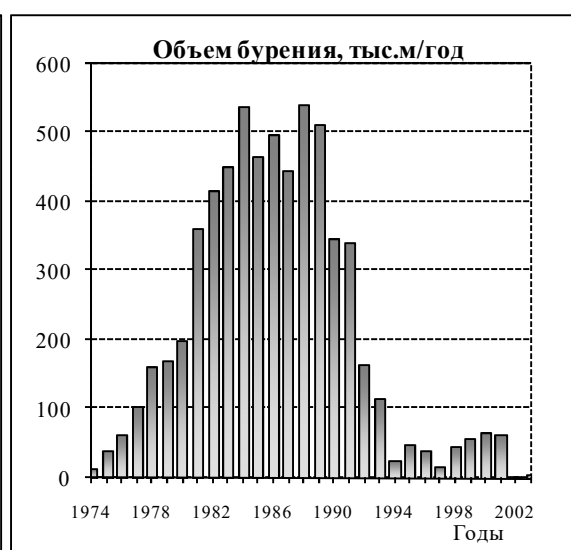
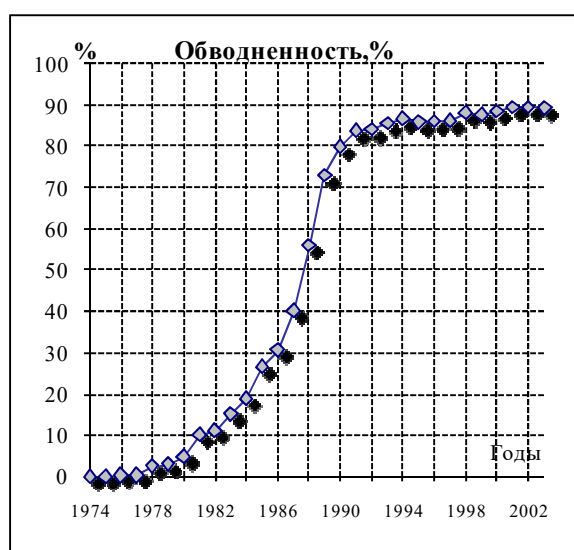
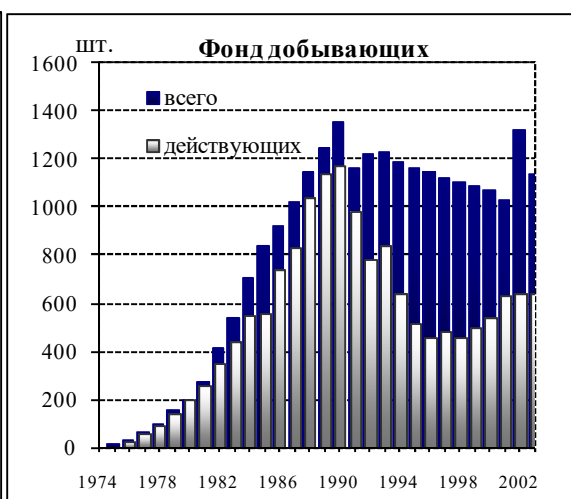
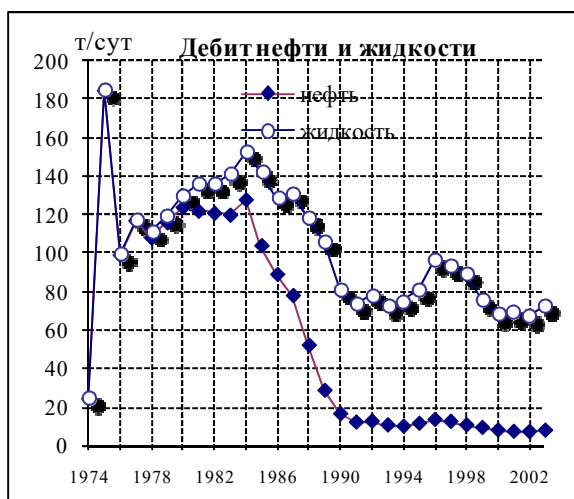
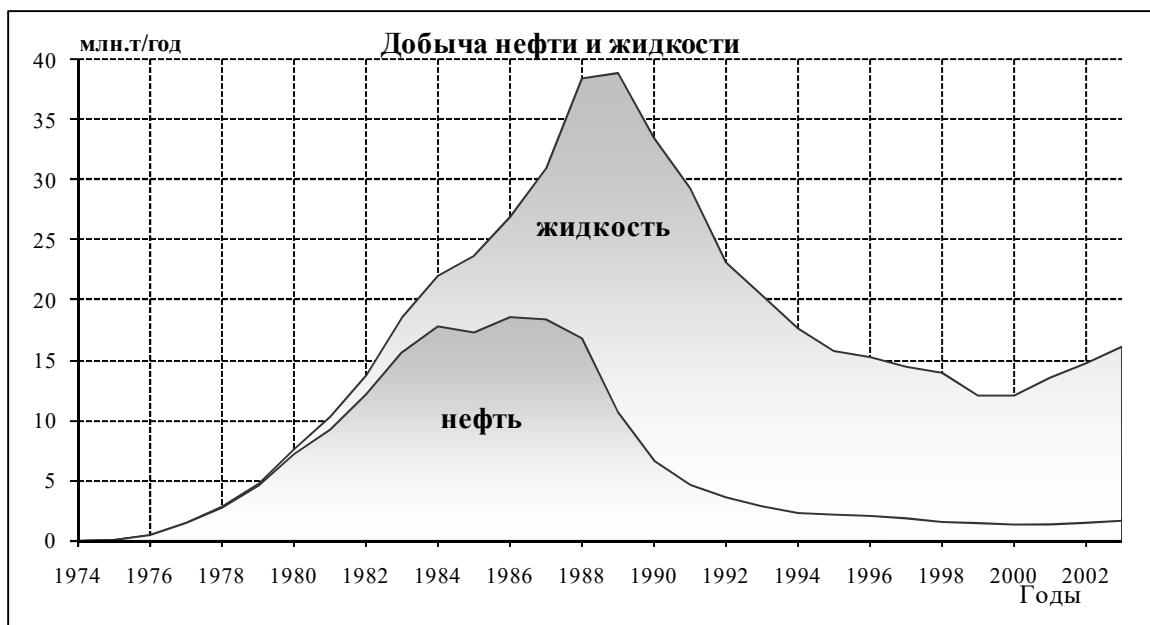
11. Ключевой задачей дальнейших этапов разработки рассматриваемой группы крупнейших и уникальных нефтяных месторождений Западной Сибири является всемерное повышение степени извлечения нефти из недр с доведением его до уровня, не ниже 0,4.



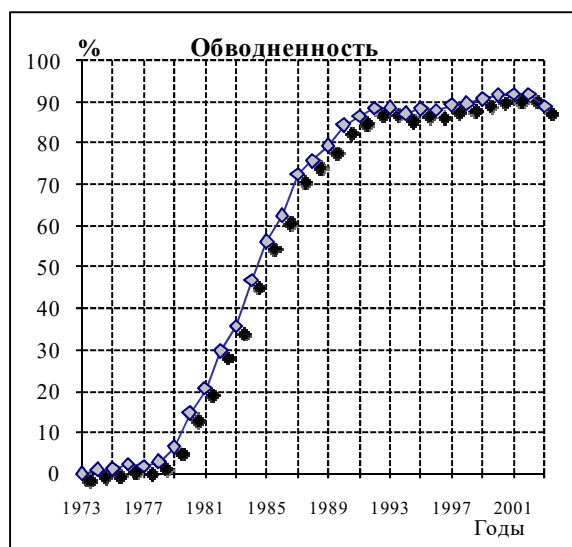
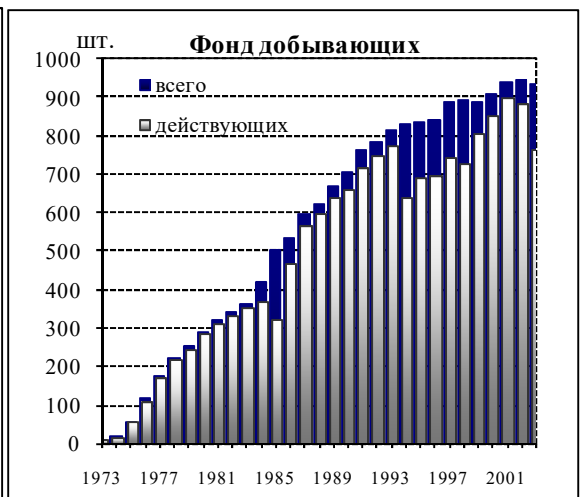
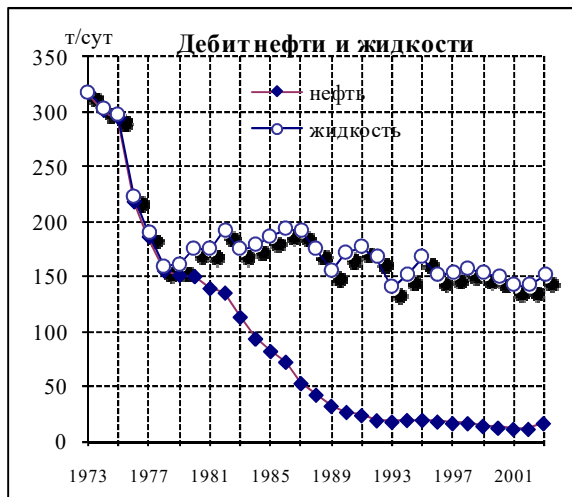
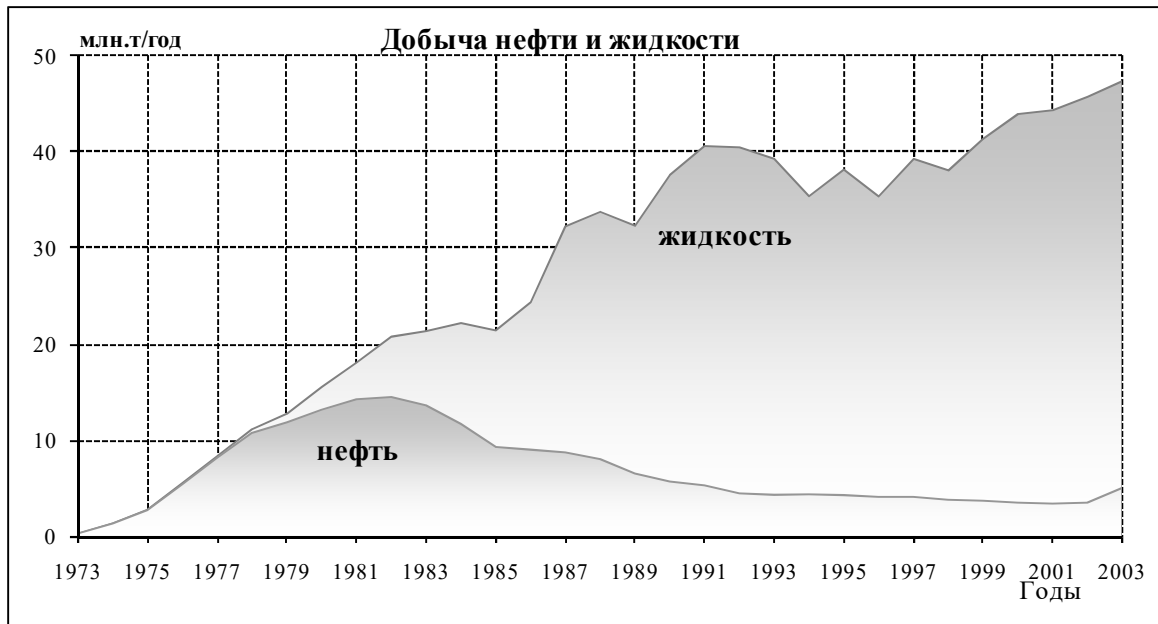
**Рис. 2. Мамонтовское месторождение
Динамика основных показателей разработки**



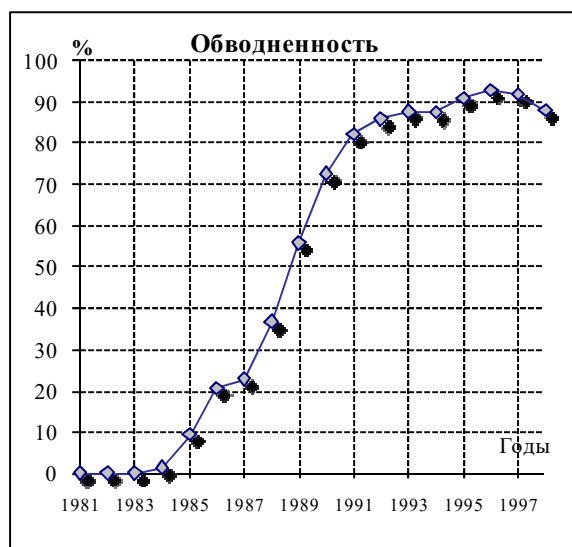
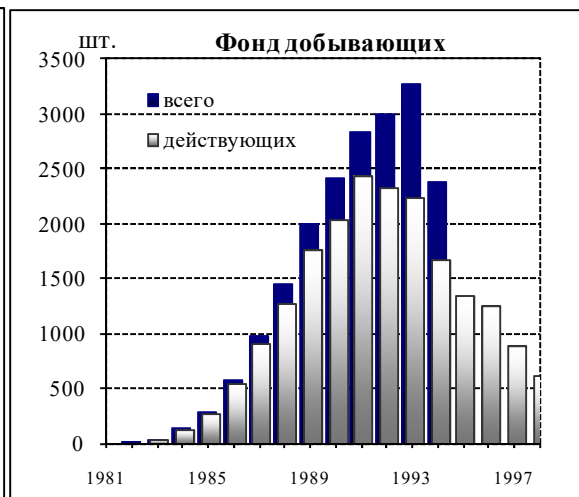
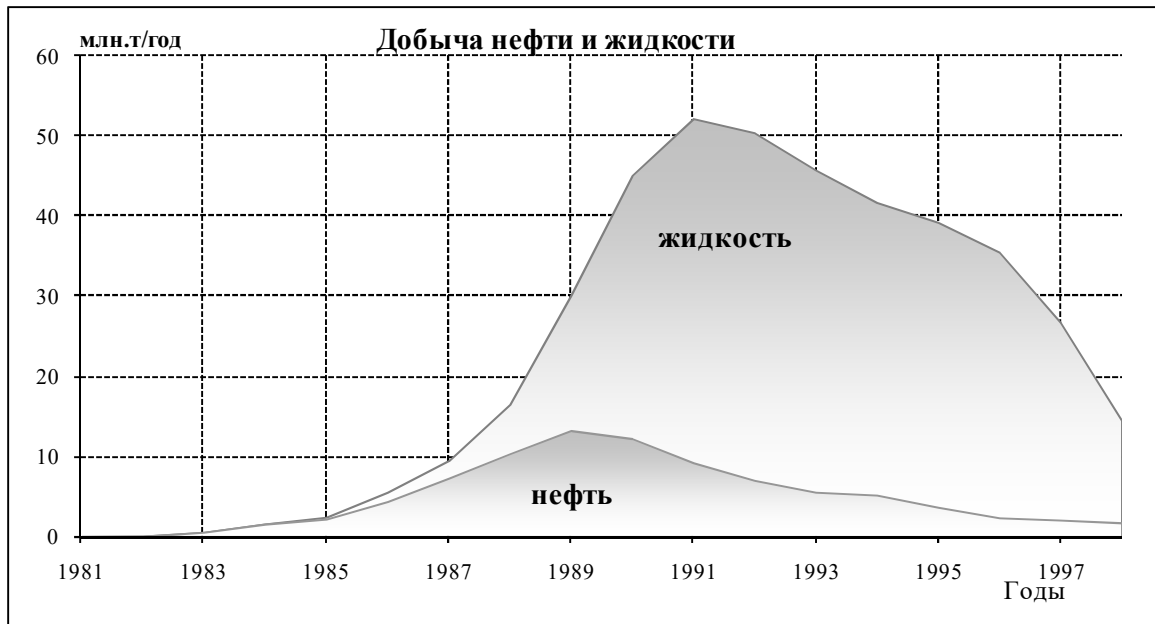
**Рис. 3. Федоровское месторождение
Динамика основных показателей разработки**



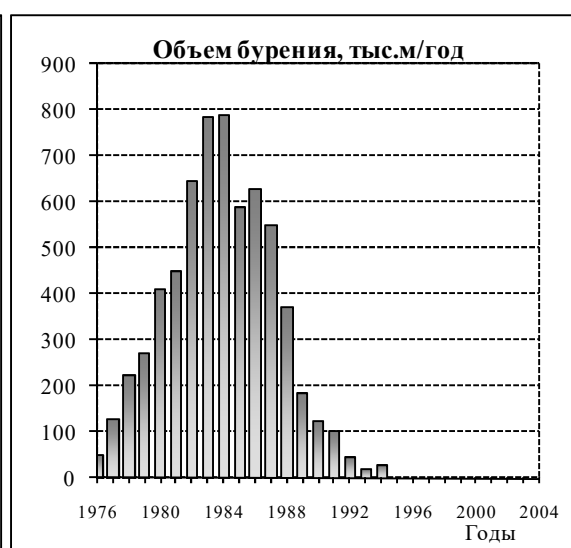
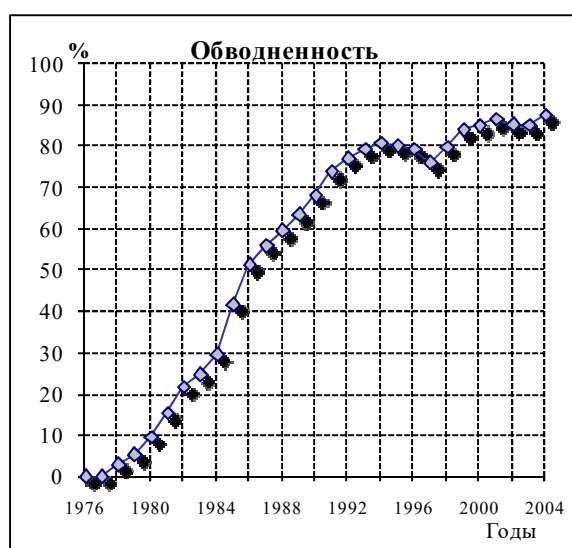
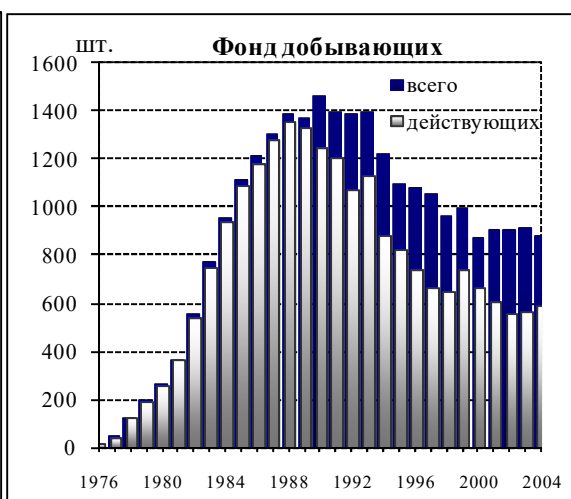
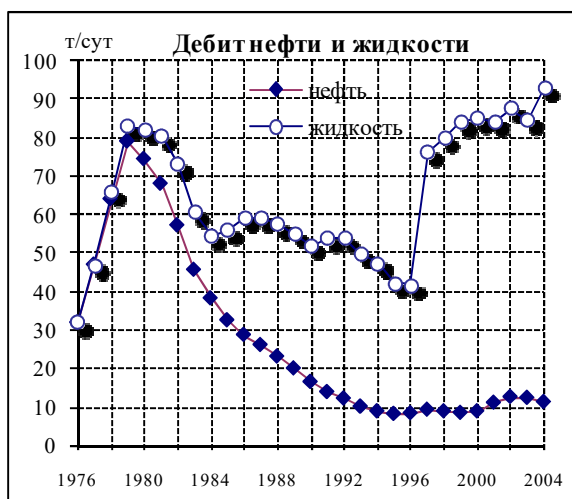
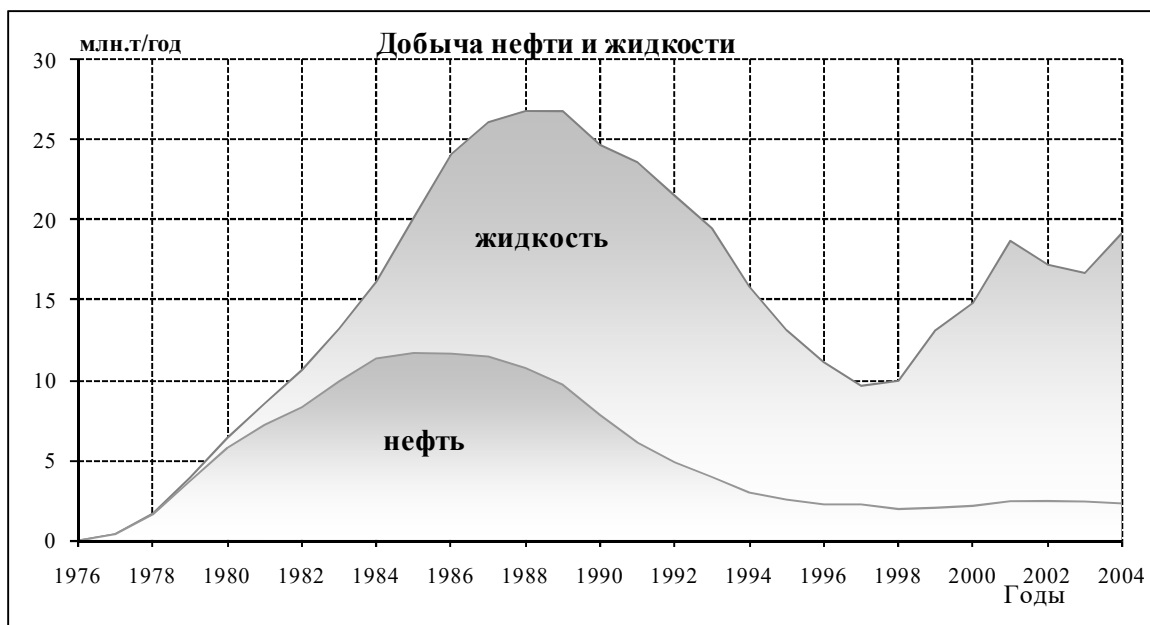
**Рис. 4. Варьеганское месторождение
Динамика основных показателей разработки**



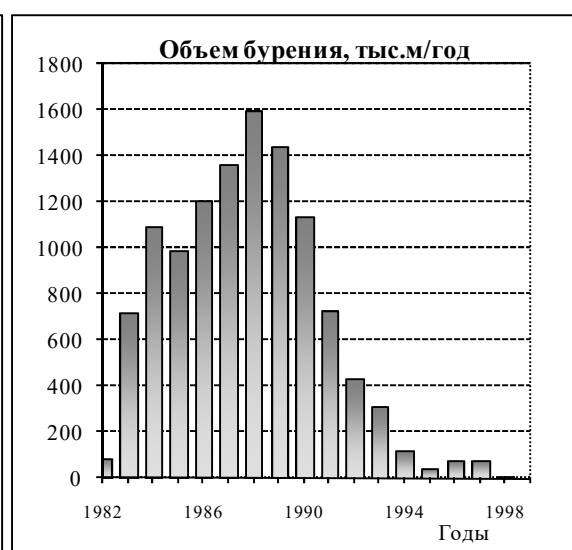
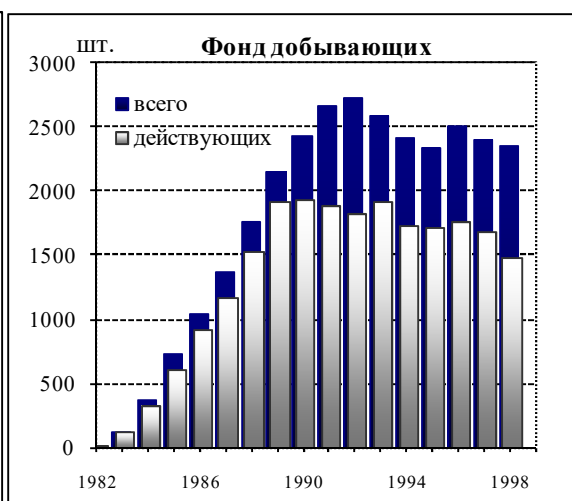
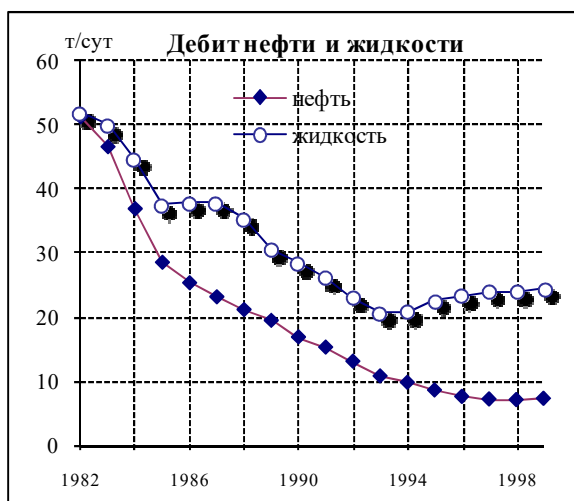
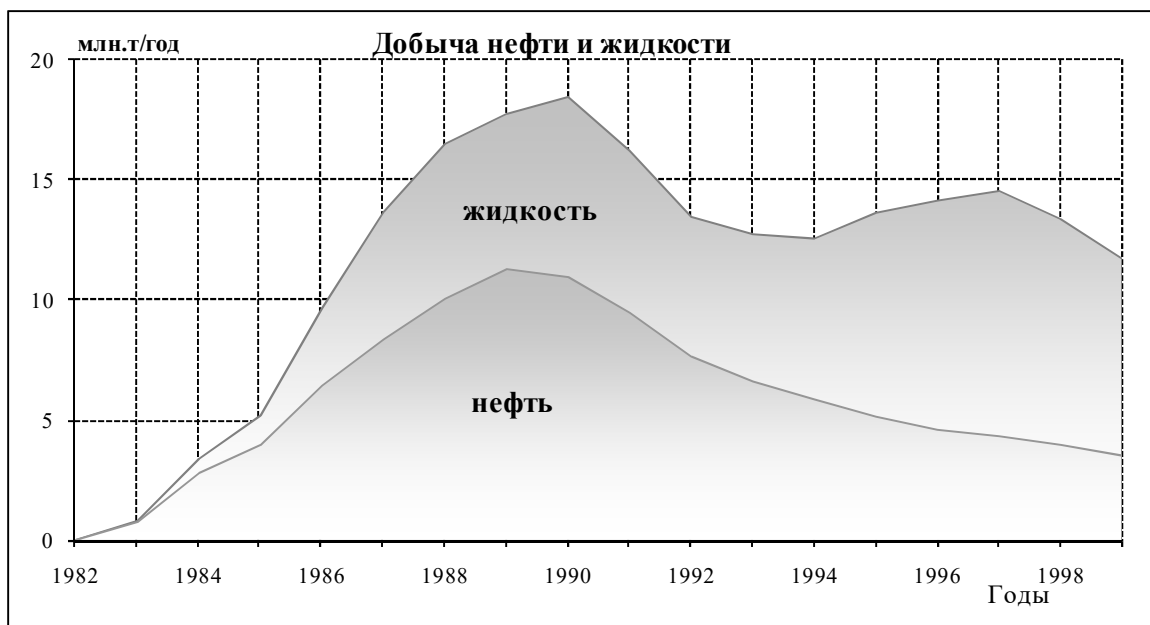
**Рис. 5. Аганское месторождение
Динамика основных показателей разработки**



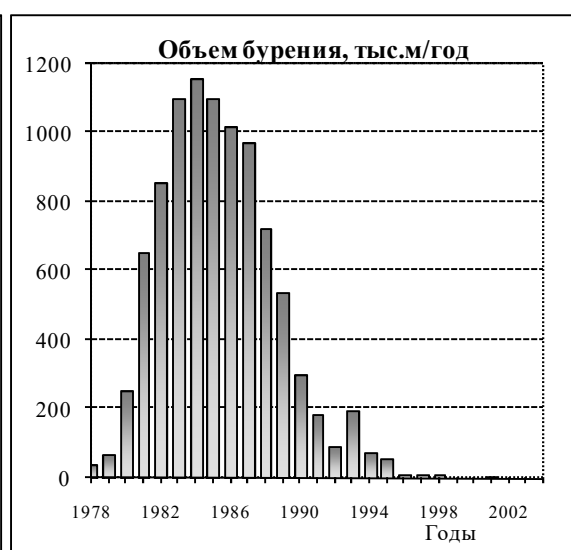
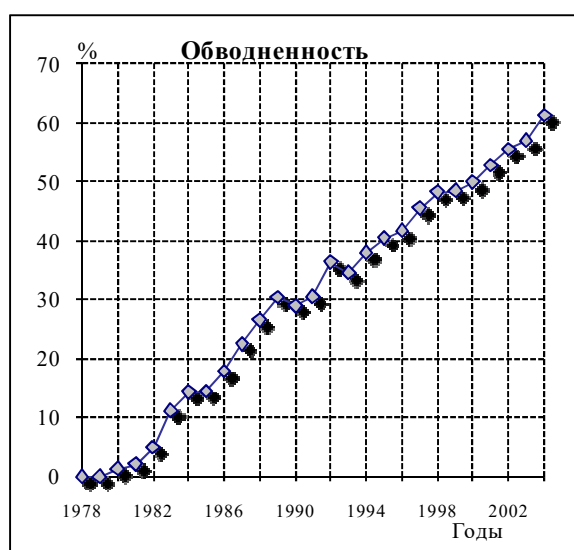
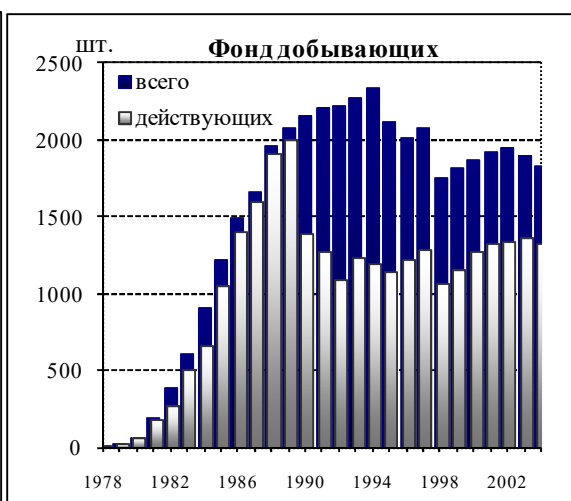
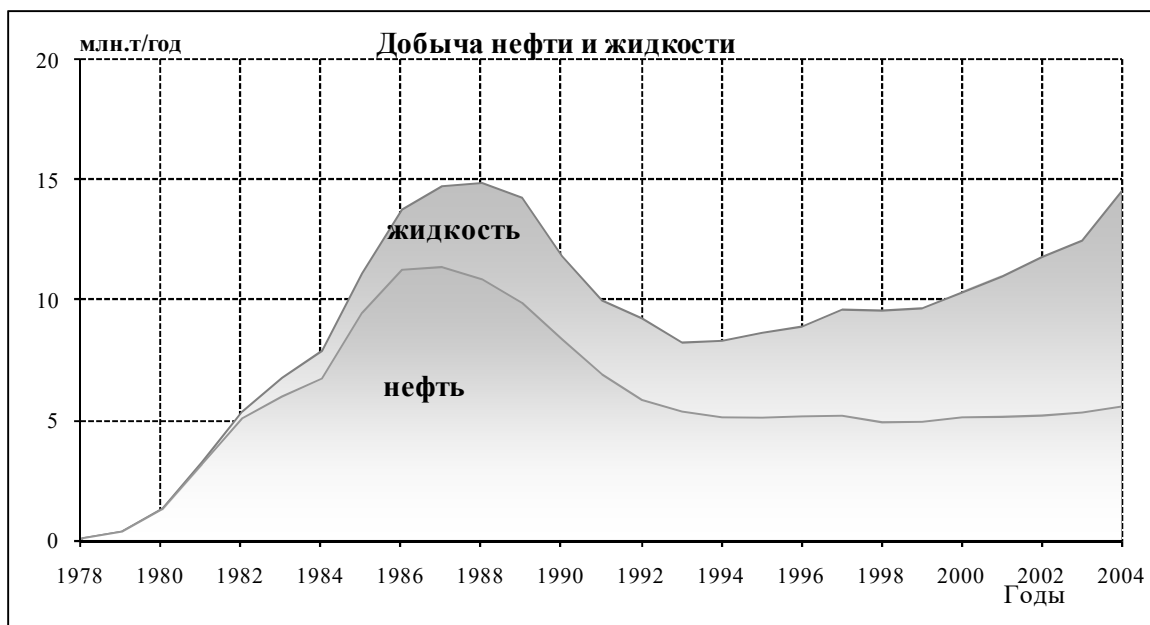
**Рис. 6. Талинское месторождение
Динамика основных показателей разработки**



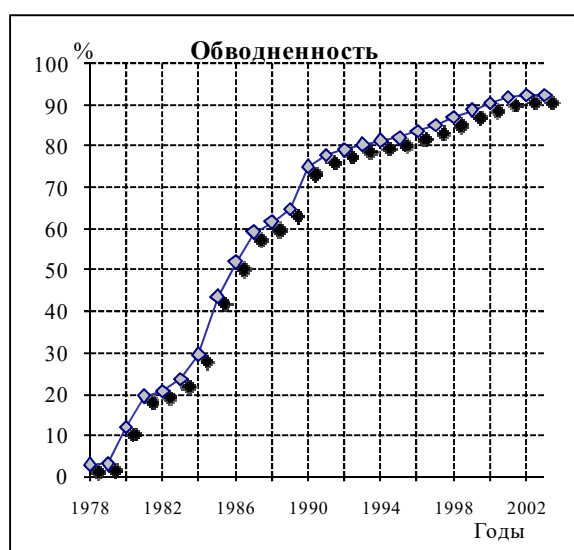
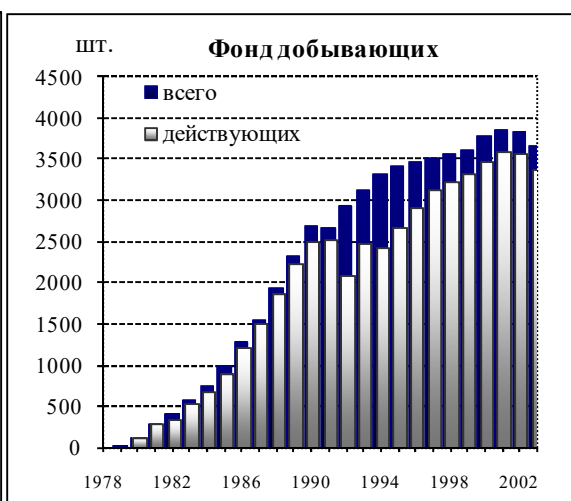
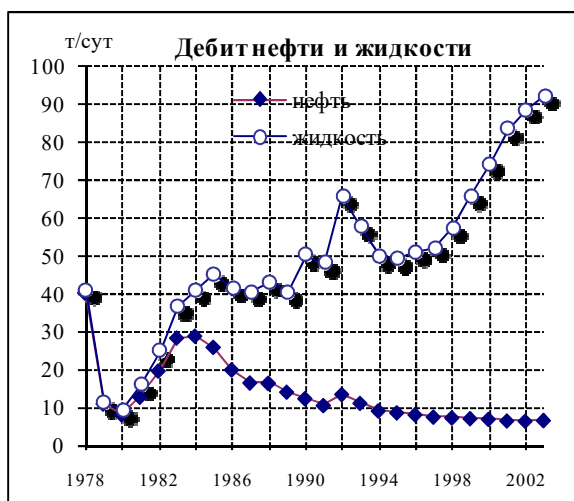
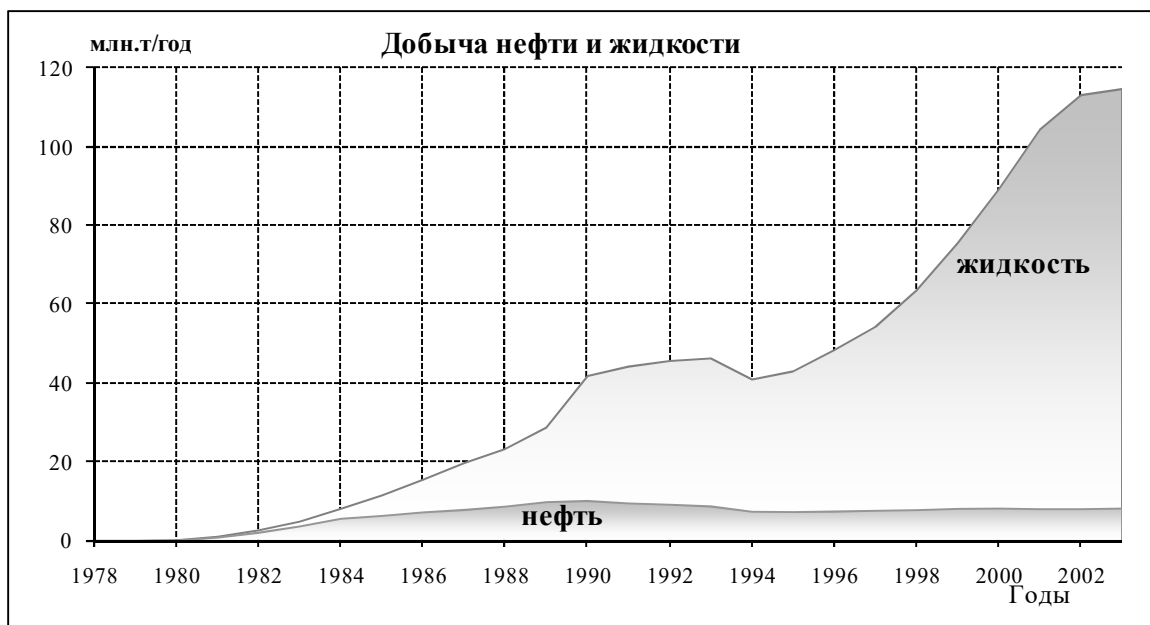
**Рис. 7. Южно-Сургутское месторождение
Динамика основных показателей разработки**



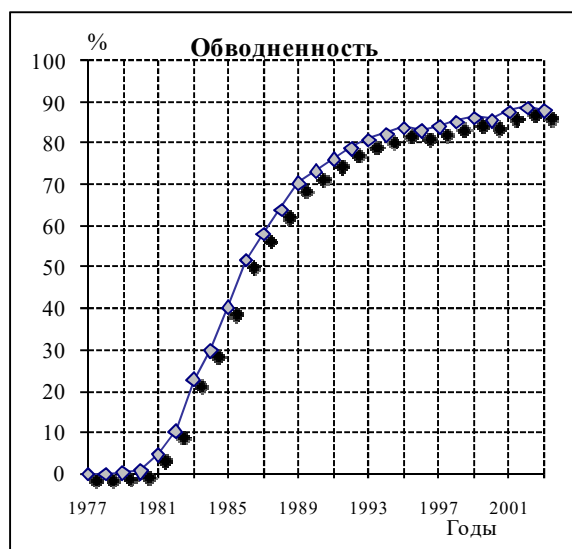
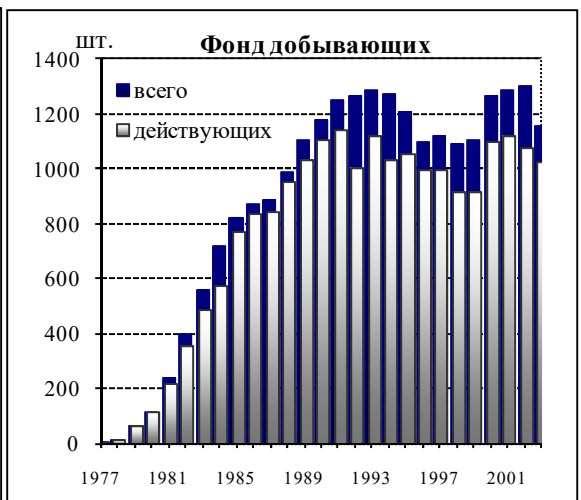
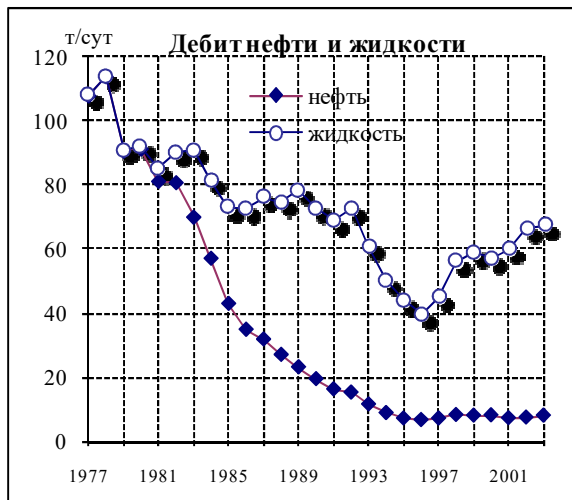
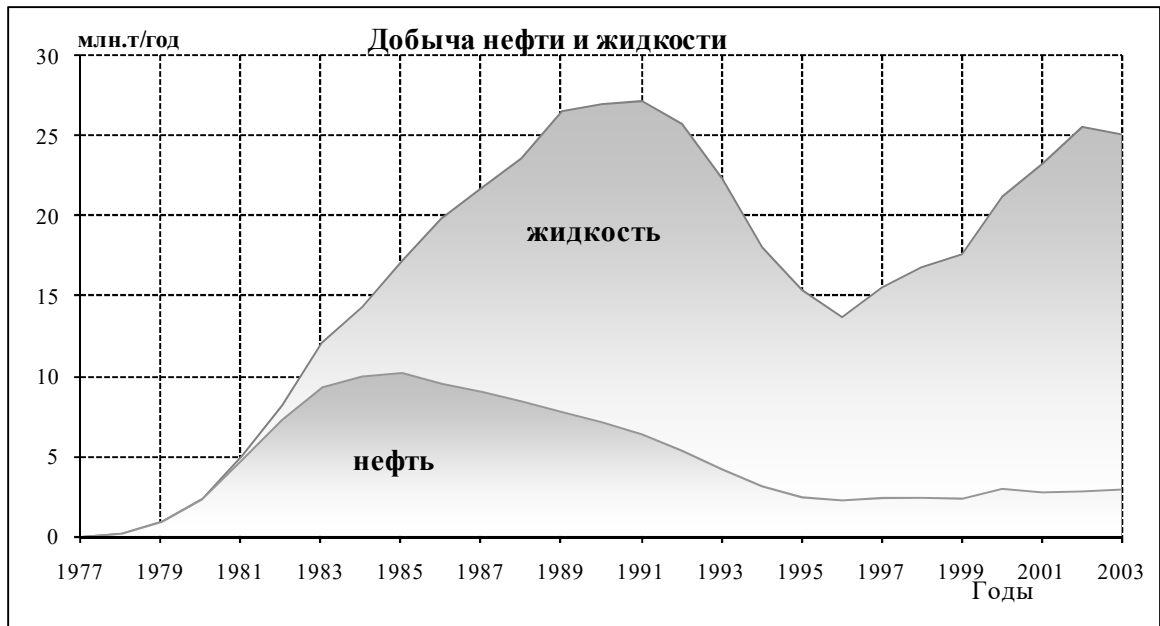
**Рис. 8. Сугорминское месторождение
Динамика основных показателей разработки**



**Рис. 9. Повховское месторождение
Динамика основных показателей разработки**



**Рис. 10. Лянторское месторождение
Динамика основных показателей разработки**



**Рис. 11. Покачевское месторождение
Динамика основных показателей разработки**

Литература

1. Геология и разработка крупнейших и уникальных нефтяных и нефтегазовых месторождений России. М., ВНИИОЭНГ, 1996, том 2, 352 стр.
2. Архив отдела перспективного планирования Сибниинп за 1970-1993 гг.
3. Разработка нефтяных месторождений Ханты-Мансийского автономного округа (под редакцией В.И.Карасева и др.). Ханты-Мансийск-Тюмень, Изд.Дом “ИздатНаукаСервис”, 2004, 332 стр.
4. Сафин С.Г., Шилов А.В. Состояние и пути улучшения условий разработки нефтегазовых месторождений Ноябрьского региона. // “Нефтяное хозяйство”, 2001, №2, с.39-43.
5. Экспертное заключение “О выполнении условий лицензионного соглашения на Суторминском нефтегазоконденсатном месторождении” (исп.ООО “ТЭРМ”), 1999.
6. Гавура В.Е. Контроль и регулирование процесса разработки нефтяных и газонефтяных месторождений. М., ВНИИОЭНГ, 2001, 340 стр.
7. Баймухаметов К.С. и др. Геологическое строение и разработка Арланского нефтяного месторождения. Уфа, РИЦ АНК Башнефть, 1997, 368 стр.
8. Баймухаметов К.С. и др. Геологическое строение и разработка Туймазинского нефтяного месторождения. Уфа, Башк.изд-во “Китап”, 1993, 280 стр.
9. Щелкачев В.Н. Анализ разработки крупнейших нефтяных месторождений СНГ и США. М., ВНИИОЭНГ, 1994, 74 стр.
10. Щелкачев В.Н. Сравнительный анализ нефтедобычи и разработки нефтяных месторождений по странам мира. М., ВНИИОЭНГ, 1996, 119 стр.
11. Иванова М.М. и др. Особенности разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти (на примере Талинского месторождения). М., ВНИИОЭНГ, 1996, 71 стр.
12. Нефть и капитал (специальный выпуск), 2008, №8, 208 стр.
13. Лысенко В.Д. Журнал “Нефтепромысловое дело”, 2001, №8.
14. “Комплексная программа научно-исследовательских и опытно-промышленных работ по применению МУН из отложений шеркалинской свиты Талинской площади Красноталинского месторождения”. Вестник ЦКР Роснедра, 2006, №2, с.35-51.
15. Недропользование в Ханты-Мансийском автономном округе в 2004 году. ГП НАЦ РН им.В.И.Шпильмана, Тюмень-Ханты-Мансийск, 2005, с.76.

О.А.Московцев, В.И.Погонищев, Г.М.Долгих, А.Н.Янин

Состояние и пути совершенствования разработки месторождений объединения «Юганскнефтегаз»^{*)}

История нефтедобычи в Юганском районе началась 17 мая 1964 г. вводом в пробную эксплуатацию Усть-Балыкского месторождения (пласты Б₁₋₃).

Вследствие интенсивного разбуривания месторождений годовые уровни добычи нефти по району быстро увеличивались (см.табл.1)

Таблица 1

Показатели добычи нефти ПО (ОАО) «Юганскнефтегаз»

| Годы | Добыча нефти, млн.т | Проходка, млн.м | Фонд добывающих скважин | Дебит нефти, т/сут | | Обводненность, % | Накопл. добыча нефти, млн.т |
|------|---------------------|-----------------|-------------------------|--------------------|---------|------------------|-----------------------------|
| | | | | новых скважин | средний | | |
| 1964 | 0,120 | 0,003 | 7 | 192 | 92 | – | 0,120 |
| 1965 | 0,389 | 0,035 | 71 | 110 | 109 | – | 0,509 |
| 1970 | 11,680 | 0,356 | 341 | 113 | 148 | 6 | 31,65 |
| 1975 | 24,815 | 0,623 | 1025 | 44 | 81 | 29 | 135,0 |
| 1980 | 45,536 | 1,960 | 2379 | 44 | 63 | 32 | 315,1 |
| 1985 | 68,901 | 3,163 | 5640 | 37 | 38 | 49 | 616,4 |
| 1986 | 70,975 | 3,547 | 6555 | 31 | 35 | 55 | 687,4 |

Максимальный (за все годы) уровень добычи нефти 70,975 млн.тонн по «Юганскнефтегазу» был достигнут в 1986 г. при следующих основных показателях в этот год: добыча жидкости – 158 млн.т, закачка воды – 210,2 млн.м³, обводненность – 55,1 % (в т.ч. новых скважин – 27 %), добывающий фонд – 6555 скважин (в т.ч. действующий – 6396 скважин или 97,6%), нагнетательный – 2344 скважины, средний дебит нефти – 34,5 т/сут, дебит жидкости – 76,8 т/сут, падение добычи нефти по переходящему фонду – 15 % (см.рис.1, табл.2). Механизированным способом эксплуатировалась 5421 скважина или 83 % добывающего фонда. Годовой темп добычи от вовлеченных запасов нефти составлял около 4 % от НИЗ и 6 % от ТИЗ.

Наибольшими уровнями добычи нефти отличаются 5 месторождений района: Мамонтовское – 35,166 млн.т (1986 г.), Южно-Сургутское – 11,775 млн.т (1985 г.), Усть-Балыкское (объект Б₁₋₅) – 9,990 млн.т (1972 г.), Правдинское – 8,881 млн.т (1979 г.), Южно-Балыкское – 7,0 млн.т (1984 г.).

В 1985-1986 гг. в целом по ПО «Юганскнефтегаз» доля нефти, добываемой из высокопродуктивных залежей, составляла 65 %, из среднепродуктивных – 34 %, из низкопроницаемых коллекторов – 1 % от общей добычи.

Объем эксплуатационного бурения, превышающий 1 млн.м/год, был достигнут по «Юганскнефтегазу» в 1978 г., свыше 2 млн.м/год – в 1986 г., свыше 3 млн.м/год – в 1985 г. Проходка свыше 3 млн.м/год удерживалась по району в течение 6 лет (1985-1990 гг.).

^{*)} Опубликовано в журнале "Нефтяное хозяйство" 1986, №11, с.33-37.

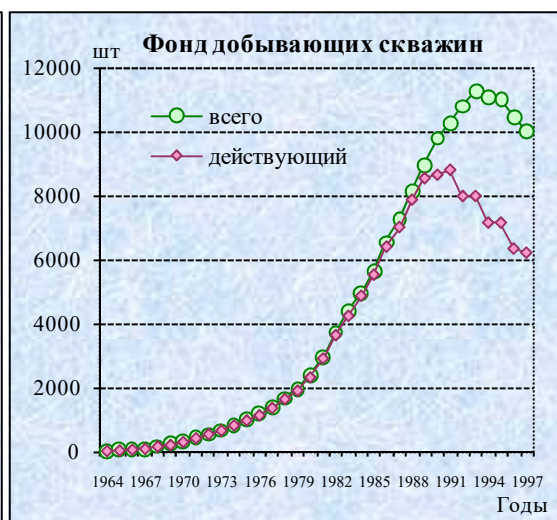
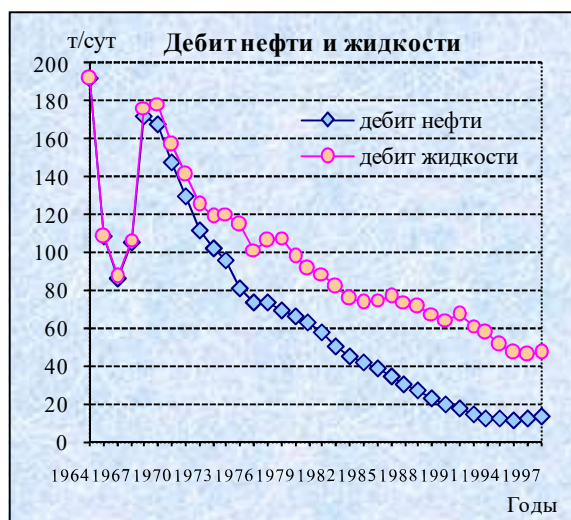
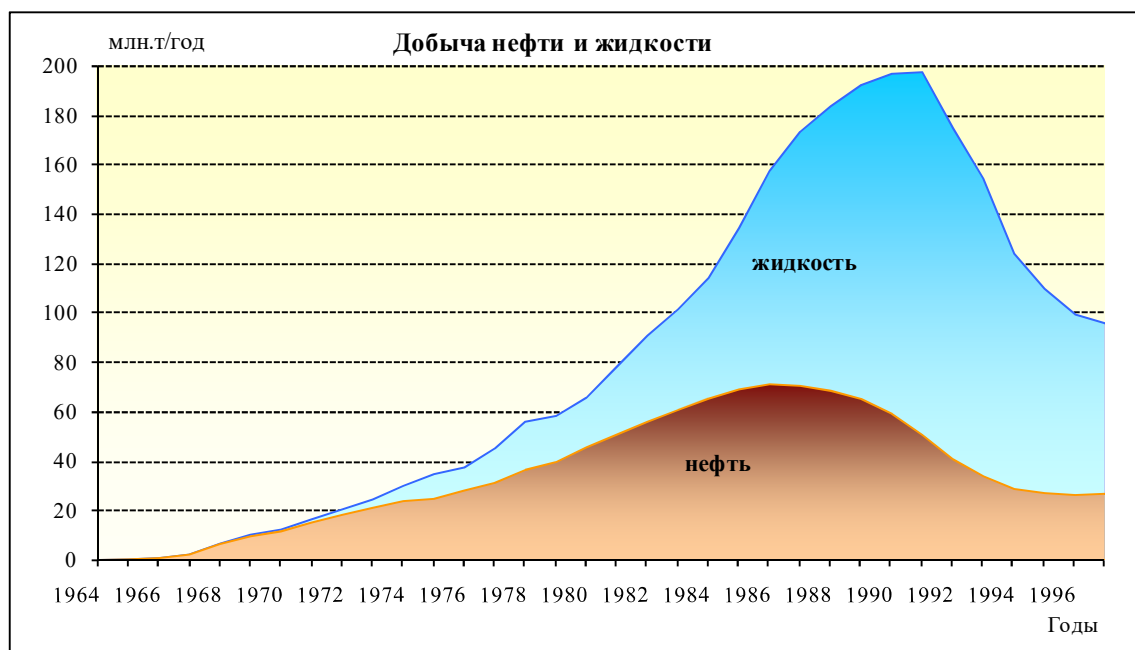


Рис. 1. Динамика основных показателей разработки по объединению "Юганскнефтегаз" (в целом)

Таблица 2

ОАО «Юганскнефтегаз»
Показатели добычи нефти за 1964-1997гг.

| № п/п | Показатели | 1964 | 1965 | 1966 | 1967 | 1968 | 1969 | 1970 | 1971 | 1972 |
|-------|---|------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| 1 | Добыча нефти - всего, тыс.т | 120 | 389 | 871 | 2339 | 6556 | 9696 | 11680 | 15171 | 18381 |
| 2 | в т.ч. из перешедших скв, тыс.т | – | 262 | 364 | 1503 | 4233 | 8184 | 9962 | 12946 | 16145 |
| 3 | из новых скважин, тыс.т | 120 | 127 | 507 | 836 | 2323 | 1512 | 1718 | 2225 | 2236 |
| 4 | Ввод новых скважин - всего, шт | 7 | 13 | 32 | 36 | 89 | 67 | 114 | 149 | 156 |
| 5 | в т.ч. из экспл.бурения, шт | 7 | 5 | 11 | 30 | 53 | 47 | 86 | 115 | 129 |
| 6 | из нагнетательного бурения, шт | – | – | – | – | – | – | – | – | – |
| 7 | из разведочного бурения, шт | – | 2 | 10 | – | 8 | 8 | 2 | 4 | 5 |
| 8 | из освоения прошлых лет, шт | – | 6 | 11 | 6 | 28 | 12 | 26 | 30 | 22 |
| 9 | Дебит нефти новых скважин, т/сут | 192 | 110 | 215,6 | 173,3 | 171,2 | 191,9 | 112,6 | 108,4 | 96,1 |
| 10 | Число дней работы новых скважин, сут. | 89,3 | 88,8 | 73,5 | 134,0 | 152,5 | 117,6 | 133,8 | 137,7 | 149,2 |
| 11 | Средняя глубина новой скважины, м | 2000 | 2040 | 2166 | 2181 | 2257 | 2263 | 2308 | 2400 | 2472 |
| 12 | Эксплуатационное бурение - всего, тыс.м | 3 | 35 | 81 | 165 | 188 | 251 | 356 | 399 | 439 |
| 13 | в т.ч. добывающих скважин, тыс.м | 3 | 35 | 81 | 138 | 145 | 212 | 325 | 360 | 379 |
| 14 | то же вспомогательных скважин, тыс.м | – | – | – | 27 | 42 | 39 | 31 | 40 | 60 |
| 15 | из них нагнетательных под закачку, тыс. м | – | – | – | – | – | – | – | – | – |
| 16 | Выбытие из вновь введенных скважин, шт | – | – | 2 | 7 | 3 | 2 | 3 | 5 | 6 |
| 17 | Количество новых скв на конец года, шт | 7 | 13 | 30 | 29 | 86 | 65 | 111 | 144 | 150 |
| 18 | Дни работы перешедших скважин, сут | – | 347 | 338 | 347 | 328 | 338 | 328 | 335 | 347 |
| 19 | Добыча нефти из нов. скв пред.года, тыс.т | – | 466 | 483 | 2391 | 1171 | 4975 | 3814 | 4183 | 5411 |
| 20 | то же из перешед. скв предыд.года, тыс.т | – | – | 262 | 364 | 1503 | 4233 | 8183 | 9962 | 12946 |
| 21 | Сумм.добыча нефти из перешед. скв, тыс.т | – | 466 | 745 | 2755 | 2674 | 9208 | 11997 | 14145 | 18357 |
| 22 | Доб.нефти из переш. скв данного года, тыс.т | – | 262 | 364 | 1503 | 4233 | 8183 | 9962 | 12934 | 16145 |
| 23 | Падение добычи нефти, тыс.т | – | -204 | -381 | -1252 | 1559 | -1025 | -2035 | -1211 | -2212 |
| 24 | Процент падения добычи нефти, % | – | -43,8 | -51,1 | -45,4 | 58,3 | -11,1 | -17,0 | -8,6 | -12,0 |
| 25 | Мощность новых скважин, тыс.т. | 466 | 483 | 2559 | 2161 | 5136 | 3942 | 4326 | 5644 | 5445 |
| 26 | Действ. фонд доб.скв на конец года, шт | 7 | 23 | 50 | 75 | 148 | 194 | 289 | 406 | 533 |
| 27 | в т.ч. нагнетательных в отработке, шт | 2 | 4 | 10 | 13 | 24 | 24 | 42 | 49 | 61 |
| 28 | Фонд доб.скважин на конец года, шт | 7 | 71 | 74 | 88 | 181 | 270 | 341 | 456 | 549 |
| 29 | в т.ч. нагнетательных в отработке, шт | 2 | 4 | 10 | 13 | 24 | 24 | 43 | 51 | 62 |
| 30 | Выбытие добывающих скв.- всего, шт | – | 1 | 5 | 9 | 5 | 16 | 18 | 20 | 33 |
| 31 | в т.ч. под закачку, шт | – | 1 | 5 | 9 | 5 | 16 | 18 | 19 | 32 |
| 32 | Добыча нефти с начала разработки, тыс.т | 120 | 509 | 1380 | 3719 | 10275 | 19971 | 31651 | 46822 | 65203 |
| 33 | Среднегодовая обводненность, % | – | – | 1,2 | 1 | 2,7 | 6,3 | 5,9 | 8,4 | 10,7 |
| 34 | в т.ч. из новых скважин, % | – | – | 1 | 0,6 | 1,4 | 1,2 | 1 | 2,4 | 2,9 |
| 35 | из перешедших скважин, % | – | – | 1,6 | 1,2 | 3,4 | 7,2 | 6,7 | 9,4 | 11,7 |
| 36 | Добыча жидкости – всего, тыс.т | 120 | 389 | 882 | 2363 | 6740 | 10351 | 12411 | 16566 | 20586 |
| 37 | в т.ч. из новых скважин, тыс.т | 120 | 127 | 512 | 841 | 2356 | 1531 | 1736 | 2279 | 2302 |
| 38 | из перешедших скважин, тыс.т | – | 262 | 370 | 1522 | 4384 | 8820 | 10675 | 14287 | 18284 |
| 39 | Закачка воды, тыс.м ³ | – | – | 745 | 3761 | 8552 | 14299 | 19449 | 26673 | 31391 |
| 40 | Сред.дебит действ.скв.по нефти, т/сут | 192 | 108,6 | 86,1 | 105,5 | 171,7 | 167,5 | 148,1 | 129,4 | 112,1 |
| 41 | в т.ч. из переход.скв по нефти, т/сут | – | 108 | 46,9 | 86,6 | 172,1 | 163,6 | 156,6 | 133,8 | 114,7 |
| 42 | Сред.дебит действ.скв.по жидкости, т/сут | 192 | 108,6 | 87,1 | 106,6 | 176,6 | 178,8 | 157,3 | 141,3 | 125,5 |
| 43 | в т.ч. по новым скв., т/сут | 192 | 110 | 217,7 | 174,3 | 173,6 | 194,3 | 113,8 | 111,1 | 98,9 |
| 44 | по перешедшим скв., т/сут | – | 107,9 | 47,6 | 87,7 | 178,2 | 176,4 | 167,8 | 147,7 | 129,9 |
| 45 | Ввод новых скв под закачку, шт. | – | – | 4 | 11 | 12 | 25 | 23 | 23 | 39 |
| 46 | Фонд нагнет.скв.на конец года, шт. | – | – | 4 | 15 | 30 | 56 | 78 | 115 | 149 |
| 47 | Перевод скважин на мех.добычу, шт. | – | – | – | – | 1 | 2 | 19 | 51 | 24 |
| 48 | Фонд мех.скважин на конец года, шт. | – | – | – | – | 1 | 3 | 20 | 71 | 80 |
| 49 | Добыча нефти мех. способом, тыс.т | – | – | – | – | 28 | 28 | 119 | 998 | 2404 |
| 50 | Добыча жидкости мех.способом, тыс.т | – | – | – | – | 29 | 53 | 183 | 1715 | 3492 |

ОАО «Юганскнефтегаз»
Показатели добычи нефти за 1964-1997гг.

| № п/п | Показатели | 1973 | 1974 | 1975 | 1976 | 1977 | 1978 | 1979 | 1980 | 1981 |
|-------|---|-------|--------|--------|--------|---------|---------|--------|--------|---------|
| 1 | Добыча нефти - всего, тыс.т | 21108 | 23863 | 24815 | 27321 | 31272 | 36463 | 39563 | 45536 | 50752 |
| 2 | в т.ч. из перешедших скв, тыс.т | 19317 | 22239 | 23591 | 24573 | 28625 | 32933 | 37542 | 42125 | 46891 |
| 3 | из новых скважин, тыс.т | 1791 | 1624 | 1224 | 2748 | 2647 | 3530 | 2021 | 3411 | 3861 |
| 4 | Ввод новых скважин - всего, шт | 155 | 190 | 199 | 260 | 313 | 405 | 405 | 578 | 758 |
| 5 | в т.ч. из экспл.бурения, шт | 139 | 176 | 151 | 187 | 253 | 330 | 322 | 419 | 546 |
| 6 | из нагнетательного бурения, шт | 1 | 4 | 13 | 18 | 9 | 40 | 76 | 125 | 165 |
| 7 | из разведочного бурения, шт | 3 | 3 | 8 | 12 | 6 | 7 | 2 | 14 | 11 |
| 8 | из освоения прошлых лет, шт | 12 | 7 | 27 | 43 | 45 | 28 | 5 | 20 | 36 |
| 9 | Дебит нефти новых скважин, т/сут | 80,9 | 63,6 | 43,7 | 70,6 | 58,4 | 63,8 | 48,9 | 43,5 | 36 |
| 10 | Число дней работы новых скважин, сут. | 142,9 | 134,3 | 140,9 | 149,8 | 144,9 | 136,6 | 102 | 135,8 | 141,3 |
| 11 | Средняя глубина новой скважины, м | 2528 | 2559 | 2537 | 2562 | 2527 | 2529 | 2627 | 2610 | 2634 |
| 12 | Эксплуатационное бурение - всего, тыс.м | 514 | 601 | 623 | 769 | 889 | 1116 | 1390 | 1960 | 2311 |
| 13 | в т.ч. добывающих скважин, тыс.м | 451 | 542 | 508 | 599 | 697 | 839 | 978 | 1847 | 2082 |
| 14 | то же вспомогательных скважин, тыс.м | 63 | 59 | 115 | 170 | 192 | 277 | 412 | 113 | 229 |
| 15 | из них нагнетательных под закачку, тыс. м | — | 3 | 15 | 135 | 120 | 226 | 312 | 51 | 191 |
| 16 | Выбытие из вновь введенных скважин, шт | 9 | 6 | 7 | 10 | 16 | 28 | 23 | 48 | 76 |
| 17 | Количество новых скв на конец года, шт | 146 | 184 | 194 | 250 | 297 | 377 | 382 | 530 | 682 |
| 18 | Дни работы перешедших скважин, сут | 347 | 347 | 343 | 347 | 343 | 347 | 347 | 347 | 346 |
| 19 | Добыча нефти из нов. скв пред.года, тыс.т | 5237 | 4200 | 4018 | 2994 | 6059 | 6453 | 8418 | 6552 | 7976 |
| 20 | то же из перешед. скв предыд.года, тыс.т | 16145 | 19316 | 22239 | 23591 | 24572 | 28625 | 32933 | 37542 | 42125 |
| 21 | Сумм.добыча нефти из перешед. скв, тыс.т | 21382 | 23516 | 26257 | 26585 | 30631 | 35078 | 41351 | 44094 | 50101 |
| 22 | Доб.нефти из переш. скв данного года, тыс.т | 19316 | 22239 | 23591 | 24572 | 28625 | 32933 | 37542 | 42125 | 46891 |
| 23 | Падение добычи нефти, тыс.т | -2066 | -1277 | -2666 | -2012 | -2006,5 | -2144,6 | -3809 | -1969 | -3210,3 |
| 24 | Процент падения добычи нефти, % | -9,7 | -5,4 | -10,2 | -7,6 | -6,6 | -6,1 | -9,2 | -4,5 | -6,4 |
| 25 | Мощность новых скважин, тыс.т. | 4472 | 4155 | 3102 | 6207 | 6642 | 8991 | 6982 | 8754 | 9483 |
| 26 | Действ. фонд доб.скв на конец года, шт | 648 | 809 | 965 | 1123 | 1352 | 1632 | 1893 | 2312 | 2902 |
| 27 | в т.ч. нагнетательных в отработке, шт | 65 | 57 | 99 | 93 | 94 | 123 | 109 | 120 | 156 |
| 28 | Фонд доб.скважин на конец года, шт | 679 | 850 | 1025 | 1202 | 1393 | 1673 | 1959 | 2379 | 2955 |
| 29 | в т.ч. нагнетательных в отработке, шт | 65 | 58 | 108 | 99 | 103 | 128 | 123 | 120 | 159 |
| 30 | Выбытие добывающих скв.- всего, шт | 34 | 33 | 40 | 92 | 85 | 127 | 150 | 191 | 172 |
| 31 | в т.ч. под закачку, шт | 34 | 32 | 25 | 60 | 54 | 116 | 94 | 161 | 155 |
| 32 | Добыча нефти с начала разработки, тыс.т | 86311 | 110174 | 134989 | 162310 | 193582 | 230045 | 269608 | 315144 | 365896 |
| 33 | Среднегодовая обводненность, % | 14,3 | 20,9 | 28,9 | 27,5 | 31,1 | 35,2 | 32,4 | 31,6 | 35,4 |
| 34 | в т.ч. из новых скважин, % | 2,9 | 8,1 | 10,4 | 4,4 | 12,2 | 9,3 | 8,4 | 4,1 | 6,1 |
| 35 | из перешедших скважин, % | 15,2 | 21,7 | 29,6 | 29,4 | 32,4 | 37,1 | 33,3 | 32,5 | 37 |
| 36 | Добыча жидкости – всего, тыс.т | 24633 | 30173 | 34882 | 37661 | 45355 | 56251 | 58518 | 65962 | 78597 |
| 37 | в т.ч. из новых скважин, тыс.т | 1845 | 1767 | 1366 | 2873 | 3014 | 3893 | 2206 | 3556 | 4112 |
| 38 | из перешедших скважин, тыс.т | 22788 | 28406 | 33516 | 34788 | 42341 | 52358 | 56312 | 62406 | 74485 |
| 39 | Закачка воды, тыс.м ³ | 38826 | 28242 | 50633 | 59626 | 65163 | 77562 | 97919 | 115126 | 119151 |
| 40 | Сред.дебит действ.скв.по нефти, т/сут | 101,9 | 95,4 | 81,3 | 73,5 | 73,1 | 69,7 | 65,9 | 63,1 | 57,3 |
| 41 | в т.ч. из переход.скв по нефти, т/сут | 104,4 | 99 | 85,2 | 73,9 | 74,8 | 70,4 | 67,1 | 65,4 | 60,2 |
| 42 | Сред.дебит действ.скв.по жидкости, т/сут | 118,9 | 120,6 | 114,3 | 101,4 | 106,0 | 107,6 | 97,4 | 91,3 | 88,8 |
| 43 | в т.ч. по новым скв., т/сут | 83,3 | 69,2 | 48,7 | 73,8 | 66,5 | 70,4 | 53,4 | 45,3 | 38,4 |
| 44 | по перешедшим скв., т/сут | 123,2 | 126,4 | 121,0 | 104,6 | 110,7 | 112 | 100,7 | 97,0 | 95,7 |
| 45 | Ввод новых скв под закачку, шт. | 39 | 32 | 44 | 58 | 44 | 102 | 128 | 187 | 235 |
| 46 | Фонд нагнет.скв.на конец года, шт. | 195 | 250 | 293 | 344 | 423 | 534 | 640 | 832 | 991 |
| 47 | Перевод скважин на мех.добычу, шт. | 118 | 156 | 161 | 150 | 200 | 379 | 277 | 330 | 403 |
| 48 | Фонд мех.скважин на конец года, шт. | 193 | 343 | 447 | 497 | 643 | 820 | 950 | 1209 | 1479 |
| 49 | Добыча нефти мех. способом, тыс.т | 4595 | 10329 | 12609 | 13581 | 15964 | 20703 | 22663 | 26165 | 28241 |
| 50 | Добыча жидкости мех.способом, тыс.т | 6568 | 14483 | 19744 | 20545 | 25695 | 33871 | 35996 | 40723 | 46452 |

Продолжение
табл.2ОАО «Юганскнефтегаз»
Показатели добычи нефти за 1964-1997гг.

| № п/п | Показатели | 1982 | 1983 | 1984 | 1985 | 1986 | 1987 | 1988 | 1989 | 1990 |
|-------|--|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| 1 | Добыча нефти - всего, тыс.т | 55871 | 60588 | 65153 | 68901 | 70975 | 70299 | 68336 | 65034 | 59091 |
| 2 | в т.ч. из перешедших скв, тыс.т | 50618 | 56464 | 60455 | 63105 | 64227 | 64818 | 63192 | 61597 | 56016 |
| 3 | из новых скважин, тыс.т | 5253 | 4124 | 4698 | 5796 | 6748 | 5481 | 5144 | 3437 | 3075 |
| 4 | Ввод новых скважин - всего, шт | 953 | 904 | 1058 | 1118 | 1344 | 1259 | 1290 | 1169 | 955 |
| 5 | в т.ч. из экспл.бурения, шт | 697 | 634 | 721 | 740 | 890 | 814 | 887 | 803 | 713 |
| 6 | из нагнетательного бурения, шт | 224 | 242 | 249 | 298 | 392 | 352 | 295 | 288 | 188 |
| 7 | из разведочного бурения, шт | 11 | 3 | 11 | 6 | 12 | 13 | 11 | 4 | 4 |
| 8 | из освоения прошлых лет, шт | 20 | 25 | 77 | 74 | 50 | 80 | 97 | 74 | 50 |
| 9 | Дебит нефти новых скважин, т/сут | 37,8 | 31,7 | 31,4 | 36,8 | 31,4 | 26,8 | 25,0 | 19,3 | 19,1 |
| 10 | Число дней работы новых скважин, сут. | 145,7 | 144,1 | 141 | 141 | 160 | 162 | 159 | 152 | 163 |
| 11 | Средняя глубина новой скважины, м | 2597 | 2596 | 2613 | 2595 | 2626 | 2621 | 2656 | 2751 | 2737 |
| 12 | Эксплуатационное бурение - всего, тыс.м | 2505 | 2721 | 2838 | 3163 | 3547 | 3490 | 3568 | 3290 | 3013 |
| 13 | в т.ч. добывающих скважин, тыс.м | 2373 | 2577 | 2643 | 3004 | 3351 | 3283 | 3373 | 3120 | 2794 |
| 14 | то же вспомогательных скважин, тыс.м | 132 | 144 | 195 | 159 | 196 | 207 | 195 | 170 | 219 |
| 15 | из них нагнетательных под закачку, тыс. м | 64 | 77 | 122 | 102 | 120 | 89 | 105 | 66 | 78 |
| 16 | Выбытие из вновь введенных скважин, шт | 71 | 64 | 82 | 131 | 160 | 143 | 128 | 124 | 68 |
| 17 | Количество новых скв на конец года, шт | 882 | 840 | 975 | 987 | 1184 | 1116 | 1162 | 1045 | 870 |
| 18 | Дни работы перешедших скважин, сут | 347 | 347 | 345 | 347 | 343 | 347 | 347 | 347 | 347 |
| 19 | Добыча нефти из нов. скв пред.года, тыс.т | 8655 | 11687 | 9180 | 10780 | 12455 | 13199 | 10517 | 10181 | 7041 |
| 20 | то же из перешед. скв предыд.года, тыс.т | 46891 | 50617 | 56464 | 60455 | 63105 | 64227 | 64759 | 63192 | 61597 |
| 21 | Сумм.добыча нефти из перешед. скв,тыс.т | 55546 | 62304 | 65644 | 71235 | 75560 | 77426 | 75276 | 73373 | 68638 |
| 22 | Доб.нефти из переш. скв данного года,тыс.т | 50618 | 56464 | 60455 | 63105 | 64227 | 64818 | 63192 | 61597 | 56016 |
| 23 | Падение добычи нефти, тыс.т | -4928 | -5840 | -5189 | -8130 | -11333 | -12608 | -12084 | -11776 | -12622 |
| 24 | Процент падения добычи нефти, % | -8,9 | -9,4 | -7,9 | -11,4 | -15 | -16,3 | -16,1 | -16 | -18,4 |
| 25 | Мощность новых скважин, тыс.т. | 12611 | 9807 | 11702 | 14088 | 14769 | 11780 | 10646 | 7878 | 6634 |
| 26 | Действ. фонд доб.скв на конец года, шт | 3629 | 4233 | 4862 | 5520 | 6396 | 7008 | 7863 | 8534 | 8642 |
| 27 | в т.ч. нагнетательных в обработке, шт | 254 | 313 | 368 | 397 | 507 | 559 | 654 | 779 | 755 |
| 28 | Фонд доб.скважин на конец года, шт | 3732 | 4398 | 4974 | 5640 | 6555 | 7264 | 8128 | 8962 | 9790 |
| 29 | в т.ч. нагнетательных в обработке, шт | 256 | 320 | 370 | 409 | 520 | 570 | 664 | 796 | 846 |
| 30 | Выбытие добывающих скв. - всего, шт | 239 | 336 | 493 | 509 | 498 | 670 | 517 | 442 | 409 |
| 31 | в т.ч. под закачку, шт | 165 | 219 | 245 | 327 | 334 | 400 | 312 | 242 | 183 |
| 32 | Добыча нефти с начала разработки, тыс.т | 421767 | 482355 | 547508 | 616409 | 687384 | 757683 | 826019 | 891053 | 950144 |
| 33 | Среднегодовая обводненность, % | 38,7 | 40,5 | 43,1 | 48,9 | 55,1 | 59,6 | 62,9 | 66,3 | 70,1 |
| 34 | в т.ч. из новых скважин, % | 9,6 | 13,0 | 12,2 | 16,2 | 27,2 | 22,6 | 28,5 | 32,9 | 25,9 |
| 35 | из перешедших скважин, % | 40,7 | 41,8 | 44,6 | 50,6 | 56,8 | 61,1 | 64,3 | 67,2 | 71 |
| 36 | Добыча жидкости – всего, тыс.т | 91177 | 101797 | 114495 | 134777 | 158032 | 173845 | 184118 | 192786 | 197354 |
| 37 | в т.ч. из новых скважин, тыс.т | 5814 | 4742 | 5350 | 6920 | 9267 | 7081 | 7193 | 5120 | 4147 |
| 38 | из перешедших скважин, тыс.т | 85363 | 97055 | 109145 | 127857 | 148765 | 166764 | 176925 | 187666 | 193207 |
| 39 | Закачка воды, тыс.м ³ | 129787 | 146810 | 163597 | 181943 | 210190 | 233582 | 239362 | 256182 | 254334 |
| 40 | Сред.дебит действ.скв.по нефти, т/сут | 50,0 | 44,9 | 41,6 | 38,2 | 34,5 | 29,8 | 26,5 | 22,8 | 19,3 |
| 41 | в т.ч. из переход.скв по нефти, т/сут | 51,7 | 46,3 | 42,7 | 38,4 | 34,9 | 30,1 | 26,7 | 23,0 | 19,2 |
| 42 | Сред.дебит действ.скв.по жидкости, т/сут | 81,6 | 75,4 | 73,1 | 74,8 | 76,8 | 73,8 | 71,5 | 67,5 | 64,4 |
| 43 | в т.ч. по новым скв., т/сут | 41,9 | 36,4 | 35,8 | 43,9 | 43,1 | 34,7 | 35,0 | 28,8 | 26,6 |
| 44 | по перешедшим скв., т/сут | 87,3 | 79,5 | 77 | 77,8 | 80,8 | 77,5 | 74,6 | 70,1 | 66,4 |
| 45 | Ввод новых скв под закачку, шт. | 191 | 213 | 269 | 347 | 378 | 385 | 338 | 289 | 195 |
| 46 | Фонд нагнет.скв.на конец года, шт. | 1130 | 1361 | 1662 | 2024 | 2344 | 2618 | 2890 | 3041 | 3151 |
| 47 | Перевод скважин на мех.добычу, шт. | 609 | 813 | 1160 | 1430 | 1670 | 1558 | 1420 | 1239 | 938 |
| 48 | Фонд мех.скважин на конец года, шт. | 1964 | 2588 | 3365 | 4329 | 5421 | 6287 | 6952 | 7528 | 7968 |
| 49 | Добыча нефти мех. способом, тыс.т | 30040 | 33036 | 39414 | 48586 | 59212 | 65226 | 64447 | 61436 | 55608 |
| 50 | Добыча жидкости мех.способом, тыс.т | 52784 | 60145 | 74015 | 96868 | 125596 | 153629 | 166540 | 171815 | 173778 |

ОАО «Юганскнефтегаз»
Показатели добычи нефти за 1964-1997гг.

| № п/п | Показатели | 1991 | 1992 | 1993 | 1994 | 1995 | 1996 | 1997 |
|-------|---|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| 1 | Добыча нефти - всего, тыс.т | 50548 | 40774 | 33911 | 28770 | 27095 | 26303 | 26850 |
| 2 | в т.ч. из перешедших скв, тыс.т | 48727 | 39264 | 32850 | 27643 | 26330 | 25664 | 26274 |
| 3 | из новых скважин, тыс.т | 1821 | 1510 | 1061 | 1073 | 765 | 639 | 576 |
| 4 | Ввод новых скважин - всего, шт | 739 | 766 | 587 | 524 | 474 | 304 | 238 |
| 5 | в т.ч. из экспл.бурения, шт | 500 | 515 | 382 | 292 | 246 | 123 | 123 |
| 6 | из нагнетательного бурения, шт | 143 | 138 | 125 | 83 | 94 | 47 | 56 |
| 7 | из разведочного бурения, шт | 5 | – | 2 | 1 | 1 | 1 | – |
| 8 | из освоения прошлых лет, шт | 91 | 113 | 78 | 148 | 133 | 133 | 59 |
| 9 | Дебит нефти новых скважин, т/сут | 15,5 | 14,3 | 13,8 | 13,7 | 14,8 | 16,4 | 19,9 |
| 10 | Число дней работы новых скважин, сут. | 159 | 137,7 | 130,6 | 149 | 109 | 127,6 | 121,8 |
| 11 | Средняя глубина новой скважины, м | 2805 | – | – | 2798 | 2777 | 2763 | 2843 |
| 12 | Эксплуатационное бурение - всего, тыс.м | 2399 | 2327 | 1884 | 1419 | 1232 | 450 | 406 |
| 13 | в т.ч. добывающих скважин, тыс.м | 2272 | – | – | 1383 | 1179 | 412 | 380 |
| 14 | то же вспомогательных скважин, тыс.м | 127 | – | – | 36 | 53 | 38 | 26 |
| 15 | из них нагнетательных под закачку, тыс. м | 35 | – | – | – | 6 | 3 | 9 |
| 16 | Выбытие из вновь введенных скважин, шт | 26 | 47 | 16 | 6 | 16 | 27 | 15 |
| 17 | Количество новых скв на конец года, шт | 713 | 719 | 571 | 518 | 458 | 277 | 223 |
| 18 | Дни работы перешедших скважин, сут | 333 | 328 | 328 | 328 | 328 | 328 | 328 |
| 19 | Добыча нефти из нов. скв пред.года, тыс.т | 5916 | 3581 | 3408 | 2559 | 2361 | 2318 | 1566 |
| 20 | то же из перешед. скв предыд.года, тыс.т | 56016 | 48727 | 39258 | 32859 | 27683 | 26324 | 25664 |
| 21 | Сумм.добыча нефти из перешед. скв, тыс.т | 61932 | 52308 | 42666 | 35418 | 30044 | 28642 | 27230 |
| 22 | Доб.нефти из переш. скв данного года, тыс.т | 48727 | 39264 | 32850 | 27683 | 26324 | 25659 | 26274 |
| 23 | Падение добычи нефти, тыс.т | -13205 | -13044 | -9816 | -7735 | -3720 | -2983 | -956 |
| 24 | Процент падения добычи нефти, % | -21,3 | -24,9 | -23 | -21,8 | -12,4 | -10,4 | -3,5 |
| 25 | Мощность новых скважин, тыс.т. | 3650 | 3642 | 3060 | 2582 | 2429 | 1840 | 1,574 |
| 26 | Действ. фонд доб.скв на конец года, шт | 8799 | 7977 | 7980 | 7147 | 7146 | 6336 | 6209 |
| 27 | в т.ч. нагнетательных в отработке, шт | 827 | 758 | 832 | 779 | 743 | 651 | 666 |
| 28 | Фонд доб.скважин на конец года, шт | 10268 | 10804 | 11277 | 11064 | 11023 | 10472 | 10007 |
| 29 | в т.ч. нагнетательных в отработке, шт | 965 | 1067 | 1195 | 1222 | 1215 | 1106 | 1024 |
| 30 | Выбытие добывающих скв.- всего, шт | 351 | 253 | 307 | 775 | 648 | 1018 | 788 |
| 31 | в т.ч. под закачку, шт | 100 | 77 | 86 | 68 | 129 | 171 | 144 |
| 32 | Добыча нефти с начала разработки, тыс.т | 1000707 | 1041459 | 1075365 | 1104137 | 1131230 | 1157524 | 1184391 |
| 33 | Среднегодовая обводненность, % | 74,5 | 76,7 | 78,1 | 76,9 | 75,4 | 73,6 | 72,1 |
| 34 | в т.ч. из новых скважин, % | 35,5 | 41,3 | 35,4 | 28,1 | 29,8 | 23,5 | 20,6 |
| 35 | из перешедших скважин, % | 75 | 77,3 | 78,5 | 77,5 | 75,8 | 74 | 72,4 |
| 36 | Добыча жидкости – всего, тыс.т | 197960 | 175325 | 154727 | 124481 | 110134 | 99751 | 96077 |
| 37 | в т.ч. из новых скважин, тыс.т | 2822 | 573 | 1643 | 1492 | 1089 | 835 | 726 |
| 38 | из перешедших скважин, тыс.т | 195138 | 172752 | 153084 | 122989 | 109045 | 98916 | 95362 |
| 39 | Закачка воды, тыс.м ³ | 252704 | 211180 | 186412 | 140468 | 133822 | 122707 | 121305 |
| 40 | Сред.дебит действ.скв.по нефти, т/сут | 17,1 | 14,2 | 12,6 | 11,7 | 11,5 | 12,1 | 13 |
| 41 | в т.ч. из переход.скв по нефти, т/сут | 17,1 | 14,2 | 12,6 | 11,7 | 11,4 | 12,0 | 12,9 |
| 42 | Сред.дебит действ.скв.по жидкости, т/сут | 66,9 | 61,2 | 57,6 | 50,8 | 46,8 | 46,0 | 46,6 |
| 43 | в т.ч. по новым скв., т/сут | 24,0 | 24,4 | 21,4 | 19,1 | 21,1 | 21,5 | 25,0 |
| 44 | по перешедшим скв., т/сут | 68,6 | 62,6 | 58,7 | 51,8 | 47,4 | 46,4 | 46,9 |
| 45 | Ввод новых скв под закачку, шт. | 97 | 87 | 90 | 62 | 127 | 155 | 138 |
| 46 | Фонд нагнет.скв.на конец года, шт. | 3240 | 3284 | 3283 | 3133 | 3226 | 3336 | 3448 |
| 47 | Перевод скважин на мех.добычу, шт. | 824 | 757 | 820 | 705 | 715 | 491 | 459 |
| 48 | Фонд мех.скважин на конец года, шт. | 7787 | 8027 | 8660 | 8367 | 8426 | 8281 | 8267 |
| 49 | Добыча нефти мех. способом, тыс.т | 47560 | 8303 | 32056 | 27310 | 26048 | 25554 | 26242 |
| 50 | Добыча жидкости мех.способом, тыс.т | 175090 | 53562 | 133465 | 110027 | 99817 | 93595 | 91930 |

Закачка воды с целью ППД в залежах по району началась в 1966 г. (Усть-Балыкское месторождение), спустя 2 года после получения первой нефти.

Накопленные по «Юганскнефтегазу» показатели на 01.01.1987 г. составили: добыча нефти – 687,384 млн.т, добыча воды – 415,334 млн.т, добыча жидкости – 1102,718 млн.т, закачка воды – 1589,445 млн.м³ (или ~ 1,6 км³), накопленный ВНФ – 0,604. С 1964 г. по 01.01.1987 г. в добычу на нефть было введено всего 9303 скважины, в т.ч. 1856 нагнетательных в отработке. На одну скважину, перебивавшую в добыче, извлечено нефти 73,9 тыс.т/скв.

Накопленная проходка по месторождениям ПО «Юганскнефтегаз» составила 26,864 млн.м. На каждый метр проходки условно пришлось 25,6 тонн добытой нефти.

В 1985 году «Юганскнефтегазом» разрабатывалось 13 месторождений, в 1987 году – 17 месторождений (см.табл.3) силами НГДУ Юганскнефть, Мамонтовнефть, Майскнефть и Правдинскнефть.

Таблица 3

ОАО «Юганскнефтегаз»

Показатели эксплуатации нефтяных месторождений за 1986г. (на 01.01.1987г.)

| №№ п/п | Месторождение | Год ввода в эксплуатацию | Добыча нефти, тыс.т | Добыча жидкости, тыс.т | Закачка воды, тыс.м ³ | Обводненность, % | Фонд скважин, шт. | | | Дебит, т/сут | | Накопленная добыча нефти, тыс.т |
|--------|----------------------------------|--------------------------|---------------------|------------------------|----------------------------------|------------------|-------------------|-------------|--------------|--------------|----------|---------------------------------|
| | | | | | | | добывающий | действующий | нагнетательн | нефти | жидкости | |
| 1 | Мамонтовское | 1970 | 35166 | 71561 | 92148 | 50,9 | 2529 | 2481 | 856 | 42,6 | 86,7 | 271941 |
| 2 | Южно-Сургутское | 1976 | 11746 | 24203 | 32360 | 51,5 | 1218 | 1187 | 455 | 28,8 | 59,3 | 72374 |
| 3 | Южно-Балыкское | 1976 | 5903 | 11930 | 17423 | 50,5 | 479 | 473 | 161 | 41,5 | 83,9 | 41170 |
| 4 | Правдинское | 1967 | 3980 | 12254 | 20872 | 67,5 | 521 | 511 | 243 | 21,9 | 67,5 | 103364 |
| 5 | Усть-Балыкское, Б ₁₋₅ | 1964 | 2260 | 17124 | 19309 | 86,8 | 258 | 252 | 129 | 24,9 | 189 | 127921 |
| 6 | Тепловское | 1977 | 2292 | 5161 | 7685 | 55,6 | 233 | 228 | 93 | 29 | 65,4 | 15210 |
| 7 | Усть-Балыкское, Б ₁₀ | 1966 | 3938 | 5785 | 7806 | 31,9 | 651 | 632 | 214 | 20,7 | 30,4 | 18879 |
| 8 | Средне-Балыкское | 1980 | 2142 | 2562 | 3678 | 16,4 | 199 | 192 | 62 | 41,4 | 50 | 6483 |
| 9 | Северо-Салымское | 1982 | 2051 | 2567 | 3806 | 20,1 | 228 | 219 | 65 | 32,5 | 40,6 | 4862 |
| 10 | Солкинское | 1965 | 805 | 4080 | 4360 | 80,2 | 114 | 112 | 53 | 20,1 | 102 | 21435 |
| 11 | Мало-Балыкское | 1984 | 226 | 242 | 313 | 6,3 | 46 | 43 | 6 | 27,4 | 29,2 | 287 |
| 12 | Майское | 1978 | 212 | 306 | 430 | 30,7 | 16 | 15 | 6 | 40,1 | 57,8 | 1472 |
| 13 | Салымское, Ю ₀ | 1974 | 176 | 179 | – | 1,5 | 38 | 36 | 1 | 14,4 | 14,7 | 1903 |
| 14 | Петелинское | 1986 | 34 | 34 | – | – | 9 | 8 | – | 30,2 | 30,3 | 34 |
| 15 | Асомкинское | 1986 | 30 | 30 | – | – | 6 | 6 | – | 48 | 48 | 30 |
| 16 | Вост.-Сургутское | 1986 | 10 | 10 | – | – | 9 | – | – | 5,6 | 5,6 | 10 |
| 17 | Приразломное | 1986 | 4 | 4 | – | – | 1 | 1 | – | 20,9 | 20,9 | 4 |
| | Всего | | 70975 | 158032 | 210190 | 55,1 | 6555 | 6396 | 2344 | 34,5 | 76,8 | 687384 |

Для ознакомления. Номера страниц не соответствуют официальной версии.

К 1990 г. количество эксплуатируемых месторождений планируется довести до 32. Предстоит переход на освоение трудноизвлекаемых запасов нефти в юрских отложениях (продуктивные пласты Ю₀, Ю₁, Ю₂).

К началу 1986г. в промышленной разработке находилось 34 нефтяные залежи в пластах групп А, Б и в ачимовской пачке. Опытно-промышленная эксплуатация велась на отдельных залежах пластов А₁₀, А₁₁, Ю₂, Ю₀ и ачимовской пачки. Около 50 % пробуренных скважин имеют глубину более 2400 м, 1/3 часть залежей нефти – массивные. Коэффициент продуктивности скважин изменяется от 1 до 60 т/(сут×МПа). Недостаточная продуктивность и обводненность основных залежей требуют применения в больших объемах механизированного способа добычи нефти. В 1987г. его доля по объединению должна достигнуть 98 % от общей добычи.

Одним из благоприятных геологических условий в регионе является отсутствие на месторождениях газовых шапок или пластов со свободным газом. Пластовые давления на объектах, в основном, равны гидростатическим. Только на Салымском и отдельных участках других месторождений имеются аномальные пластовые давления и температуры, достигающие в баженовской свите 47 МПа и 130°С, при глубине ее залегания 2800–3000 м. Это сильно осложняет процесс бурения скважин на пласты Ю₀, Ю₁ и Ю₂.

На осваиваемых площадях применяют различные системы разбуривания объектов. В начальный 10-летний период (1964-1973 гг.) проектировались системы разработки с редкими (42–56 га/скв) сетками с объединением в общий эксплуатационный объект нескольких пластов. Применялись пяти- и трехрядные блоковые системы с шириной первой полосы 900–1000 м и шириной эксплуатационного блока до 3,3–4,8 км (Усть-Балыкское, Солкинское, Мамонтовское, Правдинское месторождения). Сетки скважин – треугольные.

На многопластовых месторождениях предусматривалось первоочередное вовлечение в разработку наиболее разведанных высокопродуктивных участков и залежей с отнесением других пластов к возвратным объектам. Это было связано с необходимостью ускоренного ввода месторождений в эксплуатацию в условиях при ограниченных возможностях буровых и строительных организаций.

В XI пятилетке (1981–1985гг.) проектные документы были пересмотрены объединением почти по всем месторождениям района. Составлено 11 проектных документов, согласно которым утверждено к бурению дополнительно 6279 новых скважин, в том числе 4044 добывающих, 1833 нагнетательных и 402 резервных. Дополнительная добыча нефти в эти годы в результате внедрения новых проектных решений (по сравнению с утвержденными на начало 1981г.) составила 1/6 от общей, а в XII пятилетке (1986-2000 гг.) она должна возрасти практически вдвое.

В целом производственное объединение «Юганскнефтегаз» работает

устойчиво, добыча нефти за XI пятилетку превысила проектную на 6 млн.т, объем бурения – на 844 тыс.м, число введенных в эксплуатацию добывающих скважин возросло на 375, механизированный фонд увеличился на 677 скважин. В 1986г. планом развития предусмотрено извлечь на 4,2 млн.т нефти больше суммарной добычи, предусмотренной проектными документами с превышением объема бурения на 314 тыс.м, фонда скважин – на 160 шт., ростом механизированного фонда – на 1316 добывающих скважин.

Большинство месторождений объединения эксплуатируется с показателями, близкими к проектным. По трем месторождениям (Мамонтовскому, Усть-Балыкскому, Б₁₀ и Северо-Салымскому) добыча нефти превышает проектную, соответственно, на 14; 17 и 26 %, что связано с увеличением объемов бурения, ускоренной механизацией скважин, увеличением фонда из-за расширения площади нефтеносности (Северо-Салымское месторождение).

Отставание от проектных уровней имеется на четырех месторождениях:

1) Правдинское – из-за медленных темпов освоения низкопродуктивных пластов Б₈ и Б₉, неэффективности газлифтного способа эксплуатации скважин на стадии высокой обводненности, недобора жидкости, связанного с задержкой в развитии систем нефтесбора и утилизации воды;

2) Южно-Балыкское – вследствие снижения темпов разбуривания месторождения в 1984 и 1985гг., отставания перевода скважин на механизированную добычу, задержек с получением проектной технической документации на обустройство нефтепромысловых объектов;

3) Майское – из-за слабой геологической изученности месторождения, сдерживания темпов разбуривания сезонным фактором (работы осуществляют только зимой из-за отсутствия дороги);

4) Мало-Балыкское – в основном, из-за задержки ввода его в разработку на два года, а также сложной структуры запасов нефти.

На 1.01.1986г. в действующем добывающем фонде объединения «Юганскнефтегаз» находилось 5520 скважин, в бездействии – 102, в простое – 165, в освоении – 18, в бурении – 375 скважин.

Малодебитный нефтяной фонд (с дебитом по жидкости до 10 т/сут) насчитывал 173 скважины, из них фонтанных (по которым требуется проведение мероприятий по увеличению продуктивности) – 15 скважин, требующих РИР – 85, ликвидации осложнений – 30, повышения пластового давления – 43. Кроме них, в нефтяном фонде имелось еще 400 скважин (на 50 % механизированных) с дебитом до 10 т/сут по геологическим причинам.

По нагнетательному фонду из 2024 скважин под закачкой находилось 1692, простаивали по технологическим причинам – 63, бездействовали – 212, находились в освоении – 120 скважин. В последнее время значительно возросли требования к надежности строительства нагнетательных скважин, од-

Для ознакомления. Номера страниц не соответствуют официальной версии.

нако проблема качества (в т.ч. крепления и разобщения пластов) пока решается неудовлетворительно.

При разработке нефтяных месторождений в объединении «Юганскнефтегаз» применяют различные системы воздействия:

- блоковая трехрядная – по 5 пластам трех месторождений;
- блоковая с дополнительным разрезанием и очаговым заводнением – по 7 пластам четырех месторождений;
- блочно-квадратная по 4 пластам двух месторождений;
- площадная обращенная семиточечная – по 12 пластам шести нефтяных месторождений;
- площадная обращенная девятиточечная – по 5 пластам трех нефтяных месторождений.

Применяемые плотности сетки размещения скважин изменяются в широких пределах – от 12,2 га/скв (объект Б₁₀ Усть-Балыкского) до 56 га/скв (пласт Б₆ Правдинского месторождения), а среднем по объединению плотность сетки составляет примерно 30 га/скв.

Из приведенных данных видно, что по нефтеносным объектам объединения преобладают площадные обращенные семи- и девятиточечные системы. На наш взгляд, огульное проектирование преимущественно площадных систем разработки, получившее в последнее время, в Западной Сибири большое распространение, нельзя считать правильным и обоснованным. Эти системы практически нельзя усовершенствовать и преобразовать в более удобные; кроме того, в них весьма затруднено регулирование процесса обводнения добывающих скважин закачиваемыми водами.

Особенно неоправданно применение площадных систем воздействия (запроектированных, кстати, «иногородними» – не тюменскими институтами) на объектах с хорошими коллекторскими свойствами (типа пласта Б₁₀ Средне-Балыкского месторождения). Считаем, что на северной части данного месторождения (пока она еще не разбурена), необходимо перейти на блоковую трехрядную систему. Рядную систему разработки также следует внедрить также на крупном Мало-Балыкском месторождении (пласты группы "А"), где бурение скважин еще только начато.

На месторождениях «Юганскнефтегаза» с учетом появления новых геологических данных, усилиями проектантов и производителей разработан и внедрен большой комплекс работ по усовершенствованию и оптимизации первоначально запроектированных систем разработки:

1. Разукрупнение эксплуатационных объектов для интенсификации извлечения запасов из отстающих по выработке пластов – на четырех месторождениях;
2. Бурение дополнительных скважин в зонах стягивания контуров нефтеносности и уплотнение (первоначально) редких сеток – на шести месторожде-

ниях (Мамонтовское, Южно-Сургутское, Усть-Балыкское, Солкинское и др.);

3. Организация дополнительного разрезания – на шести месторождениях. Например, на Усть-Балыкском месторождении (пласты Б₁–Б₅) с помощью закачки в поперечные ряды значительно усилено воздействие на залежи. Аналогичные мероприятия проведены на Солкинской площади и Правдинском месторождении. В целом в "дополнительных" линиях разрезания на месторождениях района переведено под закачку 553 скважины с накопленным объемом воды 266 млн.м³;

4. Вовлечение в разработку ранее пропущенных небольших (промежуточных) залежей – на пяти месторождениях. В 1985 г. из этих залежей добывали 2,9 млн.т/год, общий фонд здесь достиг 632 скважины, из них 509 добывающих и 123 нагнетательных;

5. Временное использование сеток скважин верхних (низкодебитных) пластов с незначительной нефтенасыщенной толщиной и слабой начальной нефтенасыщенностью для эксплуатации нижних, мощных и высокопродуктивных пластов – на четырех месторождениях. Наиболее весомые результаты (за счет реализации этого мероприятия) получены на Южно-Балыкском и Солкинском месторождениях;

6. Применение на ряде месторождений блочно-квадратной системы заводнения, как одного из эффективных направлений регулирования разработки месторождений, способствующих стабильному наращиванию добычи нефти и увеличению коэффициента нефтеизвлечения;

7. В объединении «Юганскнефтегаз» систему блочно-квадратного (замкнутого) заводнения (БКСЗ) активно внедряют на Мамонтовском и Южно-Сургутском месторождениях. Объекты БКСЗ, обеспечивали в 1985г. около 60 % годовой добычи нефти по объединению. По масштабам внедрения этой высокоэффективной системы "Юганскнефтегаз" значительно опережает другие объединения Главтюменнефтегаза.

На Южно-Сургутском месторождении согласно проекта (авт. А.Н.Янин, В.А.Туров, Е.П.Ефремов и др.) БКСЗ внедряют с 1981г. путем существенного уплотнения первоначальной сетки 600×600 м с одновременным разукрупнением горизонта Б₁₀₋₁₁ на два объекта Б₁₀¹ и Б₁₀²⁻³+Б₁₁. В результате этого проектная добыча нефти возросла в 1,8 раза. По верхнему объекту новая система освоена на 40 %, по нижнему ухудшенному – на 80 %.

Гидродинамическими расчетами на модели (А.Н.Янин, Р.А.Закирова, В.П.Майер) показано, что для условий пласта Б₁₀ Мамонтовского месторождения применение БКСЗ (в сочетании с уплотнением сетки) увеличивает максимальный уровень добычи нефти на 60 % при росте коэффициента нефтеотдачи на 3–4 %.

На Мамонтовском месторождении по основному объекту Б₁₀ БКСЗ (с уплотнением сетки) применяют с 1978г. Проектом (авт.А.Н.Янин,

В.А.Туров, Ю.Е.Батурин, Р.А.Закирова и др.) предусмотрено создание более сотни ячеек БКСЗ с доведением средней плотности сетки до 31 га/скв. В 1985 году уплотняющий фонд был разбурен на 90 %, а система поперечного разрезания освоена на 45 %. Последняя включает в себя 215 скважин (50 % от общего нагнетательного фонда пласта Б₁₀), в которые закачивают около половины всего объема воды. Из 761 уплотняющей добывающей скважины получено 50 % общей добычи нефти объекта Б₁₀.

Темпы обводнения пласта Б₁₀ на стадии перехода к БКСЗ вполне удовлетворительные. По отдельным ячейкам нами проанализировано влияние стадийности освоения на темпы выработки и динамику обводнения. При этом рассмотрено два основных сценария:

а) одностадийное бурение основной и дополнительной сеток скважин с одновременным освоением всех разрезающих рядов;

б) двухстадийное освоение ячейки БКСЗ, когда сначала бурят базовую (редкую) сетку и осваивают основные разрезающие ряды. Затем (при обводнении объекта на 20–30 %) бурят уплотняющие скважины и осваивают дополнительные разрезающие ряды.

Из анализа фактических данных по нескольким ячейкам нами установлено, что одностадийное освоение ячейки БКСЗ объекта БС₁₀ обеспечивает повышение темпа отбора в 1,5–2 раза по сравнению с двухстадийным. Относительно стабильный уровень добычи сохраняется при этом более продолжительное время, однако скважины при этом быстро обводняются.

При двухстадийном освоении ячейки БКСЗ характеристика обводнения более благоприятная. Накопленный водонефтяной фактор оказался в 2,5–3 раза меньше, чем при одностадийном. Опыт внедрения БКСЗ на месторождениях Западной Сибири требует дальнейшего изучения и научного обобщения.

Авторами изучена продолжительность работы залежей нефти малообводненной продукцией. Она зависит, в основном, от геологических особенностей объектов и первоначальных систем разработки. Так, объект Б₁₀ Мамонтовского месторождения введен по трехрядной системе при ширине первой полосы 900 м, безводный период (БВП) здесь составил 10 лет. На Усть-Балыкском (пласты Б₁–Б₅) месторождении с шириной первой полосы 700–1000 м и центральным разрезанием этот показатель равнялся 7 годам. На Солкинской площади с 3-5^{ти} рядными системами и расстоянием 900 м до первого ряда он достиг 8 лет. По пласту Б₁₀ Усть-Балыкского месторождения с площадной системой 750×650 м срок БВП – 10 лет. По Тепловскому месторождению с площадной семиточечной системой 500×433 м и 600×520 м (водоплавающая залежь)

4 года. По Южно-Балыкскому месторождению – с пятирядной блоковой системой при расстоянии до первого ряда 500 м – 6 лет.

На большинстве объектов разработки продолжительность водного пери-

ода эксплуатации (в интервале обводненности от 10 до 50 %) в среднем оценивается в 5 лет и практически не зависит от системы разработки.

Система ППД в объединении насчитывает 50 кустовых насосных станций (КНС) с общей установленной мощностью насосов 720 тыс.м³/сут и обеспечивает устойчивую закачку воды в объеме 550–560 тыс.м³/сут. Протяженность разводящих напорных водоводов – 2613 км. На месторождениях достигнута, в основном, 100–120 %-ная компенсация отборов жидкости закачкой воды с начала разработки (кроме Мало-Балыкского и Северо-Салымского).

Учет закачиваемой воды по нагнетательным скважинам налажен пока в недостаточной мере. Индивидуальный замер проводится лишь по 42 % скважин. Общий учет закачки воды по КНС – удовлетворительный. Имеются некоторые технические потери воды, однако в общем объеме они невелики и их учитывают при оперативном подсчете закачки воды за каждые сутки.

Забор воды осуществляют, в основном, из открытых водозаборов. В целом приемистость нагнетательных скважин по объектам заметно не снижается. Для очистки призабойной зоны нагнетательных скважин (при приемистости ниже 300 м³/сут) проводят профилактические работы по воздействию, охватывая этими работами за год до половины добывающего нагнетательного фонда.

Отношение числа добывающих скважин к нагнетательным по месторождениям изменяется в пределах от 2,3 до 4,2 и составляет на старых месторождениях, в среднем, 2,5, на новых 3–3,5.

Объемы исследовательских работ по объединению постоянно растут, однако из-за того, что ежегодно балансовый фонд увеличивается на 1200–1400 скважин, масштабы исследовательских работ недостаточны. В связи с этим охват скважин исследованием остается на достигнутом уровне или снижается. Для увеличения объема исследовательских работ необходимо наращивать число специализированных бригад, партий и повышать производительность труда действующих отрядов (геофизиков, гидродинамиков и др.).

В XI пятилетке (1981-1985 гг.) в ПО «Юганскнефтегаз» мероприятия по повышению нефтеотдачи пластов проводили, в основном, эпизодически и бессистемно.

В XII пятилетке (1986-1990 гг.) предстоит освоить новые методы увеличения нефтеотдачи (не связанные с дополнительным бурением) – воздействие на пласт различными химическими реагентами, форсирование отборов, регулирование закачки и др.

Химические методы повышения нефтеотдачи в объединении использовали и ранее, однако масштабы их применения были невелики. В связи с расширением программы работ в этом направлении требуется усилить научное обеспечение, расширить техническую базу и шире привлечь к этой работе

Для ознакомления. Номера страниц не соответствуют официальной версии.

специализированные научно-производственные организации нефтедобывающей отрасли.

Все вышеизложенное позволит обеспечить устойчивую динамику добычи нефти по объединению «Юганскнефтегаз» в ближайший период до 2000 г.

А.Н.Янин

Обобщение опыта разработки крупного Усть-Балыкского нефтяного месторождения^{*)}

Усть-Балыкской площадь вступила в пробную эксплуатацию в 1964 году. В дальнейшем разработка верхних пластов БС₁₋₅ осуществлялась в соответствии с технологической схемой ВНИИ. Запасы, принятые в документе 1964 г.: геологические – 263 млн.т; извлекаемые – 157,8 млн.т, коэффициент нефтеизвлечения – 0,6. Проектные уровни добычи нефти – 10,4 млн.т/год (при темпе отбора запасов – 6,6 % в год), закачки воды – 18,33 млн.м³/год.

Принципиальными положениями техсхемы являлись: совместная (и с применением оборудования для одновременно-раздельной эксплуатации) разработка пластов, размещение скважин по редкой треугольной сетке 700×600 м. Ширина первой полосы составляла 1000–1200 м, что значительно (в 1,7–2 раза) превышало расстояние между добывающими скважинами в ряду – 600 м. На месторождении предусматривалось поддержание пластового давления путем закачки воды в осевой и законтурный нагнетательные ряды.

В технологической схеме 1964 г. расчеты добычи были проведены исходя из условия обеспечения пластового давления на контуре питания – на уровне первоначального. Резервный фонд 75 скважин планировалось пробурить только на линии стягивающего ряда после отключения первого добывающего ряда при обводнении его на 65%. Согласно техсхеме 1964 г. разработку Усть-Балыкской площади предполагалось завершить при отборе крайне малого количества попутной воды (табл. 1). В тот период считалось [1], что реализация перечисленных принципов обеспечит высокие, а главное, устойчивые темпы добычи нефти и позволит достичь высокой конечной нефтеотдачи – 0,6.

Однако в процессе эксплуатации обнаружился [2, 3] ряд принципиальных проблем и недостатков, присущих первоначальной системе разработки. В последующих проектах был разработан комплекс эффективных мероприятий по совершенствованию принятой системы воздействия. Поэтому опыт освоения этого месторождения нуждается в особенно тщательном анализе и обобщении.

Сейчас месторождение находится в третьей стадии разработки. Добыча нефти за 1979 г. составила 6,08 млн.т или 61 % от максимального уровня (~ 10 млн.т), достигнутого в 1972 г.; обводненность продукции увеличилась до 70 % при среднегодовом приросте ее за последние пять лет – 7,2 % в год. Дебит скважин по нефти – 60 т/сут, по жидкости – 201 т/сут. Действующий добывающий фонд в 1979 г. составлял 284 скважины, под закачкой находилось 105 скважин, их соотношение равнялось 2,7, т.е. было достаточно типичным.

По накопленной добыче нефти относительно начальных извлекаемых запасов (НИЗ) к 1980 г. объект БС₁₋₅ опережал почти все известные залежи первых нефтяных месторождений Западной Сибири, находящихся в разработке.

Сравнительный анализ (табл.2) и сопоставление промысловых характеристик вытеснения нефти водой по другим длительно разрабатываемым залежам Западной Сибири (рис. 1-6) показывают, что процесс разработки на Усть-Балыке протекает пока весьма эффективно.

^{*)} Опубликовано в сборнике трудов СибНИИП "Особенности геологического строения и разработки нефтяных месторождений Западной Сибири". Тюмень, 1981, вып.23, с.77-93.

Таблица 1

Принципы разработки Усть-Балыкской площади (объект БС₁₋₅)

| № п/п | Первоначальная технологическая схема ВНИИ, 1964 г. /Авт.Б.Н.Крючков и др./ | Проекты разработки Сибниинп, 1976, 1978 гг. /Авт.Н.К.Праведников, Е.П.Ефремов, Ю.Е.Батурин, В.А.Туров, Т.Г.Кукош, А.Н.Янин, И.А.Пономарева/ |
|----------|---|---|
| 1. | Геологические запасы нефти – 263 млн.т, извлекаемые – 157,8 млн.т. КИН – 0,6. | Геологические запасы нефти – 269,404 млн.т, извлекаемые – 140,347 млн.т. КИН – 0,521. |
| 2. | Проектные уровни: добычи нефти – 10,4 млн.т, закачки воды – 18,33 млн.м ³ . Темп отбора НИЗ – 6,6 % в год. | Проектные уровни: добычи нефти – 9,988 млн.т (1972г.), добычи жидкости – 23 млн.т закачки воды – 30,5 млн.м ³ отбора газа – 500 млн.м ³ . Темп отбора НИЗ – 7,1 % в год. |
| 3 | Разбуривание месторождения редкой сеткой – 42 га/скв / 700×600 м /. | Уплотнение сетки в целом по объекту БС ₁₋₅ примерно в два раза – до 20 га/скв. |
| 4 | Совместная (и с применением оборудования одновременно-раздельной добычи) эксплуатация трех пластов. | «Разукрупнение» эксплуатационного объекта с целью самостоятельной разработки каждого пласта своей сеткой |
| 5. | Осевое (51 % объема закачки) разрезание и законтурное (49 %) заводнение | Преимущественно (~80%) внутриконтурное заводнение. Двойное уплотнение (по пласту БС ₂₋₃) осевого нагнетательного ряда. Организация 4 ^x (раздельных) дополнительных разрезающих рядов |
| 6. | Сохранение пластового давления на контуре питания на уровне первоначального (21,6 МПа) | Увеличение пластового давления в зоне осевого нагнетания до уровня – на 6-7 МПа выше первоначального |
| 7. | Обеспечение устьевого давления нагнетания – 10 МПа | Увеличение давления нагнетания до 15 МПа /в чем, кстати, не было необходимости/ |
| 8. | Поддержание забойного давления в добывающих скважинах на уровне 15,6-16,8 МПа | Снижение забойного давления до 13-14 МПа (при Р _{нас} 8-9 МПа) |
| 9. | Перепад давления между пластовым в зоне нагнетания и забойным в добывающих скважинах 4,8-6 МПа | Увеличение указанного перепада давления до 14 МПа или в 2,3-2,9 раза |
| 10. | Отключение скважин первых рядов при обводнении их на 65% | Отработка скважин до 95%-ной обводненности (фактически до 98-99 %). |
| 11. | Достижение принятой нефтеотдачи 0,6 при небольших отборах попутной воды (средняя обводненность за весь срок 31%, накопленный ВНФ – 0,446) | Предусмотрены большие объемы отбора попутной воды (средняя обводненность за весь срок 61-66%, водонефтяной фактор – 1,6-1,95) |
| 12. | Намечалось пробурить 253 скважины основного фонда (193 добывающих и 60 нагнетательных) | Двойное увеличение основного фонда – до 508 (без учета резервных) скважин, в т.ч. 376 добывающих и 132 нагнетательных. |
| 13. | Резервный фонд – 75 скважин | Резервный фонд – 25 скважин |
| 14. | "Малоинтенсивное" соотношение числа добывающих и внутриконтурных нагнетательных скважин – 5,5 | "Ужесточение" указанного соотношения до 2 ^x и менее – в результате перевода обводнившихся добывающих скважин под закачку в дополнительных рядах |

Таблица 2

Сравнение показателей Усть-Балыкского (объект БС₁₋₅) и других месторождений Западной Сибири

| Месторождение, площадь | Индекс пласта | Проницаемость пласта, мД | Соотношение вязкостей нефти и воды в пластовых условиях, μ_0 | Добыча нефти в 1979 году – относительно "своей" максимальной, % | Обводненность нефти за 1979 г., % | Отбор нефти от начальных извлекаемых запасов, *) η' усл.ед., % | Количество жидкости, поровой объем /параметр $\tau_{пл}/^{(*)}$ усл.ед., % | Накопленный водонефтяной фактор, доли ед. |
|----------------------------------|----------------------|--------------------------|--|---|-----------------------------------|---|--|---|
| Усть-Балыкское | БС ₁ | 580 | 6,38 | 50 | 70 | 96 | 94 | 0,452 |
| | БС ₂₋₃ | 550 | 7,78 | 66 | 70 | 105 | 106 | 0,522 |
| | БС ₄ | 740 | 8,3 | 49 | 76 | 108 | 127 | 0,753 |
| | БС ₅ | 380 | 7,3 | 62 | 68 | 79 | 58 | 0,673 |
| | По БС ₁₋₅ | ~550 | ~6,8 | 61 | 70 | 100 | 100 | 0,506 |
| Солкинская площадь (левобережье) | БС ₁ | 550 | 6,6 | 40 | 56 | 81 | 83 | 0,458 |
| Западно-Сургутское | БС ₁ | 708 | 10,9 | 58 | 60 | 69 | 70 | 0,486 |
| | БС ₂₋₃ | 360 | 12,6 | 87 | 49 | 57 | 35 | 0,356 |
| Трехозерное | П | 130 | 2,0 | 15 | 88 | 92 | 82 | 0,667 |
| Моргынья-Тетеревское | П | 220 | 1,36 | 73 | 52 | 77 | 61 | 0,124 |
| Мегионское | БВ ₈ | 260 | 1,9 | 46 | 52 | 81 | 66 | 0,220 |
| | БВ ₈ | 520 | 2,2 | 28 | 58 | 100 | 86 | 0,174 |

*) Параметры η' и $\tau_{пл}$ по объекту БС₁₋₅ Усть-Балыкской площади взяты за базу сравнения – 100%.

Для сравнения: из нефтяных залежей Урало-Поволжья ближайшими аналогами пластов БС₁₋₅ Усть-Балыка по характеристикам вытеснения (построенным в координатах "нефтеотдача – обводненность" и "нефтеотдача – безразмерный объем прокачки жидкости") являются продуктивные пласты Д₁ Шкаповского, Б₂ Покровского и Д₀ месторождения Яблоневого Оврага (содержащие, однако, менее вязкие нефти). Для них соотношение вязкостей нефти и воды составляет, соответственно – 3,1; 3; 4,5, что примерно вдвое ниже, чем на Усть-Балыке.

К 1980 г., несмотря на содержание нефтей повышенной вязкости, пласты Усть-Балыкской площади превосходили остальные объекты по интенсивности заводнения порового объема (величине параметра $\tau_{пл}$) – в 1,2–2,8 раза (табл.2). На стадии существенного обводнения, при одинаковом отборе начальных извлекаемых запасов, уровень годовой добычи нефти (выраженный в долях от "своей" максимальной добычи) по объекту БС₁₋₅ значительно превышал этот показатель по другим залежам. Причины высоких технологических показателей разработки площади связаны в том числе и с внедрением большого комплекса мероприятий по регулированию разработки.

Из табл. 1 следует, что основными мероприятиями, направленными на совершенствование системы разработки многопластового объекта БС₁₋₅ Усть-Балыкского месторождения являлись:

- «разукрупнение» эксплуатационного объекта;
- массовое бурение дополнительных скважин;
- организация четырех дополнительных (поперечных) разрезающих рядов с отдельной закачкой воды в каждый пласт;
- увеличение перепада давления между зонами нагнетания и отбора;
- отработка добывающих скважин до значительно более высокой предельной обводненности (фактически до 98%-ной);
- перевод отработавших скважин с пласта на пласт;
- ограничение добычи попутной воды путем проведения изоляционных работ, отключения высокообводненных скважин и другие мероприятия.

Историю регулирования разработки Усть-Балыкской площади можно разделить на три этапа: 1965-1970, 1971-1975 и 1976-1980 гг. (табл. 3).

На первом этапе разбуривался основной фонд скважин, предусмотренный технологической схемой 1964 г., осваивались системы внутриконтурного и законтурного заводнения. Добыча нефти производилась фонтанным способом (99 %) при высоких дебитах добывающих скважин – 190 т/сут в среднем за этап. Из залежей отбиралась малообводненная нефть, средняя обводненность за этап – 6 %. За рассматриваемый период по состоянию на 01.01.1971 г. по объекту отобрано $\frac{1}{4}$ от фактической накопленной добычи нефти. В это время было выявлено слабое участие в разработке среднего пласта БС₂₋₃.

На втором этапе (1971–1975 гг.) реализовывались мероприятия, направленные на ликвидацию установленных ранее недостатков. Полностью освоена система заводнения, на пласты БС₁₋₄ пробурено 56 резервных добывающих скважин (10 – на БС₁, 37 – на БС₂₋₃ и 9 – на БС₄); вовлечен в разработку нижний пласт БС₅; в осевом разрезающем ряду для интенсификации заводнения на пласт БС₂₋₃ пробурено 13 нагнетательных скважин; осуществлялся перевод добывающих скважин на мех.добычу (59 % действующего фонда).

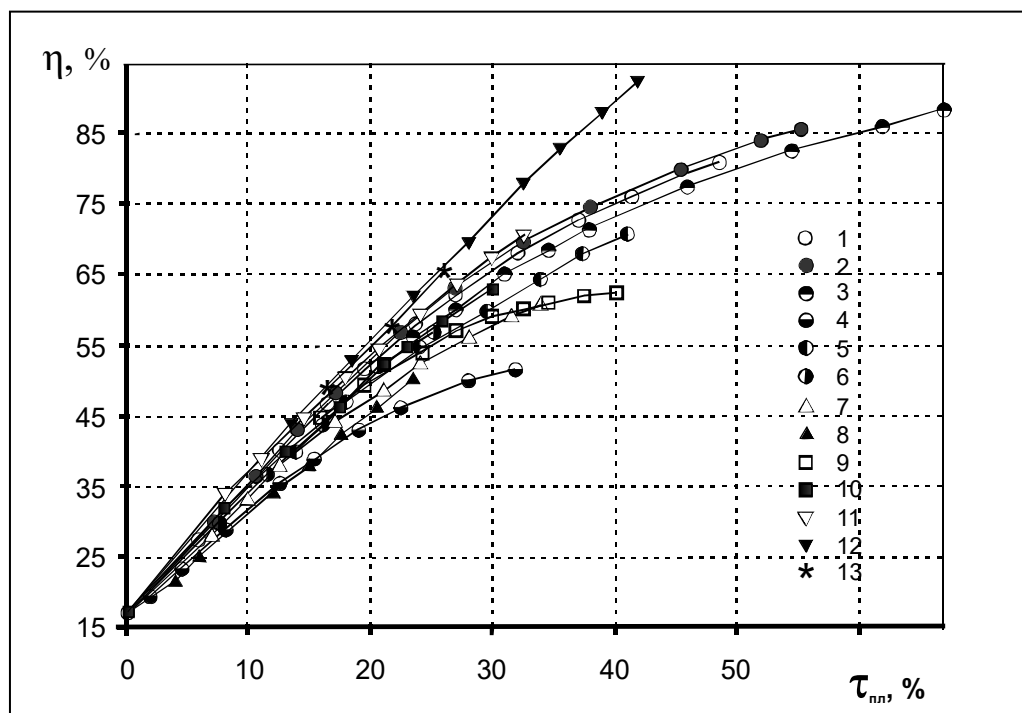


Рис. 1. Характеристики вытеснения нефти водой по залежам первых нефтяных месторождений Западной Сибири:

- 1, 2, 3, 4 — Усть-Балыкское, пласты БС₁, БС₂₋₃, БС₄, БС₅;
 5, 6 — Солкинская площадь (правобережная и левобережная части), пласт БС₁;
 7, 8 — Западно-Сургутское, пласты БС₁ и БС₂₋₃; 9 — Трехозерное, пласт П;
 10 — Мортымья-Тетеревское, пласт П; 11 — Мегионское, пласт БВ₈;
 12 — Советское, пласт БВ₈; 13 — Ватинское, пласт БВ₈.

η — коэффициент нефтеотдачи, усл.ед.; $\tau_{пл}$ — степень прокачки, т.е. отношение накопленной добычи жидкости к начальным балансовым запасам нефти в пластовых условиях, усл.ед.

Среднегодовое количество добывающих скважин достигло 220, нагнетательных — 66. Развитие системы заводнения позволило обеспечить прирост пластового давления за этап на 2,44-2,59 МПа и довести его до уровня, превышающего первоначальное, на 0,69-0,78 МПа. Добыча нефти в этот период достигла своей максимальной величины — 9,99 млн.т/год (при средней за этап — 9,434 млн.т/год) и среднегодовом отборе жидкости 13,074 млн.т/год.

В течение этапа 2 извлечено 43 % накопленной (на начало 1981 г.) добычи нефти и 34% добычи жидкости. Продвижение закачиваемых и контурных вод привело в этот период к обводнению первых двух внутренних (от осевого) и внешнего рядов добывающих скважин. Несмотря на то, что интенсивность системы заводнения (т.е. соотношение числа действующих нагнетательных и добывающих скважин) возросла при этом на 5 %, средний дебит по жидкости из-за недостаточной механизации фонда упал до 180 т/сут или на 10 % по сравнению с предыдущим этапом.

Добыча нефти в 1975 г. составляла 86 % от максимального уровня, а темп прироста обводненности достиг наибольшей величины — 13 % в год. Обводненный фонд по пластам БС₁, БС₂₋₃ и БС₄ достиг, соответственно, — 77, 83, 67 % от действующего, количество безводных добывающих скважин по ним уменьшилось — до 39; 25 и 12 скважин.

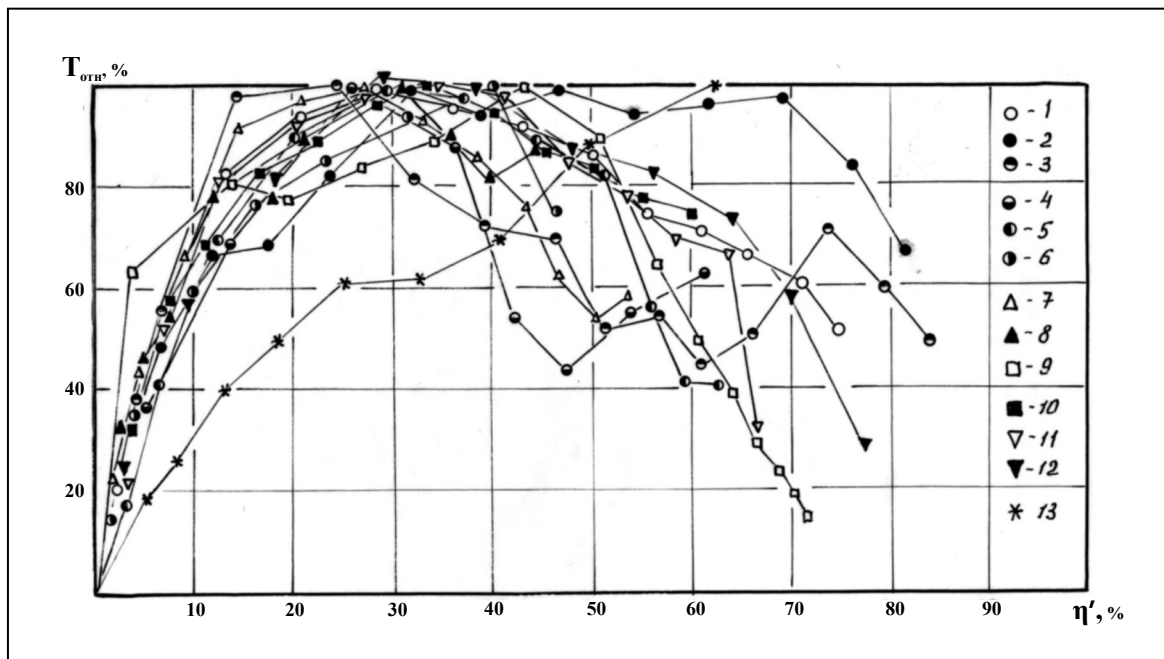


Рис. 2. Зависимость относительного темпа отбора НИЗ ($T_{отн}, \%$) от степени истощения начальных извлекаемых запасов (НИЗ) нефти ($\eta', \%$) – в условных единицах (условные обозначения залежей см. на рис. 1)

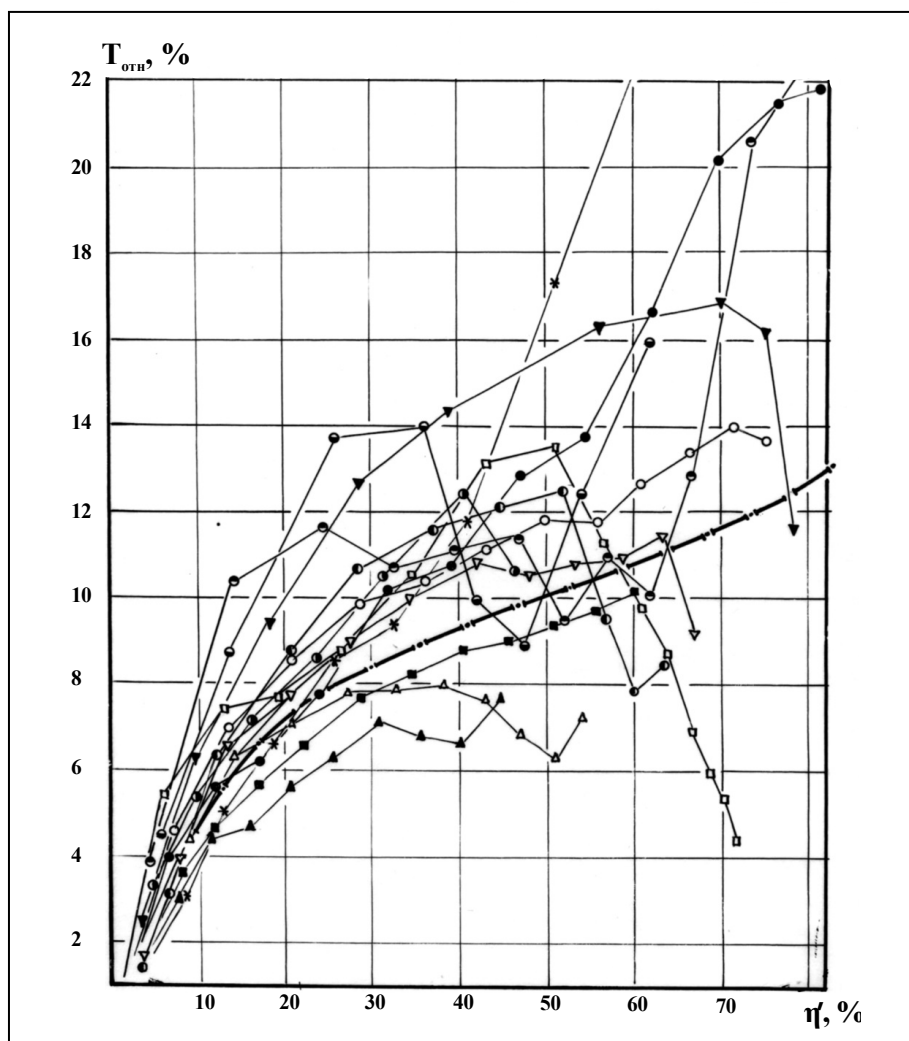


Рис. 3. Зависимость темпа отбора остаточных запасов нефти ($T_{ост}, \%$) от степени истощения НИЗ ($\eta', \%$) – в условных единицах (условные обозначения залежей см. на рис. 1)

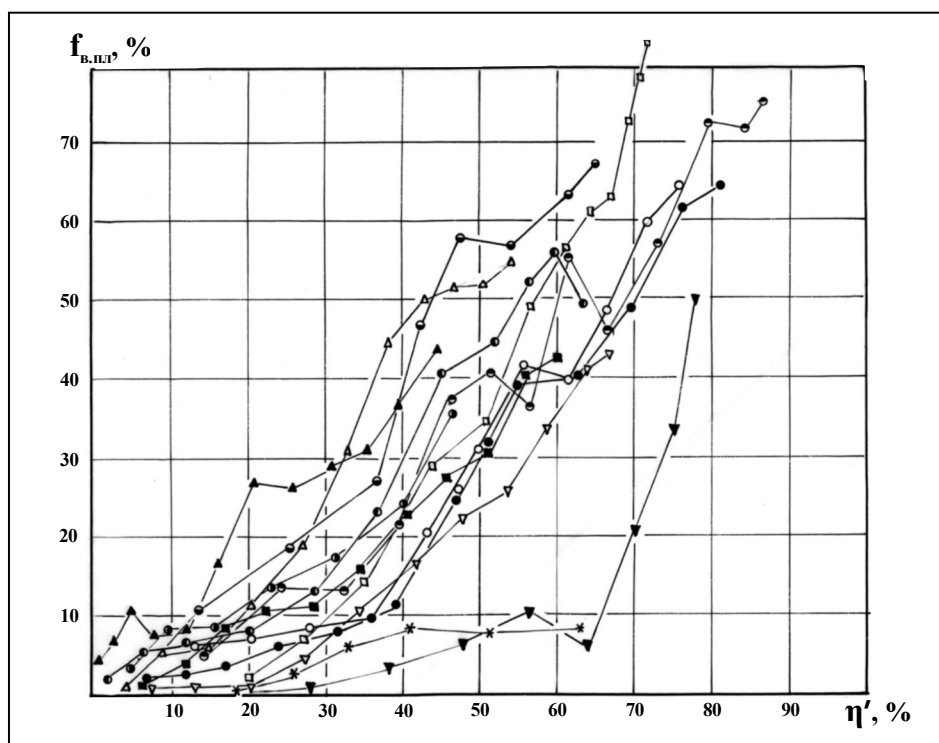


Рис. 4. Зависимость обводненности продукции ($f_{в.пл}$, %) в пластовых условиях от степени истощения НИЗ (η' , %) – в условных единицах (условные обозначения залежей см.на рис. 1).

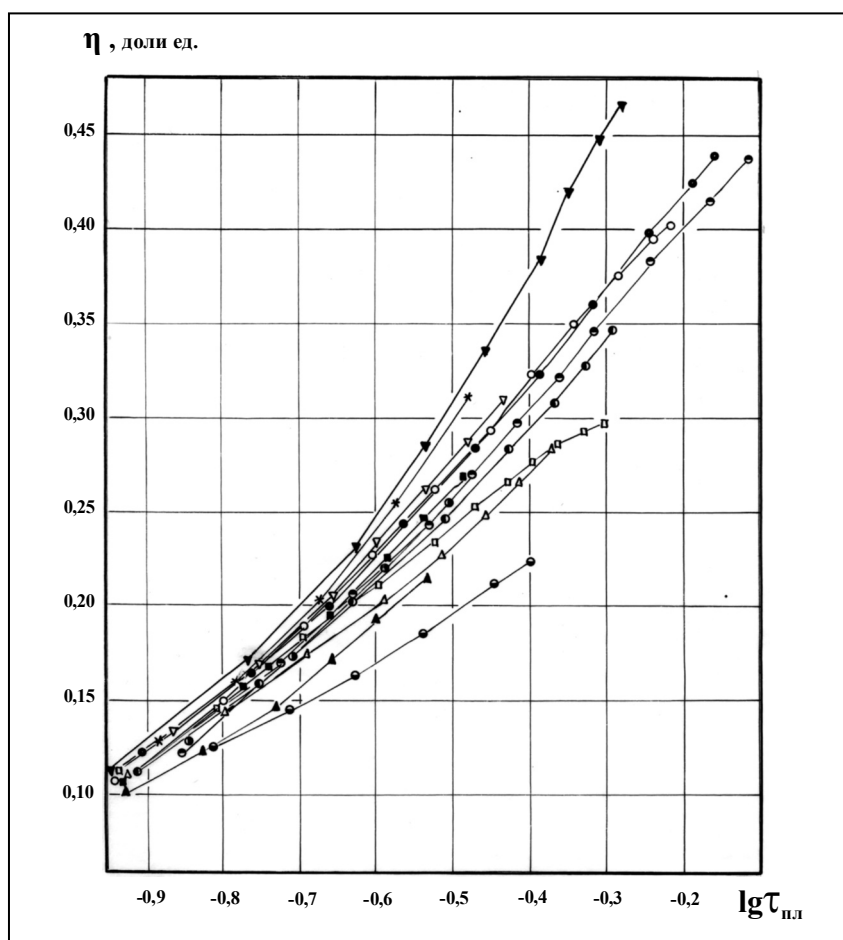


Рис. 5. Зависимость КИН (η , доли ед.) от логарифма $\tau_{пл}$ – в усл.единицах (условные обозначения залежей см.на рис. 1).

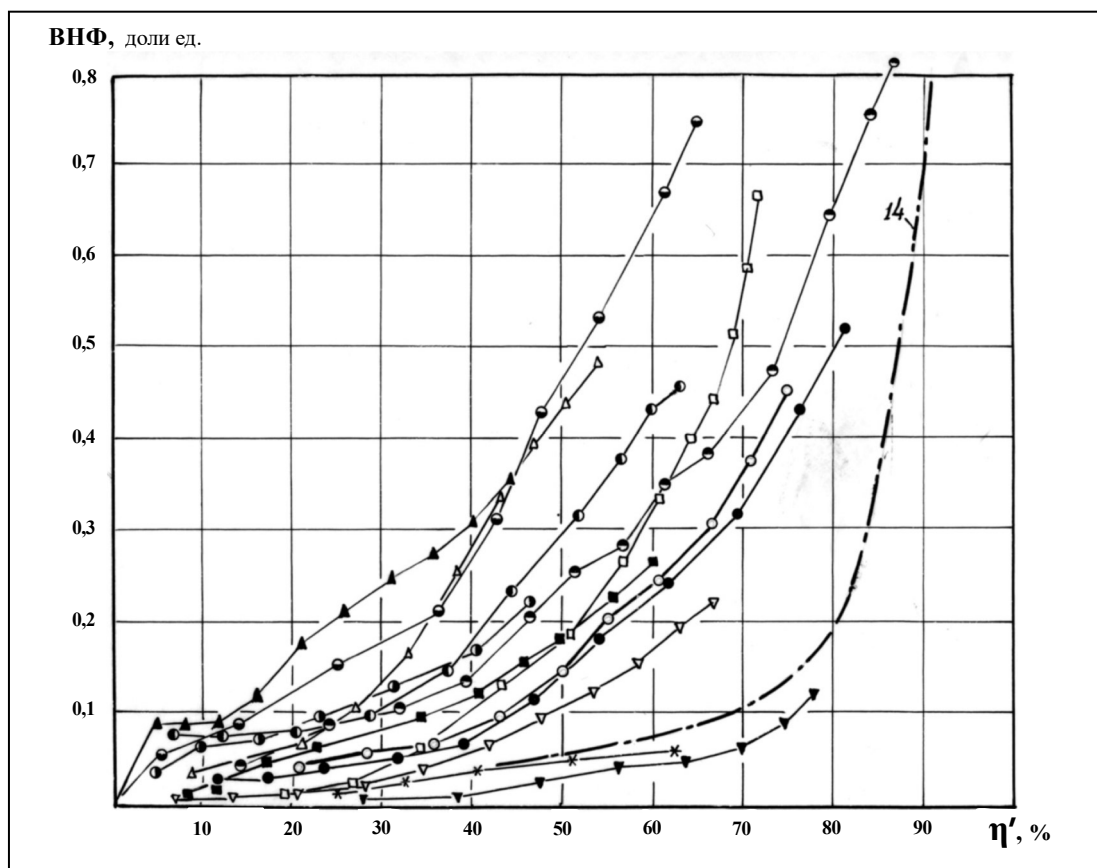


Рис. 6. Зависимость накопленного водонефтяного фактора в пластовых условиях (ВНФ, доли ед.) от степени истощения НИЗ (η' , %) – в усл.единицах (условные обозначения залежей см.на рис. 1).

Таблица 3

Средние технологические показатели по этапам разработки объекта БС₁₋₅

| Показатели | Этап 1 | Этап 2 | Этап 3 |
|--|-----------------|-----------------|-----------------|
| | 1965 – 1970 гг. | 1971 – 1975 гг. | 1976 – 1980 гг. |
| Ежегодная добыча нефти, млн.т/год | 4,323 | 9,434 | 7,101 |
| То же жидкости, млн.т/год | 4,577 | 13,074 | 19,593 |
| Средняя обводненность, % | 6 | 28 | 64 |
| Среднегодовое число действующих добывающих скважин, шт. | 81 | 220 | 276 |
| То же – нагнетательных скважин, шт. | 23 | 66 | 94 |
| Соотношение числа добывающих и нагнетательных скважин, ед. | 3,52 | 3,33 | 2,94 |
| Средний дебит нефти, т/сут | 190 | 130 | 77 |
| Средний дебит жидкости, т/сут | 201 | 180 | 212 |

К концу этапа 2 были, в основном, использованы резервы, заложенные в существующей системе воздействия. Дальнейший ввод дополнительных нагнетательных скважин в освоенных разрезающих рядах не мог обеспечить сколь-нибудь значительного эффекта из-за малых расстояний между нагнетательными скважинами (до 250 м в осевом ряду – по пласту БС₂₋₃), высоких пластовых давлений в зоне нагнетания и значительной (более километра) удаленности первого добывающего ряда. Все пробуренные нагнетательные скважины, ранее работавшие на нефть, к этому времени уже были в ППД.

На третьем этапе весьма своевременным оказалось осуществление комплекса мероприятий, предусмотренных проектом разработки 1976 г. Намечалось пробурить в 1976–1979 гг. 193 скважины, в т.ч. 112 добывающих, 48 нагнетательных, 8 контрольных и 25 резервных скважин, осуществить дополнительное разрезание площади, реконструировать систему ППД на давление нагнетания 15 МПа, перевести все добывающие скважины на механизированную эксплуатацию со снижением забойных давлений до 13–14 МПа. В ходе этапа 3 значительная часть мероприятий была реализована, Пробурен дополнительный фонд скважин, освоена часть резервных скважин. В 1980 г. на 75 % (66 скважин) освоена система поперечного разрезания. Это дало возможность перейти от стационарного режима закачки к изменению направления фильтрационных потоков (ИНФП) в пластах.

Благодаря возрастанию (на 12%) в ходе третьего этапа интенсивности системы воздействия, бурению дополнительных скважин, поперечному разрезанию и переводу новых скважин на механизированную эксплуатацию в этот период удалось значительно замедлить темпы падения добычи нефти по площади. В течение этапа добыто 33% накопленного к 1981 г. отбора нефти и 64% добычи жидкости.

Тем не менее, в последующие годы на месторождении наблюдалось сильное отставание от проекта в темпах перевода скважин на механизированную эксплуатацию. Если проектом 1976 г. предусматривалась полная механизация добывающего фонда, то в 1980 г. – лишь 60% скважин эксплуатировались насосами (ЭЦН). Кроме того, еще в 35 скважинах наблюдалось фонтанирование пласта через неисправное насосное оборудование. Несмотря на необходимость форсирования отбора жидкости по залежам с повышенной вязкостью нефти в третьей стадии разработки, дебит скважин по жидкости в 1976–1980 гг. лишь на 6% превышал таковой на этапе освоения месторождения (табл. 3).

Недостаточная производительность применяемых насосов не позволяла снизить забойное давление ниже 16–17 МПа, что было на 3–4 МПа выше проектного и практически вдвое – выше давления насыщения. Эксплуатация же обводненных на 80–85% скважин фонтанным способом была неэффективной, т.к. приводила к увеличению $R_{заб}$ на 2–2,1 МПа, сокращению депрессии и падению дебитов. В 1979 г. средний дебит жидкости фонтанных скважин составлял 113 т/сут (при обводненности 80%) против 263 т/сут по механизированным (при обводненности 67%).

На последующих этапах резервы в удержании уровней добычи нефти на площади, повышении нефтеотдачи и улучшении экономических показателей были направлены: на завершение системы поперечного разрезания; переход на ИНФП; увеличение депрессии путем перевода всего добывающего фонда на эксплуатацию высокопроизводительными ЭЦН; изоляцию обводненных интервалов, избирательную перфорацию слабоохваченных заводнением пропластков (в т.ч. BC_{2-3}^1); возврат скважин на менее обводненные пласты; ограничение отборов попутной воды путем отключения высокообводненных скважин; отключение пласта BC_{2-3} в законтурных нагнетательных скважинах и др. работы.

Рассмотрим результаты реализации основных методов регулирования процесса разработки объекта BC_{1-5} Усть-Балыкской площади подробнее.

Эффективность "разукрупнения" эксплуатационного объекта

На первом этапе в $\frac{2}{3}$ добывающих скважин вскрывалось два–три пласта с целью их совместной эксплуатации. Это объяснялось близостью геологофизических свойств пластов, совпадением их в плане, одинаковыми величинами пластовых давлений и др. факторами. К середине 1980 г. накопленная по "многослойным" скважинам добыча нефти составляла 59 % общей добычи с начала разработки, в т.ч. по скважинам, вскрывшим два пласта – 46 %, три пласта – 13 %. Относительный же фонд, перфорированный на два пласта, составлял 24 %, три пласта – 11 % от общего количества скважин, перебивавших в работе по рассматриваемой площади.

Уже в ходе первого этапа разработки объекта выяснилось, что объединение пластов привело к "разноскоростной" выработке запасов нефти по пластам. Это выразилось в отставании фронта заводнения по пласту БС₂₋₃ [3]. Кроме того, объединение пластов в общий объект разработки привело к заметному снижению производительности отдельных пластов.

В результате обработки данных эксплуатации примерно 200 скважин (перфорированных на один, два и три пласта) в течение безводного периода (3,4-4,4 года) на Усть-Балыкской и Солкинской площадях нами установлена следующая важная закономерность: **объединение пластов при двух-трехкратном возрастании суммарной нефтенасыщенной толщины объекта (и его расчлененности) приводило к существенному снижению удельного дебита нефти на единицу вскрытой толщины объекта (рис. 7).**

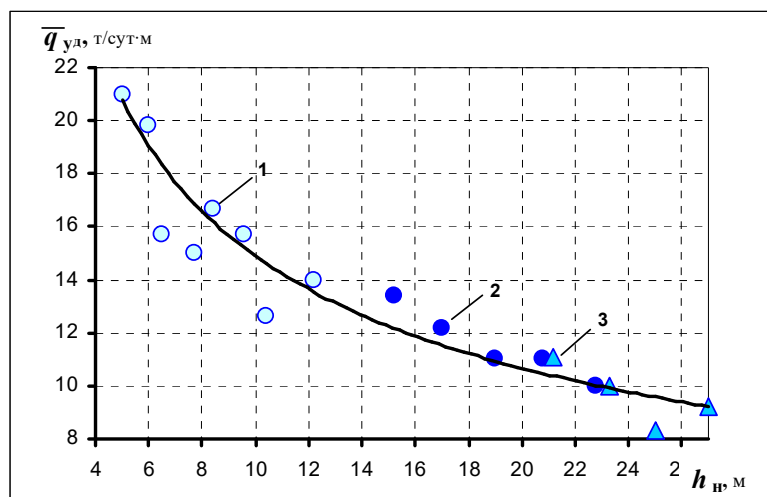


Рис. 7. Зависимость среднего за безводный период эксплуатации скважин удельного дебита нефти от толщины объекта (пласта)

1, 2, 3 – соответственно, одно- двух- и трехпластовые объекты;

h_n – нефтенасыщенная толщина пласта (объекта), м.

$\bar{q}_{уд}$ – удельный дебит нефти на 1 м толщины, т/сут·м;

Например, при увеличении нефтенасыщенной толщины объекта с 5 до 25 метров удельный дебит нефти снижался в 2,1 раза – с 20,4 до 9,8 т/сут на 1 метр вскрытого разреза.

Таким образом, потенциальная производительность толщины всего нефтенасыщенного разреза при совместной эксплуатации использовалась неэффективно. В результате этого не достигались потенциальные уровни годо-

вой добычи нефти по месторождению. Нами подсчитано, что за первые 10 лет разработки объекта БС₁₋₄ потери в накопленной добычи нефти по указанной причине (из-за отрицательного влияния эффекта "многопластовости") составили 10,2 % от общей фактической добычи за тот же период.

Кроме того, объединение пластов приводит также к уменьшению как безводной, так и конечной нефтеотдачи по сравнению с отдельной их эксплуатацией. Количество недобытой "безводной" накопленной нефти из скважин пластов БС₁₋₄ вследствие совместной их разработки оценивается нами в 10,4 млн. тонн.

Экономические расчеты показали, что за счет потерь в добычи нефти из-за объединения пластов за первые десять лет эксплуатации площади можно было бы вполне рентабельно пробурить дополнительно еще одну самостоятельную сетку скважин (например, на пласт БС₂₋₃).

Эти данные не подтверждают теоретических выкладок специалистов ВНИИнефть [1, 4] о высокой экономической эффективности совместной эксплуатации пластов на Усть-Балыкской площади. Таким образом, реализованное здесь "разукрупнение" эксплуатационного объекта явилось технологически оправданным и экономически высокоэффективным мероприятием.

Результаты бурения дополнительных скважин

Сверх основного фонда, предусмотренного тех.схемой 1964 г., в пределах площади по состоянию на 01.01.1980 г. пробурено 260 дополнительных скважин, из которых в эксплуатации на нефть перебивало 242 скважины.

Таблица 4

Показатели эксплуатации скважин по состоянию на 1.01.1980 г.

| Показатели | | Фонд скважин | | В сумме |
|---|---------------------|--------------|----------------|---------|
| | | Основной | Дополнительный | |
| Число скважин, перебивавших в эксплуатации на нефть – всего | | 233 | 242 | 475 |
| в т.ч. добывающих | | 197 | 188 | 385 |
| нагнетательных в отработке | | 36 | 54 | 90 |
| Накопленные | Добыча нефти, % | 73 | 27 | 100 |
| | Добыча жидкости, % | 69 | 31 | 100 |
| | Водонефтяной фактор | 0,57 | 0,91 | 0,66 |
| | Обводненность, % | 36 | 48 | 40 |
| Средний дебит нефти, т/сут | | 119 | 110 | 117 |
| Средний дебит жидкости, т/сут | | 186 | 210 | 194 |
| Прогнозная добыча нефти на одну скважину, усл.ед. | | 1,512 | 0,771 | 1 |

Годовая добыча нефти по дополнительным скважинам в 1979 г. составляла 72 % общей добычи при относительном их фонде – 61 %. Обводненность нефти по ним – 66 %, по основному фонду – 78 %, дебит дополнительных скважин за 1979 г. превышал дебит нефти по основному фонду на 60 %. Накопленная добыча нефти по дополнительным скважинам к 1980 г. составляла 27 % общей добычи. Из этой дополнительной добычи 24 % приходилось на пласт БС₁, 64 % – на пласт БС₂₋₃, 7 % – на пласт БС₄ и 5 % – на пласт БС₅. Причем относительный фонд дополнительных скважин по этим пластам

составлял, соответственно – 30; 55; 18 и 6 % от общего количества пробуренных дополнительных добывающих скважин. Если первоначальный основной фонд по указанным пластам равнялся 191, 123 и 42 скважинам, то количество введенных дополнительных (51, 101 и 37 скважин) составляло, соответственно – 27; 82 и 88 % от основного фонда этих пластов. Из этих данных видно, что сгущение сетки было направлено, в основном, на вовлечение в разработку "отстающего" пласта БС₂₋₃ [5]. Проведено также некоторое уплотнение по пласту БС₄, слабо охваченному по площади редкой первоначальной сеткой.

Интенсивное дополнительное разбуривание пласта БС₂₋₃ позволило обеспечить стабильный максимальный уровень добычи нефти по месторождению в течение 6 лет (1972-1977гг.) – до обводненности 55 % и отбора 64% от начальных извлекаемых запасов. Другие рассмотренные старые залежи Западной Сибири (табл. 2, рис. 1-6) не имеют столь продолжительного периода максимальной добычи нефти при таких высоких темпах отбора извлекаемых запасов. **Это является убедительным примером широких возможностей регулирования разработки многопластовых месторождений (с редкой первоначальной сеткой) путем бурения новых дополнительных скважин.**

Основной фактор, способствующий быстрой окупаемости затрат в бурение дополнительных скважин на Усть-Балыкской площади, – их высокий начальный дебит по нефти, превышающий дебит скважин основного фонда в 1,1–1,64 раза. В 1979 г., несмотря на высокую (70 %) обводненность площади, дебит нефти введенных здесь новых дополнительных скважин составлял 122 т/сут. Это в 2,5 раза превышало средний дебит нефти всех новых скважин этого же года в целом по объединению Юганскнефтегаз. Согласно исследованиям [6, 7] ввод дополнительных скважин на высокопродуктивных залежах оказывается экономически более выгодным, даже если это обеспечивает меньший прирост конечной нефтеотдачи, чем по низкопродуктивным месторождениям.

При эксплуатации дополнительных скважин, пробуренных на Усть-Балыкской площади в разное время, установлено, что более поздний ввод влечет за собой снижение накопленной добычи нефти на одну скважину. Например, прогнозный извлекаемый запас нефти на скважину, пробуренную в 1977 г., оказался в 2,5 раза меньше, чем по скважинам, введенным в 1972 г. Тем не менее, в абсолютном выражении он остается все же достаточно высоким для рентабельного бурения этих скважин.

Отметим, что достигнутая в 1979 г. плотность сетки (~20 га/скв.) в целом по площади оказалась близка к первоначальной плотности разбуривания девонских залежей месторождений Башкирии – Туймазинского (Д_I и Д_{II}), Шкаповского (Д_I), Серафимовско-Леонидовского (Д_I), Константиновского (Д_I и Д_{II}) [8].

Удельная площадь на одну скважину, перебивавшую в эксплуатации на пласты БС₁, БС₂₋₃, БС₄ и БС₅, составляет, соответственно – 29; 19; 19 и 40 га/скв, а в целом по объекту БС₁₋₅ ≈ 20 га/скв при первоначальной 42 га/скв.

Принимая во внимание близость геолого-физических характеристик пластов БС₁₋₅ и девонских залежей Башкирии (кроме серьезного влияния полимиктовости западносибирских коллекторов и меньшего соотношения вязко-

стей нефти / воды, а также относительно большей доли запасов в водонефтяных зонах – у последних), можно сделать предположение о том, что возможности уплотнения сетки на Усть-Балыке пока еще не исчерпаны. Дополнительным свидетельством тому служит существенное превышение удельных начальных геологических запасов здесь на одну добывающую скважину (530 тыс.т/скв.) – над считающимися «оптимальными» для залежей нефтяных месторождений Башкирии [9].*)

Выводы

1. История разработки многопластового объекта БС₁₋₅ Усть-Балыкского месторождения характеризуется высокими показателями, достигнутыми за счет осуществления большого комплекса работ по регулированию (бурение дополнительных скважин, «разукрупнение» объекта, дополнительное разрезание, механизация фонда и др.).

2. Основные резервы в поддержании добычи нефти на последующих этапах связаны с завершением формирования системы поперечного разрезания, переходом на нестационарное заводнение (изменение направления фильтрационных потоков), полной механизацией добывающего фонда, избирательной перфорацией прослоев, ранее не охваченных воздействием, применением химических потокоотклоняющих технологий увеличения нефтеотдачи, бурением специальных добывающих скважин-дублеров с большим отходом забоев от оси (с индексом “а”) в зону, залегающую под территорией города Нефтеюганска.

Литература

1. Максимов М.И., Рябинина З.К. О значении редких сеток скважин для народного хозяйства и резервных скважин для повышения нефтеотдачи пласта. — Геология нефти и газа, 1967, № 3, с.20-25.

2. Бадьянов В.А., Батулин Ю.Е., Гарипов М.Г. и др. О нефтеотдаче разрабатываемых месторождений нефти Западной Сибири. — Труды Гипротюменнефтегаза, Тюмень, 1974, вып.40, с.101-106.

3. Туров В.А., Телишев А.Г., Демушкин Ю.И. и др. Анализ результатов совместной и раздельной разработки нескольких пластов с различной коллекторской характеристикой (на примере месторождений Среднего Приобья). — Труды Гипротюменнефтегаза, Тюмень, 1974, вып.40, с.116-125.

4. Коновалов В.П., Лукина С.М. К экономической оценке систем разработки, применяемых на крупных нефтяных месторождениях Западной Сибири. — Труды ВНИИ, М., 1975, вып.52, с.321-329.

5. Янин А.Н. Эффективность регулирования разработки месторождения с помощью бурения уплотняющих скважин. — Нефтяное хозяйство, 1979, № 10, с.39-43.

6. Бучин А.Н. Методические вопросы экономической оценки увеличения нефтеотдачи пластов в результате уплотнения сетки скважин. — Нефтяное хозяйство, 1964, № 7, с.5-9.

7. Шарай А.Ф. О некоторых факторах, влияющих на допустимое разрежение сетки скважин. — Нефтяное хозяйство, 1980, № 8, с.33-35

8. Халимов Э.М., Баймухаметов К.С. Особенности разработки девонских залежей нефти Башкирии на стадии интенсивного обводнения. — Труды УфНИИ, Уфа, 1969, вып.27, с.147-163.

9. Токарев М.А., Щербинин В.Г., Брагин Ю.И. Влияние распределения запасов нефти

*) Примечание автора: См.также монографию – Токарев М.А. «Комплексный геолого-промысловый контроль за текущей нефтеотдачей при вытеснении нефти водой». М., 1992, 267 стр.

Для ознакомления. Номера страниц не соответствуют официальной версии.

по скважинам на полноту выработки залежей. — Нефтяное хозяйство, 1978, № 7, с.22-25.

Ю.В.Пчелинцев, А.Н.Янин, Р.А.Закирова, Т.Г.Шлякова

Русское месторождение – новый взгляд на перспективы освоения^{*)}

Русское газонефтяное месторождение открыто в 1968 году. Расположено в труднодоступном районе – за Полярным кругом, в зоне многолетнемерзлых пород (ММП). Административно относится к Тазовскому району Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области.

Уникальность Русского месторождения обусловлена наличием особой тяжелой нефти, из которой можно получить ценные и редкие продукты нефтепереработки (низкозамерзающие масла, ракетные топлива, специальный электродный кокс и др.).

Промышленная продуктивность месторождения приурочена к песчаным пачкам ПК₁ – ПК₅ сеноманских отложений, залегающих на небольшой глубине 770-900 м. Горизонт ПК подстилается водой на всей площади, кроме небольшой зоны на куполе. Залежи углеводородов серией разрывных нарушений разделены на отдельные блоки (рис.1, 2).

Месторождение характеризуется следующими ключевыми природными и геологическими особенностями:

1) **Неблагоприятное** территориальное расположение – удаленность от инфраструктуры, труднодоступность из-за отсутствия дорог, заболоченность и заозеренность, наличие слоя многолетнемерзлых пород и др.;

2) **Сложное** геологическое строение – газонефтяной тип залежей, наличие разрывных нарушений, многопластовость, присутствие обширной водо-нефтяной зоны, слабая сцементированность коллекторов, значительная нефтенасыщенная толщина – 60 м;

3) **Аномальные** свойства нефти: высокая вязкость – 220 сПз, значительная плотность – 0,94 т/м³, низкое содержание растворенного газа – 20 м³/т;

4) **Высокие** фильтрационно-емкостные свойства коллекторов: пористость – 30%, проницаемость – 520 мД, нефтенасыщенность 67-71 %;

5) **Хорошие** качества нефти: небольшое содержание серы – 0,29 % и парафина – 1,1 %.

Таким образом, месторождение характеризуется крайне сложными условиями залегания огромных запасов "аномальной" нефти, извлечение которой требует вначале тщательного изучения геологического строения и надежного установления величин основных геолого-физических параметров продуктивных пластов.

На рассматриваемой площади в разные годы пробурено 56 поисково-разведочных скважин. При испытании их получены невысокие дебиты нефти – в пределах 16-44 м³/сут при среднем значении – 10,5 м³/сут или 9,6 т/сут.

Запасы нефти и газа Русского месторождения, несмотря на высокую категориальность, – все же слабо разведаны и пока не утверждены ГКЗ. На государственном балансе на 1.01.1998г. числятся запасы нефти по категории С₁ в количестве: балансовые – 1464 млн.т, извлекаемые – 410 млн.т при КИН – 0,28. В последнем утвержденном ЦКР проектом документе были приняты

^{*)} Опубликовано в книге "Опыт повышения эффективности разработки нефтяных месторождений Западной Сибири" (по материалам научно-практической конференции геологов, посвященной памяти В.У.Литвакова). Тюмень, 1999, с.3-13.

Для ознакомления. Номера страниц не соответствуют официальной версии.

запасы: балансовые – 1021 млн.т, извлекаемые – 407 млн.т при КИН – 0,399. Таким образом оказалось, что «проектный» коэффициент нефтеизвлечения в 1,43 раза превышает КИН, находящийся на государственном балансе.

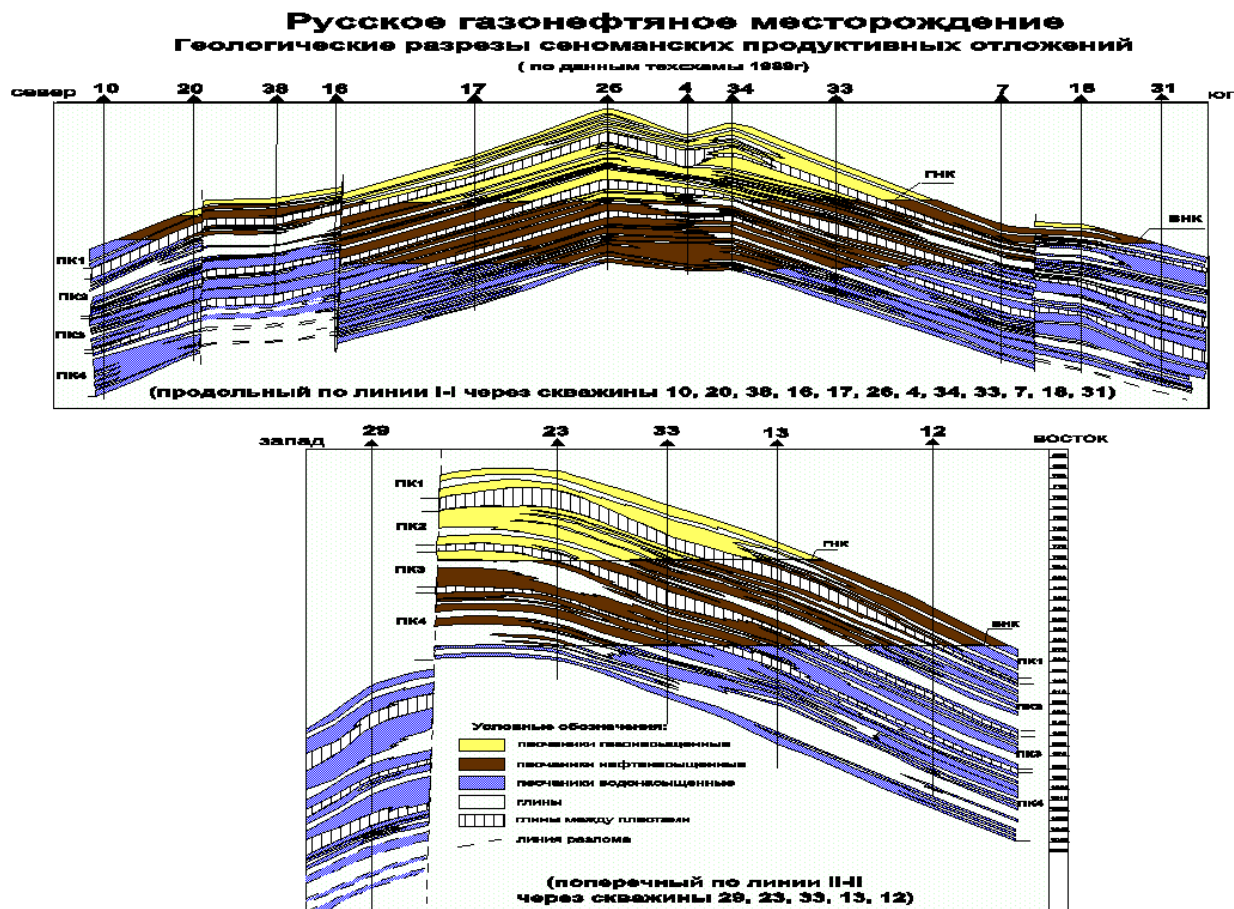


Рис. 1

Русское газонефтяное месторождение
Приблизительная карта
суммарных нефтенасыщенных толщин
 (по данным техсхемы 1989 г.)
 М1:150 000

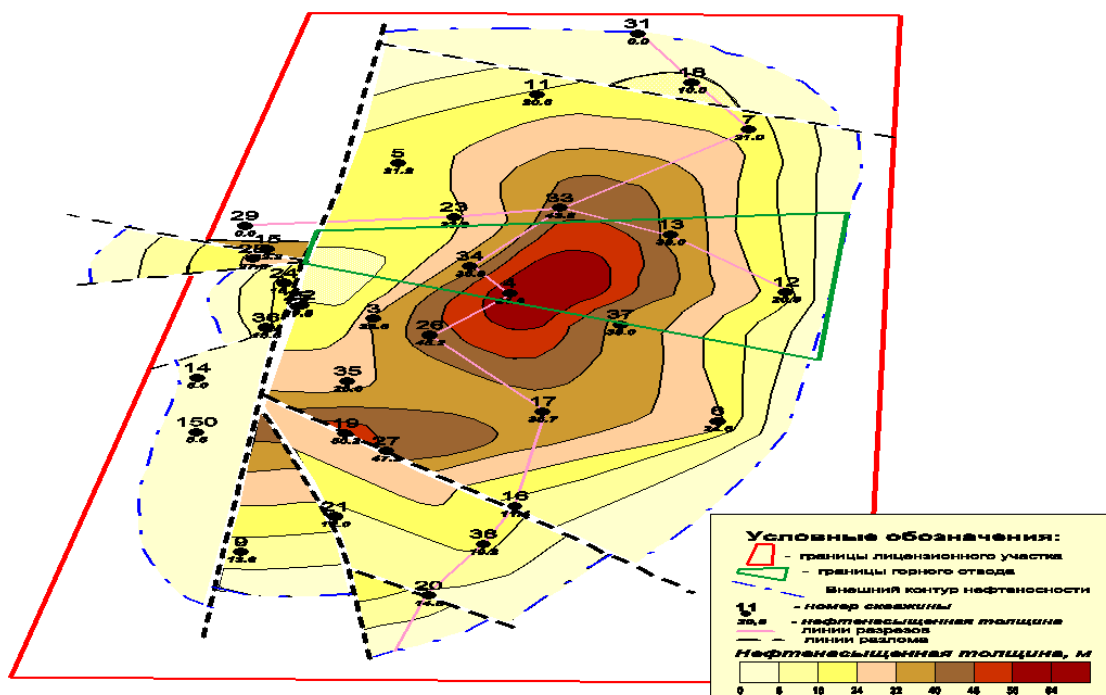


Рис. 2

Таблица 1

Русское месторождение
Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов
(согласно технологической схеме, 1989г)

| Показатели | | Продуктивные пласты | | | | В целом |
|---|-----------------------------|---|-----------------|-----------------|-----------------|---------|
| | | ПК ₁ | ПК ₂ | ПК ₃ | ПК ₄ | |
| Глубина залегания, м | | 771 | 805 | 854 | 890 | |
| Тип залежи (тип коллектора – поровый) | | пластово-сводовый с тектоническими экранами, газонефтяной | | | | |
| Площадь нефтеносности, км ² | | 200 | 138 | 97 | 78 | 317 |
| Эффективная толщина, м | | 14,8 | 15,5 | 20,1 | 30,4 | 30 |
| Нефтенасыщенная толщина, м | | 9,3 | 9,2 | 9,7 | 17,4 | 16,6 |
| Газонасыщенная толщина, м | | 12,9 | 13,5 | 16,4 | 14,6 | 14,2 |
| Пористость (нефтяная часть), % | | 30,8 | 31,7 | 30,5 | 31,8 | 31,2 |
| Нефтенасыщенность, % | | 68,1 | 69 | 69 | 70 | 69 |
| Проницаемость, мД | | 550 | 570 | 610 | 477 | 520 |
| Коэффициент песчаности, доли ед. | | 0,6 | 0,4 | 0,5 | 0,6 | |
| Коэффициент расчлененности, ед. | | 3,7 | 2,4 | 2,6 | 3,0 | |
| Свойства нефти в пласт.условиях | вязкость, сПз | 220 | 220 | 220 | 220 | 220 |
| | плотность, т/м ³ | 0,940 | 0,940 | 0,940 | 0,940 | 0,940 |
| Объемный коэффициент нефти, ед. | | 1,04 | 1,04 | 1,04 | 1,04 | 1,04 |
| Пластовая температура, °С | | 18 | 18 | 18 | 18 | 1,8 |
| Пластовое давление, МПа | | 8,7 | 8,7 | 8,7 | 8,7 | 8,7 |
| Продуктивность, 10 м ³ /сут×МПа | | 0,575 | 0,495 | 0,635 | 0,700 | |
| Давление насыщения нефти газом, МПа | | 5,7 | 5,7 | 5,7 | 5,7 | 5,7 |
| Газовый фактор (из подсчета запасов 1993г), м ³ /м ³ | | 14 | 14 | 14 | 14 | 14 |
| Содержание серы в нефти, % | | 0,31 | 0,30 | 0,30 | 0,24 | 0,29 |
| Содержание парафина в нефти, % | | 1,0 | 1,24 | 1,04 | 1,06 | 1,08 |
| Содержание смол, % | | 12,2 | 10,5 | 11,2 | 11,1 | 11,35 |
| Свойства воды в пласт.условиях | вязкость, сПз | 0,97 | 1,03 | 0,98 | 1,02 | 1,0 |
| | плотность, т/м ³ | 1,006 | 1,006 | 1,006 | 1,006 | 1,006 |
| Геологические запасы нефти, млн.т | | 342 | 231 | 176 | 272 | 1021 |
| Извлекаемые запасы нефти, млн.т | | 96 | 65 | 49 | 68 | 407 |
| Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед. | | 0,28 | 0,28 | 0,28 | 0,28 | 0,399 |
| Геол.запасы свободного газа, млрд.м ³ | | 35,5 | 17,4 | 17,3 | 12,4 | 82,7 |

На участке горного отвода (блок «Б») в семи скважинах в 1978-1984гг. проводились опытно-промышленные работы по организации добычи нефти – на естественном режиме, с заводнением, с закачкой подогретой воды и при внутрипластовом горении.

В результате проведенных работ установлено следующее:

- Возможность применения различных режимов эксплуатации залежей;
- Отсутствие активного прорыва газа и воды в добывающие скважины;
- Отсутствие выноса песка при небольших дебитах 15-20 м³/сут;
- Возможность эксплуатации скважин ШГН с дебитами 7-10 т/сут;

Для ознакомления. Номера страниц не соответствуют официальной версии.

- Увеличение дебитов до: $q_n - 27 \text{ м}^3/\text{сут}$, $q_{ж} - 40 \text{ м}^3/\text{сут}$ при закачке воды;
- Не отмечено растепления ММП при закачке воды температурой $+65^\circ\text{C}$;
- Практическая возможность осуществления внутрипластового горения;
- Годовая добыча нефти во время опытных работ – 2-3,5 тыс.т/год;
- Количество эксплуатационных скважин – 7 шт;
- Накопленная добыча нефти – 23,9 тыс.т, воды – 14 тыс.т.

К сожалению, указанные ценные промысловые эксперименты остались незавершенными, т.к. страна вступила в эпоху перестройки, а мировые цены на нефть – упали до крайне низкого, кризисного уровня.

В феврале 1995г. лицензия на разработку и геологическое изучение недр Русского газонефтяного месторождения была выдана АО «Тюменнефтегаз» на срок действия 10 лет (1995-2004гг).

В силу объективных причин – убыточность освоения площади как "обычного" нефтяного месторождения (при любом налогообложении), сложная экономическая ситуация в стране, падение цен на нефть на мировом рынке, непривлекательность для инвесторов из-за кратковременности срока действия лицензионного соглашения – недропользователем допущено отставание в темпах освоения. В настоящее время месторождение находится в консервации.

Учитывая сложность геологического строения залежей, специфику физико-химических свойств нефти и параметров коллекторов, авторы рекомендуют возобновить опытные и экспериментальные работы по дальнейшему опытно-промышленному изучению залежей УВС Русского месторождения.

Несмотря на наличие нескольких проектных документов на разработку месторождения и проведение опытных промысловых работ, основные проблемы разработки газонефтяной залежи, содержащей высоковязкую нефть – до сих пор не решены. Надежные апробированные решения по организации эффективной нефтедобычи тяжелых нефтей пока не наработаны.

Основной проектный документ "Технологическая схема разработки Русского газонефтяного месторождения» составлен в 1989г. ВНИИ, ВНИПИтермнефть, ГАНГ им.И.М.Губкина.

При рассмотрении технологической схемы в 1991г. ЦКР МНП прямо указала на убыточность реализации решений проекта и перспективу получения от него колоссального отрицательного народнохозяйственного эффекта.

Выполненная авторами настоящей статьи оценка утвержденных ранее решений по разработке Русского месторождения (как типичного «нефтяного») в современных экономических условиях также показала его абсолютную экономическую убыточность по всем возможным вариантам.

Проведенный авторами анализ некоторых документов, подготовленных для Русского месторождения в последние годы (ТЭС 1996, Концепция 1998) показал некорректность представленных в них технологических показателей и явную ошибочность экономической оценки разработки месторождения.

Таким образом, можно констатировать, что на разработку Русского месторождения в настоящее время отсутствует работоспособный проектный документ. Технологическая схема разработки, составленная 10 лет назад (под критерии "плановой экономики"), – сейчас полностью

устарела.

Анализ изменения экономических условий развития нефтедобывающей промышленности в России и за рубежом в последние годы показал, что снижение цены на нефть на мировом рынке началось в 1996 г. (рис. 3), к концу 1998 г. оно составило 50 % от уровня 1996г.

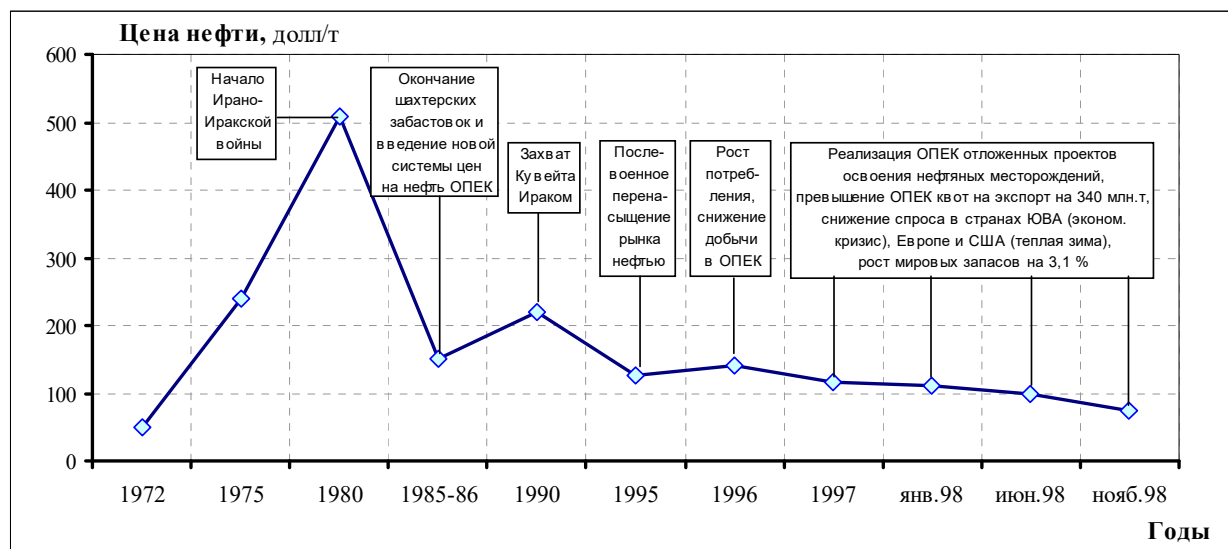


Рис.3. Динамика цены нефти на мировом рынке

Снижение цен на нефтепродукты достигло 30-40%. Из-за неблагоприятных для нефтяной промышленности условий Россия теряет до 30 млрд.долл. дохода ежегодно. Ухудшение экономической ситуации в нефтедобыче внутри страны (рис. 4) из-за обвала цен на мировом рынке усугубилось к тому же самым низким за многие годы уровнем производства нефти России (306 млн.тонн – в 1997 г. и 303 млн.тонн – в 1998 г.).

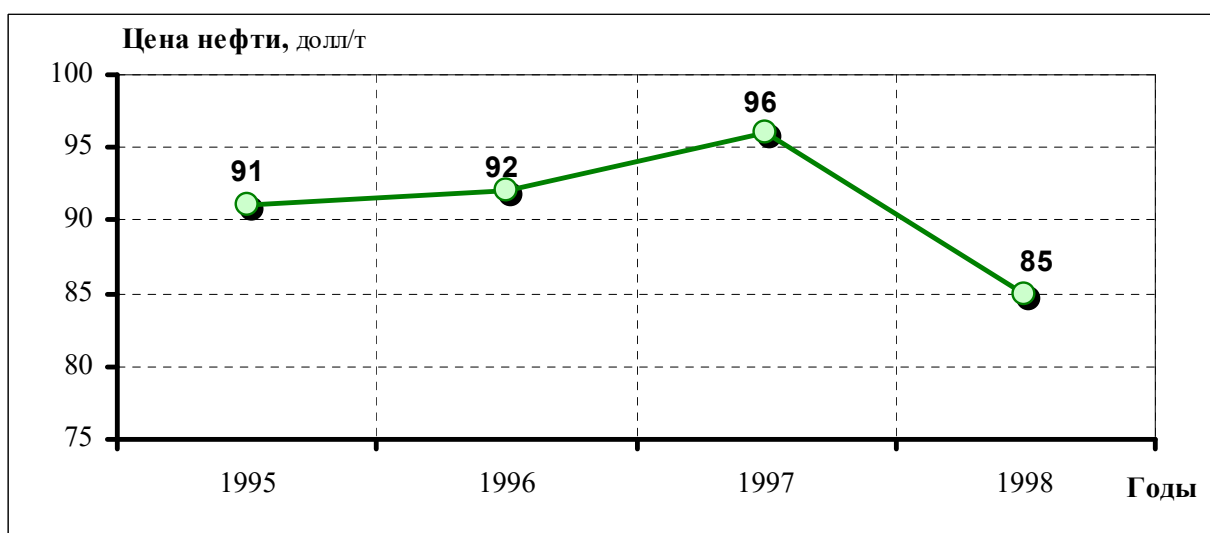


Рис.4. Динамика внутренней цены на нефть в России

В этих условиях российские нефтяные компании вынуждены:

1) Сокращать затраты на производство буровых работ, снижать объемы капитального ремонта скважин, отключать малодебитные и высокообводненные скважины, "урезать" фонд заработной платы, а также сворачивать

или замораживать новые инвестиционные проекты в нефтедобыче.

2) По возможности – ограничивать добычу нефти. По договоренности с ОПЕК Россия во втором полугодии 1998г. должна сократить добычу нефти на 2,5 млн.тонн.

Положение отечественного нефтяного комплекса усугубляется также непрерывным ростом (и без того высокой доли) налогов в доходе предприятий – в среднем на 5% в год (рис. 5). Отметим, что в 1998 г. налоговая нагрузка утроилась и достигла 75% –против 25% в 1991г.

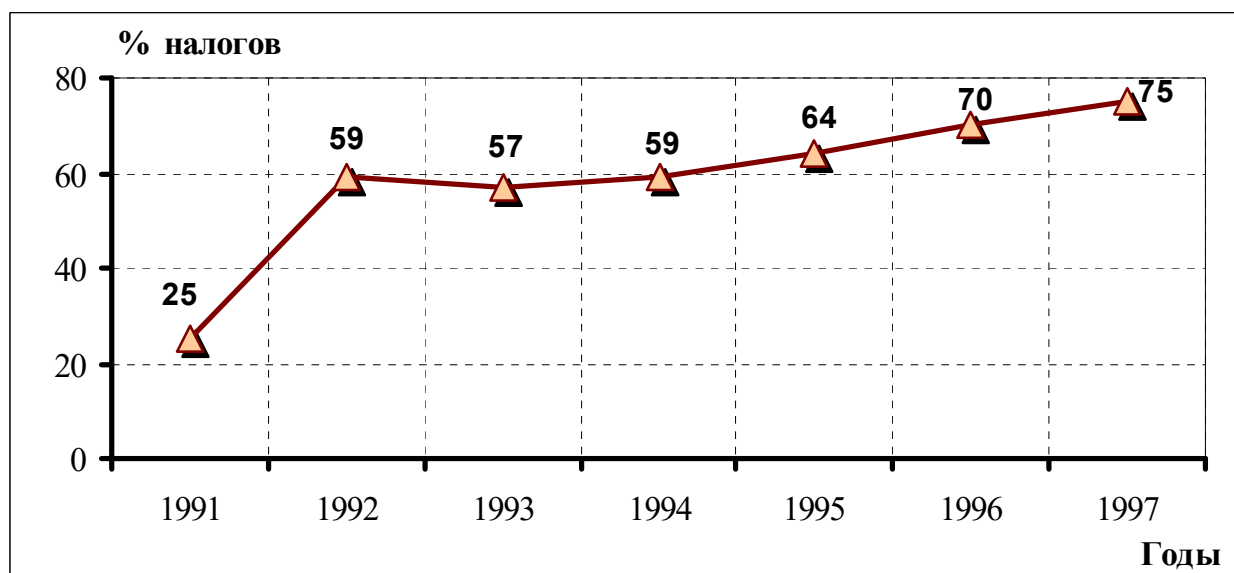


Рис. 5. Доля налогов в продукции нефтедобывающих предприятий, %

Несмотря на увеличение спроса на энергоносители, международные эксперты прогнозируют сохранение крайне низкой цены на нефть на уровне 88-95 \$/тонну (12-13 \$/баррель) и на последующий обозримый период времени.*)

Подчеркнем, что в последние годы на западных рынках появились новые виды нефтепродуктов (синтетические масла и др.), способные в существенной степени снизить интерес инвесторов к нефтям Русского месторождения. Изучение спектра потребностей на перспективу в нефтепродуктах, получаемых из нефти Русского месторождения (по всему ассортименту), требует незамедлительного проведения фундаментальных маркетинговых исследований по возможностям их сбыта (объемы потребностей, цены продаж и др.).

Положение в других отраслях отечественной промышленности (авиация и космонавтика, судоходство, металлургия, транспорт газа и др.) – потенциальных потребителей ценных нефтепродуктов, получаемых из нефтей Русского месторождения, в настоящее время также характеризуется серьезным спадом. Экономическая ситуация в нефтедобывающей промышленности России и на зарубежных нефтяных рынках пока неблагоприятна для реализации таких высокочрезвычайных проектов, как освоение Русского месторождения.

С учетом отмеченного, авторами исследованы и предложены новые,

*) Примечание автора: Прошло чуть более 10 лет и в середине 2008г. цена нефти на мировом рынке достигла своего «спекулятивного» максимума в 147 долл./баррель.

более перспективные варианты (в т.ч. горизонтальные технологии) разработки Русского газонефтяного месторождения. В статье представлено четыре технологических варианта разработки:

Вариант 1 – предусматривает разбуривание площади месторождения перспективным фондом 1000 скважин. Рекомендуемая конструкция добывающих скважин – горизонтальные (ГС) и многозабойные скважины с двумя-тремя горизонтальными стволами (МЗГС), все нагнетательные – наклонно-направленные (ННС);

Вариант 2 – «традиционная» оценка месторождения при перспективном фонде 1000 скважин. Конструкции всех добывающих скважин – обычные, наклонно-направленные;

Вариант 1^а – разбуривание ограниченного «первоочередного участка» для опытно-промышленной эксплуатации с проектным фондом 250 скважин;

Вариант 1^б – разбуривание «пилотного участка» (50 скважин).

Варианты 1^а и 1^б предусматривают реализацию технологических подходов и условий разработки, предусмотренных вариантом 1, но отличаются они между собой только размерами опытных участков и фондом скважин.

Полученные показатели вновь разработанных "альтернативных" вариантов освоения месторождения приведены в таблице 2.

Таблица 2

Характеристика вариантов разработки Русского месторождения

| Вариант | Участок, технология | Проектный фонд, скважин | Добыча нефти, тыс.т/год | Год достижения |
|----------------|--|-------------------------|-------------------------|--------------------|
| 1 | Месторождение в целом – бурение ГС и МЗГС | 1000 | 1500 | 12-14 годы |
| 2 | Месторождение в целом с бурением обычных скважин (ННС) | 1000 | 900 | 11-12 годы |
| 1 ^а | Первоочередной участок (ГС, МЗГС) | 250 | 700 | 6-7 годы |
| 1 ^б | «Пилотный участок» (ГС, МЗГС) | 50 | 200 | 4 ^й год |

Сопоставление основных проектных показателей из ранее утвержденных документов и новым "альтернативным" вариантам – дано в таблице 3.

Выполненная авторами статьи технологическая и экономическая оценка новых "альтернативных" вариантов показала следующее:

– разработка Русского месторождения целесообразна только по варианту с производством и реализацией ценных нефтепродуктов. При реализации нефти "как обычного сырья" обе стороны (и недровладелец и недропользователь) понесут значительные убытки.

– более выгодным представляется производство нефтепродуктов по «масляному» варианту переработки – с получением бензина, арктического топлива, масляных дистиллятов и мазута. Финансовые результаты по нему выше, чем по так называемому «лукойловскому» варианту – с получением реактивного и дизельного топлива, базовых масел и строительных битумов.

Таблица 3

Русское месторождение.
Сопоставление показателей разработки по вариантам
(из проектных документов и предлагаемым авторами)

| Показатели | Утвержденный вариант II (техсхема 1989г.) | Вариант из ТЭС (1996г.) | Предлагаемые варианты | | |
|--|--|---|------------------------|---|--------------------|
| | | | Место-рождение в целом | Первоочередной участок | "Пилотный" участок |
| Плотность сетки, га/скв | 1,36 | 25-50 | 20 | 20 | 20 |
| Сетка скважин, м×м | 125×109 | 500×500 | 632×316 | 632×316 | 632×316 |
| Система разработки | площадная обр. 7-точечная | | площадная 5-точечная | | |
| Вскрытие объектов разработки | раздельное | совместное | совместно–раздельное | | |
| Технология разработки | естественный режим: + ПТОС + закачка пара + внутривисплас-товое горение + закачка воды | Этап I – естеств. режим Этап II – закачка воды | закачка воды | | |
| Конструкция скважин | наклонно-направленные | – | ГС и МЗГС | добыв. – ГС и МЗГС нагнет. – ННС | |
| Добыча нефти, тыс.т/год | 9845 | 3028 | 1500 | 700 | 200 |
| Добыча жидкости, тыс.т/год | 30985 | 29010 | 6400 | 1663 | 379 |
| Добыча газа, млн.н ³ /год | 186 | 1083 | 540 | 252 | 72 |
| Закачка воды, тыс.м ³ /год | 2650 | 26680 | 7548 | 1987 | 456 |
| Фонд скважин – всего | 14709 | 270 | 1000 | 250 | 50 |
| в т.ч. добывающих | 11889 | 178 | 650 | 163 | 32 |
| нагнетательных | 2820 | 92 | 350 | 87 | 18 |
| Период достижения максимального уровня добычи нефти, лет | 18 | 11 | 12 | 6 | 4 |
| Темп отбора от НИЗ, % | 3,44 | 1,1 | 0,5 | 1,1 | 1,5 |
| Накопленная добыча нефти, млн.т | | | | | |
| за 10 лет | 13,7 | 19,4 | 7,7 | 4,6 | 1,2 |
| за 20 лет | 100 | 48 | 22,1 | 6,6 | 1,6 |
| за весь срок разработки | 407 | 286 | 286 | 65,1 | 13 |
| Конечный КИН, доли ед. | 0,399 | 0,280 | 0,280 | 0,280 | 0,280 |
| Накопленная добыча жидкости, млн.т | | | | | |
| за 10 лет | 16 | 64 | 16 | 11 | 3,1 |
| за 20 лет | 202 | 286 | 72 | 26 | 6,1 |
| Накопленная закачка воды, млн.м ³ | | | | | |
| за 10 лет | 0,4 | 44 | 19 | 13 | 3,5 |
| за 20 лет | 10 | 238 | 85 | 30 | 7,0 |

Таблица 4

Рекомендации авторов
по дальнейшему комплексному изучению Русского месторождения

| № п/п | Проблемы месторождения | Что нужно сделать для их решения? | Возможные сроки выполнения, годы |
|-------|---|--|-------------------------------------|
| 1 | Ограниченный срок действия лицензии – 10 лет. "Устарелость" ряда положений лицензионного соглашения. | Заключить дополнение к лицензионному соглашению, продляющее период действия лицензии до февраля 2020г. | 1999 |
| 2 | Неопределенность технико-экономических оценок эффективности освоения и уровней добычи УВС. | Выполнить комплексное, полномасштабное ТЭО освоения месторождения на условиях раздела продукции | 1999-2000 |
| 3 | Устаревшая проектная документация. | Выполнить комплексный проект ОПР первоочередных участков | 1999-2000 |
| 4 | Недостаточная ясность с набором и сложностью проблем, которые могут возникнуть при эксплуатации залежей нефти и газа. | Провести опытно-промышленную эксплуатацию | 2002-2007 |
| 5 | Блоковое "разломное" строение. Недостоверность запасов УВС. Неуверенность в начальной нефтенасыщенности пластов. Неопределенность с КИН. | <ul style="list-style-type: none"> • Выполнить по участкам сейсмику 3Д. • Выполнить специальный международный аудит запасов. • Выполнить подсчет запасов УВС с утверждением его в ГКЗ РФ. | – 1999-2000 2000-2002 |
| 6 | Отсутствие обобщения современного зарубежного опыта разработки месторождений тяжелых нефтей, приуроченных к газонефтяным залежам в слабосцементированных коллекторах (Канада, Венесуэла, США и др.) | <ul style="list-style-type: none"> • Выполнить такое обобщение специализированной научной организацией. • Изучить этот опыт – с выездом зарубеж на эти месторождения. • Привлечь иностранные консалтинговые фирмы для оценки возможной добычи нефти и составления соответствующего ТЭО. | 1999 1999 1999-2000 |
| 7 | Неполная изученность ценных качеств нефтей месторождения и их изменения при смешивании с другими агентами. Необходимо подтверждение "ньютоновских" свойств русской нефти. | <ul style="list-style-type: none"> • Выполнить детальные исследования нефтей в соответствии с международными стандартами. • Изучить изменения свойств нефти при смешивании с конденсатом, другими нефтями, газами и водой. | 1999-2000 1999-2000 |
| 8 | Ключевая проблема: неопределенность в потребностях в стране и за рубежом на продукты и компоненты, получаемые из нефти Русского месторождения. /Зачем добывать 3 млн.т "русской" нефти в год?/ | Выполнить достоверные маркетинговые исследования по определению объемов и возможных цен по всей номенклатуре нефтепродуктов | 1999 |
| 9 | Неопределенность решений по размещению нового НПЗ: – на месторождении? – на ст. Коротчаево? – в г. Новый Уренгой? – в г.Тобольске? | На основе данных маркетинговых исследований об объемах сбыта нефтепродуктов выполнить ТЭО размещения НПЗ | 1999-2000 |
| 10 | Недостаточная изученность экологической обстановки на территории района работ и месторождения | <ul style="list-style-type: none"> • Выполнить замеры фоновых показателей загрязненности среды. • Составить Программу экологических исследований на территории. • Выполнить ОВОС с проработкой затрат на природоохранные мероприятия. | 1999-2000 2000-2001 2000-2001 |

| № п/п | Проблемы месторождения | Что нужно сделать для их решения? | Возможные сроки выполнения, годы |
|-------|---|--|----------------------------------|
| 11 | Фактическая неработоспособность механизма СРП в стране (и на территории ЯНАО) | Лоббирование поправок и дополнений к "Закону об СРП" в Государственной Думе РФ и Думе ЯНАО | 1999-2001 |
| 12 | Организационные и финансовые вопросы | <ul style="list-style-type: none"> • Создание специальной Дирекции по освоению Русского месторождения. • Поиск инвесторов и партнеров. | 1999-2000 1999-2001 |

Выводы

1. В статье рассмотрены новые технологии разработки уникального Русского месторождения с применением более эффективных систем горизонтальных и многозабойных добывающих скважин в условиях искусственного заводнения.

2. Составлена программа и график принятия "управляющих решений" и проведения необходимых исследовательских работ с целью ускорения ввода газонефтяного месторождения в опытно-промышленную эксплуатацию.

3. Расчетные финансовые результаты по «пилотному» участку позволяют сделать вывод о возможности начала (с него) – разработки всего Русского месторождения. Исходя из опыта, полученного по «пилотному» участку можно более детально подойти к вопросам как разработки и обустройства месторождения, так и производства и сбыта ценных нефтепродуктов.

4. **Русское месторождение представляет интерес в плане освоения исключительно – как источник получения ценных нефтепродуктов (масел и др.).** При этом общий рыночный объем их потребления может оказаться крайне незначительным (менее 100 тысяч тонн в год).

5. **Как «традиционное» месторождение, разрабатываемое с целью обычной продажи нефти нефтеперерабатывающим заводам, Русское месторождение – малопривлекательно. В этом случае его целесообразно оставить в резервном фонде недр государства на далекую перспективу.**

6. Ключевым вопросом при освоении Русского месторождения является прояснение ситуации с возможным спросом, объемами реализации и ценами на нефтепродукты (по всей их номенклатуре) – как в стране, так и за рубежом. В этом направлении необходимо провести глубокие и целенаправленные маркетинговые исследования спроса и сбыта этих нефтепродуктов.

7. Русское месторождение требует проведения обширных научно-исследовательских и опытно-промышленных работ (в т.ч. наиболее перспективного горизонтального и многозабойного бурения) на первоочередных («пилотных») участках с целью апробации технологически эффективных и экологически безопасных решений по его дальнейшему и полному освоению.

8. Только после получения надежных и достоверных результатов указанных исследований может быть разрешен вопрос о технологиях и направлениях переработки нефти Русского месторождения, а в том числе и о возможном ме-

Для ознакомления. Номера страниц не соответствуют официальной версии.

стоположении нефтеперерабатывающего завода.

Для ознакомления. Номера страниц не соответствуют официальной версии.

*“Ничто так дорого не обходится,
как геологическое невежество”*

И.М.Губкин

Глава 5.

Изучение геологического строения залежей нефти

А.Н.Янин

О стабилизации среднего значения эффективной мощности пластов в ходе разбуривания первых нефтяных месторождений Западной Сибири^{*)}

В процессе разведочного и эксплуатационного разбуривания нефтяного месторождения количество информации о геолого-геофизических свойствах продуктивных пластов непрерывно увеличивается. Известно, что после накопления некоторого количества данных средние значения параметров и характеристик их неоднородности стабилизируются около некоторого устойчивого "уровня" и дальнейшее накопление информации существенно не уточняет представления о средних величинах параметров.

Исследованию процесса стабилизации средних величин геологических параметров посвящено значительное количество работ [2-5, 7]. В большинстве из них для решения задачи использован «апостериорный подход», заключающийся в исследовании процесса стабилизации среднего значения параметров полностью разбуренных и хорошо изученных месторождений. Выявленные закономерности затем переносятся на неразбуренные, аналогичные по геологическому строению залежи нефти.

При этом можно выделить несколько схем исследования:

1) Выборочный метод – без привязки геологических данных к фактическому местоположению скважин на нефтяной залежи [3-7];

2) Составление случайных выборок по заранее заданным направлениям (профилям). Здесь должно выполняться условие "равномерности освещения анализируемых свойств" по площади залежи [2-7];

3) Изучение процесса стабилизации геологических параметров путем сгущения (разрежения) сетки скважин посредством деления площади залежи на некие правильные геометрические фигуры (прямоугольники и др.) [5-7];

4) Традиционный способ – построение кривых выполаживания относительных ошибок определения средних величин геологических параметров (толщина, пористость, проницаемость, нефтенасыщенность, песчаность и др.) – в ходе фактического разбуривания месторождения.

Первые три схемы определяют "вероятностный путь" стабилизации средних значений геолого-геофизических параметров, четвертая – отражает фактическую динамику изменения ошибок в процессе поступления новых данных при разбуривании конкретного месторождения.

Разбуривание «пионерных» крупных нефтяных месторождений Западной Сибири обычно проводилось по следующему принципу. В первую очередь на месторождении по редкой равномерной сетке бурились 10-30 разведочных скважин. Затем осуществлялось первоочередное эксплуатационное разбуривание более продуктивных (центральных) зон залежей нефти.

После этого бурение скважин охватывало периферийные участки. Порядок и объемы поступления новых данных определяются направленностью "ползущей" системы разбуривания, т.е. – не по принципу "случайного отбора". Если бы месторождение осваивали по равномерной "сгущающейся" системе разбу-

^{*)} Опубликовано в сборнике трудов ВНИИ "Повышение эффективности разработки нефтяных и газонефтяных месторождений", М, 1980, вып.72, с.159-169.

ривания, порядок поступления геологических данных оказался бы иным.

Процесс стабилизации средних величин параметров пласта при "ползущей" системе определяется степенью различия параметров в центральных и краевых зонах. При отсутствии резкого различия между ними для надежного определения средних величин в большинстве случаев требуется немного скважин. Если же отличие существенно, то для расчета среднего значения с высокой (например, 5 %-ной) точностью, как это требуется при составлении технологических схем разработки, необходимо иметь гораздо большее количество скважин.

Для выявления закономерностей в стабилизации среднего значения эффективной мощности пластов в ходе фактического разбуривания автор статьи рассмотрено 11 однородных по строению объектов – пяти "наилучших" по характеристикам месторождений Западной Сибири: это пласты БС₁, БС₂₋₃, БС₄, БС₅, БС₁₀ Усть-Балыкской площади, БС₁ – Солкинской площади, БС₁ и БС₂₋₃ – Западно-Сургутского, БВ₈¹ и БВ₈² – Мегионского и БВ₈¹⁻² – Ватинского месторождений. Все эти объекты в настоящее время полностью разбурены, первоначальные плотности сетки скважин по ним – вполне сопоставимы. В расчетах стабилизации величины эффективной мощности пластов участвовали все пробуренные как внутриконтурные, так и законтурные скважины.

Исследование выполнено в следующем порядке. Сначала **по всему массиву скважин**, пробуренных на каждой из рассматриваемых залежей, рассчитывали средние статистические параметры, характеризующие эффективную мощность пласта: среднеарифметическую величину относительной ошибки – $\bar{\Delta}_p$, среднеквадратичное отклонение – σ и коэффициент вариации параметра – V . Правомерность расчета среднеарифметической величины для пластовых сводовых залежей (подобных БС₁₋₅ Усть-Балыкской площади) показана в работе [1].

Для сопоставления степени изменчивости эффективной мощности рассмотренных объектов Западной Сибири в табл. 1 приведены также данные по ряду широко известных нефтяных месторождений Урало-Поволжья [3]. Продуктивные горизонты представленных месторождений Урало-Поволжья характеризуются большей изменчивостью эффективной мощности ($V_{cp} = 0,44$), чем рассмотренные залежи Западной Сибири ($V_{cp} = 0,30$). Это свидетельствует о том, что для установления средней величины $h_{эф}$ в условиях последних, в общем случае, требуется относительно меньшее количество скважин.

Затем автор восстанавливал "пошагово" весь процесс "исторического разбуривания" каждого из рассмотренных объектов, строго соблюдая фактическую очередность ввода отдельных скважин.

Для каждого шага разбуривания (шаг – ввод одной скважины) заново рассчитывались: средняя (по группе введенных скважин) эффективная мощность, стандартное отклонение, коэффициент вариации и относительная ошибка*) (по сравнению со средней $\bar{h}_{эф}$, рассчитанной по максимальному количеству пробуренных скважин). Динамика фактических относительных ошибок определения среднего значения эффективной мощности по мере поступления новых данных приведена в табл. 2 и на рис.1-3.

*) Программа расчета указанных показателей на ЭВМ составлена в 1979г. А.В.Алпеевым (Сибниинп).

Таблица 1

Параметры неоднородности эффективной мощности пласта

| Месторождение, площадь | Пласт, горизонт | Параметры эффективной мощности | |
|---------------------------|--------------------------------|-----------------------------------|-------------|
| | | σ , м | V, доли ед. |
| 1) Западная Сибирь | | | |
| Усть-Балыкское | БС ₁ | 1,68 | 0,188 |
| | БС ₂₋₃ | 2,47 | 0,222 |
| | БС ₄ | 1,32 | 0,387 |
| | БС ₅ | 2,25 | 0,338 |
| | БС ₁₀ | 4,54 | 0,317 |
| Солкинская – в целом | БС ₁ | 1,56 | 0,199 |
| в т.ч.: левобережье | БС ₁ | 1,36 | 0,163 |
| правобережье | БС ₁ | 1,57 | 0,205 |
| Западно-Сургутское | БС ₁ | 1,93 | 0,402 |
| | БС ₂₋₃ | 3,01 | 0,232 |
| | БС ₁₀ * | 5,7 | 0,55 |
| Мегионское | БВ ₈ ¹ | 0,99 | 0,33 |
| | БВ ₈ ² | 2,34 | 0,21 |
| Ватинское | БВ ₈ ¹⁻² | 2,62 | 0,168 |
| Советское* | АВ ₁ | 3,9 | 0,19 |
| | БВ ₈ | 3,0 | 0,31 |
| Самотлорское* | АВ ₄₋₅ | 10,7 | 0,36 |
| | БВ ₈ | 4,7 | 0,24 |
| | БВ ₁₀ | 5,4 | 0,54 |
| Правдинское* | БС ₆ | 3,2 | 0,26 |
| 2) Урал – Поволжье | | | |
| Туймазинское | Д ₁ | 4,6 | 0,49 |
| | Д _п | 6,1 | 0,38 |
| Бавлинское | Д ₁ | 4,5 | 0,39 |
| Шкаповское | Д ₁ | 4,3 | 0,36 |
| Александровская | Д ₁ | 5,7 | 0,58 |
| Миннибаевская | Д ₁ | 6,7 | 0,51 |
| Абдрахмановская | Д ₁ | 7,1 | 0,53 |
| Ромашкинская | Д ₁ | 7,2 | 0,43 |
| Восточно-Сулеевская | Д ₁ | 7,3 | 0,51 |
| Яблонный Овраг | Б ₂ | 3,6 | 0,36 |
| Зольный Овраг | Б ₂ | 4,1 | 0,24 |
| Сызранское | Б ₂ | 4,1 | 0,60 |
| Покровское | Б ₂ | 2,4 | 0,34 |

* Данные взяты из работы [6] с.26

Здесь же для сравнения приведена расчетная относительная ошибка $\bar{\Delta}_p$ (%), которая имела бы место при случайно отобранном таком же количестве скважин, как и при фактическом вводе:

$$\bar{\Delta}_p = t \cdot V \cdot \sqrt{\frac{N - n}{n \cdot (N - 1)}}, \quad (1)$$

где t – показатель вероятности, определяемый вероятностью P , в данном случае принимаем $t = 1$ ($P = 0,68$);

V – коэффициент вариации эффективной мощности (%), рассчитанный по максимальному количеству пробуренных скважин (N);

n – накопленное число скважин по каждому шагу расчета.

Таблица 2

Погрешность в определении эффективной мощности пластов в ходе фактического разбуривания залежей, %

| Месторождение, площадь | Пласт | Количество пробуренных скважин, шт. | | | | | | | | | | | |
|------------------------|--------------------------------|-------------------------------------|---------------------|--------------------|--------------------|--------------------|--------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|
| | | 5 | 10 | 15 | 20 | 25 | 30 | 40 | 60 | 80 | 100 | 150 | 200 |
| Усть-Балыкское | БС ₁ | $\frac{0,2*}{8,4}$ | $\frac{4,0}{5,8}$ | $\frac{3,8}{4,7}$ | $\frac{2,4}{4,1}$ | $\frac{2,1}{3,6}$ | $\frac{2,0}{3,3}$ | $\frac{1,9}{2,8}$ | $\frac{1,4}{2,2}$ | $\frac{2,1}{1,9}$ | $\frac{2,9}{1,5}$ | $\frac{2,2}{1,1}$ | $\frac{0,2}{0,8}$ |
| | БС ₂₋₃ | $\frac{2,6}{9,8}$ | $\frac{0,8}{6,9}$ | $\frac{0,5}{5,6}$ | $\frac{0,4}{4,8}$ | $\frac{3,0}{4,2}$ | $\frac{3,9}{3,8}$ | $\frac{3,5}{3,3}$ | $\frac{1,6}{2,6}$ | $\frac{1,5}{2,1}$ | $\frac{0,2}{1,8}$ | $\frac{0,1}{1,3}$ | $\frac{1,6}{0,9}$ |
| | БС ₄ | $\frac{12,3}{17,1}$ | $\frac{13,5}{11,9}$ | $\frac{5,7}{9,6}$ | $\frac{5,1}{8,2}$ | $\frac{0,4}{7,2}$ | $\frac{7,7}{6,5}$ | $\frac{6,2}{5,5}$ | $\frac{3,2}{4,2}$ | $\frac{3,9}{3,3}$ | $\frac{1,6}{2,7}$ | $\frac{0,5}{1,5}$ | – |
| | БС ₅ | $\frac{2,3}{14,7}$ | $\frac{6,4}{12,9}$ | $\frac{10,0}{8,0}$ | $\frac{11,4}{6,8}$ | $\frac{5,7}{5,8}$ | $\frac{7,5}{5,2}$ | $\frac{1,4}{4,1}$ | $\frac{0,9}{2,8}$ | $\frac{0,8}{1,7}$ | – | – | – |
| | БС ₁₀ | $\frac{9,1}{13,9}$ | $\frac{13,0}{9,6}$ | $\frac{15,4}{7,6}$ | $\frac{14,8}{6,4}$ | $\frac{12,2}{5,6}$ | $\frac{12,4}{5,0}$ | $\frac{6,5}{4,1}$ | $\frac{3,9}{2,8}$ | $\frac{2,8}{2,0}$ | $\frac{0,8}{1,2}$ | – | – |
| Солкинская – в целом | БС ₁ | $\frac{15,3}{8,8}$ | $\frac{5,9}{6,2}$ | $\frac{5,5}{5,0}$ | $\frac{5,4}{4,3}$ | $\frac{7,7}{3,8}$ | $\frac{7,4}{3,4}$ | $\frac{8,1}{2,9}$ | $\frac{7,3}{2,3}$ | $\frac{6,5}{1,9}$ | $\frac{3,7}{1,6}$ | $\frac{1,8}{1,1}$ | $\frac{1,5}{0,8}$ |
| | БС ₁ | $\frac{4,1}{7,0}$ | $\frac{0,2}{4,8}$ | $\frac{0,9}{3,8}$ | $\frac{1,2}{3,1}$ | $\frac{0,2}{2,8}$ | $\frac{1,8}{2,3}$ | $\frac{2,7}{1,8}$ | $\frac{0,5}{0,9}$ | – | – | – | – |
| правобережье | БС ₁ | $\frac{10,1}{9,1}$ | $\frac{13,0}{6,3}$ | $\frac{6,6}{5,1}$ | $\frac{4,6}{4,4}$ | $\frac{0,3}{3,9}$ | $\frac{0,2}{3,5}$ | $\frac{0,1}{2,9}$ | $\frac{1,9}{2,2}$ | $\frac{0,5}{1,8}$ | $\frac{0,3}{1,5}$ | $\frac{1,2}{0,9}$ | $\frac{0,1}{0,3}$ |
| | БС ₁ | $\frac{16,8}{17,8}$ | $\frac{4,0}{12,5}$ | $\frac{5,1}{10,1}$ | $\frac{5,0}{8,7}$ | $\frac{1,3}{7,7}$ | $\frac{2,3}{7,0}$ | $\frac{4,0}{5,9}$ | $\frac{1,0}{4,7}$ | $\frac{4,4}{3,9}$ | $\frac{7,2}{3,3}$ | $\frac{8,1}{2,4}$ | $\frac{3,8}{1,7}$ |
| Западно-Сургутское | БС ₂₋₃ | $\frac{21,4}{10,2}$ | $\frac{4,8}{7,1}$ | $\frac{9,2}{5,8}$ | $\frac{0,8}{4,9}$ | $\frac{2,4}{4,3}$ | $\frac{5,2}{3,9}$ | $\frac{4,5}{3,3}$ | $\frac{4,2}{2,5}$ | $\frac{1,6}{2,0}$ | $\frac{4,0}{1,6}$ | $\frac{0,7}{0,9}$ | – |
| | БВ ₈ ¹ | $\frac{32,2}{15,0}$ | $\frac{28,9}{10,4}$ | $\frac{13,8}{8,3}$ | $\frac{5,6}{7,0}$ | $\frac{2,8}{6,1}$ | $\frac{2,4}{5,4}$ | $\frac{2,0}{4,4}$ | $\frac{0,7}{3,1}$ | $\frac{1,5}{2,2}$ | $\frac{0,9}{1,3}$ | – | – |
| Мегйонское | БВ ₈ ² | $\frac{5,2}{9,2}$ | $\frac{1,4}{6,4}$ | $\frac{7,9}{5,1}$ | $\frac{7,6}{4,3}$ | $\frac{4,1}{3,7}$ | $\frac{3,6}{3,3}$ | $\frac{2,2}{2,7}$ | $\frac{1,9}{1,9}$ | $\frac{0,5}{1,4}$ | $\frac{0}{0,6}$ | – | – |
| | БВ ₈ ¹⁻² | $\frac{6,8}{7,4}$ | $\frac{9,8}{5,2}$ | $\frac{4,5}{4,2}$ | $\frac{3,5}{3,6}$ | $\frac{1,9}{3,1}$ | $\frac{2,5}{2,8}$ | $\frac{4,2}{2,4}$ | $\frac{4,6}{1,8}$ | $\frac{5,5}{1,4}$ | $\frac{5,8}{1,2}$ | $\frac{2,2}{0,7}$ | $\frac{0}{0,10}$ |

* Числитель – Δφ; знаменатель – Δр; где φ – фактическое, р – расчетное значения

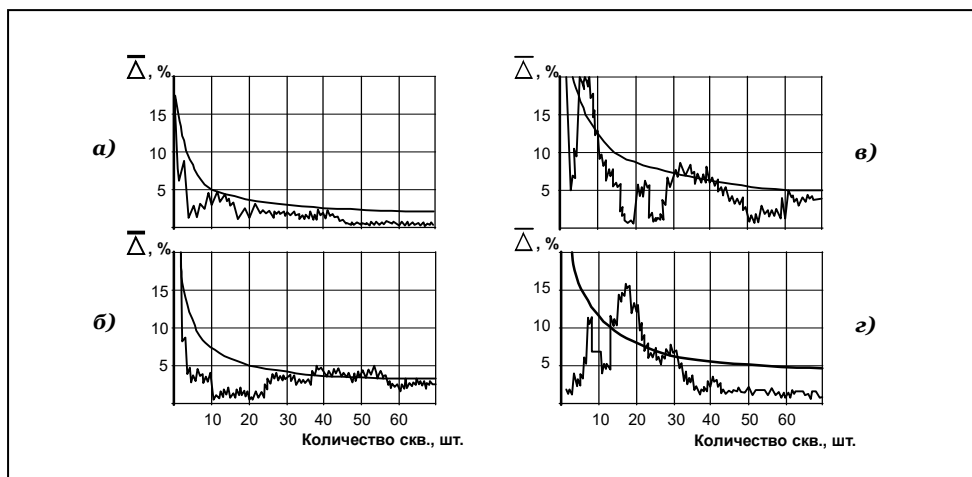


Рис.1. Зависимость относительной ошибки определения средней эффективной мощности от числа пробуренных скважин по Усть-Балыкской площади:

- а) – пласт БС₁; б) – пласт БС₂₋₃;
 в) – пласт БС₄; г) – пласт БС₅.

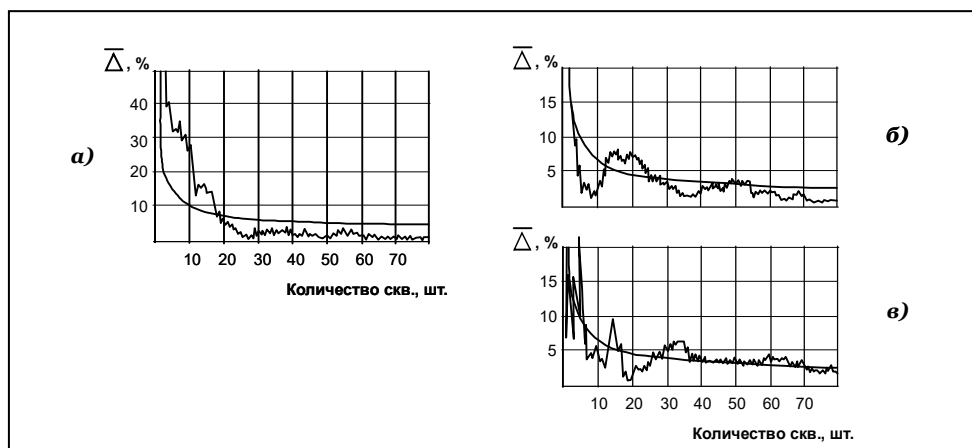


Рис.2. Зависимость относительной ошибки определения средней эффективной мощности от количества пробуренных скважин:

- а) – Мегионское месторождение, пласт БВ₈¹;
 б) – Мегионское месторождение, пласт БВ₈²;
 в) – Западно-Сургутское месторождение, пласт БС₂₋₃.

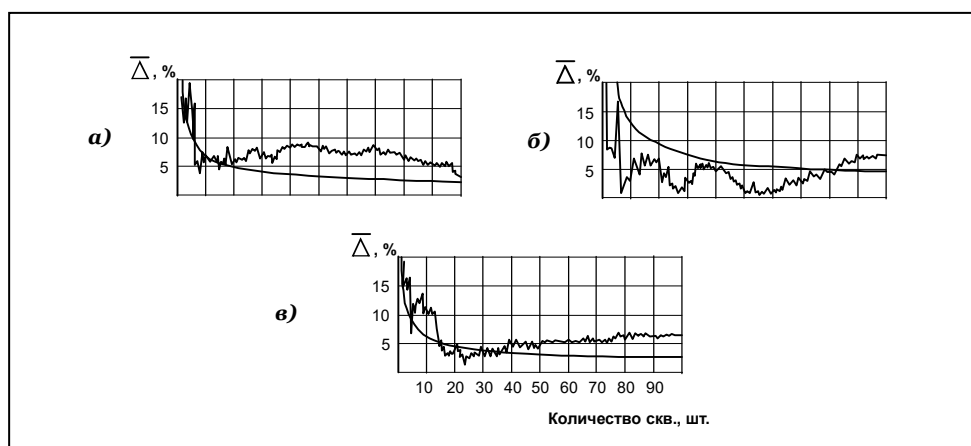


Рис.3. Зависимость относительной ошибки определения средней эффективной мощности от количества пробуренных скважин:

- а) – Солкинская площадь, пласт БС₁;
 б) – Западно-Сургутское месторождение, пласт БС₁;
 в) – Ватинское месторождение, горизонт БС₈¹⁻².

Далее по рассматриваемым объектам определяли фактическое и расчетное (при условии случайного ввода) количество скважин, которое обеспечило бы нахождение средней эффективной мощности с заранее заданной точностью 10 и 5% (см. табл. 3). Здесь же приведены результаты расчетов для 10%-ной ошибки по месторождениям Урало-Поволжья, взятые из работ [3-7]. Расчетное число скважин n , обеспечивающее заданную погрешность Δ , определяли по формуле:

$$n = \frac{t^2 \cdot V^2 \cdot N}{t^2 \cdot V^2 + (N-1) \cdot \Delta^2} \quad (2)$$

Анализ результатов проведенных расчетов позволяет сделать вывод о достаточно быстрой стабилизации величины средней эффективной мощности – по большинству исследованных однородных продуктивных пластов первых нефтяных месторождений Западной Сибири.

Таблица 3

Количество скважин, необходимое для достижения 10 и 5%-ной точности определения средней эффективной мощности пласта / при $t = 1$, ($P = 68\%$) /

| Месторождение, площадь | Пласт | Количество скважин, шт. | | | |
|----------------------------|--------------------------------|-------------------------|--------|----------------|--------|
| | | $\Delta = 10\%$ | | $\Delta = 5\%$ | |
| | | Факт | Расчет | Факт | Расчет |
| 1) Западная Сибирь | | | | | |
| Усть-Балыкское | БС ₁ | 3 | 4 | 4 | 14 |
| | БС ₂₋₃ | 3 | 5 | 4 | 20 |
| | БС ₄ | 11 | 15 | 43 | 60 |
| | БС ₅ | 22 | 12 | 33 | 46 |
| | БС ₁₀ | 34 | 14 | 40 | 40 |
| Солкинская – в целом | БС ₁ | 6 | 4 | 10/96** | 16 |
| в т.ч.: левобережье | БС ₁ | 3 | 3 | 4 | 10 |
| | БС ₁ | 11 | 5 | 19 | 17 |
| правобережье | БС ₁ | 7 | 16 | 20/191** | 65 |
| | БС ₂₋₃ | 7 | 6 | 18 | 22 |
| Западно-Сургутское | БС ₁ | 20 | 12 | 25 | 47 |
| | БВ ₈ ¹ | 4 | 5 | 25 | 34 |
| Мегионское | БВ ₈ ² | 13 | 3 | 15/111*** | 12 |
| Ватинское | БВ ₈ ¹⁻² | | | | |
| 2) Урало – Поволжье | | | | | |
| Туймазинское | Д ₁ | – | 27 | – | – |
| | Д _п | – | 15 | – | – |
| Бавлинское | Д ₁ | – | 14 | – | – |
| Шкаповское | Д ₁ | – | 14 | – | – |
| Яблонный Овраг | Б ₂ | – | 12 | – | – |
| Александровская | Д ₁ | – | 31 | – | – |
| Миннибаевская | Д ₁ | – | 26 | – | – |
| Абдрахмановская | Д ₁ | – | 29 | – | – |
| Ромашкинская | Д ₁ | – | 18 | – | – |
| Восточно-Сулеевская | Д ₁ | – | 24 | – | – |
| Зольный Овраг | Б ₂ | – | 6 | – | – |
| Сызранское | Б ₂ | – | 28 | – | – |
| Покровское | Б ₂ | – | 13 | – | – |

** Числитель – первый устойчивый минимум $\Delta_{\phi} = 5\%$
Знаменатель – второй минимум $\Delta_{\phi} = 5\%$ (см. рис.3)

Например, для определения $h_{эф}$ с точностью 10% в среднем по одиннадцати объектам фактически требуется всего лишь 11 скважин (при расчетном количестве – 8 скважин). По приведенным же в табл. 3 площадям Урало-Поволжья для достижения той же 10%-ной точности – в среднем требуется 20 скважин, т.е. почти вдвое большее количество.

Для нахождения $h_{эф}$ с погрешностью 5 % по 11 нефтеносным объектам Западной Сибири требуется, в первом приближении, 18 скважин (по «теоретическому» же расчету необходимо 39 скважин).

Отметим также следующее. Фактическое количество скважин, обеспечивающее 10%-ную погрешность при расчете $h_{эф}$ по пяти из 11 исследуемых объектов, превышает "расчетное значение" – в среднем в 2,2 раза, для 5%-ной погрешности – это наблюдается лишь в трех случаях. Зато по остальным восьми залежам при $\bar{\Delta} = 5\%$ фактическое количество скважин оказалось почти в полтора раза меньше расчетного.

Исключение составляют пласты БС₁ Солкинской площади, БС₁ Западно-Сургутского и БВ₈¹⁻² Ватинского месторождений. Для данных объектов кривая относительных ошибок, достигнув устойчивого минимума при сравнительно небольшом числе скважин, затем – несколько возрастет.

Например, для пласта БС₁ Солкинской площади относительная ошибка $\bar{\Delta}_ф$, рассчитанная по первым 14 скважинам, составляла 4,3%, но после ввода 45 скважин она возросла до 9 %. По пласту БС₁ Западно-Сургутского месторождения при $n = 26$ скважин $\bar{\Delta}_ф = 0,6\%$, а при $n = 138$ скважин $\bar{\Delta}_ф = 9\%$.

Такое поведение кривой относительных ошибок при вводе последующего значительного числа скважин можно объяснить геологически закономерным изменением эффективной мощности по площади залежей. Подтверждением этому являются расчеты стабилизации, проведенные отдельно – по левобережной и правобережной частям Солкинской площади. Левобережная (Юганская) часть залежи пласта БС₁ была разбурена в первую очередь (в 1969–1972 гг.), несколько позднее в 1972–1976 гг. осваивался более крупный правобережный (Сургутский) участок площади.

По каждой части площади стабилизация эффективной мощности пласта наступает достаточно быстро (см. табл. 2) и в дальнейшем (при росте n) – относительная ошибка не увеличивается.

Если для достижения 5%-ной точности в целом по Солкинской площади необходимо было пробурить 96 скважин, то по левобережной и правобережной частям всего лишь – 4 и 19 скважин, соответственно.

Данный пример наглядно показывает, что в случае реализации "ползущей" системы разбуривания объекта, имеющего сравнительно невысокую изменчивость эффективной мощности (но состоящую из участков – с существенно различными средними величинами $\bar{h}_{эф}$), даже при вводе значительного количества скважин погрешность в определении средней по объекту $\bar{h}_{эф}$ может оказаться существенной (в данном случае $\bar{\Delta}_ф = 9\%$).

Таким образом, проведенное автором детальное, "поскважинное" исследование процесса стабилизации средней величины эффективной мощности

в процессе фактического разбуривания ряда "эталонных", однородных нефтяных залежей первых месторождений Западной Сибири позволило установить ряд важных геологических закономерностей, необходимых для подсчета запасов нефти и растворенного газа.

Выводы

1. По параметру эффективной мощности нефтеносные пласты исследуемых "наилучших" месторождений Западной Сибири менее изменчивы, чем основные продуктивные горизонты ряда известных месторождений Урало-Поволжья. Вследствие этого, для установления средней величины $\bar{h}_{эф}$ с заданной точностью по объектам западносибирских месторождений в большинстве случаев требуется меньшее количество скважин, чем по приведенным в статье залежам нефти Урало-Поволжья.

2. Кривая относительных ошибок указывает на довольно быструю стабилизацию среднего значения эффективной мощности по восьми из одиннадцати рассмотренных объектов Западной Сибири. Для обеспечения 10%-ной точности в определении среднего значения $h_{эф}$ требуется всего лишь 11 скважин, для обеспечения (с вероятностью 68%) 5%-ной точности – 22 скважины.

3. По ряду рассмотренных объектов отмечается увеличение относительной ошибки при последующем вводе значительного количества скважин – по сравнению с $\Delta_{ф}$, рассчитанной по первым 10-20 скважинам. Это объясняется значительным различием эффективной мощности по отдельным участкам единой залежи. Неучет этого фактора в случае реализации "ползущей" системы освоения на стадии неполной разбуренности месторождения может привести (при подсчете запасов) к неправильным представлениям о ходе процесса стабилизации средних величин геолого-геофизических параметров.

Литература

1. Афанасьев С.А. и др. О выборе метода для определения средних величин некоторых параметров при подсчете запасов (на примере месторождений Тюменской области). – Труды Гипротюменнефтегаза, 1973, вып. 35, с. 31-38.

2. Борисов Ю.П., Рябинина З.К., Воинов В.В. Особенности проектирования разработки нефтяных месторождений с учетом их неоднородности. - М.: Недра, 1976, с. 50-66.

3. Лейбин Э.Л., Семин Е.И. Установление необходимого количества скважин для определения средних величин параметров продуктивных пластов с заданной точностью. – Труды ВНИИ, 1960, вып. 30, с. 76-85,

4. Лейбин Э.Л. Установление количества скважин и исследований кернов, обеспечивающих определение средней пористости, проницаемости и эффективной мощности с заданной точностью. – Труды ВНИИ, М., 1965, вып. 42, с. 340-361.

5. Миронов Т.П. Погрешности в определении среднего значения эффективной нефтенасыщенной мощности пласта. – М., ВНИИОЭНГ, тек.инф., сер. Нефтегазовая геология и геофизика, 1973, вып. 17, с 9-14.

6. Совершенствование систем разработки нефтяных месторождений Западной Сибири. / Под ред. Н.К.Праведникова. – Свердловск, Средне-Уральское кн.изд-во, 1975, 175 стр.

7. Фролов Е.Ф., Егоров Р.А., Фурсов А.Я. О методах оценки степени достоверности параметров залежей нефти и газа. – Геология нефти и газа, 1972, № 3, с. 31-36.

А.Н.Янин

К установлению количества скважин, необходимого для определения средних величин геологических параметров с заданной точностью*)

Вероятностно-статистический подход к определению средних величин геологических параметров (пористость, проницаемость, песчанность, толщина и другие) достаточно распространен. Рассматривая большое количество геолого-физических данных, получаемых из отдельных точек (скважин), как однородную статистическую совокупность, состоящую из случайных, не зависящих друг от друга величин, этот подход позволяет решать широкий круг задач для объектов, обладающих слабо выраженной закономерной изменчивостью [1]. Среди них и задачу нахождения минимально необходимого количества скважин для расчета средних значений геологических параметров с заранее заданной степенью точности [2, 3].

Для совокупностей, имеющих нормальный закон распределения параметров, с этой целью используют формулы (1) и (2):

$$n' = t^2 \cdot V^2 / \bar{\Delta}^2; \quad n'' = \frac{t^2 \cdot V^2 \cdot N}{t^2 \cdot V^2 + (N - 1) \cdot \bar{\Delta}^2}; \quad (1, 2)$$

где n' и n'' – количество скважин, необходимое для расчета средней величины;

t – показатель вероятности, для которой производятся расчеты;

V – коэффициент вариации исследуемого параметра, %;

$\bar{\Delta}$ – задаваемая относительная ошибка (в %) определения параметра, исходя из которой рассчитываются величины n' и n'' ;

N – общее количество скважин, пробуренных на залежи.

Формула (1) справедлива для случая «повторной» выборки, когда выбранные скважины вновь возвращаются в генеральную совокупность данных перед следующим отбором, а формула (2) – для «бесповторной» выборки [3].

Для расчетов по формулам (1) и (2) необходимо, чтобы выборка удовлетворяла следующим условиям. Она должна быть произведена случайно, по возможности из однородной совокупности и состоять из независимых величин. Формула (1) является частным случаем формулы (2), когда $N \rightarrow \infty$.

Действительно, разделив числитель и знаменатель в формуле (2) на N , получим, что:

$$n'' = \frac{t^2 \cdot V^2}{\frac{t^2 \cdot V^2}{N} + (1 - \frac{1}{N}) \cdot \bar{\Delta}^2} \approx \frac{t^2 \cdot V^2}{\bar{\Delta}^2} / \text{при } N \rightarrow \infty /$$

На практике же имеет место другая ситуация: общее количество пробуренных на месторождении скважин, по которым получена информация о свойствах пласта, – всегда конечно. Поэтому расчеты необходимого количества скважин, проведенные по формулам (1) и (2), в общем случае дают несколько различающиеся результаты (см. рис. 1).

*) Статья написана 20 ноября 1978 года.

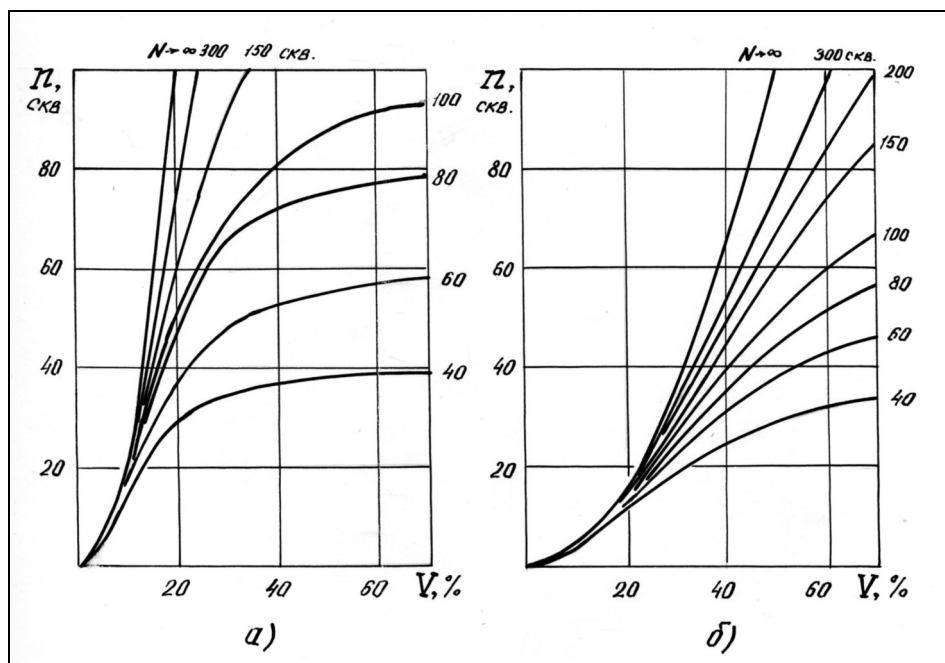


Рис. 1. Кривые для определения количества скважин с точностью:
а) $\bar{\Delta} = 2\%$; б) $\bar{\Delta} = 5\%$.

Графики, представленные на рис. 1, аналогичны кривым из работы [2], однако построены они для меньших значений относительных погрешностей определения средних значений геологических параметров.

Видно, что при конечном общем числе скважин N расчет количества скважин n' по формуле (1) с заданной погрешностью $\bar{\Delta}$ (равной 2 и 3 %), дает сильно завышенные результаты. Анализ формул показывает, что это завышение тем больше, чем более изменчив исследуемый геологический параметр и чем меньше величина задаваемой погрешности.

Тем не менее, существует такая область значений N , V , t и $\bar{\Delta}$, в которой расхождение между величинами n' и n'' – незначительно. Необходимая степень расхождения $\bar{\Delta}'$ между величинами n' и n'' при этом может быть заранее задана. Таким образом, расчеты количества скважин, необходимого для определения средней величины параметра, можно производить по более простой формуле (1), что весьма важно при большом объеме вычислительных работ*. Определим границы этой области «одинаковости».

Заранее задаваемая точность при достаточном количестве скважин определится как:

$$\bar{\Delta}' = \frac{n' - n''}{n''} \cdot 100\%, \quad (3)$$

где $\bar{\Delta}'$ – относительная ошибка определения величины n' , рассчитанной по формуле (1) по сравнению с n'' , полученной по точной формуле (2), %.

Подставив (1) и (2) в (3), после несложного преобразования получим:

$$\bar{\Delta}' = \frac{t^2 \cdot V^2 - \bar{\Delta}^2}{N \cdot \bar{\Delta}^2} \cdot 100\%. \quad (4)$$

* Примечание автора: В 1978 году персональная компьютерная техника в научно-исследовательских организациях нефтяной промышленности – отсутствовала.

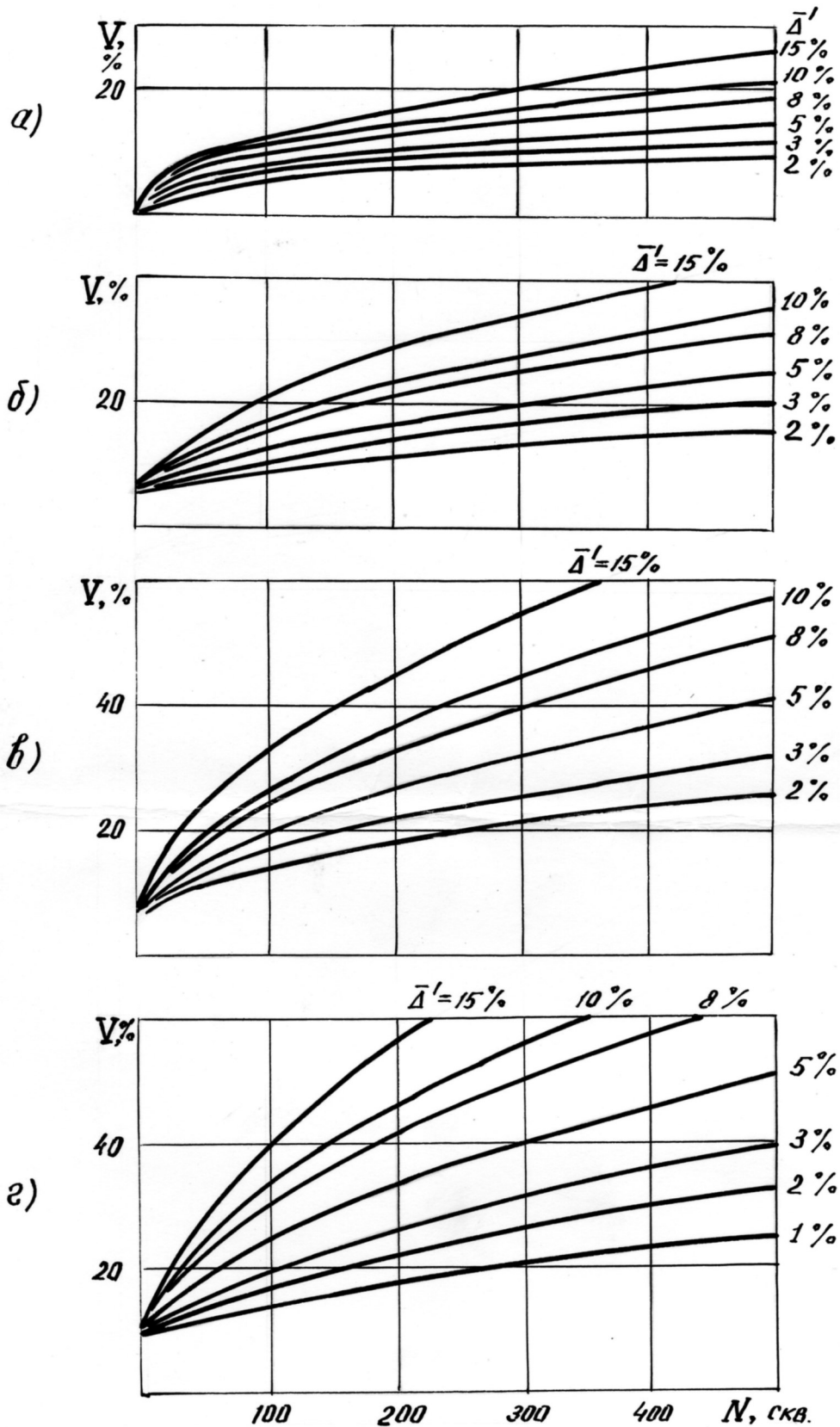


Рис. 2. Графики для определения области совместной применимости формул (1) и (2) с заданной погрешностью $\bar{\Delta}'$ при точности:

а) $\bar{\Delta} = 3 \%$; б) $\bar{\Delta} = 5 \%$; в) $\bar{\Delta} = 8 \%$; г) $\bar{\Delta} = 10 \%$.

Для ознакомления. Номера страниц не соответствуют официальной версии.

Количество же скважин N , необходимое для получения n' с заданной точностью $\bar{\Delta}'$ по сравнению с величиной n'' , определится по формуле:

$$N = \frac{t^2 \cdot V^2 - \bar{\Delta}^2}{\bar{\Delta} \cdot \bar{\Delta}'} \cdot 100\% . \quad (5)$$

Для установления количественных границ области совместной применимости формул (1) и (2) с интересующей степенью точности Δ' нами проведены расчеты N по формуле (5).

При этом заранее задаваемая точность нахождения среднего значения $\bar{\Delta}$ бралась равной 3, 5, 8 и 10%; погрешность Δ' при расчете n' по сравнению с n'' – на уровне 2, 3, 5, 8, 10 и 15%. Расчеты проведены при показателе вероятности t , равном единице, то есть сама вероятность P принималась равной 68%. Результаты расчетов приведены на рис. 2.

В области графиков, лежащей под соответствующими кривыми, количество скважин n' , найденное по более простой формуле (1), отличается от величины n'' , найденной по точной формуле (2), на относительную ошибку, не превышающую заданную $\bar{\Delta}'$.

Так, для расчета среднего значения геологического параметра (например, толщины), характеризующегося изменчивостью $V = 20\%$ с заданной точностью $\bar{\Delta} = 10\%$ (рис. 2г), необходимо иметь на залежи N не менее 150 скважин, чтобы расхождение $\bar{\Delta}'$ между величинами n' и n'' было не более 2 %.

Иными словами, для указанных условий, то есть при $N \geq 150$ скважин и коэффициенте вариации параметра $V = 20\%$, достаточные для определения среднего (с погрешностью $\bar{\Delta} = 10\%$) количества скважин n' и n'' , найденные из двух различных формул, будут различаться не более, чем на 2 %.

Выводы

1. В статье определены границы области совместного действия нескольких факторов (N , V , $\bar{\Delta}$ и $\bar{\Delta}'$), в пределах которых величины n' и n'' будут примерно одинаковы (то есть отличаться на заданную величину относительной ошибки).

2. В пределах этой области расчет количества скважин, требуемого для определения средней величины параметра с заданной точностью, можно более оперативно производить по более простой формуле (1) практически без снижения точности получаемых результатов.

Литература

1. Бадьянов В.А. Некоторые методические вопросы изучения неоднородности нефтяных залежей на примере Ромашкинского месторождения. Труды ТатНИИ, М., 1967, вып.Х, с.78-84.
2. Лейбин Э.Л., Семин Е.И. Установление необходимого количества скважин для определения средних величин параметров продуктивных пластов с заданной точностью. Труды ВНИИ, М., 1960, вып.30, с.76-85.
3. Вороновский В.Р., Максимов М.М. Система обработки информации при разработке месторождений. М., Недра, 1975, с.21-24.

А.Н.Янин, Л.В.Малышева, В.Х.Хусаинов,
С.И.Бачин, В.В.Быков

Использование данных сейсморазведки 3Д – новый этап в проектировании разработки месторождений Юганского района*)

С целью снижения рисков при разбуривании новых сложнопостроенных месторождений в Юганском районе активно применяется высокоразрешающая объемная сейсморазведка 3Д.

Использование трехмерной сейсморазведки в районе впервые началось в 1987г. на Приобском месторождении, когда силами ЗапсибНИИ-геофизики и Хантымансийскнефтегеофизики было отработано два участка – по 180 км² каждый. К 1998 г. сейсморазведочные работы 3Д выполнены на Приобском (640км²), Средне-Угутском (100км²), Угутском (213км²), Киньяминском (135км²), Лемпинском (182км²), Мало-Балыкском (37км²) и других месторождениях района.

В зимний период 1997-1998 гг. сейсморазведочные работы 3Д проведены на площади 605 км² трех месторождений. В дальнейшем объемы работ по сейсморазведке 3Д в районе могут быть доведены до 700-800 км² в год.

Основная цель проведения исследований сейсморазведкой 3Д состоит в уточнении геологического строения продуктивных пластов в межскважинном пространстве при редкой сети разведочных скважин. На основе полученных данных может быть осуществлена корректировка проектных решений по разработке месторождений.

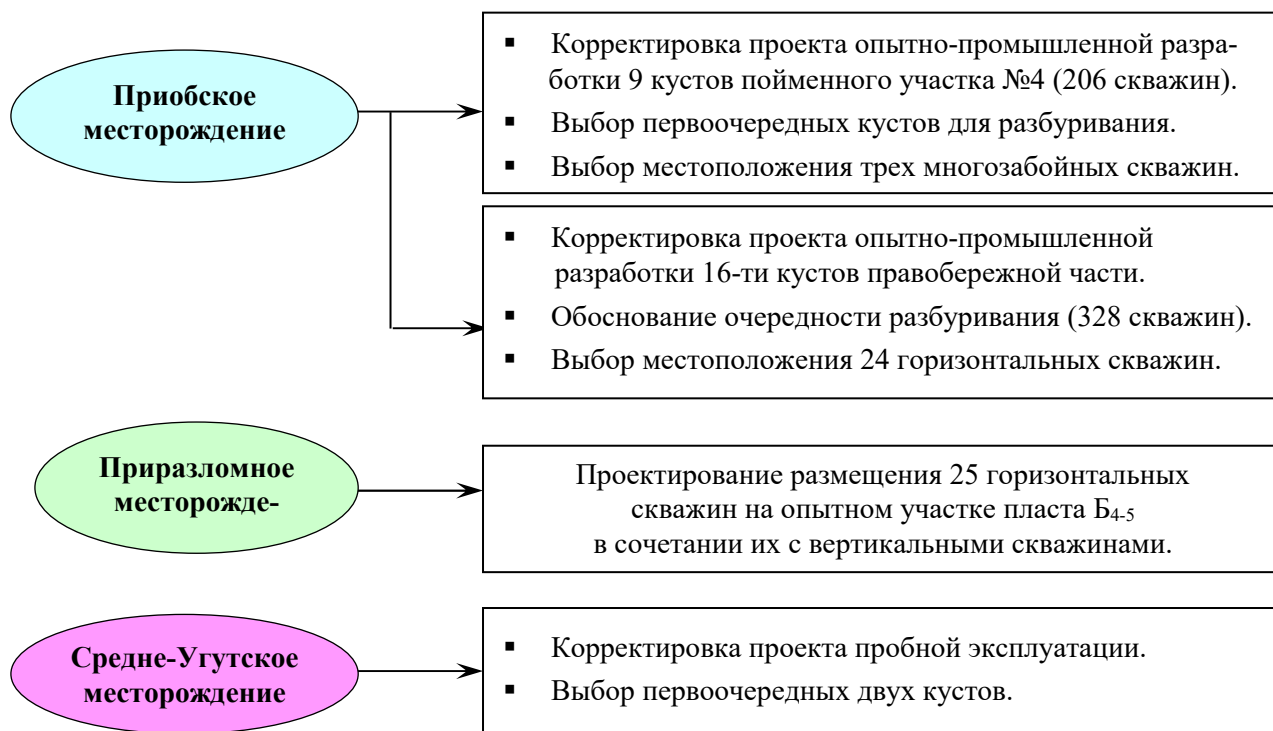


Рис.1. Конкретные задачи, решаемые с использованием сейсморазведки 3Д

*) Опубликовано в сборнике научных трудов СибНИИП "Основные направления научно-исследовательских работ в нефтяной промышленности Западной Сибири", Тюмень, 1999, с.19-32.

Основными результатами интерпретации материалов сейсморазведки 3Д, передаваемыми далее специалистам-разработчикам обычно являются карты пористости, проницаемости (k), эффективных нефтенасыщенных толщин (h_n), проводимости (kh_n), удельной плотности запасов нефти, песчаности, потенциальной продуктивности и др. Информация передается в цифровом виде для использования при моделировании процессов разработки.

Рассмотрим, как применяются материалы сейсморазведки 3Д при проектировании разработки на конкретных месторождениях ОАО "Юганскнефтегаз".

1) Приобское месторождение (левобережье), пойменный участок №4

Предыдущий проектный документ на освоение этого участка был составлен Сибниинп (авт.А.Н.Янин и др.) в 1992 г. Геологической основой для проекта опытно-промышленной эксплуатации участка №4 явился подсчет запасов нефти Главтюменьгеологии (авт.Ю.А.Тренин, В.Г.Черняев и др.), утвержденный ГКЗ СССР в декабре 1988 г.

В последующий период (1994-1995 гг.) по участку №4 были получены материалы объемной сейсморазведки, обработанные в ЦГЭ с использованием пакета GEOSEIS. В мае 1997г. результаты интерпретации этих исследований были переданы в Сибниинп для корректировки проекта ОПР.

Таблица 1

Характеристика месторождений-объектов сейсморазведки 3Д

| Место-рождение | Пласт, горизонт | Тип залежи | Глубина залегания, м | Нефт. толщина, м | Пористость, доли ед. | Проницаемость, мД | Песчаность, доли ед. | Расчлененность, ед. |
|-----------------|-----------------------------|----------------------------|----------------------|------------------|----------------------|-------------------|----------------------|---------------------|
| Приобское | A ₁₀ | Литологически ограниченная | 2320-2550 | 5-6 | 0,19-0,2 | 6-20 | 0,3-0,4 | 4 |
| | A ₁₁ | То же | 2420-2660 | 9-12 | 0,19 | 8-25 | 0,35-0,4 | 5-8 |
| | A ₁₂ | "-" | 2540-2680 | 13-19 | 0,18 | 2-5 | 0,24-0,4 | 10-12 |
| Приразломное | Б ₄₋₅ | "-" | 2430-2720 | 13 | 0,18 | 10-15 | 0,3-0,4 | 4-6 |
| | Ач.пачка | "-" | 2590-2640 | 6-10 | 0,16-0,18 | 12 | 0,5 | 20 |
| Средне-Угутское | Ю ₁ ¹ | Пластовая сводовая | 2860 | 4,5 | 0,19 | 37 | 0,61 | 4,2 |
| | Ю ₁ ² | Литологически ограниченная | 2910-2960 | 4,5 | 0,18 | 19 | 0,63 | 2,6 |

По результатам объемной сейсморазведки 3Д по горизонту A₁₀ было выявлено резкое сокращение толщин. Также предполагалось выклинивание пласта к северо-западу от разбуренного участка. В пределах кустов №№140-142 обнаружена полоса развития коллекторов горизонта A₁₀ шириной 4,5-5,2 км – на север. По горизонту A₁₁ установлено значительное отличие "реальной" геологии от ранее утвержденной ГКЗ – в западной зоне участка №4. Вместо небольших песчаных линз здесь появляется песчаное тело AC₁₁ толщиной до 15 м. По горизонту A₁₂ сейсморазведка 3Д выявила существенное (в два раза) сокращение толщин к северу от разбуренного участка.

Наконец, по картам суммарных нефтенасыщенных толщин в целом по горизонту A₁₀₋₁₁₋₁₂ установлено, что более перспективными для бурения являются скважины кустов №№142 и 141.

В целом по участку №4 по материалам сейсморазведки 3Д предполагается увеличение извлекаемых запасов нефти в 1,5 раза (табл.2), в т.ч. за счет увели-

чения площади – на 22%, возрастания доли запасов «наилучшего» по нефтеотдаче горизонта A_{11} – с 22 до 40% при одновременном сокращении нефтенасыщенной толщины в сумме по объекту A_{10-12} – с 27,9 до 23,2 м (или на 17 %).

Таблица 2

Приобское месторождение (пойменный участок №4)
Сравнение параметров пластов и запасов нефти,
утвержденных ГКЗ (1988 г.) и по материалам сейсмоки 3Д

| Параметры | Горизонт | Утвержденные | По данным 3Д | Разница, % |
|---|----------|--------------|--------------|------------|
| Площадь распространения коллекторов, тыс.м ² | A_{10} | 27234 | 40785 | +50 |
| | A_{11} | 26153 | 47300 | +81 |
| | A_{12} | 42312 | 51500 | +22 |
| | В целом | 42312 | 51500 | +22 |
| Нефтенасыщенная толщина, м | A_{10} | 6,7 | 4,6 | -31 |
| | A_{11} | 5,6 | 8,5 | +52 |
| | A_{12} | 19,9 | 11,9 | -40 |
| | В целом | 27,9 | 23,2 | -17 |
| Балансовые запасы нефти, млн.т | A_{10} | 19,323 | 18,969 | -2 |
| | A_{11} | 16,256 | 38,021 | +2,3 раза |
| | A_{12} | 87,630 | 62,541 | -29 |
| | В целом | 123,209 | 119,531 | -3 |
| Извлекаемые запасы нефти, млн.т | A_{10} | 5,198 | 5,103 | -2 |
| | A_{11} | 5,234 | 14,6 | +2,8 раза |
| | A_{12} | 13,145 | 16,636 | -27 |
| | В целом | 23,577 | 36,339 | -54 |

Наличие детальных карт геологических параметров по участку №4, построенных по материалам сейсморазведки 3Д, позволило сформировать более рациональную систему разработки участка, приемлемую как с технологических (на базе замкнутого избирательного заводнения – с отдельной закачкой), так и экономических позиций.

Наличие карт проводимости позволило более точно спрогнозировать начальные дебиты по каждой скважине, кусту и участку, в том числе и с учетом перспектив массового применения гидроразрыва пластов. **Общий фонд предполагаемый к бурению после уточнения проекта, по сравнению с ранее утвержденным, сократился с 513 до 206 скважин, т.е. в 2,5 раза.**

По результатам технико-экономических расчетов по каждому из девяти сформированных кустов авторами определена стратегия эксплуатационного разбуривания, как в современных экономических условиях, так и на базе применения режима СРП (соглашения о разделе продукции).

В марте 1998 г. на рассматриваемом участке №4 была пробурена первая из добывающих скважин №2344, размещенная с учетом результатов объемной сейсморазведки. Она удалена от ранее пробуренных эксплуатационных скважин ~ на 1 км. По предварительным данным, отличие фактической нефтенасыщенной толщины от предполагаемой (по сейсморазведке 3Д) в целом по толще пластов $A_{10}+A_{11}+A_{12}$ – не превышает 23%.

2) Приобское месторождение (правобережье), первоочередной участок

Предыдущий проектный документ по первоочередному участку правобережья был составлен Сибниинп (авт.А.Н.Янин и др.) в 1993г. на базе существовавших в то время технологических принципов проектирования и экономических критериев разработки. В пределах участка предусматривалось пробурить три самостоятельных сетки скважин на объекты А₁₀, А₁₁, А₁₂ по блоковой трехрядной системе. Общий фонд – 798 скважин, накопленная добыча нефти за весь срок – 101млн.т. Документ был составлен на геологической основе подсчета запасов, утвержденного ГКЗ в 1988г.

В 1997г. появились материалы сейсморазведки 3Д, на базе которых была проведена корректировка проекта. По данным объемной сейсморазведки установлено изменение нефтенасыщенных толщин по участку:

- по горизонту А₁₀ – толщина снизилась с 4,7 до 3,2 м;
- по горизонту А₁₁ – изменение толщины не отмечено;
- по горизонту А₁₂ – толщина уменьшилась с 19,9 до 12,4 м;

В целом по объекту А₁₀₋₁₂ толщина уменьшилась с 28,7 до 21,8 м.

Наиболее существенные изменения в конфигурации залежей выявлены по горизонту А₁₀ (рис. 2). Например, в районе скважин №№18р, 624р, где раньше предполагалось наличие неколлекторов, по данным сейсморазведки 3Д выделен участок с нефтенасыщенными толщинами 4-14м. По горизонтам А₁₁ и А₁₂ сейсморазведкой 3Д установлено уменьшение размеров залежей нефти. В результате всё это привело к сокращению геологических запасов нефти в целом по всему первоочередному участку (табл.3) на 17,3 %.

Таблица 3

Сравнение запасов нефти по первоочередному участку правобережья Приобского месторождения по материалам ГКЗ и 3Д

| Параметры | Горизонт | Утвержденные ГКЗ, 1988 г. | По данным 3Д, 1997 г. | Разница, % |
|---------------------------------------|-----------------|------------------------------|--------------------------|---------------|
| Балансовые запасы нефти, млн.т | А ₁₀ | 19,139 | 18,203 | -4,9 |
| | А ₁₁ | 227,315 | 182,261 | -19,8 |
| | А ₁₂ | 68,050 | 59,697 | -12,3 |
| | В целом | 314,501 | 260,162 | -17,3 |
| Извлекаемые запасы нефти, млн.т | А ₁₀ | 5,436 | 4,897 | -9,9 |
| | А ₁₁ | 84,122 | 68,348 | -18,8 |
| | А ₁₂ | 11,568 | 16,835 | +45,5 |
| | В целом | 101,126 | 90,080 | -10,9 |

На основе детальной геологической модели участка, построенной по результатам сейсморазведки 3Д, разработана рациональная система размещения скважин, предусматривающая избирательное (раздельное) нагнетание воды в отдельные пласты, проведение поинтервального ГРП в добывающих скважинах. В краевых частях самостоятельно залегающего горизонта А₁₁, имеющего здесь более монолитное строение, запроектировано бурение 24 горизонтальных скважин. **Общий буримый фонд после уточнения документа по данным 3Д-сеймики сократился с 798 до 328 скважин.** На основе карт проводимости, построенных ЦГЭ по материалам 3Д, авторами

спрогнозированы входные дебиты по каждой запланированной к бурению добывающей скважине (в т.ч. и с применением гидроразрыва пластов).

Таким образом, на базе проведенных технико-экономических расчетов как при действующей системе налогообложения, так и при условии заключения СРП, была разработана новая оптимальная стратегия разбуривания 16 кустов первоочередного участка правобережья Приобского месторождения.

3) Приразломное месторождение

Это одно из наиболее крупных по запасам и перспективных месторождений ОАО Юганскнефтегаз. Основная часть запасов приурочена здесь к низкопроницаемым коллекторам (НПК) горизонта БС_{4.5} с проницаемостью 10-15мД. Месторождение имеет большую площадь нефтеносности – около 640 км². Эксплуатационным бурением охвачена пока примерно ¼ площади месторождения.

Одной из перспективных технологий повышения эффективности разработки НПК (кроме ГРП, которых здесь выполнено более 600скв.-операций), может оказаться также горизонтальное бурение. Для опробования технологии ОАО «Юганскнефтегаз» запланировано бурение в южной части залежи пласта Б_{4.5} – 25 горизонтальных скважин (ГС).

С целью обоснования размещения ГС на участке была выполнена сейсморазведка 3Д. Обработкой и интерпретацией материалов 3Д занимались Тюменнефтегеофизика (1996г.) и ЦГЭ (1997-1998гг.). Обработанные материалы в виде карт были переданы в Сибниинп для гидродинамического моделирования с целью обоснования профилей горизонтальных стволов в пласте.

Подсчет запасов нефти по Приразломному месторождению был выполнен Главтюменьгеологией (авт.Ю.А.Тренин, В.Г.Черняев и др.) и утвержден ГКЗ СССР в 1985г. Сравнение материалов 3Д с указанным подсчетом запасов показало, что в пределах проектного участка горизонтального бурения площадью 23 км² изменения границ залежи пласта Б_{4.5} – не установлено. Материалы 3Д практически подтвердили величину первоначальной средней нефтенасыщенной толщины (см.рис. 3 и табл. 4).

Таблица 4

Сравнение запасов нефти по участку горизонтального бурения Приразломного месторождения по данным ГКЗ и 3Д

| Параметры объекта БС _{4.5} | ГКЗ, 1985 г. | 3Д, 1998 г. | Разница, % |
|-------------------------------------|--------------|-------------|------------|
| Площадь участка, тыс.м ² | 23050 | 23050 | - |
| Нефтенасыщенная толщина, м | 10,14 | 10,72 | +5,7 |
| Балансовые запасы нефти, млн.т | 21,754 | 23,002 | +5,7 |
| Извлекаемые запасы нефти, млн.т | 8,701 | 9,201 | +5,7 |

После проведения сейсморазведки 3Д было начато эксплуатационное разбуривание участка. При этом установлено следующее (табл.5):

- **по четырём близрасположенным скважинам** получена хорошая подтверждаемость нефтенасыщенных толщин. Отклонение в сторону уменьшения – 10%;
- **по двум удаленным скважинам** по данным сейсморазведки 3Д отмечается резкое (в 1,8 раза) сокращение нефтенасыщенных толщин.

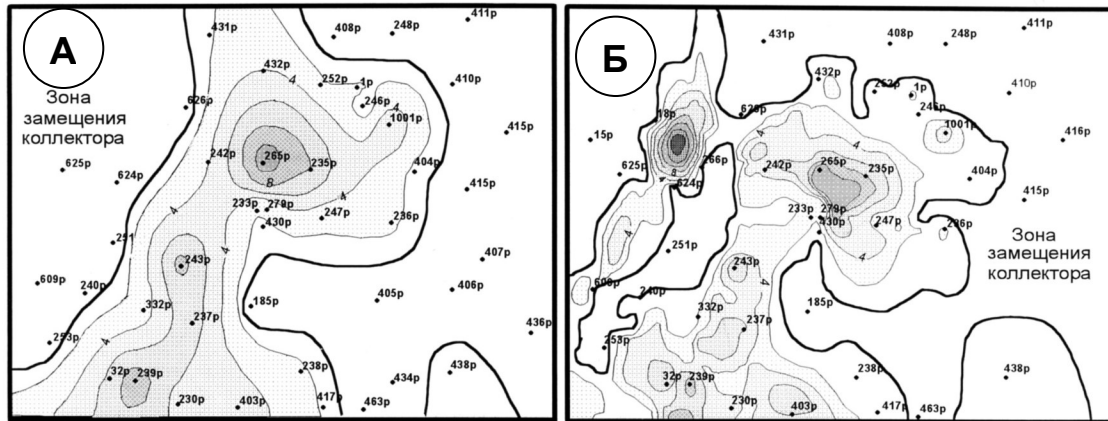


Рис. 2. Приобское месторождение. Горизонт АС₁₀.
Первоочередной участок правобережья.

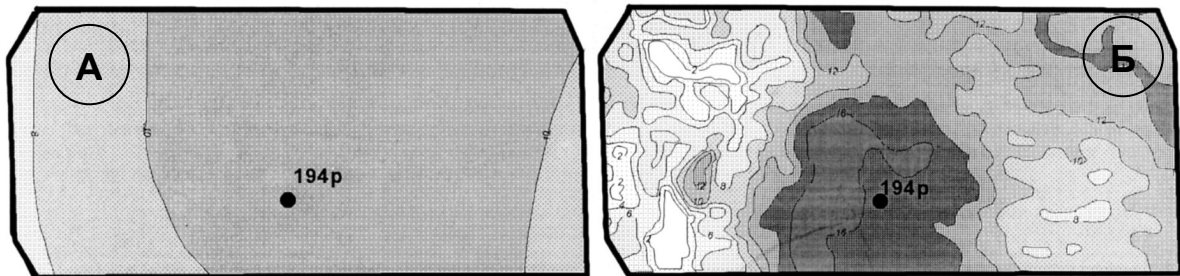


Рис. 3. Приразломное месторождение. Пласт ВС₄₋₅.
Опытный участок с ГС.

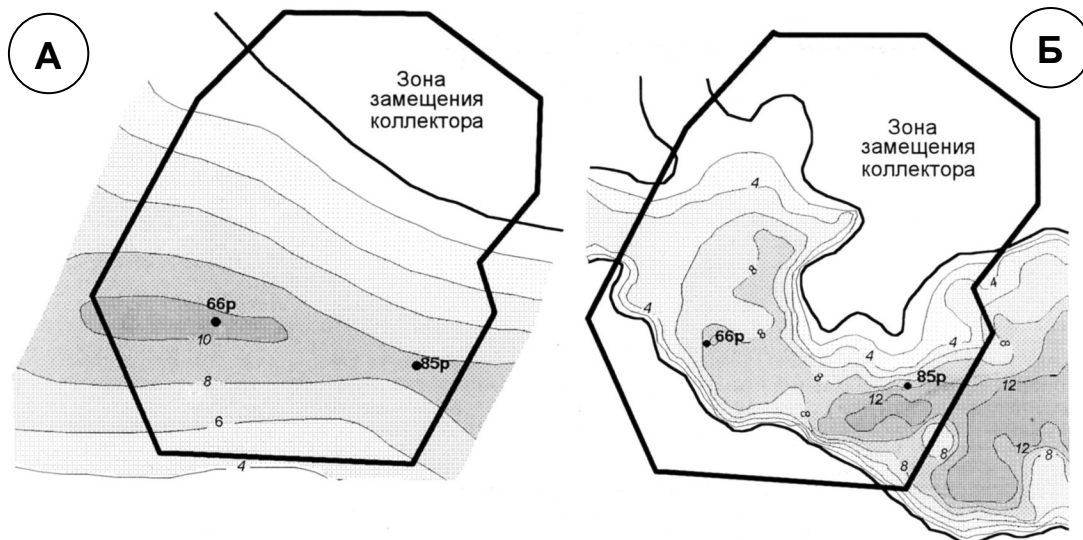


Рис. 4. Средне-Угутское месторождение. Пласт ЮС₁².
Первоочередной участок.

А – карта нефтенасыщенных толщин по данным разведочных скважин.
Б – нефтенасыщенная толщина по данным сейсмике ЗД.

Таблица 5

Приразломное месторождение. Пласт Б_{4.5} (участок).
Подтверждаемость толщин 3Д эксплуатационным бурением (данные ГИС)

| Номер скважины | Нефтенасыщенная толщина, м | | Разница, % | Расстояние до скважин, км | |
|---|----------------------------|--------|------------|---------------------------|--------------------|
| | по 3Д | по ГИС | | от экспл.ряда | от разв.скв. №194р |
| <i>а) Близрасположенные скважины (0,5-1 км от эксплуатационного ряда)</i> | | | | | |
| 6744 | 14 | 14 | - | 0,5 | 3,0 |
| 6745 | 13,6 | 12,2 | -10,3 | 0,5 | 3,5 |
| 6747 | 14,2 | 13,4 | -5,6 | 1 | 3,9 |
| 6794 | 14 | 10,4 | -25,7 | 0,6 | 2,9 |
| По 4 скважинам | 13,95 | 12,5 | -10,4 | 0,65 | 3,325 |
| <i>б) Удаленные скважины (более 1 км от эксплуатационного ряда)</i> | | | | | |
| 6817Г (пилот-ствол) | 13 | 22,5 | +73,1 | 1,5 | 3 |
| 6871 | 10 | 18,4 | +84 | 3 | 3 |
| По 2 скважинам | 11,5 | 20,45 | +77,8 | 2,25 | 3 |
| Итого по 6 скважинам | 13,13 | 15,15 | +15,4 | 1,18 | 3,22 |

Эти данные свидетельствуют о необходимости существенного повышения разрешающей способности объемной сейсморазведки 3Д в условиях низкопроницаемого объекта БС_{4.5} Приразломного месторождения.

4) Средне-Угутское месторождение

Это новое перспективное месторождение Юганского нефтяного района открыто в 1990г. Запасы нефти утверждены ГКЗ РФ в 1996г. В промышленную разработку пока не введено, ведется добыча из разведочной скважины №66.

В 1995г. утвержден проект пробной эксплуатации (исп. ТОО «ТЭРМ»). Документ предусматривал бурение на первоочередном участке 72 скважин из них 46 добывающих и 26 нагнетательных. Система разработки – блоковая трехрядная с совместным вскрытием в добывающих скважинах пластов Ю₁¹ и Ю₁² – при организации раздельной закачки воды в оба пласта.

В конце 1997г. появились результаты обработки ЦГЭ материалов сейсморазведки 3Д, которые сильно изменили представление о геологическом строении продуктивных пластов Ю₁¹ и Ю₁² (см.рис. 4).

По пласту Ю₁¹ по сейсморазведке 3Д – южнее скважины №60р появилась обширная зона глинизации, конфигурация внутреннего и внешнего контуров нефтеносности в пределах первоочередного участка существенно изменилась. По пласту Ю₁² также выявлена зона глинизации – к западу от скважины №60. Кроме того, по данным сеймики 3Д предполагается наличие обширной зоны неколлекторов в центральной зоне первоочередного участка. В результате здесь намечилось значительное сокращение запасов нефти (табл.6).

Из табл.6 следует, что по данным сейсморазведки 3Д: площадь залежей сократилась здесь по пластам – на 22-30 %; нефтенасыщенная толщина уменьшилась – на 3-13%; балансовые запасы нефти снизились в 1,47 раза.

Таблица 6

Средне-Угутское месторождение (участок).
Сравнение параметров пластов и запасов нефти,
утвержденных ГКЗ (1988г.) и по материалам 3Д

| Параметры | Источник | Ю ₁ ¹ | Ю ₁ ² | По участку |
|--|------------|-----------------------------|-----------------------------|------------|
| Площадь нефтеносности, тыс.м ² | ГКЗ | 157000 | 14619 | - |
| | 3Д | 122270 | 10180 | - |
| | Разница, % | -22,1 | -30,4 | - |
| Нефтенасыщенная толщина, м | ГКЗ | 5,61 | 5,85 | - |
| | 3Д | 4,87 | 5,68 | - |
| | Разница, % | -13,2 | -2,9 | - |
| Балансовые запасы нефти, млн.т | ГКЗ | 5,88 | 7,798 | 13,678 |
| | 3Д | 4,026 | 5,268 | 9,294 |
| | Разница, % | -31,5 | -32,4 | -32,0 |
| Извлекаемые запасы нефти, млн.т | ГКЗ | 1,667 | 2,028 | 3,695 |
| | 3Д | 1,165 | 1,428 | 2,593 |
| | Разница, % | -30,1 | -29,6 | -29,8 |
| Доля запасов ВНЗ, % | ГКЗ | 36,5 | 3,3 | 16,5 |
| | 3Д | 32,6 | - | 14,7 |

По результатам сейсморазведки 3Д число проектных скважин на участке пробной эксплуатации сократилось с 72 до 48, таким образом, бурение 24 скважин – отложено. Эксплуатационное разбуривание первоочередного участка Средне-Угутского месторождения планируется начать в 1998-1999гг.

Выводы

1. Проведение объемной сейсморазведки 3Д на Приобском, Приразломном и Средне-Угутском месторождениях Юганского района позволило уточнить представление о геологическом строении продуктивных пластов, усовершенствовать запроектированные системы разработки, скорректировать очередность разбуривания, спрогнозировать дебиты новых скважин.

2. После проведения сейсморазведки 3Д извлекаемые запасы нефти, по сравнению с ранее утвержденными ГКЗ, увеличились:

по участку №4 Приобского месторождения – на 12,8 млн.т или 54%;
по участку ГС Приразломного месторождения – на 0,5 млн.т или 6%.

3. Сократились извлекаемые запасы нефти:

по правобережному участку Приобки – на 11 млн.т или 12 %;
по участку Средне-Угутского месторождения – на 1,1 млн.т или 42 %.

4. В сумме по всем исследованным первоочередным участкам извлекаемые запасы нефти по результатам сейсморазведки 3Д почти не изменились.

5. Достигнутая точность выделения нефтенасыщенных толщин по сейсморазведке 3Д – недостаточна. По близрасположенным (к ранее пробуренным) новым скважинам погрешность выделения толщин пласта по сейсмике 3Д достигает 25%, по удаленным – она доходит до 70-80%.

Для ознакомления. Номера страниц не соответствуют официальной версии.

6. Для достоверного проектирования разработки сложнопостроенных нефтяных месторождений точность геологической информации, получаемой по результатам объемной сейсморазведки 3Д, необходимо существенно улучшить.

Для ознакомления. Номера страниц не соответствуют официальной версии.

*“Если мы закроем дверь в комнату
перед заблуждением,
то как в нее войдет истина?”*

Рабиндранат Тагор

Глава 6.

**Фазовые явления
при разработке нефтяных
пластов и эксплуатации
добывающих скважин**

А.И.Вашуркин, М.Е.Долгих, А.Н.Янин

Определение фазовых проницаемостей для воды и нефти по данным о заводнении северного участка пласта БС₁ Усть-Балыкского месторождения^{*)}

Основным продуктивным горизонтом на Усть-Балыкском месторождении является пласт БС₁. Для расчета фазовых проницаемостей по промысловым данным выбран Северный участок залежи, ограниченный с севера – рядом из девяти нагнетательных скважин (от №598 до №66), а с юга – нагнетательной скважиной №560 (рис. 1).

Полученные авторами новые данные о разработке Северного участка позволили уточнить некоторые важные параметры фазовых явлений. На основании данных о фильтрации через объем полосы, заключенной между северным нагнетательным и первым рядом эксплуатационных скважин, определены фазовые проницаемости пласта БС₁ – по нефти и воде.

Внутри участка расположено три ряда эксплуатационных скважин, разбуренных по сетке 700×600 м (42 га/скв) при ширине первой полосы – 1000 м.

Анализ объемов закачки воды в нагнетательные скважины и изучение закономерностей распределения пластового давления в этой части залежи позволяют утверждать, что через границы выбранного участка – жидкость практически не фильтруется.

В лаборатории подземной гидродинамики института Гипротюменнефтегаз проведен анализ разработки этого участка, который показал, что потоко-разделяющим здесь является третий эксплуатационный ряд (считая от линии нагнетательных скважин №№598-66).

Фазовые проницаемости рассчитывались по методике, изложенной в работе А.И.Вашуркина и др. [1]. Для этого использовалась величина безразмерного фильтрационного сопротивления первой зоны – после прорыва воды в нефтяные скважины первого ряда.

Параметры λ , $c_{\mu 0}$ и стандартная [2] зависимость \bar{Q}_n (\bar{Q}) вычислялись по данным о добыче нефти и воды из скважин первого эксплуатационного ряда. Полученные кривые имели небольшой разброс. За среднюю выбрали кривую с параметрами: $\lambda=2,44$ и $c_{\mu 0}=0,266$. Эти параметры соответствуют безразмерной величине добычи нефти до прорыва $\bar{Q}_n = 0,35$ и насыщенности подвижной нефтью на фронте вытеснения Z_{ϕ} , равной 0,5.

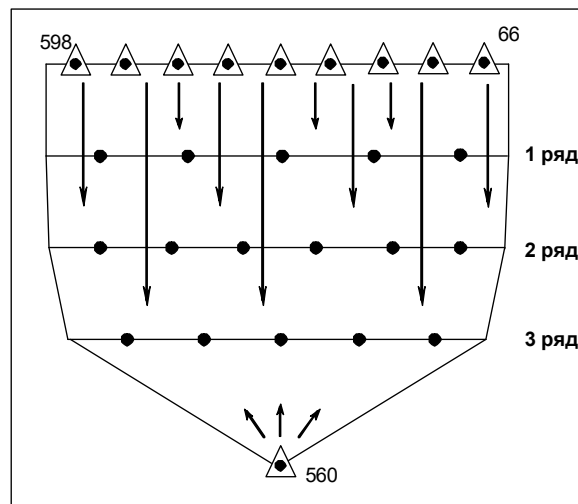


Рис. 1. Схема Северного участка

^{*)} Опубликовано в научно-техническом сборнике "Проблемы нефти и газа Тюмени", 1977, вып.35, с.16-18.

С учетом указанных значений фильтрационных параметров далее рассчитывали зависимость насыщенности подвижной нефтью (Z) на линии отбора – от безразмерной величины прокачки жидкости (\bar{Q}) в пластовых условиях.

Коэффициент охвата заводнением (η) рассматриваемого участка пласта БС₁ и доля жидкости, отбираемая третьим рядом с севера (α) – определялись путем решения системы двух уравнений, вытекающих из соотношений материального баланса:

$$\begin{cases} V_1 \cdot \eta \cdot \bar{Q}_n = \frac{1}{2} Q_0 + Q_1(t_1) + Q_2(t_1) + \alpha \cdot Q_3(t_1); \\ V_4 \cdot \eta \cdot \bar{Q}_n = (1 - \alpha) \cdot Q_3(t_3), \end{cases} \quad (1)$$

где V_1 – поровый объем пласта в первой полосе;

V_4 – поровый объем пласта в зоне, заключенной между нагнетательной скв. №560 и третьим эксплуатационным рядом;

Q_0 – накопленная добыча нефти скважинами нагнетательного ряда;

Q_1, Q_2, Q_3 – накопленная добыча жидкости первым, вторым и третьим эксплуатационными рядами, соответственно;

t_1, t_3 – время прорыва воды в первый и третий эксплуатационные ряды.

Перечисленные выше параметры определялись следующим образом:

– накопленная добыча нефти и жидкости по эксплуатационным рядам путем суммирования добычи из отдельных добывающих скважин;

– объемы пор пласта в зонах расчетным путем;

– время прорыва воды в скважины эксплуатационного ряда бралось как среднее от времен ее прорыва в отдельные добывающие скважины.

В результате решения системы уравнений (1) получены следующие важные параметры процесса вытеснения нефти по участку:

$$\eta = 0,953, \quad \alpha = 0,27.$$

Далее, на определенный момент времени t (после прорыва воды в скважины первого эксплуатационного ряда) рассчитывали безразмерную величину прокачки жидкости через первую зону, по формуле:

$$\bar{Q}(t) = \frac{Q_1 \cdot (t) + Q_2(t) + \alpha \cdot Q_3(t)}{V_1}. \quad (2)$$

Для этого момента времени с использованием ранее полученной зависимости $Z(\bar{Q})$ находилась величина насыщенности порового пространства подвижной нефтью на линии первого ряда $Z(t)$.

На основе промысловых данных вычислялось текущее безразмерное фильтрационное сопротивление $\bar{R}(t)$ по формуле:

$$\bar{R}(t) = \frac{\Delta P_1}{(q_1 + q_2 + \alpha \cdot q_3)} \Big/ \frac{\mu_v \cdot b}{H \cdot \eta \cdot L_1 \cdot K_n}, \quad (3)$$

где ΔP_1 – текущий перепад между средними пластовыми давлениями на линии нагнетания и первого эксплуатационного ряда;

Для ознакомления. Номера страниц не соответствуют официальной версии.

- q_1, q_2, q_3 – текущие дебиты первого, второго и третьего рядов;
- μ_v – вязкость воды в пластовых условиях;
- b – расстояние между северным нагнетательным и первым эксплуатационным рядами;
- H – нефтенасыщенная толщина пласта BC_1 в пределах участка;
- L_1 – длина первого эксплуатационного ряда;
- K_n – проницаемость пласта по нефти в присутствии остаточной воды.

Величину K_n , в свою очередь, рассчитывали по данным о фильтрации нефти через полосу между первым и вторым эксплуатационными рядами.

$$K_n = \frac{(q_2 + \alpha \cdot q_3) \cdot \mu_n \cdot a}{\Delta P_2 \cdot L_2 \cdot H \cdot \eta}, \quad (4)$$

- где μ_n – вязкость нефти;
- a – расстояние между эксплуатационными рядами;
- ΔP_2 – разность между средними пластовыми давлениями на линиях первого и второго эксплуатационных рядов;
- L_2 – длина полосы.

Средняя величина проницаемости пласта BC_1 по нефти (K_n) в присутствии остаточной воды, рассчитанная по четырем замерам до прорыва воды в первый эксплуатационный ряд, оказалась равной 1,23 дарси.

На рис. 2 приведены промысловые данные (на графике обозначенные точками), а также аппроксимирующая кривая 1 – зависимости $\bar{R}(Z)$.

Аппроксимация проводилась с помощью многочлена второй степени:

$$\bar{R} = 7,5 + 14,23Z - 16,93Z^2. \quad (5)$$

На рис. 2 изображена также зависимость удельного фильтрационного сопротивления (ω) от Z (кривая 2) в виде многочлена второй степени:

$$\omega = 7,5 + 48,95Z - 99,55Z^2. \quad (6)$$

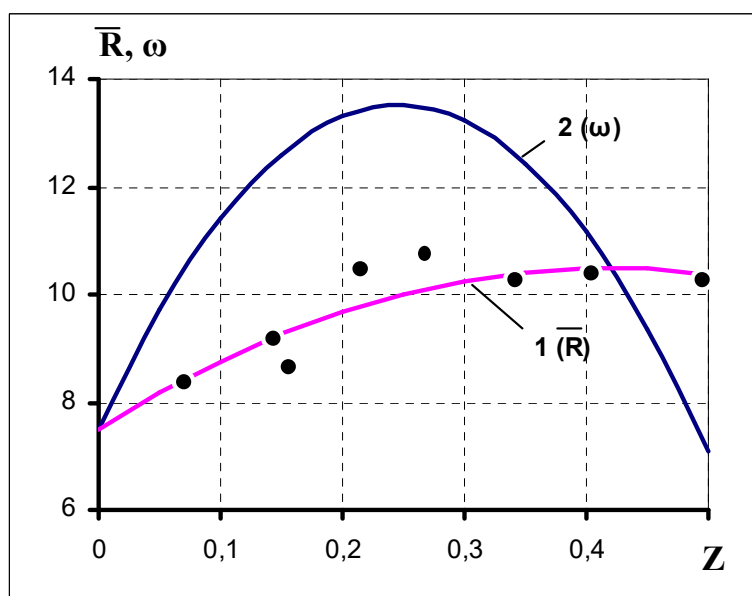


Рис. 2. Зависимость \bar{R} и ω от Z

Далее фазовые проницаемости рассчитывались по формулам из работы [1]. На рис. 3 приведены величины относительных фазовых проницаемостей для нефти (кривая 1) и воды (кривая 2), рассчитанные нами по фактическим данным о заводнении Северного участка пласта БС₁ Усть-Балыкского месторождения.

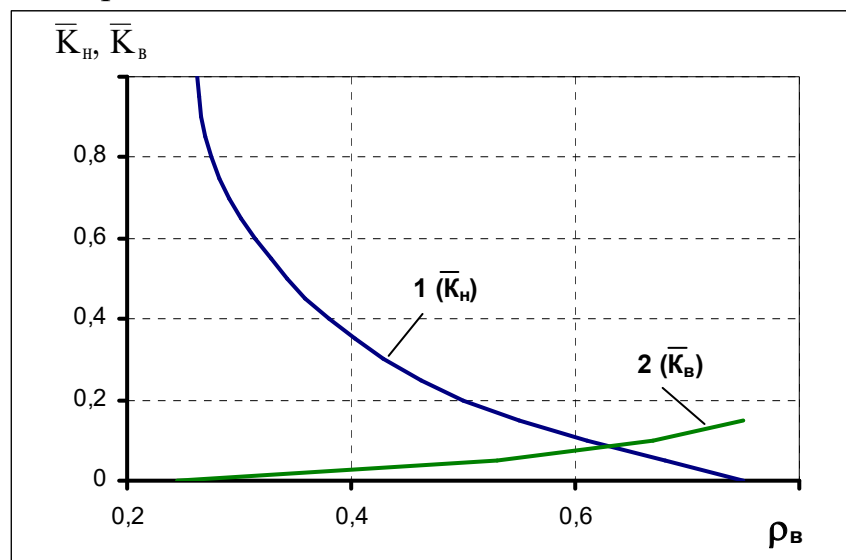


Рис. 3. Зависимость относительных фазовых проницаемостей пласта БС₁ для нефти \bar{K}_n (1) и воды $\bar{K}_в$ (2) от насыщенности порового пространства водой ($\rho_в$).

Обращает на себя внимание низкое значение фазовой проницаемости пласта по воде при остаточной нефтенасыщенности, которое в 7,5 раз меньше значения фазовой проницаемости по нефти при остаточной водонасыщенности порового пространства коллектора пласта БС₁.

В работах [3, 4] ряда зарубежных исследователей отмечается, что такое явление связано с особенностями строения порового пространства коллектора и характерно для гидрофильных нефтеносных пород.

Выводы

Полученные по промысловым данным для монолитного высокопродуктивного пласта БС₁ Усть-Балыкской площади кривые относительных фазовых проницаемостей рекомендуются для использования при анализе и проектировании разработки других нефтяных залежей Западной Сибири, аналогичных по своим физико-геологическим свойствам изученной.

Литература

1. Вашуркин А.И. и др. Методика определения фазовых проницаемостей по данным нестационарной фильтрации. В сб.: "Нефть и газ Тюмени". Вып. 13, 1972
2. Праведников Н.К. и др. Расчет распределения насыщенностей фазами в пористой среде при вытеснении нефти водой. Труды Гипротюменнефтегаза. Вып.35, 1973.
3. Morgan J.T., Gordon D.T. Influence of Pore Geometry on Water-Oil Relative Permeability. Journal of Petroleum Technology, Oct., 1970, pp.1199-1208.
4. Крейг Ф.Ф. Разработка нефтяных месторождений при заводнении. М., "Недра", 1974.

В.А.Туров, А.Н.Янин

Динамика дебитов фонтанных нефтяных скважин перед их обводнением^{*)}

Производительность по нефти как отдельных скважин, так и залежи в целом – не является постоянной величиной, поскольку при вытеснении нефти происходит внедрение в залежь воды и прорыв ее к забоям эксплуатационных скважин. Характер обводнения пластов различен для месторождений Западной Сибири и зависит от свойств коллекторов, условий залегания нефти в недрах и систем разработки месторождений. Существенное влияние на темпы продвижения воды оказывают послойная и зональная неоднородность пластов, соотношение вязкостей нефти и воды, фазовые явления и т.д.

Тщательное изучение динамики обводнения скважин дает необходимую информацию о характере заводнения пластов и в комплексе с другими методами позволяет решать задачи регулирования разработки. Особый интерес представляет исследование параметров работы скважин в период, непосредственно предшествующий обводнению и при прорыве воды к забоям.

В статье приведены результаты изучения изменения дебитов фонтанных скважин по нефти во времени (перед их обводнением) для Усть-Балыкской, Солкинской площадей и Мамонтовского месторождения.

Активная разработка Усть-Балыкской и Солкинской площадей в условиях интенсивного воздействия сопровождалась обводнением продукции скважин. За 11-летний период эксплуатации (на 01.09.1975г.) обводненность достигла на Усть-Балыкской площади: по пласту БС₁ – 49%, БС₂₋₃ – 49%, БС₄ – 66%, по пласту БС₁ Солкинской площади – 50%. Для пласта БС₁₀ Мамонтовского месторождения (введен в 1970 г.) обводненность невелика – 3%.

При изучении закономерностей изменения дебитов нефтяных скважин из числа предварительно отобранных исключены: скважины с частой и резкой сменой штуцера; скважины с небольшим (менее 4-5 месяцев) безводным периодом; скважины, обводнившиеся "чуждой" водой, все механизированные скважины. Кроме того, приняты во внимание различные технические и технологические факторы, способные попутно повлиять на изменение дебитов фонтанных скважин (резкое изменение объемов закачки воды, остановка соседних эксплуатационных скважин и др.).

В результате для дальнейшего исследования отобрано всего 35 фонтанных скважин: по Усть-Балыкской площади – 22 скважины, по Солкинской – 5 скважин, Мамонтовскому месторождению – 8 скважин (см.табл.1).

По всем выбранным для исследования добывающим скважинам построены графики эксплуатации в координатах: "дебит–время" и "обводненность – время". Затем осредненные за полгода до обводнения дебиты сравнили с дебитами тех же скважин, непосредственно перед прорывом в них воды.

В результате установлено, что по всем рассмотренным скважинам наблюдается одна общая закономерность – увеличение («скачок») дебита по нефти непосредственно перед появлением в них воды, которое в среднем составляет 38 % (см.рис. 1).

^{*)} Опубликовано в сборнике трудов Сибниинп "Геология и разработка нефтяных месторождений Западной Сибири", Тюмень, 1976, вып.6, с.134-138.

Таблица 1

Характеристика дебитов нефти по фонтанным скважинам
(до – и в момент прорыва воды)

| Номер скважины | Пласт | Диаметр штуцера, мм | Средний дебит за 6 месяцев до обводнения, т/сут | Максимальный дебит перед обводнением, т/сут | Прирост дебита, % |
|---|-------------------|---------------------|---|---|-------------------|
| 1. Усть-Балыкская площадь | | | | | |
| <i>а) Скважины центрального разрезающего ряда</i> | | | | | |
| 301 | БС ₄ | 62 | 230 | 261 | 13 |
| 515 | БС ₁ | 62 | 200 | 240 | 20 |
| 518 | БС ₂₋₃ | 62 | 170 | 242 | 42 |
| 525 | БС ₁ | 62/10 | 277 | 395 | 43 |
| 522 | БС ₄ | 62 | 235 | 292 | 24 |
| 561 | БС ₁ | 62 | 112 | 150 | 34 |
| 564 | БС ₄ | 62 | 170 | 270 | 59 |
| 570 | БС ₁ | 62 | 110 | 235 | 114 |
| Среднее по 8 скважинам | | | 188 | 261 | 44 |
| <i>б) Скважины внутренних рядов</i> | | | | | |
| 704 | БС ₁ | 14 | 160 | 170 | 6 |
| 324 | БС ₂₋₃ | 22 | 230 | 290 | 26 |
| 63 | БС ₁ | 18 | 100 | 126 | 26 |
| 323 | БС ₁ | 28 | 255 | 305 | 20 |
| Среднее по 4 скважинам | | | 186 | 223 | 20 |
| <i>в) Приконтурные скважины</i> | | | | | |
| 730 | БС ₄ | 16 | 35 | 70 | 100 |
| 214 | БС ₂₋₃ | 12 | 120 | 138 | 15 |
| 820 | БС ₂₋₃ | 24 | 70 | 130 | 86 |
| 722 | БС ₁ | 16 | 130 | 190 | 46 |
| 758 | БС ₁ | 12 | 132 | 160 | 21 |
| 774 | БС ₁ | 16 | 120 | 160 | 33 |
| 775 | БС ₁ | 16 | 160 | 200 | 25 |
| 778 | БС ₁ | 18 | 185 | 224 | 21 |
| 783 | БС ₁ | 10 | 56 | 80 | 43 |
| 725 | БС ₁ | 16/18 | 100 | 200 | 100 |
| Среднее по 10 скважинам | | | 111 | 155 | 49 |
| 2. Солкинская площадь | | | | | |
| 943 | БС ₁ | 18 | 80 | 150 | 87 |
| 636 | БС ₁ | 62 | 155 | 208 | 34 |
| 648 | БС ₁ | 62 | 180 | 280 | 56 |
| 647 | БС ₁ | 62 | 200 | 310 | 55 |
| 638 | БС ₁ | 62 | 145 | 210 | 45 |
| Среднее по 5 скважинам | | | 152 | 232 | 55 |
| 3. Мамонтовское месторождение | | | | | |
| 566 | БС ₁₀ | 12 | 50 | 80 | 30 |
| 844 | БС ₁₀ | 24 | 120 | 176 | 47 |
| 547 | БС ₁₀ | 14 | 130 | 172 | 32 |
| 552 | БС ₁₀ | 14 | 90 | 125 | 39 |
| 531 | БС ₁₀ | 16 | 140 | 195 | 39 |
| 535 | БС ₁₀ | - | 70 | 94 | 34 |
| 529 | БС ₁₀ | 16 | 145 | 176 | 21 |
| 530 | БС ₁₀ | 16 | 140 | 182 | 30 |
| Среднее по 8 скважинам | | | 111 | 150 | 34 |
| Среднее по 35 скважинам | | | 143 | 197 | 38 |

Подобная тенденция отмечается как по скважинам, обводняющимся от закачки воды в разрезающие ряды, так и вследствие продвижения контурных вод и подъема ВНК. Из рассмотренных залежей указанное явление ("скачок" дебита) более четко выражено на Солкинской и Усть-Балыкской площадях, пласты которых имеют лучшие коллекторские характеристики и геолого-физические параметры, характеризующихся активным воздействием со стороны линий нагнетания и благоприятной энергетической характеристикой.

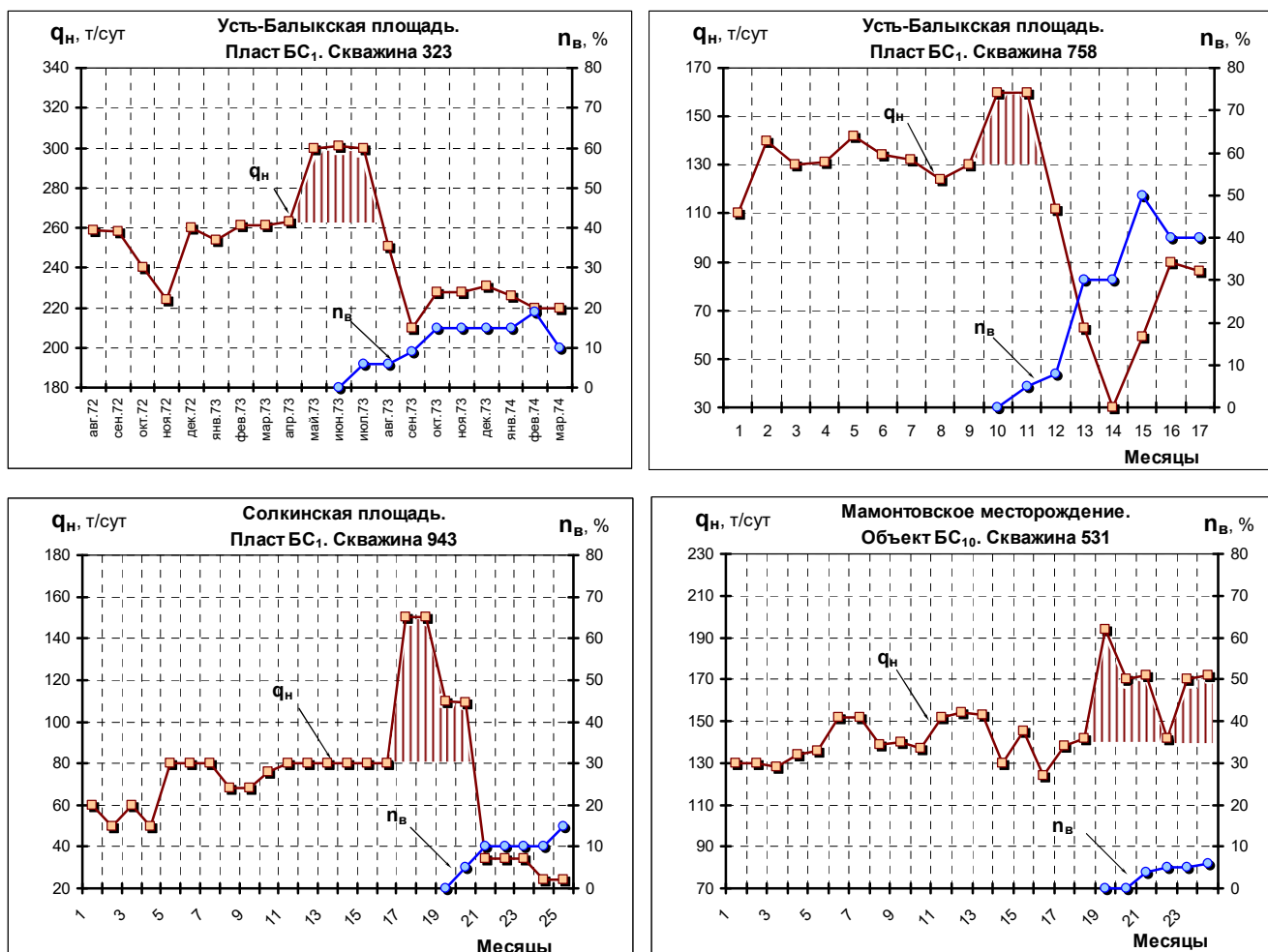


Рис. 1. Динамика дебитов нефти и обводненности фонтанных скважин

Относительная величина "скачка" дебита перед обводнением по восьми скважинам центрального разрезающего ряда (ЦРР) Усть-Балыка (в период их временной эксплуатации на нефть на штуцере постоянного диаметра) равна 44%; по 11 приконтурным скважинам – 49%; по четырем скважинам первых двух эксплуатационных рядов (прилегающих к ЦРР) ~ 20%.

Сравнительно невысокие значения прироста производительности фонтанных скважин последней группы объясняются тем, что эти скважины эксплуатируют, как правило, три пласта и при обводнении одного из них (даже самого высокопродуктивного), уловить изменение дебита обводняющегося пласта в суммарной производительности скважины – не всегда удается.

На Солкинской (левобережье) площади среднее увеличение дебита по пяти скважинам составляет 55%. Видно, что при эксплуатации в скважине только одного пласта явление "скачка" дебита нефти более выражено.

Для рассматриваемых пластов и систем размещения скважин их производительность определяется перепадом давления и фильтрационными сопротивлениями на линии "нагнетательные–эксплуатационные" скважины.

Известно [1, 2], что фильтрационное сопротивление в зоне водонефтяной смеси после прохождения фронта воды, как правило, отличается от сопротивления одножидкостной системы. Коэффициент α , показывающий его изменение в случае "полосовой" залежи, зависит от соотношения вязкостей

нефти и воды, насыщенности пор пласта связанной водой, содержания остаточной нефти и определяется по формуле из работы [1].

Для пластов БС₁₋₄ Усть-Балыка соотношение вязкостей нефти и воды в пластовых условиях (μ_0) повышенное и составляет 6,4-8,3. Коэффициент увеличения фильтрационного сопротивления здесь оказался близок к единице. Для пласта БС₁₀ Мамонтовского месторождения с параметром $\mu_0 = 3,8$ фильтрационное сопротивление возрастает примерно на одну треть.

В работе [1] отмечается, что для "полосообразной" залежи коэффициент α не зависит от положения контура нефтеносности, т.к. наряду с увеличением сопротивления в одной зоне по мере продвижения фронта вытеснения, это сопротивление падает в другой зоне пласта, удаленной от фронта заводнения.

Учитывая изложенное, эффект увеличения дебита скважин перед появлением воды, на наш взгляд, можно объяснить изменением характера ("эпюры") распределения пластового давления на линии "закачка-отбор". В объеме пласта, где нефтенасыщенность уже существенно снижена и поровое пространство пласта насыщено водой на 60-70%, фильтрационное сопротивление для смеси резко уменьшается.

Кроме того, вследствие меньшей сжимаемости воды по сравнению с нефтью, пластовая система при обводнении залежи приобретает большую (примерно на 15-25%) – "жесткость", т.е. меньшую сжимаемость. Вследствие этого, темп падения давления ("потери" энергии) в заводненном объеме – снижается. Это приводит к тому, что при движении фронта вытеснения к забоям эксплуатационных скважин "еще более активно" приближается зона повышенных динамических пластовых давлений. При достижении зоны влияния скважины динамическое пластовое давление вокруг нее существенно возрастает, что и обуславливает увеличение дебита нефти перед прорывом воды.

Нами установлено, что скорость продвижения нагнетаемой воды на Усть-Балыкской площади изменяется от 0,5 до 1 м/сут, а контурных вод – от 0,3 до 0,6 м/сут. По большинству изученных скважин увеличение дебита нефти отмечается за 2-3 месяца до появления воды и лишь в отдельных случаях на 1-2 месяца раньше (или непосредственно в момент обводнения). Следовательно, расстояние в пласте, при котором начинает заметно ощущаться рост дебитов скважин, оценивается для нагнетаемых вод в 30-90 метров, а для контурных вод – в 20-60 метров от ствола скважины.

Таким образом, регулярный и качественный контроль за изменением ("скачком") дебитов нефти фонтанирующих безводных скважин дает возможность предсказать момент прорыва воды (появления «нефтяного вала») и заранее предпринять соответствующие меры по изменению режимов их эксплуатации, если в этом есть необходимость.

Литература

1. Козлов Н.В., Акманаев Р.Ф. Учет непоршневого характера вытеснения нефти водой при проектировании разработки нефтяных месторождений Западной Сибири. Труды Гипротюменнефтегаза, Тюмень, 1971, вып.22.
2. Фазлыев Р.Т. "Некоторые исследования фильтрационного сопротивления при вытеснении нефти водой по промысловым и теоретическим данным". Сб.докладов на VII и VIII научных конференциях молодых ученых ТатНИПИнефть, Бугульма, 1973, вып. III.

Ю.А.Медведев, А.Н.Янин

К определению текущей нефтенасыщенности продуктивных пластов^{*)}

При разработке месторождений нефти распределение закачиваемой воды по объему связано со строением эксплуатационных объектов, давлением нагнетания, соотношением вязкостей нефти и воды и т.д. В слоисто-неоднородных пластах продвижение фронта вытеснения происходит по высокопроницаемым пропласткам и зонам. Это приводит к снижению охвата пластов заводнением, падению производительности залежей и уменьшению нефтеотдачи.

По мере обводнения скважин в пласте происходит перераспределение фазовых проницаемостей как в пределах обводнившегося единичного слоя (пропластка), так и в целом по толщине анизотропного объекта разработки.

Знание закономерностей распределения запасов нефти по разрезу и площади объекта дает возможность контролировать и регулировать процессы, протекающие в нефтяной залежи. Отсюда становится очевидной практическая важность контроля текущей нефтенасыщенности объектов. В этом направлении особую роль приобретают гидродинамические и геофизические методы контроля выработки продуктивных пластов [1, 2, 3].

В.Н.Васильевский [3] предлагает контролировать текущую нефтенасыщенность пластов гидродинамическими методами с привлечением данных об обводненности продукции скважин, гидропроводности, пьезопроводности пласта и с использованием диаграмм относительных проницаемостей. Более точный комбинированный метод [3, 4] в чистом виде применяется редко, ввиду отсутствия в достаточном количестве необходимой информации. В связи с этим возникает задача расчета текущей нефтенасыщенности с помощью других методов: по данным об обводненности продукции скважин, относительной подвижности, пьезопроводности или с использованием корреляционной кривой.

В работе [5] указано, что *"на участках, через которые прошел фронт вытеснения, в ближайших окрестностях скважины весь пласт равномерно насыщен водой и нефтью, по каждой трубке тока, подходящей к скважине, движется водонефтяная смесь"*. Однако, в неоднородно-слоистых пластах это утверждение будет иметь силу лишь для отдельных работающих интервалов (пропластков) нефтенасыщенной толщины.

Опыт разработки месторождений Татарии, Башкирии, Казахстана, Западной Сибири [6, 7, 8] показывает, что охват пласта вытеснением существенно зависит от перепада давления между линиями нагнетания и отбора. Перераспределение работающих интервалов по разрезу может также происходить вследствие обводнения, т.к. при снижении депрессии некоторые из них могут отключиться [9]. Другие пропластки могут подключиться в работу за счет возрастания вязкости смеси в обводнившихся прослоях, тем самым, увеличи-

^{*)} Опубликовано в межвузовском тематическом сборнике "Вопросы разработки нефтяных и газовых месторождений в условиях Западной Сибири", Тюменский индустриальный институт, Тюмень, 1978, вып.66, с.21-34.

вая суммарную работающую толщину пласта.

Специальные исследования в этом направлении в Западной Сибири не проводились по причине необустроенности месторождений, недостатка аппаратуры, отсутствия проезда на затопляемые участки, непригодности части эксплуатационного фонда к проведению подобных работ [10]. Поэтому сделана попытка установить зависимость работающей (безразмерной) толщины $h_{\text{раб}}$ – от обводненности скважин $n_{\text{в}}$. При анализе использованы результаты исследования скважин (табл. 1) по ряду месторождений Сибири.

Таблица 1

| Параметры | Трехозерное | Мортымья-Тетеревское | Усть-Балыкское |
|---|---------------------|----------------------|---|
| Тип коллектора | Порово-трещиноватый | | Поровый |
| Продуктивные пласты | П | П | БС ₁ , БС ₂₋₃ , БС ₄ , БС ₅ |
| Толщина пластов, м | 17 | - | 2-15 (20) |
| Глубина залегания, м | 1453-1508 | 1540-1620 | 2100 |
| Начальное пласт. давление, ат | 133 | 157,6 | 216 (БС ₁) |
| Пластовая температура, °С | 78,7 | 80,1 | 67,3 (БС ₁) |
| Пористость, % | 11-20 | 23-27 | 20-22 |
| Проницаемость, мД | 150-200 | - | 380-540 |
| Вязкость в пластовых условиях, спз | нефти | 0,8 | 0,84 |
| | воды | 0,43 | 0,45 (БС ₁ , БС ₂₊₃) |
| Газовый фактор, м ³ /т | 99 | 140 | 53 (БС ₁) |
| Плотн. нефти в пл. усл., т/м ³ | 0,731 | 0,706 | 0,808 (БС ₁) |

Для снятия профилей отдачи пластов указанных месторождений использовались, главным образом, дебитомеры типа СТД-2, ТЭД-2 (термоэлектрические) и РГД, ГДР-1Т (механические). По дебитограммам, снятым в одних и тех же скважинах дебитомерами типа СТД-2 и РГД, наблюдается значительное расхождение в отбивке работающих интервалов. Опыт [11, 12, 13, 14] показал, что более объективную информацию дают дебитомеры СТД-2.

Анализ промыслово-геофизического материала по скважинам на безводных режимах и при обводнении, позволил установить, что:

- основным показателем работы пласта является безразмерная толщина $K_{\text{рт}}$, как отношение "работающей" к эффективной толщине пласта ($K_{\text{рт}}=h_{\text{раб}}/h_{\text{эфф}}$);
- "работающие" толщины продуктивных пластов зачастую не превышают 50 % от эффективных нефтенасыщенных;
- одни и те же пласты при отдельной эксплуатации на безводных режимах характеризуются большим значением $K_{\text{рт}}$ (табл. 2), чем при совместном их вскрытии общим фильтром;

Таблица 2

| Способ вскрытия | Количество исследованных скважин | Коэффициент работающей толщины, доли ед. | | |
|--------------------|----------------------------------|--|-------------------|-----------------|
| | | БС ₁ | БС ₂₊₃ | БС ₄ |
| Раздельное | 15 | 0,339 | 0,323 | 0,497 |
| Совместно 2 пласта | 12 | 0,325 | 0,208 | Не вскрыт |
| Совместно 3 пласта | 3 | 0,295 | 0,205 | 0,240 |

- появление воды в продукции добывающих скважин может привести к «скачкообразному» уменьшению величины работающей толщины;

- с дальнейшим ростом обводненности продукции в тех же скважинах работающие толщины увеличиваются.

Для рассмотренных 54 скважин Трехозерного, Мортымья-Тетеревского и 18 скважин Усть-Балыкского месторождений зависимость $K_{рт} = f(n_v)$ в первом приближении имеет линейный тренд (см.рис.1). При этом нами использованы данные исследования скважин с обводненностью продукции в основном до 60-70 %. При обработке полученных (см.рис. 1) данных методом наименьших квадратов уравнения прямых 1 и 2 имеют вид:

$$\text{Для пласта "П": } K_{рт} = 0,001 \cdot n_v + 0,15; \quad (1)$$

$$\text{Для пластов группы "Б": } K_{рт} = 0,0085 \cdot n_v + 0,14. \quad (2)$$

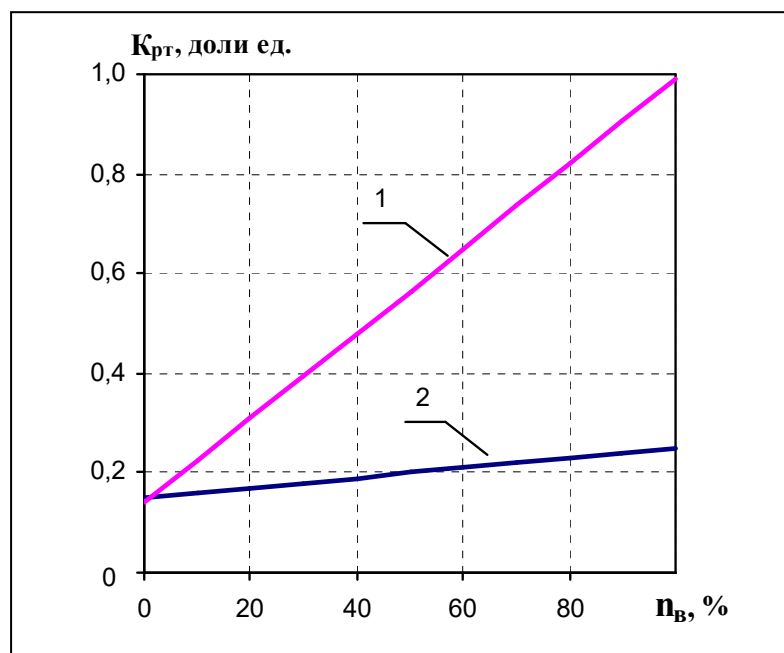


Рис. 1. Зависимость безразмерной "работающей" толщины пласта от обводненности продукции скважин:

- 1 – для группы пластов "БС" Усть-Балыкского месторождения;
- 2 – для пласта "П" Трехозерного и Мортымья-Тетеревского месторождений.

Отмечено, что по скважинам с высоким темпом обводнения, опытные точки расположены несколько ниже осредненной прямой, для медленного темпа обводнения – характерны отклонения в большую сторону. С ростом обводненности до 80-90 % за счет работы капиллярных сил в малопроницаемых пропластках растет и "работающая" толщина пласта.

По указанным причинам при построении функции Баклея-Левеверетта и контроле текущей нефтенасыщенности по относительной подвижности водонефтяной смеси следует уточнять и параметр $K_{рт}$.

1. Определение текущей нефтенасыщенности пластов по данным об обводненности продукции скважин

Согласно работе [4], с учетом предложенных выше уточнений, для функции Баклея-Левеверетта нетрудно получить следующее выражение:

$$f(\sigma) = \frac{k'_v \cdot h_v \cdot \mu_o}{k'_v \cdot h_v \cdot \mu_o + k'_n \cdot h_n}, \quad (3)$$

где k'_n и k'_v – относительные проницаемости пласта по нефти и воде.

Поскольку надежных экспериментальных диаграмм сейчас недостаточно, в качестве исходных для Трехозерного и Усть-Балыкского месторождений нами использованы кривые относительных проницаемостей, полученные по методике [15]. Для Мортмыья-Тетеревской залежи за основу взята осредненная диаграмма Чен-Чжун-Сяна [4], хотя это и сопряжено с некоторыми погрешностями (см. работу [16]). Результаты расчетов по формуле (3) с использованием данных из табл.1 представлены в табл. 3 и на рис. 2.

Таблица 3

| Месторождение | $\sigma_{\text{в}}$ | $k'_{\text{н}}$ | $k'_{\text{в}}$ | $f(\sigma)$ |
|---|---------------------|-----------------|-----------------|-------------|
| Усть-Балыкское (объект БС ₁₋₄) | 0 | 1,00 | 0 | 0 |
| | 0,1 | 0,98 | 0 | 0 |
| | 0,2 | 0,92 | 0 | 0 |
| | 0,3 | 0,81 | 0 | 0 |
| | 0,4 | 0,52 | 0,01 | 0,127 |
| | 0,5 | 0,18 | 0,04 | 0,625 |
| | 0,6 | 0,04 | 0,09 | 0,940 |
| | 0,7 | 0,01 | 0,196 | 0,994 |
| | 0,8 | 0 | 0,34 | 1,0 |
| | 0,9 | 0 | 0,58 | 1,0 |
| | 1,0 | 0 | 1,0 | 1,0 |
| Трехозерное (пласт II) | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | 0,1 | 0 | 0 | 0 |
| | 0,2 | 0 | 0 | 0 |
| | 0,3 | 0,77 | 0,01 | 0,024 |
| | 0,4 | 0,50 | 0,04 | 0,13 |
| | 0,5 | 0,32 | 0,07 | 0,29 |
| | 0,6 | 0,16 | 0,10 | 0,554 |
| | 0,7 | 0,03 | 0,16 | 0,91 |
| | 0,8 | 0 | 0,25 | 1,0 |
| | 0,9 | 0 | 0,42 | 1,0 |
| | 1,0 | 0 | 1,0 | 1,0 |
| Мортмыья- Тетеревское (пласт II) | 0 | 1,0 | 0 | 0 |
| | 0,1 | 0,88 | 0 | 0 |
| | 0,2 | 0,70 | 0 | 0 |
| | 0,3 | 0,50 | 0 | 0 |
| | 0,4 | 0,32 | 0,01 | 0,063 |
| | 0,5 | 0,18 | 0,03 | 0,265 |
| | 0,6 | 0,09 | 0,09 | 0,582 |
| | 0,7 | 0,03 | 0,19 | 0,950 |
| | 0,8 | 0 | 0,37 | 1,0 |
| | 0,9 | 0 | 0,62 | 1,0 |
| | 1,0 | 0 | 1,0 | 1,0 |

По графику функции Баклея-Леверетта, зная обводненность, можно определить текущую нефтенасыщенность пласта в районе исследуемой скважины:

$$\sigma_{\text{н}} = 1 - \sigma_{\text{в}}. \quad (4)$$

Точность расчета текущей нефтенасыщенности напрямую зависит от достоверности определения содержания воды в продукции скважин. Используемый на промыслах способ определения обводненности через поверхностные пробы может приводить к значительным погрешностям. А между тем создание надежного прибора для измерения обводненности продукции скважин (особенно в интервале более 50%) – пока остается проблемой [13].

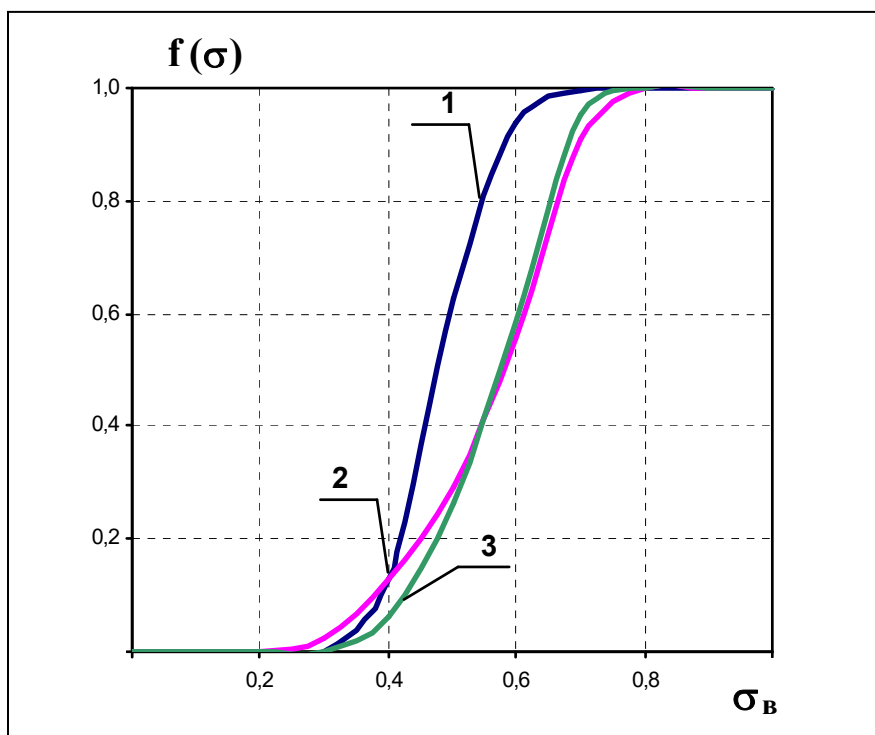


Рис.2. Графики функции Баклея-Левретта

- 1 – для пластов "БС" Усть-Балыкского месторождения;
- 2 – для пласта "П" Трехозерного месторождения;
- 3 – для пласта "П" Мортымья-Тетеревского месторождения.

2. Определение текущей нефтенасыщенности по данным об относительной гидропроводности пласта

В условиях слоисто-неоднородных пластов достаточно устойчивым параметром является гидропроводность, определяемая по кривым восстановления давления. Поэтому далее для расчетов текущей нефтенасыщенности пласта нами используется параметр относительной гидропроводности.

Установившийся приток жидкости $q_{см}$ в скважину при условии, что по всем трубкам тока (в интервале работающей толщины) движется однородная водонефтяная смесь (по аналогии с [4]), подчиняется уравнению Дюпюи:

$$q_{см} = 2\pi(k/\mu)_{см} \cdot h_{/n>0} \cdot (P_k - P_3) / \ln \frac{R_k}{r_c}, \quad (5)$$

где $h_{/n>0}$ – работающая толщина пласта в обводненной скважине;
 n – содержание воды в продукции скважины.

С другой стороны, для каждой из фаз можно записать:

$$q_{см} = 2\pi(k_n/\mu_n \cdot h_{/n\approx 0} + k_v/\mu_v \cdot h_{/n\approx 0}) \cdot (P_k - P_3) / \ln \frac{R_k}{r_c}, \quad (6)$$

где $h_{/n\approx 0}$ и $h_{/n\approx 100}$ – работающие толщины пласта при содержании воды в продукции пропластков от 0 до 100 %.

В безводный период эксплуатации (при $\sigma_v = \sigma_{св.в}$) фазовая проницаемость для воды $k_v = 0$; гидропроводность при этом обозначим через $k_{но} \cdot h_{/n\approx 0} / \mu_n$, относительную гидропроводность – через ε' , с учетом этого имеем:

$$\varepsilon' = \left(\frac{k \cdot h_{/n>0}}{\mu} \right)_{\text{см}} / \left(\frac{k_{\text{но}} \cdot h_{/n=0}}{\mu_{\text{н}}} \right). \quad (7)$$

Подставляя в (7) значение гидропроводности смеси из (6), получим:

$$\varepsilon' = k'_n \cdot h^*_{/n>0} + \mu_o \cdot k'_b \cdot h_{/n=0} / k'_{\text{но}} \cdot h^*_{/n=0}. \quad (8)$$

Из формулы (8) следует, что параметр относительной гидропроводности ε' является функцией текущей нефтенасыщенности и связанной воды $\sigma_{\text{св.в}}$. Входящая в формулу величина работающей толщины пласта связана (помимо прочих факторов), и с обводненностью продукции скважины.

Таким образом, имея диаграмму относительных проницаемостей для изучаемого коллектора, зная μ_o и $\sigma_{\text{св.в}}$ (по лабораторным данным) и пользуясь формулой (8), можно построить график функции $\varepsilon' = f(\sigma_{\text{н}})$. При этом для уточнения h^* , входящей в формулу (8), следует сначала по графику рис. 2 по заданной величине $b_{\text{в}}$ определить долю воды в продукции $n_{\text{в}}$, а затем по графику рис.1 снять значение h^* по заданной величине обводненности $n_{\text{в}}$.

На рис.3 приведены результаты расчета зависимости параметра относительной гидропроводности пласта от его нефтенасыщенности: $\varepsilon' = f(\sigma_{\text{н}})$.

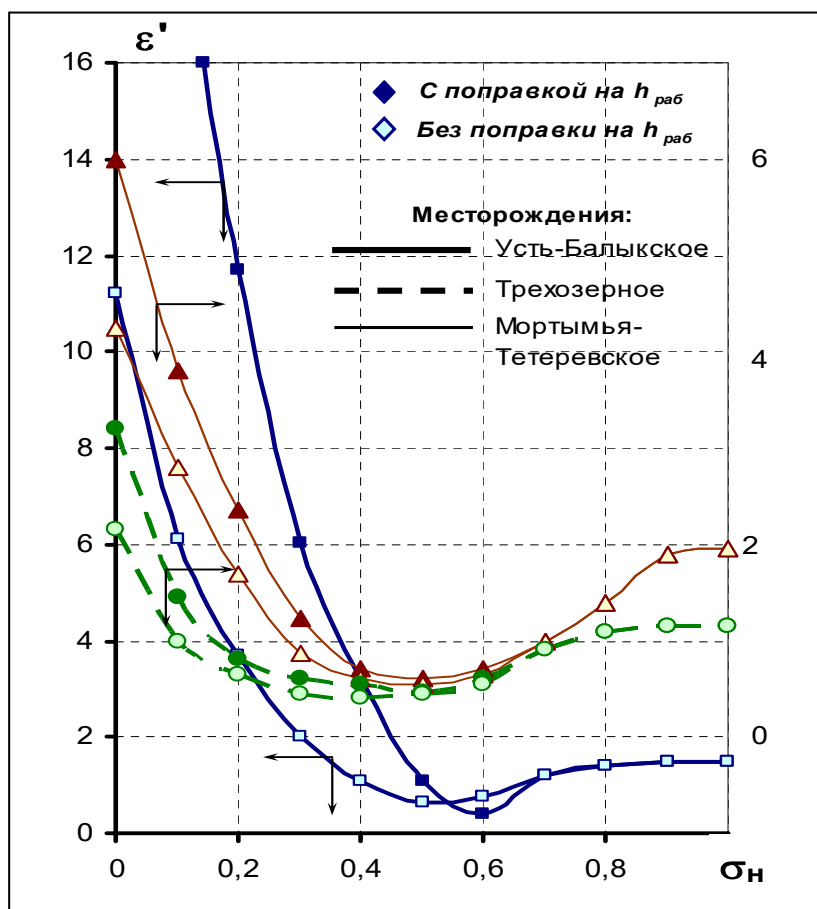


Рис.3. Зависимость относительной гидропроводности пласта для смеси (нефть+вода) от нефтенасыщенности

При расчетах использовались диаграммы относительной проницаемости и данные табл. 1 с учетом и без учета поправки на изменение $h_{\text{раб}}$.

Выводы

1. Неучет изменения величины работающих интервалов во времени может привести к ошибкам при определении текущей нефтенасыщенности – в прямой зависимости от степени увеличения $h_{\text{раб}}$ при обводнении скважин.

2. Предлагаемое уточнение позволяет определить текущую нефтенасыщенность заводненных интервалов с учетом степени охвата пласта процессом вытеснения. Это дает возможность более обоснованно проектировать мероприятия по регулированию разработки отдельных пачек продуктивных пластов и эксплуатационных объектов в целом.

Литература

1. Каменецкий С.Г., Суслов В.А. О возможности определения текущей нефтенасыщенности по данным гидродинамических исследований пластов. – В кн. "Теория и практика добычи нефти" (Ежегодник). М., "Недра", 1966.

2. Каменецкий С.Г., Суслов В.А. Гидродинамические методы контроля текущей нефтенасыщенности пласта. М., "Недра", 1967.

3. Васильевский В.Н. Промысловый метод определения текущей нефтенасыщенности продуктивных пластов при вытеснении нефти водой. – "Нефтяное хозяйство", 1968, №5.

4. Васильевский В.Н., Кундин С.А. и др. Руководство по гидродинамическим методам контроля текущей нефтенасыщенности продуктивных пластов, разрабатываемых при режиме вытеснения нефти водой. ВНИИ, М., 1969.

5. Васильевский В.Н., Блох С.С., Кучумов Н.Х., Сагитов А.У. Некоторые результаты применения гидродинамических методов контроля за текущей нефтенасыщенностью пластов. – "Нефтяное хозяйство", 1971, №7.

6. Викторов П.Ф., Тетерев И.Г., Ярославов Б.Р. Об установлении режима эксплуатации обводненных скважин на Арланском месторождении. – РНТС "Нефтепромысловое дело", 1968, №10.

7. Бочаров В.А., Бычков К.Е., Орлов В.С., Осадчий А.И., Юферов Ю.К. Оценка охвата вытеснения нефти водой по геолого-промысловым данным. – "Нефтяное хозяйство", 1971, №4.

8. Ильяев В.И., Ковальский Ю.П., Стуканогов Ю.А. Исследование скважин месторождения Узень с целью оценки охвата пластов выработкой по мощности. – РНТС "Нефтепромысловое дело", 1972, №1.

9. Медведев Ю.А. К вопросу дефектоскопии призабойной зоны пласта по наблюдениям неустановившихся процессов. Труды Тюменского индустриального института, 1968, вып.5.

10. Отчет о производственной деятельности треста "Тюменнефтегеофизика" за 1970-1971 гг.

11. Черный В.В., Жувагин И.Г., Свищев Б.С., Николаев В.А. Целесообразность применения дебитометров СТД-2 в обводненных скважинах. – РНТС "Нефтепромысловое дело", 1969, №5.

12. Жувагин И.Г. и др. Применение геофизических методов исследования скважин. – РНТС "Нефтепромысловое дело", 1971, №1.

13. Временное методическое руководство по применению термоэлектрического дебитометра СТД-2 для исследования нефтяных скважин и интерпретации полученных данных. г.Октябрьский, 1971.

14. Дворецкий В.Г., Толстолыткин И.П. Особенности проведения геофизических исследований для контроля за разработкой. – Научно-технический сборник "Нефть и газ Тюмени", вып.5, 1970.

15. Вашуркин А.И. и др. Методика определения фазовых проницаемостей по данным нестационарной фильтрации. – Научно-технический сборник "Нефть и газ Тюмени", вып.13, 1972.

16. Горбунов А.Т., Пугачева С.В., Рябина З.К. Анализ кривых фазовых проницаемостей и их использование в гидродинамических расчетах. – "Нефтяное хозяйство", 1971, №7.

А.Н.Янин, В.А.Шибанов, С.Н.Поспелков

Исследование параметров работы фонтанных нефтяных скважин по промысловым данным^{*)}

При эксплуатации нефтяных залежей в фонтанный период возникает необходимость решения ряда важных задач по исследованию режимов работы добывающих скважин. Прежде всего, это определение забойного давления в скважинах, прогнозирование дебитов и коэффициентов продуктивности на разных стадиях разработки. Решение этих задач расчетным путем в настоящее время сопряжено с существенными трудностями. Это связано, с одной стороны, с недостаточной изученностью механизма движения газожидкостных смесей в стволе скважины и устьевой арматуре, а также с наличием ряда параметров, учесть влияние которых на процесс фонтанирования – практически невозможно. С другой стороны, непрерывное увеличение числа скважин, связанное со вводом в эксплуатацию новых и добуриванием старых месторождений в Западной Сибири (в условиях отсутствия достаточного количества исследовательской техники), приводит к снижению удельного числа замеров забойных и пластовых давлений, приходящихся на одну скважину.

В этих условиях первостепенное значение приобретает задача улучшения использования информации, содержащейся в поверхностных замерах на скважинах. Имея достаточное количество замеров дебитов, обводненности, забойных и буферных давлений (при разных диаметрах штуцера), можно построить надежные математические модели процесса фонтанирования.

Для решения указанной задачи в данной статье авторами использован метод группового учета аргументов (МГУА), основанный на принципе «массовой селекции» или «эвристической самоорганизации» [1]. Оптимальная модель процесса отыскивается здесь путем перебора множества вариантов. Основной целью МГУА (в отличие от регрессионного анализа) является нахождение не самой точной, а наиболее регулярной модели, обеспечивающей наименьшую ошибку при появлении новых данных, которые однако в момент выбора вида уравнения были еще исследователю неизвестны.

В качестве объекта исследования режимов эксплуатации и построения математических моделей процесса фонтанирования выбраны нефтяные скважины пластов БС₁, БС₂₋₃, БС₄ известного в Западной Сибири Усть-Балыкского месторождения. Указанные пласты содержат нефти и газы, близкие по физико-химическим свойствам, глубина залегания этих залежей примерно одинакова.

Для анализа авторами отобраны нефтяные скважины Усть-Балыка, фонтанирующие только безводной нефтью и оборудованные 2¹/₂" лифтом. Все собранные величины замеренных в скважинах забойных давлений были приведены к единому абсолютному уровню – 2100 м.

Исследуемые технологические параметры скважин изменялись в следу-

^{*)} Опубликовано в научно-техническом сборнике "Проблемы нефти и газа Тюмени", 1979, вып.43, с.41-43.

ющих пределах: дебит нефти 20-300 т/сут; диаметр штуцера 4-28 мм; буферное давление 4-26 кгс/см²; забойное давление 135-183 кгс/см².

В результате обработки данных промысловых замеров по 830 режимам фонтанирования безводных нефтяных скважин Усть-Балыкского месторождения авторами получены следующие эмпирические уравнения:

$$P_{\text{заб}} = 138,6 + 1,51 \cdot P_{\text{буф}} + 10^{-5} \cdot q_{\text{н}}^2 \cdot \sqrt{P_{\text{буф}}}; \quad (1)$$

$$q_{\text{н}} = -126,1 + 75,42 \cdot \sqrt{d_{\text{шт}}} - 0,00401 \cdot d_{\text{шт}}^2 \cdot P_{\text{буф}}; \quad (2)$$

где $P_{\text{заб}}$, $P_{\text{буф}}$ – забойное и буферное давления, соответственно, кгс/см²;
 $q_{\text{н}}$ – дебит скважины по нефти, т/сут;
 $d_{\text{шт}}$ – диаметр устьевого штуцера, мм.

Укажем, что уравнение (1) описывает процесс движения газожидкостной смеси в стволе скважины – от забоя до устья, а уравнение (2) – в устьевом штуцере скважины. Сравнение результатов расчета по формулам (1) и (2) с фактическими данными показало, что средняя ошибка аппроксимации невелика – 0,3 и 8,3%, соответственно. Для ускорения получения результатов по формулам (1) и (2) авторами построены необходимые графики (рис. 1 и 2).

С помощью графика (см.рис. 1а), по известным диаметру штуцера и буферному давлению можно оценить ожидаемый дебит нефти фонтанной скважины; по графику (см.рис. 1б) – для замеренного на скважине дебита нефти легко находится соответствующее ему забойное давление фонтанирования.

Известно, что для определения забойного давления фонтанирующих скважин расчетным путем существует целый ряд соответствующих методик. Наибольшее распространение получили методики А.П.Крылова [2], ВНИ-Инефти [3], Поуиттмана–Карпендера [4].

Для фактических условий работы нефтяных скважин Усть–Балыкской площади по указанным методикам рассчитаны забойные давления фонтанирования. Полученные значения сравнивали с соответствующими величинами забойного давления, определенными по предложенной авторами формуле (1) и принимаемыми за истинные (см.табл.1).

Анализ данных табл.1 показывает, что указанные три методики обеспечивают достаточную для практики точность расчета забойного давления (по безводным скважинам) в рассматриваемом диапазоне дебитов и буферных давлений. Средняя (по абсолютной величине) относительная ошибка расчета забойного давления составляет: 2,5% – по методике [2]; 2,26% – по методике [3]; 2,41% – по методике [4], т.е. эти результаты хорошо совпадают.

Заниженные, по сравнению с рассчитанными по предложенной авторами формуле (1), результаты получаются: при буферном давлении 10 кгс/см² – по методикам [3, 4], а при буферном давлении 15 кгс/см² – по методике [3]. В остальных случаях все методики дают несколько завышенные результаты.

На основании данных, приведенных в таблице 1, построен график, позволяющий установить "область наилучшей применимости" каждой из трёх расчетных методик (рис. 2).

Видно, что в области буферных давлений 7,5–12,5 кгс/см² и дебитов нефти 50-250 т/сут – наиболее точные результаты обеспечивает методика А.П.Крылова.

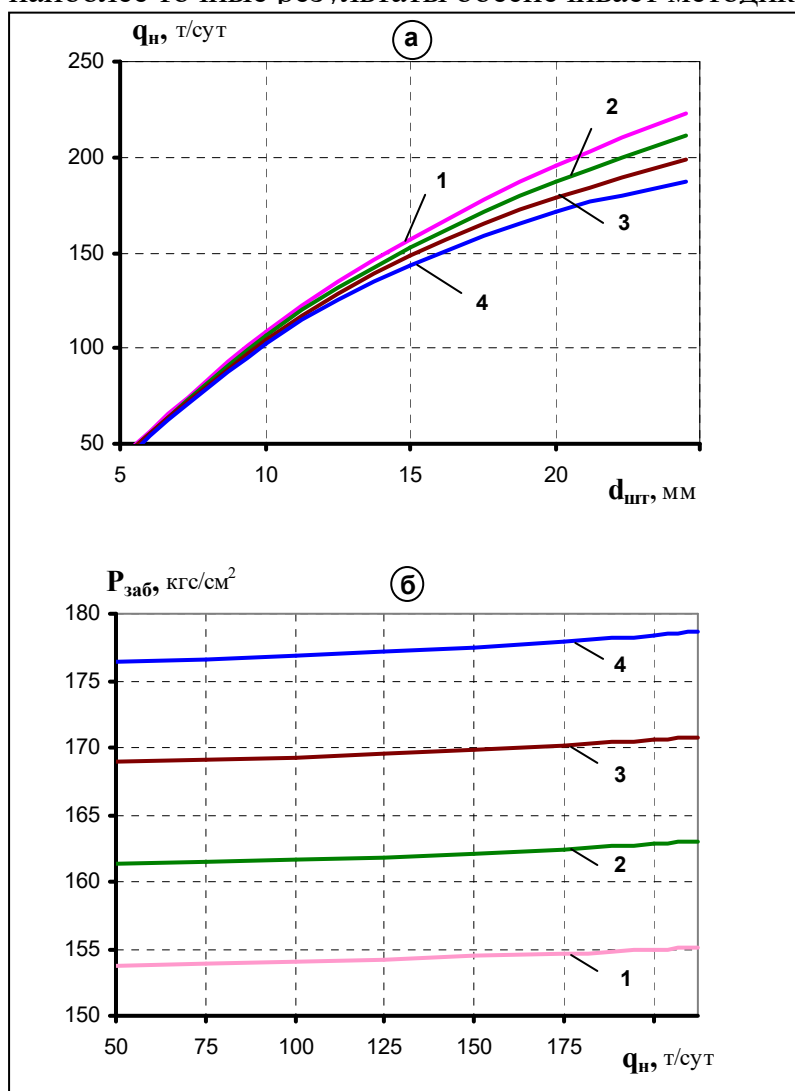


Рис. 1. Зависимость дебита фонтанной скважины – от диаметра устьевого штуцера (а); забойного давления – от дебита фонтанной скважины (б) по промысловым данным (при $P_{буф}$: 1 – 10; 2 – 15; 3 – 20; 4 – 25 кгс/см²)

Таблица 1

Погрешность при расчете забойного давления фонтанирования по методикам [2, 3, 4] для скважин Усть-Балыкской площади, %

| Методика | Буферное давление, кгс/см ² | Дебит скважины по нефти, т/сут | | | | |
|-----------------|--|--------------------------------|-------|-------|-------|-------|
| | | 50 | 100 | 150 | 200 | 250 |
| А.П.Крылова [2] | 10 | +1,62 | +1,60 | +0,97 | +0,65 | +0,10 |
| | 15 | +3,10 | +2,80 | +2,50 | +2,18 | +1,68 |
| | 20 | +3,85 | +3,55 | +3,25 | +2,96 | +3,00 |
| | 25 | +4,05 | +3,75 | +3,38 | +2,84 | +2,28 |
| ВНИИнефти [3] | 10 | -4,32 | -5,23 | -5,00 | -4,58 | -3,20 |
| | 15 | -0,69 | -1,24 | -1,60 | -1,60 | -0,50 |
| | 20 | +1,55 | +0,90 | +0,90 | +0,30 | 0 |
| | 25 | +2,70 | +2,80 | +3,40 | +3,13 | +1,53 |
| Поуитгмана – | 10 | -1,60 | -2,60 | -2,93 | -2,82 | -2,63 |

| | | | | | | |
|----------------|----|-------|-------|-------|-------|-------|
| Карпентера [4] | 15 | +3,05 | +0,90 | -0,30 | -0,30 | +0,60 |
| | 20 | +2,95 | +2,37 | +2,07 | +2,07 | +2,08 |
| | 25 | +4,25 | +3,95 | +3,68 | +3,50 | +3,60 |

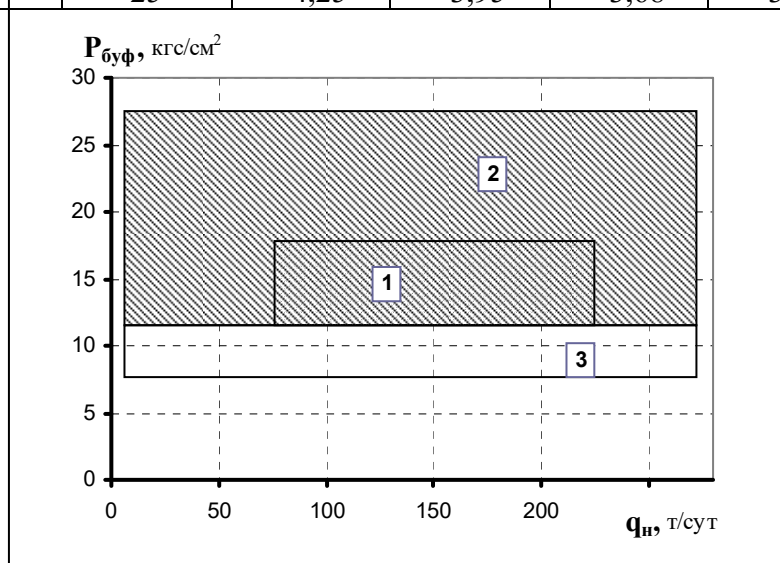


Рис. 2. График для определения областей наилучшей применимости методик расчета забойного давления:

1 – методика [4]; 2 – [3]; 3 – [2] – см. в списке литературы.

В диапазоне буферных давлений $12,5\text{--}17,5$ кгс/см² и дебитов нефти $75\text{--}225$ т/сут (более соответствующих областям фактических значений по скважинам Усть-Балыкской площади) минимальную ошибку в расчетах забойного давления фонтанирования дает методика Поуиттмана-Карпентера.

Для всех остальных сочетаний величин дебитов и буферных давлений, составляющих более 50% от числа всех рассмотренных значений, более точные результаты расчета забойного давления обеспечивает методика ВНИ-Инефти.

Выводы

1. На основании обработки значительного массива (более 800) фактических промысловых замеров на безводных фонтанных скважинах получены достаточно точные расчетные эмпирические формулы для определения:

– дебита скважин при заданных значениях диаметра штуцера и буферного давления;

– а также величины забойного давления по известному дебиту нефти и буферному давлению фонтанной скважины.

2. В статье определены области значений дебитов нефти и буферных давлений фонтанных скважин, в которых расчеты забойного давления по трем известным методикам [2, 3, 4] дают наименьшие погрешности.

Литература

1. Ивахненко А.Г., Зайченко Ю.П., Дмитриев В.Д. Принятие решений на основе самоорганизации. М., «Советское радио», 1976, 280 стр.
2. Крылов А.П. и др. Проектирование разработки нефтяных месторождений. М., Гостоптехиздат, 1962, 430 стр.

Для ознакомления. Номера страниц не соответствуют официальной версии.

3. Методика технико-экономического обоснования применения газлифта. М., ВНИИнефть, 1970, 55 стр.

4. Справочник по эксплуатации нефтяных месторождений (пер. с англ.). М., «Недра», 1965, т.2, 900 стр.

А.Н.Янин, Р.А.Нугманова

Результаты эксплуатации добывающих скважин с открытым забоем на Мамонтовском месторождении^{*)}

В 1972–1982 гг. на уникальном Мамонтовском нефтяном месторождении Западной Сибири по предложению известного тюменского геофизика Б.М.Бикбулатова в порядке эксперимента было пробурено более 20 добывающих скважин с открытым забоем.

Интервал продуктивного горизонта БС₁₀ в этих скважинах не перекрывали эксплуатационной колонной. В связи с этим отпадала и необходимость в проведении каких-либо перфорационных работ. Этот масштабный эксперимент проводили для исследования возможностей увеличения дебитов скважин и улучшения условий изучения характера заводнения горизонта БС₁₀ по толщине промыслово-геофизическими методами.

По данным В.Н. Корчемкина горизонт БС₁₀ Мамонтовского месторождения представлен средне- и крупнозернистыми алевролитами (60 % эффективной толщины) и мелкозернистыми песчаниками (40 %). Полимиктовые коллекторы сложены кварцем, полевыми шпатами и обломочными разностями, сцементированными каолинитом и хлоритом.

Коэффициент песчаности по горизонту БС₁₀ равен 0,5, расчлененность – 4,2, нефтенасыщенность – 63%; послойная (по В.Д.Лысенко) неоднородность составляет 0,284; вязкость пластовой нефти – 2,6 МПа·с.

В составе горизонта БС₁₀ выделяют четыре продуктивных пласта: БС₁₀⁰, основной – БС₁₀¹⁻² (который, в свою очередь, делится на монолитные и тонкослоистые песчаники), БС₁₀³ и БС₁₁. В скважинах основного фонда, разбуренных в соответствии с первоначальной технологической схемой, все эти пласты эксплуатировали совместно. Основной фонд скважин размещен по трехрядной блоковой системе разработки (750×750 м) при редкой сетке – 56 га/скв.

Методика исследования заключается в сравнении показателей эксплуатации скважин с открытым забоем и скважин контрольной группы, имеющих обычную конструкцию и расположенных в одноименных рядах (табл. 1). Сопоставление проводили по дебиту нефти за безводный период, темпам обводнения скважин и падению дебита нефти по мере роста обводненности продукции скважин.

Срок эксплуатации "опытных" скважин (с открытым забоем) составляет в среднем 4 года, "контрольной" группы – 5 лет. Все они обсажены эксплуатационными колоннами диаметром 146 и 168 мм, причем по первой группе среднее расстояние от башмака до кровли горизонта составляет около 8 м. В скважины спущены НКТ диаметром 60 и 73 мм, средняя их длина по первой "опытной" группе – 2440 м, по второй ("контрольной") – 2520 м.

Скважины обеих групп характеризуются одинаковой продолжительностью периода от даты окончания бурения до ввода их в эксплуатацию на нефть – в среднем 4,2 месяца.

^{*)} Опубликовано в журнале "Нефтяное хозяйство", 1982, №7, с.70-73.

Таблица 1

Мамонтовское месторождение. Горизонт БС₁₀.

Показатели эксплуатации скважин с открытым забоем и обычной конструкции

| № скважины | Толщина пласта, доли ед. от средней | Проницаемость пласта, мД | Показатели за безводный период | | | Диаметр штуцера, мм | Способ эксплуатации скважин | Показатели эксплуатации на 1.07.1981 г. | | | |
|--|-------------------------------------|--------------------------|--------------------------------|---------------------------------|--------------------|---------------------|-----------------------------|---|--------------------------|--------------|-----------------|
| | | | Продолжительность, мес. | Накопленная добыча нефти, тыс.т | Дебит нефти, т/сут | | | Накопленная добыча нефти, тыс.т | Обводненность за июнь, % | Дебит | |
| | | | | | | | | | | нефти, т/сут | жидкости, т/сут |
| I. Скважины с открытым забоем (18 шт.) | | | | | | | | | | | |
| 360 | 1,71 | 392 | 43,8 | 229 | 171 | 25 | Фонтан+ насос | 229 | 3 | 171 | 174 |
| 437 | 0,90 | 180 | 27,0 | 54 | 66 | 11 | Фонтанный | 146 | 54 | 48 | 95 |
| 587 | 0,64 | 156 | 28,1 | 87 | 102 | 13 | -"- | 180 | 41 | 83 | 91 |
| 588 | 0,92 | 58 | 39,0 | 117 | 98 | 16 | -"- | 205 | 38 | 93 | 111 |
| 589 | 1,27 | 70 | 20,1 | 66 | 108 | 14 | -"- | 113 | 89 | 69 | 102 |
| 612 | 1,17 | 39 | 59,5 | 59 | 32 | 11 | Фонтан+ насос | 59 | 1 | 32 | 32 |
| 627 | 0,95 | 20 | 54,2 | 75 | 45 | 12 | Фонтан+ насос | 75 | - | 45 | 45 |
| 688 | 2,16 | 346 | 52,3 | 143 | 90 | 19 | Фонтанный | 143 | - | 90 | 90 |
| 693 | 1,87 | - | 51,7 | 153 | 97 | 23 | Фонтан+ насос | 153 | 1 | 97 | 97 |
| 696 | 1,34 | 17 | 47,7 | 53 | 36 | 18 | Насос+ фонтан | 53 | 1 | 36 | 36 |
| 790 | 1,27 | 29 | 12,1 | 52 | 141 | 20 | Фонтанный | 61 | 99 | 106 | 285 |
| 6028 | - | - | 18,0 | 96 | 175 | 28 | -"- | 96 | - | 175 | 177 |
| 6015 | 1,52 | 208 | 3,0 | 1 | 11 | 28 | -"- | 4 | 91 | 8 | 50 |
| 882 | 4,42 | 156 | 57,9 | 241 | 136 | 22 | Фонтан+ насос | 241 | 3 | 136 | 140 |
| 1165 | - | - | 15,0 | 14 | 31 | 10 | -"- | 14 | 3 | 31 | 31 |
| 6460 | 1,13 | 409 | 13,9 | 3 | 7 | 26 | Фонтан+ насос | 41 | 91 | 57 | 80 |
| 1164 | 0,28 | 10 | 22,8 | 21 | 30 | 14 | Фонтанный | 21 | 1 | 30 | 32 |
| 1122 | 1,20 | 48 | 15,0 | 53 | 99 | 13 | -"- | 142 | 30 | 72 | 83 |
| II. Скважины обычной конструкции (19 шт.) | | | | | | | | | | | |
| 358 | 1,22 | 64 | 38,3 | 218 | 187 | 27 | Фонтанный | 218 | 2 | 187 | 189 |
| 362 | 0,85 | 210 | 8,0 | 17 | 69 | 12 | -"- | 144 | 14 | 93 | 102 |
| 496 | 0,75 | 480 | 54,0 | 130 | 79 | 9 | -"- | 199 | 50 | 67 | 85 |
| 498 | 0,70 | 67 | 100,5 | 102 | 33 | 10 | -"- | 126 | 22 | 38 | 40 |
| 586 | 0,89 | 144 | 52,8 | 133 | 83 | 11 | Фонтан+ насос | 297 | 78 | 93 | 150 |
| 590 | 0,92 | 24 | 46,8 | 113 | 79 | 15 | -"- | 137 | 68 | 66 | 72 |
| 610 | 0,52 | 55 | 55,1 | 64 | 38 | 16 | -"- | 75 | 63 | 38 | 43 |
| 614 | 1,13 | 63 | 51,3 | 35 | 22 | 18 | -"- | 35 | 1 | 22 | 22 |
| 628 | 0,92 | 43 | 67,3 | 156 | 76 | 17 | -"- | 156 | - | 76 | 76 |
| 686 | 1,01 | 42 | 4,3 | 2 | 15 | 7 | Фонтанный | 16 | 13 | 17 | 19 |
| 690 | 0,59 | 35 | 43,8 | 72 | 54 | 24 | Фонтан+ насос | 72 | 2 | 54 | 55 |
| 692 | 0,42 | 2 | 56,2 | 78 | 46 | 18 | -"- | 78 | - | 45 | 46 |
| 694 | 1,41 | 36 | 53,8 | 150 | 91 | 22 | -"- | 150 | 2 | 91 | 91 |
| 788 | 0,85 | 479 | 34,9 | 69 | 65 | 14 | Фонтанный | 69 | 2 | 65 | 66 |
| 792 | 0,33 | 115 | 29,0 | 15 | 17 | 10 | Фонтан+ насос | 15 | - | 17 | 17 |
| 374 | 1,13 | 65 | 50,6 | 245 | 159 | 23 | -"- | 245 | 5 | 159 | 160 |
| 376 | 2,09 | 47 | 62,6 | 180 | 94 | 20 | -"- | 180 | 2 | 94 | 94 |
| 880 | 1,32 | 336 | 36,5 | 41 | 6 | 22 | -"- | 42 | 11 | 30 | 30 |
| 884 | 1,79 | 554 | 25,7 | 67 | 86 | 13 | -"- | 197 | 9 | 108 | 123 |

Таблица 2

Интегральные геолого-промысловые характеристики
по скважинам обычной конструкции и с открытым забоем

| Показатели | | Часть разреза в скважинах обычной конструкции | | Часть разреза в скважинах с открытым забоем | |
|--|--|---|--------------------------------|---|--------------------------------|
| | | вскрытая перфора- цией | расчетная "рабо- тающая" | вскрытая перфора- цией | расчетная "рабо- тающая" |
| Дебит скважин по нефти, т/сут | | 71 | 71 | 85,2 | 85,2 |
| Проницаемость пласта, мД | | 150 | 213 | 152 | 190 |
| Отн.эффективная толщина, доли ед. | | 1,0 | 0,68 | 1,02 | 0,69 |
| Гидропроводность, дхсм/спз | | 49,4 | 47,6 | 51 | 43,1 |
| Депрессия на пласт, ат | | 43,7 | 43,7 | 45,6 | 45,6 |
| Удельн. расчетный $K_{прод}$, т/(сут·ат·м) | | 0,191 | 0,282 | 0,216 | 0,319 |
| Приведенный радиус скважины, см | | 0,003 | 0,005 | 0,014 | 0,14 |
| Удель- ный дебит нефти, доли ед. | на 1 м толщины | 1,0 | 1,47 | 1,18 | 1,74 |
| | на 1 ед. гидропроводности | 1,44 | 1,49 | 1,67 | 1,98 |
| | на 1 ед. гидропроводности и депрессии | 0,0329 | 0,0341 | 0,0366 | 0,0434 |

В скважинах обычной конструкции продуктивный пласт вскрывали перфораторами ПК-103 (15 скважин) и ПКС-80 (четыре скважины) с плотностью перфорации 12, 16, 18, 30, 35 отв/метр (по одной скважине) и 20 отв/метр (по четырем скважинам).

Из таблиц 1, 2 следует, что продолжительность безводного периода (БВП) по скважинам контрольной и опытной групп составляет, соответственно, – 45,9 и 32,4 месяца. В течение БВП отобрано нефти, соответственно, – 99 и 84,3 тыс.т/скв. Средний за этот период дебит нефти по контрольной группе – 71 т/сут (при штуцере 16 мм), по группе скважин с открытым забоем – 85,2 т/сут (штуцер – 18 мм).

Таким образом, получено, что в безводный период средний дебит нефти по скважинам с открытым забоем в 1,2 раза превышал дебит скважин контрольной группы с обычной конструкцией.

Однако окончательный вывод о степени влияния открытого забоя на дебит скважин по нефти можно сделать только после «обезразмеривания», т.е. приведения полученных результатов к условно одинаковым параметрам. При этом необходимо учесть различие этих двух групп скважин как по толщине пласта, так и по проницаемости, депрессии и др. факторам.

Кроме того, следует принять во внимание также ожидаемое влияние **"эффекта многопластовости"** (т.е. невовлечения в активную разработку «относительно слабопроницаемых» прослоев при совместном их вскрытии с

высокопроницаемыми [1]), так как при резком различии обеих групп скважин по степени неоднородности разрезов "работающая" толщина, а, следовательно, и исследуемые дебиты, будут разными.

Исходя из опыта разработки других месторождений, можно принять условие, что прослой с гидропроводностью в три раза меньшей гидропроводности "наилучшего" прослоя в данном разрезе, активно вырабатываться не будут. Согласно этому "правилу" для двух исследуемых групп скважин далее рассчитаны как средние по горизонту – проницаемость и толщина, так и средние величины по расчетной "условно работающей" части разреза (см.табл. 2).

Получено, что "работающая" проницаемость по группам скважин обычной конструкции и с открытым забоем составляет соответственно 142 и 125 процента от средней проницаемости по разрезу, а расчетная "работающая" толщина равна, соответственно, – 67,9 и 67,6 % от вскрытой толщины продуктивного пласта.

Для сравнения выделенных групп скважин **по степени совершенства вскрытия** с учетом полученных данных о расчетных "работающих" толщинах и проницаемостях по формуле Дюпюи оценены приведенные радиусы этих добывающих скважин (см. табл. 2).

По контрольной группе этот радиус составил 0,005 м, по группе скважин с открытым забоем – 0,14 м. **Таким образом, вскрытие горизонта БС₁₀ открытым забоем значительно повышает гидродинамическое совершенство добывающих скважин в безводный период их эксплуатации.**

Корректировка фактических дебитов нефти в безводный период по обеим группам путем "обезразмеривания", т.е. приведения к одинаковым условиям – позволила установить следующее. В расчете на единицу гидропроводности (условно "работающей" части разреза) и единицу депрессии – дебит скважин обычной конструкции равен 0,0341 т/сут, а скважин с открытым забоем – 0,0434 т/сут или на 27 % выше. **Следовательно, вскрытие горизонта БС₁₀ в добывающих скважинах открытым забоем увеличивает их дебит по нефти в течение безводного периода эксплуатации – примерно на ¼.**

Большой интерес представляет также изучение водного периода эксплуатации добывающих скважин обеих групп. На 1/VII 1981 г. обводнились 61 % количества скважин с открытым забоем и 79 % скважин обычной конструкции. Причем, средняя обводненность скважин действующего фонда за июнь 1981 г. по указанным группам составляла, соответственно, 40 и 16 %.

Для изучения динамики обводнения рассматриваемых групп строили соответствующие графики (рис.1), причем начало всех кривых – совместили в одну точку. На 01.07.1981 г. водный период эксплуатации скважин обычной конструкции составлял 13 месяцев, а скважин с открытым забоем – 14,4 месяца, темп нарастания обводненности по группам, соответственно – 1,1 и 3,1 % в месяц.

Высокий темп обводнения добывающих скважин с открытым забоем сопровождался более быстрым темпом падения дебита нефти во времени, чем по скважинам с обычной конструкцией (рис. 2).

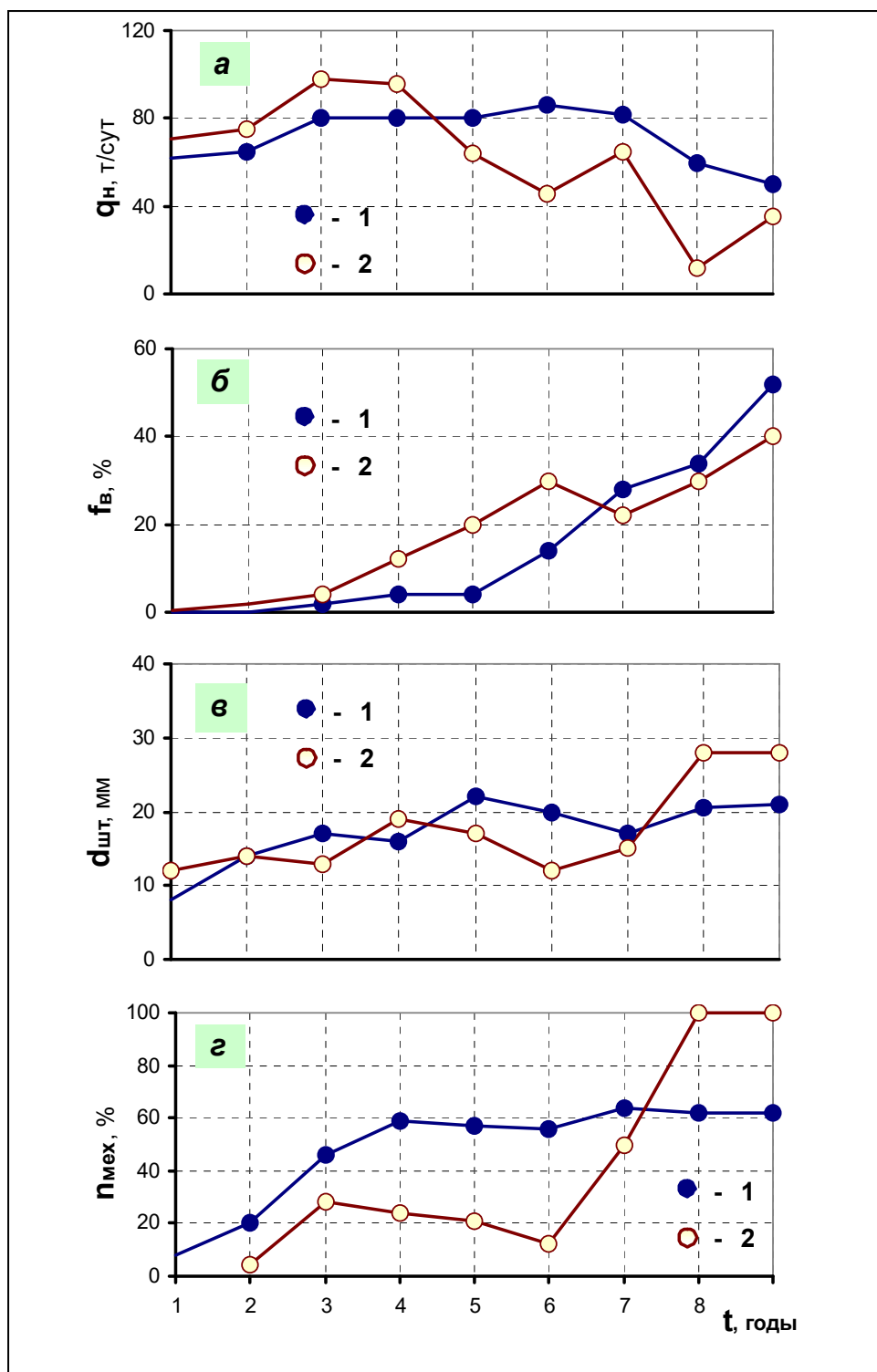


Рис.1. Изменение дебита нефти q_n (а), обводненности f_v (б), диаметра штанги $d_{шт}$ (в) и доли механизированного фонда $p_{мех}$ (г) по годам эксплуатации t

- 1 – добывающие скважины обычной конструкции;
- 2 – добывающие скважины с открытым забоем.

В фактическом диапазоне обводненности дебит нефти q_n по группе скважин с открытым забоем можно записать как:

$$q_n = 116,8 - 2,759 \cdot f_v; \quad (1)$$

а по группе скважин обычной конструкции:

$$q_n = 73,3 - 0,970 \cdot f_v \quad (2)$$

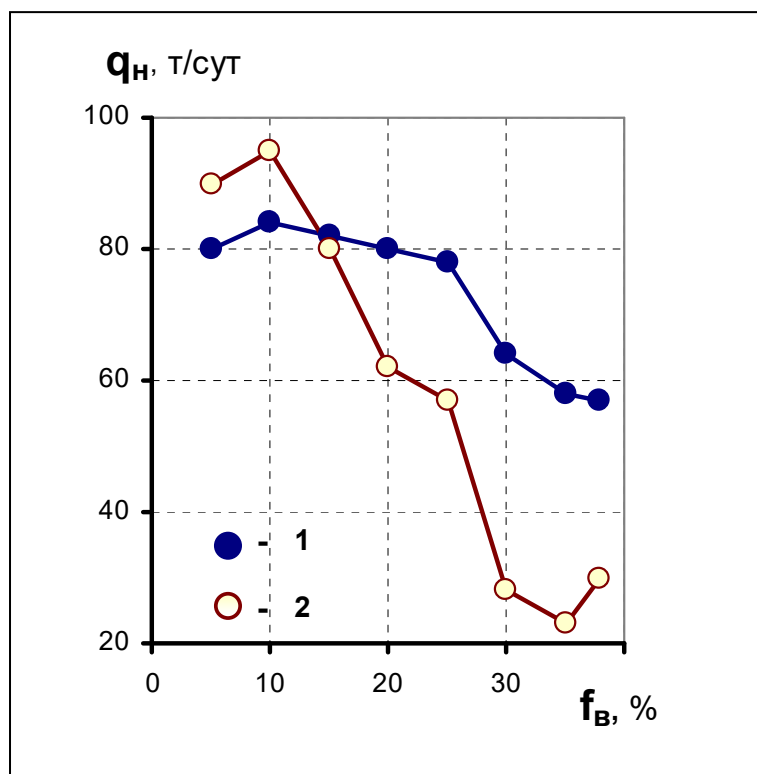


Рис. 2. Зависимость дебита нефти от обводненности продукции:

- 1 – добывающие скважины обычной конструкции;
- 2 – добывающие скважины с открытым забоем.

Таким образом, нами установлено, что темп падения дебита нефти в процессе нарастания обводненности по первой группе добывающих скважин (открытый забой) оказался в 2,8 раза выше, чем по второй (скважины обычной конструкции).

Удельные дебиты нефти на единицу условно "работающей" толщины при одинаковой обводненности (максимальной фактически достигнутой – 38%) по двум группам приведены в табл. 3.

Из нее видно, что если в течение безводного периода удельный дебит нефти по группе скважин с открытым забоем был выше на 20%, то при обводнении на 38 % он резко снизился и составил лишь 56 % удельного дебита нефти по группе добывающих скважин обычной конструкции.

По-видимому, такое резкое падение дебитов нефти по группе скважин с открытым забоем в водный период их эксплуатации может быть связано с возникновением эффекта блокировки нефтенасыщенных интервалов прорвавшейся в скважину водой [2].

Если в скважинах обычной конструкции условия для этого затруднены, то в открытых забоях обеспечивается беспрепятственное проникновение поступающей из обводненного прослоя воды – сразу во все нефтенасыщенные прослои продуктивного разреза. Происходящее в последующем капиллярное впитывание воды существенно снижает фазовую проницаемость для нефти, и, соответственно, "работающую" эффективную толщину объекта (рис. 3), что резко уменьшает дебиты нефти.

Таблица 3

Сравнение дебитов нефти по группам скважин
в безводный и водный периоды

| Показатели эксплуатации | | Группа скважин | | То же % |
|--------------------------|---------------------|---------------------|-------------------|---------|
| | | обычной конструкции | с открытым забоем | |
| Дебит нефти, т/сут: | за безводный период | 71 | 85,2 | 120 |
| | при обводненн. 38% | 55 | 31 | 56 |
| Удельный дебит, доли ед. | за безводный период | 12,31 | 14,56 | 118 |
| | при обводненн. 38% | 9,53 | 5,30 | 56 |

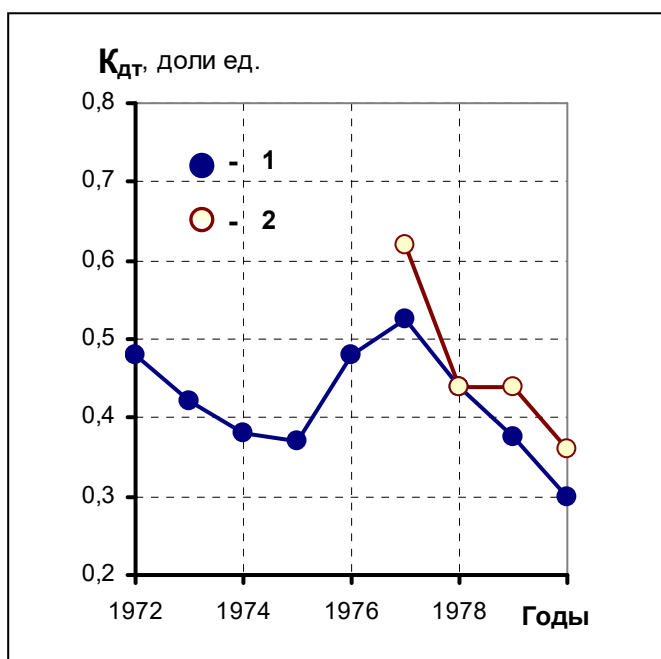


Рис. 3. Динамика коэффициентов действующей толщины $K_{дт}$ по скважинам обычной конструкции (1) и с открытым забоем (2)

Выводы

1. Вскрытие горизонта БС₁₀ Мамонтовского месторождения открытым забоем повышает дебит скважин по нефти на 27 % (однако, только в течение безводного периода их эксплуатации).
2. Водный период эксплуатации таких скважин сопровождается более быстрым ростом обводненности и более резким снижением дебита нефти, чем по добывающим скважинам с обычной конструкцией.
3. При обводненности около 40 % удельный дебит нефти на единицу вскрытой нефтенасыщенной толщины по группе скважин с открытым забоем оказался в 1,8 раза ниже, чем по скважинам обычной конструкции.

Литература

1. Янин А.Н., Баишев Б.Т. Исследование производительности пластов при совместной их разработке. — Тр. ВНИИ, вып. 72. М., 1980, с. 73–85.
2. Батурин Ю.Е. К учету эффекта блокировки вытесняющим агентом нефтенасыщенных слоев. — Тр. БашНИПИнефти, вып. 51. Уфа, 1978, с. 74–79.

Для ознакомления. Номера страниц не соответствуют официальной версии.

*“В этой борьбе у нас нет классовых врагов –
Лишь гул подземных нефтяных течений, –
Но есть сопротивление пластов,
И есть, есть ломка старых представлений”*

Владимир Высоцкий

Глава 7.

Методы интенсификации добычи нефти и повышения нефтеизвлечения

А.Н.Янин

Опыт работы предприятий по увеличению нефтеотдачи пластов на месторождениях Юганского района*)

Добыча нефти в районе осуществляется на протяжении 34 лет. Высокопродуктивные месторождения (Мамонтовское, Усть-Балыкское, Солкинское, Правдинское, Южно-Сургутское, Южно-Балыкское, Средне-Балыкское, Тепловское, Северо-Салымское) вступили в 3-4-ю стадию разработки.

Динамика объемов буровых работ по району характеризуется в эти годы значительным их снижением. По сравнению с наилучшими годами эксплуатационное бурение сократилось в восемь раз. Добыча нефти из вновь вводимых скважин в последние годы не превышала 3 % общей годовой добычи нефти ОАО "Юганскнефтегаз". Таким образом, ввод новых скважин перестал играть решающую роль в стабилизации добычи нефти по району.

В этой ситуации весьма перспективным является расширение применения физико-химических методов увеличения нефтеотдачи (МУН) пластов.

Принято считать, что для получения ощутимых результатов от применения физико-химических МУН доля обработанных нагнетательных скважин должна составлять в год не менее 30-35% их фонда. Исходя из этого, в районе необходимо обрабатывать в год до 400-450 нагнетательных скважин. Реальные же объемы выполняемых работ – на порядок меньше.

Несмотря на то, что за многолетний период в районе испытано значительное количество технологий увеличения нефтеотдачи, массового применения они пока не получили. Отсутствует и единая скоординированная программа проведения этих работ. Закачкой химреагентов занимались различные организации. Как правило, они не обладали детальными геолого-гидродинамическими моделями месторождений. Базовая добыча нефти ранее нередко вообще никак не обосновывалась, не проводился и мониторинг результатов. Далеко не всегда составлялись научно-исследовательские отчеты, обобщающие результаты проведения работ по увеличению нефтеотдачи.

С целью улучшения ситуации в 1995г. были созданы новые специализированные научно-производственные предприятия (в каждом НГДУ) : "Майскнефтеотдача", "Правдинскнефтеотдача", "Пытьяхнефтеотдача", "Юганскнефтеотдача". Первую обработку из них провело ОАО "Правдинскнефтеотдача" (ген.директор А.Н.Янин) с привлечением предприятия "Спецтехника" (пос.Пойковский). Это важное событие произошло 23 декабря 1995г на Северо-Салымском месторождении (нагнетательная скважина №1158) в экстремальных метеоусловиях (температура была ниже -30°С).

В своей деятельности созданные предприятия использовали научный потенциал Сибниинп, производственный опыт НГДУ и "Юганскнефтегаза". Цикл работ по МУН проводили по полной схеме: выбор объектов воздействия, подбор технологий, составление рабочих программ, обоснование базовой добычи нефти, закуп и поставка химреагентов, привлечение специализированных организаций для выполнения работ на скважинах, контроль за про-

*) Опубликовано в журнале "Нефтяное хозяйство" 1997, №10, с.45-49.

цессом воздействия, проведение необходимых исследований, оценка и согласование объемов дополнительной добычи нефти. Проведение работ финансировалось самими предприятиями. В 1996 г. они работали по заинтересовывающей обе стороны схеме "раздела дохода" от дополнительной добычи нефти.

В 1996 г. предприятия занимались исключительно закачкой химреагентов в нагнетательные скважины. **За год на месторождениях было проведено 47 скважино-операций, в том числе на Северо-Салымском (20 скв.-опер.), Усть-Балыкском (13 скв.-опер.), Южно-Балыкском (9 скв.-опер.) и Мамонтовском (5 скв.-опер.).** Для сравнения: это превысило суммарный объем работ по применению МУН в Юганском районе (исключая ОПЗП), проведенных в 1996 г. другими организациями, вместе взятыми.

Объекты работ указанных предприятий – горизонт B_{10} на Мамонтовском, Усть-Балыкском и Южно-Балыкском, а также – пласты A_{11} , B_6 и B_{7-8} на Северо-Салымском месторождениях. Опытные участки находились в стадии высокого (80-90%) обводнения и имели низкие дебиты по нефти. Пласты представлены среднепроницаемыми коллекторами с нефтенасыщенной толщиной 6-14 м (см.табл.1). От начальных извлекаемых запасов нефти объектов отобрано до 60-80 %, приемистость нагнетательных скважин 200-400м³/сут. Выбранные участки обладали, тем не менее, значительными остаточными запасами нефти, т.е. были весьма перспективны для применения МУН.

Таблица 1

Характеристика опытных участков на начало работ

| Параметры, показатели | Северо-Салымское | | | Мамонтовское B_{10} | Южно-Балык. B_{10} | Усть-Балык. B_{10} | В сумме |
|--|------------------|-------|-----------|-----------------------|----------------------|----------------------|---------|
| | A_{11} | B_6 | B_{7-8} | | | | |
| Площадь участка, га | 696 | 1288 | 971 | 1700 | 2925 | 2544 | - |
| Нефтенасыщенная толщина, м | 14,1 | 6,4 | 8,4 | 8,0 | 11,9 | 7,5 | - |
| Проницаемость, мД | 83 | 142 | 64 | 400 | 200 | 105 | - |
| Начальные балансовые запасы нефти, тыс.т. | 9186 | 7694 | 5872 | 17582 | 43606 | 14000 | 97940 |
| Добыча нефти за 1995г., тыс.т | 85 | 29 | 41 | 128 | 97 | 158 | 538 |
| Накопленная добыча нефти на 01.01.96г., тыс.т. | 1013 | 1952 | 1198 | 6242 | 13341 | 2660 | 26406 |
| Дебит нефти, т/сут | 19,4 | 3,2 | 5,0 | 11,5 | 7,8 | 8,5 | 7,0 |
| Дебит жидкости, т/сут | 48 | 33 | 28 | 120 | 82 | 50 | 58 |
| Обводненность, % | 60 | 90,2 | 82,3 | 90,4 | 90,4 | 83 | 88 |
| Число добывающих скважин на участке | 10 | 26 | 20 | 48 | 77 | 58 | 239 |

На первом этапе предприятия применяли небольшой спектр технологий. **В основном, это была закачка осадкообразующих композиций на основе сульфатно-содовых составов (ССС), частично с добавлением жидкого стекла** (табл.2). По этой технологии выполнено 34 скважино-операции на Северо-Салымском, Мамонтовском и Южно-Балыкском месторождениях.

Средний объем закачки раствора реагентов 100-200 м³/скв. На Усть-Балыкском месторождении в 13 скважин закачали полимерный состав.

Таблица 2

Динамика количества обработок нагнетательных скважин (скв.-опер.)

| Предприятие | 1995 г. | 1996 г. | | | | Накопл.количество скв.-операций |
|--------------------------------------|---------|---------|-------|-------|-------|---------------------------------|
| | | 1 кв. | 2 кв. | 3 кв. | 4 кв. | |
| "Правдинскнефтеотдача" | 1 | 7 | 2 | - | 10 | 20 |
| "Юганскнефтеотдача" | - | - | 13 | - | - | 13 |
| "Майскнефтеотдача" | - | - | 6 | - | 3 | 9 |
| "Пытьяхнефтеотдача" | - | - | 1 | 4 | - | 5 |
| ВСЕГО | 1 | 7 | 22 | 4 | 13 | 47 |
| Число реагирующих добывающих скважин | - | 101 | 153 | 112 | 98 | 153 |

Недостаточная ритмичность работы предприятий в 1996 г. была связана с частым пересмотром заказчиком условий ранее заключенных договоров. При снятии этого обстоятельства объем обработок мог бы превысить 100 нагнетательных скважин в год, что обеспечило бы примерно 25 % от общей потенциальной потребности в МУН по району в целом.

Особо отметим, что на Северо-Салымском месторождении совместно со специалистами АО "Элсиб", СКТБ института горного дела СО РАН (г.Новосибирск) под руководством доктора технических наук Б.Ф.Симонова в четвертом квартале 1996 г. был проведен один цикл вибросейсмического воздействия с поверхности (в сочетании с закачкой химреагентов, осуществленной силами ОАО "Правдинскнефтеотдача").

Предприятия вели ежемесячный контроль за состоянием разработки опытных участков. С целью более достоверной оценки обводненности отбирались дополнительные пробы скважинной продукции. С учетом большого количества высокообводненных (90-99 %) скважин число проб доходило до десяти в месяц на одну скважину. **Особо отметим, что при оценке эффекта скважины, изменившие свою обводненность менее чем на 3 %, – при обоснованно дополнительной добычи нефти не учитывались.**

Ежемесячно с помощью пакета "БАСПРО" строили карты текущего состояния разработки, приростов дебитов нефти и величин снижения (увеличения) обводненности по скважинам обработанных участков.

Дополнительная добыча нефти определялась как разница между фактической и базовой добычей, с корректировкой последней на фактическое отработанное время и изменение дебитов жидкости реагирующего добывающего фонда. Базовая добыча нефти рассчитывалась до начала проведения мероприятия самими предприятиями, рассматривалась в НГДУ и утверждалась в "Юганскнефтегазе" в виде специальной отчетности по заранее согласованным формам.

В целом с февраля по ноябрь 1996 года (т.е. за период "закрытия" результатов работ) дополнительная добыча нефти в сумме по всем опытным участкам составила 63733 тонны при базовой – 250706 тонн.

Для ознакомления. Номера страниц не соответствуют официальной версии.

Таким образом, за счет активного проведения целенаправленных мероприятий по увеличению нефтеотдачи удалось нарастить текущую добычу нефти по сравнению с базовой – на 25 % (табл.3).

Таблица 3

Динамика эффективности применения МУН (в сумме по предприятиям)

| Показатели | Месяцы 1996 г. | | | | | | | | | | Всего | |
|--------------------------------------|----------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|---------|-------|
| | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | | |
| Добыча нефти, тонн | 10859 | 21902 | 41336 | 41681 | 43060 | 44175 | 41858 | 23874 | 23920 | 21775 | 314440 | |
| в т.ч. базовая | 8409 | 17456 | 32424 | 35021 | 33970 | 33355 | 30363 | 21070 | 20802 | 17836 | 250706 | |
| дополнительная | 2450 | 4446 | 8911 | 6660 | 9090 | 10820 | 11495 | 2804 | 3118 | 3939 | 63733 | |
| Добыча жидкости, т | 55842 | 116470 | 287116 | 308492 | 287349 | 289314 | 278569 | 189764 | 167578 | 183378 | 2163872 | |
| Обводненность, % | базовая | 84,94 | 85,01 | 88,71 | 88,65 | 88,18 | 88,47 | 89,10 | 88,90 | 87,59 | 90,27 | 88,41 |
| | факт | 80,55 | 81,2 | 85,6 | 86,49 | 85,01 | 84,72 | 84,97 | 87,42 | 85,43 | 88,13 | 85,47 |
| Разница, % | 4,39 | 3,81 | 3,11 | 2,16 | 3,17 | 3,75 | 4,13 | 1,48 | 2,16 | 2,14 | 2,94 | |
| Дебит нефти, т/сут | базовый | 5,45 | 5,97 | 7,08 | 7,90 | 7,74 | 7,35 | 6,78 | 6,65 | 6,94 | 6,35 | 6,99 |
| | факт | 7,03 | 7,50 | 9,03 | 9,40 | 9,81 | 9,73 | 9,34 | 7,54 | 7,98 | 7,75 | 8,77 |
| Разница, т/сут | 1,58 | 1,53 | 1,95 | 1,50 | 2,07 | 2,38 | 2,56 | 0,89 | 1,04 | 1,40 | 1,78 | |
| Дебит жидкости, т/сут | 36,17 | 39,86 | 62,73 | 69,56 | 65,49 | 63,73 | 62,17 | 59,90 | 55,88 | 65,24 | 60,33 | |
| Количество действ. добывающ. скважин | 56 | 101 | 164 | 162 | 153 | 154 | 148 | 112 | 103 | 98 | – | |
| Отраб. время, сут. | 1544 | 2922 | 4577 | 4435 | 4388 | 4540 | 4481 | 3168 | 2999 | 2811 | 35865 | |

Максимальное увеличение текущей добычи нефти – на 11495 тонн/месяц (или 38% к базовой) пришлось на август 1996 года. Тогда удалось обеспечить снижение средней обводненности на 4,1% (при базовой 89,1%) и прирастить средний дебит скважин по нефти на 2,6т/сут (при базовом 6,8 т/сут).

Наибольшее количество реагирующих добывающих составляло 164 скважины – в апреле 1996 года, к ноябрю 1996 года оно снизилось до 98 (по причинам "внешнего" вмешательства). Дебит жидкости по реагирующему фонду в среднем за период составлял 60 т/сут. С ноября 1996 года наступил период перезаключения договоров, сопровождавшийся сменой экономической модели.

Наибольший эффект в виде дополнительной добычи нефти приходится на "Правдинскнефтеотдачу" (39%) и "Майскнефтеотдачу" (30 %) – см. табл.4.

Таблица 4

Эффективность применения МУН по предприятиям

| Показатель | "Правдинск-нефтеотдачу" | "Пытьях-нефтеотдачу" | "Майск-нефтеотдачу" | "Юганск-нефтеотдачу" | В сумме | |
|--|-------------------------|----------------------|---------------------|----------------------|-----------------|--------|
| Месторождение | Северо-Салымское | Мамонтовское | Южно-Балыкское | Усть-Балыкское | 4 месторождения | |
| Технология МУН | ССС + жидкое стекло | ССС | ССС | Полимеры | 4 технологии | |
| Кол-во обработанных нагнетательных скважин | 20 | 5 | 9 | 13 | 47 | |
| Добыча нефти, тонн | фактическая | 78242 | 71631 | 47141 | 53692 | 250706 |
| | базовая | 103081 | 80281 | 66426 | 64652 | 314440 |
| Дополнительная добыча нефти, тонн | 24839 | 8650 | 19284 | 10960 | 63733 | |
| То же, в % от базовой | 31,7 | 12,1 | 40,9 | 20,4 | 25,4 | |
| Добыча жидкости, тонн | 516777 | 636992 | 665552 | 345651 | 2163872 | |

Для ознакомления. Номера страниц не соответствуют официальной версии.

| | | | | | | |
|-----------------------|---------------------|------|------|------|------|------|
| Обводненность, % | фактическая базовая | 84,8 | 88,8 | 92,9 | 84,5 | 88,4 |
| Дебит нефти, т/сут | фактический базовый | 4,8 | 10,4 | 8,2 | 7,9 | 7,0 |
| Дебит жидкости, т/сут | | 31,4 | 92,5 | 115 | 50,9 | 60,3 |

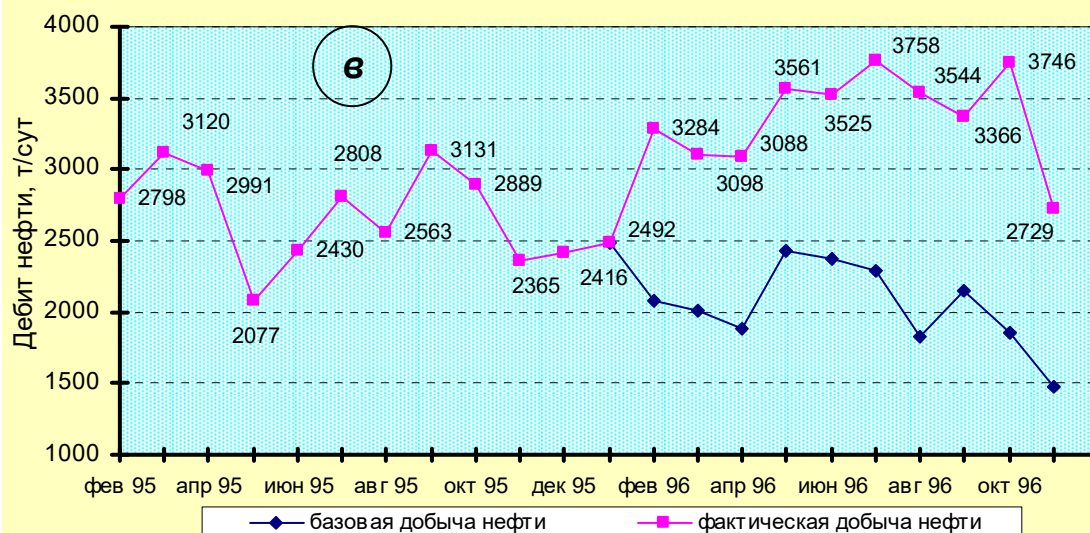
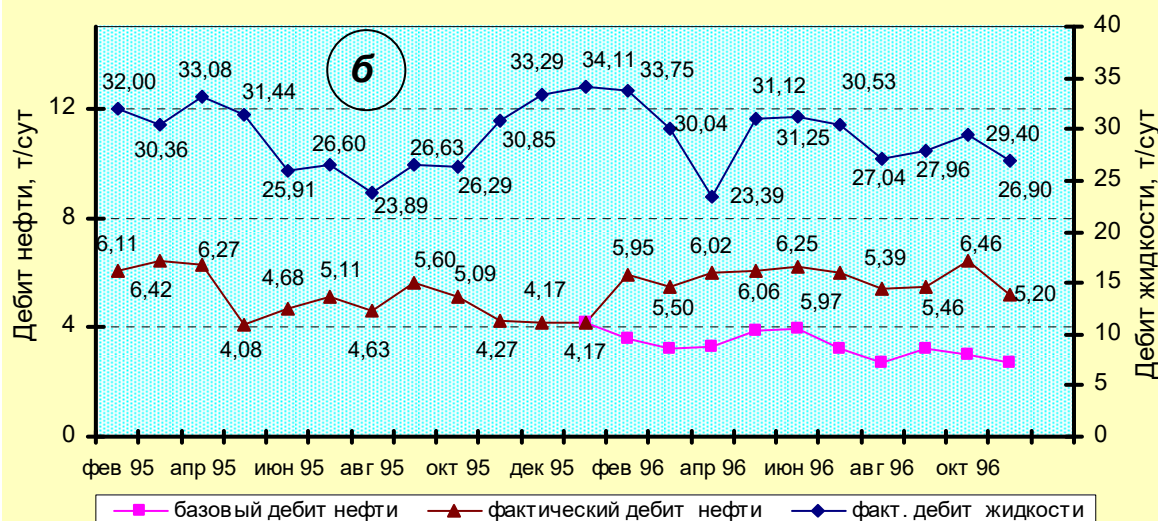
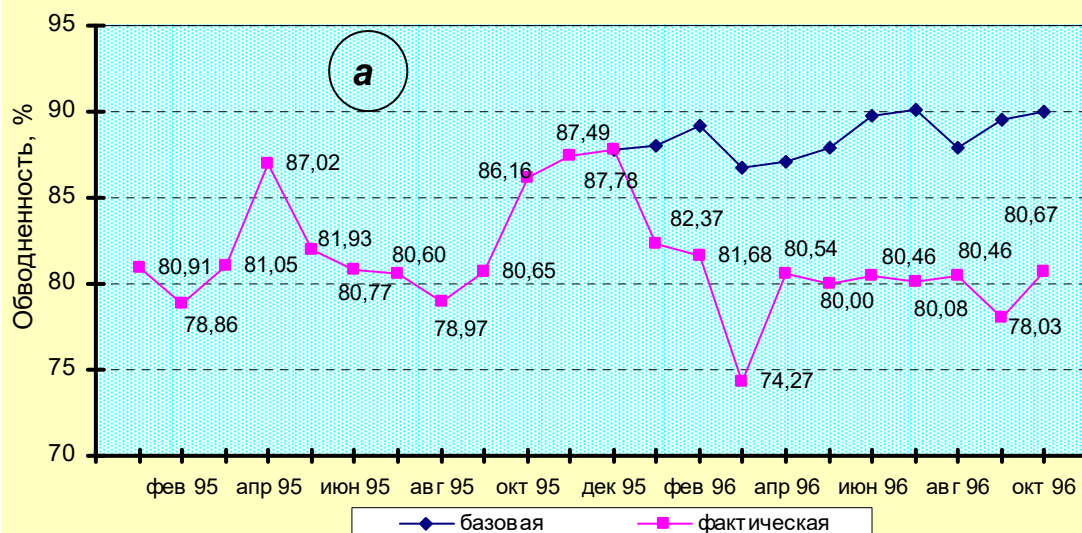


Рис.1. Динамика обводненности (а), дебитов нефти и жидкости (б), добычи нефти (в) при закачке ССС ОАО "НК "Правдинскнефтеотдача" / на участке пласта БС₇₋₈ Северо-Салымского месторождения /

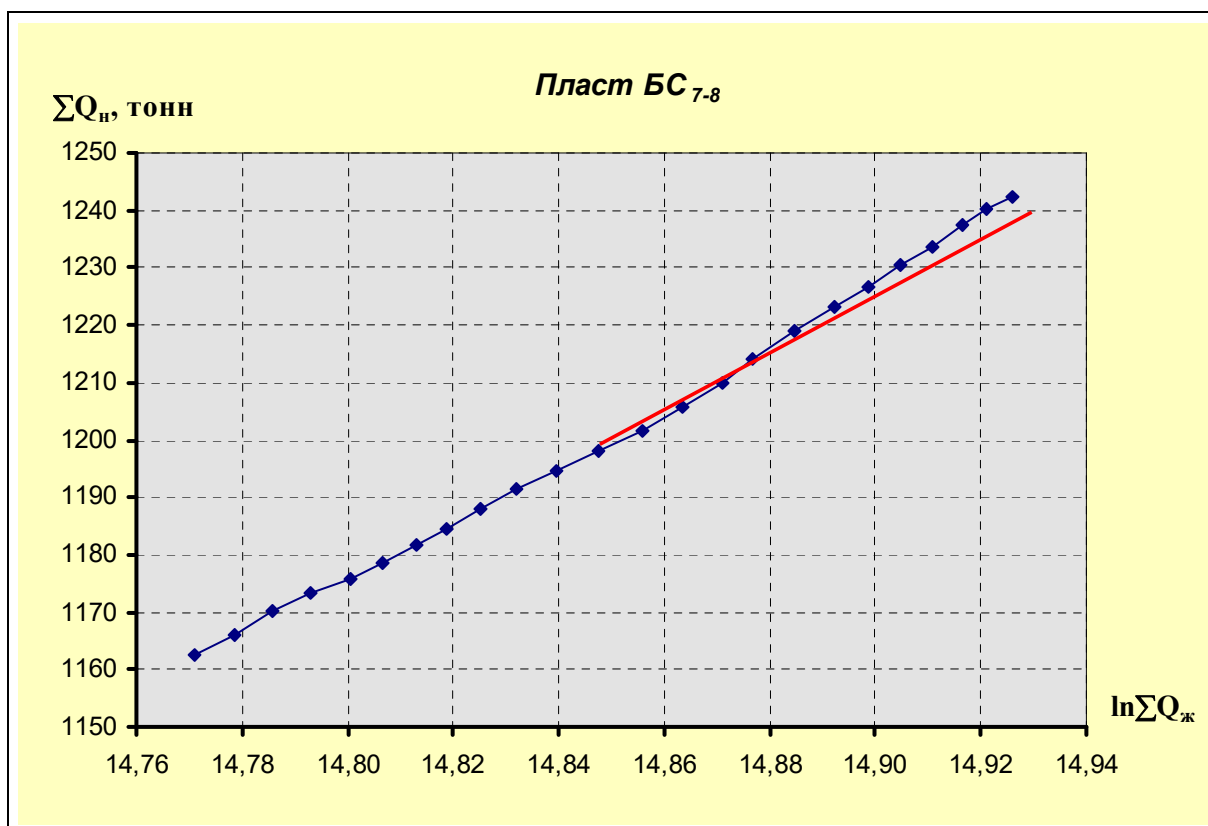
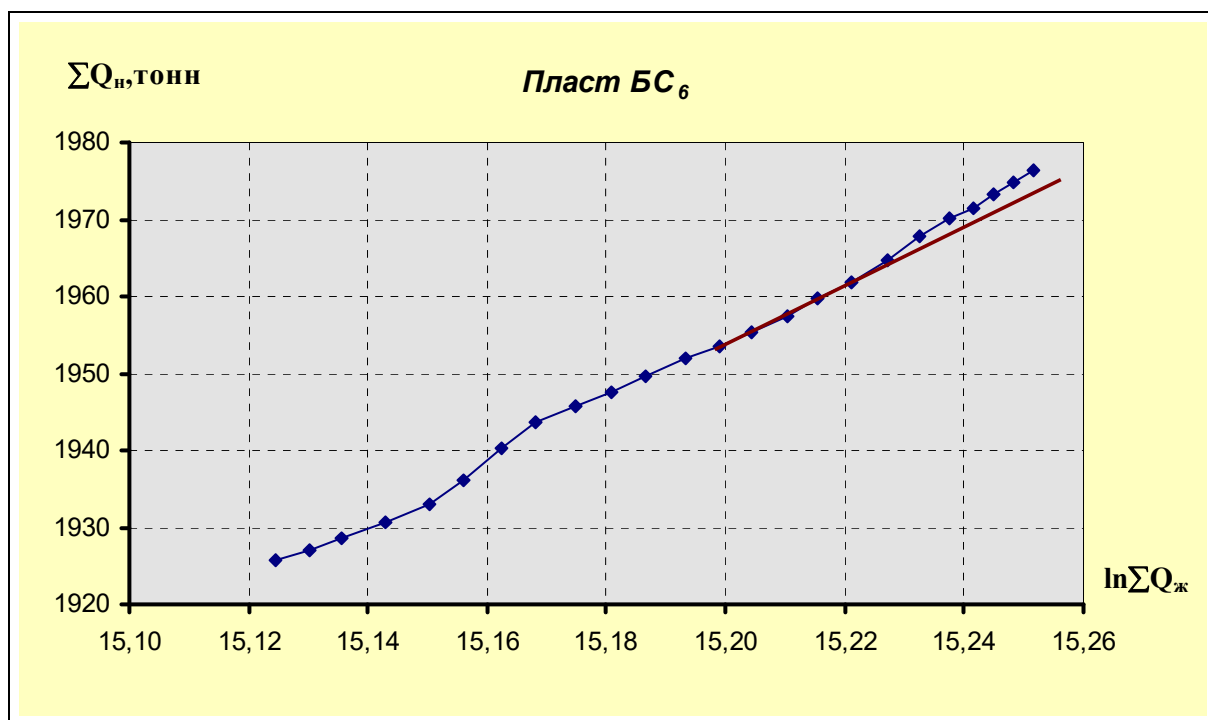


Рис.2. Северо-Салымское месторождение. Участки пластов БС₆ и БС₇₋₈. Характеристики вытеснения в координатах $\Sigma Q_n = f(\ln \Sigma Q_{ж})$ при применении МУН (закачка ССС):

Для ознакомления. Номера страниц не соответствуют официальной версии.

$\Sigma Q_n, \Sigma Q_{ж}$ – накопленная добыча нефти и жидкости.

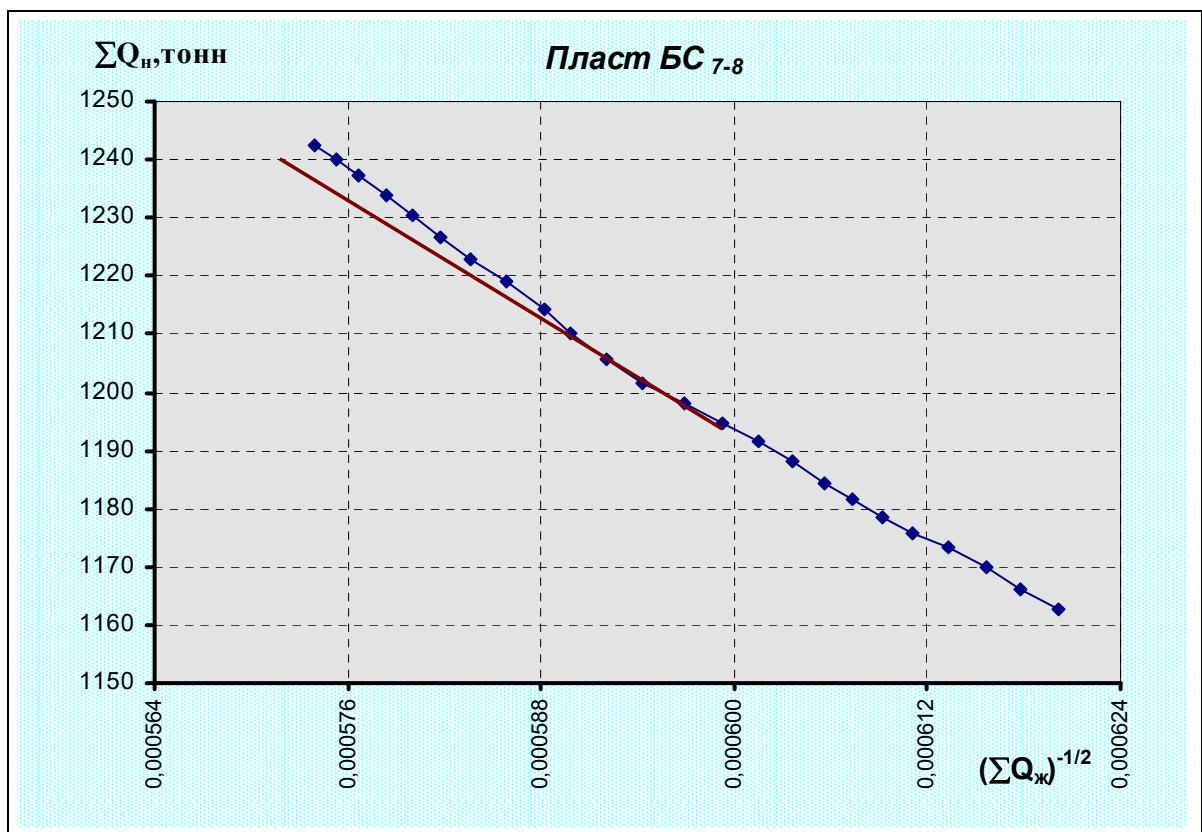
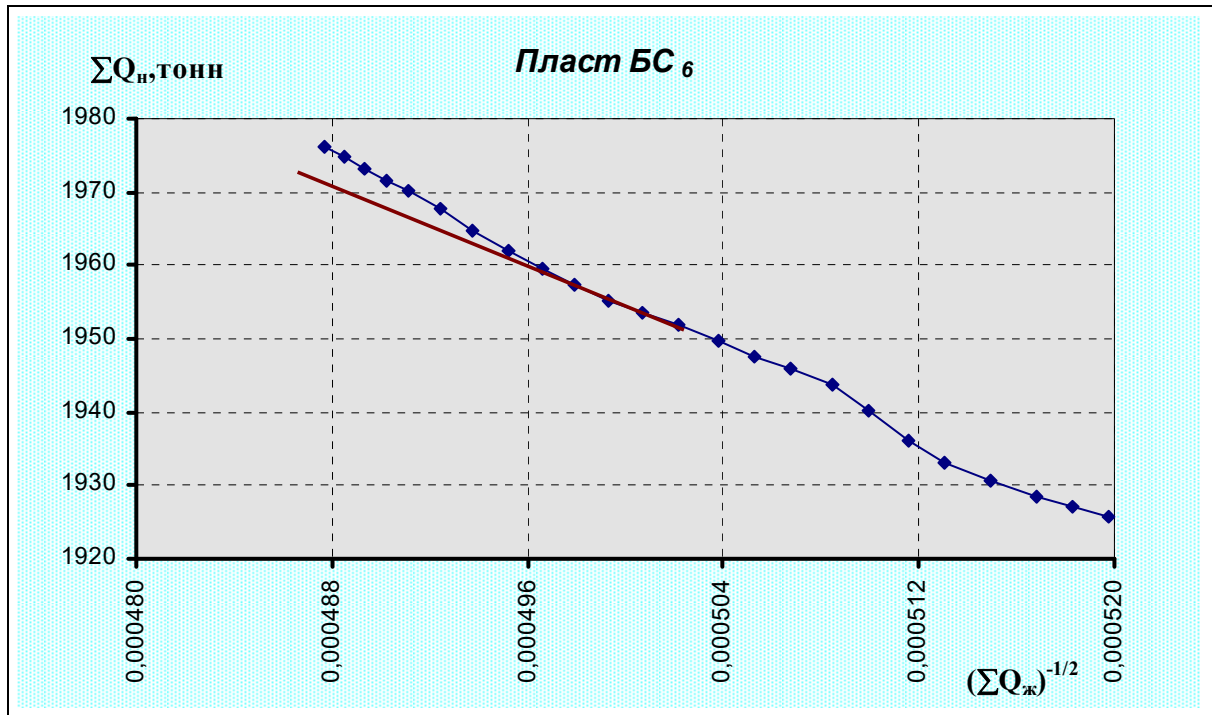


Рис.3. Северо-Салымское месторождение. Участки пластов БС₆ и БС₇₋₈.

**Характеристики вытеснения в координатах $\Sigma Q_n = f(\Sigma Q_{ж})^{-1/2}$
при применении МУН (закачка ССС):**

$\Sigma Q_n, \Sigma Q_{ж}$ – накопленная добыча нефти и жидкости.

Из обработанных участков лучшие результаты достигнуты ОАО "Правдинскнефтеотдача" по водонефтяной залежи объекта Б₇₋₈ Северо-Салымского месторождения. Здесь по технологии закачки ССС обработано четыре нагнетательные скважины. **За счет этого дополнительная добыча нефти с февраля по ноябрь 1996 г. составила 13370 тонн. Таким образом, на одну нагнетательную скважину приходится 3342 тонн дополнительно добытой нефти.**

Но главное при этом то, что на участке удалось переломить тенденцию естественного падения добычи нефти из-за обводнения. Если за 12 месяцев 1995 г. среднемесячная добыча нефти по участку составляла 2673 т/мес, то за 10 месяцев 1996 г. – 3370 т/мес (см.рис. 1, 2), таким образом, она увеличилась на 697 т/мес – или на 26 %.

Построенные автором характеристики вытеснения по реагирующим скважинам пластов Б₆ и Б₇₋₈ Северо-Салымского месторождения – в координатах: "накопленная добыча нефти – логарифм накопленной добычи жидкости", а также "накопленная добыча нефти – корень квадратный из накопленной добычи жидкости" однозначно указывают на улучшение качества процесса извлечения нефти после применения здесь МУН (см.рис. 2, 3).

В целом в общей добыче нефти по Северо-Салымскому месторождению в 1996 г. доля дополнительной нефти, извлеченной за счет проведенных ОАО "Правдинскнефтеотдача" работ, составила примерно 5 %.

Кроме непрерывного технологического мониторинга предприятиями проводился также постоянный анализ экономической эффективности применяемых технологий. Следует отметить, что (в сумме по четырем предприятиям) себестоимость нефти, добытой в 1996 г. за счет реализованных МУН, была втрое меньше себестоимости в целом по соответствующим месторождениям. За счет этого удалось снизить и общую себестоимость добычи нефти по месторождениям примерно на 3–3,5 %.

Выводы

1. С целью усиления работ по повышению нефтеотдачи пластов в Юганском районе в 1995 году создана группа специализированных предприятий, работавших на принципах "раздела дохода" от дополнительной добычи нефти, полученной за счет интенсификации разработки месторождений.

2. За 1996 г. на четырех месторождениях предприятиями выполнено 47 обработок нагнетательных скважин. Дополнительная добыча нефти за февраль-ноябрь 1996 г. за счет применения реализованных МУН составила 63733 тонны или 25% от базовой добычи нефти по участкам обработки.

3. Созданная модель хозяйственной деятельности предприятий характеризуется высокой экономической эффективностью. Себестоимость одной тонны нефти, дополнительно добытой за счет МУН, оказалась в три раза меньше средней себестоимости добычи по соответствующим месторождениям.

4. Объем работ по применению МУН силами указанных специализированных предприятий может быть увеличен в несколько раз, с доведением его в перспективе до 200 скважин-операций (нагнетательных скважин) ежегодно.

Послесловие к статье

Необходимо отметить, что в период деятельности (1995-1996гг.) указанных в статье предприятий "Правдинскнефтеотдача", "Майскнефтеотдача", "Мамонтовнефтеотдача" и "Юганскнефтеотдача", проводивших соответствующие работы на месторождениях района, руководство производственной деятельностью ОАО "Юганскнефтегаз", нефтегазодобывающих управлений и их геологических служб осуществляли следующие высококвалифицированные специалисты:

Парасюк Владимир Александрович,

генеральный директор ОАО "Юганскнефтегаз"

Сибирев Анатолий Петрович,

главный инженер ОАО "Юганскнефтегаз"

Ножин Владимир Матвеевич,

главный инженер ОАО "Юганскнефтегаз"

Потапов Александр Михайлович,

главный геолог ОАО "Юганскнефтегаз"

Самардаков Валерий Владимирович,

главный геолог ОАО "Юганскнефтегаз"

Грехов Виктор Васильевич, начальник НГДУ "Правдинскнефть"

Бачин Сергей Иванович, главный геолог НГДУ "Правдинскнефть"

Воротилин Олег Иванович, главный геолог НГДУ "Майскнефть"

Рязанцев Александр Евгеньевич,

главный геолог НГДУ "Юганскнефть"

Тян Николай Сергеевич, главный геолог НГДУ "Мамонтовнефть"

Лепихин Андрей Геннадьевич,

начальник отдела разработки ОАО "Юганскнефтегаз"

Для ознакомления. Номера страниц не соответствуют официальной версии.

Институт СибНИИП в указанный период времени возглавлял широко известный в России крупный организатор и руководитель нефтяной отрасли страны –

Кузоваткин Роман Иванович.

Результаты применения гидроразрыва пласта на месторождениях производственного объединения «Юганскнефтегаз»^{*)}

В последние годы в ПО "Юганскнефтегаз" в связи со вводом значительных запасов нефти в низкопроницаемых пластах (юрские отложения, ачимовская пачка и др.) первостепенное значение приобретают вопросы применения современных эффективных технологий интенсификации их разработки.

Одной из таких технологий является гидроразрыв пласта (ГРП), пробное внедрение которого началось в "Юганскнефтегазе" в 1988г. (в т.ч. по пластам ЮС₀, ЮС₂ и др.). Первые предварительные результаты применения ГРП в скважинах пластов АС₄ и БС₁₀ (которые, кстати, не относятся к группе низкопроницаемых залежей) Мамонтовского месторождения освещены в работе [1].

К настоящему времени по всем объектам ПО "Юганскнефтегаз" за счет проведения 260 операций гидроразрыва в сумме добыто дополнительно более 1,3 млн.т нефти, т.е. в среднем – 5 тыс.т на одну обработку. По объектам удельная эффективность ГРП изменяется от 2 до 13,3 тыс.т – по интенсификации отборов нефти и от 1 до 11,9 тыс.т – по приросту нефтеотдачи.

В 1990–1992 гг. фирма "Юганскфракмастер" провела более 100 операций по гидроразрыву пласта в скважинах ачимовской пачки Мало-Балыкского и Средне-Балыкского месторождений, 40 – по пласту БС₄ Приразломного и 14 операций – по пласту БС₈ Правдинского месторождений.

В ходе внедрения гидроразрыва пласта выявлены как его положительные, так и отрицательные стороны. К первым относятся увеличение дебитов и снижение обводненности большинства обработанных добывающих скважин. В то же время на некоторых участках гидроразрыв отрицательно повлиял на характеристику нефтеизвлечения из-за возрастания темпа обводнения добываемой продукции обработанных скважин.

Исходные геолого-физические параметры пластов–объектов ГРП и показатели их разработки на начало внедрения метода представлены в табл. 1. Видно, что параметры обработанных пластов изменяются в широком диапазоне. Залежи нефти находятся на различных стадиях разработки: от начальной (текущая обводненность 2 %) до стадии падающей добычи и высокого (85 %) обводнения.

Эффективность работ по гидроразрыву в статье оценивали по его влиянию на темпы разработки и, насколько это возможно, нефтеотдачу пластов (табл. 2).

Из табл.3 видно, что в скважинах низкопроницаемых объектов – ачимовской толщи Мало-Балыкского, Средне-Балыкского и пласта БС₄ Приразломного месторождений дебиты скважин в результате гидроразрыва возросли в среднем в 9,2 и 5,4 раза.

По пластам БС₁₀ и АС₄ Мамонтовского и БС₈ Правдинского месторождений после гидроразрыва дебиты в среднем увеличились по сравнению с базовыми (до ГРП), соответственно – в 2,85, 1,43 и 2,05 раза, но при этом они все-таки не превысили потенциальных для данных скважин величин.

^{*)} Опубликовано в журнале "Нефтяное хозяйство" 1993, №12, с.18-20.

Таблица 1

Характеристика пластов-объектов применения ГРП

| Месторождение | Пласт, объект ГРП | Геолого-физические параметры | | | | | Показатели разработки | | | | |
|------------------|---------------------|------------------------------|-------------------|---------------|--------------------------------|-----------------------|-----------------------|---|-----------------------|--|--|
| | | Толщина пласта, м | Проницаемость, мД | Пористость, % | Начальная нефтенасыщенность, % | Дебит жидкости, т/сут | Обводненность, % | Приемистость скважин, м ³ /сут | Текущий КИН, доли ед. | | |
| Мало-Балыкское | БС ₁₆₋₂₂ | 23 | 8 | 18 | 62 | 7 | 1 | 225 | 0,001 | | |
| Средне-Балыкское | БС ₁₆₋₂₂ | 15,4 | 2 | 16 | 50 | 7 | 63 | 25 | 0,024 | | |
| Приразломное | БС ₄₋₅ | 7,6 | 56 | 18 | 71 | 15 | 4 | 178 | 0,004 | | |
| Правдинское | БС ₈ | 4 | 17 | 20 | 48 | 16 | 25 | 180 | 0,071 | | |
| Мамонтовское | АС ₄ | 3,9 | 90 | 23 | 50 | 69 | 69 | 312 | 0,143 | | |
| | БС ₁₀ | 10,3 | 140 | 22 | 63 | 107 | 75 | 400 | 0,25 | | |
| | БС ₁₁ | 5,9 | 140 | 22 | 57 | 62 | 85 | 270 | 0,176 | | |

Таблица 2

Показатели эффективности гидроразрыва пластов

| Месторождение | Пласт, объект ГРП | Количество ГРП, скв.-опер. | Дополнительная добыча нефти, тыс.т | | | | Удельная эффективность ГРП, т/скв. | | Успешность, % | |
|------------------|---------------------|----------------------------|------------------------------------|-----------|---------------------------|-----------|------------------------------------|----------------|-------------------|----------------|
| | | | От интенсификации | | От увеличения нефтеотдачи | | по интенсификации | по нефтеотдаче | по интенсификации | по нефтеотдаче |
| | | | обработанным | оказавшим | оказавшим | оказавшим | | | | |
| Мало-Балыкское | БС ₁₆₋₂₂ | 86 | 417 | 18 | -0,4 | - | 5 053 | -5 | 67 | 0 |
| Средне-Балыкское | БС ₁₆₋₂₂ | 36 | 85 | 1 | -27 | -8,2 | 2 400 | -982 | 61 | 6 |
| Приразломное | БС ₄ | 40 | 95 | - | - | - | 2 357 | - | 70 | 10 |
| Правдинское | БС ₈ | 14 | 28 | - | -2,2 | - | 1 980 | -161 | 64 | 7 |
| Мамонтовское | АС ₄ | 24 | 133 | 23 | 104 | 30 | 6 519 | 5 571 | 42 | 71 |
| | БС ₁₀ | 16 | 263 | -50 | 111 | 80 | 13 291 | 11 921 | 100 | 75 |
| | БС ₁₁ | 1 | 6 | -0,1 | -1,8 | -0,4 | 5 922 | -2 157 | - | - |
| Всего | | 41 | 405 | -27 | 213 | 109 | 9 190 | 7 850 | 63 | 72 |

Таблица 3

Средние показатели на одну обработанную скважину

| Месторождение | Пласт, объект ГРП | Дебит жидкости, т/сут | | | Обводненность, % | | Коэффициент увеличения дебита, ед. | | Продолжительность эффекта от интенсификации, месяцы |
|------------------|---------------------|-----------------------|---------------------|-----------|------------------|-----------|------------------------------------|-------|---|
| | | до ГРП | максимальный до ГРП | после ГРП | до ГРП | после ГРП | жидкости | нефти | |
| Мало-Балыкское | БС ₁₆₋₂₂ | 5,6 | 10,5 | 50,2 | 1 | 6 | 8,96 | 8,60 | 5,6 |
| Средне-Балыкское | БС ₁₆₋₂₂ | 1,7 | 4,8 | 39,5 | 18 | 73 | 23,2 | 7,60 | 10,9 |
| Приразломное | БС ₄ | 6,1 | 13,4 | 32,8 | 3 | 3 | 5,38 | 5,37 | 8,5 |
| Правдинское | БС ₈ | 6,5 | 19,2 | 13,3 | 3 | 16 | 2,05 | 1,76 | 9,0 |
| Мамонтовское | АС ₄ | 19 | 41 | 27 | 8 | 19 | 1,43 | 1,27 | 10,4 |
| | БС ₁₀ | 21 | 65 | 61 | 15 | 11 | 2,85 | 2,97 | 17,4 |
| | БС ₁₁ | 16 | 40 | 51 | 41 | 80 | 3,19 | 1,09 | 21,0 |

Наряду с положительными результатами в практике применения технологии гидроразрыва пласта в ПО «Юганскнефтегаз» отмечается и ряд существенных негативных моментов.

Во-первых, это отсутствие серьезного научного руководства со стороны отечественных институтов и организаций, проектирующих разработку нефтяных месторождений Юганского района. С авторами проектов разработки исполнители ГРП не согласовывали – ни объемы реализации ГРП, ни перечни конкретных скважин, выбранных для проведения гидроразрыва. В результате даже составлялись планы проведения операций ГРП в неоптимальных, а то и экологически опасных (типа ачимовки Среднего Балыка) скважинах.

Во-вторых, в свое время был допущен ненужный "крен" с проведением гидроразрыва в "нормальных", хорошо проницаемых пластах (А₄ и Б₁₀ Мамонтовского месторождения) и задержка с выходом на низкопроницаемые объекты, где объективно требуется применение этой сложной технологии.

В-третьих, фирме "Юганскфракмастер" со стороны заказчика работ (НГДУ) не выставляются какие-либо предварительные требования или рекомендации к параметрам технологии, например, желательная (расчетная) протяженность трещины, исходя из расположения конкретных скважин на залежи относительно нагнетательных скважин и контуров нефтеносности.

Отсутствие должного обсуждения проведенных работ с представителями проектных организаций и геологами НГДУ не позволяет оперативно вносить коррективы в технологию ГРП. Например, при осуществлении процесса воздействия по ачимовской толще Средне-Балыкского месторождения в значительной части скважин после ГРП был получен скачок обводненности до 60–95 %. Анализ этих данных должен был привести к изменению технологии процесса (сокращение длины трещин, применение специальных агентов и проведение исследований (закачка трассеров) по определению интервалов ГРП и т. д.). **Однако этого не было сделано и не вполне удачный опыт**

продолжали тиражировать далее по прежней неэффективной схеме.

Важнейшим отрицательным моментом при массовом внедрении гидроразрыва является практически полное отсутствие исследовательских работ, что характерно для всей отечественной нефтяной промышленности в последние годы. **Предприятие "Юганскфракмастер" так и не стало образцом "прогрессивного" западного подхода к постановке необходимых исследований.**

С точки зрения рациональной разработки совершенно необходимо проведение промыслово-геофизических исследований по определению коэффициента продуктивности и работающих интервалов в стволе скважин – до и после ГРП. Однако такие исследования в регионе не проводились.

Кроме того, не выполнено ни одного гидроразрыва пласта в нагнетательных скважинах. А это позволило бы закачать индикатор и определить преимущественные направления распространения трещин в пласте, а например, по ачимовской толще Мало-Балыкского месторождения создать более благоприятные условия для регулирования закачки воды.

Постановку же более сложных экспериментов, например, по прогнозированию направления создания трещин в пластах фирма "Юганскфракмастер" и ПО "Юганскнефтегаз" вообще даже не планируют (!)

Между тем проведение подобных экспериментов чрезвычайно важно для таких "огромных" низкопроницаемых объектов, как пласт БС₄₋₅ Приразломного и ачимовская пачка Мало-Балыкского месторождений. Перспективный для бурения фонд скважин по указанным месторождениям оценивается в несколько тысяч. Поскольку эффективная разработка таких пластов возможна только при массовом проведении ГРП, для выбора направления разрезающих рядов, формы сетки, расстояния между скважинами совершенно необходимо проведение серьезных исследований по установлению главных направлений естественной трещиноватости и "трендов" создания трещин.

Методы их определения, в принципе, известны и применяются за рубежом. **Они связаны с решением задачи об оценке азимутальной ориентации трещин в извлеченном керне и исследовании его механических свойств (с целью определения осей главных компонент естественного напряженного состояния образцов породы).** Далее на основании этого можно было бы решать указанные выше задачи разработки. Существует также метод аэрокосмической съемки по определению естественной природной трещиноватости, присутствующей в продуктивном пласте изначально.

К сожалению, подобные исследования с целью контроля эффективности и прогноза параметров процесса гидроразрыва пласта на месторождениях "Юганскнефтегаза" вообще не проводятся. Непринятие своевременных оперативных решений по корректировке формы сетки скважин (смена квадратной – на треугольную, площадной – на рядную, изменение направления рядов) с целью предотвращения ухудшения характеристики вытеснения вследствие применения гидроразрыва, может привести к существенным потерям извлекаемых запасов нефти в плохих коллекторах.

С учетом огромного объема перспективных для гидроразрыва запасов, содержащихся в низкопродуктивных залежах, можно было бы осуществить

идею о составлении специального проектного документа (технологической схемы) на участок крупного месторождения типа Приразломного (пласт Б₄₋₅) целенаправленно под реализацию технологии гидроразрыва. **Имея два представительных участка – "базовый" (без ГРП) и "экспериментальный" (с гидроразрывом), в течение нескольких лет можно было бы убедиться в реальном эффекте от внедрения технологии ГРП и оценить ее влияние на темпы разработки, характер обводнения и текущий коэффициент нефтеизвлечения.** Пока в Юганском районе подобных исключительно ценных полигонов нет, не планируется их создание и в будущем.

Анализируя результаты гидроразрыва, нами было замечено, что по некоторым участкам (примыкающим к обработанным скважинам) после проведения ГРП характеристика вытеснения ухудшилась, т.е. здесь прогнозируется сокращение коэффициента нефтеизвлечения (например, это участки в районе скважин №6383 (пласт БС₁₀) и №7469 (пласт АС₄) – см.рис 1).

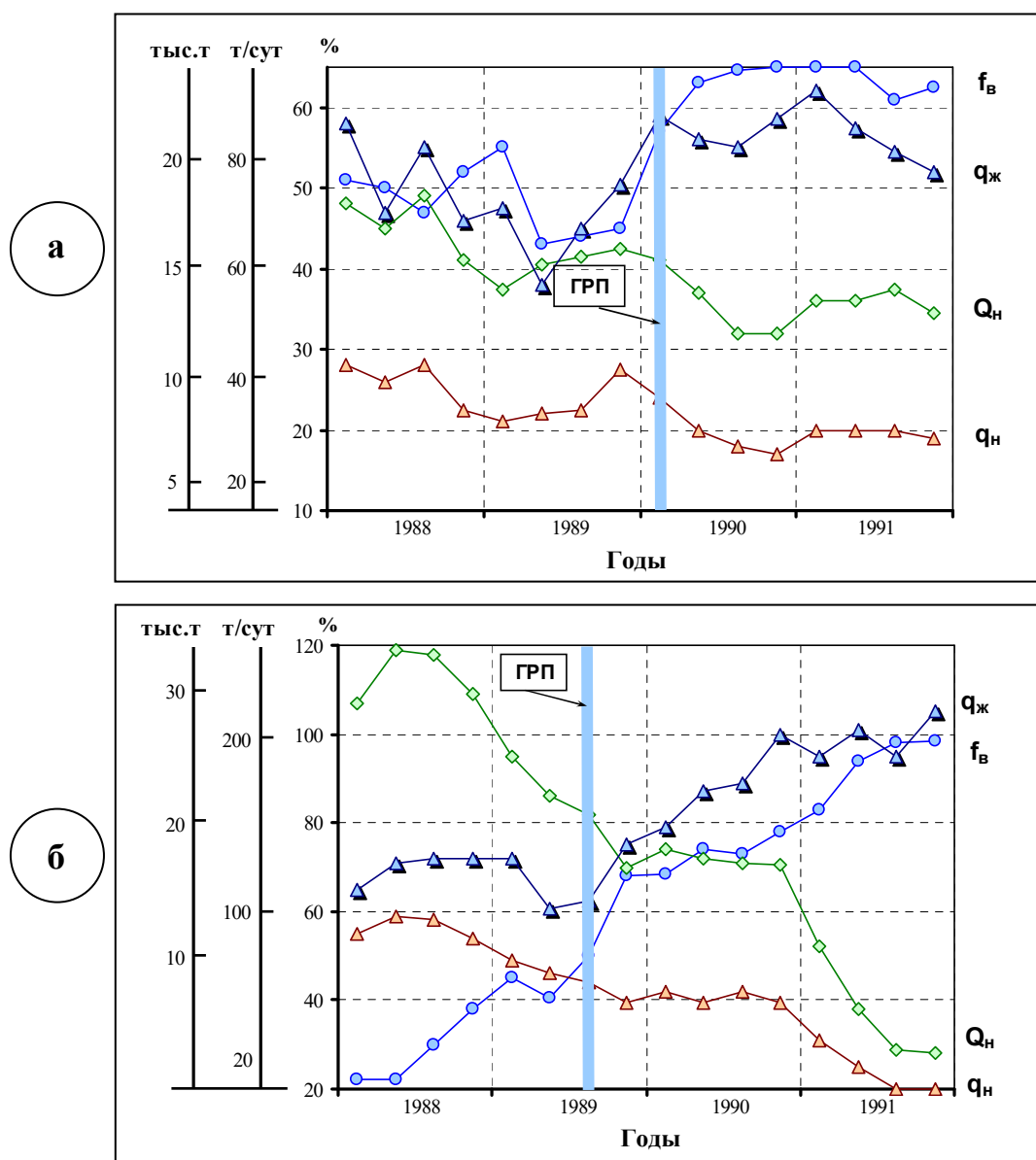


Рис. 1. Динамика показателей разработки участков Мамонтовского месторождения до и после гидроразрыва:

а) участок пласта БС₁₀ (скв. 6383); б) участок пласт АС₄ (скв.7469);

Q_n – добыча нефти; f_b – обводненность участков;

$q_n, q_{ж}$ – дебит, соответственно, нефти и жидкости.

По первому участку снижение КИН изменяется от 0,6 % – по характеристике типа $[Q_{жс}/Q_n - f(Q_в)]$ до 2 % – по характеристике типа $[Q_n - f(\lg Q_{жс})]$.

По второму участку снижение КИН изменяется от 1,4 % – по характеристике типа $[Q_{жс}/Q_n - f(Q_в)]$ до 3 % – по характеристике типа $[Q_n - f(\lg Q_{жс})]$.

Может быть для предприятия "Юганскфракмастер" уже пришло время не только делить огромные прибыли от получения дополнительной добычи нефти, но и платить штрафы за потерю запасов нефти в недрах из-за не всегда продуманного применения гидроразрывов пласта?

Выводы

1. Гидроразрыв пласта – высокоэффективный метод интенсификации разработки низкопроницаемых коллекторов в Западной Сибири. В результате проведения 260 скважино-операций по гидроразрыву пластов на месторождениях ПО "Юганскнефтегаз" добыто дополнительно более 1,3 млн.т нефти.

2. Для высокопроницаемых пластов применение гидроразрыва в большинстве случаев – нецелесообразно, так как его можно заменить более дешевыми физико-химическими технологиями воздействия, исключаяющими возможное негативное влияние на конечный коэффициент нефтеизвлечения.

3. Для получения прироста коэффициента нефтеизвлечения гидроразрывы необходимо проводить и в части нагнетательных скважин, а также совмещать их с другими методами повышения нефтеотдачи пластов (физико-химическое, водогазовое воздействие и др.).

4. Существует разрыв между значительными объемами применения мощной технологии гидроразрыва пластов и слабым обоснованием рациональных условий его внедрения со стороны научных и проектных организаций отрасли и региона.

5. При реализации гидроразрывов в Юганском районе не проводятся важные и столь необходимые исследовательские работы (в первую очередь, методами промысловой геофизики) по определению работающей толщины пласта и коэффициента продуктивности (до и после воздействия), установлению ориентации трещин в стволе скважин и межскважинном пространстве.

6. До реализации гидроразрыва целесообразно провести исследования трендов естественной трещиноватости основных низкопроницаемых пластов на основе обобщения материалов космической аэрофотосъемки о расположении леаниментов, а также данных, полученных при исследовании ориентированного керна, закачки индикаторных жидкостей и др.

Литература

1. Гусев С.В., Коваль Я.Г., Кольчугин И.С. Анализ эффективности гидроразрыва пластов на месторождениях ПО "Юганскнефтегаз" //Нефтяное хозяйство, 1991, № 7, с. 15–18.

2. Дорофеева Т.Ф. Тектоническая трещиноватость горных пород и условия формирования трещинных коллекторов нефти и газа. — Л.: Недра, 1986, 224 стр.

Для ознакомления. Номера страниц не соответствуют официальной версии.

3. Методическое руководство по технологии проведения индикаторных исследований для регулирования и контроля заводнения нефтяных залежей. РД 39-0147428-235-89. — М. Миннефтегазпром, 1989, 68 стр.

В.В.Самардаков, С.В.Гусев, А.Н.Янин, Я.Г.Коваль

**Внедрение гидроразрыва пласта
совместным предприятием "Юганскфракмастер"
на месторождениях ОАО "Юганскнефтегаз"*)**

Совместное предприятие (СП) «Юганскфракмастер» – первая фирма, начавшая в 1988г. в Западной Сибири широкомасштабное промышленное применение глубокого гидроразрыва пласта (ГРП). Выполнение в 1988-1992 гг. гидроразрыва по 260 добывающим скважинам (обобщено в работах [1, 2]) показало, что метод является эффективным для интенсификации разработки низкопроницаемых коллекторов.

В 1994 г. объем применения гидроразрыва силами «Юганскфракмастера» достиг 170 скважино-операций. На начало 1995 г. всего выполнено 714 скважино-операций ГРП, число объектов применения технологии достигло 22 – против 12 на конец 1992 г. Опыт массового внедрения этой технологии в ОАО «Юганскнефтегаз» – уникален для отечественной нефтепромысловой практики. Сейчас возникла необходимость определить перспективы дальнейшего применения метода для Западно-Сибирского нефтедобывающего региона в целом.

В статье дан статистический анализ эффективности гидроразрывов, проведенных в Юганском районе в 1988-1994 гг. В табл.1 по обработанным скважинам представлены усредненные характеристики пластов – объектов применения ГРП. Из нее видно, что гидроразрывом охвачены пласты с большим диапазоном изменения геолого-физических параметров и показателей текущего состояния разработки. Проницаемость коллекторов варьирует от 2 мД (ачимовская пачка Средне-Балыкского) до 140 мД (пласты БС₁₀ и БС₁₁ Мамонтовского месторождения), начальная нефтенасыщенность – от 50 % (Средне-Балыкское) до 80 % (Салымское, пласт ЮС₀), дебиты скважин по жидкости – от 2 до 26 т/сут.

Общее число гидроразрывов в пластах "нормальной" (больше 50 мД) проницаемости составило 15 % от всех ГРП, а низкой проницаемости – 85 %, в том числе в пластах с проницаемостью менее 10 мД – 38 %.

Одни объекты (пласты АС₄, БС₁₀ Мамонтовского и БС₁₀ Усть-Балыкского месторождений) на начало внедрения ГРП были разбурены почти полностью, другие (пласты БС₁₆₋₂₂ Мало-Балыкского, АС₁₂ Приобского, БС₄₋₅ Приразломного и др.) находились на начальной стадии разработки, когда было пробурено лишь 10-20 % проектного числа скважин. При этом 45 % пластов разрабатывалось с заводнением, а остальные – временно без закачки, на режиме истощения.

Общее число проанализированных ГРП – 714 скважино-операций. Суммарная эффективность в виде дополнительной добычи нефти на 01.02.95г. достигла 5,793 млн.т, в том числе по интенсификации отборов – 5,719 млн.т (см.табл. 2).

*) Опубликовано в журнале "Нефтяное хозяйство", 1995, №5/6, с.73-76.

Таблица 1

Характеристика пластов-объектов гидроразрыва

| Месторождение | Пласт | Геолого-физические параметры | | | Показатели разработки на начало ГРП | |
|---------------------|-------------------------------|------------------------------|-------------------|-----------------------|-------------------------------------|------------------|
| | | Нефт. толщина, м | Проницаемость, мД | Нефте-насыщенность, % | Дебит жидкости, т/сут | Обводненность, % |
| Мало-Балыкское | БС ₁₆₋₂₂ | 23 | 5 | 63 | 8 | 0,3 |
| Приразломное | БС ₄₋₅ | 13 | 15 | 71 | 5 | 3 |
| Средне-Балыкское | БС ₁₆₋₂₂ | 20 | 2 | 45 | 1,5 | 22 |
| Омбинское | ЮС ₂ | 5,3 | 10 | 59 | 2 | – |
| Средне-Асомкинское | ЮС ₁ | 8 | 24 | 52 | 8 | 2 |
| Южно-Асомкинское | ЮС ₁ | 6,5 | 40 | 50 | 11 | 4 |
| Приобское | АС ₁₂ | 15 | 5 | 74 | 4 | – |
| Правдинское | БС ₈ | 6 | 20 | 60 | 6 | 3 |
| | БС ₉ | 5 | 25 | 55 | 7 | 4 |
| Восточно-Сургутское | ЮС ₁ | 7 | – | 60 | 26 | 1 |
| | ЮС ₂ | 6 | 8 | 80 | 7 | 18 |
| Угутское | ЮС ₁ | 15 | 25 | 65 | 11 | 9 |
| Солкинское | ЮС ₂ | 10 | 15 | 57 | 2 | 7 |
| Салымское | ЮС ₀ | 8 | 1 | 90 | 1 | 2 |
| Тепловское | ЮС ₂ | 1 | 10 | 50 | – | – |
| Усть-Балыкское | БС ₁₀ | 10 | 100 | 63 | 5 | 28 |
| Южно-Сургутское | БС ₁₀ ¹ | 6 | 250 | 60 | 4 | 3 |
| | БС ₁₀ ² | 8,5 | 135 | 55 | 4 | 7 |
| | ЮС ₁ | 5 | 60 | 55 | 14 | 29 |
| Мамонтовское | АС ₄ | 3,5 | 190 | 50 | 19 | 11 |
| | БС ₁₀ | 10,3 | 140 | 63 | 26 | 23 |
| | БС ₁₁ | 5 | 50 | 57 | 13 | 36 |
| Западно-Угутское | ЮС ₁ | 5 | 15 | 60 | – | – |

Эффективность влияния работ по гидроразрыву на коэффициент нефтеизвлечения оценивалась пока только по тем залежам, которые разрабатывались с заводнением, т.е. там, где можно использовать характеристики вытеснения.

По низкопроницаемым пластам с непродолжительной историей, где применение характеристик вытеснения невозможно, в объем дополнительной нефти, полученной за счет интенсификации разработки, косвенно входит эффект, обусловленный повышением нефтеизвлечения. Разделение эффектов ГРП от увеличения нефтеизвлечения и интенсификации разработки требует проведения промысловых исследований, а также математического моделирования процессов разработки с учетом гидравлического разрыва пластов.

По скважинам, обработанным ГРП, положительное влияние на интенсификацию нефтедобычи отмечается по 16 пластам. Отрицательное влияние на коэффициент нефтеизвлечения просматривается в 7 % скважин, а на интенсификацию разработки – по одному пласту.

Для особо слабопроницаемых сложнопостроенных объектов – БС₁₆₋₂₂ Мало-Балыкского и Средне-Балыкского, ЮС₂ Омбинского и БС₄₋₅ Приразломного месторождений гидроразрыв стал определяющим фактором, влияющим на уровень добычи нефти. Здесь гидроразрыв проведен в значительной (большей) части пробуренного добывающего фонда скважин.

Таблица 2

Эффективность гидроразрыва пластов

| Месторождение | Пласт | Число ГРП | Суммарная эффективность, тыс.т | | Удельная эффективность, т/скв.-опер. | | Успешность, % | |
|-------------------------------|-------------------------------|-----------|--------------------------------|----------------|--------------------------------------|----------------|----------------|----------------|
| | | | Нефтеизвлечения | Интенсификации | Нефтеизвлечения | Интенсификации | Увеличения КИН | Интенсификации |
| Мало-Балыкское | БС ₁₆₋₂₂ | 257 | – | 2595 | – | 10097 | – | 96 |
| Приразломное | БС ₄₋₅ | 164 | -5 | 1362 | -28 | 8306 | – | 93 |
| Средне-Балыкское | БС ₁₆₋₂₂ | 48 | -1 | 130 | -15 | 2709 | 13 | 96 |
| Омбинское | ЮС ₂ | 24 | -0,1 | 51 | -3 | 2114 | – | 88 |
| Средне-Асомкинское | ЮС ₁ | 69 | -13 | 444 | -186 | 6434 | – | 91 |
| Южно-Асомкинское | ЮС ₁ | 3 | – | 2 | – | 631 | – | 67 |
| Приобское | АС ₁₂ | 3 | – | 7 | – | 2420 | – | 100 |
| Правдинское | БС ₈ | 14 | -5 | 50 | -372 | 3558 | – | 71 |
| | БС ₉ | 1 | – | -4 | – | -3726 | – | – |
| Восточно-Сургутское | ЮС ₁ | 2 | – | 0,4 | – | 177 | – | 50 |
| | ЮС ₂ | 1 | – | – | – | – | – | – |
| Угутское | ЮС ₁ | 2 | – | – | – | – | – | – |
| Солкинское | ЮС ₂ | 2 | – | – | – | – | – | – |
| Салымское | ЮС ₀ | 1 | – | – | – | – | – | – |
| Тепловское | ЮС ₂ | 1 | – | – | – | – | – | – |
| Усть-Балыкское | БС ₁₀ | 1 | – | 3 | – | 2528 | – | 100 |
| Южно-Сургутское | БС ₁₀ ¹ | 1 | – | 20 | – | 19650 | – | 100 |
| | БС ₁₀ ² | 4 | – | 14 | – | 3523 | – | 100 |
| | ЮС ₁ | 9 | 8 | 100 | 943 | 11152 | 56 | 100 |
| Мамонтовское | АС ₄ | 42 | -17 | 189 | -396 | 4499 | 14 | 43 |
| | БС ₁₀ | 60 | 109 | 736 | 1816 | 12270 | 23 | 83 |
| | БС ₁₁ | 2 | -3 | 19 | -1696 | 10 | – | 100 |
| Западно-Угутское | Обработаны в январе 1995 г. | | | | | | | |
| Всего по ОАО "Юганскнефтегаз" | | 714 | 74 | 5718 | 104 | 8008 | – | 88 |

По сравнению с 1992 годом средний показатель удельной эффективности гидроразрыва увеличился от 6000 т/скв.-операцию (при успешности 60 %) – до 8112 т/скв.-операцию (при успешности 88 %). Это свидетельствует о том, что с течением времени гидроразрыв стал отработанной высокоэффективной технологией интенсификации разработки ухудшенных нефтяных пластов.

В табл.3 представлены основные удельные параметры, характеризующие процесс проведения гидроразрыва. Видно, что в среднем после обработки дебиты жидкости увеличились от 9 до 34 т/сут, обводненность при этом возросла незначительно – от 13 до 19 %.

Отметим, что по пластам с "нормальной" проницаемостью кратность роста дебитов нефти в среднем составляет 2,3; по низкопроницаемым пластам кратность изменяется от 1 до 7,7, а в среднем равна 5.

Таблица 3

Средние показатели на одну обработанную скважину

| Месторождение | Пласт | Дебит жидкости, м ³ /сут | | Обводненность, % | | Кратность увеличения дебита | |
|-------------------------------|---------------------|-------------------------------------|-------------|---|-----------|-----------------------------|-------|
| | | до ГРП | после ГРП | до ГРП | после ГРП | жидкости | нефти |
| Мало-Балькское | БС ₁₆₋₂₂ | 3,5 | 34 | – | 3 | 9,6 | 9,3 |
| Приразломное | БС ₄ | 7 | 34 | 5 | 7 | 5,1 | 5 |
| Средне-Балькское | БС ₁₆₋₂₂ | 1,5 | 30 | 50 | 64 | 15 | 11,6 |
| Омбинское | ЮС ₂ | 2 | 6 | – | 9 | 3,1 | 2,8 |
| Средне-Асомкинское | ЮС ₁ | 11 | 35 | 4 | 11 | 3,2 | 2,9 |
| Южно-Асомкинское | ЮС ₂ | 3 | 37 | 6 | 4 | 12,2 | 12,8 |
| Приобское | АС ₁₂ | 4 | 8,4 | – | 1 | 2,2 | 2,2 |
| Правдинское | БС ₈ | 7 | 11 | 3 | 16 | 1,7 | 1,4 |
| | БС ₉ | 7 | 2 | 4 | 27 | 0,3 | 0,2 |
| Восточно-Сургутское | ЮС ₁ | 26 | 26,7 | 1 | 8 | 1,03 | 0,95 |
| | ЮС ₂ | – | 27 | – | 95 | – | – |
| Угутское | ЮС ₁ | – | 6 | – | – | – | – |
| Солкинское | ЮС ₂ | – | 53 | – | 5 | – | – |
| Салымское | ЮС ₀ | – | 4 | – | – | – | – |
| Тепловское | ЮС ₂ | – | 38 | – | 2 | – | – |
| Усть-Балькское | БС ₁₀ | 5 | 9 | 2 | 2 | 28 | 33 |
| Южно-Сургутское | БС ₁₀ | 4 | 14 | 6 | 9 | 3,9 | 3,8 |
| | ЮС ₁ | 14 | 39 | 29 | 23 | 2,8 | 3 |
| Мамонтовское | АС ₄ | 18 | 25 | 14 | 30 | 1,4 | 1,1 |
| | БС ₁₀ | 27 | 47 | 27 | 27 | 1,8 | 1,7 |
| | БС ₁₁ | 13 | 44 | 37 | 54 | 3,3 | 2,4 |
| Западно-Угутское | ЮС ₁ | 4 | В обработке | В январе 1995г. эффект еще не проявился | | | |
| Всего по ОАО "Юганскнефтегаз" | | 8,3 | 31,4 | 13,2 | 19,4 | 3,8 | 3,5 |

Распределение числа скважин, в которых выполнен гидроразрыв, по величине нефтенасыщенной толщины пласта, приведено ниже.

Таблица 4

| Нефтенасыщенная толщина, м | 1-2 | 3-5 | 6-10 | 11-15 | 16-20 | >20 | Всего |
|--------------------------------------|-----|-----|------|-------|-------|-----|-------|
| Доля скважин от общего количества, % | 1 | 11 | 32 | 21 | 15 | 20 | 100 |

Видно, что основной объем (88 %) гидроразрывов приходится на скважины с нефтенасыщенной толщиной продуктивного пласта более 5 м, что экономически, естественно, более оправдано.

Из распределения скважин по дебитам (табл.5) видно, что если до ГРП фонд скважин с дебитами до 5 т/сут составлял 52 %, а с дебитами более 20 т/сут – 12 %, то после ГРП их доля изменилась, соответственно – до 6 и 73 %.

Таблица 5

| Период | Доля скважин (%), при дебите жидкости (т/сут) | | | | | | | Всего |
|-----------|---|-----|------|-------|-------|-------|-----|-------|
| | <1 | 1-4 | 5-10 | 11-15 | 16-20 | 21-40 | >40 | |
| До ГРП | 24 | 28 | 23 | 10 | 3 | 9 | 3 | 100 |
| После ГРП | 3 | 3 | 8 | 6 | 7 | 40 | 33 | 100 |

Одним из недостатков реализации гидроразрывов в ОАО "Юганскнефтегаз" с самого начала его внедрения явилось отсутствие серьезной научной поддержки технологии. Это касается как подбора залежей, так и конкретных скважин –

объектов для гидроразрыва, отсутствия проектных документов с применением ГРП, текущего контроля за работой скважин после обработки и др.

Если в первые годы при незначительном объеме работ это не играло особой роли, то в дальнейшем стало проявляться весьма существенно, прежде всего – в снижении эффективности последующих гидроразрывов.

Нам представляется, что высокоэффективное и широкомасштабное внедрение этой мощной технологии должно осуществляться лишь при научно обоснованном подходе: увязке применения гидроразрыва с системой разработки пластов (плотностью сетки скважин, балансом отбора и закачки, режимами работы добывающих и нагнетательных скважин и др.), а также при использовании физико-химических методов регулирования вытеснения (выравнивание профилей приемистости, ограничение водопритоков и др.).

Отсутствие комплексных промысловых, гидродинамических и целенаправленных специальных исследований в скважинах (до и после воздействия) не позволяет определить геометрию трещин и всесторонне изучить особенности влияния гидроразрыва на структуру слабопроницаемых коллекторов.

По сути уникальный опыт масштабного применения гидроразрыва фирмой "Юганскфракмастер", с точки зрения научного сопровождения, осмысления и обобщения – остался практически не использованным. Едва ли в дальнейшем аналогичный богатый и разнообразный опыт удастся воспроизвести. Время для эффективного научного управления процессами применения гидроразрыва в Юганском районе оказалось в значительной степени упущенным.

Выводы

1. Гидроразрыв пласта в исполнении СП "Юганскфракмастер" является высокоэффективной технологией интенсификации разработки низкопроницаемых коллекторов (юрские отложения, ачимовская толща и др.).

2. За счет применения гидроразрывов пласта в период с 1988 по 1994 год в ОАО "Юганскнефтегаз" добыто дополнительно 5,8 млн.т нефти.

3. Гидроразрыв пласта позволяет увеличить дебиты добывающих скважин по нефти в 3-10 раз по сравнению с базовыми режимами эксплуатации.

4. Удельная фактическая эффективность на одну скважино-операцию гидроразрыва достигает 14 тыс.т/скв, в среднем составляя 8,1 тыс.т/скв.

5. Проведение гидроразрыва в "нормальных" пластах способствует снятию скин-эффекта (восстановлению естественной проницаемости коллектора), а в низкопроницаемых пластах – увеличению проницаемости за счет создания протяженной системы вновь образованных трещин.

6. Более тщательного изучения требует невысокая эффективность единичных гидроразрывов в низкопроницаемых пластах юрских отложений (Салымское, Восточно-Сургутское, Тепловское месторождения и др.). Вероятно, эти объекты требуют изменения технологии работ в плане создания более протяженных (до нескольких сотен метров) и разветвленных трещин.

Литература

1. Гусев С.В., Коваль Я.Г., Кольчугин И.С. Анализ эффективности гидроразрыва пластов на месторождениях ПО "Юганскнефтегаз" // Нефтяное хозяйство, 1991, №7, с. 15-18.

2. Гусев С.В., Янин А.Н. Результаты применения ГРП на месторождениях ПО "Юганскнефтегаз" // Нефтяное хозяйство. 1993, №12, с. 18–20.

О.Г.Малышев, А.Н.Янин

**Применение гидравлического разрыва пласта
для интенсификации разработки низкорентабельных запасов нефти
(на примере Приобского месторождения)*)**

Гидравлический разрыв пласта (ГРП) является одним из эффективных методов интенсификации добычи нефти и увеличения нефтеотдачи, относится к группе технологий глубокопроникающего воздействия на продуктивные пласты. ГРП обеспечивает одновременно резкое снижение скин-фактора в призабойной зоне скважины и увеличение охвата пласта воздействием.

Применение гидроразрыва пласта на месторождениях Юганского района осуществляется с 1988 года и проводилось двумя организациями – АОЗТ "Юганскфракмастер" и управлением "Интраc". Всего предприятиями здесь выполнено около 2000 операций по гидроразрыву пластов.

Основными объектами применения рассматриваемой технологии являются сложнопостроенные залежи юры и нижнего мела, содержащие трудноизвлекаемые и низкорентабельные запасы нефти. Результаты использования гидроразрыва пласта для вовлечения в разработку низкорентабельных запасов показаны в данной статье на примере продуктивных объектов левобережной части уникального Приобского нефтяного месторождения.

Исследуемые в статье участки характеризуются следующими основными особенностями:

- На левобережной части месторождения выделено три самостоятельных объекта разработки – АС₁₀, АС₁₁ и АС₁₂, имеющие высокую степень расчлененности и отличающиеся линзовидностью и прерывистостью;

- Пласт АС₁₀ содержит 34% запасов. Является основным объектом разработки на левобережной части месторождения. Коллекторские свойства невысокие: проницаемость 18 мД, пористость 19%. Средняя нефтенасыщенная толщина пласта – 7,2 м. На 1.01.1997 г. накопленная добыча нефти по пласту составила 2208 тыс.т, обводненность – 4%;

- Пласт АС₁₁ содержит 26% запасов. Коллекторские свойства также ухудшенные: проницаемость 16 мД, пористость 20%. Нефтенасыщенная толщина пласта – 9,3 м. На 1.01.1997 г. накопленная добыча нефти по пласту составила 539 тыс.т, обводненность – 1%;

- Пласт АС₁₂ содержит 40% запасов. Является основным по запасам объектом разработки месторождения. Характеризуется крайне низкими коллекторскими свойствами: проницаемость 3 мД, пористость 19%. Нефтенасыщенная толщина пласта – 9,6 м. На 1.01.1997 г. накопленная добыча нефти по пласту составила 757 тыс.т, содержание воды – 1%;

- Все запасы месторождения относятся к категории трудноизвлекаемых.

Общее количество гидроразрывов пластов, проведенных на Приобском месторождении, с начала разработки (на 1.07.1997 г.) составляет 208 скважино-операций (табл.1), а количество обработанных скважин – 207.

*) Опубликовано в книге "Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО", Ханты-Мансийск, 1998, с.202-207.

В скважине №212 проведен последовательный гидроразрыв двух пластов: АС₁₂ – в сентябре 1995 г. и АС₁₀ – в ноябре 1995 г. Всего лишь один гидроразрыв был проведен в нагнетательной скважине (№25).

Таблица 1

Количество ГРП, выполненных на Приобском месторождении

| Наименование | | АС ₁₀ | АС ₁₁ | АС ₁₂ | Всего |
|-------------------------------------|------------|------------------|------------------|------------------|-------|
| "ИНТРАС", | скв.-опер. | 28 | 15 | 94 | 137 |
| "Юганскфракмастер", | скв.-опер. | 5 | 4 | 62 | 71 |
| В сумме | скв.-опер. | 33 | 19 | 156 | 208 |
| Добывающий фонд на 1.07.1997 г., | скважины | 162 | 132 | 289 | 449 |
| Доля скважин с ГРП от добывающих, % | | 20 | 14 | 54 | 46 |

В последний период (1996-1997 гг.) гидроразрывы пласта проводились, преимущественно, в скважинах наиболее сложного объекта АС₁₂ (90% от всего объема ГРП). С начала разработки на пласты приходится: АС₁₂ – 75%, АС₁₀ – 16%, АС₁₁ – 9% от общего количества выполненных гидроразрывов.

Основными технологическими параметрами процесса, определяющими размеры трещин гидроразрыва в пласте, являются:

1) Количество и типы проппанта, его концентрация.

Как правило, объемы закачанного на месторождении проппанта были невелики – от 3,9 до 15,1 тонн/скв. при среднем – 8,7 тонн на скважину.

В июле 1997 г. в пласт АС₁₂ (скв. № 2204) в качестве эксперимента*) было закачано 18 тонн проппанта типа 16/30, что в два раза выше средних показателей процесса ГРП по месторождению;

2) Объемы рабочих жидкостей гидроразрыва пласта.

Они изменялись в пределах от 34 до 142 м³ при среднем – 69 м³/скв;

3) Тип основы рабочей жидкости разрыва.

На Приобском месторождении применялись как водная, так и углеводородная (нефтяная) основы для жидкости разрыва;

4) Концентрация проппанта при транспортировке изменялась в интервале от 100 до 1100 кг/м³, в среднем по скважинам – от 350 до 650 кг/м³;

5) Темп нагнетания жидкостей разрыва и транспортировки в процессе разрыва менялся от 2,2 до 5,3 м³/мин при среднем значении – 4,3 м³/мин;

6) Давление, достигаемое в процессе разрыва пласта, изменялось в широких пределах. Наименьшее значение этого показателя 26,5 МПа зарегистрировано при обработке скважины № 1148. Максимальное давление в процессе гидроразрыва составляло 60 МПа (скв. № 2054, дата обработки – 21.05.1997). **В среднем по рассматриваемым скважинам в процессе обработки максимальное давление разрыва составляло 46,6 МПа.**

При сравнении осредненных технологических показателей за рассматриваемый период наблюдается некоторое снижение темпов нагнетания рабочих жидкостей и объемов закачки расклинивающего агента (проппанта) в пласт.

При проведении операций гидроразрыва пласта **на воде** средний объем закачанного проппанта составлял 7,9 тонн на скважину при средней его концентрации 404 кг/м³.

*) Примечание автора: ныне в Западной Сибири при осуществлении гидроразрыва пласта в скважину (в порядке эксперимента) закачивают до 300-400 тонн и более проппанта.

При проведении ГРП на **нефтяной основе** среднее количество закачанного в пласт пропанта несколько ниже – 6,5 тонн на скважину при концентрации 370 кг/м³.

Следует отметить увеличение доли проведенных операций ГРП с применением более крупного пропанта марки 16/30 – с 4% (в 1996 г.) – до 55% (в первом полугодии 1997 г.).

Успешность осуществленных операций по гидроразрыву пластов на Приобском месторождении (левобережье) – очень велика и достигает 99% (см. табл. 2). При расчете этого показателя оценивалась доля операций, характеризующихся приростом дебитов нефти после ГРП над базовым показателем – относительно общего количества скважин, введенных в эксплуатацию.

Таблица 2

Успешность ГРП на некоторых месторождениях Сибири

| Месторождение, предприятие | Годы применения | Объем применения, скв. | Успешность, % |
|----------------------------|-----------------|------------------------|---------------|
| Приобское | 1994-1997 | 208 | 99 |
| Повховское | 1993-1994 | 154 | 98 |
| Самотлорское | 1992-1996 | 384 | 91 |
| ОАО "Сургутнефтегаз" | 1993-1994 | 75 | 94 |
| ТПП "Лангепаснефтегаз" | 1993-1994 | 42 | 87 |

При анализе изменения коэффициента продуктивности добывающих скважин после проведения в них гидравлического разрыва использовались результаты обработки данных гидродинамических исследований, проведенных на Приобском месторождении С.Г.Вольпиным (центр «Информпласт»).

Для получения статистически обоснованных результатов учтены данные гидродинамических исследований, проведенных по добывающим скважинам (где применялась технология ГРП) Приобского месторождения за период с 1994 по 1.07.1997 г., всего – 153 скважины.

На рис.1 показан характер изменения продуктивности скважин до и после проведения в них гидроразрыва. Степень увеличения продуктивности в каждой скважине рассчитывалась как отношение значений коэффициентов продуктивности после и до проведения гидроразрыва.

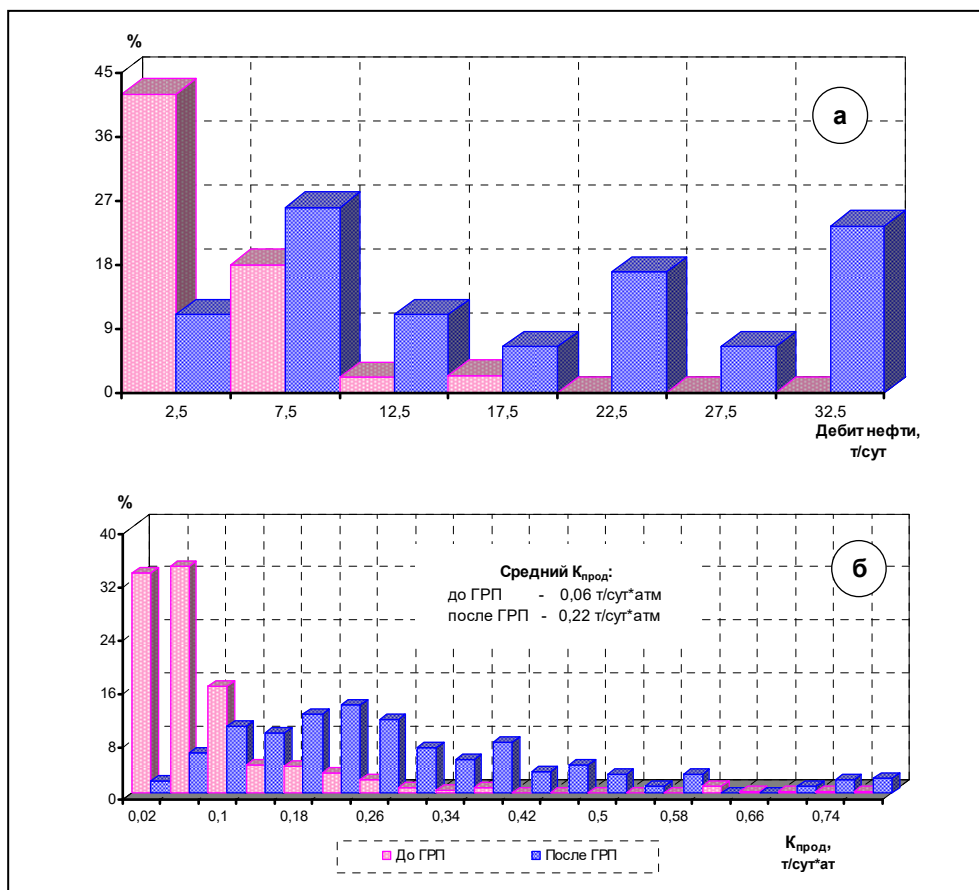
Наиболее вероятное значение продуктивности для всей выборки скважин Приобского месторождения до проведения ГРП составляет 0,06 т/сутхат. **После проведения гидроразрыва коэффициент продуктивности увеличился до 0,22 т/сутхат, т.е. продуктивность скважин возросла в 3,7 раза.**

Кратность увеличения дебитов нефти после применения гидроразрыва для скважин Приобского месторождения изменяется в пределах 1,3-6,8, составляя в среднем – 2,78. Разброс значений связан в т.ч. и с изменением условий эксплуатации скважин после гидроразрыва (смена насосов, увеличение депрессии и др.)

Анализ забойных давлений до и после гидроразрыва показал некоторое увеличение депрессии – в среднем на 1,1 МПа или 16% от начального значения. Эффект прироста добычи нефти определяется, главным образом, изменением продуктивности скважины после проведения гидроразрыва.

Изменение депрессии на пласты в обработанных скважинах после ГРП также имеет место и вносит некоторый дополнительный вклад в увеличение добычи нефти.

Примерно одинаковый характер изменения обоих показателей и идентичные формы кривых свидетельствует о том, что для данной представительной выборки степень изменения дебита скважин после интенсификации достаточно близко отражает изменение показателя продуктивности скважин.



**Рис.1. Приобское месторождение. Пласты АС₁₀₋₁₂.
Распределение дебита нефти (а) и коэффициента
продуктивности (б) по скважинам до и после проведения гидроразрыва.**

Итоговым количественным критерием эффективности внедрения технологий интенсификации притоков является дополнительная добыча нефти после проведения мероприятий. В скважинах Приобского месторождения учитывался эффект от интенсификации добычи в виде увеличения дебитов жидкости по отношению к базовому уровню, прогнозируемому по фактическому времени работы скважины до применения гидроразрыва пласта.

Так как продукция месторождения практически безводная (менее 3% – на 1.07.1997 г.) расчеты эффектов производились с использованием базовых значений дебитов нефти скважин до проведения гидроразрыва пласта.

Суммарная дополнительная добыча нефти по всем скважинам, за счет применения технологии ГРП на Приобском месторождении на 1.07.1997 г. оценивается нами в 643 тыс.тонн, или в 3 091 тонну на одну скважину, в том числе по пластам: АС₁₂ – 357 203 тонны (или 56 % от общего эффекта), АС₁₀ – 239 901 тонна (или 37 %), АС₁₁ – 45 957 тонн (или 7 %).

Для ознакомления. Номера страниц не соответствуют официальной версии.

Сравнение динамики средних дебитов нефти во времени по группам скважин, обработанным в разное время (см. рис. 2), и сопоставление добычи нефти и объемов проводимых работ по месяцам (рис.3), показывают, что рост добычи нефти далее возможен только при постоянном увеличении объемов гидроразрывов во времени.

Таблица 3

Динамика среднего дебита нефти скважин с ГРП в 1997 г., т/сут

| Месяцы 1997 года | "Старые" скважины 1994-1996 гг. (с ГРП) | "Новые" скважины 1997г. (с ГРП) | В целом по месторождению |
|------------------|--|------------------------------------|-----------------------------|
| Январь | 19,6 | 1,4 | 10,8 |
| Февраль | 19,1 | 2,5 | 11,2 |
| Март | 18,1 | 6,1 | 11,5 |
| Апрель | 17,6 | 9,9 | 11,8 |
| Май | 16,2 | 13,3 | 12,0 |
| Июнь | 15,6 | 16,6 | 12,3 |

На основе осредненных темпов падения дебитов нефти скважин добывающего фонда, обработанных ГРП на Приобском месторождении, рассчитан вариант прогноза падения дополнительной добычи нефти после применения технологии гидроразрыва в период 1994-1997 гг.

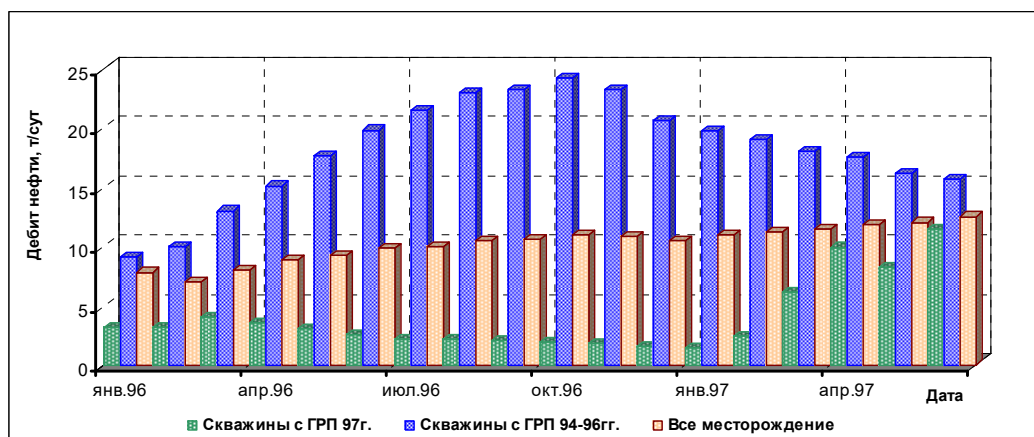


Рис.2. Приобское месторождение. Пласты АС10-12.

Динамика дебитов нефти по группам "старых" и "новых" скважин с ГРП.

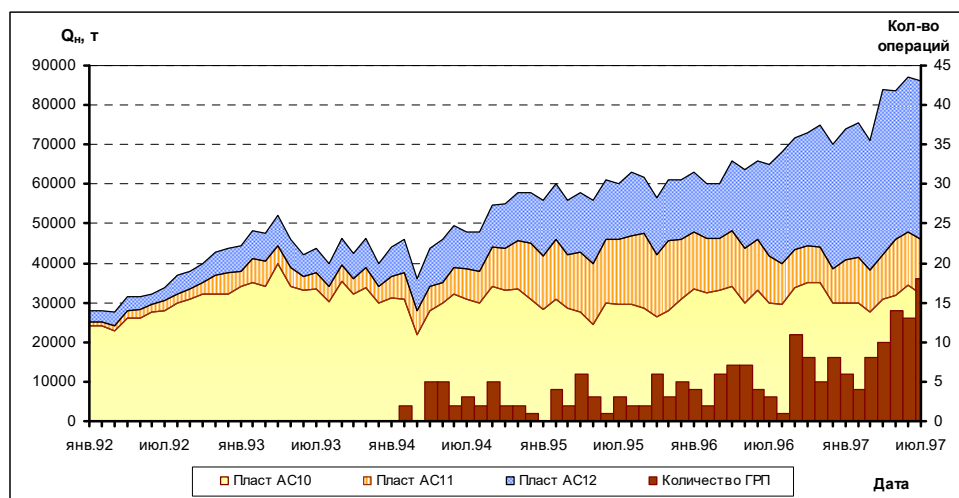


Рис.3. Приобское месторождение. Пласты АС10-12.

Сопоставление динамики добычи нефти по месторождению с объемами применения ГРП (по месяцам).

Получено, что темпы ежегодного снижения дополнительной добычи нефти по фонду ГРП составят в перспективе до 2000 г. среднем около 18 % в год (табл.4).

Таблица 4

Прогноз падения эффекта от ГРП по отработанному фонду

| Наименование | Годы | Дополнительная добыча нефти, тыс.т | То же, в % от максимальной |
|-----------------------|------|------------------------------------|----------------------------|
| Фактические данные | 1994 | 12,7 | 5,7 |
| | 1995 | 72,7 | 32,5 |
| | 1996 | 223,4 | 100 |
| Прогнозные показатели | 1997 | 194,3 | 87 |
| | 1998 | 138,5 | 62 |
| | 1999 | 96,1 | 43 |
| | 2000 | 62,5 | 28 |

Особо отметим, что большое влияние на темпы падения дебитов скважин после гидроразрыва пласта оказывает наличие на объектах эффективной расщепленной по площади системы поддержания пластового давления.

Анализ экономической эффективности применения технологии гидроразрыва выполнен для 96 скважино-мероприятий управления "Интраc" за рассматриваемый период с учетом прогнозной продолжительности эффектов – до 2000 г.

Расчеты показали, что срок окупаемости затрат на проведение гидроразрывов пласта составляет в среднем примерно три года.

Выводы

1. В целом на Приобском месторождении (левобережье) за период (с 1994г.) применения технологии гидроразрыва низкопроницаемых пластов добыто всего 2610 тыс.т нефти, из которых 25 % обеспечено за счет гидроразрыва.

2. Разделение дополнительной добычи нефти от гидроразрыва пласта по объектам следующее: вклад скважин с гидроразрывом в общую дополнительную добычу нефти по пласту АС₁₂ – 44%, по пласту АС₁₀ за этот период – 19 %, по пласту АС₁₁ – 9%.

3. Применение гидроразрыва пласта с целью интенсификации добычи нефти на Приобском месторождении (левобережье) оказало основное, определяющее влияние на процесс разработки низкопроницаемых объектов.

4. Дальнейшее эффективное извлечение запасов нефти рассмотренных продуктивных пластов без применения гидроразрыва пласта следует рассматривать как весьма проблематичное и маловероятное.

А.Н.Янин, Ал.Н.Янин

Эффективность работ по изоляции продуктивных пластов на Усть-Балыкском нефтяном месторождении^{*)}

Одно из первых нефтяных месторождений Тюменской области – Усть-Балыкское (введено в разработку в 1964 г.) в настоящее время находится на стадии снижающейся добычи нефти. В 1975 г. добыча нефти по основному объекту разработки БС₁₋₄ составляла 85% от достигнутого в 1972 г. максимального уровня (около 10 млн.т).

Столь существенное снижение добычи нефти связано с быстрым нарастанием обводненности – в среднем на 11% в год за 1973-1975 годы. Обводненность продукции по месторождению за декабрь 1975 г. составила 47%, т.е. на одну тонну добываемой нефти из залежей здесь извлекалось 0,89 м³ попутной воды.

Система заводнения на месторождении – комбинированная. Закачка воды производится как в основные разрезающие ряды, так и в законтурные нагнетательные скважины. В условиях интенсивного воздействия количество безводных скважин неуклонно сокращалось; сейчас безводны лишь 20% добывающих скважин. Число скважин с невысокой (менее 20%) обводненностью также невелико: по пласту БС₁ – их пять, по пласту БС₂₋₃ – шесть, по пласту БС₄ – две скважины.

В этих условиях обобщение материалов по оценке эффективности работ по изоляции обводнившихся интервалов и отключению промытых пластов представляет значительный практический интерес.

В статье изложены результаты анализа проведения подобных ремонтно-изоляционных работ на месторождении за период с 1970 по 1975 год. Эффективность работ по ликвидации негерметичности эксплуатационных колонн в данной статье не рассматривается.

На Усть-Балыкской площади широкое распространение получила практика совместной и одновременно-раздельной эксплуатации нескольких продуктивных пластов в одной скважине. Условия же разработки многопластового месторождения предъявляют повышенные требования к качеству проведения ремонтных работ по борьбе с обводнением скважин. В этом случае дальнейшая эксплуатация нефтенасыщенных интервалов зависит от надежности изоляции путей поступления воды из обводнившегося пласта в скважину.

Особенностью, осложняющей капитальный ремонт скважин на рассматриваемой площади, являются небольшие толщины глинистых перемычек, разделяющих продуктивные пласты БС₁, БС₂₋₃ и БС₄.

По объекту БС₁₋₄ изоляционные работы проводились в довольно большом объеме. В 1974 году различные виды этих работ выполнены на 21 скважине, в 1976 году – на 24 скважинах.

В статье проведен анализ 44 скважино-операций по изоляции пласта или его обводненных интервалов. Фактическое же число "заливок" обводненных пластов за 1970-1975 гг. превышает указанное количество по той

^{*)} Опубликовано в реферативном научно-экономическом сборнике "Экономика нефтяной промышленности", М., ВНИИОЭНГ, 1977, №3, с.29-32.

причине, что в части скважин эффект от проведения изоляционных работ выделить невозможно, так как после изоляции одного пласта – либо в эксплуатацию подключался другой, либо параллельно с полной изоляцией пласта проводились работы по ликвидации негерметичности эксплуатационной колонны и т.д.

Основным изолирующим материалом при ликвидации источников обводнения на месторождении служили водоцементные растворы различного ($1,2-1,8 \text{ г/см}^3$) удельного веса, применяемые как самостоятельно, так и в сочетании с различными добавками.

Оценка результативности выполненных изоляционных работ производилась с двух позиций:

а) технологической – когда во внимание принималось лишь изменение динамики дебитов и обводненности продукции, но не учитывалось, какими средствами был достигнут эффект;

б) технико-экономической – когда производилось сопоставление финансовых затрат на капитальный ремонт скважин и количества нефти, дополнительно добытого за счет этих затрат.

Успешными, то есть повлекшими за собой снижение обводненности и увеличение дебита нефти, из 44 выполненных операций оказались 27 (или 61%). Фактически это означает, что в среднем на три успешные операции РИР приходилось две неудачные заливки.

Наибольшая (90%) эффективность ремонтно-изоляционных работ была достигнута в 1971 году, наименьшая (25%) – в 1974 году. Средняя обводненность перед проведением изоляционных работ по 44 скважинам составляла 65%, после ремонта – 50%, т.е. в целом обводненность снизилась в 1,3 раза. Средний дебит нефти перед заливкой составлял 39,7 т/сут, после заливки – 46,7 т/сут, т.е. увеличился на 7 т/сут или 18%.

За счет роста дебита нефти по 27 успешным операциям РИР в течение первого года эксплуатации было добыто дополнительно 393 тыс.т нефти или в среднем 14,6 тыс.т на одну операцию. В результате общий эффект от всех проведенных РИР (удачных и неудачных) за 1970-1975 годы (I–II кварталы) оценивается нами в 281,5 тыс.т дополнительно добытой нефти.

Изоляционные работы в добывающих скважинах являются одним из наиболее трудоемких и капиталоемких видов ремонтных работ, на проведение которых обычно затрачивается много времени.

Средняя продолжительность проведения одного ремонта, предусматривающего заливку обводнившегося пласта в скважине, за период 1970-1975 гг. (I–II кв.) составляла 28 суток, т.е. приблизительно один месяц.

Период действия эффекта после проведения изоляции пласта колеблется в широких пределах, в среднем составляя за 1970-1973 годы – 26 месяцев (то есть чуть более двух лет), причем со временем проявляется тенденция к неуклонному снижению этого показателя (табл. 1).

Из общего количества рассмотренных РИР – три операции (в добывающих скважинах №№705, 326, 856) были выполнены с использованием в качестве специального изолирующего агента – **10%-ного раствора гипана.**

Из трех указанных проведенных операций небольшой прирост добычи нефти (2,4 тыс.т в расчете на полный год) получен по скважине №705. Две другие обработки гипаном оказались неудачными. Потери нефти вследствие снижения дебитов этих скважин составили около двух тысяч тонн.

Низкая эффективность применения гипана объясняется тем, что продуктивные пласты в скважинах, выбранных для проведения изоляционных работ, практически монолитны и почти полностью выработаны. Обводненность перед обработкой составляла 90–95%, дебиты по нефти – 2,5 т/сут. Кроме того, проведение операций с гипаном требует более тщательного соблюдения технологии, а также точного представления о характере обводнения добывающих скважин.

Таблица 1

Результаты работ по изоляции пластов на Усть-Балыкском месторождении

| Показатели | | Годы | | | | | 1975 I-II кв. | Всего |
|---|----------------|------|------|------|------|------|------------------|-------|
| | | 1970 | 1971 | 1972 | 1973 | 1974 | | |
| Количество РИР – всего | | 10 | 10 | 7 | 6 | 8 | 3 | 44 |
| в том числе: успешных | | 6 | 9 | 4 | 5 | 2 | 1 | 27 |
| неудачных | | 4 | 1 | 3 | 1 | 6 | 2 | 17 |
| Доля успешных операций, % | | 60 | 90 | 57 | 83 | 25 | 33 | 61 |
| Дебит нефти, т/сут | до изоляции | 71,8 | 32,2 | 47,9 | 25,1 | 25,4 | 5,7 | 39,7 |
| | после изоляции | 61,4 | 61,9 | 62,3 | 27,4 | 25,4 | 6,0 | 46,7 |
| Обводнен- ность, % | до изоляции | 48,4 | 41,7 | 69,1 | 82,2 | 85,6 | 93,3 | 64,6 |
| | после изоляции | 31,4 | 23,4 | 54,3 | 61,6 | 76,5 | 89,3 | 49,5 |
| Дополнительная добыча нефти за 1-й год эффекта, тыс.т | | 100 | 171 | 59,6 | 38,6 | 22,2 | 2,4 | 393 |
| Потери нефти за 1-й год, тыс.т | | 80,9 | 2,5 | 3,5 | 10,9 | 12,0 | 2,2 | 112 |
| Обводненность до изоляции (по группе успешных РИР), % | | 53,2 | 40,8 | 63,8 | 84,6 | 78,5 | 95 | 69,3 |
| Дополн.добыча нефти (по груп- пе успешных РИР), тыс.т/скв. | | 16,7 | 19 | 14,9 | 7,7 | 11,1 | 2,4 | 12 |
| Период эффекта, месяцы | | 34,9 | 28,3 | 19,9 | 15,1 | | | |

Анализ результатов изоляционных работ, проведенных на Усть-Балыкском месторождении, показывает, что количество дополнительно добытой нефти за первый год эффекта (табл. 1) различно и зависит от большого количества факторов. Среди них немаловажную роль играет порядок отключения совместно эксплуатируемых пластов (нижние, средние или верхние).

Эффект по обработанным скважинам трудно сопоставим еще и вследствие различий в способах их эксплуатации – до и после изоляционных работ (фонтанный или насосный), дебитах скважин перед ремонтом, кратности заливок, величинах повторно вскрываемых интервалов пласта.

Эти факторы следует иметь ввиду при решении одного из ключевых вопросов капитального ремонта – определении рациональной обводненности, при которой проведение изоляционных работ дает наибольший эффект, а также «верхней» предельной обводненности, при которой проведение РИР – уже нецелесообразно.

Для того, чтобы в какой-то степени сгладить влияние отмеченных выше факторов, за каждый год были подсчитаны средние величины: ΔQ_n – дополнительная добыча нефти на одну скважину по группе успешных операций в течение первого года эффекта и f_b – обводненность добываемой продукции по той же группе перед проведением ремонта.

По результатам обработки данных из таблицы 1 построен график зависимости ΔQ_n от f_b (см.рис.1).

Однако по одному лишь показателю увеличения дебита или добычи нефти нельзя сделать вывод об истинной эффективности геолого-технического мероприятия. Для этого необходимо эффект от увеличения добычи нефти за счет РИР сопоставить с затратами на их проведение в скважине.

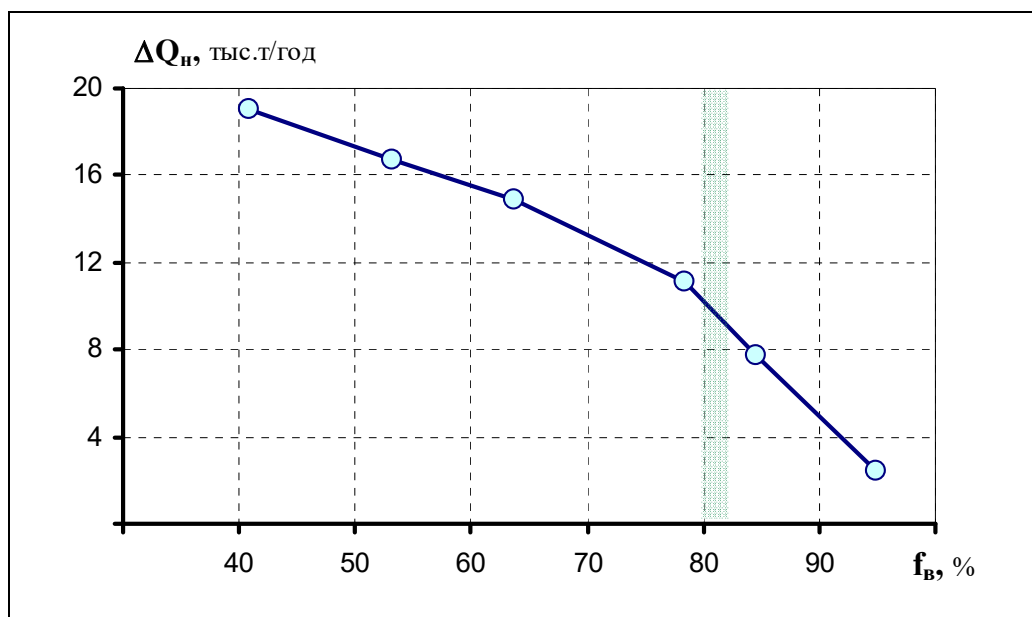


Рис. 1. Зависимость количества дополнительно добытой нефти на одну скважино-операцию от обводненности продукции перед изоляцией пласта

Оценка экономической эффективности проведенных изоляционных работ выполнена на основе показателя изменения прибыли в результате ремонтных работ. Величина экономического эффекта (\mathcal{E}) определялась с учетом затрат на проведение ремонтов (\mathcal{Z}), потерь прибыли, связанных с потерями нефти вследствие неудачного исхода операций (Π_n) – и дополнительной прибыли за счет роста дебитов скважин по нефти после проведения изоляции пласта ($\Pi_{доп}$):

$$\mathcal{E} = \Pi_{доп} - \Pi_n - \mathcal{Z}. \quad (1)$$

В расчетах эффекта надо учесть различие в себестоимости нефти, "недополученной" из-за снижения дебитов нефти вследствие неудачных операций, а также нефти, дополнительно добытой после успешных РИР (табл. 2).

Таблица 2

Экономическая эффективность работ по изоляции обводнившихся пластов
на Усть-Балыкском месторождении /объект БС₁₋₄/*

| Годы | Количество ремонтов, шт. | Стоимость 1-го ремонта, тыс.руб. | Всего затрат, тыс.руб. | Потери нефти, тыс.т | Прибыль на 1 т потерь нефти, руб. | Потери прибыли, тыс.руб. | Дополнительная добыча нефти, тыс.т | Прибыль на 1 т доп. добычи, руб. | Дополнительная прибыль, тыс.руб. | Экономический эффект, тыс.руб. |
|--------------------|--------------------------|----------------------------------|------------------------|---------------------|-----------------------------------|--------------------------|------------------------------------|----------------------------------|----------------------------------|--------------------------------|
| 1970 | 10 | 19,6 | 196 | 80,9 | 7,07 | 572 | 100,3 | 8,20 | 822,5 | 54,5 |
| 1971 | 10 | 20,1 | 201,1 | 2,5 | 6,98 | 17,4 | 171 | 8,04 | 1374,8 | 1156,4 |
| 1972 | 7 | 17,5 | 122,5 | 3,5 | 6,90 | 24,2 | 59,6 | 8,10 | 482,8 | 336,1 |
| 1973 | 6 | 16,4 | 98,4 | 10,9 | 6,50 | 70,8 | 38,6 | 7,63 | 294,5 | 125,3 |
| 1974 | 8 | 16,9 | 135,2 | 12,0 | 6,25 | 75,0 | 22,2 | 7,48 | 166,1 | -44,1 |
| 1975 (I-II кв.) | 3 | 17,4 | 52,2 | 2,2 | 6,04 | 13,3 | 2,4 | 7,37 | 17,7 | -47,8 |
| Всего | 44 | 18,3 | 805,3 | 112 | 6,9 | 772,7 | 394 | 8,03 | 3158 | 1580 |

* Дается в расчете на один полный год после РИР.

По данным, представленным нам НГДУ "Юганскнефть", средняя стоимость проведения одной операции по изоляции обводнившихся пластов на объекте БС₁₋₄ Усть-Балыкского месторождения составляет 18,3 тыс.руб. Таким образом, общая сумма затрат на проведение всех изоляционных работ за рассматриваемый период составила 805 тыс.руб.

Потери прибыли из-за недобора нефти – 773 тыс.руб., прирост прибыли за счет увеличения дебитов нефти и снижения обводненности – 3158 тыс.руб.

Анализ показывает, что экономический эффект от проведения изоляционных работ на Усть-Балыкском месторождении имеет тенденцию к неуклонному уменьшению, что связано с выработкой запасов и снижением приростов добычи нефти от проведения изоляционных работ.

Выводы

1. Проведение работ по изоляции отдельных обводнившихся пластов в добывающих скважинах объекта БС₁₋₄ на Усть-Балыкском месторождении позволило получить в течение 1970-1975 гг. дополнительно 394 тыс.тонн** нефти (или 8955 т/скв.) с общим экономическим эффектом в 1684 тыс.рублей.

2. Отмечена тенденция значительного падения эффективности изоляционных работ при увеличении базовой обводненности добывающих скважин перед проведением ремонтов.

3. После обводнения добывающих скважин примерно на 80 % проведение ремонтно-изоляционных работ по ним – малоэффективно.

** В расчете на один полный год после проведения изоляционных работ

В.В. Мазаев, Н.Н. Пастухова, А.Н. Янин

Влияние соляной кислоты на растворимость и проницаемость керн Приобского месторождения^{*)}

За последние годы в структуре извлекаемых запасов нефти по отрасли, в том числе и по Западной Сибири, отмечается неблагоприятная тенденция, связанная с возрастанием удельного веса запасов в низкопроницаемых коллекторах. Осваиваются нефтяные месторождения, имеющие запасы в коллекторах с проницаемостью породы в единицы миллидарси. Разработка таких пластов имеет принципиально иной характер, чем разработка залежей средней и высокой проницаемости. Более важную роль при этом начинают играть микропроцессы взаимодействия закачиваемых флюидов и пород-коллекторов [1].

Одним из наиболее распространенных и доступных методов увеличения продуктивности добывающих скважин в низкопроницаемых коллекторах является обработка призабойной зоны пласта (ПЗП) соляной кислотой. Последняя, взаимодействуя с компонентами породы, растворяет их, что увеличивает проницаемость коллектора и способствует эффективному удалению коагулирующих частиц [2].

Однако закачка соляной кислоты в пласт может оказывать и негативное воздействие, в первую очередь, в виде образования вторичного осадка в коллекторе после нейтрализации кислоты. Такой осадок может закоагулировать поровые каналы породы и снизить эффективность кислотного воздействия. При использовании солянокислотных составов на пластах средней и высокой проницаемости негативные последствия можно снизить до минимума, используя различные технологические приемы и специальные добавки. На низкопроницаемых коллекторах вероятность проявления таких осложнений значительно возрастает. Это требует детального изучения процесса вторичного осадкообразования и его влияния на фильтрационные характеристики пористой среды низкопроницаемых коллекторов.

Настоящая работа посвящена исследованию влияния соляной кислоты на процессы растворения кернового материала продуктивных пластов АС₁₀, АС₁₁ и АС₁₂ уникального Приобского месторождения и образования вторичного осадка после нейтрализации кислоты. Изучено также влияние соляной кислоты на проницаемость образцов керн в статическом и динамическом режимах.

Исследовались следующие показатели:

1. Растворимость дезинтегрированного керн в 12%-ной соляной кислоте. В качестве дезинтегрированного керн использовали следующие фракции кернового материала пластов АС₁₀, АС₁₁ и АС₁₂: 0,065-0,1; 01-0,16; 0,16-0,2; 0,2-0,3 мм. Эксперименты по определению растворимости кернового материала в избытке 12%-ной соляной кислоты проводили при температуре 88-90°C в течение 24-48 часов до постоянного значения РН среды. Далее определяли изменение массы навески керн и, после нейтрализации фильтрата, – массу вторичного осадка.

^{*)} Опубликовано в сборнике научных трудов Сибниинп «Основные направления научно-исследовательских работ в нефтяной промышленности Западной Сибири» (Часть 1), Тюмень, 1999г., с.138-144.

2. Карбонатность кернового материала определяли по стандартной методике с использованием предоставленного нам кернового материала различного фракционного состава.

3. Растворяющая способность соляной кислоты (количество керна, растворимое определенным количеством кислоты) – определялась путем помещения избыточного количества дезинтегрированного кернового материала различного фракционного состава в определенный объем 1%-ной соляной кислоты. Опыты проводили при температуре 88-90°C в течение 72 часов до достижения нейтрального значения РН среды. По окончании опытов определяли изменение массы навески керна, а также массу вторичного осадка.

4. Изменение проницаемости образцов кернов (цилиндров) под воздействием 12%-ной соляной кислоты.

Влияние соляной кислоты на фильтрационные свойства пластов исследовано на образцах пластов АС₁₀, АС₁₂ с проницаемостью 0,5-0,7 мД. Всего исследовано 36 образцов керна. Обработки образцов кернов проводили в двух режимах: статическом – путем насыщения под вакуумом с последующей выдержкой при температуре 90°C и отмывкой в пресной воде 26 образцов керна пластов АС₁₀ и АС₁₂ и динамическом – путем прокачки раствора соляной кислоты через образец керна под давлением (6 образцов керна пластов АС₁₀ и АС₁₂). В дальнейшем все исследованные образцы высушивались и для них определялась проницаемость по воздуху.

Исследование растворимости дезинтегрированного кернового материала показало, что растворимость керна в 12 %-ной соляной кислоте не зависит от степени его измельчения. Возможно, при размере частиц керна более 1-3 мм растворимость будет меньше, но в избытке кислоты и при длительном контакте растворимость достигнет полученных значений.

Получено, что максимальной растворимостью обладает керн пласта АС₁₀, минимальной – керн пласта АС₁₂ (табл. 1).

Таблица 1

Средние значения основных показателей растворимости кернового материала пластов АС₁₀₋₁₂ Приобского месторождения в соляной кислоте

| Пласт | 12%-ная соляная кислота | | | 1%-ная соляная кислота | | | Карбонатность, % | Растворяющая способность кислоты в пересчете на 12%-ную, кг/л |
|------------------|------------------------------------|---|-------------------------------------|------------------------------------|---|-------------------------------------|------------------|---|
| | Потеря массы керна, % Δm_1 | Масса вторичного осадка, % Δm_2 | $\frac{\Delta m_2}{\Delta m_1}$, % | Потеря массы керна, % Δm_3 | Масса вторичного осадка, % Δm_4 | $\frac{\Delta m_3}{\Delta m_4}$, % | | |
| АС ₁₀ | 11,3 | 10,2 | 90,3 | 3,3 | 1,5 | 45,5 | 2,7 | 0,40 |
| АС ₁₁ | 9,5 | 9,5 | 100 | 2,7 | 1,8 | 66,7 | 2,1 | 0,32 |
| АС ₁₂ | 7,3 | 5,0 | 68,5 | 2,0 | 0,6 | 30,0 | 1,3 | 0,24 |

Установлено, что после растворения кернового материала в 12%-ной соляной кислоте и нейтрализации реакционного раствора значительная часть (от 68% для пласта АС₁₂ до 100% для пласта АС₁₁) растворенных солей вновь выпадает в осадок.

Для ознакомления. Номера страниц не соответствуют официальной версии.

После растворения керна в 1%-ной соляной кислоте доля вторичного осадка значительно (в 1,5-2 раза) ниже, но соотношение рассматриваемых показателей для пластов АС₁₀, АС₁₁, АС₁₂ имеет аналогичный характер.

После определения растворяющей способности соляной кислоты также установлено, что полученные результаты не зависят от степени измельчения кернового материала и коррелируют с соответствующими значениями растворимости керна пластов АС₁₀, АС₁₁, АС₁₂.

Для пласта АС₁₁ вторичное осадкообразование максимально по сравнению с другими пластами в обоих случаях: для 12%-ной кислоты – 100%, для 1%-ной кислоты – 67%.

В целом более низкие значения удельной массы вторичного осадка при использовании 1%-ной соляной кислоты, по-видимому, обусловлены преимущественным воздействием разбавленной кислоты на наиболее растворимые компоненты породы. Химический анализ продуктов растворения не проводился, однако сравнение значений Δm_3 (%) и карбонатности кернового материала пластов показывает, что в 1%-ной соляной кислоте растворяются преимущественно карбонаты металлов.

Исследование влияния воздействия 12%-ной соляной кислоты на проницаемость образцов кернов в статическом режиме показало, что кратность увеличения проницаемости (K_2/K_1) для образцов пластов АС₁₀ и АС₁₂ находится в одних и тех же пределах: 1,1-1,2. Только для отдельных образцов отношение K_2/K_1 меньше или больше указанных значений.

Не установлено также какого-либо заметного различия в увеличении проницаемости образцов керна, отобранных из одной скважины (и отличающихся начальной проницаемостью) и образцов керна из скважин, расположенных в зонах пласта с различной продуктивностью.

Следует отметить, что достигнутое увеличение проницаемости образцов в целом незначительно. По-видимому, это обусловлено следующими факторами. Во-первых, в процессе нейтрализации кислоты образуется объемный вторичный осадок, блокирующий поры керна. Во-вторых, промывка образцов осуществлялась в статическом режиме, что снизило эффективность удаления продуктов реакции из порового объема.

Для всех исследованных образцов установлено снижение массы после закачки соляной кислоты на 0,4-0,7%. Вместе с тем принципиальная возможность растворения соляной кислотой 9-12% массы компонентов, слагающих пласты АС₁₀, АС₁₁ и 7-8 % массы компонентов, слагающих пласт АС₁₂, предполагает более существенное увеличение проницаемости керна. Для этого необходимо увеличить продолжительность воздействия кислоты на породу и обеспечить эффективное удаление продуктов растворения из порового объема, либо предотвратить процесс вторичного осадкообразования.

Важным моментом является то, что вторичное осадкообразование при использовании 1%-ной соляной кислоты значительно меньше, поэтому солянокислотные обработки целесообразней проводить разбавленными (ориентировочно до 3-5%) растворами кислоты, а эффективность их воздействия увеличивать посредством повторных обработок ПЗП.

При обработке образцов кернов соляной кислотой в динамическом режиме их проницаемость по воде резко уменьшалась. В то же время после высушивания образцов их проницаемость по газу для пласта АС₁₀ увеличилась

в 1,11-1,36 раза, а для пласта АС₁₂ осталась на том же уровне. Это может указывать на отсутствие кольтматации поровых каналов продуктами растворения компонентов породы.

Полученные результаты позволяют предположить, что снижение проницаемости кернов по воде может быть вызвано блокированием поровых каналов (в условиях опыта) выделяющимися при фильтрации кислоты пузырьками углекислого газа. Учитывая крайне низкую проницаемость кернов, такое воздействие газовой фазы, присутствующей даже в ничтожных количествах, может оказать существенное влияние на результаты обработки этих пластов.

Возможным вариантом снижения негативных последствий такого рода, как указывалось ранее, может быть использование соляной кислоты низкой концентрации либо замедление скорости ее реагирования с породой путем добавления специальных реагентов.

Следует отметить также, что по полученным данным кратность увеличения проницаемости при обработке, как в статическом, так и динамическом режиме, не зависит от исходной проницаемости образцов кернов. Это подтверждает промысловый опыт преимущественного воздействия соляной кислоты на интервалы повышенной проницаемости. Учитывая в целом низкие значения проницаемостей по всем пластам Приобского месторождения, следует рекомендовать использовать для обработки призабойной зоны не только разбавленные растворы соляной кислоты, но и вводить специальные реагенты для замедления скорости реагирования кислоты с породой.

Выводы

1. Растворимость кернового материала пластов в соляной кислоте уменьшается в следующем ряду: АС₁₀, АС₁₁, АС₁₂.
2. Вторичное осадкообразование из солевых растворов минимально для пласта АС₁₂ и максимально для пласта АС₁₁.
3. Вторичное осадкообразование из солевых растворов снижается с уменьшением концентрации соляной кислоты.
4. Эффективность использования соляной кислоты при растворении кернового материала пластов уменьшается в ряду: АС₁₀, АС₁₁, АС₁₂.
5. Однократная обработка образцов кернов раствором соляной кислоты в статическом и динамическом режимах не обеспечивает существенного увеличения проницаемости.
6. Недропользователям Приобского месторождения рекомендуется провести на скважинах целенаправленные промысловые эксперименты по установлению степени влияния закачки кислоты различной концентрации на продуктивность скважин каждого из пластов.

Литература

1. Горбунов А.Т., Ковалев А.Г. и др. Литолого-петрофизическое изучение заглинизированных коллекторов. // Разработка нефтяных и нефтегазовых месторождений. Состояние, проблемы и пути их решения. Материалы совещания. Альметьевск, 1995, М.: ВНИИОЭНГ, 1996, с.193-220.
2. Сафин С.Г., Максимова Т.Н. и др. Определение карбонатности и потери массы нефтенасыщенных коллекторов при обработке их соляной кислотой. // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. — М.: ВНИИОЭНГ, 1999. №3. с.34-36.

Для ознакомления. Номера страниц не соответствуют официальной версии.

*“Дважды два уже четыре,
а будет ещё лучше”*

Х.Ягодзиньский

Глава 8.

**Экономические аспекты
разработки нефтяных
месторождений**

А.Н. Янин, К.Е. Янин, Е.В. Классен

Экспресс-метод оценки предельно-рентабельных технологических параметров и экономической эффективности разработки нефтяных месторождений на территории ХМАО*)

В нефтедобывающей промышленности региона зачастую возникает необходимость в оперативной оценке нижних предельно-рентабельных дебитов нефти скважин ($q_{н.нач.}$) на вновь вводимых (и старых) месторождениях, накопленной добычи нефти на одну буримую скважину ($Q_{н.рентаб.}$), а также потенциальной эффективности инвестирования денежных средств в освоение месторождения. Эти параметры интересуют нефтяные компании, частных инвесторов, а также различные консалтинговые фирмы, банки и т.п.

Несомненный интерес представляют эти данные для чиновников федерального и регионального уровней, занимающихся вопросами контроля за недропользованием, проведением аукционов по "продаже" участков недр нефтяным компаниям и инвесторам.

Однако, если раньше (например, в системе бывшего Главтюменнефтегаза) подобные расчеты для каждого нефтяного месторождения Тюменской области периодически проводили различные НИИ, то в настоящее время такие усредненные оценки рассматриваемых показателей отсутствуют. Они "рассеяны" в многочисленных проектных работах, но обобщенных опубликованных данных в этом направлении не имеется.

Основная цель настоящей статьи – представить ориентировочные оценки величин $q_{н.нач.}$ и $Q_{н.рентаб.}$ для месторождений с различными геолого-технологическими условиями разработки и территориальным расположением в пределах ХМАО Тюменской области.

Другая цель статьи – определение на основе полученных предельно-рентабельных технологических показателей потенциальной экономической эффективности разработки месторождений, а также выявление тенденций вариации технологико-экономических параметров в зависимости от изменения условий разработки.

Под параметрами $q_{н.нач.}$ и $Q_{н.рентаб.}$ в статье понимаются «нижние» предельные величины показателей, обеспечивающих получение минимально приемлемой экономической рентабельности; **внутренняя норма прибыли "IRR" инвестора во всех последующих расчётах принята равной 10%.**

Расчеты выполнены для условий работы нефтедобывающих предприятий, действующих в ХМАО во временном отрезке 2003 года. Общее количество рассмотренных оценок весьма велико, авторами рассчитан 171 технико-экономический вариант разработки.

Расчеты предельных $q_{н.нач.}$ и $Q_{н.рентаб.}$ осуществлялись как для "новых" (неразрабатываемых) месторождений – с различной удаленностью от районов с освоенной инфраструктурой, так и для "старых" (эксплуатируемых) месторождений – в виде бурения уплотняющих скважин или краевых зон залежей.

Для новых месторождений из основных переменных, влияющих на финансовые результаты проекта, в расчетах учитывались следующие факторы:

*) Опубликовано в "Вестнике недропользователя ХМАО". №14, 2004, с.74-80.

Для ознакомления. Номера страниц не соответствуют официальной версии.

1) **Различная удаленность месторождения** от освоенного района – по вариантам: на "0", 50, 100, 150, 200, 250 и 300 км. От этого зависят, главным образом, затраты на создание объектов внешнего обустройства;

2) **Различный общий проектный фонд** буримых скважин на месторождении – по вариантам: 50, 100, 150, 200, 250, 300, 400 и 500 скважин;

3) **Применение различных систем разработки** – с соотношением добывающих и нагнетательных скважин 1:1, 2:1, 3:1. Это характерно для 5^{ти}, а также обращенных 7^{ми} и 9^{ми}-точечных (трехрядных) систем воздействия.

Авторами определены предельно-рентабельные параметры также и для «старых» месторождений с различными системами разработки. Эти месторождения, как правило, не требуют капитальных вложений на создание основных нефтепромысловых объектов и повторного внешнего обустройства.

Кроме указанных выше, необходимо также отметить следующие принятые технологические условия:

- Повариантные расчеты проведены в динамике за 30-летний период;
- Глубина скважин принята одинаковой для всех вариантов – 2800м;
- Дебит нефти новых скважин для удобства расчета принят постоянным (стабильным) – для всех вновь вводимых скважин рассматриваемого варианта;
- Ежегодный процент падения среднего дебита нефти в зависимости от величины начального дебита составляет 7–11%;
- Накопленный водонефтяной фактор за 30 лет варьирует от 1,3 – для низкопроницаемых пластов до 2,3 – для высокопродуктивных залежей;
- В расчетах технологических показателей разработки было принято условие постоянства дебита жидкости во времени;
- Динамика среднего дебита нефти во времени по годам прогноза рассчитана по зависимости:

$$q_n(t) = q_{n.нач} \cdot e^{\frac{\ln\left(\frac{q_{n.кон}}{q_{n.нач}}\right)}{29} \cdot t}, (1)$$

где $q_n(t)$ – средний дебит нефти в текущем году (t);

$$e^{\frac{\ln\left(\frac{q_{n.кон}}{q_{n.нач}}\right)}{29}}$$

– коэффициент падения дебита нефти;

$q_{n.нач}$ – начальный дебит нефти вводимых добывающих скважин;

$q_{n.кон}$ – конечный дебит нефти добывающих скважин на 30^й год.

Помимо названных технологических условий разработки при выполнении расчетов учтены следующие экономические факторы:

- Цена на нефть следующая: внутри страны – 3 тыс.руб/т, на экспорт – 21 \$/бар, доля экспорта – 35%; Курс доллара – 31 руб/\$;
- Транспортные затраты: внутри страны – 135 руб/т, на экспорт – 25 \$/т;
- Нормативы затрат, формирующие себестоимость добычи нефти, сопоставимы со средними их значениями для месторождений, разрабатываемых на территории ХМАО в 2003г. (см. табл. 1).

При оценке капитальных вложений использовались значения удельных затрат периода 2003г. (см. табл. 2).

Таблица 1

Нормативы затрат для расчета себестоимости добычи нефти

| Направления затрат | | Ед. изм. | Значение |
|---|----------------|-------------------------|----------|
| Вспомогательные материалы | | руб/т.жидкости | 8 |
| Топливо | | руб/т.жидкости | 10 |
| Электроэнергия | на добычу | руб/т.жидкости | 11 |
| | на закачку | руб/м ³ воды | 8 |
| | на подготовку | руб/т.нефти | 7 |
| Фонд оплаты труда в расчете на одну действующую добывающую скважину | | тыс.руб/год | 240 |
| Капитальный ремонт скважин | добывающих | тыс.руб/ремонт | 900 |
| | нагнетательных | тыс.руб/ремонт | 700 |
| Прочие расходы в расчете на одну действующую добывающую скважину | | тыс.руб/год | 900 |

Таблица 2

Нормативы затрат для расчета капитальных вложений

| Направления затрат | Ед. изм. | Значение |
|---|---------------------------------------|-----------------|
| Бурение скважин (глубиной 2800 м) | руб/м | 7000 |
| Оборудование, не входящее в сметы строительства (ОНВСС) | тыс.руб/скв. | 2500 |
| Гидроразрыв пласта (ГРП) | тыс.руб/опер. | 2000 |
| Дорога с твердым покрытием | тыс.руб/км | 5000 |
| ЛЭП - 35 кВ | тыс.руб/км | 2000 |
| Трубопровод внешнего транспорта | тыс.руб/км | 2200 – 6000 |
| Инженерная подготовка кустов | тыс.руб/куст | 17000 |
| Нефтеборные сети (d 89 мм) | тыс.руб/км | 1300 |
| Напорные водоводы | тыс.руб/км | 1700 |
| Подъезды к кустам | тыс.руб/км | 4000 |
| ЛЭП-6кВ | тыс.руб/км | 1000 |
| Электроподстанция, опорные базы | тыс.руб | 50000 |
| Дожимная насосная станция (ДНС) | В зависимости от максимального уровня | добычи жидкости |
| Кустовая насосная станция (КНС) | | объема закачки |
| Природоохранные мероприятия | 10% от суммы капитальных затрат | |

В расчетах также приняты следующие прочие условия:

- В одном кусте учтено не более 16 наклонно-направленных скважин;
- Расстояние между площадками соседних кустов – 2,5 км;
- Удельная стоимость строительства трубопровода внешнего транспорта в зависимости от максимальной годовой добычи нефти по месторождениям:
мелкое (менее 100 тыс.т/год) – 2,2 млн.руб/км (D ~ 219 мм);
крупное (более 1 млн.т/год) – 6 млн.руб/км (D ~ 426 мм);
для средних месторождений с добычей нефти от 0,1 до 1 млн.т, стоимость строительства 1 км трубопровода внешнего транспорта интерполировались между указанными выше крайними позициями (см.табл.3 и рис.1).

Таблица 3

Оценка предельно-рентабельных дебитов нефти и отборов нефти на одну буримую скважину для вновь вводимых в разработку месторождений

| Фонд скважин, шт. | | Удаленность месторождения, км | | | | | | | | | | | | | |
|---|-------------------|-------------------------------|------------------------------|-----------------------------|------------------------------|-----------------------------|------------------------------|-----------------------------|------------------------------|-----------------------------|------------------------------|-----------------------------|------------------------------|-----------------------------|------------------------------|
| Всего буримых | в т.ч. добывающих | 0 | | 50 | | 100 | | 150 | | 200 | | 250 | | 300 | |
| | | q _{н.нач.} , т/сут | Q _{н.} , тыс.т/скв. | q _{н.нач.} , т/сут | Q _{н.} , тыс.т/скв. | q _{н.нач.} , т/сут | Q _{н.} , тыс.т/скв. | q _{н.нач.} , т/сут | Q _{н.} , тыс.т/скв. | q _{н.нач.} , т/сут | Q _{н.} , тыс.т/скв. | q _{н.нач.} , т/сут | Q _{н.} , тыс.т/скв. | q _{н.нач.} , т/сут | Q _{н.} , тыс.т/скв. |
| а) Соотношение добывающих и нагнетательных скважин – 1:1 | | | | | | | | | | | | | | | |
| 50 | 25 | 22 | 40 | 30 | 49 | 39 | 59 | 49 | 69 | 60 | 80 | 72 | 91 | 85 | 103 |
| 100 | 25 | 21 | 39 | 25 | 44 | 30 | 49 | 35 | 55 | 41 | 61 | 47 | 67 | 54 | 74 |
| 150 | 75 | 21 | 38 | 24 | 42 | 27 | 46 | 31 | 50 | 35 | 54 | 39 | 59 | 44 | 64 |
| 200 | 100 | 20 | 38 | 23 | 41 | 26 | 44 | 29 | 47 | 32 | 51 | 35 | 55 | 39 | 59 |
| 250 | 125 | 20 | 37 | 22 | 40 | 25 | 43 | 27 | 46 | 30 | 49 | 33 | 52 | 36 | 55 |
| 300 | 150 | 20 | 37 | 22 | 39 | 24 | 42 | 27 | 45 | 29 | 47 | 31 | 50 | 34 | 52 |
| 400 | 200 | 20 | 36 | 22 | 39 | 24 | 41 | 25 | 43 | 27 | 45 | 29 | 47 | 31 | 49 |
| 500 | 250 | 20 | 36 | 22 | 38 | 23 | 40 | 25 | 41 | 26 | 43 | 28 | 45 | 30 | 47 |
| б) Соотношение добывающих и нагнетательных скважин – 2:1 | | | | | | | | | | | | | | | |
| 50 | 33 | 16 | 44 | 22 | 54 | 28 | 64 | 35 | 74 | 43 | 85 | 52 | 96 | 61 | 108 |
| 100 | 67 | 16 | 43 | 19 | 48 | 22 | 54 | 26 | 59 | 30 | 65 | 34 | 72 | 39 | 78 |
| 150 | 100 | 15 | 42 | 18 | 46 | 20 | 50 | 23 | 54 | 26 | 59 | 29 | 63 | 32 | 68 |
| 200 | 133 | 15 | 42 | 17 | 45 | 19 | 48 | 21 | 52 | 23 | 55 | 26 | 59 | 29 | 63 |
| 250 | 167 | 15 | 41 | 17 | 44 | 18 | 47 | 20 | 50 | 22 | 53 | 24 | 56 | 26 | 59 |
| 300 | 200 | 15 | 41 | 17 | 43 | 18 | 46 | 20 | 49 | 21 | 51 | 23 | 54 | 25 | 57 |
| 400 | 267 | 15 | 40 | 16 | 42 | 18 | 44 | 19 | 47 | 20 | 49 | 22 | 51 | 23 | 53 |
| 500 | 333 | 15 | 39 | 16 | 41 | 17 | 43 | 18 | 45 | 19 | 47 | 21 | 49 | 22 | 51 |
| в) Соотношение добывающих и нагнетательных скважин – 3:1 | | | | | | | | | | | | | | | |
| 50 | 38 | 15 | 46 | 20 | 56 | 25 | 66 | 31 | 76 | 38 | 87 | 45 | 98 | 53 | 110 |
| 100 | 75 | 14 | 45 | 17 | 50 | 20 | 56 | 23 | 61 | 26 | 67 | 30 | 74 | 34 | 80 |
| 150 | 113 | 14 | 44 | 16 | 48 | 18 | 52 | 20 | 56 | 23 | 61 | 25 | 65 | 28 | 70 |
| 200 | 150 | 14 | 43 | 15 | 47 | 17 | 50 | 19 | 54 | 21 | 57 | 23 | 61 | 25 | 65 |
| 250 | 188 | 13 | 43 | 15 | 46 | 16 | 49 | 18 | 52 | 20 | 55 | 22 | 58 | 23 | 61 |
| 300 | 225 | 13 | 43 | 15 | 45 | 16 | 48 | 18 | 51 | 19 | 53 | 20 | 56 | 22 | 59 |
| 400 | 300 | 13 | 42 | 15 | 44 | 16 | 46 | 17 | 48 | 18 | 51 | 19 | 53 | 20 | 55 |
| 500 | 375 | 13 | 41 | 14 | 43 | 15 | 45 | 16 | 47 | 17 | 49 | 18 | 50 | 19 | 52 |

q_{н.нач.} – предельно рентабельный средний начальный дебит нефти, т/сут

Q_{н.} – предельно-рентабельный накопленный отбор нефти на 1 буримую скважину за 30 лет, тыс.т/скв.

Анализируя полученные результаты, можно отметить, что:

- При небольшом фонде скважин очень существенное влияние на величину q_{н.нач.} оказывает удаленность месторождения. Данное влияние тем слабее, чем меньше удаленность месторождения от районов с освоённой инфраструктурой и наоборот (табл.3 и рис. 1);

- Достаточно сильное влияние на показатель q_{н.нач.} оказывает соотношение числа добывающих и нагнетательных скважин (см. рис.2). Например, при фонде 100 скважин предельно-рентабельный входной дебит нефти для менее интенсивных систем (обращенных 9^{ти} и 7^{ми}-точечных) при прочих фиксированных условиях, должен составлять не менее 20-22 т/сут., для особо “жесткой” пятиточечной системы – не менее 30 т/сут.

Таким образом, чем больше нагнетательных скважин приходится на одну добывающую, тем более значительный вес затрат приходится окупать через добычу и тем выше должен быть начальный дебит нефти.

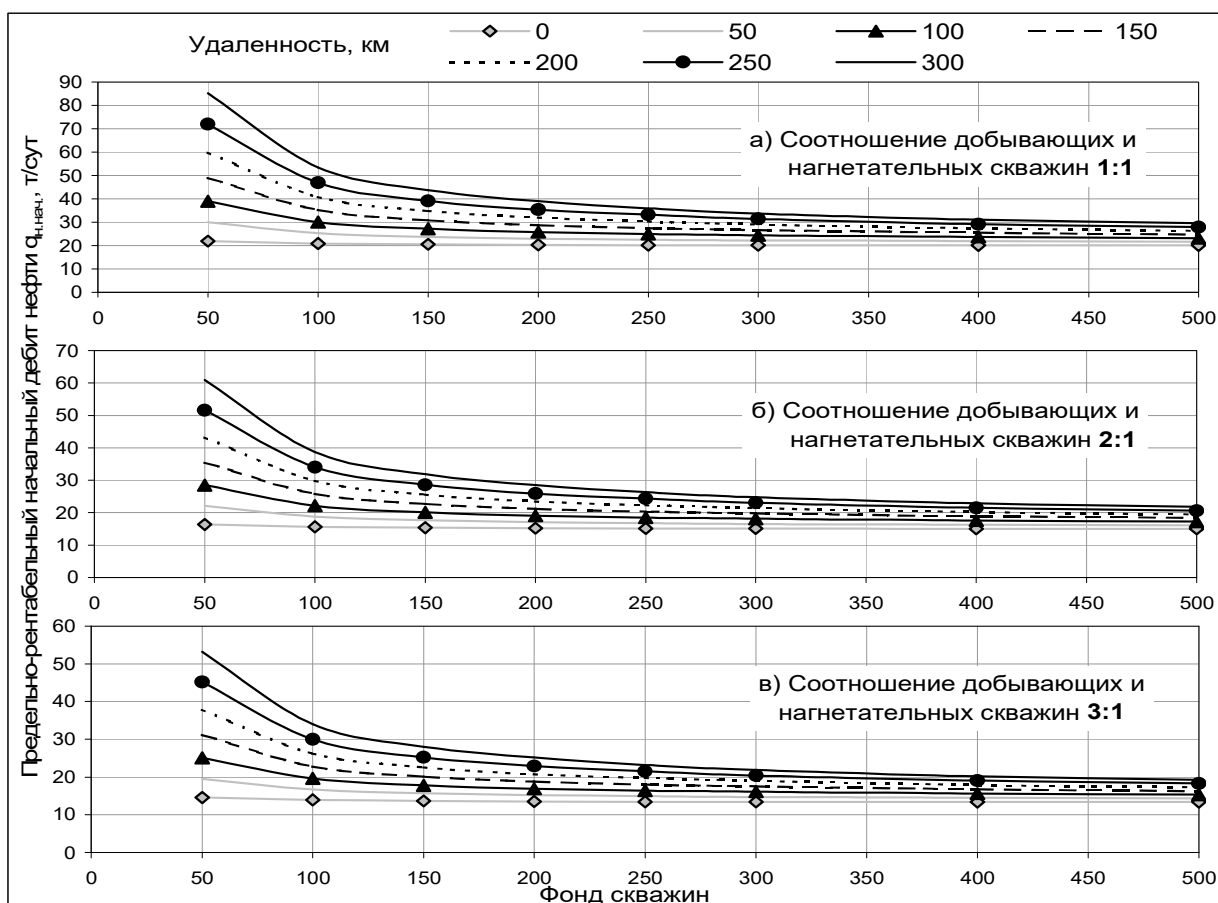


Рис.1 Зависимость предельно-рентабельного начального дебита нефти $q_{н.нач}$ от фонда добывающих скважин и удаленности месторождения

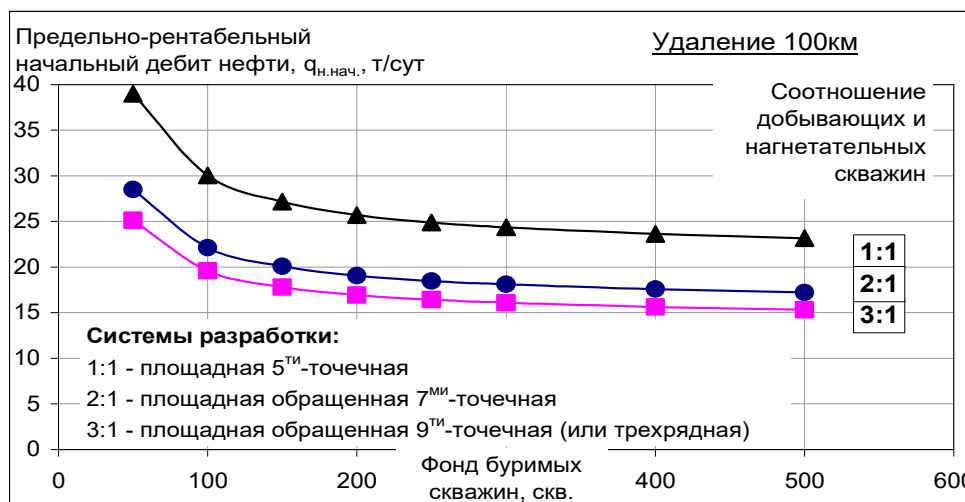


Рис.2 Зависимость предельно-рентабельного начального дебита нефти от интенсивности системы разработки

Анализируя полученные результаты для типовой площадной обращенной семиточечной системы разработки, можно отметить следующее:

- Минимальный накопленный отбор нефти для месторождения в освоенном районе (удаленность – "0" км) с фондом 500 скважин и входном дебите нефти 15 т/сут – должен составить не менее 39 тыс.т/скв. (табл. 3 и рис.1);
- Для месторождения с фондом в 50 скважин, удаленного на 300км, предельно-рентабельный начальный дебит нефти должен быть не менее 61 т/сут при накопленном отборе нефти на одну скважину – 108 тыс.т/скв;

Для ознакомления. Номера страниц не соответствуют официальной версии.

- Для среднего месторождения с фондом 100 скважин, удаленного от магистральных объектов и коммуникаций на 100 км, начальный дебит нефти должен быть не менее 22 т/сут; а накопленный за 30 лет отбор нефти – не ниже 54 тыс.т/скв.

Для старых месторождений, не требующих особо крупных затрат, входной дебит нефти изменяется от 12 до 18 т/сут, накопленные отборы нефти на одну буримую скважину (добывающую + нагнетательную) – 30-37 тыс.т/скв.

Таблица 4

| Рентабельные дебиты и отборы нефти на одну скважину для разрабатываемых месторождений | | |
|---|--|--|
| Соотношение добывающих и нагнетательных скважин | Предельно-рентабельный начальный дебит нефти, т/сут. | Предельно-рентабельный отбор нефти на 1 буримую скважину, тыс.т/скв. |
| 1:1 | 18 | 30 |
| 2:1 | 14 | 35 |
| 3:1 | 12 | 37 |

Повторно отметим, что полученные расчетные технологические показатели обеспечат инвестору, по существу, “бесприбыльную” или “предельно-рентабельную” эксплуатацию месторождения – с IRR=10%.

На основе предельных технологических параметров можно определить ориентировочную потенциальную экономическую эффективность (внутреннюю норму прибыли «IRR») разработки того или иного месторождения. Она может быть спрогнозирована, исходя из сопоставления полученных предельно-рентабельных входных дебитов нефти (см. табл. 3) с ориентировочными значениями, которые могут быть заложены в проектных документах. Для различных заданных условий (удаленность месторождения, проектный фонд скважин, система разработки) степень влияния начального дебита нефти на изменение нормы прибыли – неодинакова.

Согласно выполненным расчетам, для месторождения с фондом в 300 скважин (семиточечная система) и удаленного на 100 км, минимальный начальный дебит нефти равен 18 т/сут. Значение IRR при этом равно 10%, т.е. в статье ранее принята минимально допустимая рентабельность. Расчетным путем установлено, что увеличение входного дебита нефти на 1 т/сут ведет к росту нормы прибыли примерно на 0,9%.

Функциональная зависимость внутренней нормы прибыли от начального дебита нефти имеет линейный вид (см. рис.3).

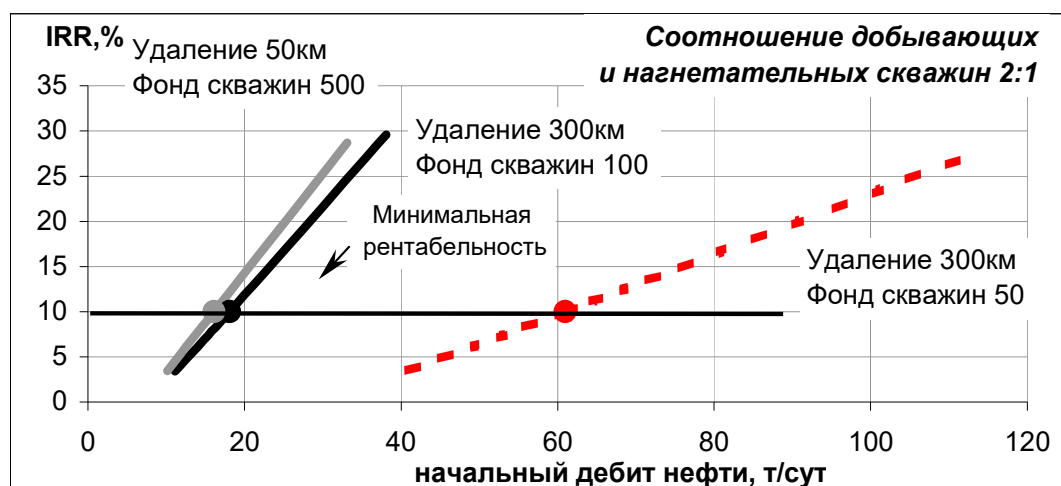


Рис.3. Влияние удаленности месторождения и проектного фонда на норму прибыли при изменении начального дебита нефти

Угол наклона прямой к оси абсцисс на рисунке 3 зависит непосредственно от удаленности объекта исследования и проектного фонда скважин. Чем хуже эти параметры (небольшой фонд + значительная удаленность), тем меньше угол наклона прямой и тем менее значимые изменения претерпевает показатель эффективности при увеличении начального дебита нефти. И наоборот, значительный фонд скважин при близком расположении обеспечивают больший прирост IRR при увеличении дебита на 1 т/сут.

Таким образом, если величина начального дебита нефти – 19 т/сут, то IRR составит 10,9%. Для того, чтобы величина внутренней нормы прибыли достигла, например, значения 20%, начальный дебит нефти должен составлять 30 т/сут.

Для других соотношений удаленности и фонда скважин изменение начального дебита нефти на 1 т/сут приводит к отклонению показателя нормы прибыли (от базовой – 10%) примерно на 0,2 – 1,3% (см. табл. 5).

Таблица 5

Прирост внутренней нормы прибыли (в %) при увеличении начального дебита нефти скважины на 1 т/сут

| Общий буримый фонд скважин, шт. | Удаленность месторождения, км | | | | | | |
|---|-------------------------------|------|------|------|------|------|------|
| | 0 | 50 | 100 | 150 | 200 | 250 | 300 |
| а) Соотношение добывающих и нагнетательных скважин – 1:1 | | | | | | | |
| 50 | 0,9% | 0,7% | 0,5% | 0,4% | 0,3% | 0,3% | 0,2% |
| 100 | 0,9% | 0,7% | 0,6% | 0,5% | 0,4% | 0,4% | 0,3% |
| 150 | 0,9% | 0,8% | 0,6% | 0,6% | 0,5% | 0,4% | 0,4% |
| 200 | 0,9% | 0,8% | 0,7% | 0,6% | 0,5% | 0,4% | 0,4% |
| 250 | 0,9% | 0,8% | 0,7% | 0,6% | 0,5% | 0,5% | 0,5% |
| 300 | 0,9% | 0,8% | 0,7% | 0,6% | 0,6% | 0,5% | 0,5% |
| 400 | 0,9% | 0,8% | 0,7% | 0,7% | 0,6% | 0,6% | 0,5% |
| 500 | 0,9% | 0,8% | 0,7% | 0,7% | 0,6% | 0,6% | 0,5% |
| б) Соотношение добывающих и нагнетательных скважин – 2:1 | | | | | | | |
| 50 | 1,2% | 0,9% | 0,7% | 0,6% | 0,5% | 0,4% | 0,3% |
| 100 | 1,2% | 1,0% | 0,8% | 0,7% | 0,6% | 0,5% | 0,4% |
| 150 | 1,2% | 1,0% | 0,9% | 0,7% | 0,6% | 0,6% | 0,5% |
| 200 | 1,2% | 1,0% | 0,9% | 0,8% | 0,7% | 0,6% | 0,5% |
| 250 | 1,2% | 1,0% | 0,9% | 0,8% | 0,7% | 0,7% | 0,6% |
| 300 | 1,2% | 1,0% | 0,9% | 0,8% | 0,8% | 0,7% | 0,7% |
| 400 | 1,2% | 1,1% | 1,0% | 0,9% | 0,8% | 0,8% | 0,7% |
| 500 | 1,2% | 1,1% | 1,0% | 0,9% | 0,8% | 0,8% | 0,7% |
| в) Соотношение добывающих и нагнетательных скважин – 3:1 | | | | | | | |
| 50 | 1,3% | 1,0% | 0,8% | 0,6% | 0,5% | 0,4% | 0,4% |
| 100 | 1,3% | 1,1% | 0,9% | 0,8% | 0,7% | 0,6% | 0,5% |
| 150 | 1,3% | 1,1% | 1,0% | 0,8% | 0,7% | 0,6% | 0,6% |
| 200 | 1,3% | 1,2% | 1,0% | 0,9% | 0,8% | 0,7% | 0,6% |
| 250 | 1,3% | 1,2% | 1,0% | 0,9% | 0,8% | 0,8% | 0,7% |
| 300 | 1,3% | 1,2% | 1,0% | 1,0% | 0,9% | 0,8% | 0,8% |
| 400 | 1,3% | 1,2% | 1,1% | 1,0% | 0,9% | 0,8% | 0,8% |
| 500 | 1,3% | 1,2% | 1,1% | 1,0% | 0,9% | 0,9% | 0,8% |

Выводы

1. Изложенная в статье, разработанная авторами экспресс-методика оценки предельно-рентабельных технологических параметров добычи нефти и экономической эффективности разработки нефтяных месторождений (до стадии составления проектного документа), включает следующие этапы:

1.1. Определение для действующих условий освоения месторождения предельно-рентабельной величины начального среднего дебита скважин по нефти и накопленного отбора нефти на одну буримую скважину, используя расчетную базу данных (см. табл. 3).

Найденные предельные значения, удовлетворяющие заданным условиям, могут служить ориентиром для специалистов-разработчиков, принимающих предпроектные решения по поиску технологий, обеспечивающих прибыльность проекта;

1.2. Сопоставление уровня входного предельно-рентабельного дебита нефти с его ожидаемым значением, определение разницы между ними, а, следовательно, и объема нефти, дающего прибыль;

1.3. Использование двумерного массива данных: «начальный дебит нефти – норма прибыли» для конкретных технолого-географических условий месторождения с целью выявления степени изменения, экономической эффективности проекта;

1.4. Определение общей величины показателя рентабельности средств, выделяемых на разработку месторождения.

2. Полученные результаты являются также некоей общей информационной базой для "портфельных инвесторов", принимающих решение о целесообразности (нецелесообразности) вложения средств на стадии, предшествующей составлению проектного документа.

3. Созданные таблицы могут быть использованы специалистами ТО ЦКР по ХМАО (ЦКР Роснедра), не имеющими возможности в ходе заседаний быстро проверить достоверность представляемых проектантами показателей эффективности решений по разработке месторождений ХМАО.

4. Формирование представленного массива данных требует разовых, единовременных затрат труда. Полученная информация может быть использована в течение некоторого периода времени (например, в течение года), когда действуют сравнительно устойчивые экономические условия для экспресс-оценки месторождений.

5. При изменении экономических условий разработки (падение цен на нефть, рост затрат и т.д.) необходимо пересматривать ранее полученные предельно-рентабельные технологические параметры. Сопоставление же вновь полученных результатов с предшествующими позволит сделать выводы о тенденциях их изменения во времени.

Ал.Н.Янин, А.Н.Янин

Экономическая эффективность капитальных вложений в бурение и обустройство дополнительных скважин на Усть-Балыкском нефтяном месторождении^{*)}

Особенностью нефтяной промышленности Западной Сибири на данном этапе ее развития является увеличение объемов капитальных вложений в бурение и обустройство новых (дополнительных) скважин, пробуренных с целью оптимизации систем разработки сверх "основного" проектного фонда.

На Усть-Балыкской площади (объект БС₁₋₅) бурение дополнительных ("уплотняющих") скважин ведется с 1970 г. В течение шести лет вначале бурились резервные скважины, предусмотренные первоначальной технологической схемой разработки. С 1976 по 1979 год велось бурение новых скважин – по "уплотняющей" сетке, рекомендованной проектом разработки 1974 года. После ввода всех дополнительных скважин плотность сетки по объекту в целом увеличилась примерно вдвое – с 42 до 20 га/скв [1].

В условиях Усть-Балыкской площади бурение дополнительных скважин было вызвано необходимостью стабилизации уровней добычи нефти, «разукрупнения» совместно разрабатываемых пластов с целью более полной выработки запасов нефти и повышения коэффициента нефтеотдачи. За 1970–1979 гг. пробурено 260 дополнительных скважин, из них в эксплуатации на нефть всего перебивало 242 скважины (табл. 1).

Таблица 1

Показатели эксплуатации дополнительных скважин по объекту БС₁₋₅

| Показатели | Годы | | | | | | | | | | Всего | |
|---|----------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|-------|-----|
| | 1970 | 1971 | 1972 | 1973 | 1974 | 1975 | 1976 | 1977 | 1978 | 1979 | | |
| Ввод дополнительных скважин в эксплуатацию на нефть | 7 | 16 | 13 | 9 | 11 | 15 | 45 | 61 | 38 | 27 | 242 | |
| в т.ч.: из добывающего фонда | 7 | 16 | 13 | 5 | 11 | 15 | 42 | 38 | 20 | 21 | 188 | |
| из нагнетательного фонда | – | – | – | 4 | – | – | 3 | 23 | 18 | 6 | 54 | |
| Добыча из дополнительных скважин, % от общей добычи | нефти | 4 | 9,8 | 17 | 20 | 25 | 30 | 45 | 58 | 66 | 72 | 32 |
| | жидкости | 3,8 | 9,5 | 16 | 18 | 21 | 25 | 36 | 48 | 56 | 62 | 35 |
| Действ. фонд дополнительных скважин, % от общего | 3,9 | 11 | 16 | 19 | 23 | 27 | 41 | 53 | 59 | 61 | – | |
| Обводненность дополнительных скважин, % | 1 | 7 | 13 | 15 | 21 | 37 | 33 | 46 | 62 | 66 | 47 | |
| Дебит по дополнительным скважинам, т/сут | нефти | 217 | 186 | 153 | 140 | 142 | 131 | 133 | 117 | 89 | 63 | 110 |
| | жидкости | 219 | 201 | 176 | 165 | 180 | 207 | 198 | 219 | 233 | 206 | 210 |

Ввод этих скважин в комплексе с другими мероприятиями позволил существенно замедлить падение добычи нефти по объекту БС₁₋₅. После небольшого спада (в 1973–1974 гг.) добыча нефти в 1975–1977 гг. – относительно стабилизировалась. Благодаря активному воздействию на продуктивные пласты, а также оптимальному размещению дополнительных скважин в безводных нефтяных зонах, их начальный дебит был высок – 110 т/сут.

^{*)} Опубликовано в научно-техническом сборнике "Проблемы нефти и газа Тюмени", 1981, вып.50, с.66-69.

Накопленная добыча нефти на одну дополнительную скважину за 1970–1979 гг. составила 135 тыс.т/скв, в т.ч. на один отработанный "скважино-год" – 40,3 тыс.т/год. В 1979 г. дополнительные скважины обеспечивали почти $\frac{3}{4}$ от общей добычи нефти по объекту БС₁₋₅ Усть-Балыкской площади.

Наряду с добывающими на месторождении бурилось значительное количество дополнительных нагнетательных скважин. Вследствие этого интенсивность системы разработки (понимаемая здесь как "отношение числа действующих добывающих к нагнетательным скважинам") – увеличивалась.

Процесс разработки сопровождался наращиванием объемов закачки воды и увеличением пластового давления в залежах. Благодаря этому в "ярко выраженном виде" на площади не наблюдалось явления интерференции, т.е. снижения дебитов жидкости "старых" скважин (обычно из-за дефицита пластовой энергии) – по мере ввода в эксплуатацию дополнительных скважин.

В то же время, эксплуатация новых скважин характеризовалась высокими темпами снижения добычи нефти и нарастания обводненности. Среднегодовой темп падения отборов нефти по дополнительному фонду – 24% был в 1,5 раза выше, чем по основному – 16%. В среднем, вследствие более позднего бурения, срок эксплуатации дополнительных скважин оказался вдвое меньше, чем скважин основного фонда, но обводненность по ним в 1979г. уже достигла 66%, по основному фонду – 78%.

В целом, с технологической точки зрения бурение дополнительных скважин на Усть-Балыкской площади явилось своевременным и высокоэффективным мероприятием по регулированию разработки объекта БС₁₋₅.

Однако обоснованный вывод о реальной эффективности дополнительных скважин можно сделать лишь после определения экономических показателей их эксплуатации. Методические основы определения экономической эффективности капитальных вложений в добычу нефти изложены в работах [2, 3, 4]. Методы учета особенностей решения данной задачи применительно к бурению дополнительных скважин отражены в работах [5, 6].

Особенностью данной статьи является то, что здесь проводится сопоставление эффекта, полученного за счет высокой начальной производительности скважин – с "потерями", которые возникают из-за быстрого роста обводнения и снижения уровня добычи из скважин уплотняющей сетки.

На эффективность капитальных вложений в бурение и обустройство дополнительных скважин влияют следующие факторы: величина капитальных вложений на одну новую скважину, начальный дебит по нефти, темпы снижения добычи нефти и роста обводненности продукции этих скважин.

Капитальные вложения в бурение дополнительных скважин определены здесь с учетом средней стоимости одной скважины – 210 тыс.руб./скв. *)

Затраты на обустройство дополнительных скважин не могут быть приняты непосредственно на уровне затрат по обустройству рассматриваемой площади по следующим причинам.

Во-первых, наряду с обустройством дополнительных скважин верхнего объекта БС₁₋₅, на площади ведется обустройство скважин очень крупного

*) **Примечание автора:** В настоящее время (2009г.) средняя стоимость бурения одной эксплуатационной скважины глубиной 2750 м в пределах ХМАО-Югры обходится в 35-40 млн.руб., включая НДС.

нижезалегающего самостоятельно разрабатываемого горизонта БС₁₀.

Во-вторых, на этой территории реконструируется ряд промысловых систем (сбора нефти и газа, заводнения и т.д.), связанных с ранее пробуренным основным фондом скважин.

В-третьих, здесь еще не закончены работы по преодолению отставания в обустройстве промысловых объектов, допущенного в начальный период освоения месторождения. Эти затраты существовали бы и при отсутствии дополнительного разбуривания, поэтому они не могут быть полностью отнесены только к затратам на бурение скважин дополнительного фонда.

По указанным причинам величина капитальных вложений на обустройство дополнительных скважин определена нами расчетным путем. Анализ структуры затрат на строительство показывает, что за 1970–1979 гг. в среднем 62% капитальных вложений на Усть-Балыке было направлено на обустройство дополнительных скважин.

Разновидностью показателя общей эффективности капитальных вложений (при расчете ее на уровне нефтедобывающего предприятия) служит "хозрасчетная эффективность". Она определяется сроком окупаемости капиталовложений, рассчитанных с учетом действующих оптовых цен предприятия на нефть.

Проведенные нами расчеты показали, что балансовая прибыль нефтедобывающего управления «Юганскнефть», полученная за счет эксплуатации дополнительных скважин Усть-Балыкской площади (даже при существующих ценах, не учитывающих полностью эффекта от использования нефти в народном хозяйстве страны), позволила окупить капитальные вложения в бурение и обустройство дополнительных скважин, причем в сроки – значительно меньше нормативных.

Одним из известных методов определения эффективности ввода новых скважин на разрабатываемом месторождении является их сравнение с показателями «наихудших» месторождений, эксплуатируемых в данном регионе в тот же период [6]. В Западной Сибири в 1970–1979 гг. наиболее высокие затраты на добычу нефти из новых скважин имели месторождения Шаимского района (Мортъмья-Тетеревское, Трехозерное, Убинское). Средний дебит нефти по вновь вводимым скважинам составлял здесь 27 т/сут.

Кроме того, эффективность капитальных вложений в бурение и обустройство дополнительных скважин определялась также путем сравнения с показателями эксплуатации скважин "основного фонда" – на Мамонтовском и Правдинском месторождениях Юганского района в тот же период. Эти месторождения находятся "рядом" с Усть-Балыкским и также разрабатываются производственным объединением «Юганскнефтегаз». Вследствие этого между ними мог быть реально перераспределен объем нового эксплуатационного бурения.

Сравнение показало, что производительность "дополнительных скважин" на Усть-Балыкском месторождении в 1970–1979 гг. была примерно в два раза выше, чем у вновь вводимых скважин "основного фонда" Мамонтовского, Правдинского и – в четыре раза выше, чем на нефтяных месторождениях Шаимского района.

В то же время темпы снижения добычи нефти вследствие меньшей обводненности у последних месторождений были значительно ниже. Поэтому эффективность ввода дополнительных скважин следует рассчитывать не только по начальным дебитам нефти, но и с учетом темпов изменения добычи и затрат в течение длительного времени. В данном случае продолжительность расчетного периода принята равной 10 годам. При современных высоких темпах разработки многие скважины выбывают из активной эксплуатации по истечении этого срока, т.е. еще до окончания амортизационного периода.

Для соблюдения условия сопоставимости, показатели по рассматриваемым месторождениям – "конкурентам", определены в расчете на одинаковый объем добычи нефти, а именно на тот, что получен за 10 лет эксплуатации дополнительных скважин на Усть-Балыкском месторождении. Количество скважин Мамонтовского, Правдинского и месторождений Шаимского района, обеспечивающих тот же самый объем добычи нефти – определялось расчетным путем. Экономические показатели рассчитаны для сопоставимых технико-экономических норм и нормативов (табл. 2).

Таблица 2

Технико-экономическая эффективность ввода дополнительных скважин Усть-Балыкской площади в сравнении с другими месторождениями

| Технико-экономические показатели | Дополнительный фонд скважин Усть-Балыкского месторождения | Основной фонд скважин других месторождений | | |
|--|---|--|------------------------------------|---------------------------|
| | | Мамонтовское, пласт БС ₁₀ | Правдинское, пласт БС ₆ | Шаимского района, пласт П |
| Добыча нефти за 10 лет, млн.т | 28 | 28 | 28 | 28 |
| Ввод добывающих скважин, шт. | 188 | 171 | 184 | 492 |
| Начальный дебит нефти, т/сут | 110 | 69 | 66 | 27 |
| Ввод мощностей по добыче нефти, млн.т | 7,18 | 4,09 | 4,21 | 4,61 |
| Темп падения добычи нефти, % в год | 23,9 | 8,3 | 9,5 | 11,8 |
| Добыча жидкости за 10 лет, млн.т | 47,7 | 37,9 | 39,7 | 42,8 |
| Капитальные вложения, млн.руб. | 110,9 | 126,7 | 136,3 | 211,4 |
| в том числе: в бурение, млн.руб. | 50,8 | 68,4 | 64,3 | 98,3 |
| в обустройство, млн.руб. | 60,1 | 58,3 | 72,0 | 113,1 |
| Удельные капитальные вложения на 1 т среднегодовой добычи нефти, % | 100 | 114 | 123 | 191 |
| Эксплуатационные расходы, % | 100 | 114 | 118 | 187 |
| Приведенные затраты, % | 100 | 114 | 120 | 189 |

Вследствие различия коэффициентов падения добычи нефти по "основному" и "дополнительному" фондам для получения одинакового отбора нефти за 10 лет ввод мощностей по добыче для дополнительных скважин должен быть в 1,6-1,8 раза больше, чем на месторождениях – "конкурентах". Из-за высокой продуктивности и обводненности дополнительных скважин Усть-Балыкской площади объем добычи жидкости по ним выше на 11-26 %. Однако количество скважин, которое необходимо ввести на Усть-Балыкской площади – наименьшее, благодаря высоким начальным дебитам по нефти. При этом значительно сокращается объем капитальных вложений в бурение и

обустройство скважин, а также эксплуатационные расходы на добычу нефти.

В результате расчетов получено, что объем капиталовложений в бурение и обустройство дополнительных скважин Усть-Балыкской площади – в 1,1-1,9 раза меньше, чем на Мамонтовском, Правдинском и Шаимских месторождениях, а приведенные затраты на одну тонну среднегодовой добычи нефти при этом снижаются в 1,1-1,9 раза.

В результате расчетов также установлено, что сравнительная экономическая эффективность уплотнения сетки скважин на Усть-Балыкской площади составляет 6,7-26,2 млн.руб. Затраты на добычу нефти из дополнительных скважин Усть-Балыка находятся примерно на уровне затрат на добычу нефти из новых скважин в среднем по Западной Сибири.

При этом надо учесть, что на уровень последнего показателя значительное влияние оказало уникальное Самотлорское месторождение, технико-экономическая эффективность разработки которого абсолютно несопоставима с другими месторождениями региона и страны.

Результаты бурения дополнительных скважин на Усть-Балыкском месторождении могут быть учтены при обосновании необходимости проведения аналогичных мероприятий на других месторождениях Западной Сибири. Это касается прежде всего месторождений, введенных в эксплуатацию на первом (1964-1970 годы) этапе освоения и разбуренных редкими (40-60 га/скв) сетками скважин.

Обоснованный вывод о целесообразности ввода уплотняющих скважин может быть сделан при учете конкретных условий каждого отдельного месторождения, а также общей стратегической ситуации, как фактически сложившейся в Западносибирском нефтяном регионе, так и на перспективу.

Выводы

Проведенными исследованиями установлена высокая технико-экономическая эффективность эксплуатации дополнительных скважин объекта БС₁₋₅ Усть-Балыкского нефтяного месторождения, которая достигнута за счет высоких дебитов нефти при сравнительно невысоких затратах на бурение и обустройство этих скважин.

Литература

1. Янин А.Н. Эффективность регулирования разработки месторождения с помощью бурения уплотняющих скважин. – «Нефтяное хозяйство», 1979, № 10, с. 39– 43.
2. Николаевский Н.М., Дергунов П.В., Балашова Т.В. и др. Методологические основы обоснования экономической эффективности новой технологии разработки нефтяных месторождений. – РНЭС «Экономика нефтяной промышленности». М. ВНИИОЭНГ, 1978, №1, с. 19–24.
3. Лузин В.И. Экономическая эффективность и планирование капитальных вложений и основных фондов в нефтяной промышленности. М., «Недра», 1974, 240 стр.
4. Сапожников П.С., Маршаева Ф.В. Совершенствование методов оценки экономической эффективности капитальных вложений в нефтяную промышленность. – РНЭС «Экономика нефтяной промышленности», М., ВНИИОЭНГ, 1976, № 6, с. 3–9.
5. Гужновский Л.П., Дорохов О.И., Жечков А.И. и др. Выбор и обоснование критерия и методики экономической оценки эффективности бурения дополнительных скважин. – «Нефтяное хозяйство», 1972, № 6, с. 1–5.
6. Шарай А.Ф., Уманский М.М. О расчете экономической эффективности мероприятий,

Для ознакомления. Номера страниц не соответствуют официальной версии.

обеспечивающих увеличение добычи нефти. – «Нефтяное хозяйство», 1977, № 11, с. 7–10.

А.Н.Янин, А.Ю.Востриков, Т.Г.Шлякова, А.М.Потапов, Ю.Л.Смирнов

Геолого-экономическая оценка эффективности освоения мелких месторождений (на примере Западно-Ермаковского участка Орехового-Ермаковского месторождения*)

Текущая стадия разработки Орехово-Ермаковского месторождения характеризуется началом падения годовых уровней добычи нефти. Одним из возможных направлений стабилизации нефтедобычи может стать ввод в разработку соседних мелких площадей-«спутников». Таким «спутником» является Западно-Ермаковская площадь, открытая в 1998г. и расположенная в пяти километрах к северо-западу от Орехово-Ермаковского месторождения.

На Западно-Ермаковской площади пробурены две разведочные скважины: №367 – за контуром нефтеносности и скважина №12, а которой установлена продуктивность пластов A_1^3 , A_3 , A_7 , и B_0 . Указанные залежи совпадают в плане, но имеют небольшие площади нефтеносности. Пласты маломощные и обладают невысокими коллекторскими свойствами (табл. 1).

Таблица 1

Параметры продуктивных пластов участка

| Показатели | Продуктивные пласты | | | |
|---------------------------------|---------------------|-----------|-----------|-----------|
| | A_1^3 | A_3 | A_7 | B_0 |
| Тип строения залежи | пластово-сводовая | массивная | массивная | массивная |
| Глубина залегания, м | 1720 | 1770 | 1870 | 1920 |
| Площадь залежи, км ² | 10,8 | 3,1 | 2,1 | 2,5 |
| Нефтенасыщ.толщина, м | 3,4 | 1,9 | 1,5 | 1,8 |
| Пористость, % | 21,4 | 24,6 | 24,9 | 24,7 |
| Нефтенасыщенность, % | 41,2 | 46,3 | 58,4 | 57,3 |
| Проницаемость, мД | 43 | 12 | 23 | 248 |

На рис. 1 отражены «позитивные» и «негативные» особенности рассматриваемого объекта проектирования, влияющие на поиск приемлемых решений по вовлечению его в разработку.

Роль "базисного" объекта на участке принадлежит наибольшему по площади пласту A_1^3 , в котором сосредоточено 62% начальных извлекаемых запасов (НИЗ) нефти. Почти половина запасов этого пласта приходится на чисто нефтяную зону (ЧНЗ). Залежи нижезалегающих продуктивных пластов (A_3 , A_7 , B_0) – "второстепенные", т.к. имеют меньшие размеры и неблагоприятный массивный тип строения (рис. 2).

Из рисунка 2 видно, что коллектора всех пластов – достаточно расчлененные. Однако в разрезе пластов A_3 , A_7 , B_0 отсутствуют глинистые разделы между нефтенасыщенной и водонасыщенной частями. Значит с первых лет эксплуатации по скважинам этих пластов следует ожидать получения высокообводненной продукции.

*) Опубликовано в книге "Опыт повышения эффективности разработки нефтяных месторождений Западной Сибири" (по материалам научно-практической конференции геологов, посвященной памяти В.У.Литвакова). Тюмень, 1999, с.33-39

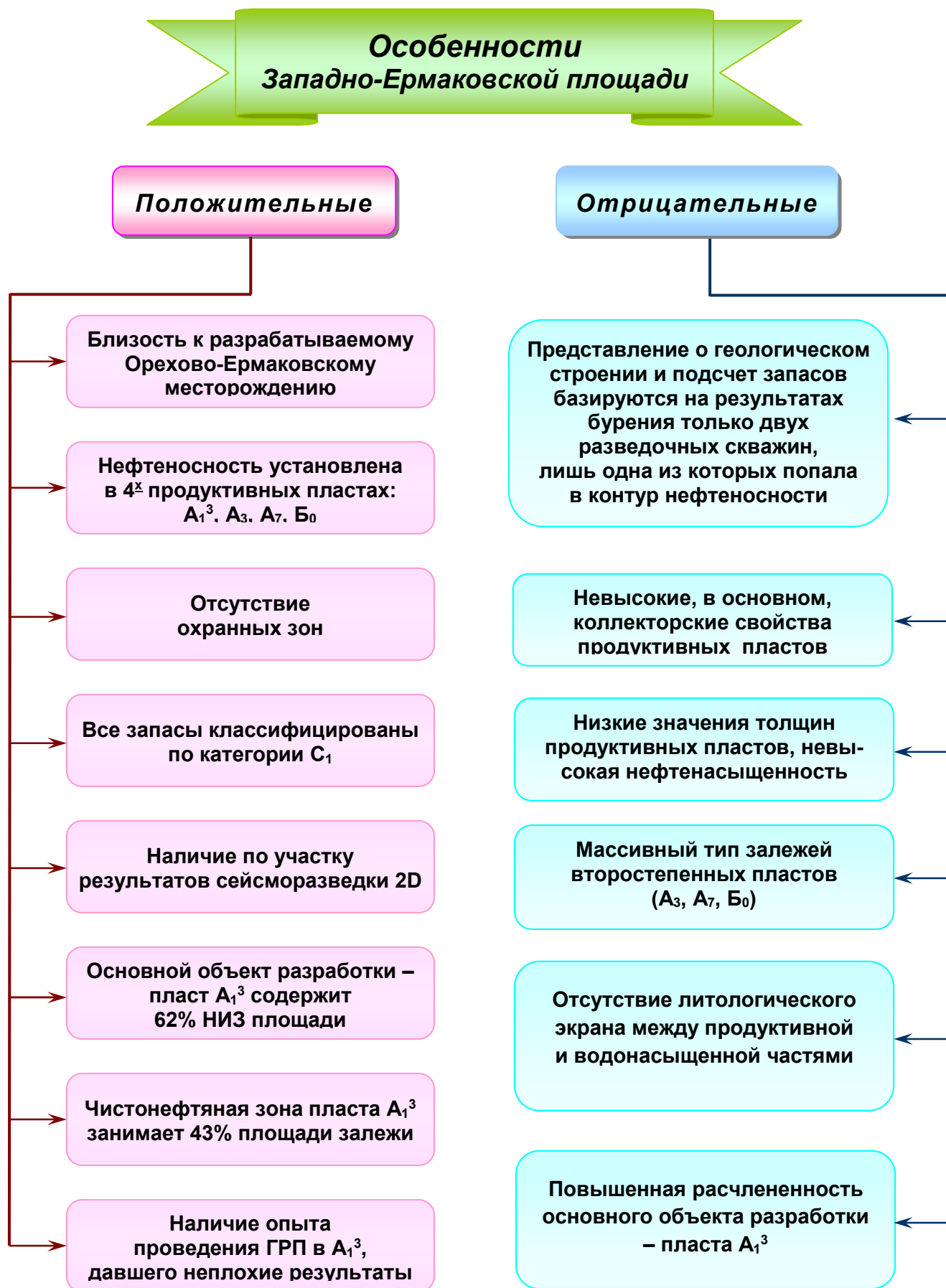


Рис. 1

Западно-Ермаковская площадь
 Разведочная скважина №12Р
 Сводный геолого-геофизический разрез

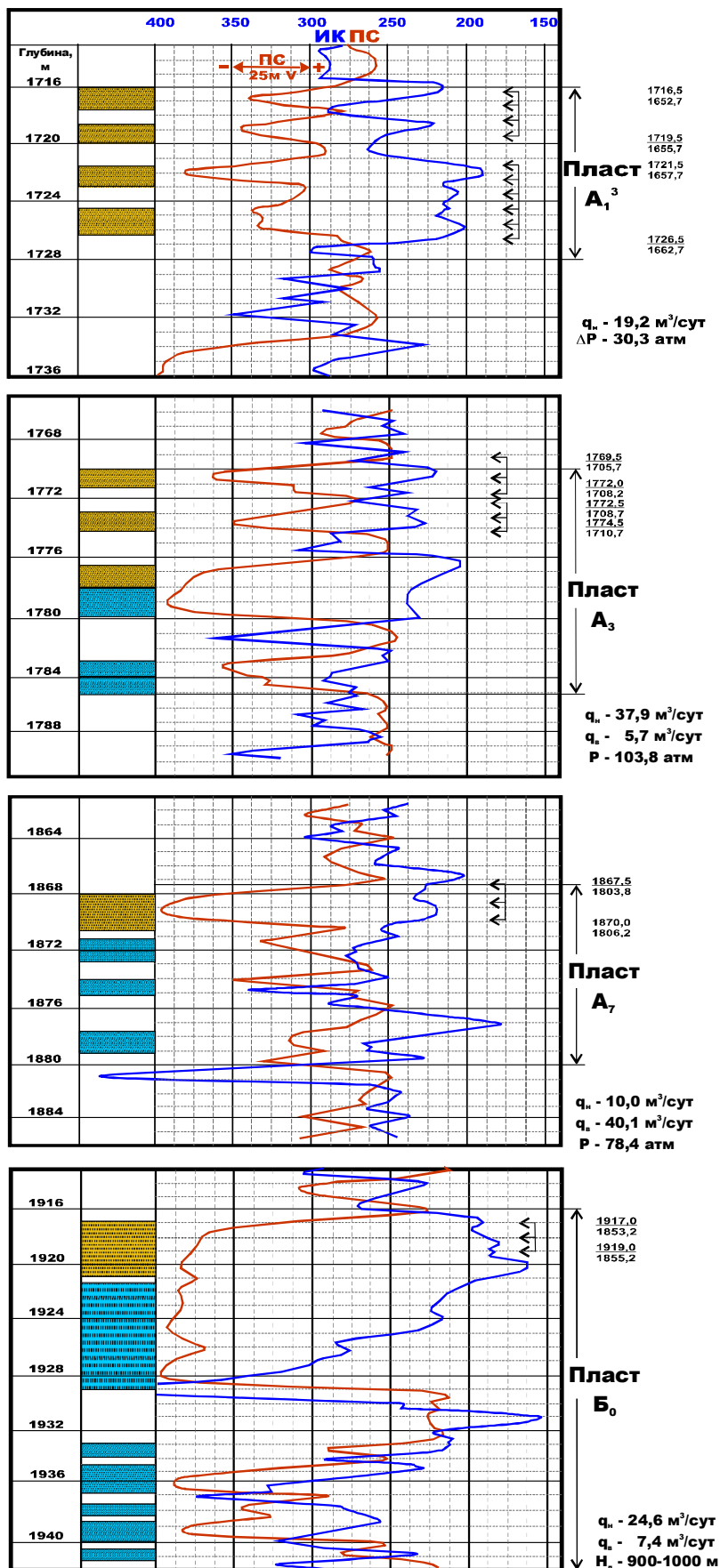


Рис. 2

В табл.2 представлены результаты испытания продуктивных нефтеносных пластов, полученные в разведочной скважине № 12Р площади.

Таблица 2

Результаты испытания

| Показатели по скважине №12р | Продуктивные пласты | | | |
|----------------------------------|-----------------------------|----------------|----------------|----------------|
| | А ₁ ³ | А ₃ | А ₇ | Б ₀ |
| Тип притока | фонтан | непереливающий | | |
| Дебит нефти, м ³ /сут | 19 | 38 | 10 | 25 |
| Дебит воды, м ³ /сут | - | 6 | 40 | 7 |
| Обводненность, % | - | 13 | 8 | 23 |
| Депрессия на пласт, ат | 30 | 104 | 78 | - |
| Динамический уровень, м | | | | 950 |

Запасы нефти и растворенного газа по рассматриваемой площади впервые все были подсчитаны в 1998г. тематической партией ОАО «Тюменнефтегаз» – все по категории С₁. Начальные балансовые запасы (НБЗ) нефти оцениваются более чем в 4 млн.тонн.

Коэффициенты нефтеизвлечения (КИН) приняты по аналогии с одноименными пластами Ермаковского и Ватинского месторождений: А₁³ – 0,218; А₃ – 0,24; А₇ – 0,2; Б₀ – 0,3. При КИН в целом по площади – 0,23 начальные извлекаемые запасы участка оцениваются в 930 тыс.тонн.

Таким образом, Западно-Ермаковская площадь может представить определенный интерес для организации здесь нефтедобычи, поддерживающей уровни отборов в целом по лицензионному участку.

С учетом имеющихся специфических геологических условий при выборе технологии разработки участка рассмотрено три схемы "очередности отработки" пластов. Одна из которых – раздельная эксплуатация каждого пласта своей сеткой скважин вследствие явной нерентабельности (из-за крайне низких удельных запасов нефти на одну скважину) – в расчетах не участвовала.

При оценке технологических показателей рассмотрено две схемы работ:

Схема А – предусматривает порядок освоения пластов «сверху-вниз». Площадь разбуривается проектным фондом численностью в 12 скважин по равномерной по всей площади сетке с плотностью 36 га/скв.

Схема Б – применение более плотной сетки (22 га/скв) в центральной зоне участка, где сосредоточены основные запасы нефти. Порядок вовлечения пластов в разработку обратный – «снизу-вверх». Общий проектный фонд увеличен здесь до 17 скважин (рис. 3).

Кроме основного объекта А₁³, три нижние "массивные" залежи в пластах А₃, А₇, Б₀ – на первом этапе были выделены в один (общий) объект разработки.

Для расчетов технологических показателей разработки принято разбуривание объектов на базе площадной обращенной девятиточечной системы. В связи с небольшими размерами нефтяных залежей система воздействия – на первом этапе освоения пока не назначается. В перспективе, скорее всего, это будет приконтурное заводнение путем перевода под закачку крайних добывающих скважин после достижения по ним высокой обводненности.

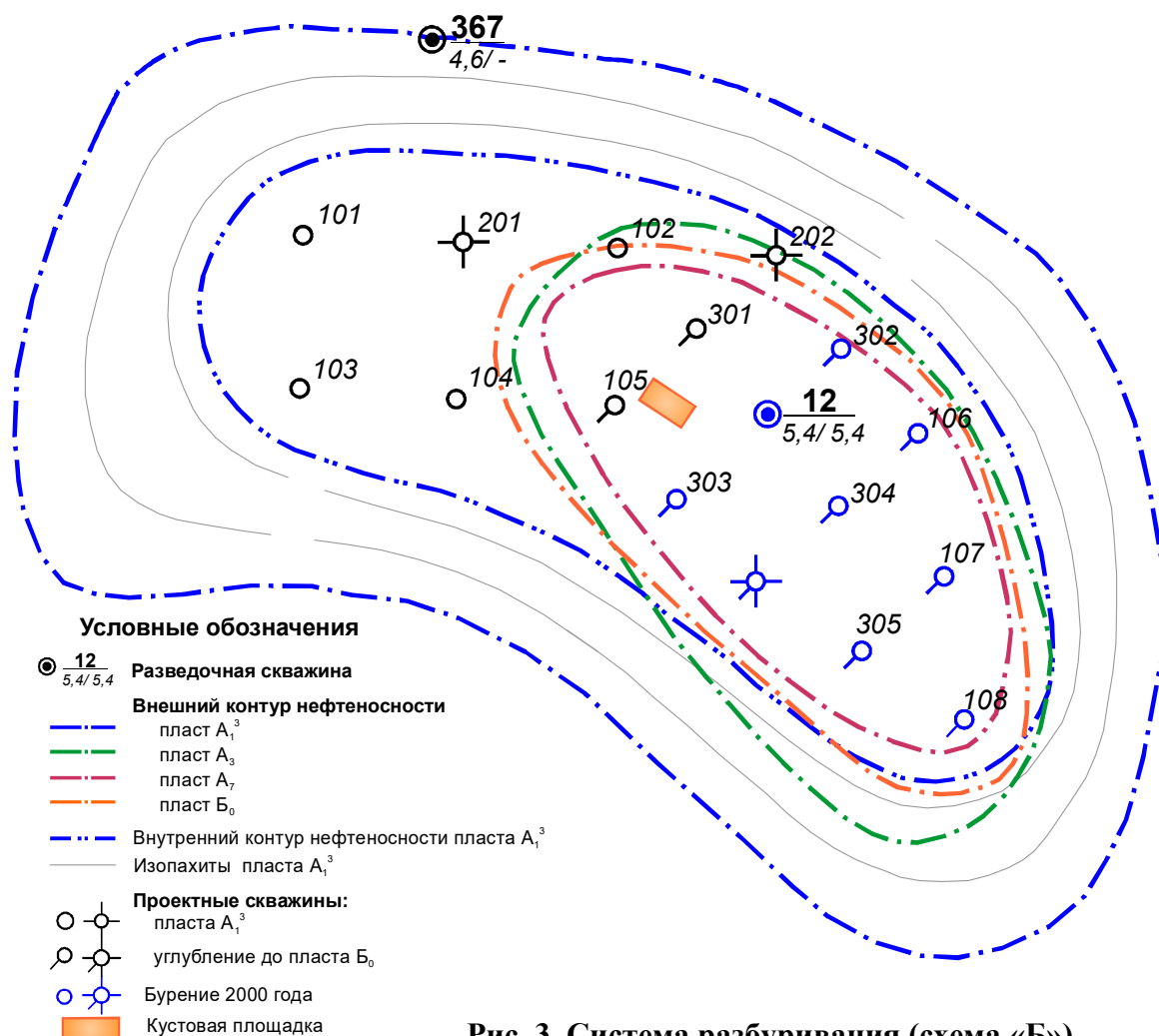


Рис. 3. Система разбуривания (схема «Б») Западно-Ермаковской площади

Скважины основного объекта A_1^3 , расположенные в чисто нефтяной зоне, при вводе в эксплуатацию предлагается стимулировать с помощью гидроразрыва пласта.

Технологические показатели разработки площади оценивались по четырем вариантам. Варианты 1, 2 и 3 рассчитаны в соответствии с разбуриванием Западно-Ермаковской площади по "схеме А".

Варианты различаются входными дебитами новых скважин по нефти в зависимости от планируемой разной эффективности гидроразрыва пласта при различных объемах закачки проппанта:

- вариант 1 — дебит нефти 18 т/сут;
- вариант 2 — дебит нефти 23 т/сут;
- вариант 3 — дебит нефти 30 т/сут.

Вариант 4 рассчитан для "схемы Б", которая предполагает, как было указано выше, выделение двух эксплуатационных объектов:

а) первый объект — три нижних пласта B_0 , A_7 , A_3 , разрабатываются вначале совместно на режиме истощения;

б) второй объект — самостоятельный пласт A_1^3 , причем 10 из 17 проектных скважин (расположенных в куполе структуры), подключаются на этот пласт — **позднее**, после возврата с нижнего объекта при полной его отработке.

Для ознакомления. Номера страниц не соответствуют официальной версии.

- *“Говори мало, пиши еще меньше”*
Пифагор
- *“Источник нашей мудрости – наш опыт.
Источник нашего опыта – наша глупость”*
Саша Гитри

Глава 9.

Повышение качества проектирования разработки нефтяных месторождений

А.Н.Янин

О допустимых отклонениях фактической добычи нефти от проектной при разработке нефтяных месторождений России*)

*"Гладко было на бумаге,
да забыли про овраги ..."*

Русская пословица

В последнее время проблема установления допустимых расхождений фактических и проектных показателей при разработке нефтяных месторождений, в силу ряда известных причин (судебные дела и т.п.) приобрела особую остроту. Однако, несмотря на особую актуальность, в научно-технической печати эта серьезная проблема практически не обсуждается.

Цель статьи – обосновать новые, более реалистичные величины отклонения пока только одного (но ключевого) показателя разработки – фактической добычи нефти от проектной, которые соответствовали бы современным условиям нефтедобывающей отрасли России и были бы приемлемы как для государства, так и для различных недропользователей, представляющих крупный, средний и мелкий нефтяной бизнес.

Отметим, что действующим в настоящее время нормативам допустимых отклонений фактических показателей разработки от проектных [1, 2, 3, 4] присущи следующие серьезные недостатки:

- Слабая обоснованность, а зачастую надуманность этих нормативов;
- Чрезмерная и неоправданно "жесткая" минимизация величин допустимых отклонений от проекта;
- Отрыв их от реальной практики добычи нефти в России из месторождений различных размеров, в особенности – мелких месторождений;
- Явное их несоответствие научно обоснованным погрешностям при подсчете запасов нефти [5, 6, 7], а также «допускам» при построении цифровых геолого-гидродинамических моделей месторождений УВ [8];
- Нелогичность и необоснованный набор первичных параметров, берущихся за исходную базу при назначении нормативных отклонений (например, геологические запасы нефти по месторождению и т.д.).

Таким образом, на сегодняшний день совершенно ясно, что применяемые в отрасли нормативы отклонений требуют немедленного пересмотра и внесения во все вновь формируемые ключевые нормативные документы ("Правила разработки", "Правила охраны недр" и др.).

Специалисты отрасли знают, что применяемые сейчас согласованные величины нормативов отклонений были приняты ранее, в период когда еще не существовало той системы (практики) жесткого наказания нефтегазодобывающих предприятий (НГДП) за превышение допустимых отклонений, которая активно используется сейчас контролирующими органами.

Ныне ситуация кардинально изменилась и выходящий за пределы установленных отклонений недобор (перебор) проектной добычи нефти может стать основанием для известных неприятностей и судебных преследований.

*) Опубликовано в журнале "Бурение и нефть", 2005, № 11, с.30-33.

В этих условиях задача своевременного пересмотра устаревших, изживших себя (а то и вовсе "надуманных") нормативов и назначение более объективных, реалистичных величин отклонений и параметров нефтедобычи – становится чрезвычайно актуальной для нефтяной промышленности России.

В противном случае, ЦКР "Роснедра" и региональные ТО ЦКР захлестнет (и уже захлестывает) «вал» преждевременно, по сути дела, пересоставляемых проектных документов с периодичностью рассмотрения каждого месторождения более одного-двух раз в год.

На самом же деле, практика нефтедобычи и текущее состояние разработки многих нефтяных месторождений России этого пересоставления, чаще всего, вообще не требуют. Необходимо лишь законодательно утвердить новые, научно обоснованные нормативы отклонений показателей фактического состояния разработки от проектных и ситуация в нефтедобывающей отрасли в значительной степени нормализуется.

В настоящее время существуют четыре основных источника, в которых каким-либо образом зафиксированы («санкционированы») величины допустимых отклонений фактических показателей разработки от утвержденных.

1. **"Правила охраны недр", утвержденные Постановлением Госгортехнадзора РФ №71 от 06.06.2003г.**, устанавливают единое, максимально допустимое 10%-ное отклонение в нефтедобыче для всех видов нефтяных месторождений. Большинство специалистов-нефтяников считают, что указанная норма необоснованно ужесточена, нереалистична, никак не учитывает различие нефтяных месторождений по размерам, запасам, уровням добычи нефти, фонду скважин, стадиям разработки и т.д. Кроме того, эта необычайно "жесткая" норма была введена "сверху" в одностороннем порядке, без какого-либо обсуждения с представителями нефтяных компаний и без согласования с ЦКР (бывш.Минэнерго).

2. **Нормативы допустимых отклонений, приведенные в протоколе ЦКР МЭ №2995 от 29.05.2003г. "О состояниях и мерах по совершенствованию проектирования разработки нефтяных и газонефтяных месторождений"**, дифференцированы в зависимости от величины геологических* запасов месторождений следующим образом:

| Геологические запасы нефти | Допустимое отклонение | Примерные (соответствующие им) расчетные извлекаемые запасы ** /оценка автора статьи/ |
|----------------------------|-----------------------|--|
| До 1 млн.т | ± 15 % | до 0,350 млн.т |
| От 1 до 50 млн.т | ± 12 % | 0,35-17,5 млн.т |
| От 50 до 100 млн.т | ± 7 % | 17,5-35,0 млн.т |
| Более 100 млн.т | ± 3 % | более 35 млн.т |

По этим широко цитируемым в печати нормативам имеются следующие принципиальные замечания:

* Начальных или текущих геологических запасов нефти – в протоколе ЦКР, 2003г. не указано.

** При среднем условном КИН = 0,35.

а) Совершенно очевидно, что такой параметр, как **величина геологических запасов нефти** (ни начальных, ни текущих) никак не может быть положен в основу при назначении допустимых отклонений фактических отборов нефти от проектных. На протяжении значительной части общего периода жизнедеятельности месторождения величины текущей добычи нефти и геологические запасы вообще плохо (или вообще никак) не коррелируют друг с другом. Таким образом, запасы нефти – это явно надуманный, неудачный и неприемлемый базовый параметр для назначения отклонений в нефтедобыче.

б) Спектр рассмотренных выше групп геологических запасов – очень узок. Если для этих геологических запасов принять КИН = 0,35, то в одну (четвертую) группу в ранжировке ЦКР попадают одновременно – средние, крупные и уникальные месторождения (по классификации запасов, принятой ГКЗ). Таким образом, представленные в протоколе ЦКР №2995 группы месторождений по величине геологических запасов, выделены крайне неудачно.

в) Указанные нормативы ЦКР, 2003г. – также чрезмерно "жесткие" (особенно нереальны – $\pm 3\%$) и часто ставят недропользователей (как крупных, так и мелких месторождений), в сложные условия. При годовой добыче, например, в 10 млн.т/год допустимое ЦКР отклонение не превышает 300 тыс.т/год. Коридор отклонений при этом 9,7-10,3 млн.т для недропользователей явно мал. Предприятие попросту не может устойчиво работать в этом узком допустимом коридоре сколь-нибудь приемлемый период времени.

г) Назначение предельных отклонений "**дискретно**", а именно, по четырем фиксированным группам делает месторождения, находящиеся на **границах групп** ("сверху" и "снизу") – "неравноправными" по разрешенной абсолютной (в тыс.т) величине отклонения нефтедобычи от проектной.

Для конкретики рассмотрим два месторождения – "А" и "Б", с очень близкими запасами (при НГЗ, допустим, около 1 млн.т) и практически одинаковой добычей нефти (табл. 1), но находящиеся непосредственно **на стыке групп** (с "разных сторон").

Таблица 1

| Параметры | Месторождения | |
|---|----------------|----------------|
| | "А" | "Б" |
| Начальные геологические запасы, млн.т | 0,999 | 1,001 |
| Годовая добыча нефти, тыс.т/год (при условном темпе отбора 10% от НГЗ) | 99,9 | 100,1 |
| Допустимое отклонение согласно протоколу ЦКР №2995, % | ± 15 | ± 12 |
| Абс.отклонение в добыче нефти, тыс.т/год | $\pm 14,985$ | $\pm 12,012$ |
| Разрешенный "коридор" добычи, тыс.т/год | 84,915-114,885 | 88,088-112,112 |

Из табл.1 видно, что для месторождения "Б" с несколько (на 0,2 %) большей добычей нефти, чем по месторождению "А" разрешенное ЦКР отклонение (~ 12 тыс.т в абсолютном выражении) оказалось на 20% меньше, чем по месторождению "А" (~ 15 тыс.т) с меньшей добычей. Это абсолютно неспра-

ведливо по отношению к недропользователю месторождения "Б". Имея большую годовую добычу нефти, он в то же время получает меньший допустимый (по абсолютной величине) «коридор» нефтедобычи. Это абсурдный, но застарелый нонсенс, несомненно, законодательно устранить.

Из приведенного примера следует ключевой принципиальный вывод о том, что допустимые отклонения должны назначаться не "дискретно" ("котловым" способом) по группам месторождений (обладающим различными запасами), а рассчитываться (лучше по формуле) непосредственно для каждого месторождения на базе его конкретных показателей (добычи нефти).

3. В наиболее «влиятельном» нефтедобывающем районе страны – ХМАО Тюменской области в течение 2003-2005гг. действовал региональный предварительный стандарт ПС 153-39.0-147-2003 "Организация мониторинга разработки нефтяных и газонефтяных месторождений на территории ХМАО". Стандарт был введен в действие приказом Министра МЭ №246 от 21.06.2003г. сроком на два года.

Указанный стандарт предусматривал установление допустимых отклонений фактических показателей разработки от проектных по месторождениям, в зависимости от количества их извлекаемых запасов нефти^{*)}:

| | | |
|------------------------------|---|---------|
| Мелкие (до 15 млн.тонн) | – | ± 15 %; |
| Средние (от 15 до 60 млн.т) | – | ± 10 %; |
| Крупные (от 60 до 300 млн.т) | – | ± 5 %. |

Указанные нормативы чуть более лояльны к недропользователям, но и они также трудновыполнимы на практике, как и все предыдущие «допуски».

Кроме того, привязка отклонений в добыче нефти опять-таки к количеству извлекаемых запасов – надумана, малобоснованна, т.к. плохо сочетается с фактическими результатами эксплуатации многих нефтяных месторождений.

Эти нормы, применявшиеся в ХМАО на практике в 2003-2005гг., сейчас уже устарели и также требуют пересмотра.

4. Наконец, наиболее свежий, "санкционирующий" отклонения протокол ЦКР "Роснедра" №3362 от 21.04.2005г. "О совершенствовании проектного обеспечения разработки нефтяных и газонефтяных месторождений", установил (по предложению Ю.Е.Батурина) гораздо более реалистичную для нефтедобывающих компаний предельную норму отклонения фактических показателей от проектных – на уровне ±20 %. Этот единый для всех месторождений норматив сейчас можно рассматривать для недропользователей нефтедобывающей отрасли – как "меньшее из всех зол".

Тем не менее, и эта норма также должна быть пересмотрена, т.к. она вообще никак не учитывает колоссальные различия эксплуатируемых в России нефтяных месторождений – по размерам, запасам, текущим фактическим показателям, стадиям разработки и другим параметрам.

Совершенно очевидно, что эта «единая 20 %-ная норма» ставит в необоснованно привилегированное положение крупные и уникальные месторожде-

^{*)} Начальных или текущих извлекаемых запасов нефти в ПС, 2003г. – не конкретизировано.

ния (Самотлор, Приобское и др.) за счет предоставления им чрезмерно широкого допустимого «коридора» технологических показателей. Например, для месторождения с годовой добычей нефти 20 млн.т/год, допустимое, согласно Протокола ЦКР №3362, отклонение по уровню годовой добычи нефти составляет ± 4 млн.т, а разрешенный "коридор" уровней добычи – от 16 до 24 млн.т. С таким размахом "свободного предпринимательства" в нефтедобыче на крупных и уникальных месторождениях России вряд ли можно согласиться.

В то же время, для мелких и очень мелких месторождений 20%-ное нормативное отклонение, как показывает практика, часто бывает недостаточным для нормального функционирования предприятия в рамках одного документа. (В то же время частое и непрерывное "перепроектирование" с целью переутверждения технологических показателей – требует денег.)

Напомним, что на заседании ЦКР МЭ 29.05.2003г. главный геолог ОАО "Сургутнефтегаз" Н.Я.Медведев предлагал установить для мелких месторождений с запасами < 10 млн.т нормативное отклонение в пределах $\pm 50\%$ (см.табл.2). И для этого предложения были достаточно веские основания.

Таблица 2

Варианты допустимых отклонений годовой добычи нефти от проектной
(из различных источников)

| Протокол ЦКР МЭ, №2995 от 29.05.2003г. | | Предложение Н.Я.Медведева * (ОАО "Сургут- нефтегаз") | | Предложение Р.Р.Ибатуллина * (ОАО "ТатНИ- ПИнефть") | | Нормативы стандарта ХМАО ПС 153-39.0-147-2003 | |
|--|-----------------------------|---|-----------------------------|--|-----------------------------|---|-----------------------------|
| Геологи- ческие запасы, млн.т | Откло- нение, $\pm\%$ | Текущие запасы, млн.т | Откло- нение, $\pm\%$ | Запасы, млн.т | Откло- нение, $\pm\%$ | Извлекае- мые запасы, млн.т | Откло- нение, $\pm\%$ |
| До 1 млн. | ± 15 | До 10 | ± 50 | До 1 млн. | ± 20 | | |
| 1-50 | ± 12 | 10-30 | ± 20 | 1-50 | ± 15 | До 15 | ± 15 |
| | | 30-50 | ± 15 | | | | |
| 50-100 | ± 7 | 50-100 | ± 12 | 50-100 | ± 10 | 15-60 | ± 10 |
| Более 100 | ± 3 | Более 100 | ± 10 | Более 100 | ± 5 | 60-300 | ± 5 |

*) Из выступлений на заседании ЦКР МЭ в г.Москве – 29.05.2003г.

Таким образом, даже наиболее лояльная "норма" Протокола ЦКР №3362 от 21.04.2005г. объективно сейчас должна быть уточнена и дифференцирована для различных типов нефтяных месторождений России.

При назначении величин допустимых отклонений параметров разработки от проектных нельзя не учитывать (хоть и не напрямую) существующую всегда неопределенность (неточность) в оценке величин как геологических, так и извлекаемых запасов нефти. Она сильно зависит от размеров месторождений, плотности сетки эксплуатационных скважин, равномерности их размещения на площади месторождений, объема проведенных исследовательских работ, стадии разработки месторождений и многих других факторов. **При-**

чем, известно, что достигаемая точность оценки извлекаемых запасов нефти всегда несколько ниже, чем количества геологических запасов.

В классических работах А.Я.Фурсова с соавторами [5, 6, 7] установлено, что по месторождениям, разбуренным эксплуатационной сеткой, погрешность оценки извлекаемых запасов (НИЗ) нефти существенным образом зависит (см.табл. 3) от размеров месторождений, количества геологических запасов и составляет:

Таблица 3 [6]

| Объем НИЗ нефти, млн.т | Погрешность в определении НИЗ нефти, % |
|------------------------|--|
| До 10 | $\pm 35 - 25$ |
| От 10 до 50 | $\pm 25 - 10$ |
| От 50 до 300 | $\pm 10 - 5$ |
| Более 300 | Нет данных |

А.Я.Фурсов [6, с.85] приводит весьма важные (сейчас) оценки погрешности подсчета количества извлекаемых запасов нефти промышленных категорий (А, В, С₁), полученные высокопрофессиональными учеными-геологами предыдущего поколения (в 50-60^х годы XX века) – М.В.Абрамовичем, А.А. Трофимуком, Е.Ф.Фроловым:

| | | |
|--------------------------|---|------------------|
| Категория А | – | $\pm 10 \%$ |
| Категория В | – | $\pm 25-30 \%$ |
| Категория С ₁ | – | $\pm \sim 50 \%$ |

Из указанного видно, что сами извлекаемые запасы нефти имеют весьма значительную погрешность, которую следует учитывать при планировании добычи нефти и проектировании разработки.

Важно и то, что в работах [6, 7] отмечается принципиально важная, но неблагоприятная закономерность, касающаяся "дрейфа" степени точности определения остаточных извлекаемых запасов (ОИЗ) нефти во времени. А именно: с течением времени погрешность оценки ОИЗ, особенно после перехода месторождений в III-IV стадии разработки – существенно возрастает. В итоге, она может даже существенно превысить уровень погрешности подсчета запасов нефти, имевший место в начале разработки месторождения.

Однако, все указанные выше факторы никоим образом не учитываются в существующих инструкциях и протоколах при установлении предельных отклонений фактических уровней добычи нефти от утвержденных проектных.

При назначении допустимых отклонений небезынтересно попутно взглянуть и на фактическую картину распределения разрабатываемых месторождений по величине главного контролируемого государственными органами показателя – уровня годовой добычи нефти. Как правило, субъектом контроля нефтедобычи является именно каждое отдельное месторождение (или часть месторождения, расположенная на отдельном лицензионном участке недр).

Например, по основному нефтедобывающему региону страны – ХМАО Тюменской области в 2004г. имела место следующая картина: уровень добычи нефти менее 100 тыс.т/год имела ~ 1/3 часть от общего числа разрабатываемых месторождений, менее 500 тыс.т/год – 2/3 месторождений, менее 1,0 млн.т/год – около 80% от числа разрабатываемых месторождений.

Если распространить эту закономерность на всю нефтедобывающую отрасль можно осторожно предположить, что количество месторождений с уровнем годовой добычи нефти менее 500 тыс.т/год составит порядка одной тысячи, в т.ч. более чем 500 месторождений, вероятно, имеют годовую добычу нефти менее 100 тыс.т/год.

(Попутно небезынтересно отметить, что в структуре числа эксплуатируемых месторождений в ХМАО и доле их годовой добычи нефти в 2003-2004гг., весьма точно выполнялся известный "закон Парето", а именно, примерно 80 % суммарной годовой добычи по округу обеспечивали лишь 20 % от числа разрабатываемых месторождений. По России в целом – такое же соотношение.)

Таким образом, количество именно мелких месторождений в стране насчитывает многие сотни, т.е. по численности они абсолютно преобладают. Для этих мелких месторождений уровень допустимого отклонения от проекта, несомненно, должен быть значительно выше, чем по крупным. По нашей оценке это отклонение должно составлять, как минимум, $\pm 30\%$.

Особо подчеркнем, что ключевым контролируемым показателем, для которого ведутся все рассуждения в данной статье, является исключительно годовая добыча нефти. Допустимые отклонения других важнейших технологических показателей разработки (фонд скважин, закачка воды, дебиты нефти, коэффициент нефтеизвлечения и т.д.) здесь не рассматриваются.

Согласно обобщению, выполненному автором статьи, допустимое (в %) отклонение текущей годовой добычи нефти от проектной по любому месторождению России можно вполне объективно и точно рассчитать по следующей простой формуле:

$$\pm \Delta Q_{ni}^{\text{факт}} = 297 / (Q_{ni}^{\text{проект}} + 9,8), \% \quad (1)$$

где: $\pm \Delta Q_{ni}^{\text{факт}}$ – допустимое отклонение фактической годовой добычи нефти от проектной в i-й год разработки, %;

$Q_{ni}^{\text{проект}}$ – проектная годовая добыча нефти по рассматриваемому месторождению в i-й год разработки, млн.т/год.

Расчеты, проведенные автором по указанной формуле для отдельных многочисленных фиксированных значений проектной годовой добычи нефти по различным месторождениям приводят к следующим результатам по определению величины допустимых отклонений в фактической текущей годовой добыче нефти от проектной (см.табл.4 и рис.1).

Из рис.1 видно, что 20%-ное отклонение в рекомендуемом автором подходе относится к месторождениям с годовым проектным уровнем добычи

Для ознакомления. Номера страниц не соответствуют официальной версии.

нефти в 5 млн.т/год, 15 % – с добычей 10 млн.т/год, 10 % – с добычей 20 млн.т/год.

Графическое отображение допустимого «коридора» фактической годовой добычи нефти в зависимости от проектной(по формуле (1) приведено на рис. 2.

Предлагаемые автором
нормативы отклонения фактической годовой добычи нефти
от проектной по нефтяным месторождениям России

| Проектная годовая добыча нефти ($Q_{ни}^{проект}$), млн.т/год | Допустимое отклонение фактической годовой добычи нефти ($\Delta Q_{ни}^{факт}$) от проектной, % | То же, млн.т/год | Допустимый "коридор" фактической годовой добычи (от - до) нефти, млн.т/год |
|---|---|---------------------|---|
| 0,025 | ± 30,229 | ± 0,008 | 0,017 - 0,033 |
| 0,05 | ± 30,152 | ± 0,015 | 0,035 - 0,065 |
| 0,075 | ± 30,076 | ± 0,023 | 0,052 - 0,098 |
| 0,1 | ± 30,000 | ± 0,030 | 0,070 - 0,130 |
| 0,15 | ± 29,849 | ± 0,045 | 0,105 - 0,195 |
| 0,2 | ± 29,700 | ± 0,059 | 0,141 - 0,259 |
| 0,25 | ± 29,552 | ± 0,074 | 0,176 - 0,324 |
| 0,3 | ± 29,406 | ± 0,088 | 0,212 - 0,388 |
| 0,35 | ± 29,261 | ± 0,102 | 0,248 - 0,452 |
| 0,4 | ± 29,118 | ± 0,116 | 0,284 - 0,516 |
| 0,45 | ± 28,976 | ± 0,130 | 0,320 - 0,580 |
| 0,5 | ± 28,835 | ± 0,144 | 0,356 - 0,644 |
| 0,6 | ± 28,558 | ± 0,171 | 0,429 - 0,771 |
| 0,7 | ± 28,286 | ± 0,198 | 0,502 - 0,898 |
| 0,8 | ± 28,019 | ± 0,224 | 0,576 - 1,024 |
| 0,9 | ± 27,757 | ± 0,250 | 0,650 - 1,150 |
| 1,0 | ± 27,500 | ± 0,275 | 0,725 - 1,275 |
| 1,25 | ± 26,878 | ± 0,336 | 0,914 - 1,586 |
| 1,5 | ± 26,283 | ± 0,394 | 1,106 - 1,894 |
| 1,75 | ± 25,714 | ± 0,450 | 1,300 - 2,200 |
| 2 | ± 25,169 | ± 0,503 | 1,497 - 2,503 |
| 2,5 | ± 24,146 | ± 0,604 | 1,896 - 3,104 |
| 3 | ± 23,203 | ± 0,696 | 2,304 - 3,696 |
| 3,5 | ± 22,331 | ± 0,782 | 2,718 - 4,282 |
| 4 | ± 21,522 | ± 0,861 | 3,139 - 4,861 |
| 4,5 | ± 20,769 | ± 0,935 | 3,565 - 5,435 |
| 5 | ± 20,068 | ± 1,003 | 3,997 - 6,003 |
| 5,5 | ± 19,412 | ± 1,068 | 4,432 - 6,568 |
| 6 | ± 18,797 | ± 1,128 | 4,872 - 7,128 |
| 6,5 | ± 18,221 | ± 1,184 | 5,316 - 7,684 |
| 7 | ± 17,679 | ± 1,238 | 5,763 - 8,238 |
| 7,5 | ± 17,168 | ± 1,288 | 6,212 - 8,788 |
| 8 | ± 16,685 | ± 1,335 | 6,665 - 9,335 |
| 8,5 | ± 16,230 | ± 1,380 | 7,120 - 9,880 |
| 9 | ± 15,798 | ± 1,422 | 7,578 - 10,422 |
| 9,5 | ± 15,389 | ± 1,462 | 8,038 - 10,962 |
| 10 | ± 15,000 | ± 1,500 | 8,500 - 11,500 |
| 11 | ± 14,279 | ± 1,571 | 9,429 - 12,571 |
| 12 | ± 13,624 | ± 1,635 | 10,365 - 13,635 |
| 13 | ± 13,026 | ± 1,693 | 11,307 - 14,693 |
| 14 | ± 12,479 | ± 1,747 | 12,253 - 15,747 |
| 15 | ± 11,976 | ± 1,796 | 13,204 - 16,796 |
| 16 | ± 11,512 | ± 1,842 | 14,158 - 17,842 |
| 17 | ± 11,082 | ± 1,884 | 15,116 - 18,884 |
| 18 | ± 10,683 | ± 1,923 | 16,077 - 19,923 |
| 19 | ± 10,313 | ± 1,959 | 17,041 - 20,959 |
| 20 | ± 9,966 | ± 1,993 | 18,007 - 21,993 |
| 21 | ± 9,643 | ± 2,025 | 18,975 - 23,025 |
| 22 | ± 9,340 | ± 2,055 | 19,945 - 24,055 |
| 23 | ± 9,055 | ± 2,083 | 20,917 - 25,083 |
| 24 | ± 8,787 | ± 2,109 | 21,891 - 26,109 |
| 25 | ± 8,534 | ± 2,134 | 22,866 - 27,134 |
| 26 | ± 8,296 | ± 2,157 | 23,843 - 28,157 |
| 27 | ± 8,071 | ± 2,179 | 24,821 - 29,179 |
| 28 | ± 7,857 | ± 2,200 | 25,800 - 30,200 |
| 29 | ± 7,655 | ± 2,220 | 26,780 - 31,220 |
| 30 | ± 7,462 | ± 2,239 | 27,761 - 32,239 |

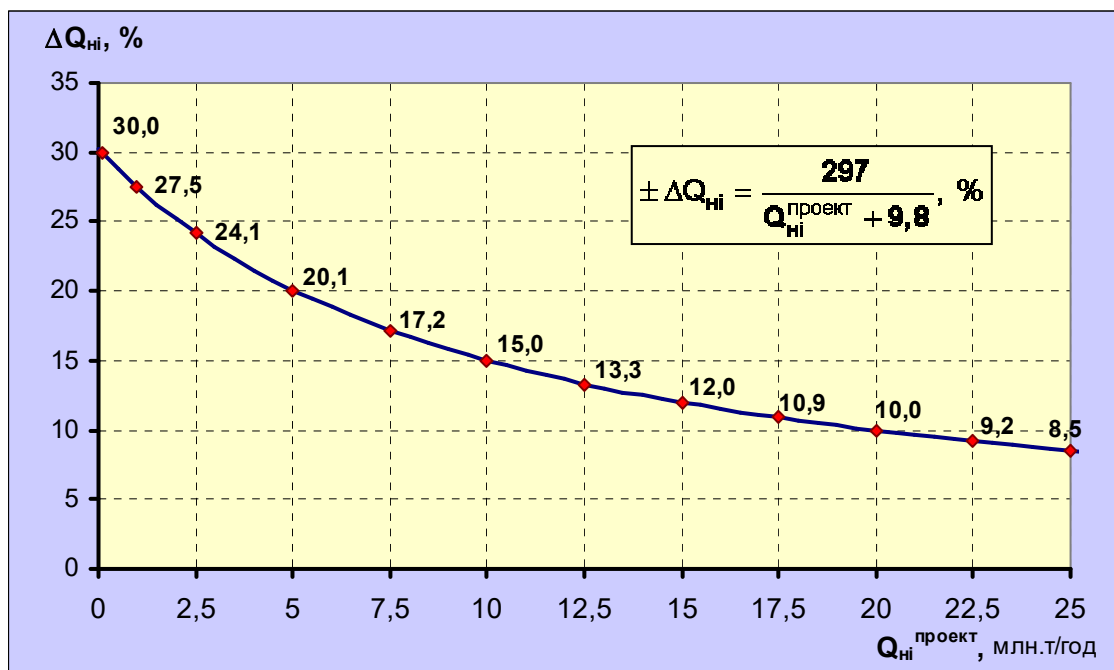


Рис.1. Предлагаемые автором предельно допустимые отклонения текущей фактической добычи нефти $\pm\Delta Q_{н}$ (в %) от проектной, в зависимости от ее проектного годового объема $Q_{н}^{проект}$ (в млн.т/год)

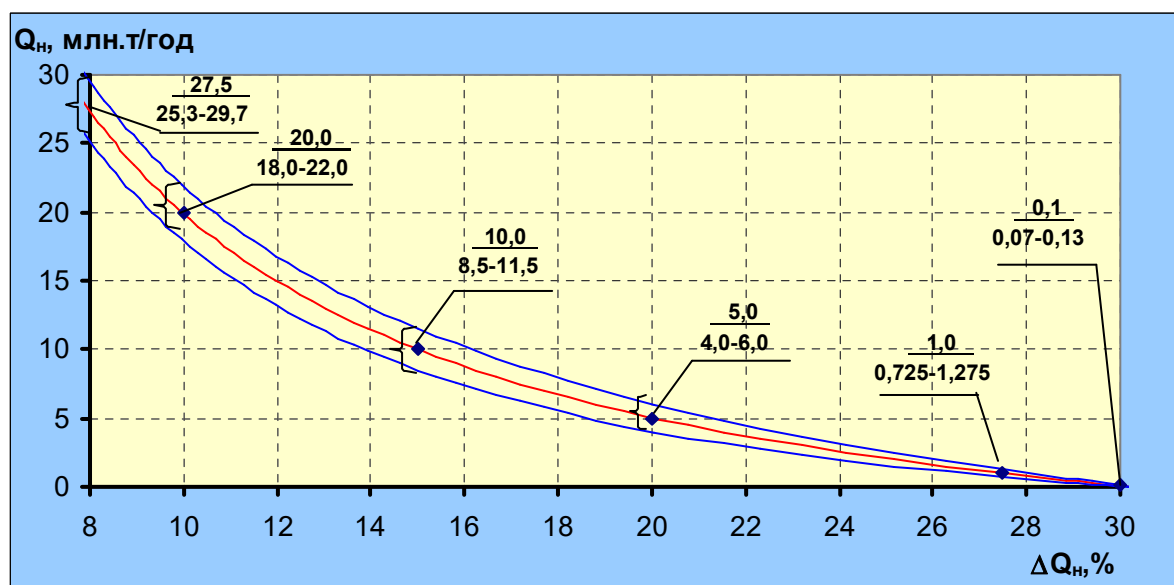


Рис.2. Сопоставление допустимого отклонения $\pm\Delta Q_{н}$ (в %) текущей годовой добычи нефти $Q_{н}$ от проектной с допустимым "коридором" добычи нефти (от – до) $Q_{н}$, млн.т/год по предлагаемым интервалам

Примечание: $\frac{10}{(8,5-11,5)}$ числитель – проектный уровень годовой добычи нефти, млн.т/год
 знаменатель – допустимый интервал фактической годовой добычи нефти месторождений (от – до, млн.т/год)

Анализ графиков рис. 2, а также данных табл. 4 показывает, что предлагаемые автором новые нормативы допустимых отклонений в нефтедобыче от проектной выглядят вполне реалистично и весьма обоснованно.

Таблица 5

Сравнение допустимых отклонений текущей (годовой) добычи нефти от проектной по нормативам (ЦКР, 2003г.) и предлагаемым автором

| Годовая добыча нефти, <u>млн.т</u> год | Условно принятый темп отбора НИЗ, % | Условно принятые | | Допустимые отклонения в годовой добыче нефти, % | |
|--|-------------------------------------|------------------|-------------|---|------------------------------|
| | | НИЗ, млн.т | НГЗ*, млн.т | Согласно протокола ЦКР №2995 от 29.05.2003г. | Предлагаемые в данной статье |
| Менее 0,1 | 12 | 0,833 | 2,38 | ±15 | ±30 |
| 1,0 | 10 | 10 | 28,6 | ±12 | ±25 |
| 5,0 | 8 | 62,5 | 179 | ±7 | ±20 |
| 10,0 | 6 | 167 | 476 | ±3 | ±15 |
| 20,0 | 4 | 500 | 1428 | ±3 | ±10 |

*) При среднем, условно принятом коэффициенте извлечения нефти, – 0,35.

Выводы

1. Автором статьи разработаны и предложены для утверждения в отрасли новые, более объективные (по сравнению с применяемыми), нормативы предельно допустимых отклонений фактической годовой добычи нефти от проектной по нефтяным месторождениям России различных размеров.

2. Базой для установления допустимых отклонений предлагается считать такой «прямой» показатель, как «объем» проектной годовой добычи нефти, заменяющий другие, существенно менее достоверные геологические параметры (типа геологических или извлекаемых запасов нефти и т.п.).

3. Разработанные критерии допустимых отклонений нефтедобычи рекомендуется включить в нормативные документы, составляемые в настоящее время в нефтяной отрасли (национальные стандарты и др.).

Литература

1. Правила охраны недр, 2003г.
2. Протокол ЦКР МЭ №2995 от 29.05.2003г.
3. Предварительный стандарт ПС 153-39.0-147-2003 "Организация мониторинга разработки нефтяных и газонефтяных месторождений на территории ХМАО", Авторы: Гузеев В.В., Зубарев Д.И., Толстолыткин И.П., Туров В.А., Овсий Л.И., Сутормин С.Е., Янин А.Н. (общая редакция), 66 стр.
4. Протокол ЦКР Роснедра №3362 от 20-21.04.2005г.
5. Сургучев М.Л., Фурсов А.Я., Талдыкин О.С. "Методика обоснования требований к изученности параметров для проектирования разработки месторождений" // "Нефтяное хозяйство", №12, 1979, с.23-28.
6. Фурсов А.Я. "Оптимизация изученности нефтяных месторождений", – М., Недра, 1985, 210 стр.
7. Халимов Э.М., Гомзииков В.К., Фурсов А.Я. "Управление запасами нефти", – М., Недра, 1991, 284 стр.
8. "Регламент по созданию постоянно-действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений". РД 153-39.0-047-00, М., 2000, 130 стр.

А.Н.Янин

**О несовершенстве российской системы документооборота
при разработке нефтяных месторождений
/ или кто замолвит слово о «бедном» недропользователе?/*)**

*“Антон Палыч Чехов однажды заметил,
Что умный любит учиться, а дурак учить.
Сколько дураков в своей жизни я встретил,
Мне давно пора уже орден получить”
Булат Окуджава*

Проектный документ на подземную разработку нефтяного месторождения – это «основание», на котором строится весь процесс дальнейшего освоения месторождения, организации добычи нефти, обустройства, технического обеспечения и т.д.

Наличие качественно выполненного проектного документа, утвержденного в установленном порядке, позволяет государству достаточно эффективно (при желании) осуществлять контроль за рациональностью разработки и полнотой использования запасов углеводородного сырья (УВС) в пределах конкретного лицензионного участка или месторождения.

Большинство недропользователей пытаются вовремя решать проблему обеспечения нефтяных месторождений проектной документацией. Но делать это с каждым годом становится все труднее. Почему же?

Одна из главных проблем и бед недропользователя состоит в том, что существующая ныне в нефтяной отрасли система «документооборота» неоправданно усложнена, забюрократизирована, опутана множеством условностей и, к тому же, постоянно меняется. Все это позволяет «ушлому» чиновнику нередко поворачивать ситуацию «в свою сторону», что, в конечном итоге, оборачивается ущербом для рационального и эффективного недропользования.

Для многих нефтедобывающих предприятий и организаций-проектантов сейчас ясно одно – система государственного регулирования недропользования в стране требует существенного упрощения.

По мнению автора статьи [1], основные недостатки сложившейся в России системы «оборота» проектных и разрешительных документов на разработку нефтяных месторождений сводятся к следующему:

- **излишнее многообразие видов проектных документов** на разработку нефтяных (газонефтяных) месторождений;
- **неоправданная «сверхцентрализация»** процедуры согласования указанных проектных документов. Абсолютно все^{**)} протоколы о рассмотрении проектных документов на разработку нефтяных месторождений нашей «необъятной» страны утверждаются председателем Центральной комиссии по разработке (ЦКР) Роснедра (в г.Москве) и согласовываются с Федеральным агентством по недропользованию (в г.Москве);
- **отсутствие делегирования со стороны ЦКР Роснедра** реальных полномочий по утверждению проектных документов региональным, территориальным отделениям (ТО ЦКР по ХМАО, ЯНАО и др.) этой комиссии;

*) Опубликовано в журнале "Бурение и нефть", 2008, № 5, с.52-55.

**) Даже по самым мелким, «копеечным» нефтяным месторождением с мизерными запасами и «околонулевой» годовой добычей нефти

Для ознакомления. Номера страниц не соответствуют официальной версии.

- **отсутствие «устойчивости» проектных документов.** В России к настоящему времени сложилась практика бесконечного «суматошного» пересоставления проектных документов на разработку нефтяных месторождений. Причем связана она, зачастую, с необъяснимо и необоснованно завышенными требованиями к добывающим предприятиям со стороны государственных органов, контролирующих недропользование;
- **неоправданная длительность и забюрократизированность процедуры согласования** утвержденного ТО ЦКР проектного документа в различных высоких инстанциях (в т.ч. и в ЦКР Роснедра в г.Москве);
- **возложенная на недропользователя необходимость дополнительного** (но по-сути дела, совершенно излишнего) согласования уже утвержденного ЦКР Роснедра МПР проектного документа – в органах Ростехнадзора РФ (т.е. в стране имеет место «введенное в систему» ненужное дублирование функций указанных ведомств);
- **крайне вредный для дела, искусственно надуманный запрет** недропользователю со стороны МПР (ЦКР Роснедра) проектировать полномасштабную разработку запасов категории С₂ точно так же, как и запасов категории АВС₁ (**но только в том случае, если этого настойчиво просит сам недропользователь**) и т.п.

Остановимся на расшифровке указанных положений более подробно.

1) О ликвидации «многообразия видов» проектных документов на разработку нефтяных месторождений

Для интересующихся историей напомним, что первый нормативный документ в бывшем СССР в рассматриваемой области был подготовлен в 1977 году и назывался «Регламент составления проектов и технологических схем разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений» /РД–39–3–25–77/. Регламент был утвержден 29.12.1977г. тогдашним министром нефтяной промышленности Н.А.Мальцевым.

Примечательно то, что этот «дедовский» регламент предусматривал составление всего лишь **двух видов** проектных документов на разработку:

- технологическая схема разработки;
- проект разработки нефтяного месторождения.

Указанный порядок был принят более тридцати лет назад, во времена расцвета советской нефтяной промышленности [1]. /Для справки: в 1977 году добыча нефти по СССР составляла 545,8 млн.т, а в 2007 году по России было добыто 491,306 млн.т или 90% от указанной выше величины./

А что сейчас происходит в этой области? К сожалению, ныне здесь все излишне усложнено, запутано и раздроблено на множество различных «документиков», логика появления которых совершенно непонятна и нередко вообще трудно поддается объяснению.

Известно, что с 2007 года в России действуют «Методические рекомендации по проектированию разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений», утвержденные приказом министра МПР № 61 от 21.03.2007г., где набор проектных документов, по сравнению с советскими временами, **рас-**

ширен более, чем в три раза /до семи видов/. Сейчас чиновники предписывают составлять следующие документы на разработку месторождений:

- проект пробной эксплуатации (ППЭ);
- технологическая схема разработки (ТСР);
- дополнение к технологической схеме разработки;
- проект разработки (ПР);
- дополнение к проекту разработки;
- технологическая схема опытно-промышленных работ^{*)} (ОПР);
- авторский надзор за реализацией технологической схемы /проекта разработки/ и дополнений к ним.

У недропользователей постоянно возникает наболевший и резонный вопрос: почему, например, за реализацией технологической схемы разработки государством разрешено выполнять авторский надзор, а за внедрением проекта пробной эксплуатации или технологической схемы опытно-промышленной разработки – запрещено, хотя и очень нужно. Каков в этом запрете «тайный» смысл? Где логика назначения государством такого порядка, ограничивающего действия нефтяных компаний?

Нам представляется, что в столь широком существующем сейчас наборе типов проектных документов нет никакой разумной необходимости, большая часть их искусственно придумана чиновниками от недропользования. А нефтедобывающие предприятия (особенно мелкие и средние) вследствие этого втягиваются в бесконечный процесс недешевого документооборота. Отметим, что «границы» и условия составления указанных выше документов – размыты и четко не определены. Недропользователю (нефтяной компании) сейчас крайне трудно «попасть в масть», т.е. даже просто сориентироваться, какого вида проектный документ он должен подготовить и представить на рассмотрение ЦКР (ТО ЦКР) Роснедра, а какого – не должен.

Более того, высокие стороны, утверждающие и согласовывающие проектные документы, часто сами не могут прийти к общему мнению, какого же вида документ «требуется» месторождение на различных стадиях разработки?

Пример из практики №1

Недропользователь Унтыгейского нефтяного месторождения компания Канбайкал Резорсез Инк. представила 27.09.2007г. на рассмотрение ТО ЦКР по ХМАО технологическую схему разработки. Однако, после обсуждения документ был возвращен недропользователю с предложением переделать его в техсхему ОПР, на что были, надо прямо заметить, весьма веские причины.

Предприятие переработало документ и 20.12.2007г. вновь представило его на рассмотрение ТО ЦКР по ХМАО уже как технологическую схему ОПР. На сей раз работа была одобрена ТО ЦКР, принята и отправлена на утверждение ЦКР Роснедра в Москву. Но не тут-то было... ЦКР вернула указанную работу назад, не согласившись со статусом работы («техсхема ОПР»), поручив переделать ее обратно в технологическую схему разработки. Круг, как говорится, замкнулся!

Возникает резонный вопрос: куда податься «бедному» недропользователю, который уплатил немалые денежки за два проектных документа, но кото-

^{*)} Ранее во всех российских РД применялся термин «техсхема **опытно-промышленной разработки**», а не «**опытно-промышленных работ**». Последний вариант названия не признается Ростехнадзором РФ.

рые так и не были утверждены государственными органами только из-за того, что последние сами не сошлись друг с другом во мнениях на вид проектного документа? Что за система документооборота действует в российской нефтедобывающей промышленности, в которой невозможно разобраться даже профессионалам «нефтянки»?

Как же исключить подобную ситуацию? Что следует реально сделать?

Решение, в общем-то, простое и лежит на поверхности. Для предупреждения этих казусов перечень видов проектных документов на разработку нефтяных месторождений необходимо существенно сократить. Тогда вся процедура их утверждения значительно упростится, а недропользователю станет легче дышать.

В этом плане несомненный интерес представляет предложение д.т.н. Ю.Е.Батурина, директора ТО СургутНИПИнефть, о том, что количество видов следует сократить до двух проектных документов:

- проект разработки нефтяного месторождения;
- авторский надзор за реализацией проекта разработки месторождения.

При реализации этого предложения на практике «проект разработки» заменит все ныне существующие (неоправданно расплодившиеся) виды проектных документов (а именно: проект пробной эксплуатации, технологическая схема опытно-промышленных работ, проект разработки и дополнения к ним – т.е. все документы, кроме авторского надзора).

Количество проектных документов обоих видов при новом порядке вообще не должно лимитироваться, а различаться они будут лишь датой утверждения в ЦКР (ТО ЦКР) Роснедра. Попутно заметим, что идея некоторых специалистов присваивать проектным документам обычные порядковые номера (№№1, 2, 3 и т.д.) – нежизнеспособна и нами к внедрению не рекомендуется.

Принципиально важно отметить, что задачи необходимого геологического изучения недр на любой стадии разработки при этом будут учитываться в предлагаемом «проекте разработки» в столь же полном объеме и ассортименте, как и во всех предыдущих (отменяемых) видах документов.

Чтобы новая система заработала, необходимо чтобы только два вида указанных проектных документов были внесены в подготавливаемый ныне Национальный стандарт РФ «Правила проектирования разработки. Месторождения нефтяные и газонефтяные», а также в новую редакцию «Правил охраны недр» Ростехнадзора РФ в «Закон о недрах» и т.п.

2) О необходимости устранения «сверхцентрализации» при контроле за недропользованием в нефтяной сфере

Существующий ныне жесткий порядок, при котором **абсолютно все (!)** проектные документы на разработку любого нефтяного месторождения России, утверждаются и согласовываются в Москве (ЦКР Роснедра, Федеральное Агентство по недропользованию) следует признать неправильным и неэффективным, т.к. этот порядок тормозит динамичный процесс освоения нефтяных месторождений, особенно в удаленных нефтедобывающих регионах страны (Западная Сибирь и др.).

Пример из практики №2

Принятый ТО ЦКР по ХМАО протокол № 835 от 21.11.2006г. по рассмотрению проектного документа «Дополнение к технологической схеме

разработки Рямного нефтяного месторождения» /компания Аки-Отыр, ХМАО/ проходит согласование в ЦКР Роснедра уже в течение 1,5 лет и до сих пор не утвержден. А само-то Рямное месторождение-то «копеечное» с добычей нефти в несколько тыс.тонн в год и добывающим фондом из трех скважин. Кому выгодно подобное «хождение по мукам» недропользователя?

Представляется более рациональным разделить полномочия между Федеральным Центром и Регионами следующим образом:

- ЦКР Роснедра рассматривает и утверждает проектные документы по уникальным, крупным и средним нефтяным месторождениям с текущими извлекаемыми запасами нефти категорий АВС₁ более 15 млн.тонн;
- Региональные ТО ЦКР рассматривают и утверждают все проектные документы по мелким^{*)} нефтяным месторождениям с объемом текущих извлекаемых запасов нефти категорий АВС₁ менее 15 млн.тонн.

При этом протоколы по рассмотрению проектных документов по мелким месторождениям с текущими извлекаемыми запасами нефти категорий АВС₁ менее 15 млн.тонн нефти в окончательном виде утверждаются на ТО ЦКР в регионе, в Москву для повторного утверждения не направляются, а немедленно передаются недропользователю для реализации документа.

Указанный порядок значительно повысит эффективность недропользования в России, усилит статус регионов и позволит сократить срок освоения значительного числа мелких нефтяных месторождений, как минимум, на год.

3) О целесообразности объединения территориальных отделений ЦКР Роснедра по ХМАО и ЯНАО

Для повышения роли и статуса ранее созданных в Тюменской области территориальных отделений ЦКР представляется целесообразным объединить их, создав крупное региональное Западносибирское территориальное отделение ЦКР Роснедра (с местоположением в г.Тюмени), поручив ему рассмотрение проектных документов по мелким нефтяным месторождениям Тюменской (в т.ч. по ХМАО и ЯНАО) Томской, Омской, Новосибирской областей и Красноярскому краю, с текущими извлекаемыми запасами нефти категорий АВС₁ менее 15 млн.тонн.

При этом протоколы о рассмотрении проектных документов в Западносибирском ТО ЦКР в окончательном виде утверждаются и подписываются в г.Тюмени (и в Москву для повторного утверждения не направляются).

Реализация указанного предложения, по-сути, лишь закрепит фактически сложившееся положение дел с рассмотрением проектных документов по месторождениям соседних с Тюменской областей, которые нередко утверждались в г.Тюмени на ТО ЦКР по ХМАО и ЯНАО уже в течение многих лет.

В качестве положительного примера укажем, что в сфере государственной экспертизы запасов углеводородного сырья подобная общерегиональная структура ГКЗ МПР уже создана^{**)}.

4) Разрешить недропользователю (но только по его инициативе) проектировать разработку запасов нефти категории С₂ аналогично категориям АВС₁

^{*)} См. Приказ МПР № 126 от 07.02.2001г. «Об утверждении временных положений и классификаций».

^{**)} См. статью Ф.З.Хафизова. Западно-Сибирский филиал ФГУ и ГКЗ //«Вестник недропользователя ХМАО», 2007, № 18, с.2-3

Среди нелепостей, которые существуют в российском нефтяном недропользовании, обращает на себя внимание ничем не объяснимый запрет недропользователю рассматривать в проектных документах **и утверждать как объект проектирования разработки – участки нефтяного месторождения (особенно мелкого) с запасами нефти категории С₂**.

Существующий архаичный и нелепый порядок поэтапного, «пошагового» освоения запасов категории С₂ порождает целый «конвейер» перепроектирования, пересоставления череды проектных документов, необходимости получения бесконечных дополнительных согласований (вместо того, чтобы все это сделать «за один заход»). Сейчас чиновник просто запрещает недропользователю осваивать все месторождение за «один прием», а заставляет дробить единый капиталоемкий технологический процесс освоения нефтяного месторождения на множество мелких этапов («прирастил запасы» – «перепроектировал»), т.к. каждый из этапов он (чиновник) экспертирует и согласовывает. /Понятно, что бесплатно .../ Стоимость же экспертиз проектных документов, видимо, скоро приблизится к стоимости составления самих документов.

Что нужно, чтобы исправить ситуацию? Суший пустяк, разрешить недропользователю **/но только исключительно по его просьбе/** проектировать разработку всех запасов категории С₂ равносильно запасам категорий АВС₁, законодательно получая утверждение в качестве «проектных показателей» – фонд скважин, добычу нефти и другие проектные решения (сразу же на все запасы категорий С₁+С₂).

Проблема может быть законодательно решена лишь в том случае, если указанное предложение в четкой редакции включить в готовящийся Национальный стандарт РФ «Правила проектирования разработки. Месторождения нефтяные и газонефтяные», а также в «Закон о недрах».

Совершенно очевидно, что при этом весь набор задач по геологическому изучению участков залежей УВС с запасами категории С₂, должен быть выполнен на 100 % (исследования керна, флюидов, перевод запасов из категории С₂ в С₁ и т.д.). Все это должно быть четко и полно прописано в проектном документе и отражено в утверждающем его протоколе ЦКР (ТО ЦКР) Роснедра.

5) Устранение дублирующих функций ЦКР (ТО ЦКР) Роснедра и Ростехнадзора России

В настоящее время любой проектный документ на разработку нефтяного месторождения по какому-то «недоразумению» проходит практически идентичную **двойную экспертизу и согласование**: сначала на ЦКР (ТО ЦКР), а потом – в органах Ростехнадзора. Нередко для выполнения обеих экспертиз привлекаются одни и те же специалисты и экспертирующие организации. Подобное дублирование представляется явным анахронизмом, т.к. ЦКР (и ТО ЦКР) вполне компетентны в области проектирования разработки нефтяных месторождений и могут принять верное решение.

Таким образом, просматривается настоятельная необходимость отменить двойную (повторную) экспертизу и согласование проектного документа, прошедшего утверждение на ЦКР (ТО ЦКР) Роснедра МПР – в органах Ростехнадзора РФ.

Попутно отметим и такой болезненный для недропользователя вопрос: почему вся территория (а точнее, объем недр) лицензионного участка (переданного в пользование нефтедобывающему предприятию на десятки лет), сразу не является также и объектом горного отвода, который может быть оформлен недропользователю сразу на весь период действия лицензии? Почему сейчас все делается опять-таки «по шагам» и «по кусочкам» с бесконечными согласованиями и экспертизами? Не пора ли кардинально изменить этот явно надуманный и архаичный порядок?

б) Расширение «коридора» допустимых отклонений фактической добычи нефти от проектной*

Сейчас в сфере нефтедобычи в России установлены искусственно «придуманные» Ростехнадзором (см.п.11 «Правил охраны недр», 2003г.) и необоснованно «жесткие» нормативы допустимых отклонений фактической добычи нефти от проектной – не более 10 %, для любых месторождений (с добычей нефти как 10 тыс.тонн так и 10 млн.тонн в год), что явно несправедливо по отношению к недропользователям.

Представляется, что эти нормы отклонений в добыче нефти неоправданно ужесточены и не учитывают сложность, многообразие и недостаточную предсказуемость процесса разработки нефтяных месторождений, в особенности, мелких и средних.

Более обоснованными являются нормативы, разработанные автором и впервые опубликованные в 2005 году в статье [2]. Эти нормативы в целом уже получили одобрение в нефтяной отрасли и различных регионах страны.

Указанные нормативы рекомендуется внести в Национальный стандарт РФ «Правила проектирования разработки. Месторождения нефтяные и газонефтяные», а также в новую редакцию «Правил охраны недр» Ростехнадзора РФ, в «Закон о недрах» и т.п.

7) Снятие лицензионных ограничений для недропользователей по глубине бурения скважин / «интервалу» действия лицензии/

В некоторых ранее заключенных лицензионных соглашениях недропользователям (без достаточных на то оснований) установлено совершенно надуманное ограничение интервала действия лицензии по глубине. Нередко оно ограничивалось подошвой самого глубокого, как правило, уже ранее вскрытого (открытого) нефтеносного пласта (горизонта).

В этом случае, ещё неоткрытые, но перспективные нефтеносные объекты оказываются вне поля деятельности недропользователя и «забрасываются» на многие годы (десятилетия). Так как геологоразведочные работы – дорогостоящий процесс и в пределах отведенного одному недропользователю лицензионного участка, другой, как правило, не будет вести работы с целью разведки более глубоких горизонтов, то в результате потенциальные ресурсы УВС, которые могли бы быть введены в хозяйственный оборот, консервируются на многие десятки лет (или теряются навсегда). Всё это – отнюдь не в интересах государства.

* Речь здесь идет исключительно об «уровнях добычи нефти», но никак не об «эксплуатационном фонде скважин».

Предлагается: указанное условие, ограничивающее действие лицензии по глубине, отменить как можно быстрее и стимулировать недропользователя к бурению максимально глубоких скважин на все нижезалегающие горизонты (до вскрытия кристаллического фундамента). Вновь открытые недропользователем при этом залежи углеводородного сырья необходимо ставить на его баланс без проведения каких-либо аукционов и конкурсов.

Выводы и предложения

С целью повышения эффективности недропользования в нефтяной промышленности России (и в Западной Сибири, в частности), а также создания более комфортных, партнерских, взаимовыгодных отношений государства и недропользователей, предлагается:

1. Ликвидировать имеющееся многообразие видов проектных документов, сведя их к двум документам: проект разработки и авторский надзор за реализацией проекта разработки нефтяного месторождения.

2. Устранить неэффективную «сверхцентрализацию» в сфере контроля за недропользованием, передав право окончательного утверждения проектных документов по мелким нефтяным месторождениям с текущими извлекаемыми запасами нефти категорий АВС₁ менее 15 млн.тонн – региональным «комиссиям» нефтедобывающих районов (ТО ЦКР Роснедра).

3. Создать в г.Тюмени объединенное ТО ЦКР Роснедра по Западной Сибири, поручив ему рассмотрение проектных документов на разработку мелких нефтяных месторождений (с текущими извлекаемыми запасами нефти категорий АВС₁ менее 15 млн.тонн) по Тюменской (включая территории ХМАО и ЯНАО), Томской, Новосибирской, Омской областям и Красноярскому краю.

4. Разрешить недропользователям (**но только исключительно по их просьбе**) проектировать разработку, в том числе и 100 % запасов категории С₂ (аналогично запасам категорий АВС₁) и осваивать эти запасы буримым эксплуатационным фондом скважин, своевременно переводя их в категорию промышленных при соблюдении всех требований и нормативов по геологическому изучению недр участка.

5. Законодательно увеличить недропользователям «коридор» допустимых отклонений фактической годовой добычи нефти от утвержденных проектных уровней. Внести соответствующие поправки в «Закон о недрах», «Правила охраны недр» Ростехнадзора РФ и другие документы.

6. Устранить излишнее дублирование функций экспертизы и согласования проектных документов на разработку нефтяных месторождений со стороны ЦКР (ТО ЦКР) Роснедра МПР и Ростехнадзора РФ.

7. Внести указанные в статье предложения в готовящийся Национальный стандарт РФ «Правила проектирования разработки. Месторождения нефтяные и газонефтяные» и в «Закон о недрах».

Литература

1. Янин А.Н. «Принеси то, не знаю что...» // Сибирский Посад, 2008, №8, с. 6-7.
2. Янин А.Н. «Груз-500» отечественной промышленности. // Нефтяное хозяйство, 2005, №12, с. 12-16.

Для ознакомления. Номера страниц не соответствуют официальной версии.

3. Янин А.Н. О допустимых отклонениях фактической добычи нефти от проектной. // Бурение и Нефть, 2005, №11, с. 30-33.

А.Н.Янин

Как выполнить анализ разработки нефтяного месторождения^{*)}
/ советы начинающему проектанту /

*“Я знаю то, что
я ничего не знаю”*
Сократ

При составлении проектных документов на разработку нефтяного (газонефтяного) месторождения известными нормативными документами [1, 2] автору проекта предписывается провести анализ разработки месторождения. Что же значит выполнить анализ разработки? Как это делается?

В работе [3] приведено следующее достаточно объемное определение: *«Анализ разработки – это комплексное изучение результатов геолого-промысловых, геофизических, гидродинамических и других исследований скважин и пластов в процессе разработки объекта, а также динамики показателей разработки с целью установления текущего размещения запасов нефти, газа и процессов, протекающих в продуктивных пластах, с выработкой на этой основе рекомендаций по регулированию разработки в целях интенсификации добычи углеводородов и повышения степени использования недр».*

Надо заметить, что в целом, это определение достаточно точно и с необходимой полнотой отражает сущность и цели проведения анализа разработки. Как же следует на практике выполнять этот анализ, из каких направлений обобщения информации он состоит, и что конкретно должно быть предметом анализа разработки месторождения?

В документах [1, 2] суть проведения анализа разработки излагается предельно сжато. Основная задача согласно указанным источникам весьма проста и незамысловата – сравнить проектные и фактические параметры разработки по ряду технологических показателей (добыча, фонд скважин, дебит, обводненность, закачка воды и др.). И более ничего?!

Нам представляется, что это весьма упрощенное и неполное отражение задач анализа разработки нефтяного месторождения и что эти задачи гораздо многообразнее и сложнее. Следует указать, что и требования к разделу по изучению выработки запасов нефти в указанных выше нормативных документах сформулированы также весьма невнятно.

Молодой специалист может с удивлением обнаружить, что нигде в учебных пособиях и многочисленных научных трудах, предельно четко, конкретно и в исчерпывающем виде не сформулирован перечень задач инженера-проектировщика, решаемых в процессе проведения анализа разработки нефтяного месторождения. Попытаемся, насколько это возможно в рамках данной статьи, сформулировать и конкретизировать эти моменты.

Таким образом, цель статьи – кратко и доступно изложить перечень вопросов и направлений, которые должен исследовать инженер-проектировщик при проведении анализа разработки нефтяного месторождения в составе проектного документа (технологическая схема или проект разработки, авторский надзор за разработкой, ТЭО КИН и др.).

^{*)} Опубликовано в журнале "Бурение и нефть", 2008, № 4, с.26-29.

Принято считать, что раздел по анализу текущего состояния разработки месторождения является одним из наиболее важных элементов проектного документа, т.к. на основе проведенных здесь исследований и полученных результатов проектируется дальнейшая разработка месторождения.

Объектами проведения анализа являются – собственно месторождение в целом (в т.ч. по составляющим лицензионным участкам), отдельные его площади, эксплуатационные объекты, продуктивные пласты, залежи, блоки, зоны (чистонефтяная, водонефтяная, газонефтяная и др.), участки с различными «литотипами» строения пород-коллекторов, группы скважин, скважина.

Анализ разработки должен выполняться на фактической геолого-промысловой базе, в тесной увязке с конкретной геологофизической характеристикой скважин, участков, зон, пластов, объектов разработки.

Ключевыми технологическими параметрами, подлежащими исследованию при проведении анализа разработки, являются: коэффициент извлечения нефти (КИН), фонд скважин, количество охваченных эксплуатационным бурением геологических запасов, коэффициент охвата воздействием ($K_{охв}$), годовое и накопленное количество добытых флюидов и закачанных агентов, дебиты по нефти, газу, конденсату и жидкости, обводненность добывающих скважин, приемистость нагнетательных скважин, темпы отбора нефти и жидкости от начальных

извлекаемых запасов (НИЗ) нефти и текущих извлекаемых запасов (ТИЗ) нефти, компенсация отборов жидкости закачкой в пластовых условиях, энергетика залежей, неработающий фонд скважин и целый ряд других показателей.

Анализ разработки представляется в соответствующем разделе проекта, вначале в обобщенном виде – в целом по месторождению, а затем по его составляющим (лицензионные участки, площади, эксплуатационные объекты, пласты, залежи, зоны и т.д.).

В начале обобщения материалов дается краткая качественная характеристика проблем текущего состояния разработки месторождения (объекта) с указанием достигнутых ключевых показателей, основных задач в разработке исследуемых объектов, факторов, осложняющих процесс извлечения запасов нефти, газа, конденсата из недр рассматриваемого месторождения.

1) Анализ фонда скважин включает в себя изучение, обобщение и представление материалов по следующим направлениям:

- степень разбуренности утвержденного проектного фонда скважин;
- реализованные плотности («базовые» и «эквивалентные») сеток скважин по объектам, участкам, зонам, в т.ч. с учетом наличия горизонтальных скважин и выполненных зарезок боковых стволов;
- в случае увеличения фонда или отмены части проектных скважин указываются причины, вызвавшие эти изменения;
- соблюдение проектного порядка и очередности эксплуатационного разбуривания, выполнение проектных объемов проходки (метража);
- соответствие фактического местоположения забоев пробуренных скважин и их назначения – проектным;

- рациональность соотношения числа действующих добывающих и нагнетательных скважин, достигнутых на различных (в т.ч. текущем) этапах разработки эксплуатационных объектов;
- количество введенных в эксплуатацию поисково-разведочных скважин;
- количество неработающих скважин (по всем составляющим категориям этого фонда), причины их бездействия;
- количество и роль наблюдательных (контрольных) скважин;
- количество ликвидированных скважин, причины ликвидации.

2) При анализе добычи нефти, газа, конденсата освещаются следующие направления и исследуются (в динамике по годам) такие технологические показатели, как:

- годовые и накопленные отборы флюидов, ранее достигнутые за историю максимальные уровни, темпы отбора флюидов от НИЗ и ТИЗ;
- время работы скважин (проектное и фактическое);
- накопленные показатели отборов нефти, газа, конденсата и жидкости в расчете на одну скважину, перебивавшую в эксплуатации за историю;
- применяемые способы эксплуатации добывающих скважин, технологические показатели работы различных (по способам добычи) групп скважин;
- дебиты скважин по нефти, жидкости, газу и конденсату (в т.ч. и ранее достигнутые максимальные величины);
- отдельно исследуются показатели эксплуатации добывающих скважин различных типов и конструкций (наклонно-направленные, пологие, горизонтальные, многозабойные, боковые стволы и т.п.);
- отдельно обрабатываются показатели по новым скважинам, в особенности пробуренным в последние годы: сопоставляются их проектные (предполагаемые) и фактические геологофизические параметры (поскважинно) – нефтенасыщенные толщины, проницаемость, проводимость, нефтенасыщенность, дебиты скважин, обводненность, режимы их эксплуатации и т.д.;
- характеристика степени вскрытия имеющихся в скважинах нефтенасыщенных толщин продуктивных пластов перфорацией (поскважинно). Приводятся также сведения о нефтенасыщенных толщинах, фильтрационно-емкостных свойств и нефтенасыщенности ранее «пропущенных», неперфорированных интервалов продуктивных пластов;
- анализируются результаты эксплуатации скважин при раздельном и совместном вскрытии пластов, а также результаты, полученные по «литотипам» различного геологического строения продуктивных пластов;
- составляются полигоны распределения числа добывающих скважин по величинам годовой и накопленной добычи нефти и жидкости, дебитам нефти и жидкости, обводненности продукции, времени работы, накопленному водонефтяному фактору (ВНФ) и т.д.;
- изучается распределение скважин действующего добывающего фонда по величинам текущих давлений – забойного, пластового, буферного, депрессии на пласт;
- рассматриваются результаты эксплуатации скважин, расположенных в зонах различного начального нефтенасыщения: чистонефтяная зона (ЧНЗ), водонефтяная зона (ВНЗ), газонефтяная зона (ГНЗ) и др. – по интервалам

нефтенасыщенных толщин, проницаемости, проводимости, зонам «контактности-неконтактности» запасов. Исследуются безводные и водные периоды работы скважин (продолжительность во времени, дебиты, накопленные отборы нефти, воды, водонефтяной фактор, динамика величины газового фактора, степень использования добываемого попутного газа. Приводятся показатели эксплуатации введенных в добычу поисково-разведочных скважин.

• Подробно и целенаправленно на базе конкретных геологофизических характеристик и промысловых данных инженером-проектировщиком должны быть исследованы следующие вопросы:

- соответствие фактической (достоверно определенной по достаточному количеству устьевых проб) и проектной обводненности отключения добывающих скважин из эксплуатации;
- обоснованность временной консервации пробуренных добывающих скважин, перевода их под закачку и в другие категории фонда;
- обоснованность перевода под нагнетание краевых добывающих скважин с точки зрения недопущения отеснения за контур и потерь оставшихся подвижных запасов нефти;
- обоснованность перевода (возврата) добывающих скважин на другие (ранее непроектные) объекты, исходя из условия обеспечения наиболее полного извлечения запасов нефти этими скважинами на базовых проектных нефтегазоносных горизонтах;
- добывные возможности неработающего фонда скважин, причины их бездействия. Оцениваются ожидаемые (с учетом реализации геолого-технических мероприятий) их дебиты по нефти и жидкости, входная обводненность, ожидаемая дополнительная накопленная добыча нефти, суммарный («гипотетический») суточный потенциал всех этих скважин по добыче нефти и жидкости.

По каждому эксплуатационному объекту при анализе на дату проектирования строятся карты текущего состояния разработки, накопленных отборов нефти, жидкости и закачки воды, текущих пластовых и забойных давлений, фактических депрессий на пласт, динамических уровней и других параметров.

3) Анализ системы поддержания пластового давления (ППД) выполняется по направлениям путем изучения показателей:

- годовые и накопленные объемы закачки рабочих агентов (вода и др.), ранее достигнутые за историю максимальные объемы закачки;
- степень вскрытия эффективной толщины продуктивных пластов (эксплуатационных объектов) в пробуренных нагнетательных скважинах как внутри залежи, так и за контуром нефтеносности;
- эффективность влияния организованной закачки на работу добывающих скважин в различных зонах залежей (в особенности по участкам сложного строения, в низкопроницаемых коллекторах, линзах и т.д.);
- характеристика закачки воды в пласты (эксплуатационные объекты) через «совместные» (в т.ч. с применением оборудования для одновременно-раздельной закачки - ОРЗ) и «раздельные» нагнетательные скважины;

Для ознакомления. Номера страниц не соответствуют официальной версии.

- оценка эффективности приконтурной и законтурной закачки, расчет величин оттоков нагнетаемой воды в законтурную область, оценка «эффективной» (полезной) компенсации отборов закачкой;
- исследование эффективности работы нагнетательных скважин, расположенных в «барьерных» рядах газонефтяных и нефтегазовых залежей;
- проведение анализа циклической закачки воды, изменения направления фильтрационных потоков (ИНФП), реализуемых параметров указанных технологий и их эффективности;
- распределение количества нагнетательных скважин по величинам годового и накопленного объемов закачки, текущей и максимальной (за историю) приемистости, рабочему устьевому давлению нагнетания, репрессии на пласт, времени работы, простоя и др.;

– исследуется возможность и целесообразность ввода в ППД скважин из неработающих нагнетательных, добывающих и скважин других категорий.

4) Анализ энергетического состояния залежей включает в себя:

- краткую характеристику истории организации заводнения по объектам разработки и участкам;
- текущую и накопленную компенсацию отборов жидкости и газа (в пластовых условиях) закачкой по пластам, объектам, блокам, участкам, залежам, площадям и т.д.;
- характеристику энергетического состояния залежей (пластов, объектов), участков месторождения, разрабатываемых на естественном режиме (без ППД);
- информацию о количестве и датах замеров пластового давления (в т.ч. «прямых» – манометром), способах расчета и осреднения полученных данных;
- построение распределения количества добывающих и нагнетательных скважин по величине текущего пластового давления и $\Delta P = P_{пл.о} - P_{пл.тек}$;
- характеристику начального пластового давления и давления насыщения нефти газом, текущие средневзвешенные пластовые давления в зонах отбора, нагнетания и по площади эксплуатации (в контуре нефтеносности), а также исследуемого пластового давления в законтурной области залежей;
- степень снижения средневзвешенного текущего пластового давления по зоне добычи относительно начального (в МПа и %);
- выделение зон отбора и конкретных добывающих скважин с максимально сниженным текущим пластовым давлением, с указанием величины падения давления против начального (в МПа и %), также дается его сравнение с давлением насыщения нефти газом. Оценивается технологическая допустимость указанного снижения давления и необходимость ограничения отборов здесь;
- оценку влияния простоев добывающих, нагнетательных скважин или прекращения эксплуатации залежи в целом - на величину пластового давления;
- по каждому эксплуатационному объекту на дату проектирования строятся карты равных текущих пластовых давлений (изобар) и др. карты.

5) Анализ эффективности гидродинамических методов регулирования процесса разработки нефтяных залежей проводится по следующим направлениям и технологиям:

Для ознакомления. Номера страниц не соответствуют официальной версии.

- бурение уплотняющих добывающих и нагнетательных скважин («сгущение» сетки скважин);
- «разукрупнение» эксплуатационных объектов;
- приобщения и дострелы продуктивных пластов;
- перевод отработавших скважин на другие объекты разработки;
- преобразование системы заводнения в более (или менее) интенсивные;
- организация дополнительных разрезающих рядов;
- очаговое заводнение, барьерное заводнение;
- перевод в ППД добывающих скважин;
- перенос линий (фронта) нагнетания;
- циклическое (нестационарное) заводнение, изменение направления фильтрационных потоков;
- форсированный отбор жидкости по добывающим скважинам (ФОЖ).

При этом характеризуются объемы внедрения указанных методов за историю разработки, оценивается их эффективность, даются рекомендации по дальнейшему их развитию и применению.

б) Анализ выработки запасов нефти из продуктивных пластов

Этот подраздел анализа разработки является одним из наиболее важных элементов в составе проектного документа на разработку нефтяного месторождения.

- **Цель анализа** – установить с максимальной точностью достоверную картину распределения как начальных, так и текущих извлекаемых («неизвлекаемых») запасов нефти, газа, конденсата в объеме залежей, определить фактические величины достигнутых КИН, оценить рациональность сложившихся темпов отбора вовлеченных активных запасов, установить структуру, объемы и качество запасов, не вовлеченных в активную эксплуатацию, разработать рекомендации по их эффективному освоению в перспективе.

Представляет интерес такой показатель, как КИН за безводный период эксплуатации пластов (объектов), как отношение суммы безводной добычи нефти из всех проработавших скважин на дату анализа, к количеству начальных геологических запасов нефти.

Информацией для проведения анализа выработки запасов являются:

- результаты представительных и достоверных исследований по определению остаточной нефтенасыщенности и коэффициента вытеснения нефти водой и другими агентами в лабораторных условиях (на керне);
- результаты гидродинамических (ГДИ) и промыслово-геофизических исследований (ПГИ) скважин по контролю за разработкой и вытеснением;
- промысловые данные о работе скважин;
- результаты других специальных исследований (индикаторные, геохимические, фотокolorиметрические, данные сейсмоки 3D и 4D и др.);
- результаты трехмерного математического моделирования процесса разработки эксплуатационных объектов на хорошо адаптированных к истории разработки постоянно действующих геолого-гидродинамических моделях (ПДГГМ).

• **По результатам промыслово-геофизических исследований пробуренных скважин анализируются:**

- профили притока и приемистости по вскрытому разрезу скважин, динамика их изменения во времени;
- изменение нефтегазонасыщенности пластов по разрезу во времени;
- данные о распределении отборов и закачки по разрезам скважин в случае совместного и отдельного вскрытия пластов – по зонам, участкам, литотипам пород в скважинах;
- источники обводнения скважин;
- направления и скорости продвижения фильтрационных потоков в залежах нефти;
- достигнутые коэффициенты охвата воздействием как отдельных пластов так и эксплуатационных объектов в целом.

Оцениваются коэффициенты «работающих» толщин ($K_{рт}$) по разрезу совместно- и отдельно вскрытых пластов в добывающих и нагнетательных скважинах. Представляются сведения о толщинах и геолого-физических параметрах «неработающих» пропластков, проводится их сравнение с параметрами «работающих» интервалов, оцениваются предельно допустимые их соотношения (по проницаемости, гидропроводности и др.) для принятия решения о возможности (или нецелесообразности) объединения пластов в один (общий) эксплуатационный объект.

Приводятся характеристики фактически достигнутых величин коэффициентов извлечения нефти, коэффициентов охвата воздействием, темпов отбора начальных и текущих извлекаемых запасов нефти, «кратности» (т.е. условного срока извлечения) текущих извлекаемых запасов, степени и эффективности выработки запасов – из коллекторов различного строения (монолиты, тонкослоистые песчаники и др.) – по участкам, блокам, зонам различного насыщения.

По эксплуатационным объектам определяется объем запасов нефти, как вовлеченных в активную разработку, так и неохваченных сеткой разбуривания.

Непосредственно по вовлеченным (активным) запасам нефти оцениваются достигнутые коэффициенты извлечения нефти, отбор от начальных извлекаемых запасов нефти, темпы отбора начальных и текущих извлекаемых запасов нефти, «кратность» текущих извлекаемых запасов, удельный ТИЗ нефти, приходящийся на одну действующую добывающую скважину и другие параметры.

Исследуются и устанавливаются причины отсутствия или слабой выработки запасов нефти из отдельных участков залежей и интервалов разреза пластов (объектов):

- отсутствие сетки эксплуатационного разбуривания, чрезмерно редкая или недостаточно плотная сетка скважин;
- отсутствие перфорации интервалов разреза продуктивного пласта;
- отсутствие или недостаточно активное влияние закачки на работу конкретных добывающих скважин;

Для ознакомления. Номера страниц не соответствуют официальной версии.

- совместная разработка резко отличающихся по фильтрационно-емкостным свойствам высоко- и низкопроницаемых пластов (интервалов разреза) в составе единого эксплуатационного объекта;
- низкие дебиты скважин, низкое («посаженное») текущее пластовое давление, высокие забойные давления эксплуатации из-за неправильно подобранного скважинного глубиннонасосного оборудования;
- отсутствие или недостаточный объем проведенных геолого-технических мероприятий (ГТМ) и методов увеличения нефтеотдачи (МУН), слабая их адресность и глубинность обработки пластов (объектов);
- какие-либо другие причины.

В итоге, формулируются обобщающие выводы об эффективности применяемых систем разработки эксплуатационных объектов, их участков и зон.

• **Материалы анализа выработки запасов представляются в виде:**

- разнообразных таблиц и графиков (произвольной формы);
- различных характеристик вытеснения типа:
 - √ «КИН – обводненность»;
 - √ «отбор от НИЗ – обводненность»;
 - √ «отбор от НИЗ – накопленный ВНФ»;
 - √ «темпы отбора НИЗ/ГИЗ – отбор от НИЗ»;
 - √ «степень прокачки $\tau_{пл}$ – КИН»;
 - √ «накопленный ВНФ – КИН» и другие;
- наглядных профилей выработки запасов нефти по разрезу эксплуатационного объекта (в т.ч. и вкост линий нагнетания);
- карт плотности подвижных текущих извлекаемых запасов нефти и текущей нефтенасыщенности на дату проектирования по всем продуктивным пластам и эксплуатационным объектам.

В анализе полезно привести также информацию по подобным объектам-аналогам в рассматриваемом районе, в других нефтяных регионах страны и за рубежом.

По результатам анализа формулируются основные выводы по текущему состоянию разработки месторождения (объекта), эффективности применяемых систем разработки, даются конкретные, адресные, «поскважинные» мероприятия по интенсификации выработки запасов нефти, увеличению коэффициентов охвата, заводнения и коэффициента нефтеизвлечения.

Заключение

1. В статье в конкретном виде изложены основные направления выполнения анализа текущего состояния разработки нефтяного месторождения при составлении проектных документов.

2. Автор полагает, что эти рекомендации могут оказаться полезными специалистам в области проектирования разработки месторождений углеводородного сырья, а также геологам, производственникам, студентам и т.п.

Для ознакомления. Номера страниц не соответствуют официальной версии.

3. Было бы уместно, если бы представленные в статье четкие и конкретные направления проведения анализа разработки нефтяных месторождений были учтены при составлении окончательной редакции Национального стандарта [2].

Литература

1. Методические рекомендации по проектированию разработки нефтяных и газонефтяных месторождений. – М., 2007г.

2. Правила проектирования разработки нефтяных и газонефтяных месторождений. /Проект национального стандарта// Вестник ЦКР Роснедра, 2006, №3, с.25-58.

3. Брагин Ю.Н. и др. Нефтепромысловая геология и гидрогеология залежей углеводородов. Понятия. Определения. Термины. – М., Недра, 2004, с.283.

А.Н.Янин

Не повторять ошибок!
/ из 10-летнего опыта рассмотрения проектных документов
на заседаниях ТО ЦКР по ХМАО /^{*}

*"Желающим идти правильным путем
важно также знать и об уклонении"*
Аристотель

Территориальное отделение ЦКР Минэнерго России по ХМАО (первоначальное название – Ханты-Мансийская межведомственная территориальная комиссия по разработке нефтяных и газонефтяных месторождений) создано в 1994 г. Комиссия была образована совместным Постановлением Главы администрации ХМАО А.В.Филипенко и Министра МТЭ Ю.К.Шафраника №264 от 24.10.1994.

С 2003г. комиссия (работающая, как правило, в г.Тюмени) руководствуется в своей деятельности "Временным регламентом работы территориальных отделений нефтяной и газовой секций Центральной комиссии по разработке месторождений горючих полезных ископаемых Министерства энергетики Российской Федерации", утвержденным председателем ЦКР В.В.Шелеповым – 14.04.2003г.

За период своей деятельности комиссия рассмотрела более сотни документов – проектов, технологических схем, анализов разработки, проектов пробной эксплуатации, технологических схем опытно-промышленной разработки, а также ТЭО СРП, ТЭО КИН и других работ.

Документы на рассмотрение ТО ЦКР представляли: БашНИПИнефть, ООО "Гео Дейта Консалтинг", ЗАО "Инконко", "МД SEIS International", ЗАО "Нефтеком", "НижневартовскНИПИнефть", "СамараНИПИнефть", "СибНАЦ", ООО "Сибтехнефть", ООО "Тандем", ООО "Технонефть", "ТомскНИПИнефть", ТО "СургутНИПИнефть", ЦГЭ, ЦРН ХМАО, "ЮганскНИПИнефть", научный центр компании "РИТЭК", ООО "ТЭРМ" и др.организации.

Следует отметить, что пока еще не представлялись в ТО ЦКР с проектными работами научные центры крупных нефтяных компаний – Сибнефть, Славнефть, ТНК, ЮКОС и др.

Технология подготовки проектов с течением времени усложняется, а требования к документации – повышаются. Не все проектные организации соответствуют современным требованиям. Нередко на заседания комиссии выносились откровенно слабые, некондиционные работы, представленные, в основном, "иногородними" проектными организациями.

Цель настоящей статьи – обобщить замечания в адрес проектантов, выделить основные недостатки с тем, чтобы в последующем авторы проектных документов не допускали подобных ошибок.

1) Замечания формального характера

^{*}) Опубликовано в "Вестнике недропользователя ХМАО", №14, 2004, с.10-19.

Для ознакомления. Номера страниц не соответствуют официальной версии.

Исполнители работ зачастую не соблюдают элементарных требований ТО ЦКР и Регламента по проектированию разработки 1996г. А именно:

- нередко отсутствует протокол рассмотрения работы на научно-техническом совете предприятия-недропользователя (заказчика документа);
- оригинал титульного листа документа часто не подписан руководителем организации-недропользователя;
- в отчете не представлены копии лицензионного соглашения и последующих дополнений к нему. В результате экспертам не ясно – как выполняются требования соглашения. Более того, такой анализ в работах обычно вообще не проводится.

Следует отметить слабую регулирующую роль технического задания (ТЗ) на составление проектного документа. В большинстве случаев ТЗ не выдерживают критики, т.к. представляют из себя элементарную "перепись" названий разделов РД по проектированию. Иногда создается впечатление, что отдельные проектировщики вообще не заглядывали в ТЗ. С целью повышения его роли по сложным и уникальным месторождениям округа ТЗ рекомендуется предварительно заслушивать на ТО ЦКР.

Некоторые проектные организации не указывают в отчетах список исполнителей. Это, с одной стороны, является отклонением от Регламента 1996г. (см.стр.46). С другой стороны, фактические исполнители разделов не смогут (при необходимости), доказать авторство на подготовленные ими материалы.

/ Кстати, такой же немотивированной анонимностью отличаются и предварительные стандарты ХМАО по мониторингу. Например, в 2003г. приказом Министра МЭ И.Х.Юсуфова введен в действие предварительный стандарт "Организация мониторинга разработки нефтяных и газонефтяных месторождений на территории ХМАО" (ПС 153.39.0-147-2003). Авторы стандарта по странному стечению обстоятельств в нем вообще не указаны. Ради соблюдения исторической справедливости отметим, что ПС разработан авторским коллективом в составе: Гузеев В.В., Зубарев Д.И., Толстолыткин И.П., Туров В.А., Овсий Л.И., Сутормин С.Е., Янин А.Н. (общая редакция). /

Зачастую дискуссии вызывает "статус" работ. Как правило, в этом случае работы "не дотягивают" до заявленного уровня. Техсхемы ОПР обычно выглядят как проекты пробной эксплуатации, проекты или технологические схемы – как анализы разработки. Например, выполненный СамараНИ-ПИНефть в 2003г. "Уточненный проект разработки Северо-Салымского месторождения" из-за низкого качества утвержден ТО ЦКР как анализ разработки.

Иногда в ТО ЦКР направляют (и как ни странно, утверждают) документы типа "Дополнительная записка к ...". Но ведь такой статус действующим РД не предусмотрен, есть "Дополнение к ...".

Обеспокоенность вызывает "проектный зуд", т.е. непрерывное пересоставление документов по одному и тому же месторождению. Это бывает, когда недропользователь с первого года не выполняет принятые им же вчера решения. По новым месторождениям – не реализуют проектные объемы бу-

рения, по старым – не соблюдает норматив использования действующего фонда (из-за вялых действий по сокращению числа неработающих скважин).

Чаще всего в роли документа – "спасителя" выступает анализ разработки. Этот документ стал особо модным в ОАО "Юганскнефтегаз". Например, по Приразломному месторождению, недропользователь, доведя в 2002г. отставание по фонду скважин от утвержденного проектом до 2,5 раз (проект – 2720, факт – 1064 скважины) "легким движением руки" скорректировал проектные показатели в анализе разработки (2002г.), подогнав их под факт.

По Мамонтовскому месторождению по проекту (2001г.) добыча нефти в 2003 г. должна была составить 8,8 млн.т, заявленная в план 2003г. – 7,5 млн.т. Отклонение от проекта и здесь скорректировано в анализе разработки.

Указанное относится также к Правдинскому, Средне-Балыкскому, Тепловскому, Киньяминскому, Лемпинскому, Черногорскому, Вынгапуровскому и другим месторождениям округа. В результате целая группа крупных нефтяных месторождений разрабатывается со значительными отклонениями от проектов по "облегченным" документам, обладающим нелегитимным статусом.

Предлагается отменить процедуру корректировки проектных показателей в усеченных промежуточных документах типа "анализ разработки". Это позволит остановить непрерывную "чехарду" пересоставления документов, обеспечит их устойчивость по крайней мере на 3-5 лет и заставит недропользователей относиться к проекту более ответственно. Принципиальную позицию в этом плане должна занять и "головная" ЦКР МЭ, утвердившая, кстати, большинство указанных выше анализов (без консультаций с ТО ЦКР).

Отметим, что нередко на комиссию представляются явно устаревшие ("с бородой") работы 1,5-2^х летнего срока давности. Представление подобной устаревшей информации вряд ли допустимо. Очевидно, промысловая информация не должна быть устаревшей более чем на ½ года, а используемые в работе запасы гос.баланса должны быть не более, чем годичной давности. Пока же эксперты ТО ЦКР слабо следят за соблюдением этого условия.

Не всегда в работах приводятся "полноценные" схемы лицензионных участков со всеми пробуренными скважинами. Нередко при этом "теряются" имеющиеся законтурные скважины. Другой недостаток – отсутствие в работах элементарных схем совмещения (в плане) внешних контуров нефтегазности всех имеющихся на месторождении залежей углеводородов.

Следует особо подчеркнуть, что государственным органам, контролирующим недропользование в ХМАО, следовало бы более пристально рассматривать и предметно оценивать состояние разработки ключевых месторождений, имеющих принципиальное значение для экономики страны. Сюда можно отнести месторождения как с наибольшей добычей нефти, запасами УВ, так и общим пробуренным фондом скважин (Самотлор, Приобское, Федоровское, Мамонтовское, Красноленинское, Приразломное, Мало-Балыкское, Салымская группа и др.). Представляется, что состояние разработки этих месторождений должно ежегодно предметно рассматриваться на ТО ЦКР, в первую очередь, с точки зрения полноты и рациональности использования представленной недропользователям ресурсной базы, а также в плане повышения эффективности работы пробуренного фонда скважин.

2) Разведанность месторождения

Нередко исполнители не приводят информацию о состоянии сейсмической изученности недр лицензионных участков (Л.У.). Важны – общая длина сеймопрофилей 2Д (в т.ч. в пределах месторождения), плотность сеймики 2Д, площадь, изученная сейсморазведочными работами 3Д и т.п. Отсюда зачастую не ясна обоснованность последующих предложений авторов по дальнейшему изучению недр. Иногда приводят устаревшую или недостоверную информацию о фактической изученности участка сейсмическими методами (например, в работе "ЮганскНИПИнефть" – по Южно-Киньяминскому Л.У., 2003г.).

3) Необходимость апробации запасов

Ключевым «правилом» проектирования является составление нового документа на базе запасов УВ, прошедших государственную экспертизу (ГКЗ, ЦКЗ, ТКЗ ХМАО). Некоторые проектанты умудряются нарушать это положение, выполняя расчеты на базе своих ("доморощенных"), никем не апробированных (и даже не принятых недропользователем) запасов. Сюда относятся, например, Сибниинп (Западно-Ермаковское месторождение, 2003г.) и ООО "Тандем" (Тагайское месторождение, 2003г.). Эти проектанты "отменили" официальные подсчетные планы и осуществили проектирование разработки на собственной геологической основе. Парадокс заключается в том, что эксперты этого "недостатка" не заметили и оба нелегитимных документа были утверждены ТО ЦКР для практической реализации. Какой тут может быть контроль за недропользованием?

4) Ресурсная база для составления документа

В проектной работе должны быть рассмотрены и оценены с технико-экономических позиций все имеющиеся на государственном балансе запасы нефти в пределах месторождения (или Л.У.). Какое-либо "выборочно-избирательное" проектирование наилучших пластов – недопустимо.

В документе должен быть представлен вариант полного (100%-ного) извлечения всех утвержденных запасов УВ категорий АВС₁. Тем более, когда эти запасы утверждены ГКЗ. Однако некоторые авторы пренебрегают этим требованием. Например, в работе 2003г. по Западно-Угутскому месторождению ООО "Тандем" представило рекомендуемый вариант (по пластам ЮС₂ и ЮС₃), предусматривающий извлечение менее 50% запасов категории С₁, утвержденных ГКЗ в том же году. К сожалению, вновь экспертиза этого "прокола" не заметила, а ТО ЦКР утвердило документ, не соответствующий требованиям законодательства по обеспечению полноты извлечения запасов.

В работе Сибниинп 2003г. по Западно-Ермаковскому месторождению, авторы исключили из рассмотрения залежь пласта Ю₁, находящуюся непосредственно в пределах Л.У. В работе ЮганскНИПИнефть 2003г. по Кудринскому месторождению при проектировании упущен пласт Ю₂, также находящийся в границах рассматриваемого лицензионного участка.

Обоснованность прогноза показателей разработки зависит от достоверности запасов УВ. "Подсчет запасов" → "техсхема (проект)" – неразрывная це-

Для ознакомления. Номера страниц не соответствуют официальной версии.

почка при мониторинге освоения и разработки месторождения. Нежелательно пользоваться запасами, утвержденными много лет назад или подсчитанными на устаревшей геологической базе. Серьезное замечание к подсчету (пересчету) запасов связано с чрезмерной растянутостью сроков их выполнения. /Для примера: процесс уточнения запасов по небольшому Западно-Асомкинскому месторождению растянулся аж на целое десятилетие (!). Очевидно, заказчик ошибся здесь в выборе исполнителя. В результате, по месторождению в течение длительного времени не может появиться новый проектный документ./ Нам представляется, что весь период подсчета запасов, включая составление ТЭО КИН и утверждение работы в ГКЗ по времени не должен превышать 1,5-2-х лет. Именно такие требования недропользователям следует предъявлять к исполнителям работ по подсчету запасов УВС.

5) Геологическая модель месторождения (ГММ)

В настоящее время общепринятым является создание и представление ГММ в трехмерном виде. Однако, указанное вовсе не отменяет необходимости приведения в проектной работе комплекта традиционных двумерных ("плоскостных") карт основных геологических параметров: общей, эффективной и нефтенасыщенной толщин, песчаности, расчлененности, проводимости ($K \times h_{\text{н}}$), послойной неоднородности, пористости, проницаемости, начальной нефтенасыщенности, плотности запасов (причем, удобнее в тыс. т/га , а не в $\text{м}^3/\text{м}^2$, как это делают обычно проектанты).

При наличии в составе эксплуатационного объекта нескольких продуктивных пластов целесообразно построить ("суммировать") указанные выше карты также в целом по объекту разработки. Будет также полезно привести карты толщин разделов между отдельными пластами горизонта. Для схожих по строению участков рекомендуется привести типичные геологостатистические разрезы (ГСР) основных параметров (песчаность, проницаемость, нефтенасыщенность, перфорация и др.).

При наличии представительных по площади водонефтяных зон (ВНЗ) целесообразно построить карты "контактности" ("неконтактности") запасов с выделением участков, где нефтяные интервалы отделены от водонасыщенных непроницаемыми разделами с суммарными толщинами более 2-3 м. К сожалению, обычно проектанты такие карты не строят и не анализируют.

В целом по горизонту весьма полезно отразить "совмещение в плане" ВНЗ отдельных пластов, составляющих общий объект разработки. Такая карта хороша, например, при планировании работ по применению гидроразрывов пласта.

Для того, чтобы строить адекватные геологические модели залежей, необходимы достоверные петрофизические алгоритмы. Ситуация здесь не всегда удовлетворительная. Некоторым недропользователям важность их получения – неочевидна и каких-либо шагов в этом направлении они не принимают. Например, в документе Сибниинп, 2003г. по Западно-Ермаковскому месторождению в пласте B_0 каждый десятый пропласток по ГИС имел проницаемость 1,6 Дарси (!), что весьма сомнительно. О какой достоверности созданной авторами трехмерной модели здесь можно говорить?

Нередко в базах данных ГИС не проинтерпретированы параметры пластов в удаленных и законтурных скважинах или в соседних водоносных прослоях рассматриваемых продуктивных горизонтов. Без этой информации создать полноценные цифровые модели объектов разработки невозможно.

Ключевое замечание сводится к неумению авторов сделать развернутое адекватное описание геологического строения месторождения, а также к представлению скудного его графического отображения. Нередко из раздела "геология" авторы вообще не могут сделать никаких содержательных, обобщающих выводов об особенностях геологического строения исследуемых объектов.

6) Дифференциация запасов

Исполнители, как правило, неудовлетворительно представляют в работах структуру имеющихся запасов. Обычный состав раздела "запасы" в отчете – 0,5 стр. текста плюс таблица утвержденных запасов, нередко вообще без приведения подсчетных параметров (площадь, толщина, пористость и т.д.) – см. документ ЮганскНИПИнефть, 2003г. по Южно-Киньяминскому месторождению. Иногда исполнители упускают в работе сведения о запасах попутного, растворенного в нефти газа.

Известно, что запасы категорий АВС₁ должны быть дифференцированы в работе по участкам – на "разбуренные" (охваченные сеткой скважин) и "неразбуренные" (см.РД 153-39.0-110-01, 2002г.). Обычно авторы этого распределения в отчетах не представляют.

В работах часто отсутствует внятная характеристика зон залежей с запасами категории С₂, их предполагаемое качество, а также график разбуривания и объемы перевода этих запасов в промышленную категорию С₁.

Таким образом, содержательная характеристика запасов УВ в проектных документах, как правило, отсутствует.

7) Физико-гидродинамические характеристики

Обоснование остаточной нефтенасыщенности $\alpha_{он}$ и коэффициента вытеснения $K_{выт}$ является весьма важной задачей проектанта. Как правило, в исчерпывающем виде авторы работ с указанной задачей справляются неудовлетворительно. Основными причинами являются, видимо, незнание как это правильно делать, а также отсутствие экспериментальных данных по проектируемым объектам.

Лишь отдельные проектанты применяют дифференцированное (попропластовое) определение $K_{выт}$, на основе данных о начальной нефтенасыщенности по ГИС в разрезах пробуренных скважин.

Чаще проектанты поступают "прямолинейно" и рассчитывают $K_{выт}$ как простую разницу между начальной $\beta_{нн}$ и остаточной $\alpha_{он}$ нефтенасыщенностью, отнеся ее к начальной – по средним параметрам для всей залежи. Остаточную нефтенасыщенность берут при этом по аналогам, невзирая на значительное различие объектов по начальной нефтенасыщенности, пористости и проницаемости. Такой подход сопряжен с существенными погрешностями.

Для ознакомления. Номера страниц не соответствуют официальной версии.

Часто $\alpha_{\text{он}}$ и $K_{\text{выт}}$ по зонам ЧНЗ и ВНЗ авторы работ вообще не дифференцируют, хотя это необходимо делать. Особо отметим, что область с $\beta_{\text{нн}} < 0,35-0,40$, экспериментальными данными по керну для $\alpha_{\text{он}}$ обычно охарактеризована очень слабо. Какое принять здесь значение $\alpha_{\text{он}}$ в различных типах коллекторов для проектантов – не вполне понятно.

Таким образом, разделы по определению $\alpha_{\text{он}}$ и $K_{\text{выт}}$ в проектных документах нередко требуют серьезной переработки.

8) Анализ реализации ранее утвержденного проектного документа

Как правило, авторы не приводят проектные карты из предыдущего документа с указанием на них пробуренных (проектных и непроежных), а также непробуренных скважин. Отсутствует сравнение контуров нефтеносности залежей по предыдущему и вновь составленному документам. Не делается анализ выполнения комплекса исследовательских и специальных работ, предусмотренных ранее утвержденной работой. Отсутствует авторская позиция по оценке степени реализации документа и причинам его невыполнения.

9) Анализ разработки месторождения

Основное замечание авторам проектов – отсутствие связи результатов разработки с геолого-физической характеристикой скважин, их фильтрационно-емкостными свойствами и другими особенностями геологического строения залежей. Без этого анализ превращается в бессодержательное схоластическое перечисление цифр, т.е. в "голую" статистику.

Редко кто проектантов выполняет анализ степени вскрытия пласта перфорацией по толщине продуктивного разреза в пробуренных скважинах. Не изучаются ФЕС и насыщенность неперфорированных пропластков, не оценивается их предполагаемая дебитность и обводненность при подключении.

При анализе энергетики залежей проектанты не обращают внимания на "возраст" и представительность поскважинных замеров пластовых давлений. Не делается вывод о допустимости (недопустимости) снижения $P_{\text{пл}}$ при разработке залежей без ППД (на естественном режиме), в т.ч. по наиболее "тревожным" зонам и скважинам. Не даются рекомендации о необходимости ограничения здесь отборов жидкости ("поскважинно").

Нередко в работах (видимо, из-за отсутствия специалистов) вообще не анализируются параметры режимов эксплуатации скважин ($P_{\text{пл}}$, $P_{\text{заб}}$, $H_{\text{дин}}$ и т.д.) и эффективность работы скважинного глубиннонасосного оборудования (ЭЦН, ШГН и др.).

Часто исполнители не приводят общепринятые в России карты изобар (в изолиниях) – см. работы "Синко" 2003г. – по Мыхлорскому и Руфьеганскому; Сибниинп 2003г. – по Западно-Ермаковскому; ООО "Тандем" 2002г. – по Западно-Угутскому; ООО "Гео Дэйта Консалтинг" 2001г. – по Западно-Могутлорскому месторождениям.

Компьютерное отображение карт $P_{\text{пл}}$ с помощью современных западных пакетов моделирования, как правило, слабо информативно и практически малоприспособно для проведения конкретного анализа разработки объектов.

Во многих проектах на картах текущего состояния разработки, накопленных отборов и др., исполнители вообще не отрисовывают изопахиты нефтенасыщенных толщин.

За историю разработки не приводят по "госплановской форме" данные по отдельным пластам (объектам разработки), а нередко и по месторождению.

При обработке результатов потокометрии авторы не дают суммарной, обобщенной картины охвата пластов выработкой по разрезу ($K_{рт}$), не анализируют ФЕС работающих и неработающих пропластков. Отсутствуют необходимые рекомендации (в программах ГТМ) по организации добычи нефти из последних.

В неудовлетворительном виде зачастую представляется анализ фактической эффективности ГТМ, выполненных на скважинах (ГРП, ОПЗ, МУН и т.д.). Как правило, в работах отсутствуют помесечные графики (или табличные данные) показателей за период 3-6 месяцев (до- и после) проведения ГТМ (продуктивность, дебиты нефти и жидкости, обводненность продукции скважин и т.д.).

"Совмещение дат" выполнения работ (т.е. приведение их к одной «нулевой» ординате) по всей группе обработанных скважин позволяет наглядно представить основные усредненные показатели эффективности работ (дебиты, кратность ГРП и т.д.). К сожалению, исполнители подобные сводные графики обычно не строят.

В большинстве своем авторы слабо используют результаты разработки соседних месторождений. Не приводятся геологические параметры объектов-аналогов и результаты их эксплуатации. В первую очередь, они были бы весьма интересны для таких сложных аномальных объектов: как пласты Ю₀, Ю₂, Ю₃, Ю₄, Ю₅, абалакская свита (ЮК₁), ачимовская толща, триас и другие.

В заключение раздела некоторые авторы не могут четко сформулировать ключевые, обобщающие выводы об основных проблемах как прошедших, так и текущих этапов разработки месторождения.

10) Фильтрационные модели пластов (ФМП)

Большинство организаций, представивших работы на рассмотрение ТО ЦКР, до настоящего времени чаще всего использовали для гидродинамического моделирования отечественный программный комплекс "Техсхема"* (авторы В.П.Майер, Ю.Е.Батурич – г.Тюмень). Однако не все авторы способны это делать на высоком научно-техническом уровне.

Многие работы отличаются слабым представлением созданных ФМП. Зачастую бывает не ясно, использовалось ли моделирование вообще при проектировании разработки. В работах отсутствует графическое отображение (в плане) моделируемой сеточной области на карте объекта разработки.

Во многих работах отсутствуют используемые в расчетах кривые относительных фазовых проницаемостей (ОФП). Если приводятся экспериментальные диаграммы ОФП, то не указывается, каким образом они модифицированы при использовании в созданных моделях.

* В.П.Майер «Гидродинамическая модель фильтрации нефти, газа и воды в пористой среде», изд. «Путиведь», Екатеринбург, 2000, 207 стр.

Для ознакомления. Номера страниц не соответствуют официальной версии.

Применение ошибочных ОФП может вызвать "нелогичную" динамику изменения дебита жидкости ($q_{ж}$). Например, в документе "Нижневартовск-НИПИнефть", 2003г. по Верхне-Черногорскому месторождению дебит жидкости за 10 лет возрастает более, чем в 5 раз – с 25 до 127 т/сут, что практически невозможно. В ряде работ ТО "СургутНИПИнефть" 2002г., максимальный уровень добычи жидкости достигается в самый последний год (!) разработки. Это является, видимо, также и следствием ошибочно принятых ОФП.

Авторы, использующие популярные зарубежные программные комплексы моделирования, часто не могут (даже приблизительно) прокомментировать, как в модели учтена прерывистость пластов, т.е. каков вид зависимости $K_{охв} - f$ (ПСС). Все это приводит к серьезному завышению КИН при редких сетках, что в конечном итоге, ущемляет интересы государства.

Такие зависимости желательно приводить в явном (в т.ч. графическом) виде, не принимая уверения авторов (особенно столичных) о том, что "в моделях у них все учтено и схвачено".

Не всегда внятно представляются результаты "поскважинной адаптации" модели к истории – по накопленной добыче нефти и воды, а также энергетике скважин и залежей ($P_{заб}$, $P_{пл}$).

В неудовлетворительном виде представляются результаты конкретного использования созданных моделей для проектирования разработки. Отсутствуют поля пластовых давлений на различные даты прогноза, картины выработанности запасов по разрезу, по отдельным (в т.ч. ухудшенным) пластам (пачкам) крупных эксплуатационных объектов.

Часто карты остаточных запасов нефти представляются в виде, трудном для восприятия, а карты подвижных текущих (остаточных) запасов – вообще не строятся. Отсутствуют указанные важные "картинки" и на последний год разработки объектов.

Отдельные проектанты ("ЮганскНИПИнефть", Южно-Киняминское месторождение 2003г.) используют в своих работах устаревшие (двумерные) модели, по сути-дела, непригодные для сложных многослойных пластов. Представляется, что заказчик работ должен иметь четкое представление о возможностях программных продуктов, на которых работает исполнитель.

Таким образом, картина выработки запасов из сложных объектов в динамике с использованием трехмерного моделирования требует существенно более полного табличного и графического представления в проектных технологических документах.

11) Выделение эксплуатационных объектов (ЭО)

В документах, представляемых на рассмотрение ТО ЦКР, обоснование выделения ЭО осуществляется чаще всего слабо, а точнее сказать, и вовсе непрофессионально. В основной массе документов обычно не рассматриваются технико-экономические варианты самостоятельной разработки каждого отдельного из пластов, входящих в состав какого-либо горизонта или ЭО.

Авторы документов не исследуют удельные НИЗ нефти, приходящиеся на одну скважину при различных подходах к выделению ЭО – в зависимости

от h_n и ПСС. Эти ключевые характеристики крайне важны для понимания и экспертизы обоснованности оптимального выделения ЭО.

Отметим, что к настоящему времени из документов по месторождениям ХМАО практически исчезли весьма эффективные прежде (особо в мощных продуктивных разрезах) варианты, предусматривающие отдельную закачку воды в нагнетательные скважины – при совместной добыче нефти.

Например, на Приобском месторождении (правобережная часть) в начале единым фильтром совместно разрабатывалась огромная нефтенасыщенная толща пластов АС₁₀, АС₁₁ и АС₁₂ (до 50-70 и более метров), различающихся по проницаемости в конкретных скважинах в 10 и более раз.

Общеизвестно, и это показывает моделирование (если правильно задать прерывистость и ФЕС), что объединение пластов с подобным соотношением свойств снижает конечный КИН на несколько процентных "пунктов" (иногда до 10 и более). Причем теряются здесь запасы нефти, в основном, по самым плохим интервалам (типа особо низкопроницаемого пласта АС₁₂).

Раздельная же разработка таких пластов способна значительно увеличить конечный КИН и дополнительно прирастить многие десятки млн. тонн извлекаемых запасов нефти. Это равносильно открытию и вводу в разработку в освоённом районе нового крупного нефтяного месторождения.

Автор статьи рекомендует ТО ЦКР обратить на проблему обоснования оптимального выделения ЭО на нефтяных месторождениях ХМАО существенно более пристальное внимание, чем это имеет место сейчас.

12) Технологические варианты разработки

Основные требования, предъявляемые в процессе экспертизы к вариантам разработки, следующие:

- количество рассмотренных в работе вариантов должно быть достаточным для выбора оптимального решения по разработке объектов;
- варианты должны ощутимо отличаться друг от друга по ключевым параметрам (плотность сетки скважин, количество скважин, система воздействия, режимы разработки и т.д.);
- рекомендуемые системы разработки (рядная, площадная и др.), в конечном итоге, должна соответствовать геологической характеристике объектов (прерывистость, проницаемость, гидропроводность, вязкость нефти и другие).

В некоторых работах (например, Сибниинп, – по Западно-Ермаковскому, Чехлонейскому месторождениям 2003г.) вместо необходимого набора конкурирующих вариантов представлялись, по-сути дела, лишь "псевдоварианты". Последние отличаются друг от друга какими-то небольшими, "косметическими" объемами ГТМ, причем практически не рассмотрено бурение новых скважин.

Другие авторы (ООО "Тандем", Западно-Угутское 2002г., Тагайское 2003г. месторождения) наоборот рассматривают чрезмерно разреженные интервалы ПСС – 12,5; 25; 50; 100 га/скв. Опытному проектанту ясно (даже судя по величине удельного НИЗ нефти на 1 скважину), что крайние сетки 12,5 и 100 га/скв здесь явно лишние и при выборе рациональной ПСС не играют никакой роли. Более же значимый для практики интервал от 16 до 36 га/скв несомненно тре-

бует дополнительного исследования в "промежуточных" вариантах ПСС. Однако авторы этих необходимых расчетов не провели и не нашли, таким образом, действительно рационального варианта разработки объекта.

Есть и другие замечания авторам по набору рассматриваемых технологических вариантов разработки:

- как правило, не рассчитывается вариант разработки и КИН залежей на естественном режиме (без ППД), а ведь это своеобразный "нулевой" вариант;
- не приводится вариант разработки залежи нефти с заводнением, но без применения методов интенсификации разработки (ГРП, ОПЗ, ЗБС и др.);
- не распечатываются в отчете технологические показатели эксплуатации отдельно по буримым ГС и многозбойным скважинам (МЗС), вследствие чего их эффективность для читателей отчета неочевидна;
- не рассматриваются варианты разработки залежей при различных забойных давлениях в добывающих скважинах (в т.ч. со снижением $P_{заб}$ на 15-20% и более – ниже давления насыщения);
- многие исполнители (кроме ТО "СургутНИПИнефть"), как правило, пока еще не прорабатывают новые, усовершенствованные, комбинированные технологии разработки низкопроницаемых коллекторов (в т.ч. с применением зарезок боковых стволов, проведением в них гидроразрыва пласта и др.);
- часто в отчетах вообще отсутствует одна из основных регламентных таблиц – П.3.8 "Параметры для проектирования".

Бывает, что исполнители исследуют в документах явно надуманные системы разработки. Так, "ЮганскНИПИнефть" по Южно-Киньяминскому месторождению в 2003г. представил для пласта Ю₁ (с большой площадью нефтеносности) "экзотическую" 2-х рядную (!) систему разработки. Между тем неперспективность таких систем (с четным числом рядов) учеными установлена много десятилетий назад и они мало где применялись.

Другим примером несоответствия рекомендуемой системы разработки и геологической характеристики объекта может служить известное Яхлинское нефтяное месторождение ТПП "Урайнефтегаз" (см. работу ООО "Сибтехнефть" 2001г.). По объекту ЮК₂₋₆ уже пробурено 78 скважин, средний дебит нефти крайне низкий – 1,4, жидкости – 3,6 т/сут. Продуктивные пласты отличаются очень низкой проницаемостью – 1-7 мД^{*}). Фактически это месторождение находится сейчас почти в «анабиозе».

Что же предложили авторы для реанимации этого месторождения? Да практически ничего. В документе рекомендовано организовать лишь некое избирательное воздействие с недопустимо «слабым» для НПК соотношением добывающих и нагнетательных скважин: по пласту Ю₂₋₃ – 5,8; по пласту Ю₄ – 6,3 (!) при значительных расстояниях от очага до части добывающих скважин – до 700-800м (!)

Совершенно ясно, что эти проектные решения, на которых, кстати, упорно настаивали как сами проектанты, так и специалисты ТПП "Урайнефтегаз", ни к какой реанимации месторождения не приведут, затянув на не-

* Автор статьи вполне солидарен с предложением профессора С.Н.Закирова об отказе от единиц системы СИ в отечественной геологии и разработке. Например, проницаемость удобнее приводить не в [мкм²], а в [мДарси] и т.д. Даже в передовой зарубежной печати США (см.журнал "Oil and Gas") используют размерность именно в мД. Этот момент следует учесть в новой редакции РД по проектированию.

сколько лет внедрение действительно необходимых эффективных подходов**. Тем не менее, документ все же был утвержден ТО ЦКР к реализации без корректировок.

Таким образом, исполнителям проектов рекомендуется значительно расширить круг рассматриваемых технологий и вариантов разработки, более тщательно прорабатывать ожидаемые эффекты от применения новых технологических решений, ГТМ и МУН.

13) Технологические показатели разработки

Несмотря на то, что РД по проектированию в динамике по годам ограничивает период расчета технологических показателей 30-ю годами (а далее по периодам), а в ППЭ – 20-ю годами, на практике все же лучше представлять их в динамике (по годам) за весь технологический срок до достижения не ниже, чем 98% -ной обводненности или снижения дебита по нефти до уровня менее 0,5 т/сут. (Такой подход, в частности, реализован во всех проектных работах ТО "СургутНИПИнефть".) Это позволяет сразу выявить некоторые гипотетические "нежизнеспособные" варианты со сроками разработки более ста лет.

Если месторождение состоит из нескольких залежей (участков), то показатели непременно следует рассчитывать и приводить в отчете – по каждой залежи в отдельности. Однако часто проектанты (см. работу ООО "Тандем" по Тагайскому месторождению 2003г.) показатели дают только в целом по месторождению. Для надежного и детального проектирования обустройства нефтяного месторождения такой подход неприемлем.

Было бы правильно, если бы авторы приводили также показатели разработки отдельно по запасам категорий ABC_1 и C_2 . Иногда на многопластовых объектах (месторождениях) выделение этих групп запасов затруднено, но с некоторыми допущениями этот подход все равно можно реализовать.

Если участок пробной эксплуатации (УПЭ) "вырезается" из варианта полного развития, то показатели "по собственно УПЭ" целесообразно привести в динамике – за весь период до конца разработки (не менее, чем до 98 % обводненности). Авторы большинства проектов подобных технологических расчетов в документах не представляют.

В проекте пробной эксплуатации или техсхеме ОПР необходимо представить вариант «полного развития» нефтедобычи с учетом извлечения запасов всех имеющихся на государственном балансе продуктивных пластов. При этом за базу обычно принимают: "от 100% запасов категории C_1 + 50% запасов категории C_2 " – до "100% C_1 + 100% C_2 ". Во многих работах вариант «полного развития» рассчитывают недостаточно обоснованно по всем ключевым параметрам: дебиты скважин, проходка, сроки бурения, КИН и т.д.

В документах весьма важно планировать технологически оптимальные сроки разбуривания месторождений. Например, Приразломное месторождение (ОАО "Юганскнефтегаз") при сохранении фактически достигнутых объ-

** *Примечание автора:* Впоследствии это было наглядно подтверждено фактическими абсолютно неудовлетворительными результатами эксплуатации месторождения в период 2001-2006 гг. и далее.

Для ознакомления. Номера страниц не соответствуют официальной версии.

емов проходки будет разбуриваться еще почти 100 лет, т.е. здесь будет иметь место длительная консервация огромного количества запасов нефти.

Технологически обоснованные ("разумные") сроки эксплуатационного разбуривания основного фонда скважин, по мнению автора, составляют:

| <i>Месторождения</i> | <i>Сроки разработки</i> | <i>Темп бурения, % в год</i> |
|----------------------|-------------------------|------------------------------|
| Мелкое | 3-5 лет | 20-30 % |
| Среднее | 6-10 лет | 10-17 % |
| Крупное | 10-15 лет | 7-10 % |
| Уникальное | 20-30 лет | 3-5 %. |

Кстати, некоторые авторы затрудняются правильно определить среднюю глубину вновь буримых скважин (чаще всего, завышая ее). Это приводит к увеличению затрат на бурение и, соответственно, необоснованно ухудшает экономику проекта, что опять-таки невыгодно государству.

По рекомендуемому варианту разработки на схеме размещения скважин бывает полезно отобразить (например, разными цветами) – "ковер разбуривания" месторождения по годам.

Это позволит проконтролировать обоснованность представленных в работе дебитов новых скважин по нефти, входной обводненности и другие показатели. Пока же в большинстве проектов "ковер бурения" не представляется.

14) Нефтеотдача пластов

Во многих документах игнорируется важнейший раздел 4.3 РД 1996г. по представлению анализа расчетных КИН по вариантам разработки. Таблица П.4.9 РД о расшифровке КИН на составляющие ($K_{\text{выт}}$, $K_{\text{охв}}$, $K_{\text{зав}}$) по всем представленным вариантам (в сравнении с коэффициентами, утвержденными ГКЗ), как правило, не приводится. Это не позволяет органам государственной экспертизы контролировать обоснованность представленных проектных решений в части обеспечения полноты извлечения запасов. Исполнителям следует помнить о том, что рекомендуемый вариант разработки должен обеспечивать (по категориям ABC_1) извлечение количества утвержденных запасов и достижение величины КИН – до уровня, не ниже находящихся на государственном балансе.

15) Программа доразведки недр лицензионного участка

Часто в проектных документах весьма смутно и невнятно излагается программа проведения доразведочных работ. Нечетко отражаются планы недропользователя по бурению новых разведочных скважин, проведению сейсмики 2Д и 3Д, дополнительному изучению геологического строения залежей современными методами: ВСП, СЛБО, ТИГР ВБИ, ТОНКРОТ, анализ геохимии компонентов среды на поверхности, аэрокосмические технологии разведки и изучения недр и т.д.

Для многопластовых месторождений желательно, чтобы проектируемые разведочные скважины были также нанесены на структурные карты кровли основных разведываемых пластов (в отдельности).

В программе доразведки не всегда указывают планируемые отборы керна (в пог.м), объемы его стандартных и специальных исследований, количество глубинных проб нефти и воды из отдельных пластов лицензионного участка.

Для ознакомления. Номера страниц не соответствуют официальной версии.

Планируемые объемы работ не расписаны в виде графика их реализации, отсутствует оценка затрат на проведение полевых работ, обработку и интерпретацию полученных материалов, тематические исследования (исследование керна и нефтей, построение сейсмогеологических моделей пластов, подсчет запасов УВС, защита запасов в ГКЗ и др.).

Программа доразведки примет свой заверченный вид, если в итоге будет составлен график прироста (перевода) запасов в высшие (промышленные) категории, а также оценены удельные показатели эффективности планируемых ГРП (прирост запасов – на одну скважину, на один метр проходки и т.д.).

16) Программа ГТМ и МУН (на перспективу)

Часто указанные программы представляются в отчетах в неудовлетворительном виде. Как правило, программы эти неконкретны, в них или вообще отсутствуют или малы объемы внедрения ГТМ в динамике, не отражена их эффективность по годам (в табличном виде). Неудовлетворительны планируемые объемы применения потокорегулирующих технологий. Не ясна степень влияния ГТМ и МУН на общую будущую добычу нефти по месторождению, отсутствуют динамики базовой добычи нефти, дополнительная добыча нефти, % доп. добычи от общей и т.д.

Часто сроки реализации программы рассчитаны лишь на ближайшие два-три года, а далее ГТМ в проекте вообще никак не планируются (даже "обезличенно"). Представляется, что все эти программы должны составляться в динамике на весь проектный срок разработки. Это позволит получить более достоверную экономику проекта.

Нередко авторы для «вытягивания» явно завышенного (вероятно, когда-то ошибочно утвержденного) КИН, закладывают нереально высокие ожидаемые эффекты от внедрения новых технологий. Например, ТомскНИ-ПИНефть в проекте разработки Вахского месторождения запланировал получить дополнительную добычу нефти на одну зарезку бокового ствола – около 100 тыс.т. И это на поздней стадии разработки при существенно более скромных фактически достигнутых результатах эксплуатации добывающих скважин основного фонда.

Слабо и без учета особенностей геологического строения залежей планируются объемы применения гидроразрыва пласта. Крайне редко проектируются и учитываются в программе ГТМ – ГРП в нагнетательных скважинах, а также повторные ГРП – в добывающих скважинах. Моделирование ГРП проводится на устаревшем уровне, в связи с чем, авторы не могут прокомментировать "полудлину" трещины, гидроразрыва, а также ответить на другие вопросы.

В документах практически не предлагаются и не исследуются варианты с применением "супер-ГРП", предусматривающие объемы закачки проппанта – до 100, 200, 300 и более т/скв. Зачастую (см. работы ООО «Сибтехнефть»), авторы в своих расчетах ограничивают прогнозные объемы закачки проппанта величиной максимум – 5-6 т/скв, мотивируя это своим ("доморощенным") историческим опытом. Однако они забывают, что есть и другой, более позитивный опыт, в т.ч. и опубликованный в отечественной отраслевой печати.

Весьма важным при проектировании разработки нефтяных залежей различного типа является установление оптимального времени начала закачки

Для ознакомления. Номера страниц не соответствуют официальной версии.

воды с целью ППД. К сожалению, в рассматриваемых работах на созданных математических моделях, подобные задачи обычно вообще не исследуются.

17) Планирование исследовательских работ по изучению месторождения

В последнее время, в связи с требовательностью ТО ЦКР, проектировщики стали более ответственно подходить к планированию комплекса исследовательских работ на месторождении. Однако не всегда приведенные программы исследования расписаны **по пластам или объектам разработки**, как того требует РД 1996г., т.е. обычно они приводятся лишь в сумме для месторождения в целом.

Часто представленные программы исследований имеют весьма общий вид, т.е. они «безлики» и неконкретны. Отсюда непонятно, что потом должен контролировать собственник недр. Встречается и другая крайность, когда эти программы (см. работы ООО «Сибтехнефть») излишне перегружены и настолько «всеобъемлющи» по набору и количеству разделов (включая направления бурения, добычи, ППД, осложнений и т.д. и т.п.), **что в них теряется главное – их геологическая направленность.**

18) Замечания по техническим разделам проектов

а) Бурение скважин

- не приводятся проектируемые профили стволов вновь буримых скважин (ННС, ГС, МЗГС и др.);
- не обосновываются предельные отходы забоя от оси скважины;
- предлагаются устаревшие рецептуры буровых растворов;
- не указывают плотность бурового раствора при вторичном вскрытии продуктивного пласта и тип жидкости для перфорации скважин;
- не учитывают (в ряде случаев) сильно сниженные $R_{пл}$ (в залежах, разрабатываемых без ППД) при планировании бурения новых соседних (уплотняющих) скважин и проведения здесь гидроразрывов пласта;
- отсутствуют данные о скин-факторе пробуренных скважин;
- отсутствуют рекомендации по бурению горизонтальных скважин и проведению зарезок боковых стволов, предусмотренных в проекте;
- нередко направление горизонтальной части ствола совершенно "не стыкуется" с местоположением кустовых площадок на месторождении и т.д.;
- выдаются рекомендации по применению в добывающих и нагнетательных скважинах технологически "неудобной" 146 мм эксплуатационной колонны. Желательно иметь колонну 168мм, а иногда и большего диаметра.

б) Способы эксплуатации добывающих скважин

- отсутствует анализ режимов эксплуатации пробуренных добывающих скважин ($R_{пл}$, $R_{заб}$, депрессия на пласт, $H_{дин}$ и т.д.), кривизны ствола скважин в зоне подвески насоса, причин ремонтов скважин (ПКРС) и др.;
- по специальным программам диагностики не проводится компьютерный анализ соответствия типов применяемого оборудования добывным возможностям скважин (по $K_{прод}$, газосодержанию на приеме насоса и т.д.);

Для ознакомления. Номера страниц не соответствуют официальной версии.

- отсутствуют рекомендации по оптимизации работы глубиннонасосного оборудования в добывающих скважинах, а также предполагаемая эффективность этих работ (ожидаемая дополнительная добыча нефти, т/сут);
- отсутствуют регламентные таблицы по ТТДН (согласно РД 1996г.).

в) Борьба с осложнениями при эксплуатации скважин

Во многих работах вообще отсутствует раздел с рекомендациями по борьбе с отложениями парафина, солей, газогидратов, выносом механических примесей при эксплуатации скважин, биозаражением пластов, а также коррозией труб и нефтепромыслового оборудования.

г) Анализ работы системы ППД

- не всегда рассматривается в динамике прогноз «погодного» баланса типов закачиваемых вод (сеноманская, подтоварная, пресная);
- отсутствует обоснование величины устьевого давления закачки воды в нагнетательные скважины, нередко это давление "не по делу" завышается;
- рекомендация необоснованно завышенных (по абс.значениям) величин содержания ТВВ и нефтепродуктов в закачиваемой воде на основе давно устаревших (но, к сожалению, ныне пока еще действующих) инструкций;
- отсутствие сколь-нибудь серьезной проработки целесообразности высокой и тонкой очистки закачиваемой воды для "ультранизкопроницаемых" (по терминологии В.Д.Лысенко – менее 5 мД) продуктивных пластов.

19) Экологические вопросы

В недостаточно полном виде в проектах приводится раздел с рекомендациями по охране недр. Не формулируются задачи по осуществлению мониторинга ранее, в т.ч. и несколько десятилетий назад пробуренных (но не ликвидированных) разведочных скважин, находящихся на территории лицензионного участка.

Раздел «Экология» в работах носит, чаще всего, декларативный характер. На это есть и объективные причины: как правило, по новым месторождениям еще отсутствуют проекты обустройства.

Надо отметить, что отдельные недобросовестные исполнители опускаются до прямого плагиата, "слово в слово", переписывая разделы «Экология» из предыдущих документов без каких-либо ссылок на авторов (см. например, две работы Сибниинп 2003г. – по Западно-Ермаковскому и Чехлонейскому месторождениям). Таким образом, "авторы" нового проекта без зазрения совести присваивают себе чужую интеллектуальную собственность. К сожалению, подобное копирование (без ссылок) отчетов – пока еще достаточно распространенное явление в практике проектирования разработки нефтяных месторождений нашего региона.

20) Экономика проекта

Замечания к экономической части проектов разработки будут рассмотрены автором в рамках отдельной специальной статьи.

21) Уровень презентаций и докладов

Для ознакомления. Номера страниц не соответствуют официальной версии.

Довольно часто демонстрационные материалы, представляемые исполнителями отчетов на заседаниях ТО ЦКР по ХМАО отличаются крайне неудовлетворительным качеством. Авторы забывают, что презентация является важнейшим завершающим этапом работы и требует особо тщательной и целенаправленной дополнительной подготовки.

В заключение, автор статьи не исключает вероятности того, что сделанные в ней замечания окажутся полезными и будут (по возможности) учтены специалистами, занимающимися составлением проектных технологических документов на разработку нефтяных месторождений Западной Сибири.

Для ознакомления. Номера страниц не соответствуют официальной версии.

*“Все не так плохо, как кажется.
Все гораздо хуже.”*

Билл Пресс

Глава 10.

**Прогнозы развития
нефтедобывающей отрасли
России и ХМАО–Югры
на период до 2015-2020 гг.**

А.Н.Янин

**"Груз-500" отечественной нефтяной промышленности
/ прогноз добычи нефти по России на период 2005-2015гг. /^{*)}**

"Беда не в том, что экономисты не умеют предсказывать, а в том, что политики требуют слишком оптимистических прогнозов"

Рудольф Пеннер

Нефтедобыча – ключевая отрасль российской экономики. Повышение достоверности и надежности планирования уровней добычи нефти на десятилетия вперед – важнейшая задача соответствующих федеральных служб и отраслевой науки.

В последнее время специалистов-нефтяников, финансовых аналитиков, инвесторов, чиновников регионального и федерального уровня интересует вопрос – сможет ли ТЭК России вновь выйти на новый "знаковый" уровень добычи нефти – 500 млн.т в год? Несмотря на бодрый оптимизм многих «пикейных жилетов», наш ответ – не столь утешительный.

С учетом отрицательного (с 1994г.) баланса «прирост запасов/добыча нефти», а также ухудшающегося качества ресурсной базы, при сохранении достигнутых объемов эксплуатационного бурения нами прогнозируется резкое замедление темпов прироста добычи нефти в 2005-2006гг. И вообще, ставится под сомнение возможность достижения в 2015 году ориентиров добычи нефти, установленных Энергетической стратегией России на период до 2020 года.

Долговременные прогнозы добычи нефти по России и регионам регулярно представляются в печати, они изложены в опубликованных работах маститых ученых и известных специалистов отрасли.

Тем не менее, все эти прогнозы периодически требуют уточнения, с учетом вновь получаемых фактических данных и тенденций в развитии ТЭКа страны.

1. Новейшая история нефтедобычи по России

Известно, что максимальный уровень добычи нефти (с газовым конденсатом) по России – 569,5 млн.т/год был достигнут в 1987году при объеме эксплуатационного бурения 37,587 млн.м/год.

Анализ статистических данных показывает, что в период, начиная с 1987г., на кривой добычи нефти по России можно выделить четыре характерных фазы.

В период после достижения максимума, добыча нефти на уровне более 500 млн.тонн (фаза 1), поддерживалась в течение всего лишь трех лет (1988-1990гг.). Среднегодовой объем эксплуатационного бурения в 1987-1990гг. составлял ~ 37,8 млн.м/год (сравните с проходкой 8,8 млн.м/год – в среднем за 2001-2004гг.).

С 1990г. по России началось резкое падение добычи нефти (это фаза 2). Добыча снизилась с 552,2 млн.т (в 1989г.) до 318 млн.т (в 1994г.), или на 234,2 млн.т. Наибольшее «разовое» абсолютное падение в истории годовой

^{*)} Опубликовано в журнале "Нефтяное хозяйство", 2005, № 11, с.12-16.

добычи нефти – 62,6 млн.т (или 13,6%) пришлось на 1992 год. В среднем, в течение этого периода (1989-1994гг.) годовая добыча нефти снижалась с темпом 43,8 млн.т/год, несмотря на поддержание по отрасли весьма значительных (в среднем 22,5 млн.м/год) объемов эксплуатационного бурения.

Последующий пятилетний период (1995-1999гг.) в добыче нефти по России характеризовался своеобразной "плато-ямой" при стабильном ее уровне в 301-307 млн.т/год (фаза 3) при самых низких среднегодовых объемах эксплуатационного бурения ~ 7,3 млн.м/год. Затем, в 2000-2004гг. наблюдался повторный существенный рост добычи нефти (фаза 4).

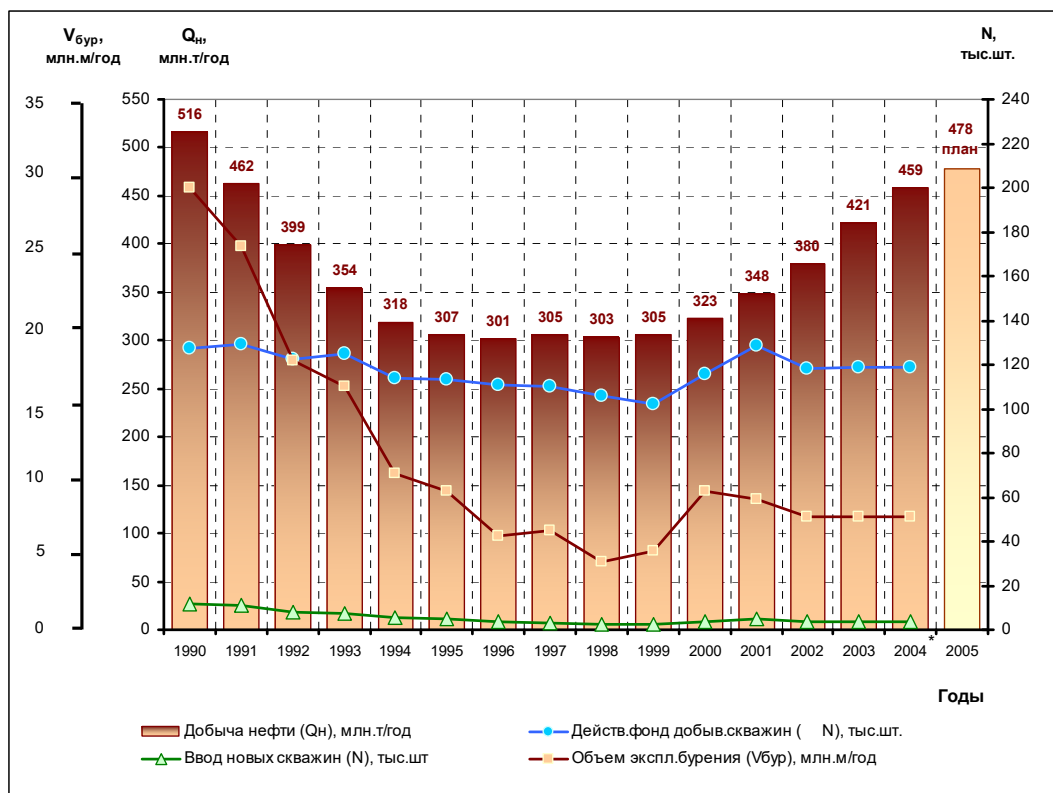


Рис. 1. Фактические показатели нефтедобычи (с конденсатом) по России за последние 15 лет (1990-2004 гг.)

/ Добыча нефти 2005г. – 478 млн.т, по прогнозу Минпромэнерго РФ (см.НХ, 2004г., №11, с.13); *2004г. – оценка автора по 10 месяцам /

Таким образом, за последние полтора десятилетия нефтяная промышленность России претерпела как стремительное и значительное падение, так и столь же неожиданный для всех последующий резкий подъем (см.табл.1).

Интересно сопоставить динамику добычи нефти в России и США за последние 10 лет. Если в начальный период 1995-1999гг. среднегодовая добыча нефти в России составляла – 304 млн.т/год, а в США – 315 млн.т/год, то в следующей пятилетке 2000-2004гг. ситуация изменилась в обратную сторону и добыча нефти в среднем за год составила:

- по России – 386 млн.т/год (100 %);
- по США – 285 млн.т/год (74 %).

В 2004г. эта разница еще больше увеличилась:

- по России – 458,8 млн.т/год;
- по США – 270,7 млн.т/год (или 59% от добычи нефти по России).

Таблица 1

Фазы добычи нефти (с конденсатом) по России за 1987-1999гг.

| Годы | Добыча нефти, млн.т/год | Изменение добычи нефти за год, млн.т/год | То же, % | Объем эксплуатационного бурения, млн.м/год | Примечание |
|------|-------------------------|--|----------|--|--|
| 1987 | 569,5 | +8,2 | +1,5 | 37,587 | Фаза 1 (максимальной добычи нефти) |
| 1988 | 568,8 | -0,7 | -0,1 | 40,603 | |
| 1989 | 552,2 | -16,6 | -2,9 | 39,612 | |
| 1990 | 516,3 | -35,9 | -6,5 | 33,270 | |
| 1991 | 461,9 | -54,4 | -10,5 | 28,717 | Фаза 2 (резкого падения добычи нефти) |
| 1992 | 399,3 | -62,6 | -13,6 | 20,398 | |
| 1993 | 354,3 | -45,0 | -11,3 | 18,428 | |
| 1994 | 318,0 | -36,3 | -10,3 | 11,762 | |
| 1995 | 306,6 | -11,4 | -3,6 | 10,296 | Фаза 3 (минимальной добычи нефти) |
| 1996 | 301,3 | -5,3 | -1,7 | 7,197 | |
| 1997 | 305,5 | +4,2 | +1,4 | 7,598 | |
| 1998 | 303,4 | -2,1 | -0,7 | 5,206 | |
| 1999 | 305,3 | +1,9 | +0,6 | 5,988 | |

Особенно впечатляющим были значительные темпы ежегодного наращивания добычи нефти по России (см.табл. 2) в последние три года.

Таблица 2

| Годы | Добыча нефти (с конденсатом), млн.т/год | Прирост добычи нефти, млн.т/год | Темп роста добычи нефти, % |
|------|---|---------------------------------|----------------------------|
| 2002 | 379,6 | + 31,5 | + 9,05 |
| 2003 | 421,3 | + 41,7 | +10,99 |
| 2004 | 458,8 | + 37,5 | + 8,90 |

Эту динамику взлета добычи нефти иначе, как феноменальной, нельзя назвать. Она свидетельствует об огромном незадействованном ранее потенциале отечественной нефтяной промышленности и значительных ее производственных ресурсах.

Принципиально важно отметить, что этот мощный нефтяной потенциал был создан вовсе не за несколько последних лет "скороспелыми" банкирами и финансистами при помощи пронырливых западных менеджеров и консультантов, как многие себе это представляют. Профессионалы ТЭКа отлично знают, что весь его уникальный по запасам фундамент сложился еще в "советское время" (особенно в период с 1978 по 1992г.), т.е. задолго до начала приватизации (по А.Чубайсу) нефтяной отрасли России.

Напомним, что, например, за 1977-1993гг. только суммарный прирост разведанных извлекаемых запасов нефти по России составил колоссальную величину – 20,5 млрд.тонн [1]. Это составляет $\sim 3/4$ от общих суммарных начальных извлекаемых запасов нефти разведанных месторождений в целом по России на начало 2005г. Знаменательно также и то, что этот прирост более, чем вдвое превышал суммарную добычу нефти по России, накопленную за тот же период 1977-1993гг.

Удивительно, но столь стремительный рост добычи нефти по России никто вообще не прогнозировал. Динамика темпов увеличения добычи

нефти в последние годы превысила самые смелые предварительные прогнозы.

Ошибка в 2002г. при двухлетнем прогнозе добычи нефти (например, на 2004г.) достигала 10-17% у различных авторов в их самых благоприятных сценариях, предполагающих поддержание высоких цен на нефть на мировом рынке. С учетом указанного видно, что прогноз добычи нефти на дальнейший период до 2015г. также представляет собой весьма непростую задачу, т.к. осуществляется он уже в принципиально иных условиях функционирования ТЭКа России.

С сожалением, приходится констатировать, что столь уникальные достижения отечественного нефтяного комплекса сыграли и определенную "отрицательную" роль в обществе. Они не могли не породить в массовой среде неспециалистов и у многих государственных чиновников опасную иллюзию о безграничных возможностях России по дальнейшему долговременному и неуклонному наращиванию добычи нефти.

В то же время многие серьезные и опытные специалисты убеждены в том, что ситуация в нефтедобывающей промышленности уже в ближайшие годы может смениться на обратную [2, 3, 4, 5]. По мнению автора настоящей статьи, Россия – в 2005-2007гг. будет находиться на втором историческом (после 1987 года) пике своей нефтедобычи, после чего последует плавное ее снижение. (Известный "Закон Хабберта", даже с определенными оговорками, еще никто не отменял.)

Цель данной статьи – представить альтернативные, отличающиеся от многих опубликованных, расчеты добычи нефти по России до 2015г., учитывающие высокие, фактически сложившиеся уровни за 2002-2004гг.

Эти расчеты основаны на разных сценариях (темпах) продолжения эксплуатационного разбуривания как имеющихся, так и вновь открываемых в ближайший период в России нефтяных месторождений.

Все представленные здесь оценки и прогнозы выполнены автором на основе сведений, опубликованных исключительно в открытых российских и зарубежных специальных и научно-технических изданиях. / Статья написана в декабре 2004 г. /

2. Обзор существующих прогнозов добычи нефти по России

Проведем для начала краткое обозрение некоторых из ряда опубликованных прогнозов добычи нефти (с конденсатом) по России на перспективу до 2015-2020гг.

2.1. Наиболее известен и важен прогноз добычи нефти из Энергетической стратегии России (см.табл.3) на период до 2020г. ("ЭСР-2020г.") – в редакции, принятой на заседании Правительства РФ 17 апреля 2003г.

Таблица 3

Прогноз по «Энергетической стратегии – 2020»

| Показатель | Сценарии | 2002г. (факт) | Прогнозные годы | |
|----------------------------|---------------|------------------|-----------------|--------|
| | | | 2010г. | 2020г. |
| Добыча нефти, млн.т/год | Благоприятный | 380 | 490 | 520 |
| | Умеренный | 380 | 445 | 450 |

Видно, что согласно "ЭСР-2020г." уровень добычи нефти в период после 2013-2014гг. в благоприятном сценарии должен превысить 500 млн.т/год. Однако, при этом в стратегии как-то не отражен наиболее существенный фактор – планируемые объемы эксплуатационного бурения на рассматриваемый перспективный период.

2.2. В научно-технической печати сейчас нередко цитируют ориентиры добычи нефти (см.табл.4), представленные в опубликованной статье бывшего заместителя министра Минэнерго О.Г.Гордеева [6].

Таблица 4

Прогноз по О.Г.Гордееву [6]

| Цена 1 т нефти на мировом рынке | Уровни добычи нефти, млн.т/год | | | |
|---------------------------------|--------------------------------|---------|--------|--------|
| | 2001 г. (факт) | 2005 г. | 2010г. | 2015г. |
| 22 долл./баррель | 348 | 445 | 508 | 492 |
| 14 долл./баррель | 348 | 405 | 410 | 370 |

Автор доклада [6] полагает, что в 2010г. при сохранении цены на нефть на уровне не менее 22 долл/баррель Россия способна обеспечить добычу нефти в объеме более, чем 500 млн.т нефти в год. Вопрос относительно потребных для этого объема буровых работ остался за рамками прогноза.

2.3. Крайне оптимистичный прогноз добычи нефти до 2012г. дан бывшим президентом компании "ТНК" – С.Кукесом (табл. 5), обобщившим материалы, представленные рядом крупных ВИНК России [7].

Таблица 5

Прогноз по С.Кукесу [7]

| Показатель | Годы | | | | | | | | | | |
|--------------------------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| | 2002 | 2003 | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 |
| Добыча нефти (без шельфа), млн.т/год | 376 | 408 | 438 | 460 | 481 | 500 | 519 | 538 | 556 | 567 | 575 |

Отметим, что этот прогноз оказался гораздо ближе к факту – в своей начальной фазе, т.е. в предстоящие три года (2002-2004гг.), чем оценки большинства других авторов. Тем интереснее, что согласно этому прогнозу – уже в 2007г. уровень добычи нефти по России должен достигнуть 500 млн.т/год, а далее значительно его превысить. Однако, какими объемами эксплуатационного бурения будет обеспечен этот прогнозируемый непрерывный рост добычи нефти, источник почему-то умалчивает.

С этой перспективой, однако касательно только одного, конкретно – 2010г., практически совпадает прогноз добычи нефти – 550 млн.т/год, данный президентом НК "Лукойл" В.Ю.Алекперовым [8]. Опять-таки, объемы эксплуатационного бурения по России при этом обозначены не были.

2.5. Последняя величина весьма близка к прогнозу, изложенному в статье бывшего руководителя Минтопэнерго РФ – Ю.К.Шафраника [9]. Причем указанный прогноз почти совпадает с "ЭСР-2020г." (см.табл.6). К сожалению

нию, объемы эксплуатационного бурения в этом прогнозе также не указываются.

Таблица 6

Прогноз по Ю.К.Шафранику [9]

| Варианты при цене на нефть более 22 долл./барр. | Уровни добычи нефти, млн.т/год | | | |
|--|--------------------------------|--------|--------|--------|
| | 2005г. | 2010г. | 2015г. | 2020г. |
| Максимальный | 440 | 560 | 560 | 600 |
| Средний | 415 | 460 | 490 | 510 |

2.6. В другой статье Ю.К.Шафраника [10] отмечается, что "по оценке ВИНК все разведанные месторождения России технически могут обеспечить добычу нефти до 650 млн.т/год, но отсутствует возможность транспортировки и сбыта этой нефти". Данный тезис вызывает огромное сомнение в его корректности, обоснованности и реальности.

2.7. В подготовленной 15.12.2004г. МЭРТ РФ среднесрочной программе развития экономики России на 2005-2008гг. по интенсивным вариантам 2 и 3, предполагаемый уровень добычи нефти в 2015г. был также оценен очень высоко – в 555 млн.т/год, но какие-либо объемы эксплуатационного метража в программе не фиксировались.

2.8. Некоторый интерес представляет также оценка перспектив добычи нефти (табл. 7), выполненная представителем академической науки, д.э.н. Ю.В.Синяком [11] из Института народнохозяйственного прогнозирования РАН.

Таблица 7

Прогноз по Ю.В.Синяку [11]

| Цена на нефть на внешнем рынке | Уровни добычи нефти, млн.т/год | | | |
|-----------------------------------|--------------------------------|--------|--------|--------|
| | 2005г. | 2010г. | 2015г. | 2020г. |
| 25 долл./барр. | 410 | 480 | 550 | 550 |
| 15 долл./барр. | 370 | 430 | 450 | 450 |

2.9. Наконец, как самый крайний и в высшей степени "фантазийный" сценарий развития российской нефтедобычи воспринимается прогноз британской аналитической компании "The Centre for Global Energy Studies" (табл. 8), процитированный газетой "Коммерсант" от 15.01.2004г.

Таблица 8

Прогноз компании "The Centre for Global Energy Studies"

| Показатель | Годы прогноза | | | |
|----------------------------|---------------|------|------|------|
| | 2004 | 2006 | 2010 | 2015 |
| Добыча нефти, млн.т/год | 456 | 515 | 600 | 665 |

Можно предположить, что, авторы последнего прогноза преследовали несколько иные цели, нежели достоверная оценка перспектив нефтедобычи по России. (Тем не менее, на один год вперед, британцы почти в точности

Для ознакомления. Номера страниц не соответствуют официальной версии.

"угадали" уровень добычи нефти по России, фактически полученный в 2004г.).

Что общего присуще всем рассмотренным выше сценариям развития добычи нефти по России на перспективу?

Во-первых, в большинстве своем, они явно ошиблись в самом начале прогноза, занизив уровни добычи нефти в 2002-2004гг. – на 30-60 млн.т/год.

Во-вторых, ни в одном из рассмотренных прогнозов не указаны (хотя бы даже ориентировочно), объемы эксплуатационного бурения по России, за счет которых будут обеспечиваться планируемые высокие уровни добычи нефти. А ведь проходка – это наиболее ключевой фактор, влияющий на формирование и устойчивость динамики добычи нефти по России в предстоящий период.

В-третьих, непонятно на какой собственно ресурсной основе, авторы этих прогнозов рассчитывают на монотонное (год от года) нарастание добычи нефти до 2015-2020гг. Можно заметить, что собственно пик ("экстремум") добычи нефти в их прогнозах вообще отсутствует. Следуя их логике, можно предположить, что добыча нефти по России будет расти и после 2015-2020гг. В частности, в публикации [1], по одной из версий, "полка" добычи нефти по России в 520 млн.т/год протянется аж до 2050г., в основном за счет неоткрытых месторождений. Возможно ли это?

Несмотря на авторитетность упомянутых выше уважаемых российских ученых и специалистов, автор настоящей статьи считает, что все воззрения о возможности достижения в России уровней добычи нефти в 500 млн.т/год, (а тем более 550 или 600 млн.т/год) не имеют под собой никаких реальных оснований и представляются весьма призрачными при любых ценах на нефть на мировом рынке.

Ибо проблема увеличения добычи нефти в рассматриваемый период будет "упираться" вовсе не в цену нефти или ограниченность транспортной системы, а в элементарный дефицит в России достаточного объема подготовленных к промышленному освоению запасов нефти приемлемого качества. Так ли это?

3. Анализ ресурсной базы по России, как основы для достоверного прогноза добычи нефти до 2015г.

Опубликованные сведения о ресурсной базе российского ТЭК весьма разноречивы. Любопытно, что многие российские авторы при оценке углеводородного потенциала России очень часто ссылаются на зарубежные издания.

Прежде всего отметим, что в опубликованном Бюллетене Счетной Палаты РФ №8 (68) за 2003г. указано, что разведанные извлекаемые запасы нефти в России оцениваются в 25,2 млрд.тонн.

В статье Ю.В.Синяка [11] отмечается, что накопленная добыча нефти по России за всю историю оценивается в 13,2 млрд.тонн. По оценке А.Н.Дмитриевского [1] кратность запасов наиболее надежных категорий А+В по России составляет всего лишь 14 лет.

В докладе, сделанном в 2002г. бывшим заместителем министра энергетики РФ О.Г.Гордеевым [6], указывалось, что "при сохранении существующих темпов нефтедобычи запасы разведанных к настоящему периоду месторождений будут исчерпаны к 2040г.". Если подходить формально, это означает, что текущие или остаточные разведанные извлекаемые запасы (ОИЗ) нефти указанных месторождений (при фактической добыче нефти в 2001г. – 348,1 млн.т) можно оценить ~ в 13,9 млрд.тонн. По другим сведениям [12] эту оценку следует считать весьма оптимистичной и доказанные запасы нефти по России существенно ниже (см. журнал "Oil and Gas Journal" от 20.12.2004г.).

Нельзя не учитывать также то, что в процедуре движения запасов УВС по стране присутствует и такое неприятное явление, как неподтверждение (или "списание") разведанных запасов нефти.

По данным А.Н.Дмитриевского [1] только за 10 лет (1991-2000гг.) с баланса УВС России был списан как неподтвердившийся огромный объем – 2,270 млрд.тонн извлекаемых запасов нефти.

Надо отметить, что по ряду знаковых (ключевых) нефтяных месторождений страны, запасы УВС требуют переоценки и уточнения. Из 11 уникальных месторождений, приведенных в статье [1], запасы, например, Салымского месторождения пока в большей степени являются "виртуальными", т.к. извлечь из недр сколь-нибудь существенную их часть в период до 2015г. вряд ли удастся. Запасы Русского месторождения в силу уникальности свойств его нефти в ближайшие десятилетия вряд ли могут быть превращены в значимые миллионы тонн/год ее добычи. В силу крайне низких темпов отбора текущих запасов, очевидно, требуют подтверждения запасы ряда других уникальных месторождений (Красноленинское, Самотлорское). Таким образом, формирование исходной реальной ресурсной базы для надежного прогноза добычи нефти по России на период до 2015 года требует определенной ее "чистки", корректировки и освобождения от "виртуальных" запасов.

В статье бывшего зам.министра геологии и первого зам.министра нефтяной промышленности В.И.Игrevского [13] выработанность разведанных запасов по России оценена в 48%, а в публикации А.Н.Дмитриевского и В.М.Максимова [14] – она составляла 45%.

Таким образом, с учетом указанных (опубликованных в открытой печати) оценок, можно осторожно предположить, что общие начальные извлекаемые разведанные запасы (НИРЗ) нефти по России, оцениваются, вероятно, в 26,8 млрд.тонн. Для сравнения укажем, что это несколько меньше, чем НИЗ по месторождениям США (на 01.01.2005г.).

Проблемы постоянно ухудшающейся структуры запасов и невысокое качество (дебитность) имеющейся в России ресурсной базы многократно освещались в печати [15, 16, 17, 18, 19] и мы на них не останавливаемся.

Какие же приросты промышленных запасов нефти по России можно ожидать в предстоящий период до 2015 года?

Напомним некоторые исторические данные. В статье В.П.Филиппова, А.А.Аксенова и В.К.Гомзикова [18] опубликованной в 1996г., предполагалось, что "для обеспечения нефтедобывающей отрасли России достаточ-

ными ресурсами необходимо подготовить в 1996-2000гг. не менее 3,5-4 млрд.т запасов нефти при увеличении объемов разведочного бурения до 3,5-4 млн.м/год, в т.ч. по Западной Сибири до 2,0-2,5 млн.м". Фактический же прирост запасов за 1996-2000гг. оказался в 2,5-2,9 раза меньше предполагаемого, а объем разведочного бурения был ниже ожидаемого в 2,6-3 раза.

Специалистам известно, что исходная база приростов УВС в последние годы была весьма пессимистична. По данным К.А.Клещева [19] средний за 1999-2003гг. прирост запасов нефти категорий ABC₁ по России составлял ~ 250 млн.т/год. Коэффициент восполнения и без того невысоких (что немаловажно) в эти пять лет уровней добычи нефти (в среднем ~ 356 млн.т/год) приростом запасов за рассматриваемый период составлял 77%.

Если пролонгировать этот годовой прирост 250 млн.т/год еще на два года (2004-2005гг.) вперед, то коэффициент восполнения уже значительной в этот период добычи нефти (~468 млн.т/год) снизится в 1,5 раза – до 53%.

Если даже несколько увеличить цифру пополнения запасов в прогнозе, сколько же запасов может быть приращено в сумме за 12-летний период с 2004 до 2015гг.? При ежегодном приросте запасов, например, в 300 млн.т/год общий прирост составит – 3,6 млрд.т, при 350 млн.т/год – 4,2 млрд.т, при 400 млн.т/год – 4,8 млрд.т [20]. Указанные цифры следует рассматривать как весьма оптимистичные, т.к. ситуация с объемами ГРП, приростом запасов и их качеством в основных нефтедобывающих районах страны весьма тревожная [21, 22]. Объемы разведочного бурения в России за 2003-2004гг. снизились по сравнению с 2001-2002гг. в 2,3 раза.

Анализируя ситуацию с приростом запасов в России, М.Д.Белонин и О.М.Прищепа отмечают [28] *"Реальных предпосылок для выхода на уровень даже простого восполнения запасов углеводородов при тенденциях, сложившихся в сегодняшнем недропользовании, – нет"*.

При планировании добычи важно определиться также с тем, какое количество из вновь открытых запасов реально может быть введено в активную разработку до 2015г., т.е. непосредственно разбурено эксплуатационными скважинами (с учетом сложившегося замедления начала активного освоения нефтегазовых ресурсов Восточной Сибири и Крайнего Севера)? Имеющийся опыт выхода предприятий в новые районы нефтедобычи показывает, что эта величина вряд ли превысит 25-30% от НИЗ вновь открытых месторождений (в новых районах). Количественно это соответствует объему вводимых в разработку в период до 2015г. извлекаемых запасов – 0,9-1,44 млрд.тонн, т.е. всего лишь 3-5% от существующих извлекаемых запасов нефти.

Таким образом, в сумме общие НИЗ нефти разведанных и вводимых в разработку (в период до 2015г.) нефтяных месторождений могут быть оценены примерно в 28 млрд.т. При среднем КИН по России ~ 0,35 [23] или 0,36 [15], это может соответствовать количеству начальных суммарных геологических запасов нефти указанных месторождений ~ 80 млрд.тонн.

Примечательно суждение Р.С.Леонарда [24] о реально достигаемых величинах темпов извлечения текущих запасов нефти по странам мира. Он считает (с.18), что "в отсутствие каких-либо ограничений добычи (исключая

пять известных ближневосточных стран), темп истощения запасов достигает 3,5% в год". Применительно к России это может означать, что текущие активные извлекаемые запасы нефти разрабатываемых месторождений оцениваются примерно в 13,5 млрд. тонн.

Автор настоящей статьи полагает, что указанная величина ОИЗ может рассматриваться как та текущая ресурсная база, на основе которой можно, в первом приближении, попытаться выполнить планирование добычи нефти на перспективу до 2015 года.

Эта ресурсная база, между прочим, вовсе не столь велика, как это может показаться некоторым специалистам, предполагающим неумеренно высокий (до 550 млн. тонн и более) рост добычи нефти по России. Вызывают большое сомнение приведенные в статье Ю.В.Синяка [11] тезисы о том, что существующая ресурсная база УВС России *"позволяет в течение 45-50 лет обеспечить уровень современной добычи"*, а также, что *"снижение добычи нефти по России и возникновение проблемы снижения экспорта сырой нефти из страны может возникнуть не раньше, чем через 20-25 лет"*.

Подобные тезисы способствуют созданию у читателей и чиновников иллюзии о безграничных возможностях нефтяной промышленности России на многие десятилетия вперед. Между тем, от неопределенного термина "ресурсы" до конкретных запасов, и далее, до реальной добычи и транспорта нефти потребителям, как правильно отмечено В.З.Гариповым [25] – "дистанция огромного размера".

Таким образом, из анализа предыдущей динамики изменения ресурсной базы нефтяной промышленности России, можно сделать предположение о том, что предстоящий до 2015 года период будет десятилетием интенсивного "проедания" имеющихся запасов, причем с все более возрастающими год от года темпами отбора ОИЗ нефти.

По мнению автора, темп отбора ОИЗ по России в 2004г. уже приблизился к своему допустимому уровню и далее, при отсутствии значимых приростов запасов нефти хорошего качества, добычу нефти внутри страны необходимо будет уже принудительно регулировать, а точнее – ограничивать.

4. Технологические факторы, обеспечившие рост добычи нефти по России за последние годы

За последние шесть лет добыча нефти по России увеличилась с 305,3 (1999г.) до 458,8 млн.т (2004г.), т.е. на 153,5 млн.т или 50%. Среднегодовой темп прироста добычи нефти составлял примерно 8,4% в год. Каковы же те основные, "знаковые" рычаги, которые обеспечили столь мощный рост добычи нефти по России за последний период?

Из таблицы 9 следует, что при увеличении действующего добывающего фонда со 108,5 до 119,8 тыс.скважин (т.е. всего лишь на 10,4%), добыча нефти по России возросла почти на 27%. Причем, доля новых скважин в общем действующем эксплуатационном фонде почти не изменилась и была крайне незначительна – на уровне 3-3,3%.

Эти данные свидетельствуют о том, что основную роль в наращивании добычи нефти по России за последние пять лет сыграло вовсе не во-

влечение в разработку свежих запасов посредством ввода новых скважин, а массовая интенсификация дебитов ранее пробуренного («исторического») эксплуатационного фонда скважин.

Таблица 9

Показатели добычи нефти по России по пятилеткам

| Показатели | | Предпоследняя пятилетка (1995-1999гг.) | Последняя пятилетка (2000-2004гг.)* | Рост, % |
|---|---------------------------------|--|---|------------|
| Добыча нефти, млн.т. | Средняя за период | 304,4 | 386,2 | |
| | Накопленная за период | 1522,1 | 1931,1 | +26,9 |
| Средний эксплуатационный фонд, тыс.скв. | | 137,7 | 153,8 | +11,7 |
| в т.ч. действующий, тыс.скважин | | 108,5 | 119,9 | +10,5 |
| бездействующий, тыс.скважин | | 29,2 | 33,9 | +16,1 |
| то же в % | | 21,2 | 22,0 | |
| Объем эксплуа- тационного бурения | средний за период, млн.м/год | 7,26 | 8,78 | |
| | накопленный за период, млн.м | 36,3 | 43,9 | +26,2 |
| Ввод новых скважин | средний за период, тыс.скв./год | 3,3 | 3,9 | |
| | накопленный за период, тыс.шт | 16,5 | 19,5 | +18,2 |
| Отношение среднего числа введенных новых скважин к среднему фонду действующих эксплуатационных скважин, % | | 3,0 | 3,3 | 1,1 раза |

*) Предварительная оценка автора показателей 2004 года (по 10 месяцам).

Особо подчеркнем, что главным направлением интенсификации по крупным нефтяным компаниям России, а также совместным предприятиям, было **максимальное форсирование режимов добывающих скважин путем резкого снижения забойного давления в них до уровня ~ 60-80% от давления насыщения и ниже.** Это достигалось за счет доведения глубины спуска насосов почти до кровли пласта (так называемые "западные подходы").

Другим высокоэффективным направлением роста добычи нефти по России было осуществление масштабного применения гидроразрыва пласта в т.ч. с увеличением числа большеобъемных гидроразрывов – вплоть до 300-400 тонн пропанта на одну скважино-операцию. Были проведены также достаточно массовые резки боковых стволов в старом, малорентабельном и неработающем фонде скважин. Остальные факторы (в т.ч. буримые горизонтальные скважины, методы увеличения нефтеотдачи и т.д.), сыграли в росте добычи нефти по России гораздо менее значимую роль, чем это многим сейчас представляется.

Конкретным примером стабилизации добычи нефти из высокообводненных месторождений в 3^й-4^й стадиях (без нового бурения) только за счет массового форсирования режимов эксплуатации добывающих скважин путем снижения забойного давления является, в частности, уникальное Мамонтовское нефтяное месторождение (Юганский район, ХМАО) – см.табл.10.

Таблица 10

Показатели разработки Мамонтовского месторождения

| Показатели | Годы | | | | | Отношение 2003/1999, в % |
|---------------------------------------|------|------|------|------|------|--------------------------------|
| | 1999 | 2000 | 2001 | 2002 | 2003 | |
| Добыча нефти, тыс.т/год | 6344 | 7238 | 7754 | 7592 | 7756 | 122 |
| Добыча жидкости, млн.т/год | 40,2 | 51,7 | 61,9 | 56,2 | 58,7 | 146 |
| Обводненность, % | 84,2 | 86,0 | 87,5 | 86,5 | 86,8 | - |
| Закачка воды, млн.м ³ /год | 46,1 | 58,2 | 66,2 | 65,3 | 70,4 | 153 |
| Действ.добыв. фонд скважин, шт. | 1690 | 1814 | 1785 | 1780 | 1826 | 108 |
| Средний дебит нефти, т/сут | 11,1 | 12,4 | 13,6 | 15,9 | 19,6 | 177 |
| Средний дебит жидкости, т/сут | 70,4 | 89 | 112 | 118 | 148 | 210 (!) |

Попутно, нельзя не выделить особую, все возрастающую роль в нефтяном комплексе России уникального Приобского месторождения (Юганский район, ХМАО), по которому за последние два года удалось практически удвоить добычу нефти, доведя ее примерно до 21,5 млн.т/год в сумме по Северному и Южному лицензионным участкам.

Другим весьма наглядным примером активной работы с пробуренным фондом добывающих скважин является ОАО "Славнефть-Мегионнефтегаз". За счет массового применения указанных технологий оптимизации и интенсификации за последние годы здесь удалось увеличить добычу нефти на старом фонде скважин в 1,6 раза: 2002г. – 13 млн.т/год; 2003г. – 16,4 млн.т/год; 2004г. – 20,1 млн.т/год.

По данным журнала "Нефть и Капитал" (№2 за 2004г.), начиная с 2000г., за 3,5 года по десяти наиболее крупным ВИНК России удалось увеличить средний дебит нефти по эксплуатационному фонду ~ в 1,5 раза, а именно с 8,2 до 12 т/сут, в т.ч., например, по НК "Сибнефть" – в два раза, по НК "ЮКОС" – в 1,7 раза. По предварительной оценке автора в целом по России средний дебит нефти одной скважины в период с 2000 по 2004гг. вырос примерно на 45%. Специалистам известно, что частично он вырос «искусственно», также вследствие остановки скважин малодебитного фонда.

Несмотря на огромные достигнутые успехи, необходимо отметить, что в последующий период возможности указанных технологий интенсификации добычи нефти на ранее пробуренном фонде во многих компаниях в значительной степени уже исчерпаны. Например, если по ОАО "Юганскнефтегаз" (не учитывая Приобское месторождение), за 2000-2003гг. удалось увеличить средний дебит нефти скважин на старых месторождениях ~ на 40%, а жидкости – на 45%, то в 2004г. рост указанных дебитов фактически уже прекратился, т.е. резервы их дальнейшего увеличения за счет форсирования режимов были практически полностью выработаны.

С учетом изложенного, совершенно очевидно, что дальнейшее наращивание (или даже поддержание) добычи нефти, например, по тому же "Юганскнефтегазу", невозможно без обеспечения кратного увеличения объ-

емов эксплуатационного бурения с 400-500 тыс.м (по факту) до 2-2,5 млн.м/год в самой ближайшей перспективе. Без осуществления указанного интенсивного наращивания объемов бурения спад нефтедобычи по ОАО "Юганскнефтегаз" наиболее вероятен.

Примерно аналогичная картина в ближайший период может стать характерной и для ряда других ведущих нефтяных компаний России (Сибнефть, ТНК-ВР, Славнефть, Сиданко, Томскнефть ВНК). По-видимому, в меньшей степени, но это относится также и к месторождениям ОАО "Сургутнефтегаз" и НК "Лукойл".

Таким образом, из изложенного вытекает вывод о том, что для поддержания достигнутых уровней и замедления темпов падения добычи нефти ключевая задача государства в предстоящий период будет состоять в стимулировании увеличения объемов эксплуатационного бурения и вовлечения в разработку новых запасов нефти.

Принято считать, что неплохими "скрытыми" резервами добычи нефти по России обладает неработающий фонд скважин [16, 17]. Из-за снижения дебитов до 3-4 т/сут число таких скважин постепенно растет. На середину 2004г. этот фонд по России насчитывал 37 тыс.скважин. Это, кстати, самая максимальная численность неработающего фонда скважин за последнее десятилетие. Можно предположить, что в этих скважинах сосредоточено не менее 350-400 млн.т потенциально извлекаемых остаточных запасов нефти. Гипотетически суммарный годовой потенциал неработающего фонда скважин России по добыче нефти при «мгновенном» их вводе с дебитом по нефти 3 т/сут и $K_{исп}=0,9$ весьма велик и достигает ~36 млн.т/год. В реальности он может быть использован, очевидно, не более, чем на 20-25%. С учетом давней истории возникновения и длительности существования этого фонда, маловероятно, что ситуация с ним кардинально изменится и в перспективе до 2015г. По всей видимости, единственное, что может реально благотворно повлиять на судьбу огромного неработающего фонда на нефтяных месторождениях России – это передача его "в руки" мелкого и среднего частного бизнеса при одновременном изменении налогового законодательства государства для этих скважин.

5. Прогноз динамики эксплуатационного бурения по России на период до 2015 года

История показывает, что планирование объемов эксплуатационного бурения на перспективу – задача крайне сложная и весьма неопределенная.

Например, в статье Н.Н.Лисовского [26] указывалось, что в 1996г. для поддержания добычи нефти по России к 2000г. на уровне ~300 млн.т Минтопэнерго РФ планировало нарастить объемы эксплуатационного бурения до 18 млн.м/год, а с целью дальнейшего увеличения добычи нефти довести их в перспективе до 30 млн.м/год.

На самом деле в 2000г. было пробурено 10,4 млн.м, в 2004г. – менее 8,5 млн.м (оценка) и в 2005г. этот достигнутый объем вряд ли будет существенно превышен.

Выполненный в 1999г. на период до 2015г. прогноз добычи нефти [16] по России (по сумме перспективных показателей разработки, представлен-

ных нефтяными компаниями), базировался на планах обеспечения эксплуатационного бурения в 2005г. в объеме – 12 млн.м/год с последующим удержанием его на указанном уровне до 2015г.

Фактически в 2004г. по предварительной оценке общая проходка (без разведки) была в 1,4 раза меньше предполагаемого. В то же время фактическая добыча нефти при этом превысила запланированный (в 1999г.) уровень 2004г. – на 30%.

Согласно оценке автора на невовлеченные в настоящее время запасы, не дренируемые ранее пробуренным фондом, по России можно потенциально пробурить не менее 100 тысяч новых скважин. Это составляет, очевидно, примерно 1/2 от всего ранее пробуренного эксплуатационного фонда по стране. Указанный фонд новых скважин – это тот примерный количественный лимит, который ограничивает как максимально возможные годовые объемы проходки, так и общие сроки эксплуатационного бурения его на перспективу.

В наших прогнозах добычи нефти по России на период с 2005 по 2015гг. рассмотрено три основных варианта по объемам эксплуатационного бурения (см.табл.11), предусматривающие обеспечение следующих максимальных годовых объемов проходки: вариант 1 – 9 млн.м/год, вариант 2 – 12 млн.м/год, вариант 3 – 15 млн.м/год.*)

Таблица 11

Прогноз объемов бурения по России (по вариантам)

| Расчетные варианты | Прогнозные годовые объемы эксплуатационного бурения, млн.м/год | | | | | | | | | | | Накопленные за 11 лет, млн.м |
|--------------------|--|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------------------------------|
| | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | |
| 1 | 8,8 | 9 | 9 | 9 | 9 | 9 | 9 | 9 | 9 | 9 | 9 | 98,8 |
| 2 | 8,8 | 10 | 11 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 125,8 |
| 3 | 8,8 | 10 | 11,5 | 13 | 14 | 15 | 15 | 15 | 15 | 15 | 15 | 147,3 |

Автору представляется маловероятным, что по России в целом, в ближайшие годы максимальная проходка намного превысит 12 (а тем более 15) млн.м/год. Отметим, что даже максимальные цены на нефть (>40 долл./барр.) на внешнем рынке, имевшие место, например, в 2004г., никоим образом не сподвигли нефтяные компании к сколь-нибудь заметному увеличению объемов эксплуатационного бурения. Наоборот, объемы проходки при этом даже несколько снизились.

Очевидно, все это связано с идеологией работы привлеченного западного менеджмента в России, осуществляющего как стратегическое, так и оперативное руководство деятельностью большинства крупных российских нефтяных компаний.

*) **Примечание автора:** Фактический объем эксплуатационного бурения по России (без разведочного) составил: в 2005г. – 9,481 млн.м, в 2006г. – 11,583 млн.м, в 2007г. – 13,761 млн.м, в 2008г. – 14,603 млн.м, в 2009г. – 14,091 млн.м, т.е. в среднем за 5 лет (2005-2009 гг.) – 12,704 млн.м/год (что достаточно близко к варианту 2).

Отметим, что из трех рассмотренных сценариев развития буровых работ по России, не исключается и вариант 1 – с сохранением объемов бурения на уровне 9 млн.м/год – вплоть до 2015г.

Кроме трех, указанных выше, автором исследовались также и другие варианты с еще более увеличенными годовыми объемами эксплуатационного бурения. Их цель – выяснить, какими же объемами проходки можно обеспечить («чисто теоретически»), высокие уровни добычи нефти ~ в 550 млн.т/год, обозначенные в прогнозах ряда специалистов на 2010 и 2015гг.

Предельный из рассмотренных нами вариантов по максимальному объему эксплуатационного бурения предусматривает доведение его до 22,5 млн.м/год в 2010г. и до 35 млн.м/год в 2015г. Однако, при этом, всем в России надо помнить о том, что нефть государству понадобится и после 2015г. и далеко не в меньших объемах.

6. Оценка уровней добычи нефти по России в период с 2005 по 2015 год (по вариантам проходки)

Если для начала исходить из условия сохранения достигнутого в 2004г. темпа отбора ОИЗ нефти (3,56%) на неизменном уровне, то добыча нефти по России будет монотонно снижаться до: в 2005г. – 446 млн.т, в 2010г. – 389 млн.т, в 2015г. – 341 млн.т (74 % от уровня 2004г.).

Следовательно, в условиях ожидаемого весьма ограниченного прироста активных промышленных запасов нефти для обеспечения высоких (согласно "ЭСР-2020"), нефтедобыча в России в ближайшее десятилетие должна будет осуществляться при непрерывно возрастающих (даже с учетом приростов) темпах извлечения оставшихся запасов.

По варианту 1 ($V_{\text{бур}} = 9$ млн.м/год) максимальный уровень добычи нефти 480 млн.т будет достигнут в 2006г. Затем добыча пойдет на спад – до 458 млн.т в 2010г. и 416 млн.т до 2015г. Примечательно, что темп отбора ОИЗ нефти в 2015г. достигнет 4,64 % (см.табл. 13).

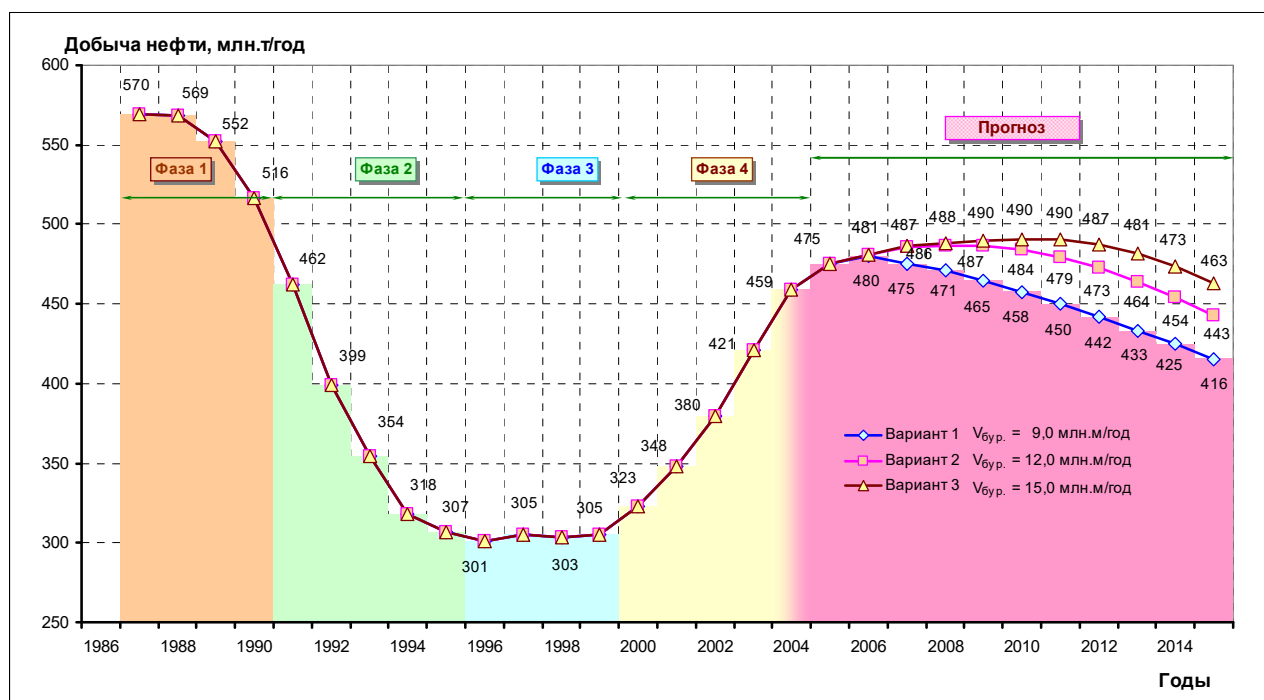


Рис.2. Прогноз добычи нефти (с конденсатом) в России до 2015г. (по вариантам)

По вероятному варианту 2 ($V_{\text{бур}} = 12$ млн.м/год) добыча нефти в 2008-2009гг. достигнет 487 млн.т, в 2010г. она составит 484 млн.т, в 2015г. – 443 млн.т при еще более высоком темпе отбора ОИЗ нефти в этот год – 5,05%.

По максимальному (вероятному) варианту 3 ($V_{\text{бур}} = 15$ млн.м/год) в 2009-2011гг. добыча нефти составит 490 млн.т/год, в 2015г. она снизится до 463 млн.т при высоком темпе отбора ОИЗ нефти в этот год – 5,32%.

По варианту 1 за 2005-2010гг. необходимо будет ежегодно создавать новые мощности по добыче нефти в среднем в объеме 28 млн.т/год, по варианту 2 – 33,5 млн.т/год, по варианту 3 – 36 млн.т/год.

Таблица 12

| Расчетные варианты | Прогнозные уровни добычи нефти по России, млн.т/год ^{*)} | | | | | | | | | | | Накопленные за 11 лет, млн.т |
|--------------------|---|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------------------------------|
| | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | |
| 1 | 475 | 480 | 475 | 471 | 465 | 458 | 450 | 442 | 433 | 425 | 416 | 4 990 |
| 2 | 475 | 481 | 486 | 487 | 487 | 484 | 479 | 473 | 464 | 454 | 443 | 5 213 |
| 3 | 475 | 481 | 487 | 488 | 490 | 490 | 490 | 487 | 481 | 473 | 463 | 5 305 |

Таблица 13

| Расчетные варианты | Примерные темпы отбора от ОИЗ нефти, % (при НИЗ = 28 млрд.т) | | | | | | | | | | | |
|--------------------|--|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|--|
| | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | |
| 1 | 5,05 | 5,05 | 5,05 | 5,05 | 5,05 | 5,05 | 5,05 | 5,05 | 5,05 | 5,05 | 5,05 | |
| 2 | 5,05 | 5,05 | 5,05 | 5,05 | 5,05 | 5,05 | 5,05 | 5,05 | 5,05 | 5,05 | 5,05 | |
| 3 | 5,05 | 5,05 | 5,05 | 5,05 | 5,05 | 5,05 | 5,05 | 5,05 | 5,05 | 5,05 | 5,05 | |

^{*)} Примечание автора: Фактическая добыча нефти по России (с конденсатом) составила: в 2005г. – 469,986 млн.т, в 2006г. – 480,528 млн.т, в 2007г. – 491,306 млн.т, в 2008г. – 488,487 млн.т, в 2009г. – 494,247 млн.т или в среднем за 5 лет (2005-2009 гг.) – 484,911 млн.т/год.

| | | | | | | | | | | | |
|---|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| 1 | 3,79 | 3,95 | 4,03 | 4,13 | 4,21 | 4,28 | 4,36 | 4,43 | 4,50 | 4,57 | 4,64 |
| 2 | 3,79 | 3,95 | 4,12 | 4,27 | 4,42 | 4,55 | 4,68 | 4,79 | 4,89 | 4,98 | 5,05 |
| 3 | 3,79 | 3,95 | 4,13 | 4,28 | 4,45 | 4,62 | 4,79 | 4,95 | 5,09 | 5,22 | 5,32 |

Что касается объявленных ранее планов государства по дальнейшему наращиванию нефтедобычи, то для обеспечения ее в 2010г. в объеме 512 млн.т, по нашим расчетам, необходимо пробурить уже в 2006г. – 12,5 млн.м и далее, начиная с 2007 по 2015гг., бурить по 15 млн.м/год, создавая ежегодно новые мощности в объеме ~41 млн.т/год (отметим, что последняя величина хорошо коррелируется с оценками Р.Х.Муслимова [3]).

Для поддержания добычи нефти в 2015г. по России на уровне – не менее 500 млн.т/год объем эксплуатационного бурения необходимо довести в 2006г. – до 12,5 млн.м/год, в 2010г. – до 16 млн.м/год, а в 2015г. – до 21,5 млн.м/год. Темп отбора ОИЗ нефти при этом в 2015г. достигнет примерно 6,4%.

И, наконец, для получения в 2015г. добычи нефти в объеме 555 млн.т/год необходимо обеспечить увеличение проходки в 2010г., по сравнению с 2004г. – в 2,7 раза или до 22,5 млн.м/год, доведя ее в 2015г. до 35 млн.м/год. При этом необходимо будет ежегодно создавать новые мощности по добыче нефти в объеме ~47-48 млн.т/год в период 2005-2010гг. и 60-61 млн.т/год в период 2011-2015гг. Темп отбора ОИЗ нефти в 2015г. при этом достигнет наивысшего, «рекордного уровня» – 6,7% в год.

Из проведенных технологических расчетов видно, что с учетом ограниченности имеющейся ресурсной базы дальнейший рост добычи нефти по России до уровня в 500 млн.т/год и более не может быть отнесен – ни к вероятным ни к стратегически необходимым сценариям развития ТЭК страны на период до 2015года.

Выводы

1. По оценке автора период интенсивного (с приростами по 9-10% в год) наращивания добычи нефти в России завершился. В 2005г. ожидаемая добыча нефти не превысит 475 млн.т/год (прирост составит 3,5%).

2. Нет объективных оснований полагать, что добыча нефти (с конденсатом) по России вновь сможет превысить 500 млн.т/год и более, а также удержаться на этом уровне.

3. При сохранении годовых объемов эксплуатационного бурения на уровне 9 млн.м/год максимальная добыча нефти по России составит в 2006 г. – не более 480 млн.тонн, в 2010 г. – 458 млн.тонн и в 2015 г. – 415,5 млн.тонн/год.

4. При увеличении объёмов проходки до 12 млн.м/год уровни добычи нефти по России составят: в 2010 г. – 484 млн.тонн, в 2011 г. – 479 млн.тонн, в 2012 г. – 473 млн.тонн, 2013 г. – 464 млн.тонн, в 2014 г. – 454 млн.тонн, в 2015 г. – 443 млн.тонн.

5. Для обеспечения добычи нефти в 2010г. на уровне более 500 млн.т/год необходимо ежегодно бурить по 15 млн.м/год, что весьма проблематично.

6. Для увеличения добычи нефти в 2015г. до 555 млн.т ежегодный объем проходки должен быть доведен до 35 млн.м/год, что сейчас представляется как “чистая фантазия”.

7. Дальнейшее безудержное форсирование добычи нефти по России на существующей ограниченной ресурсной базе, без мощной активизации геологоразведочных работ может привести к серьезному ее снижению в перспективе через несколько лет.

Литература

1. Дмитриевский А.Н. Перспективы развития сырьевой базы нефтяной промышленности России. // Бурение и нефть, 2004, №2, с.4-7.
2. Гарипов В.З. Катастрофа неминуема. // Нефть России, 2004, №7, с.11-12.
3. Муслимов Р.Х. Что нужно для повышения эффективности нефтяной отрасли? // Нефть России, 2004, №8, с.17-18.
4. Муслимов Р.Х. Роль старых нефтедобывающих районов в энергетической стратегии России в первой четверти 21 столетия. // Нефтяное хозяйство, 2003, №4, с.11-15.
5. Халимов Э.М. Концепция дифференцированной ставки налога на добычу полезных ископаемых. // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений, 2004, №11, с.44-50.
6. Гордеев О.Г. Состояние и перспективы нефтяной и газовой промышленности (по материалам доклада, сделанного на IV съезде нефтегазопромышленников России 03.12.2002г.). // Нефтяное хозяйство, 2003, №1, с.4-7.
7. Кукес С. Звенья одной цепи. // Нефтегазовая вертикаль, 2003, №11, с.15-18.
8. Алекперов В.Ю. Государственная задача частного бизнеса. // Нефть России, 2004, №6, с.11-15.
9. Шафраник Ю.К. Вопрос энергетической безопасности. // Нефть России, 2004, №4.
10. Шафраник Ю.К. Российский нефтегазовый фактор для Европы и мира. // Нефтяное хозяйство, 2003, №5, с.20-23.
11. Синяк Ю.В. Экономические условия перспективного развития нефтегазового комплекса России // Финансово-экономический вестник нефтяной и газовой промышленности, 2003, №9.
12. Байков Н.М. Запасы нефти и объемы ее добычи в мире и по отдельным регионам. // Нефтяное хозяйство, 2004, №4, с.131-132.
13. Игrevский В.И. Сырьевая база топливно-энергетического комплекса (сегодня и в перспективе) // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. М., ВНИИОЭНГ, 2004, №1, с.10-13.
14. Дмитриевский А.Н., Максимов В.М. Перспективы развития нефтяной промышленности России до 2020 года. // Нефтяное хозяйство, 2003, №12, с.10-15.
15. Шелепов В.В. Состояние сырьевой базы нефтяной промышленности России. // Нефтяное хозяйство, 2003, №4, с.16-17.
16. Гарипов В.З. Состояние разработки нефтяных месторождений и прогноз нефтедобычи на период до 2015 года. // Нефтяное хозяйство, 2000, №7, с.11-15.
17. Гумерский Х.Х., Мамедов Ю.Г., Шахвердиев А.Х. Российская нефтяная промышленность на пороге нового века: оценка прошлого, настоящего и будущего. // Нефтяное хозяйство, 2000, №7, с.22-26.
18. Филиппов В.П., Аксенов А.А., Гомзиков В.К. Состояние и тенденции развития сырьевой базы добычи нефти в России. // Нефтяное хозяйство, 1996, №9 с.41-43.
19. Клещев К.А., Бакиров Э.А., Габриэлянц Г.А. Нефтедобыче нужны новые базы. // Нефть России, 2004, №7, с.20-23.
20. Карасев В.И. Что в трубе? // Нефтегазовая вертикаль, 2003, №11, с.12-14.

21. Бакай И.С., Теплоухова И.А., Хафизов Ф.З. Итоги 2003 года по подготовке промышленных запасов нефти и газа на территории ХМАО. // Вестник недропользователя ХМАО, 2004, №14, с.2-5.
22. Постнова Е.В., Орешкин И.В., Богатырев О.С. Динамика ресурсной базы углеводородного сырья Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. // Геология нефти и газа, 2004, №4, с.19-22.
23. Боксерман А.А. Востребованность современных методов увеличения нефтеотдачи – обязательное условие преодоления падения нефтеотдачи в стране. // Нефтяное хозяйство, 2004, №10, с.34-38.
24. Леонард Р.С. Истощение нефтяных ресурсов и грядущая эпоха природного газа. // Вестник СРП, 2002, №1, с.17-20.
25. Гарипов В.З. От ресурсов до запасов – дистанция огромного размера. // Бурение и нефть, 2004, №9, с.36-38.
26. Лисовский Н.Н. Состояние разработки нефтяных месторождений России и задачи по дальнейшему ее совершенствованию. // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. М., ВНИИОЭНГ, 1996, №6, с.33-37.
27. Мастепанов А.М. Нефтегазовый комплекс России – уточненный прогноз. // Нефтяное хозяйство, 2002, №5, с.32-36.
28. Белонин М.Д., Прищепа О.М. Комплексное освоение запасов и ресурсов углеводородов северо-запада России. // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. М., ВНИИОЭНГ, 2004, №12, с.18-28.

К.Е.Янин, А.Н.Янин

“Сколько денег – столько нефти”
/ Оценка инвестиционной емкости нефтяного комплекса России
на период до 2015 года /^{*}

*“На кой они хрен мне финики эфти?!
Нефти хочу! Н-е-ф-т-и!”*

Владимир Маяковский

Представленный материал является продолжением статьи Анатолия Янина “Груз-500” отечественной нефтяной промышленности» (Прогноз добычи нефти по России на 2005-2015гг.), опубликованной в тюменском еженедельнике «Сибирский Посад» (№ 11, 12 за 2005г.). /Любопытно отметить, что краткосрочный прогноз добычи, данный в статье на 2005г. (уровень добычи нефти 475 млн.т при росте 3,5% против 2004г.), имеет хорошие шансы подтвердиться. За январь – апрель 2005г. добыча нефти по России выросла всего лишь на 3,4% против 5,7% по официальным прогнозам на этот год./

Цель настоящей статьи – попытаться оценить объем финансовых ресурсов, которые потребуются для того, чтобы в течение ближайшего десятилетия Россия не потеряла роль мирового нефтяного лидера.

**1. Прогнозы инвестиционной потребности
нефтедобывающей отрасли**

Нефтедобывающая промышленность (НДП) – фундаментальная отрасль российской экономики, поэтому оценка ее потенциала на перспективу является более чем актуальной. В печати регулярно появляются прогнозы развития нефтяной отрасли на средне- и долгосрочную перспективу.

Критический анализ ряда опубликованных прогнозов, выполненный в статье [1] показал, что, в основной своей массе, они носят неоправданно оптимистический «окрас». В большинстве из них отсутствует глубокий анализ причинно-следственных связей между прогнозируемыми высокими уровнями добычи нефти и ключевыми условиями, обеспечивающими их достижение, в частности, с необходимыми объемами эксплуатационного бурения, геологоразведочных работ и др. Чаще всего авторы вообще не дают каких-либо оценок потребности отрасли в финансовых средствах, необходимых для обеспечения растущих уровней добычи нефти.

Отдельные авторы все же приводят их собственные оценки (табл.1) ориентировочных объемов капитальных вложений в нефтедобывающую отрасль страны на перспективу до 2015–2020гг.

По различным опубликованным оценкам, ежегодный объем инвестиций в развитие нефтедобывающей отрасли России (без учета затрат на развитие транспортной системы и реконструкцию в нефтепереработке) в ближайшие 10-15 лет должен составить в 7-12 млрд.\$/год (см.табл.1).

^{*} Опубликовано в журнале "Бурение и нефть", 2005, №7-8.

Возникает вопрос, насколько этим оценкам можно верить? Все ли направления развития нефтяной промышленности учтены в этих сценариях, особенно в вариантах оптимистического развития отрасли?

Таблица 1

Существующие оценки потребности нефтяной отрасли в инвестициях (эксплуатационное и разведочное бурение, нефтепромысловое обустройство, оборудование, не входящее в сметы строительства)

| Авторы | Сценарии | Предполагаемый уровень добычи нефти, млн.т/год | Предполагаемые потребности в инвестициях, млрд.\$/год | | |
|--|------------------------------|--|---|--------------------|--------------------------|
| | | | Накопленные за 2001-2020гг. | В среднем за 1 год | Расчетно за 2005-2015гг. |
| Дмитриевский А.Н. (Институт проблем нефти и газа РАН) ^[2] | Умеренный | 460 (2020)* | 176 | 8,8 | 97 |
| | Благоприятный | 520 (2020)* | 173 | 9,2 | 101 |
| Гордеев О.Г. (бывший зам.министра энергетики РФ) ^[3] | — | 508 (2010)* | 145 | 7,3 | 80 |
| Синяк Ю.В. (Институт народно-хозяйственного прогнозирования РАН) ^[4] | Мировая цена нефти 15 \$/бар | 450 (2010-2015)* | 190 | 9,5 | 105 |
| | Мировая цена нефти 25 \$/бар | 550 (2010-2015)* | 240 | 12,0 | 132 |

* – В скобках приведен год достижения прогнозного уровня добычи

На наш взгляд представленные результаты отражают, в основном, нижнюю границу потребности нефтяной промышленности России в инвестициях, достаточную лишь для кратковременной стабилизации и последующего снижения достигнутых уровней добычи. Указанные в табл. 1 сценарии предполагают за этот промежуток времени выйти на рекордные в постперестроенной истории России уровни добычи нефти – свыше 500 млн.т/год. Это серьезное заблуждение с весьма опасными последствиями для страны.

На наш взгляд, при сохранении текущих объемов эксплуатационного бурения – около 9 млн.м/год, это явно нереальная перспектива. Достижение столь оптимистичных объемов нефтедобычи невозможно без расширения производства и обязательного выхода в новые добывающие регионы и на шельф. **Однако все это потребует существенно большего, чем предполагалось ранее увеличения капитальных вложений по всем направлениям затрат и, в первую очередь, в эксплуатационное и разведочное бурение.**

По нашим расчетам выход на уровни добычи, близкие к 500 млн.т/год, в среднесрочной перспективе возможен лишь при условии существенного увеличения объемов проходки (без учета разведки), **как минимум, до 14–15 млн.м/год.** Определить в этом случае приблизительную инвестиционную емкость нефтедобывающей отрасли можно, базирясь на текущей стоимости строительства скважин и доле затрат на бурение (30-35%) в структуре общих капитальных вложений нефтедобывающих компаний.

Таким образом, для увеличения добычи нефти по России до 500 млн.т/год и более потребность в прямых инвестициях в нефтедобычу, по нашим оценкам, должна составлять не менее 13 млрд.\$/год. За ближайшие 11 лет (2005-2015гг.) в сумме на это потребуется 140-145 млрд.\$ (без учета затрат на развитие нефтепереработки и трубопроводного транспорта).

Но целесообразны ли столь масштабные инвестиции в нефтедобывающую отрасль? Только ли от объема капитальных вложений зависит возможность обеспечения добычи нефти по России в объеме более полумиллиарда тонн?

Развернутый ответ на этот вопрос дан в статье [1], где на основе анализа существующей ресурсной базы и скептической оценки намерений нефтедобывающих компаний (кроме ОАО “Сургутнефтегаз”) по наращиванию объемов эксплуатационного бурения, сделан вывод об отсутствии объективных условий в России для достижения уровня добычи нефти свыше 500 млн.т/год. Достаточно реалистичным в этом плане выглядит базовый сценарий поддержания эксплуатационного бурения на текущем уровне – около 9 млн.м/год. При этом максимальная добыча нефти по России составит около 480 млн.т в 2006г. Реализация этого вероятного сценария, по нашим оценкам, потребует ежегодных инвестиций в нефтедобывающую отрасль России в объеме порядка 9 млрд.\$/год. В целом это коррелируется с оценками других специалистов по экономике. Но напомним, что при этом они “жаждут” существенно более высоких уровней добычи нефти по нефти.

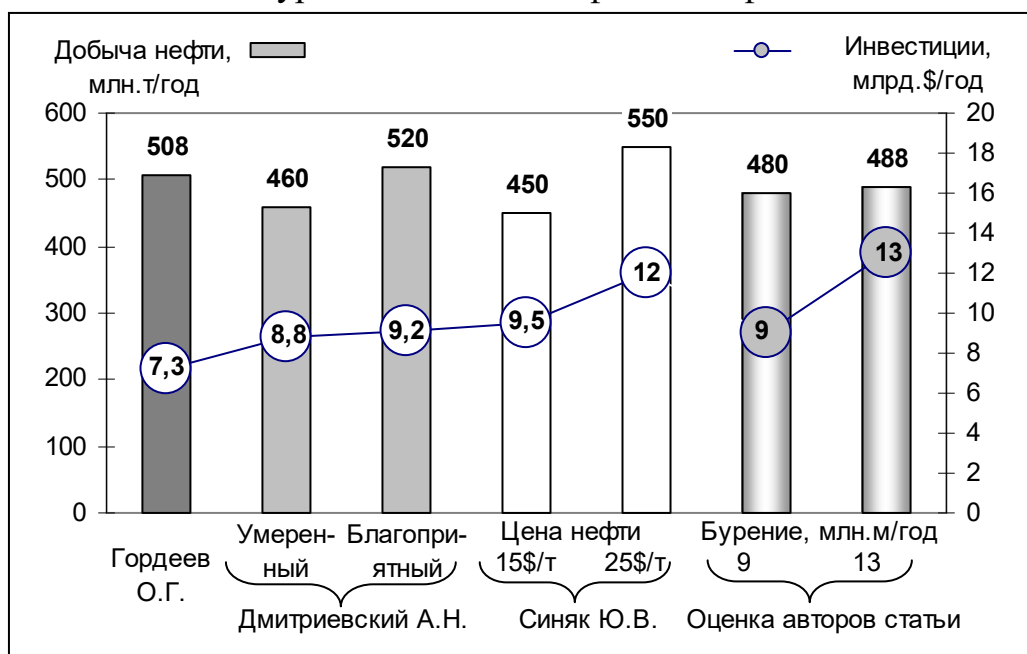


Рис. 1. Прогнозы максимальных уровней добычи нефти по России и потребностей в ежегодных инвестициях

Для ответа на первый вопрос (смогут ли компании с целью дальнейшего роста нефтедобычи инвестировать в отрасль по 13 и более млрд.\$/год?) необходимо исследовать их текущий фактический уровень капитальных вложений. Сколько же нефтяные компании вкладывают денег в добычу сейчас?

Получить однозначный ответ на этот вопрос достаточно сложно. По оценкам ряда экспертов [16], в последние три года прямые инвестиции в нефтяную промышленность достигали 8-9 млрд.\$/год. Ориентировочную величину инвестиций, осваиваемых нефтяными компаниями в России, можно установить, исходя из оценки удельных капитальных вложений – в расчете на одну тонну добытой нефти.

На рис. 2 показана динамика удельных капитальных вложений по основным нефтедобывающим компаниям России, обеспечивающим более 85% от всей добываемой в стране нефти – непосредственно в нефтедобывающее производство (бурение, обустройство, оборудование) [14-17].



Рис. 2. Динамика удельных капитальных вложений по основным нефтедобывающим компаниям РФ за 1999-2004 гг.

Существовавший в 2004г. разброс значений данного показателя по компаниям весьма велик – от 10 до 30 долларов на тонну.

Усредненное расчетное значение удельных капитальных вложений по основным нефтедобывающим компаниям России составляет 15,4 долл/т. Укажем, что данный уровень, более чем вдвое превышает показатели кризисного (1998-1999г.) периода.

В то же время это в несколько раз меньше, чем по наиболее крупным иностранным нефтяным корпорациям: Exxon Mobil, BP, Shell, Total и др. Например, средний показатель удельных капитальных вложений в нефтедобычу в 2003г. у Shell составил около 45 \$/т, у BP и Exxon Mobil [5] – примерно 35-40 \$/т. **Принципиально важно отметить, что пятую часть всей этой суммы, т.е. около 8-9 \$/т эти ведущие зарубежные компании направляют на геологоразведку и подготовку новых запасов.**

Понятно, что при проведении сравнительной оценки российских нефтяных компаний с иностранными, необходимо учитывать, что стоимость капитальных вложений (однотипных производственных сооружений, аналогичных строительных работ) в России и за рубежом – неодинакова. Тем не менее, столь значительное (в 2,5-3 раза) расхождение удельных затрат, позволяет однозначно фиксировать имеющее место фактическое «недоинвестирование» российской нефтедобывающей отрасли.

Особо надо отметить, что существенная часть средств иностранных нефтяных компаний, направляемых на проведение геологоразведочных ра-

бот, обеспечивает им положительную разницу между ежегодными приростами промышленных запасов и объемами добычи углеводородного сырья.

К сожалению, в последние три года в России на осуществление разведочного бурения компании (за исключением ОАО «Сургутнефтегаз») в среднем направляли смехотворные суммы – около 1\$ с каждой реализованной тонны нефти (см.рис.2).

По самым скромным подсчетам (средняя за 2002-2004гг. мировая цена на нефть «Urals» – 28,5\$/бар, на внутреннем рынке – 3000 руб./т, фактическая доля экспорта – 50%), получается, что крупнейшие российские компании инвестировали в разведочное бурение лишь жалкие “крохи” – менее 1% своей выручки. И это в важнейшее направление, от которого непосредственно зависит стабильность деятельности компаний в перспективе.

Справедливости ради следует сказать, что затраты на геологоразведку не ограничиваются только проведением разведочного бурения. Нефтяные компании тратят деньги также и на выполнение различного рода сейсмических, исследовательских и других работ. Однако, основной составляющей геологических работ является именно поисковое и разведочное бурение. Можно сказать, что в целом геологоразведка запасов углеводородов в последние годы в России является явно “заброшенным” направлением. Нефтяной бизнес России “живет одним днем” – сегодняшним и в завтра не заглядывает.

Напомним некоторые известные факты: за последние 15 лет (1990-2004гг.) объемы поисково-разведочного бурения (см.рис.3) сократились в России более чем в шесть раз.

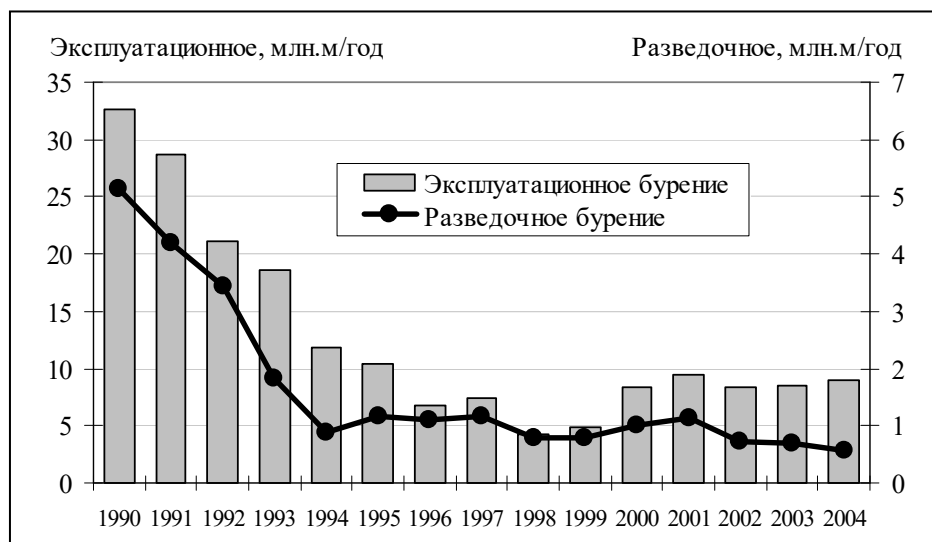


Рис. 3. Динамика объемов эксплуатационного и разведочного бурения в России нефтяными компаниями

Ситуация еще больше осложнилась с отменой в 2002 году налога на воспроизводство минерально-сырьевой базы (ВМСБ), когда финансирование ГРП было почти полностью возложено на недропользователей.

Логичным следствием этого является то, что уже многие годы приросты запасов нефти по России не компенсируют объемы ее добычи (табл. 2). **Причем основной прирост запасов нефти происходит не за счет открытия новых месторождений, а за счет доразведки (или переоценки запасов) и прироста**

КИН уже известных нефтяных залежей, а также перевода запасов углеводородов из предварительно оцененных в категорию разведанных.

Оценить реально необходимый объем финансирования ГРР из-за специфики и рискованности этого направления – достаточно сложно. Ясно одно, что финансирование должно быть значительно увеличено по сравнению с сегодняшним уровнем. По расчетам МПР в ближайшие 10 лет для восстановления относительно приемлемого баланса между темпами добычи полезных ископаемых и воспроизводством их запасов российским нефтегазовым компаниям необходимо инвестировать в геологоразведку не менее 30 млрд.\$, т.е. по 3 млрд.\$ в год [8]. По информации Федерального агентства по недропользованию для воспроизводства запасов нефти в геологоразведочные работы необходимо ежегодно вкладывать по 130 млрд.руб или 4,6 млрд.\$/год [9]. Кое-кто называет еще более высокие цифры необходимых затрат на ГРР.

Таблица 2

Сравнение объемов добычи нефти и прироста запасов нефти по России

| Показатели | Годы | | | | | | В сумме за 5 лет (2000-2005гг.) |
|--|------|------|------|------|------|-------------------------|---------------------------------|
| | 2000 | 2001 | 2002 | 2003 | 2004 | Оценка 2005* | |
| Добыча нефти, млн.т | 323 | 347 | 380 | 421 | 459 | 455* 460*** 485** | 1930 |
| Прирост запасов нефти всего, млн.т | 313 | 293 | 254 | 240 | 238 | 260*** 330* | 1334 |
| Текущий коэффициент восполнения добычи нефти приростом запасов | 0,97 | 0,84 | 0,67 | 0,57 | 0,52 | 0,56-0,73 | 0,69 |

* – Оценка Министерства природных ресурсов (март 2005г.) [6]

** – Оценка МЭРТ

*** – Оценка Федерального агентства по недропользованию [9]

2. Перспективы экспорта нефти из России

Высокие темпы роста добычи нефти и обилие оптимистических прогнозов по дальнейшему развитию отрасли инициировали обсуждение серьезного вопроса о необходимости расширения экспортных возможностей страны.

Экспортные мощности России на конец 2004г. составляли около 260 млн.т/год. Постановка вопроса о расширении и диверсификации экспортных маршрутов связана с тем, пока что годовое потребление нефти в России составляет сегодня менее 200 млн.т/год (с учетом выработки нефтепродуктов, отправляемых на экспорт). При отсутствии предпосылок к существенному увеличению внутрироссийского спроса, остающиеся (по “радужным оценкам”) в перспективе объемы добытой нефти в 300-350 млн.т/год могут быть поставлены на мировой рынок.

Ключевой вопрос дня: а будет ли она получена вообще, эта дополнительная нефть в России и в каких объемах?

По последнему (на наш взгляд, необычайно оптимистическому) прогнозу министра промышленности и энергетики В.Б. Христенко, уровень добычи нефти в России в период до 2020 года (при цене на нефть на мировом рынке \$25-35 за баррель) может достигнуть 550- 590 млн. тонн в год (т.е. на 20-28 % больше, чем извлечено в 2004 году). В этом “лечезарном” варианте экспорт

будет непрерывно расти до 2010 года, а затем он выйдет на стабильный уровень и к 2020 году достигнет 330-370 млн.т/год.

Уместно напомнить, что фактический объем экспорта в 2004 году (с учетом транзита и поставок нефти в страны ближнего зарубежья) составил 257 млн.т. Таким образом, рост экспорта по сценарию В.Б. Христенко составит 28–44% к текущему уровню. Учитывая, что стратегия российского нефтяного экспорта при текущем (“высоком”) уровне мировых цен и относительно постоянном объеме поставок нефти на российские НПЗ предполагает его динамичный рост, то при прогнозе получения дополнительной нефти такая перспектива выглядит весьма заманчиво. Заметим, что в последние годы экспорт нефти из России действительно рос очень высокими темпами (табл. 3).

Таблица 3

Динамика добычи нефти и ее экспорта по России

| Показатели | Годы | | | | | | | |
|------------------------------|------|------|------|------|------|------|------|------------------|
| | 1998 | 1999 | 2000 | 2001 | 2002 | 2003 | 2004 | Прогноз на 2005* |
| Добыча нефти, млн.т/год | 303 | 305 | 323 | 348 | 380 | 421 | 459 | 485* |
| Годовой темп роста добычи, % | -0,7 | 0,6 | 5,9 | 7,7 | 9,0 | 11,0 | 8,9 | 5,7 |
| Экспорт нефти, млн.т/год | 137 | 135 | 140 | 157 | 187 | 219 | 257 | 286* |
| Цепной индекс роста, % | 1 | -2,0 | 4,1 | 12 | 19 | 17 | 18 | 11 |
| Базисный индекс роста, % | 1 | -2,0 | 2,0 | 14 | 36 | 59 | 88 | 108 |

* – прогноз Минпромэнерго (оценка 2005г.) [10]

Таким образом, “предвкушаемый” некоторыми специалистами и чиновниками интенсивный рост добычи нефти “подталкивает” ТЭК к увеличению инвестиций не только в непосредственное освоение запасов нефти, но и одновременно – в значительное расширение экспортных каналов сбыта нефти.

Из печати известно, что в ближайших планах ОАО “Транснефть” присутствует реализация проекта расширения Балтийской трубопроводной системы (БТС) – до 60 млн.т/год. Стоимость проекта – около 0,5 млрд.\$.

С ростом добычи нефти в Тимано-Печорском бассейне связывают необходимость строительства северного магистрального трубопровода от Харьга до побережья Баренцева море (порт Индига в Ненецком автономном округе) мощностью 25 млн.т/год. Стоимость проекта около 2,2 млрд.\$.

Упоывая на “неограниченный” нефтяной потенциал Западной, Восточной Сибири и Якутии, сейчас проектируется строительство нефтепровода «Тайшет–Находка» (ВСТО) с пропускной способностью до 80 млн.т/год. Проект намечено реализовать в течение ближайших четырех лет – 2005–2008гг.)* [11]. Инвестиционная емкость этого проекта очень велика и по предварительным оценкам может составить около 16 млрд.\$.

Это соответствует примерно двухгодичному фактическому объему капитальных вложений во всю российскую нефтедобывающую промышленность.

Напомним, что стоимость запущенного 25 мая 2005г. нефтепровода Баку-Джейхан, протяженностью 1767км и пропускной способностью более 50 млн.т/год, составляет 2,95 млрд.\$ (с учетом выплат по кредитам – 3,6 млрд.\$).

*) Примечание автора: Фактически первая очередь ВСТО была запущена 25 декабря 2009 года.

Несмотря на высокую важность и значимость развития экспортных мощностей для России, следует, на наш взгляд, признать, что в области ТЭКа этот вопрос сейчас вряд ли является первостепенным. Расширение и диверсификацию транспортных магистралей следует рассматривать пока только как «кредит доверия» государства (в лице ОАО «Транснефть») – нефтяным компаниям. Совершенно ясно, что для того, чтобы колоссальные инвестиции в создание новой транспортной инфраструктуры оправдались и нефтяным компаниям и государству следует уделить более пристальное внимание увеличению результативности геологоразведочных работ, в первую очередь, на востоке страны. Может быть целесообразно привлечь к процессу изучения перспектив этих малоосвоенных земель компании Индии, Китая, Южной Кореи и Японии?

Из вышеизложенного следует, что и в средне- и в долгосрочной перспективе экспорт энергоресурсов будет оставаться основой развития российской экономики. Но сейчас ясно одно – Россия не обладает пока необходимыми разведанными запасами для безудержного форсирования экспорта нефти за рубеж.

3. Инвестиции в отечественную нефтеперерабатывающую промышленность

Делая основной акцент в экономическом развитии страны на реконструкцию старых и строительство новых экспортных маршрутов, важно не забывать, что рост национальной экономики напрямую связан с внутренним потреблением товаров (см.табл.4), в том числе нефти и ее производных.

Таблица 4

Динамика внутреннего потребления нефти в России

| Показатели | Годы | | | | | | |
|---|------|------|------|------|------|------|------|
| | 1998 | 1999 | 2000 | 2001 | 2002 | 2003 | 2004 |
| Добыча нефти, млн.т/год | 303 | 305 | 323 | 348 | 380 | 421 | 459 |
| Первичная переработка нефти в РФ, млн.т | 164 | 169 | 174 | 178 | 184 | 189 | 194 |
| Цепной индекс роста переработки нефти в РФ, % | 1 | 2,9 | 3,2 | 2,3 | 3,4 | 2,7 | 2,7 |
| Базисный индекс роста переработки нефти в РФ, % | 1 | 2,9 | 6,2 | 8,6 | 12,3 | 15,4 | 18,5 |
| Доля нефти, переработанной в РФ, % | 54 | 55 | 54 | 51 | 48 | 45 | 42 |

Важно отметить, что за шестилетний период (с 1999 по 2004 год) объем первичной переработки нефти в России вырос лишь на 19%. Среднегодовой темп ее роста составил 3,1% при среднегодовом темпе роста нефтедобычи – 8,5% и росте экспорта – 14%.

Сложившаяся тенденция свидетельствует о том, что основная ставка в обеспечении экономического роста делается, главным образом, на высокие мировые цены нефти и экспорт, но лишь во вторую очередь – на развитие отечественного промышленного производства.

Отметим также, что объем внутреннего потребления нефти меньше представленных в таблице 4 объемов первичной переработки, так как весомая

(примерно треть) часть произведенных нефтепродуктов – также экспортируется в зарубежье. В основном, это мазут и дизельное топливо.

Таким образом, для того, чтобы решить задачу удвоения ВВП страны необходимо осуществлять расширенное инвестирование не только нефтедобывающего сектора экономики, но и нефтепереработки.

Однако, в условиях высоких мировых цен на нефть, инвестиции в нефтеперерабатывающую промышленность для российских ВИНК являются пока менее привлекательными. Компании не спешат реконструировать ранее построенные НПЗ из-за недостаточной окупаемости проектов в этом рыночном сегменте. Хотя повышение глубины переработки нефти на отечественных НПЗ и увеличение доли светлых нефтепродуктов в структуре экспорта несомненно способствовало бы существенному и необходимому развитию как этой отрасли, так и экономики государства в целом.

По сведениям руководителя Федерального агентства по энергетике С.Оганесяна в 2004г. в нефтеперерабатывающую отрасль России было инвестировано 29,2 млрд.руб., т.е. примерно в восемь раз меньше, чем в нефтедобычу [9]. Согласно его прогнозу суммарная величина капитальных вложений в данное направление до 2010г. составит 131 млрд.руб. Таким образом, пока можно предположить, что в лучшем случае инвестиции в нефтепереработку внутри России останутся на существующем крайне невысоком уровне ~ 1 млрд.\$/год.

Интересно сопоставить эти цифры с оценками инвестиционной емкости нефтеперерабатывающей отрасли России, которые делают зарубежные специалисты. Так, представители международного энергетического агентства определили, что за период 2001-2030гг. потребный объем инвестиций в нефтеперерабатывающий сектор российской экономики должен составить колоссальную величину ~ 200 млрд.\$ (т.е. в среднем по 6,7 млрд.\$/год) [12]. Конечно, такие оценки, следует воспринимать с известной долей скепсиса, однако, масштаб несоответствия фактических и необходимых капитальных вложений в отечественную нефтепереработку – очевиден и не может не тревожить наше цивилизованное общество.

Обобщая вышеизложенное, можно попытаться приблизительно спрогнозировать некий общий объем инвестиций в нефтяную отрасль России на период 2005-2015гг. для двух возможных сценариев её дальнейшего развития (табл. 5):

- Базовый – с сохранением ежегодных объемов эксплуатационного бурения на уровне 9 млн.м/год до 2015 года;
- Оптимистичный – с постепенным увеличением ежегодных объемов эксплуатационного бурения до 13 млн.м/год.

Следует пояснить, что прогнозные учтенные нами затраты на развитие трубопроводного транспорта в ближайшие четыре года включают не только реализацию планов ОАО “Транснефть” по расширению БТС, строительству Северного (до п.Индига) и Восточного (до п. Находка) нефтепроводов, но также и необходимые ежегодные капитальные вложения в модернизацию имеющихся сетей. Однако, под новые (предполагаемые некоторыми россий-

скими “оптимистами”) огромные экспортные мощности ~ 370 млн.т/год (с учетом вновь создаваемых мощностей на 110 млн.т/год) должна быть своевременно подготовлена соответствующая ресурсная база УВС. Пока ее нет, она существует лишь в воображении указанных “оптимистов”.

Таблица 5
Суммарная потребность нефтяной отрасли России в инвестициях в средне- и долгосрочной перспективе

| Направления затрат | Годы | | | | | | | | | | | Всего за 2005-2015гг. | То же, в среднем за 1 год |
|--|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|-----------------------|---------------------------|
| | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | | |
| В добычу нефти: | | | | | | | | | | | | | |
| – Базовый вариант (бурение 9 млн.м/год) | 9 | 9 | 9 | 9 | 9 | 9 | 9 | 9 | 9 | 9 | 9 | 99 | 9,0 |
| – Оптимистичный вариант (уровень бурения 13 млн.м/год) | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 13 | 13 | 13 | 13 | 13 | 13 | 133 | 12,09 |
| Проведение ГРП | 2,0 | 2,3 | 2,6 | 2,9 | 3,2 | 3,5 | 3,8 | 4,1 | 4,4 | 4,7 | 5,0 | 39 | 3,55 |
| Развитие трубопроводного транспорта | 3,7 | 7,3 | 7,3 | 5,2 | 2,0 | 2,0 | 2,1 | 2,2 | 2,3 | 2,4 | 2,5 | 39 | 3,55 |
| Реконструкция НПЗ | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 11 | 1,0 |
| Итого затрат: | | | | | | | | | | | | | |
| – Базовый вариант | 16 | 20 | 20 | 18 | 15 | 16 | 16 | 16 | 17 | 17 | 18 | 188 | 17,09 |
| – Оптимистичный вариант | 16 | 21 | 22 | 21 | 19 | 20 | 20 | 20 | 21 | 21 | 22 | 222 | 20,18 |

Примечательно, что по признанию руководства ОАО “Транснефть” на текущий момент (начало 2005г.) существующий профицит экспортных мощностей компании составляет около 14 млн.т нефти в год [13].

Если предположить, что динамика первичной переработки нефти в России будет ежегодно увеличиваться на 3% (текущая тенденция), то к 2015г. ее объем составит 270 млн.т/год. Даже если предположить, что уровень нефтедобычи к этому моменту достигнет “желаемых” 500 млн.т/год (что весьма сомнительно), – на внешние поставки останется всего лишь 230 млн.т. В этом случае потенциальные экспортные мощности (с учетом вновь создающихся) окажутся загруженными лишь на $\frac{2}{3}$.

Оправдано ли в таких условиях тратить деньги на расширение и диверсификацию магистральных нефтепроводов?

Выводы

1. Для обеспечения прогнозируемого “оптимистами” дальнейшего роста добычи нефти по России добывающим компаниям в ближайшие годы необходимо будет существенно увеличить свои инвестиционные программы. В первую очередь, это касается наращивания объемов как эксплуатационного, так и разведочного бурения.

2. Суммарная потребность в инвестициях нефтяной отрасли (включая развитие трубопроводного транспорта и реконструкцию НПЗ) на период 2005–2015гг. нами оценивается в объеме:

- 188 млрд.\$ – в базовом варианте при сохранении текущих объемов эксплуатационного бурения на уровне 9 млн.м/год;

- 222 млрд.\$ – в оптимистичном варианте при постепенном увеличении эксплуатационного бурения до уровня 13 млн.м/год.

3. Для поступательного развития, непосредственно нефтедобывающей отрасли ежегодный объем прямых инвестиций в производство должен быть доведен до 13-15 млрд.\$/год, включая затраты на геологоразведочные работы.

4. Развитие экспортных мощностей страны – стратегически важная задача. Однако, принимаемые в этой области решения необходимо подвергнуть всестороннему и квалифицированному анализу. В первую очередь, это касается оценки ситуации с обеспеченностью создаваемых трубопроводных мощностей запасами нефти, достаточными для загрузки экспортных нефтепроводов, при условии первоочередного удовлетворения потребностей внутреннего рынка России в нефти и нефтепродуктах.

5. Рост отечественной экономики исключительно за счет увеличения экспорта нефти не может и не должен быть долговременным (даже при высоких ценах на нефть). Необходимо создавать условия и реализовывать проекты по реконструкции объектов нефтеперерабатывающего комплекса, но главное создание и внедрение новых высокотехнологичных производств. Без этих факторов задача удвоения внутреннего валового продукта России не может быть решена.

Литература

1. Янин А.Н. “Груз-500” отечественной нефтяной промышленности // Сибирский посад №№ 11, 12 за 2005г.

2. Дмитриевский А.Н., Максимов В.М. Перспективы развития нефтяной промышленности России до 2020 года // Нефтяное хозяйство. – 2003. – №12. – с.10-15.

3. Гордеев О.Г. Состояние и перспективы развития нефтяной и газовой промышленности // Нефтяное хозяйство. - 2003. - №1. - с.4-7.

4. Синяк Ю.В.: Экономические условия перспективного развития нефтегазового комплекса России // Финансово-экономический вестник нефтяной и газовой промышленности. - 2003. - №9.

5. Результаты деятельности концерна Shell в 2003г. // Межотраслевой научно-информационный тематический сборник “Газетная и журнальная информация” ВНИИОЭНГ, № 6-7, 2005.- с.97.

6. Сибирский Посад, - 2005, №13.

7. Энергетическая стратегия России на период до 2020г.

8. Недропользование по Трутневу. // Нефтегазовая вертикаль №6.- 2004.

9. www.advis.ru (А.Ледовских, С.Оганесян)

10. www.ashng.ru

11. Распоряжение Правительства РФ от 31 декабря 2004г. Щ-1737-р о строительстве трубопровода в направлении до Находки.

12. Уильям Рамсей Инвестиционные перспективы России // Экономика России 21 век, № 14, 2005.

13. “Транснефть” разгружает трубу за деньги международного банковского синдиката, // Коммерсант от 16.04.2005.

14. Нефтегазовая вертикаль.- Статистика. // №3.-2005, №2.-2004, №2.-2003, №3.-2002.

15. Нефтегазодобывающая и нефтеперерабатывающая отрасли России в 1999г. — М.: ОАО “ВНИИОЭНГ”, 2000.

16. Нефтегазодобывающая и нефтеперерабатывающая отрасли России в 2000г. — М.: ОАО “ВНИИОЭНГ”, 2001.

Для ознакомления. Номера страниц не соответствуют официальной версии.

17. Шафраник Ю.К. О факторах, определяющих перспективы развития нефтяного комплекса России. // Нефтяное хозяйство. – 2005. – №4.

А.Н.Янин

Нефть и кризис

/ прогноз добычи нефти по России до 2015 года в условиях кризиса /*)

*"Никакую проблему нельзя решить
на том же уровне,
на котором она возникла"*

Альберт Эйнштейн

Примерно с начала четвертого квартала 2008 года Россия оказалась реально вовлеченной в сферу общемирового финансового кризиса, вступив в полосу рецессии своей экономики. /"Рецессия" (лат.recessio) – спад производства или замедление темпов его роста/. Датой начала глобального кризиса принято считать 15 сентября 2008г., когда рухнул один из ведущих банков США – “Лейман Бразерс”. Свершившиеся последствия кризиса ежедневно комментируются в средствах массовой информации. Труднее обстоит дело с прогнозами: что будет в ближайшие годы с экономикой России, насколько глубоким окажется "дно" кризиса? В наибольшей степени этот интерес относится к "локомотиву" отечественной экономики – нефтяной сфере ТЭКа. Что будет с добычей и ценами на нефть, сейчас интересует практически каждого – от министра до рабочего.

Напомним, что еще до начала кризиса, а точнее – 21 августа 2008г., Правительство РФ “подбило” итоги развития экономики страны за январь-июнь 2008 года и рассмотрело прогноз социально-экономического развития России на 2009-2011 годы по двум вариантам:

Вариант 1 (инерционный) – правительство предусматривало увеличение добычи нефти (с ожидаемого за 2008 г. в то время уровня – 492 млн.тонн) до 497-501 млн.тонн в 2009-2011гг.

Вариант 2 (инновационный) – правительство оптимистично предполагало дальнейший неуклонный рост объемов добычи нефти: в 2009г. – до 503 млн.тонн, в 2010г. – до 518 млн.тонн/год.

Оба указанных варианта были рассчитаны при цене на нефть марки Urals на мировом рынке – 112 долл./баррель в 2008 г., при последующем ее падении до 88 долл./баррель – в 2011 г. Что случилось далее, все мы теперь знаем. Не прошло и полгода, как стало ясно, что указанные планы поступательного развития ТЭКа России претерпят серьезные изменения.

Положение дел в нефтяной отрасли, в первую очередь, определяется ценами на мировом рынке, динамика которых на локальных отрезках времени – совершенно непредсказуема. Известно, что в середине 2008 года цена нефти достигла своего «спекулятивного» пика в 147 долл./баррель, а к концу года рухнула в 4,2 раза – до 35 долл./баррель. /Для сведения: примерная средняя цена за 25-летний период 1980-2004 гг. составляла 24 долл./баррель. Средняя цена тонны нефти марки “Urals” на мировом рынке равнялась: в 2007 г. – 69,2 долл./баррель, в 2008 г. – 94,8 долл./баррель, в 2009 г. ≈ 61 долл./баррель./

*) Опубликовано в журнале "Бурение и нефть", М., 2009, № 6, с. 6-9.

Современная ситуация на рынке нефти и газа характеризуется высоким уровнем неопределенности и непредсказуемости. Что будет с нефтяными ценами в перспективе не смогут предсказать даже экстрасенсы. В этих условиях нефтяным компаниям практически невозможно сколь-нибудь достоверно планировать свою деятельность как на текущий, и так и последующие годы.

Ключевые вопросы дня: насколько глубоко кризис поразит нефтяную отрасль России, каким будет спад буровой активности и, соответственно, насколько серьезным окажется снижение уровней добычи нефти?

Ниже автор излагает собственные оценки возможных сценариев развития отечественной нефтяной промышленности на период до 2015 года. Естественно, что повышенный интерес при этом вызывают возможные уровни добычи нефти в самые ближайшие – "базовые" 2009 и 2010 годы.

- **Текущая ситуация в нефтедобыче**

Известно, что за последнее десятилетие нефтяная промышленность России продемонстрировала достижение бесспорно фантастических, неожиданных для всего мира результатов.

За этот период добыча жидких углеводородов (нефть+конденсат) выросла по стране с 305,3 млн.тонн (1999 г.) до максимума 491,3 млн.тонн (2007 г.) или в 1,6 раза при росте объемов эксплуатационного бурения с 5,988 млн.м до 13,761 млн.м/год (табл. 1). Эксплуатационный фонд к концу 2007 года был доведен до 157,1 тыс.скважин, из которых действовало 131,3 тыс.скважин, в неработающем фонде находилось – 25,8 тыс.скважин или 16,4 % от эксплуатационного фонда. Степень использования фонда – улучшилась.

По состоянию на 01.09.2008 г. в эксплуатационном фонде нефтяной промышленности РФ насчитывалось 158,3 тыс.скважин, из них действовало 133,5 тыс.скважин (или 84,3%), в неработающем фонде находилось 24,8 тыс.скважин. Среднесуточная добыча нефти в августе 2008г. находилась на уровне 1341,8 тыс.т/сут, а в среднем за январь-август 2008г. она составляла 1332,9 тыс.т/сут при средней за весь 2007 г. – 1346,045 тыс.т/сут.

За 8 месяцев 2008г. метраж эксплуатационного бурения достиг 9,9 млн.м, ввод новых скважин – 3593. Ожидаемая по году проходка (без разведочного бурения), очевидно, превысит 14,5 млн.м, а ввод новых скважин, возможно, будет больше, чем 5,4 тыс.шт.*

Таким образом, предкризисная ситуация в нефтяной отрасли Российской Федерации была достаточно стабильна и устойчива и характеризовалась очень высокими результатами в производстве углеводородного сырья.

Отметим, что 2007 год оказался вторым в истории страны годом с максимальной, "пиковой" (491,3 млн.тонн) добычей нефти, т.к. в 2008 году по предварительной оценке автора она должна снизиться до 488 млн.тонн/год или ~ на 0,7 %.

Отметим, что за последние «ударные» 2007-2008 годы фактически будет пробурено примерно столько же метров (без разведки) горных пород, сколь-

* **Примечание автора:** Фактический объем эксплуатационного бурения по РФ в 2008 г. составил 14,603 млн.м, добыча нефти (с конденсатом) за год – 488,487 млн.т при среднесуточной – 1334,664 тыс.т/сут, ввод новых скважин – 5593 шт.

ко за предыдущие три года (2004-2006 гг.). Тем не менее, обнаруживается, что какого-либо прироста (за счет этого бурения) в добыче нефти в 2008 году вообще не будет получено. Вся (значительная) добыча нефти из новых скважин пошла на компенсацию естественного падения по переходящему (старому) фонду скважин из-за ускоренного его обводнения. Можно с высокой степенью уверенности констатировать, что к 2008 году все сколь-нибудь значимые технологические резервы дальнейшего ощутимого наращивания добычи нефти по старому, ранее пробуренному фонду скважин введенных месторождений – были фактически полностью «выжаты».

Таблица 1

Динамика добыча нефти (с конденсатом) и эксплуатационного бурения по России, ХМАО и прочим регионам за 1985-2008 гг.

| Годы | Добыча нефти, млн.т/год | | | | Изменение добычи нефти, млн.т/год | | | То же, % | | | Эксплуатационное бурение, тыс.м/год | | | |
|---------------------------|-------------------------|---------------|-------------------|-------------|-----------------------------------|-------|-------------------|----------|--------|-------------------|-------------------------------------|---------------|-------------------|-------------|
| | РФ | ХМАО | Прочие регионы РФ | % ХМАО | РФ | ХМАО | Прочие регионы РФ | РФ | ХМАО | Прочие регионы РФ | РФ | ХМАО | Прочие регионы РФ | % ХМАО |
| 1985 | 542,3 | 360,8 | 181,5 | 66,5 | - | 2,7 | | | 0,75 | | 28700 | 14667 | 14033 | 51,1 |
| 1986 | 561,3 | 358,4 | 202,9 | 63,9 | 19 | -2,4 | 21,4 | 3,50 | -0,67 | 11,79 | 34115 | 17557 | 16558 | 51,5 |
| 1987 | 569,5 | 360,4 | 209,1 | 63,3 | 8,2 | 2 | 6,2 | 1,46 | 0,56 | 3,06 | 37587 | 20115 | 17472 | 53,5 |
| 1988 | 568,8 | 354,2 | 214,6 | 62,3 | -0,7 | -6,2 | 5,5 | -0,12 | -1,72 | 2,63 | 40603 | 21881 | 18722 | 53,9 |
| 1989 | 552,2 | 336,8 | 215,4 | 61,0 | -16,6 | -17,4 | 0,8 | -2,92 | -4,91 | 0,37 | 39612 | 21410 | 18202 | 54,0 |
| 1990 | 516,3 | 306,0 | 210,3 | 59,3 | -35,9 | -30,8 | -5,1 | -6,50 | -9,14 | -2,37 | 33270 | 18848 | 14422 | 56,7 |
| 1991 | 461,9 | 275,1 | 186,8 | 59,6 | -54,4 | -30,9 | -23,5 | -10,54 | -10,10 | -11,17 | 28717 | 16453 | 12264 | 57,3 |
| 1992 | 399,3 | 227,3 | 172,0 | 56,9 | -62,6 | -47,8 | -14,8 | -13,55 | -17,38 | -7,92 | 20398 | 13554 | 6844 | 66,4 |
| 1993 | 354,3 | 198,2 | 156,1 | 55,9 | -45 | -29,1 | -15,9 | -11,27 | -12,80 | -9,24 | 18428 | 11297 | 7131 | 61,3 |
| 1994 | 318,0 | 180,3 | 137,7 | 56,7 | -36,3 | -17,9 | -18,4 | -10,25 | -9,03 | -11,79 | 11762,0 | 7585 | 4177 | 64,5 |
| 1995 | 306,6 | 169,1 | 137,5 | 55,2 | -11,4 | -11,2 | -0,2 | -3,58 | -6,21 | -0,15 | 10296 | 6650 | 3646 | 64,6 |
| 1996 | 301,3 | 164,7 | 136,6 | 54,7 | -5,3 | -4,4 | -0,9 | -1,73 | -2,60 | -0,65 | 7197 | 4043 | 3154 | 56,2 |
| 1997 | 305,5 | 167,9 | 137,6 | 55,0 | 4,2 | 3,2 | 1,0 | 1,39 | 1,94 | 0,73 | 7598 | 4545 | 3053 | 59,8 |
| 1998 | 303,4 | 166,3 | 137,1 | 54,8 | -2,1 | -1,6 | -0,5 | -0,69 | -0,95 | -0,36 | 5206 | 3299 | 1907 | 63,4 |
| 1999 | 305,3 | 169,6 | 135,7 | 55,6 | 1,9 | 3,3 | -1,4 | 0,63 | 1,98 | -1,02 | 5988 | 3678 | 2310 | 61,4 |
| 2000 | 323,2 | 180,5 | 142,7 | 55,8 | 17,9 | 10,9 | 7,0 | 5,86 | 6,43 | 5,16 | 10353 | 5799 | 4554 | 56,0 |
| 2001 | 348,1 | 193,8 | 154,3 | 55,7 | 24,9 | 13,3 | 11,6 | 7,70 | 7,37 | 8,13 | 9720 | 6458 | 3262 | 66,4 |
| 2002 | 379,6 | 209,4 | 170,2 | 55,2 | 31,5 | 15,6 | 15,9 | 9,05 | 8,05 | 10,30 | 8586 | 5391 | 3195 | 62,8 |
| 2003 | 421,3 | 233,1 | 188,2 | 55,3 | 41,7 | 23,7 | 18,0 | 10,99 | 11,32 | 10,58 | 8576 | 5525 | 3051 | 64,4 |
| 2004 | 458,8 | 254,9 | 203,9 | 55,6 | 37,5 | 21,8 | 15,7 | 8,90 | 9,35 | 8,34 | 8393 | 5850 | 2543 | 69,7 |
| 2005 | 470,0 | 267,3 | 202,7 | 56,9 | 11,2 | 12,4 | -1,2 | 2,44 | 4,86 | -0,59 | 9481 | 7386 | 2095 | 77,9 |
| 2006 | 480,5 | 275,6 | 204,9 | 57,4 | 10,5 | 8,3 | 2,2 | 2,23 | 3,11 | 1,09 | 11583 | 8752 | 2831 | 75,6 |
| 2007 | 491,3 | 278,4 | 212,9 | 56,7 | 10,8 | 2,8 | 8,0 | 2,25 | 1,02 | 3,90 | 13761 | 10209 | 3552 | 74,2 |
| 2008 | 488,5 | 277,6 | 210,9 | 56,8 | -2,8 | -0,8 | -2,0 | -0,57 | -0,29 | -0,94 | 14603 | 10700? | 3903? | 73,3 |
| В сумме за 24 года | 10227,3 | 5965,7 | 4261,6 | 58,3 | | | | | | | 409930 | 251652 | 172881 | 61,4 |

Вследствие этого, динамика дальнейшей добычи нефти (начиная с 2009 года) будет определяться, как объемами буровых работ, так и "процентом падения" добычи нефти по переходящему фонду добывающих скважин отрасли, а также динамикой освоения новых запасов (Приобское, Ванкорское, Южное Хыльчую, Салымская группа, Сахалин, Якутия).

• Тенденции нефтедобычи на ближайшие годы

Низкие или недостаточно высокие цены на нефть на мировом (и российском) рынках в ближайшие 2009-2010 гг. способны вызвать ряд стратегически значимых отрицательных явлений, основными из которых могут быть следующие:

- серьезное снижение объемов эксплуатационного бурения и ввода новых скважин на разбуриваемых месторождениях;
- отказ от освоения новых (тем более, удаленных и малорентабельных) месторождений УВС, ранее планировавшихся компаниями ко вводу;
- отказ от бурения недостаточно рентабельных и прибыльных по дебиту нефти скважин (очевидно, менее 30-40 т/сут);
- сокращение объемов капитального строительства в сфере нефтедобычи и эксплуатационных затрат на извлечение продукции из скважин;
- сокращение действующего эксплуатационного фонда скважин, увеличенный вывод в неработающий фонд низкорентабельных, малодебитных и высокообводненных добывающих скважин;
- сокращение объемов геолого-технических мероприятий и работ по применению методов увеличения нефтеотдачи (МУН) пластов;
- временная остановка нерентабельных месторождений (до начала роста цены на нефть, видимо, до 50-60 долл./баррель);
- передел нефтяного рынка между его "акулами" и основными "игроками" путем поглощения, в первую очередь, мелких и средних нефтедобывающих предприятий, тяжело переживающих кризисные времена.

Отметим, что полностью нормализовать ситуацию в отрасли вряд ли способно даже пятикратное (~ с 500 до ~ 100 долл./тонну) снижение экспортных пошлин на нефть, оперативно и почти своевременно сделанное Правительством РФ. Здесь необходимо введение новых дополнительных налоговых послаблений для недропользователей, а также упрощение несовершенной и бюрократизированной системы управления нефтедобычей со стороны государственных органов, о чем неоднократно говорили руководители ряда крупных ВИНК (ОАО Сургутнефтегаз и др.).

Понятно, что все вышеперечисленные факторы весьма важны, но наиболее значимым для сохранения уровней добычи следует считать поддержание (сохранение) буровой активности российских нефтедобывающих предприятий и ввод новых запасов.

К сожалению, в 2009-2010 годах не исключается резкое сокращение объемов эксплуатационного бурения, возможно, даже падение до уровня 8-10 млн.м/год. Указанное снижение проходки, несомненно, окажет существенное отрицательное влияние на уровни добычи нефти в последующие пятилетки.

• Сценарии развития нефтедобычи по России до 2015 года

В настоящей статье автором рассмотрено три варианта прогноза добычи нефти (с конденсатом) на перспективу до 2015 года (см.рис.1).

Вариант 1 "Гипотетический" (Что будет, если бы не было кризиса), в котором объем проходки в эксплуатационном бурении поддерживается на уровне 13,5-13 млн.т/год вплоть до 2015 года (см.таблицы 2, 4).

Вариант 2 "Пессимистический" – с падением годовых объемов эксплуатационного бурения в 2009-2011 годах до 10 млн.м/год, однако далее – с последующим его ростом до 13 млн.м в 2015 г.

Вариант 3 "Кризисный" – с падением проходки в 2009-2010 годах до 8 млн.м при последующем постепенном увеличении эксплуатационного бурения до 12 млн.м – в 2015 году.

Таблица 2

Прогнозные показатели добычи жидких углеводородов (нефть+конденсат) по России до 2015 года / по вариантам /

| Показатели | Варианты | Годы прогноза | | | | | | |
|-------------------------|----------|---------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| | | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 |
| Добыча нефти, млн.т/год | 1 | 485 | 479 | 473 | 469 | 451 | 445 | 440 |
| | 2 | 474 | 455 | 438 | 427 | 424 | 423 | 421 |
| | 3 | 470 | 443 | 423 | 411 | 407 | 404 | 400 |
| Проходка, млн.м/год | 1 | 13,5 | 13,5 | 13,0 | 13,0 | 13,0 | 13,0 | 13,0 |
| | 2 | 10,0 | 10,0 | 10,0 | 11,0 | 12,0 | 12,5 | 13,0 |
| | 3 | 8,0 | 8,0 | 9,0 | 10,0 | 10,5 | 11,0 | 12,0 |
| Ввод новых скважин, шт. | 1 | 5 075 | 5 056 | 4 860 | 4 851 | 4 842 | 4 833 | 4 824 |
| | 2 | 3 788 | 3 774 | 3 760 | 4 120 | 4 478 | 4 615 | 4 833 |
| | 3 | 3 019 | 3 019 | 3 383 | 3 745 | 3 925 | 4 105 | 4 470 |

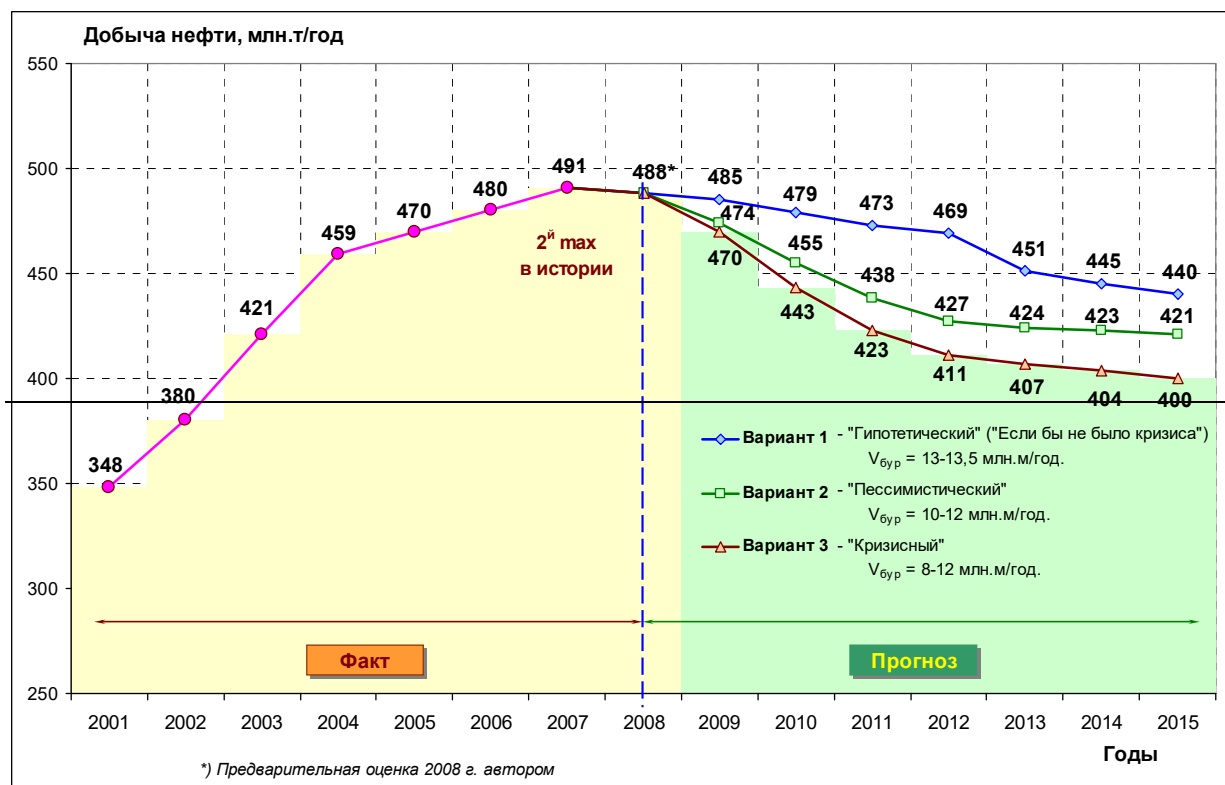


Рис.1. Прогноз добычи жидких углеводородов (нефть+конденсат) по России до 2015 года

По результатам проведенных автором технологических расчетов и полученных результатов (см.табл. 2 и 4) необходимо сделать следующие комментарии.

"Если бы не было кризиса" – добыча нефти по России поддерживалась бы в ближайшие четыре года на достаточно стабильном уровне 470-480 млн.т/год с постепенным ее снижением до 440 млн.т/год к 2015 году (среднее падение ~ 1,5% в год за период) – при условии сохранения объемов эксплуатационного бурения на уровне 13,5-13 млн.м/год.

Примечательно то, что полученные сейчас уточненные расчеты весьма близки (см.табл. 3) к ранее опубликованным (в 2005 г.) прогнозам автора /см.статью "Груз-500 отечественной нефтяной промышленности" в еженедельнике "Сибирский Посад" (г.Тюмень) №11-12 за 2005 г., в варианте 2 с объемом проходки в бурении 12 млн.м/год/.

Таблица 3

Прогнозы добычи по России нефти*), сделанные автором в 2005 и 2009 гг.

| Наименование | Показатели | Годы | | | | | | | За 2009-2015гг. |
|--|----------------------|------|------|------|------|------|------|------|-----------------|
| | | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | |
| Прогноз автора (начало 2005г.) | Добыча нефти, млн.т | 487 | 484 | 479 | 473 | 464 | 454 | 443 | 3284 |
| | Объем бурения, млн.м | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 84 |
| Прогноз автора (начало 2009г.) Вариант 1 | Добыча нефти, млн.т | 485 | 479 | 473 | 469 | 451 | 445 | 440 | 3242 |
| | Объем бурения, млн.м | 13,5 | 13,5 | 13 | 13 | 13 | 13 | 13 | 92 |

*) Включая конденсат

Из таблицы 3 видно, что, несмотря на четырехлетнюю разницу во времени, прежние и нынешние расчеты автора по оценке прогнозных уровней добычи нефти по России на период до 2015г. – очень близки.

Особо подчеркнем, что полученные нами уровни значительно отличаются от оптимистических оценок группы академических ученых из Новосибирска (А.Э.Конторович, А.Г.Коржубаев и др.), которые до самого последнего времени (см. "Нефтяное хозяйство" №8 за 2008) предрекают неизбежный рост добычи нефти по России до невообразимо высоких уровней: 550-580 млн.т – в 2020 г. и до 600-630 млн.т – в 2030 г.

Профессиональным же специалистам-нефтяникам ситуация в добывающей отрасли России давно предельно ясна – сколь-нибудь серьезные основания для столь радужных прогнозов роста добычи нефти по стране вообще отсутствуют.

Из проведенных расчетов видно, что кризис может оказать отрицательное влияние на уровни добычи нефти и объемы эксплуатационного бурения по России. **Однако при этом принципиально важно подчеркнуть, что никакой катастрофы с нефтедобычей в стране – российскому обществу ожидать не следует.**

Таблица 4

Сравнение показателей нефтедобычи (включая конденсат) по России до 2015 года
/ по вариантам /

| Показатели | | Варианты | | |
|--|-------------|-------------------------------------|--------------------------------|--------------------|
| | | 1 /"Если бы не было кризиса"/ | 2 /"Пессими- стический"/ | 3 /"Кризисный"/ |
| Уровни добычи нефти, млн.т/год | в 2009 году | 485 | 474 | 470 |
| | в 2010 году | 479 | 455 | 443 |
| | в 2011 году | 473 | 438 | 423 |
| Накопленная добыча нефти за 2009-2015 гг., млн.т | | 3242 | 3063 | 2958 |
| Накопленный объем эксплуатационного бурения за 2009-2015 гг., млн.м | | 92,0 | 78,5 | 68,5 |
| Суммарный ввод новых скважин за 2009-2015 гг., тыс.шт | | 34,3 | 29,4 | 25,7 |

Из рассмотренных вариантов развития нефтедобычи наихудшим представляется Вариант 3, предусматривающий следующие уровни добычи нефти (табл. 5).

Таблица 5

Годовая добыча нефти (с конденсатом) по РФ /Вариант 3/

| Показатели | Фактические показатели | | | | | | | | Прогноз автора. Вариант 3 / "Кризисный" / | | | | | | |
|--------------------------------------|------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|---|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| | 2001 | 2002 | 2003 | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 |
| Добыча нефти, млн.т/год | 348,1 | 379,6 | 421,3 | 458,8 | 470,0 | 480,5 | 491,3 | 488* | 470,0 | 443,0 | 423,0 | 411,0 | 407,0 | 404,0 | 400,0 |
| Изменение добычи нефти, млн.т/год | +24,9 | +31,5 | +41,7 | +37,5 | +11,2 | +10,5 | +10,8 | -3,3* | -18 | -27 | -20 | -12 | -4 | -3 | -4 |
| То же, % | +7,7 | +9,0 | +11,0 | +8,9 | +2,4 | +2,2 | +2,2 | -0,7* | -3,7 | -5,7 | -4,5 | -2,8 | -1,0 | -0,7 | -1,0 |

*) Оценка 2008 года автором по факту за 8 месяцев.

В расчетах автора получено, что "Кризисный" Вариант 3 характеризуется следующими ключевыми параметрами:

- сокращение объема эксплуатационного бурения в 2009-2010 гг. до 8 млн.м/год с последующим его плавным увеличением до 12 млн.м в 2015г.;
- сокращение ввода новых скважин в 2009-2010 гг. в 1,8 раза (~ до 3 тыс.шт.) против уровня 2008г.;
- увеличение темпов падения добычи нефти, которая может снизиться против каждого предыдущего года (см.табл.4 и рис.2) на величину:
 - в 2009 г. – на 18 млн.тонн (или 3,7%);
 - в 2010 г. – на 27 млн.тонн (или 5,7%);
 - в 2011 г. – на 20 млн.тонн (или 4,5%);
- в дальнейшем, в связи с прогнозируемым восстановлением объемов эксплуатационного бурения темп падения годовых уровней добычи нефти значительно уменьшится (до ~ 1% - в 2015 году).

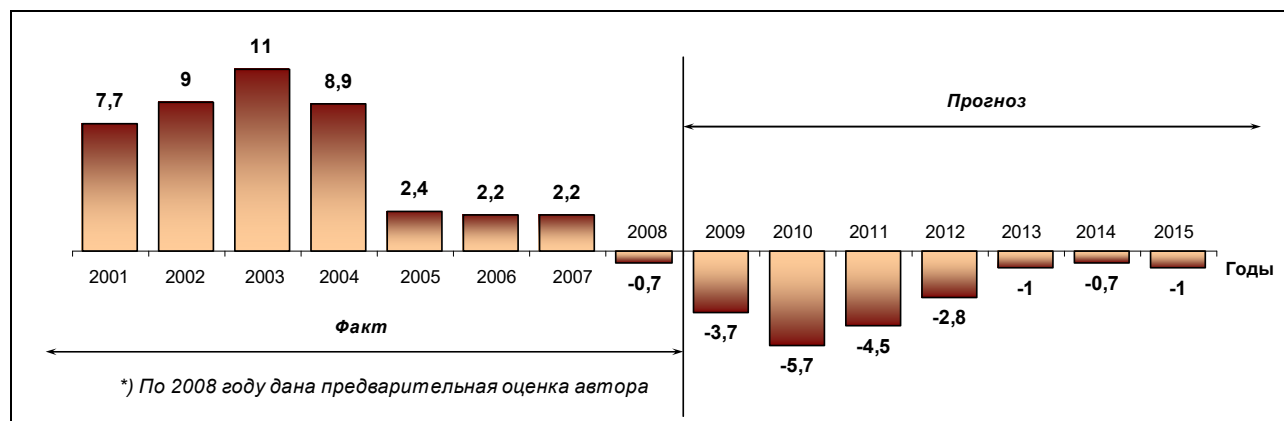


Рис. 2. Процент изменения годовой добычи нефти (Вариант 3)

В случае возможного резкого снижения из-за кризиса объемов эксплуатационного бурения до 8 млн.м в 2009-2010 гг. добыча нефти по сравнению с гипотетическим Вариантом 1 /"Если бы не было кризиса"/ может снизиться по годам на следующие величины:

| | | | |
|---------|------|----------|-----------|
| 2009 г. | – на | 15 млн.т | (- 3,1 %) |
| 2010 г. | – на | 36 млн.т | (- 7,5 %) |
| 2011 г. | – на | 50 млн.т | (-10,6 %) |
| 2012 г. | – на | 58 млн.т | (-12,4 %) |
| 2013 г. | – на | 44 млн.т | (- 9,8 %) |
| 2014 г. | – на | 41 млн.т | (- 9,2 %) |
| 2015 г. | – на | 40 млн.т | (- 9,1 %) |

В сумме за 2009-2015 гг. – на 284 млн.т (- 8,8 % ежегодно).

Получено также, что из-за значительной инерционности разработки месторождений углеводородного сырья в стране основные потери в добыче нефти (50-58 млн.т/год) из-за влияния кризиса проявятся позднее, только через два года – в 2011-2012 гг. При этом в Варианте 3 в 2009-2015 гг. будет введено в эксплуатацию на 8675 скважин меньше, чем в Варианте 1 ("без кризиса"). По оценке автора средний дебит нефти одной скважины по РФ в 2015 г. несколько снизится, до уровня – чуть менее 9 т/сут.

Для сведения также укажем, что согласно недавнему плану Минэкономики РФ /см.газету "Коммерсант" от 19.12.2008г./ добыча нефти (ожидаемая) должна была составить в 2008 году – 489 млн.тонн, а в 2009 году – 481 млн.тонн. Наша оценка ожидаемой вероятной добычи нефти в 2009 году – 474-470 млн.тонн, что на 7-11 млн.тонн меньше, чем в прогнозе Минэкономики.

Попутно интересно отметить, что полученная в Варианте 3 прогнозная кривая падения добычи нефти в 2008-2011 гг. почти повторяет («в зеркальном отображении») кривую роста фактической добычи нефти в предыдущий (до пика отборов) период – т.е. в 2003-2006 гг.

В заключение оценочно укажем, что при развитии добычи нефти по России по Варианту 3 ("Кризисному") в период 2009-2015 годы на ведение буровых работ (без разведки) в объеме 68,5 млн.м потребуется капитальных вложений ориентировочно 1,37 трлн.рублей (или около 40

млрд.долл. США), а общие капитальные затраты (с учетом полного обустройства нефтяных месторождений) могут составить ~ 2,89 трлн.руб. (или 83 млрд.долл. США).

Выводы

1. Показано, что нефтяная промышленность России обладает значительной устойчивостью и огромной «положительной» инерционностью. Сколь-нибудь катастрофического падения добычи нефти из-за кризиса в стране ожидать вообще не следует.

2. В сложившихся кризисных условиях при сохранении низких цен (30-40 долл./баррель) на нефть, один из возможных неблагоприятных сценариев развития нефтяной отрасли России может сопровождаться значительным сокращением объемов эксплуатационного бурения – не исключено, что даже до 8 млн.м/год в 2009-2010 гг.

3. Вследствие этого (при низких ценах на нефть) годовые уровни добычи нефти (включая конденсат) по России могут снизиться: в 2009 г. – до 470 млн.тонн, в 2010 г. – до 443 млн.тонн, в 2011г. – до 423 млн.тонн, 2015 г. – до 400 млн.тонн.

4. Из-за влияния кризиса недобор нефти за семилетний период 2009-2015 годы (по сравнению с вариантом "без кризиса") оценивается в 284 млн.т (в среднем – на 40 млн.т/год или 8,8 % в год), объем проходки в эксплуатационном бурении (без разведки) может сократиться за указанный период на 23,5 млн.м, в эксплуатацию будет введено меньше на 8675 новых скважин.

5. В сложившихся условиях нефтяная промышленность России нуждается в дальнейшем целенаправленном совершенствовании налогового бремени с целью стимулирования поддержания объемов эксплуатационного бурения, ввода новых скважин, реализации планов инвесторов по освоению новых нефтяных месторождений с целью наращивания задействованной в нефтедобыче ресурсной базы углеводородного сырья.

6. При своевременном "адекватном" изменении законодательства РФ (НДПИ, экспортная пошлина и др.) падение цены на нефть на мировом рынке до уровня 50 долл./баррель для нефтяной отрасли России не является сколь-нибудь критичным.

7. Можно предположить, что возобновление многолетнего устойчивого развития нефтяного комплекса России может начаться при росте цены на нефть марки Urals на мировом рынке до уровня не ниже 70-80 долл./баррель.

8. Несмотря на глобальное влияние кризиса (ожидаемое возможное сокращение добычи нефти и, соответственно, ее экспорта за рубеж) Россия останется крупнейшим игроком на мировом нефтяном рынке и в последующий длительный период времени.

А.Н.Янин

«Груз-300» нефтяной отрасли Югры
/ Анализ истории и прогноз добычи нефти по округу до 2010 года /^{*}

*"Прогнозы есть точные,
неточные и научные..."*
Ученые шутят

Энергетическая и стратегическая безопасность России в значительной степени зависят от точности прогноза добычи нефти на перспективу. Составление качественного (даже кратковременного) прогноза – это очень сложная инженерная и геолого-экономическая задача, которая не может быть решена путем простой «графической экстраполяции» исторических данных, как это часто пытаются делать неспециалисты в нефтедобыче.

• Ситуация в нефтедобыче по России на начало 2007 года

Анализ [1] публикаций на эту тему показывает наличие у большинства авторов (в основном, столичных “пикейных жилетов”) необоснованной эйфории по поводу неограниченных возможностей России по наращиванию добычи нефти в перспективе, невзирая на противоположные факты и скромные реалии.

Известно, что темп прироста добычи нефти по России за последние годы значительно снизился: 2003г. – 11%; 2004г. – 8,9%; 2005г. – 2,4%; 2006г. – 2,2%. И это при росте объема эксплуатационного бурения за указанный период на 35%. Тем не менее, несмотря на практическое прекращение прироста производства, из статьи в статью [3, 4] до сих пор кочуют уверения авторов о том, что добыча нефти в России возрастет к 2010 г. до 496-515 млн.т, а к 2015 году – до 507-540 млн.т. А некоторые авторы [5] всерьез надеются, что к 2030г. добыча нефти по стране увеличится до 600 млн.т/год (!).

Все это напоминает известное обещание первого секретаря ЦК КПСС Н.С.Хрущева (данное в начале 60^х годов XX века) о том, что после 1980 г. все население СССР “будет жить при коммунизме”. Увы, как и в случае “с победой коммунизма”, ничего приближенного к указанным ориентирам нефтедобычи по России ожидать не приходится.

Критический анализ чрезмерно оптимистических прогнозов приведен в статье [1]. К слову, выполненные автором в этой статье расчеты нефтедобычи (с конденсатом) по России **на два года вперед** (см.табл.1) оказались необычайно точными и практически совпали с фактически полученными уровнями добычи нефти в 2005-2006 годах:

Таблица 1

| Наименование | 2005г. | 2006г. |
|-------------------------------------|--------|--------|
| Прогноз [1] добычи нефти, млн.т/год | 475 | 480 |
| Фактическая добыча нефти, млн.т/год | 470 | 480 |

^{*}) Опубликовано в журнале "Бурение и нефть", 2007, №5, с.9-13.

Есть все основания полагать, что Россия выходит на свой второй (а первый был достигнут в 1987г. – 569,5 млн.т при объеме эксплуатационного бурения – 37,6 млн.м/год) исторический пик добычи нефти и дальнейший рост добычи нефти по стране – вряд ли возможен. Более того, с позиций макроэкономики, такой рост нецелесообразен. Автор считает, что России вообще нет необходимости добывать более 400 млн.т/год (“лучше меньше, да дольше”). К сожалению, Россия – это не ОПЕК и ограничивать ее за 1,5 века своей нефтедобычи мы так и не научились. По уточненной оценке автора добыча нефти по России составит в 2007г. – 480 млн.т, а в 2015г. \approx 416 млн.т/год.

Если внутреннее потребление нефти возрастет с 207 млн.т в 2005г. до 230 млн.т в 2015г. [4], то на долю экспорта (при добыче, оцененной автором) в 2015г. останется всего лишь 186 млн.т. Как же быть в этом случае с обещанием [4] Западу и Востоку нарастить российский экспорт нефти до 300 млн.т? Как вообще будет выглядеть Россия перед своими энергетическими партнерами – потребителями нефти?

Таким образом, повышение точности планирования добычи нефти на перспективу имеет для России огромное стратегическое и политическое значение. В этой связи значительный интерес представляет анализ дальнейшей ситуации с возможным развитием нефтедобычи по основному региону страны – ХМАО Тюменской области в самый ближайший период – до 2010 года.

• Из истории нефтедобычи по ХМАО

Известно, что едва ли не 9/10^{*)} общероссийской добычи нефти приходится на Уральский и Приволжский Федеральные округа. Сюда входят также ключевые нефтедобывающие субъекты России как ХМАО, ЯНАО, Татарстан, Башкортостан, Самарская и Оренбургская области, Пермский край, Удмуртия. Кроме двух указанных Федеральных округов существенную возрастающую роль в нефтедобыче играет и Северо-Западный Федеральный округ (Республика Коми и Ненецкий автономный округ).

Однако в течение последних 33 лет (начиная с 1974г.), наиболее значимую, ключевую роль в нефтедобыче играет только один субъект России – это ХМАО Тюменской области.

Добыча нефти в Западной Сибири началась именно в ХМАО – 44 года назад, в мае 1964г. Тогда в пробную эксплуатацию были введены Мегионское, Трехозерное и Усть-Балыкское (объект БС₁₋₅) месторождения с годовой добычей нефти – 209 тыс.т и средним дебитом нефти – 192 т/сут. / *Для справки: за весь период эксплуатации из недр этих месторождений добыто около 220 млн.т нефти (из них \sim 2/3 приходится на Усть-Балыкское, БС₁₋₅), однако к 2006г. они были сильно истощены и обеспечивали уже менее 1% годовой добычи по автономному округу./*

Напомним, что в 1965г. был создан легендарный Главтюменнефтегаз, уникальная организация, сыгравшая огромную роль в становлении нефтедобывающей промышленности Западной Сибири. Главтюменнефтегаз просуществовал 25 лет – до 1990 года.

*) **Примечание автора:** В 2008 г. эта доля составила 85,6% при добыче – 418,1 млн.тонн.

В период 1965-1973гг. объемы добычи углеводородного сырья в округе динамично росли. Через 11 лет (в 1974г.) округ вышел на уровень годовой добычи нефти, превышающий 100 млн.т/год, еще через три года (в 1977г.) – свыше 200 млн.т/год, а в 1980г. – свыше 300 млн.т/год. В 1977 году в округе были образованы первые производственные нефтедобывающие объединения: Нижневартовскнефтегаз, Сургутнефтегаз, Урайнефтегаз, Юганскнефтегаз, входившие тогда в состав Главтюменнефтегаза (Миннефтепром).

Период добычи нефти, свыше знаковой “планки” в 300 млн.т/год, длился в округе довольно долго – 11 лет (с 1980 по 1990гг.). Этот период можно заслуженно назвать “золотым периодом” в нефтедобыче по округу (см.табл.2) и всей Тюменской области.

Таблица 2

Характеристика добычи нефти по ХМАО по этапам истории

| Показатели | Этапы добычи нефти | | | | В сумме |
|--|---------------------|-----------|-----------|-------------|-----------|
| | Становления и роста | "Золотой" | Кризисный | Возрождения | |
| Периоды (годы) | 1964-1979 | 1980-1990 | 1991-2000 | 2001-2006 | 1964-2006 |
| Продолжительность, лет | 16 | 11 | 10 | 6 | 43 |
| Накопленная добыча нефти за этап, млн.т | 1403 | 3750 | 1899 | 1434 | 8485 |
| Среднегодовая добыча нефти за этап, млн.т/год | 88 | 341 | 190 | 239 | 197 |
| Объем эксплуатационного бурения за этап, млн.м | 28,3 | 169,1 | 76,9 | 39,4 | 313,7 |
| Среднегодовой объем эксплуатационного бурения, млн.м/год | 1,77 | 15,37 | 7,69 | 6,57 | 7,295 |
| Средняя обводненность за этап, % | 16 | 58 | 81 | 84 | 71 |
| Средний дебит нефти за этап, т/сут | 116 | 38 | 13,3 | 13,1 | 23,3 |
| Средний дебит жидкости за этап, т/сут | 138 | 90 | 71 | 81 | 81 |

Именно в этот “золотой” период максимального своего значения достигла добыча нефти по большинству уникальных и крупнейших месторождений: Самотлор, Мамонтовское, Федоровское, Талинское, Лянторское, Южно-Ягунское, Южно-Сургутское, Западно-Сургутское, Повховское, Аганское, Варьеганское, Покачевское, Северо-Варьеганское и др.

За указанные “золотые” 11 лет по округу было пройдено эксплуатационным бурением 169,1 млн.м горных пород или в среднем по 15,372 млн.м/год. Из недр округа за этот период было извлечено 3,750 млрд.т нефти, т.е. в среднем добывалось по 340,9 млн.т/год.

Максимальная же годовая добыча нефти в ХМАО достигала 360,8 млн.тонн (в 1985г.) и 360,4 млн.тонн (в 1987г.), т.е. в эти годы из недр округа ежедневно извлекалось почти по миллиону тонн нефти. В тот период это соответствовало 63% добычи нефти по всей России.

Максимальные годовые объемы эксплуатационного бурения по округу при этом также впечатляют: 1987г. – 20,115 млн.м; 1988г. – 20,881 млн.м;

Для ознакомления. Номера страниц не соответствуют официальной версии.

1989г. – 21,410 млн.м. Ныне подобные рекордные годовые объемы проходки обеспечиваются сейчас по округу лишь в сумме за три года (например, за 2004-2006гг.).

Максимальный темп отбора начальных промышленных запасов нефти введенных в эксплуатацию месторождений в 1983-1988гг. составлял примерно 3% в год, а от текущих извлекаемых запасов ~ 3,7-4,5%. В 2005г. эти темпы снизились ориентировочно до 1,7 и 3,4 %, в 2006г. – до 1,75 и 3,6 %, соответственно.

Если сложить “в один условный год” максимальные уровни добычи нефти по 20 крупнейшим нефтяным месторождениям ХМАО, этот “приведенный” максимум превысит 420 млн.т/год. Из них на уникальный Самотлор приходится 158,9 млн.т (1980г.), Мамонтовское – 35,2 млн.т (1986г.), Федоровское – 35,1 млн.т (1983г.), а в сумме по этим трем месторождениям – 229,2 млн.т.

Напомним, что в 1980г. одно только сверхгигантское Самотлорское месторождение обеспечивало 53% от добычи по ХМАО и 31% общероссийской добычи нефти.

В связи со вводом высокопродуктивных запасов, сосредоточенных в мощных однородных коллекторах, средний дебит нефти составлял в 1970г. – около 100 т/сут, в 1975г. – 134 т/сут, в 1980г. – 90 т/сут. Однако, в дальнейшем из-за резкого ухудшения качества вновь вводимых запасов, усложнения горно-геологических условий нефтеизвлечения и роста обводненности продукции средний дебит нефти к 1990г. по округу снизился почти в пять раз – до 19 т/сут. Для мощного ТЭКа ХМАО приближались тяжелые времена.

Последующие 10 лет (1991-2000гг.) “перестроенного” периода можно объективно назвать “кризисным этапом” в нефтедобыче автономного округа. Произошло обвальное падение добычи нефти до самого минимального уровня – 164,7 млн.т/год (в 1996г.), что было в 2,2 раза меньше ранее достигнутого максимального уровня. Объем эксплуатационного бурения снизился по сравнению с максимальным в 6,5 раз – до 3,299 млн.м (1998г.).

За рассматриваемые кризисные девять лет суммарная добыча нефти по округу составила 1,899 млрд.т (или ~190 млн.т/год), что было в 1,8 раза ниже среднегодовой добычи нефти в предыдущий “золотой” период. За 1999г. по округу было добыто 169,6 млн.т нефти.

Ухудшилась и структура текущих запасов нефти. Из рис. 1 видно, что добыча нефти из пластов высокой продуктивности, например, в ОАО «Юганскнефтегаз» неуклонно сокращалась. За период 1986-2000 гг. она снизилась почти в три раза – с 65 % до 23 %. Доля добычи нефти из среднепродуктивных пластов составила в 1986 г. – 34 %, в 2000 г. – 40 %. Разработка низкопроницаемых пластов в «Юганскнефтегазе» началась, по сути дела, в конце 80^х годов XX века, к 2000 г. доля добычи нефти из них по предприятию достигла 37%.

Длительный болезненный переход на рельсы рыночной экономики фактически завершился в 2000 году. Собственность была окончательно поделена между крупными ВИНК. Добыча нефти несколько подросла и составила 180,5 млн.т/год.

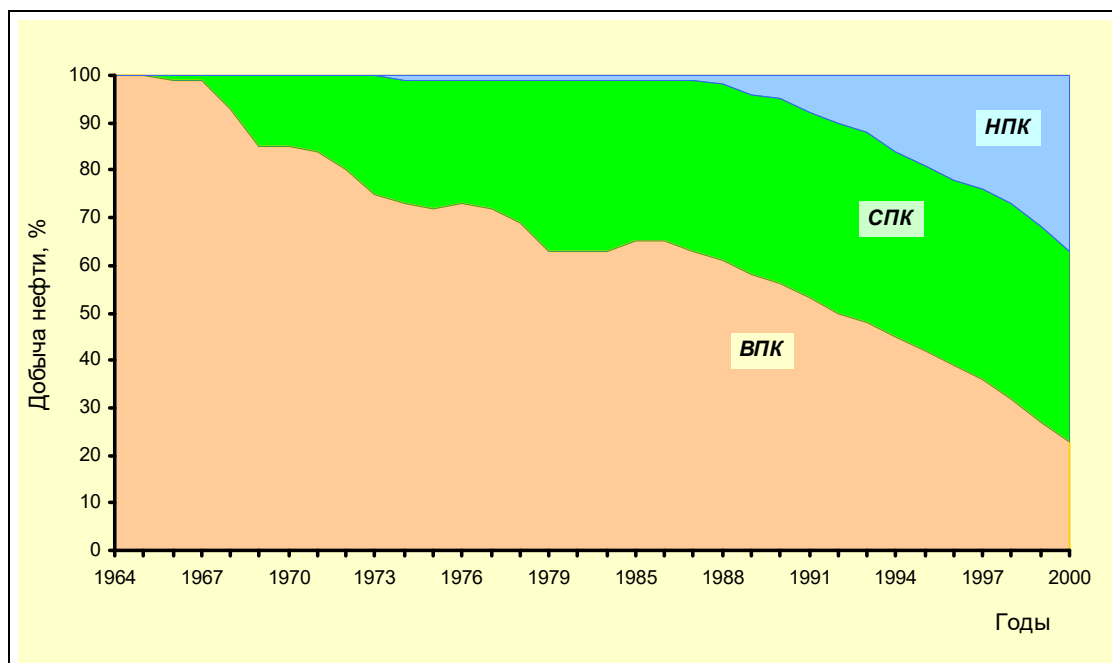


Рис. 1. Динамика добычи нефти из коллекторов различной продуктивности (на примере ОАО «Юганскнефтегаз»)

ВПК – высокопродуктивные коллектора; СПК – среднепродуктивные коллектора; НПК – низкопродуктивные коллектора

Далее начался период возрождения ТЭКа ХМАО в виде повторного значительного подъема добычи нефти, которая в 2006г. достигла по округу 275,6 млн.т/год. При этом объем эксплуатационного бурения увеличился до 11,583 млн.т по сравнению с 5,988 млн.т в кризисном 1999 г.

Новые владельцы стали внедрять и новые (более экономичные принципы разработки нефтяных месторождений (см.табл.3). Проведение большого комплекса геолого-технических мероприятий по интенсификации добычи нефти, применение интенсивных технологий (в т.ч. и так называемых “западных”, в виде предельного “форсажа” режимов эксплуатации добывающих скважин) привело к существенному росту дебитов скважин пробуренного эксплуатационного фонда.

Например, если в 1999г. средний дебит нефти эксплуатационных скважин по округу составлял 10,4 т/сут, то к 2005-2006 гг. он вырос почти в 1,4 раза до 14,3-14,1 т/сут. При этом дебит новых скважин по нефти увеличился практически вдвое.

- **А как в других добывающих регионах?**

Отметим, что нефтедобывающая промышленность ХМАО пережила “перестроечный период” гораздо тяжелее, чем остальные нефтяные регионы России, где суммарная добыча отличалась все же более устойчивой динамикой.

Если добыча нефти по ХМАО в кризисный период упала до минимального уровня 165 млн.т (в 1996г.), что в 2,2 раза оказалось ниже максимального – 361 млн.т, то по остальным нефтедобывающим районам РФ (без ХМАО) в этот период снижение было существенно меньшим – с 215,2 млн.т (1989г.) до 135,4 млн.т (в 1999г.) или в 1,6 раза.

Таблица 3

Сравнение принципов разработки
нефтяных месторождений в ХМАО
/ до и после приватизации /

| № п/п | Направление | Принципы разработки | |
|----------|--|--|--|
| | | До приватизации /в 1975-1992 гг./ | После приватизации /в 1993-2000 гг./ |
| 1 | Выделение эксплуатационных объектов (ЭО) | Максимально дробное выделение ЭО. /Раздельные сетки./ | Объединение пластов в более крупные ЭО. |
| 2 | Плотность сетки скважин (ПСС) | Начальные ПСС 16-25 га/скв. Уплотнение до 6-9 га/скв. | Разрежение ПСС до 31-42 га/скв. и более |
| 3 | Системы разработки | Рядные, замкнутые, избирательные, площадные | Более интенсивные: трехрядные, площадные 5, 7, 9-ти точечные |
| 4 | Предельные толщины разбуривания | ВПК (в ЧНЗ) – до 2 м СПК – до 4 м НПК – до 6-8 м | ВПК – до 4 м СПК – до 6 м НПК – до 12-15 м |
| 5 | Удельный отбор нефти на 1 добыв.скважину | В среднем – до 25-30 тыс.т /часто – до 12-15 тыс.т/ | В среднем – не менее 40-50 тыс.т, чаще – 60-80 тыс.т |
| 6 | Входной дебит скважин по нефти | Не менее 5-7 т/сут | Не менее 20-30 т/сут, чаще 40-60 т/сут и более |
| 7 | Предельная обводненность эксплуатации | ВПК – 98-99% НПК – 92% | СПК – 95% НПК – от 80% |
| 8 | Уплотняющее бурение | Массовое | Фактически прекращено |
| 9 | Доля бездействующего фонда | 5-8 % от эксплуатационного | Выросла до 30-40% от эксплуатационного |
| 10 | Внедрение новых технологий разработки: | | |
| | Гидроразрыв пласта | Одиночное | Массовое |
| | Горизонтальное бурение | Отсутствовало | Отдельные скважины и участки |
| | Применение МУН | Частичное | Слабое |
| | Использование данных сейсмоки 3Д | Отсутствовало | Применяется |
| 11 | Научное сопровождение разработки | Постоянное, активное | Нерегулярное, неудовлетворительное |

Примечание:

ВПК - высокопродуктивные коллектора; СПК - среднепродуктивные коллектора;

НПК - низкопродуктивные коллектора

Для ознакомления. Номера страниц не соответствуют официальной версии.

Период падения более чем на 50% от максимального уровня отбора нефти в ХМАО длился семь лет (1994-2000гг.). По остальным же регионам России такой период подобного, более чем двухкратного снижения добычи нефти – вообще отсутствовал (см.табл. 4).

Таблица 4

Динамика добычи нефти (с конденсатом)
по России, ХМАО и прочим регионам за 1985-2006 гг.

| Годы | Добыча нефти, млн.т/год | | | | Изменение добычи нефти, млн.т/год | | | То же, % | | |
|-------------------------------|----------------------------|---------------|-------------------------|-------------|--------------------------------------|-------|-------------------------|----------|--------|-------------------------|
| | РФ | ХМАО | Прочие регионы РФ | % ХМАО | РФ | ХМАО | Прочие регионы РФ | РФ | ХМАО | Прочие регионы РФ |
| 1985 | 542,3 | 360,8 | 181,5 | 66,5 | - | 2,7 | | | 0,75 | |
| 1986 | 561,3 | 358,4 | 202,9 | 63,9 | 19 | -2,4 | 21,4 | 3,50 | -0,67 | 11,79 |
| 1987 | 569,5 | 360,4 | 209,1 | 63,3 | 8,2 | 2 | 6,2 | 1,46 | 0,56 | 3,06 |
| 1988 | 568,8 | 354,2 | 214,6 | 62,3 | -0,7 | -6,2 | 5,5 | -0,12 | -1,72 | 2,63 |
| 1989 | 552,2 | 336,8 | 215,4 | 61,0 | -16,6 | -17,4 | 0,8 | -2,92 | -4,91 | 0,37 |
| 1990 | 516,3 | 306,0 | 210,3 | 59,3 | -35,9 | -30,8 | -5,1 | -6,50 | -9,14 | -2,37 |
| 1991 | 461,9 | 275,1 | 186,8 | 59,6 | -54,4 | -30,9 | -23,5 | -10,54 | -10,10 | -11,17 |
| 1992 | 399,3 | 227,3 | 172,0 | 56,9 | -62,6 | -47,8 | -14,8 | -13,55 | -17,38 | -7,92 |
| 1993 | 354,3 | 198,2 | 156,1 | 55,9 | -45 | -29,1 | -15,9 | -11,27 | -12,80 | -9,24 |
| 1994 | 318,0 | 180,3 | 137,7 | 56,7 | -36,3 | -17,9 | -18,4 | -10,25 | -9,03 | -11,79 |
| 1995 | 306,6 | 169,1 | 137,5 | 55,2 | -11,4 | -11,2 | -0,2 | -3,58 | -6,21 | -0,15 |
| 1996 | 301,3 | 164,7 | 136,6 | 54,7 | -5,3 | -4,4 | -0,9 | -1,73 | -2,60 | -0,65 |
| 1997 | 305,5 | 167,9 | 137,6 | 55,0 | 4,2 | 3,2 | 1,0 | 1,39 | 1,94 | 0,73 |
| 1998 | 303,4 | 166,3 | 137,1 | 54,8 | -2,1 | -1,6 | -0,5 | -0,69 | -0,95 | -0,36 |
| 1999 | 305,3 | 169,6 | 135,7 | 55,6 | 1,9 | 3,3 | -1,4 | 0,63 | 1,98 | -1,02 |
| 2000 | 323,2 | 180,5 | 142,7 | 55,8 | 17,9 | 10,9 | 7,0 | 5,86 | 6,43 | 5,16 |
| 2001 | 348,1 | 193,8 | 154,3 | 55,7 | 24,9 | 13,3 | 11,6 | 7,70 | 7,37 | 8,13 |
| 2002 | 379,6 | 209,4 | 170,2 | 55,2 | 31,5 | 15,6 | 15,9 | 9,05 | 8,05 | 10,30 |
| 2003 | 421,3 | 233,1 | 188,2 | 55,3 | 41,7 | 23,7 | 18,0 | 11,0 | 11,32 | 10,58 |
| 2004 | 458,8 | 254,9 | 203,9 | 55,6 | 37,5 | 21,8 | 15,7 | 8,90 | 9,35 | 8,34 |
| 2005 | 470,0 | 267,3 | 202,7 | 56,9 | 11,2 | 12,4 | -1,2 | 2,44 | 4,86 | -0,59 |
| 2006 | 480,5 | 275,6 | 204,9 | 57,4 | 10,5 | 8,3 | 2,2 | 2,23 | 3,11 | 1,09 |
| В сумме за 22 года | 9247,5 | 5409,7 | 3837,8 | 58,5 | | | | | | |

Таким образом, нефтяной комплекс ХМАО в силу каких-то глубинных малоисследованных причин (удаленность, трудные климатические условия, длительные “клановые войны” за право обладания углеводородными ресурсами в богатом регионе и т.д.) оказался существенно более уязвимым к экономической перестройке, чем прочие добывающие районы страны.

• **Обеспеченность добычи по ХМАО запасами нефти**

Известно, что ХМАО является ключевым нефтедобывающим субъектом России, на него приходилось в последние годы 55-57% общероссийской добычи нефти.

Для ознакомления. Номера страниц не соответствуют официальной версии.

Согласно данным, опубликованным Центром рационального недропользования ХМАО, в округе открыто 440 месторождений нефти, из них введено в разработку – 204 месторождения (или 46 %), не введено – 236 (54 %).

Ресурсный углеводородный потенциал округа очень велик и значителен. Ни один из других нефтедобывающих регионов страны не может с ним по запасам сравниться сейчас и вряд ли это случится в будущем.

Судя по опубликованным данным, суммарные (разведанные и предварительно оцененные) начальные извлекаемые запасы нефти по ХМАО, очевидно, приближаются к 20 млрд.т, из них на предварительно оцененные приходится около 17% запасов.

На начало 2007г. накопленная за всю историю разработки добыча нефти по округу составляла 8,485 млрд.тонн. Таким образом, можно констатировать, что за период с 1964 по 2006 г. уже извлечено чуть более половины начальных разведанных запасов нефти.

Тем не менее, разведанные оставшиеся извлекаемые запасы (ОИЗ) нефти по округу – весьма велики. Их доля в общих текущих промышленных запасах нефти по России, очевидно, примерно соответствует доле текущей добычи нефти округа в общей нефтедобыче по стране.

Отметим, что текущие извлекаемые запасы нефти промышленных категорий по ХМАО составляют примерно 4,9% от общемировых доказанных запасов нефти в 2005 году.

На указанные ОИЗ (плюс некоторую достоверную часть запасов нефти категории С₂) в ХМАО может быть рентабельно пробурено еще ~70-80 тыс. новых скважин с общим объемом проходки 210-240 млн.м. Отметим, что этот перспективный для бурения фонд по количеству вполне сопоставим с имеющимся в округе эксплуатационным фондом скважин.

Таким образом, недра территории обладают значительным потенциалом для дальнейшего устойчивого обеспечения страны “черным золотом”. **Нефть в Югре будут добывать, как минимум, до конца XXI века, но что принципиально важно отметить, – уже не по «восходящей», а только по «нисходящей» медленно падающей динамике.**

Для дальнейшего наращивания добычи нефти в ХМАО в ближайшие годы сколь-нибудь серьезных возможностей у нефтедобывающих компаний – уже нет. Практически все резервы (кроме возможностей по увеличению объемов эксплуатационного бурения и росту количества зарезок боковых стволов) почти полностью были исчерпаны в предыдущие пять лет «большого скачка» нефтедобычи.

В 2005г. добыча нефти по ХМАО^{*)} достигла 267,3 млн.тонн (что, кстати, в этот год впервые превысило добычу нефти в целом по США – 254,2 млн.тонн) и составила 7,5% от общемировой добычи нефти в объеме 3564 млн.т/год.

Принципиально важно отметить, что темпы прироста (%) добычи нефти по ХМАО в последние годы значительно снизились, хотя и несколько превышали таковые по прочим регионам и России в целом:

^{*) Примечание автора:} На 01.01.2009г. накопленная добыча нефти по ХМАО достигла 9,041 млрд.тонн.

| Регионы | 2003г. | 2004г. | 2005г. | 2006г. |
|----------------|--------|--------|--------|--------|
| ХМАО-Югра | 11,3% | 9,4% | 4,9% | 3,1% |
| Прочие регионы | 10,6% | 8,3% | -0,6% | 1,1% |
| Россия в целом | 11,0% | 8,9% | 2,4% | 2,2% |

В 2006г. уровень добычи нефти по округу увеличился на 8,3 млн.т и достиг 275,6 млн.т. Это самый максимальный уровень добычи нефти по округу за последние 15 лет. Однако заметим, что это составляет лишь 76% от ранее достигнутого в истории (1985г.) максимального по округу уровня добычи нефти. По прочим регионам России (без ХМАО) добыча нефти восстановилась до более высокого уровня 95% от ранее достигнутого максимального – 215,2 млн.т (1989 год). Опять-таки потенциал нефтедобычи в других регионах страны используется более эффективно, чем в ХМАО-Югре.

• Что же впереди?

Сейчас чрезвычайно актуален вопрос: как же поведет себя динамика добычи нефти по ХМАО в самые ближайшие годы? Существующие прогнозы на этот счет, в массе своей, весьма радужны и, в основном, сводятся к убеждению: “Добыча нефти росла – и будет расти!”

Например, А.Шпильман, директор Научно-аналитического центра рационального недропользования ХМАО убежден [6], что “к 2009г. добыча нефти по округу возрастет до 308 млн.т, несколько лет продержится “на полке”, а затем (т.е. только ~ с 2015г.? – авт.) медленно начнет сокращаться”.

Опубликованная официальная точка зрения Правительства ХМАО на сей счет также весьма оптимистична. В прогнозе [7] социально-экономического развития ХМАО на ближайшие три года, даже минимальный “Инерционный сценарий” предполагает дальнейший неуклонный рост добычи нефти: 2007г. – 288 млн.т (+12,4 млн.т прироста); 2008г. – 295 млн.т (+7 млн.т); 2009г. – 301,8 млн.т (+6,8 млн.т). Некоторые специалисты по ТЭКу округа [3] рассчитывают на то, что в период до 2010г. уровень добычи нефти по ХМАО вполне может достичь 305 млн.т/год.

Автору, указанные прогнозы дальнейшего монотонного роста нефтедобычи по ХМАО представляются неоправданно оптимистичными, а также несбыточными. Ведь сколь-нибудь ощутимые “рычаги влияния” на формирование дальнейшей динамики нефтедобычи в округе к настоящему времени в значительной степени исчерпаны. Например, возможности для дальнейшего форсирования дебитов жидкости по пробуренному фонду – минимальны. Кроме того, ситуация с приростом запасов нефти сложилась явно неудовлетворительная. Ожидаемый за счет ГРП, т.е. реальный прирост извлекаемых запасов нефти в округе по итогам 2006г. (судя по опубликованным данным), ожидается в количестве примерно 100 млн.тонн или ~ 1/3 часть от добычи нефти за год.

Анализ среднесуточной добычи нефти по округу показывает, что этот показатель достиг своего максимального значения уже полгода

назад (!) – в августе 2006г. Далее рост суточных отборов прекратился, и даже намечилось незначительное их снижение.

| | | |
|----------------------------------|--|------------------------------|
| 2006 год: | | Сентябрь – 765,742 тыс.т/сут |
| Июнь – 757,079 тыс.т/сут | | Октябрь – 759,617 тыс.т/сут |
| Июль – 763,091 тыс.т/сут | | Ноябрь – 758,850 тыс.т/сут |
| Август – 766,800 тыс.т/сут (max) | | Декабрь – 758,067 тыс.т/сут |

Среднесуточная добыча нефти по округу в декабре 2006г. была лишь на 0,8% больше, чем в декабре 2005г. (751,8205 тыс.т/сут). И это при том, что объемы эксплуатационного бурения и ввод новых скважин в 2005-2006гг. существенно возросли. По мнению автора, в сложившихся условиях вряд ли следует надеяться на возможность перелома ситуации в лучшую сторону.

Так сможет ли ТЭК ХМАО все-таки “поднять” этот тяжелый “груз” – в 300 млн.тонн годовой добычи нефти?

Автор провел собственные технологические расчеты по оценке добычи нефти в ХМАО на период до 2010г. (см.табл.5) при сохранении стабильного объема эксплуатационного бурения на уровне 8 млн.м/год в течение 2007-2010гг., а также с учетом ежегодного прироста (за счет ГРП) промышленных извлекаемых запасов нефти в объеме 100 млн.т/год.

Таблица 5

Прогноз добычи нефти по ХМАО на 2007-2010 годы

| Наименование | Факт | | Прогноз | | | | В сумме за 2007-2010гг. |
|--|-------|-------|---------|------|-------|------|-------------------------|
| | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | |
| Добыча нефти согласно прогнозу ХМАО [7], млн.т | 267,9 | 275,6 | 288 | 295 | 302 | 305* | 1190 |
| То же, согласно расчетам автора, млн.т | – | – | 280 | 280 | 278 | 275 | 1113 |
| Разница, млн.т | – | – | -8 | -15 | -23,8 | -30 | -77 |
| То же, % | – | – | -2,8 | -5,1 | -7,9 | -9,8 | -6,5 |

*) Взято из статьи [8]

Из таблицы 5 видно, что по оценке автора уже в текущем 2007г. ожидаемая добыча нефти по ХМАО окажется меньше плановой на 8 млн.т, в 2008г. – на 15 млн.т, в 2009г. – ниже на 23,8 млн.т, в 2010г. это отклонение в меньшую сторону достигнет критической величины – 30 млн.т/год или ~10% от планируемой округом годовой добычи.

Таким образом, по мнению автора, весьма велика вероятность необходимости внесения серьезных коррективов в планы социально-экономического развития округа (да и России в целом) из-за значительного неподтверждения уровней добычи нефти по ХМАО в 2007-2010гг. Если “чихнет” ТЭК ХМАО, не поздоровится всей России... и многим зарубежным странам, видимо, тоже.

- **Как стабилизировать нефтедобычу?**

Для обеспечения устойчивой добычи нефти по округу необходимо предпринять следующее:

1. Как минимум сохранить достигнутые в 2006г. объемы эксплуатационного бурения в целом по ХМАО, значительно увеличив их по новым и крупнейшим месторождениям (Приобское, Южно-Приобское, Тайлаковское, Приразломное, Салымская группа и др.), отдельно рассмотрев стратегию их освоения и рациональную динамику добычи по ним в Правительстве ХМАО.

2. Улучшить использование пробуренного в округе фонда скважин. Если в ОАО «Сургутнефтегаз» в ноябре 2006г. на одну неработающую скважину приходилось более 12 работающих, в ООО «Лукойл-Западная Сибирь» – 6,5, то в компании ТНК-ВР Менеджмент (в ХМАО) – всего лишь 1,4 скважины. Доля неработающего фонда скважин в целом по округу должна быть доведена по меньшей мере до 10-12%. (В настоящее время, например, по нефтяным месторождениям компании ТНК-ВР Менеджмент эта доля “зашкаливает” за 40 %.)

3. Запустить в 2007г. эффективный механизм передачи месторождений нефти из нераспределенного фонда недр на территории ХМАО – недропользователям. По данным А.Шпильмана, это позволит ввести в оборот около 800 млн.тонн запасов нефти. Общий перспективный для бурения фонд скважин на этих нераспределенных запасах оценивается нами в 10-12 тысяч, а максимальная годовая добыча нефти здесь может достигнуть 25-30 млн.т/год.

4. Внести в налоговое законодательство России новые поправки, реально стимулирующие ввод в промышленную эксплуатацию новых, неразбуренных запасов в старых освоенных нефтедобывающих районах страны, к которым относится и Ханты-Мансийский округ.

5. Принятый 27 июля 2006г. Федеральный Закон №151-ФЗ, имевший целью – стимулирование улучшения использования ресурсной базы страны путем введения нового дифференцированного налога на добычу полезных ископаемых (НДПИ) для большинства месторождений ХМАО почти ничего не принес. Этот закон с точностью до наоборот, вместо послабления только существенно увеличил налоговую нагрузку на недропользователей, осваивающих новые месторождения в округе, т.е., по-сути дела, фактически затормозил их ввод в эксплуатацию.

Согласно расчетам, выполненным к.э.н. К.Е.Яниным (ООО “ТЭРМ”), для того чтобы в новых (после ввода НДПИ) налоговых условиях инвестиции в освоение новых нефтяных месторождений Западной Сибири представляли экономический интерес, недропользователю необходимо обеспечить существенное повышение дебитов новых скважин по нефти.

По сравнению с ранее действовавшим подходом к оценке платежей по НДПИ, начальный дебит нефти, должен быть увеличен, как минимум, на 20%.

Как это можно сделать, если недра остались прежними? Только избирательной разработкой новых запасов, оставляя на потом “тяжелые” запасы.

Таким образом, повышение порога рентабельности освоения запасов нефти из-за ввода в 2006г. нового НДС, негативно отразилось на экономической привлекательности (для инвесторов) проектов разработки новых нефтяных месторождений в ХМАО, резко снизив ожидаемые показатели их эффективности.

Выводы

1. Несмотря на значительный текущий углеводородный потенциал ХМАО, добыча нефти по округу в 2006г. вплотную приблизилась к своему (второму в истории), максимальному уровню. В 2007г. ожидаемый рост добычи нефти по оценке автора составит не более 1,6%, а уровень добычи нефти не превысит 280 млн.т.

2. К 2010г. добыча нефти по ХМАО по расчетам автора снизится до 275 млн.т, что на 30 млн.т (или 10%) меньше, чем предполагает сам округ. Уровни добычи нефти, заложенные в план социально экономического развития ХМАО на 2007-2009гг. требуют существенной корректировки в меньшую сторону.

3. Налоговое законодательство России в сфере нефтедобычи несовершенно и требует незамедлительного внесения поправок, реально стимулирующих разбуривание свежих запасов и освоение новых месторождений, именно в старых нефтедобывающих районах страны (а не только в Восточной Сибири, Ненецком автономном округе и на полуострове Ямал).

Литература

1. Янин А.Н. “Груз-500” отечественной нефтяной промышленности. Прогноз добычи нефти по России на 2005-2015гг.”. // Сибирский Посад, 2005г. №11-12.
2. «ТЭК себя исчерпал?». // Нефтегазовая вертикаль, 2006, №4, с.4-10.
3. Шпуров И.В. “Состояние и основные тенденции развития геологии и недропользования в Тюменской области”. // Технологии ТЭК, 2005, №3, с.6-9.
4. “Транспорт энергетической сверхдержавы”. // Нефтегазовая вертикаль, 2006, №16.
5. Конторович А.Э. и др. “Европа останется основным импортером российской нефти”. // Мировая энергетика. 2006, №8, с.24-25.
6. “Югра пишет новый сценарий развития”. // Тюменские известия, 7 декабря 2006г.
7. “Нефть – ключевое слово в бюджете”. // Тюменские известия, 16 ноября 2006г.
8. Толстолыткин И.П. “Повышение эффективности использования запасов нефти на месторождениях ХМАО”. // Нефтяное хозяйство, 2006, №6, с.96-100.
9. “Геология и нефтегазоносность Ханты-Мансийского автономного округа” (атлас), ГП ХМАО НАЦ РН им.В.И.Шпильмана, Ханты-Мансийск, 2004, 148 стр.

А.Н.Янин

«Нарисуем, будем добывать?»

/ Прогноз добычи нефти по ХМАО–Югре на период до 2020 года /^{*}

*“Сибирь, Сибирь, - какая ширь!
Твои природные богатства
Столь велики, что сколь не тырь,
Вовек растырить не удастся!”*

Игорь Иртенев

Постановка задачи

В настоящее время различные субъекты Федерации (как и Россия в целом) пытаются разрабатывать перспективные прогнозы социально-экономического развития на период до 2020 года. Выполняется такая работа и по нефтегазодобывающим регионам, в том числе и основному району нефтедобычи – ХМАО-Югре. В связи с особой ролью ТЭКа указанного автономного округа в экономике России повышение точности предсказания уровней добычи нефти по этому региону приобретает сейчас исключительно важное значение.

Известно, что на Западную Сибирь приходится $\frac{2}{3}$ общероссийской добычи нефти. Доля ХМАО-Югры в добыче нефти государства также весьма значительна и достаточно стабильна в течение последних нескольких лет (см.табл.1).

Таблица 1

| Наименование | Годы | | | | | | | | |
|---------------------------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|---------------------|
| | 2000 | 2001 | 2002 | 2003 | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 (ожидаемое) |
| Доля ХМАО в добыче нефти по России, % | 55,8 | 55,7 | 55,2 | 55,3 | 55,6 | 56,9 | 57,4 | 56,7 | 57 ^{**} |

^{**}) Оценка автора статьи.

В настоящее время широко распространена весьма оптимистичная точка зрения о перспективах получения стабильной добычи нефти по округу на длительный период времени.

Например, в статье [1] утверждается, что "в обозримом будущем Югра будет стабильно добывать до трехсот миллионов тонн нефти в год".

В публикации [2] отмечается, что в период "до 2020 года добыча нефти в Югре будет сохраняться на уровне 270– 280 млн.тонн в год".

В статье [3] цитируется, что "задача по региону ставится до 2020 года сохранить добычу нефти на уровне 270 миллионов, а может быть и 280 миллионов тонн".

Насколько реальны эти «высокие ориентиры» при формировании топливно-энергетической стратегии ключевого нефтяного региона России на долгосрочную перспективу?

Попытаемся проанализировать ситуацию и дать ответ на вопрос: существуют ли сколь-нибудь реальные возможности стабилизации до-

^{*}) Опубликовано в журнале "Бурение и нефть". М., 2009, № 5, с.13-17.

бычи нефти по ХМАО-Югре на период до 2020 года на уровне 270-280 млн.т/год? И начнем мы свой анализ с ситуации текущего 2008 года.

• Нефтедобыча 2008 года: оправдаются ли ожидания?

Прогнозы объемов производства в нефтедобывающей отрасли, даже самые краткосрочные, дело рискованное и «неблагодарное». Нередко даже на 2-3 года вперед мало кто из специалистов и даже целые институты, научно-аналитические центры "угадывают" уровни добычи нефти. Что уж тут говорить о прогнозах на десятилетия...

В этом плане небезынтересно обратиться к событиям двухлетней давности (конец 2006 года) и напомнить читателям какие уровни добычи нефти по округу тогда планировали (см.табл. 2) получить сегодня, то есть в 2008 году. Эти прогнозы были опубликованы автором в статье [4].

Таблица 2

| Наименование | 2006 (базовый год) Факт | Годы прогноза | | Всего за 2007- 2008гг. |
|---|-------------------------------|---------------|----------------------|------------------------------|
| | | 2007 | 2008 | |
| Прогноз добычи нефти ХМАО (от 2006г.), млн.т | 275,6 | 288 | 295 | 583 |
| Прогноз добычи нефти автора [4], млн.т | 275,6 | 280 | 280 | 560 |
| Фактическая добыча нефти, млн.т | 275,6 | 278,4 | 278,2 (ожидаемая) | 556,6* |
| Отклонение: - от прогноза ХМАО, млн.т | - | -9,6 | -16,8 | -26,4 |
| - от прогноза Автора, млн.т | - | -1,6 | -1,8 | -3,4 |

Из табл. 2 видно, что точность расчета добычи нефти на период 2007-2008 годов у автора оказалась на **порядок выше**, чем это планировал сам округ два года назад.

Что касается ожидаемого уровня добычи нефти по ХМАО в целом за 2008 год, то его автор оценивает в 278,2 млн.тонн при среднесуточной – 760,109 тыс.т/сут /против 762,769 тыс.т/сут в целом за 2007 год/. Напомним, что в декабре 2007 года среднесуточная добыча нефти по ХМАО оказалась достаточно высокой и составляла 767,266 тыс.т/сут (см.табл. 3 и рис. 1).

Укажем также, что в 2008 году насчитывается 366 дней против 365 – в 2007 году, то есть дополнительно на добычу срабатывает плюсом фактор високосного года.

Таблица 3

Среднесуточная добыча нефти по ХМАО-Югре
в 2007-2008 (9 мес.) годы, тыс.т/сутки

| Месяцы | 2007 год | 2008 год | То же в % от добычи декабря 2007 года |
|----------|----------|----------|--|
| Январь | 761,9 | 763,3 | 99,5 |
| Февраль | 760,9 | 762,2 | 99,3 |
| Март | 760,5 | 759,9 | 99,0 |
| Апрель | 757,5 | 759,2 | 98,9 |
| Май | 758,2 | 759,6 | 99,0 |
| Июнь | 756,3 | 758,8 | 98,9 |
| Июль | 759,0 | 759,4 | 99,0 |
| Август | 765,1 | 759,9 | 99,0 |
| Сентябрь | 769,4 | 759,9 | 99,0 |
| Октябрь | 770,7 | | |

| | | | |
|------------------------------|----------------|----------------------------|---------------|
| Ноябрь | 766,5 | | |
| Декабрь | 767,266 | | |
| Среднесуточная за год | 762,769 | 760,231 /за 9 мес./ | 99,08% |

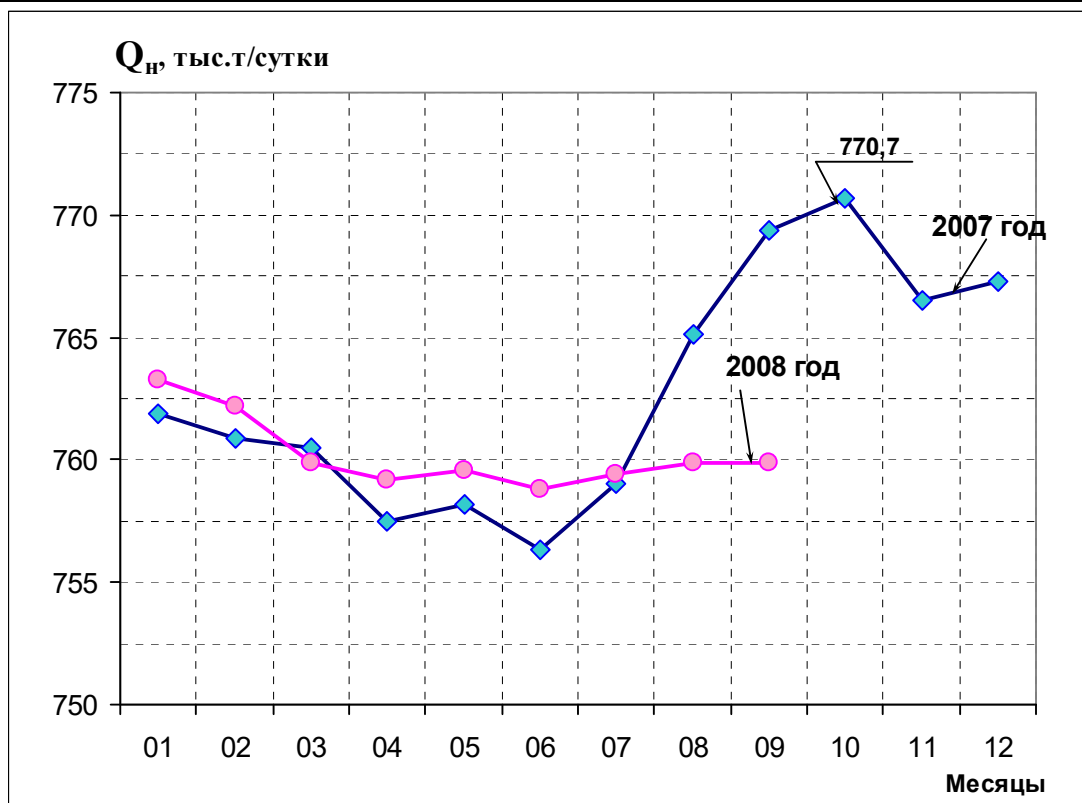


Рис. 1. Динамика среднесуточной добычи нефти по ХМАО-Югре в 2007-2008 (9 мес.) годах.

Приведенные “посуточные” данные наглядно говорят о том, что факторы дальнейшего наращивания добычи нефти по ХМАО – фактически исчерпаны. И это при том, что в 2007 году объем эксплуатационного бурения по округу достиг весьма внушительной величины – 10,2 млн.м, да и в 2008 году ожидается не ниже.* Кстати, указанные объемы проходки почти вдвое превышает те, что были пробурены здесь, например, в 2004 году (5,850 млн.м).

В целом для нефтедобывающей промышленности ХМАО в 2007-2008 годах были присущи следующие геолого-технологические особенности разработки месторождений:

- выход на очень высокие темпы отбора текущих (остаточных) разбуренных промышленных запасов нефти;
- значительные объемы эксплуатационного бурения (> 10 млн.м/год);
- ввод в добычу большого количества новых скважин (3,0-3,5 тыс.шт/год);
- увеличение (~ на 10 %) по сравнению с 2006 годом действующего добывающего фонда скважин;
- наращивание отборов жидкости (на 10-8 % в год);
- снижение дебитов нефти новых скважин;
- снижение среднего дебита скважин по нефти;

* **Примечание автора:** Фактический объем бурения по ХМАО в 2008 г. составил 10,7 млн.м.

Для ознакомления. Номера страниц не соответствуют официальной версии.

- увеличение обводненности продукции (~ на 1% в год);
- значительное увеличение темпов падения добычи нефти по переходящему фонду добывающих скважин, чего не отмечалось раньше.

Совместное влияние всех указанных факторов (положительных и отрицательных) в конечном итоге привело к полному прекращению роста добычи нефти по округу и стабилизации ее на уровне примерно 278 млн.т/год.

/Попутно проинформирую читателей о том, что, вопреки многочисленным прогнозам «пикейных жилетов», по собственной оценке автора, добыча нефти по России (с конденсатом) в 2008 году (впервые после 10 лет роста) – не вырастет, а даже немного снизится:

2007 год (факт) – 491,306 млн.т, 2008 год (ожидаемое) – 488 млн.т^{*)}./

Особо подчеркнем, что последняя величина в точности совпадает с прогнозом автора по России на 2008 год (487-488 млн.т), выполненным им четыре года назад в работе [5] – по варианту 3 при объеме эксплуатационного бурения на 2008 год – 13 млн.м.

• **Краткие сведения о структуре запасов нефти по ХМАО-Югре**

В публикации [3] указано, что объем начальных извлекаемых запасов нефти, находящихся на государственном балансе по территории ХМАО-Югры, оценивается в 20 млрд.тонн.

В работе [7] указанное количество запасов нефти разделено на две основные составляющие:

а) распределенный фонд недр /в т.ч. разведанные разбуренные (19 %), разведанные неразбуренные (18 %), предварительно оцененные (13 %)/;

б) нераспределенный фонд недр /в т.ч. разведанные разбуренные (3 %), предварительно оцененные (4 %)/.

Из анализа указанных данных следует, что от суммарных начальных извлекаемых запасов нефти в округе уже добыто ~ 44 %, от разведанных запасов ~ 52 %, от разбуренных запасов ~ 70 %^{**)}.

Таким образом, общее количество текущих извлекаемых запасов нефти категорий АВС₁С₂ оценивается в округе примерно в 11,5 млрд.тонн.

При оптимистичной (гипотетической) 100 %-ной подтверждаемости запасов всех категорий – АВС₁С₂, кратность текущих извлекаемых запасов (ТИЗ) нефти по округу сейчас превышает 40 лет.

Из изложенного следует, что округ обладает значительной базой разведанных и учтенных в балансе запасов нефти, способных обеспечить достаточно высокие (но, навряд ли, стабильные) уровни добычи нефти на длительную перспективу. Оценочно, здесь можно еще пробурить новый эксплуатационный фонд скважин, вполне сопоставимый с имеющимся в округе.

• **Прогноз нефтедобычи по округу на перспективу до 2020 года**

В работе [8] представлен прогноз добычи нефти по ХМАО-Югре до 2020 года, составленный **по итогам 2006 года** Научно-аналитическим центром ра-

^{*)} Оценка автора.

^{**)} По-видимому, объем разбуренных запасов нефти, приведенный в работе [7], существенно занижен.

ционального недропользования (НАЦРН) округа. Специалисты Центра в тот период предполагали, что в 2010 году добыча нефти возрастет до 290 млн.т/год, а к 2020 году она постепенно снизится до 260 млн.т/год.

Центр предполагал, что уровни добычи нефти выше 276 млн.тонн (то есть факта 2006 года) можно будет поддерживать по округу в течение 8 лет (2007-2014 годы).

Эти прогнозы представляются сейчас излишне оптимистическими. Автором выполнены собственные технологические расчеты по оценке перспектив нефтедобычи по ХМАО-Югре на период до 2020 года.

В статье исследовано три варианта развития отрасли в округе.

1. Вариант "нулевой" (теоретический) оценивает, что будет, если полностью прекратить новое бурение скважин с 2009 года, добывая нефть только из ранее пробуренного фонда с проведением на нем геолого-технических мероприятий (ГТМ) и применяя методы увеличения нефтеотдачи (МУН) пластов.

2. Вариант "реалистичный" – предусматривает (в связи с приходом в Россию в IV кв. 2008 года глобального общемирового финансового и экономического кризиса) быстрое снижение объемов эксплуатационного бурения (без разведочного) в 1,4 раза – до 7,5 млн.м/год в 2010 году и поддержание их на этом уровне до 2020 года.

3. Вариант "оптимистичный" – предусматривает поддержание в течение всего периода до 2020 года высоких объемов бурения на уровне фактически достигнутых – 10 млн.м/год, то есть этот вариант никак не учитывает влияния надвигающегося финансово-экономического кризиса.

Расчеты проведены в динамике по годам, с учетом значительного количества геолого-технологических факторов по трафарету, известному в среде специалистов-нефтяников, как "госплановская форма".

В "нулевом" варианте (без бурения) объем начальных извлекаемых запасов нефти, дренируемых пробуренным на начало 2009 г. фондом, оценивается в 13,3 млрд.тонн. Темп ежегодного извлечения текущих (остаточных) запасов нефти изменяется в этом варианте от ~6 % в 2008 году до 5 % – в 2020 году. Таким образом, здесь выполнено условие поддержания на примерно постоянном уровне "скорости" отбора текущих запасов нефти за счет проведения ГТМ и применения МУН.

За 2009-2020 годы в этом варианте будет добыто всего – 1,917 млрд.тонн нефти, общая накопленная с начала разработки (с 1964 года) добыча нефти на конец 2020 года по округу составит 11,2 млрд.тонн, текущий коэффициент извлечения нефти (КИН) в этом году достигнет 0,345, отбор от разбуренных начальных извлекаемых запасов (НИЗ) – 84 %, текущие извлекаемые запасы (ТИЗ) на 01.01.2021 года оцениваются в 2,1 млрд.тонн, кратность ТИЗ в 2020 году составит около 20 лет.

Таким образом, даже без бурения новых скважин и ввода свежих запасов нефтедобыча по ХМАО будет реально продолжаться еще столетие.

Однако уровни годовой добычи нефти по ключевым годам в рассматриваемом варианте будут невысокими (см. рис.2 и табл. 4) и составят: в 2010 г. – 244 млн.т, в 2015 г. – 168 млн.т, в 2020 г. – 113 млн.т/год.

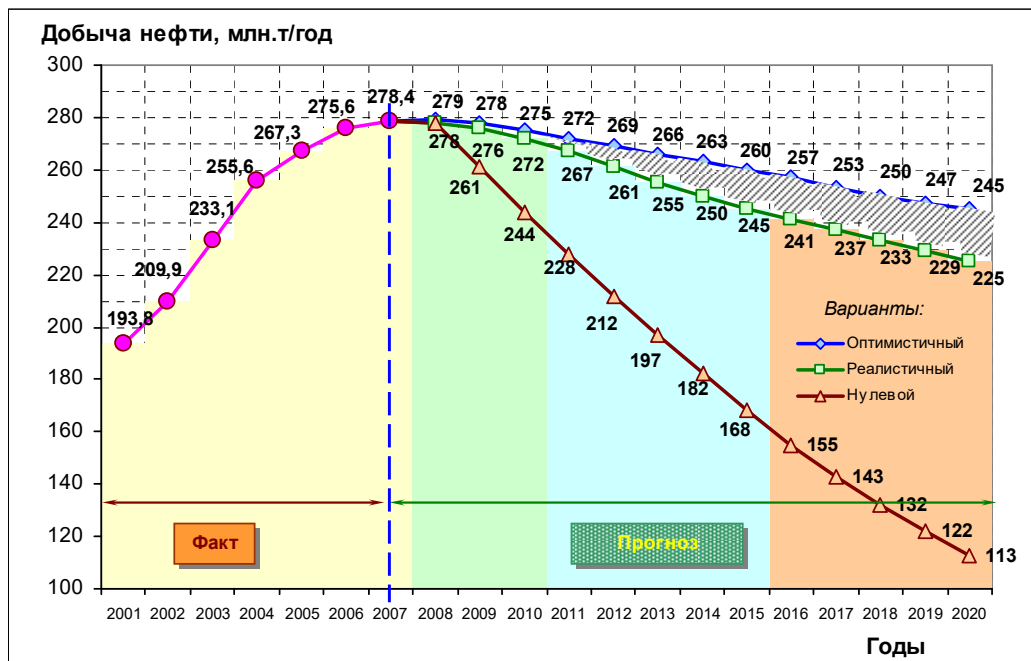


Рис.2. Прогноз добычи нефти по ХМАО-Югре до 2020г.

Вариант "реалистичный" – предполагает проведение эксплуатационного бурения в течение 2009-2020 гг. в объеме 92 млн.м горных пород и ввод ежегодно по 2,4-2,9 тысяч новых скважин.

Пропорционально вводу скважин в разработку ежегодно добавляются новые, ранее неразбуренные запасы нефти. За 2009-2020 годы по варианту планируется ввести "в дело" около 3 млрд.тонн свежих запасов и довести общее количество разбуренных (до 2020 года) начальных извлекаемых запасов нефти до 16,25 млрд.тонн.

Важно то, что имеющаяся в округе ресурсная база запасов нефти категорий АВС₁ (даже только по распределенному фонду недр) позволяет реализовать этот "реалистичный" сценарий.

За 2009-2020 годы в варианте будет введено 29,5 тысяч новых скважин и извлечено около 3 млрд.тонн нефти. Накопленная с начала разработки (с 1964 года) добыча нефти в 2020 году достигнет 12 млрд.тонн или 74 % от введенных на этот год начальных извлекаемых запасов нефти. Текущий КИН от введенных в разработку начальных геологических запасов нефти в 2020 году составит 0,3.

Уровни добычи нефти в рассматриваемом варианте по ключевым годам (см.рис. 2 и табл. 4) ожидаются следующие: 2009г. – 276 млн.т, 2010г. – 272 млн.т, 2011г. – 267 млн.т, 2015г. – 245 млн.т, 2020г. – 225 млн.т.

Вариант "оптимистичный" – предполагает проведение эксплуатационного бурения в течение 2009-2020 гг. в объеме 120 млн.м и ввод 38 тысяч новых скважин, то есть по 3,1-3,2 тысяч скважин ежегодно. Это позволит разбурить и вовлечь в разработку 5,7 млрд.тонн новых запасов и довести суммарный объем введенных в 2020 году НИЗ до 19 млрд.тонн.

Для ознакомления. Номера страниц не соответствуют официальной версии.

Отметим, что указанный объем близок к 100 % запасов категорий АВС₁ плюс 50 % запасов категории С₂ по округу в целом, включая как распределенный, так и нераспределенный фонды недр. А это тревожный момент.

Таблица 4

Показатели прогноза нефтедобычи по ХМАО-Югре до 2020 года (по вариантам)

| Показатели | Вариант прогноза | Годы прогноза | | | | | | | | | | | |
|---|------------------|---------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| | | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 |
| Добыча нефти, млн.т/год | Оптимистичный | 278 | 275 | 272 | 269 | 266 | 263 | 260 | 257 | 253 | 250 | 247 | 245 |
| | Реалистичный | 276 | 272 | 267 | 261 | 255 | 250 | 245 | 241 | 237 | 233 | 229 | 225 |
| | Нулевой | 261 | 244 | 228 | 212 | 197 | 182 | 168 | 155 | 143 | 132 | 122 | 113 |
| Объем эксплуатационного бурения, млн.м/год | Оптимистичный | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 |
| | Реалистичный | 9 | 8 | 7,5 | 7,5 | 7,5 | 7,5 | 7,5 | 7,5 | 7,5 | 7,5 | 7,5 | 7,5 |
| | Нулевой | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Ввод новых скважин, шт. | Оптимистичный | 3226 | 3215 | 3205 | 3195 | 3185 | 3175 | 3165 | 3155 | 3145 | 3135 | 3125 | 3115 |
| | Реалистичный | 2903 | 2581 | 2420 | 2408 | 2404 | 2400 | 2396 | 2392 | 2388 | 2385 | 2381 | 2377 |
| | Нулевой | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Дебит нефти новых скважин, т/сут | Оптимистичный | 38 | 36 | 34 | 32 | 30 | 28 | 26 | 24 | 23 | 22 | 21 | 20 |
| | Реалистичный | 38 | 36 | 34 | 32 | 30 | 28 | 27 | 26 | 25 | 24 | 23 | 22 |
| | Нулевой | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Действующий добывающий фонд, тыс.скважин | Оптимистичный | 65,2 | 67,4 | 69,7 | 71,8 | 74,0 | 76,2 | 78,4 | 80,5 | 82,7 | 83,8 | 84,9 | 87,0 |
| | Реалистичный | 63,3 | 64,6 | 65,9 | 67,3 | 68,7 | 70,1 | 71,5 | 72,9 | 74,3 | 75,6 | 77,0 | 78,4 |
| | Нулевой | 60,8 | 60,2 | 56,9 | 59,0 | 58,4 | 57,8 | 57,2 | 56,7 | 56,1 | 55,5 | 55,0 | 54,4 |
| Процент падения добычи нефти по переход. фонду, % | Оптимистичный | -15,3 | -14,7 | -14,2 | -13,6 | -13,0 | 12,3 | -11,7 | -11,1 | -10,1 | -10,3 | -10,0 | -9,3 |
| | Реалистичный | -14,5 | -13,3 | -12,3 | -11,9 | -11,6 | -10,9 | -9,9 | -10,1 | -10,0 | -9,8 | -9,6 | -9,4 |
| | Нулевой | -14,0 | -6,5 | -6,6 | -7,5 | -7,1 | -7,6 | -7,7 | -7,7 | -7,7 | -7,7 | -7,6 | -7,4 |
| Среднегодовая обводненность, % | Оптимистичный | 86,4 | 86,6 | 86,9 | 87,2 | 87,5 | 87,8 | 88,0 | 88,2 | 88,5 | 88,8 | 89,1 | 89,3 |
| | Реалистичный | 86 | 86,2 | 86,4 | 86,5 | 86,8 | 87 | 87,2 | 87,4 | 87,6 | 87,8 | 88 | 88,2 |
| | Нулевой | 86,7 | 87,3 | 87,9 | 88,5 | 89,3 | 90 | 90,7 | 91,3 | 91,9 | 92,4 | 92,9 | 93,4 |
| Добыча жидкости, млн.т/год | Оптимистичный | 2074 | 2052 | 2076 | 2102 | 2128 | 2156 | 2167 | 2178 | 2200 | 2232 | 2266 | 2290 |
| | Реалистичный | 1971 | 1971 | 2015 | 1933 | 1931 | 1923 | 1914 | 1913 | 1911 | 1910 | 1908 | 1907 |
| | Нулевой | 1962 | 1921 | 1884 | 1844 | 1841 | 1816 | 1797 | 1779 | 1761 | 1744 | 1726 | 1709 |
| Средний дебит по нефти, т/сут | Оптимистичный | 12,7 | 12,1 | 11,6 | 11,1 | 10,7 | 10,1 | 9,7 | 9,4 | 9 | 8,7 | 8,5 | 8,2 |
| | Реалистичный | 12,8 | 12,3 | 11,8 | 11,6 | 10,8 | 10,4 | 10 | 9,6 | 9,3 | 9 | 8,7 | 8,4 |
| | Нулевой | 12,3 | 11,6 | 11 | 10,3 | 9,7 | 9,0 | 8,4 | 7,9 | 7,3 | 6,8 | 6,4 | 5,9 |
| Средний дебит по жидкости, т/сут | Оптимистичный | 93,3 | 90,3 | 88,6 | 87 | 85,6 | 83 | 81,1 | 79,3 | 78 | 78 | 77,6 | 77 |
| | Реалистичный | 91,1 | 88,9 | 86,8 | 86,2 | 82,1 | 80,1 | 78,1 | 76,5 | 75 | 73,6 | 72,2 | 70,9 |
| | Нулевой | 92,4 | 91,5 | 90,7 | 90 | 90,4 | 90 | 90 | 90 | 90 | 90 | 90 | 90 |
| Добыча нефти с начала разработки (с 1964 г.), млн.т | Оптимистичный | 9322 | 9597 | 9869 | 10138 | 10404 | 10667 | 10927 | 11184 | 11437 | 11687 | 11934 | 12179 |
| | Реалистичный | 9319 | 9591 | 9858 | 10119 | 10374 | 10624 | 10869 | 11110 | 11347 | 11580 | 11809 | 12034 |
| | Нулевой | 9304 | 9548 | 9776 | 9988 | 10185 | 10367 | 10535 | 10690 | 10833 | 10965 | 11087 | 11200 |

За 2009-2020 годы в варианте предполагается извлечь 3,135 млрд.тонн нефти, доведя накопленную добычу с начала разработки (с 1964 года) до 12,2 млрд.тонн при отборе 64 % вовлеченных НИЗ. Текущий КИН в 2020 году составит около 0,22 от введенных начальных геологических запасов нефти.

Годовые уровни добычи нефти (см.рис. 2 и табл. 4) по ключевым годам прогноза составят: 2009г. – 278 млн.т, 2010г. – 275 млн.т, 2011г. – 272 млн.т, 2015г. – 260 млн.т, 2020г. – 245 млн.т.

Что касается экономической стороны дела, то просматривается следующая приблизительная оценка капитальных затрат в нефтедобывающую промышленность ХМАО-Югры в рассматриваемый период до 2020 года. При цене эксплуатационного бурения 1 м породы – 20 тыс.руб/м с НДС, общий объем капвложений в бурение (в ценах 2008 года) по последнему варианту оценивается в колоссальную сумму 2,4 трлн.рублей (или 92,3 млрд.долл.США), а общие капитальные затраты (включая обустройство месторождений) – в 4,8 трлн.рублей (или 185 млрд.долл.США).

• Попутные комментарии о перспективах нефтедобычи по Западной Сибири в целом

Фактические данные о динамике нефтедобычи по регионам Западной Сибири (ХМАО, ЯНАО, юг Тюменской, Томская, Омская, Новосибирская области) за 2007-2008 годы не подтверждают чрезвычайно оптимистичные ожидания некоторых специалистов [9] о возможности значительного (на 20-27 %) дальнейшего наращивания добычи нефти по всей западносибирской провинции в период до 2020 года (см.табл.5).

Известно, что в 2006-2007 годах основной район нефтедобычи Ханты-Мансийский автономный округ обеспечивал 81 % от общей добычи в целом по Западной Сибири. Если эта тенденция примерно сохранится в перспективе, то, **базируясь на оценках работы [9]**, уровни добычи по ХМАО в 2010 году должны составить 304-309 млн.т, в 2012 году – 312-322 млн.т, в 2015 году – 306-327 млн.т, в 2020 году – 282-317 млн.т/год.

Таблица 5

Прогноз добычи нефти по Западной Сибири из работы [9]

| 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 |
|---|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| <i>а) По разрабатываемым месторождениям, млн.т/год</i> | | | | | | | | | | | | |
| 359*) | 371 | 380 | 388 | 390 | 388 | 385 | 382 | 379 | 374 | 367 | 361 | 353 |
| <i>б) По вновь вводимым месторождениям распределенного фонда, млн.т/год</i> | | | | | | | | | | | | |
| - | 1 | 6 | 9 | 12 | 17 | 22 | 27 | 29 | 32 | 37 | 40 | 43 |
| <i>в) По разрабатываемым и вновь вводимым месторождениям распределенного фонда, млн.т/год</i> | | | | | | | | | | | | |
| 359*) | 372 | 386 | 397 | 402 | 405 | 407 | 409 | 408 | 406 | 404 | 401 | 396 |

Однако, столь значительного роста нефтедобычи по округу не планируют ни Правительство ХМАО-Югры, ни нефтяные компании, работающие в регионе. По мнению автора настоящей статьи, приведенные в работе [9] радужные воззрения на перспективы роста добычи нефти в Западной Сибири

*) **Примечание автора:** Фактическая добыча нефти по Западной Сибири в 2008г. составила 332,824 млн.т, а в 2009г. – 322,8 млн.т..

способны лишь дезориентировать органы управления недропользованием как региона так и страны в целом.

Существенно более реалистичным нам представляется прогноз д.г.-м.н. Ю.В.Подольского (ВНИГРИ) [10], предполагающий достижение следующих уровней добычи жидких углеводородов (в млн.т/год) по Западной Сибири в целом (см.табл. 6).

Таблица 6

| Прогноз | 2005 год /факт/ млн.т | Годы прогноза из работы [10] | | | | |
|--------------------|-----------------------------|------------------------------|------|------|------|------|
| | | 2010 | 2015 | 2020 | 2025 | 2030 |
| Наиболее вероятный | 321,2 | 315 | 305 | 285 | 270 | 255 |
| Благоприятный | 321,2 | 325 | 315 | 300 | 285 | 265 |

Из сравнения таблиц 5 и 6 видно, что оцененные в работе [9] уровни добычи нефти существенно выше, чем в работе [10]: в 2010г – на 65-61 млн.т (или 21-20 %), в 2015г – на 77-94 млн.т (или на 25-30 %), в 2020г. – на 68-96 млн.т (24-32 %). Для серьезных научных прогнозов нефтедобычи столь значительные расхождения вряд ли допустимы. Очевидно, что один из рассмотренных прогнозов нефтедобычи по Западной Сибири /а именно представленный в работе [9]/ явно ошибочен и недостоверен.

• Обсуждение результатов прогноза нефтедобычи по ХМАО-Югре на период до 2020 года

1) В 2007-2008 годах округ вышел на свой второй в истории "пиковый" уровень добычи нефти – 278 млн.тонн в год.

2) Все сколь-нибудь значимые и эффективные геолого-технологические меры по дальнейшему наращиванию добычи нефти в округе исчерпаны.

3) В ближайшие 2009-2011 годы среднегодовой уровень добычи нефти по округу составит по оценке автора (в реалистичном варианте) – 272 млн.т/год против 282 млн.т/год, принятых 24.10.2008 года Думой ХМАО-Югры в проекте бюджета округа на указанный трехлетний период.

4) Период дальнейшей разработки месторождений округа будет характеризоваться плавным снижением уровней добычи нефти: в 2010 г. – до 272-275 млн.т, в 2015 г. – до 245-260 млн.т, в 2020 г. – до 225-245 млн.т при поддержании годовых объемов эксплуатационного бурения на уровне, соответственно, – 7,5 и 10 млн.м/год.

5) При продолжении дальнейшего интенсивного освоения недр (то есть, поддержании эксплуатационного бурения на уровне ~ 10 млн.м/год) весь объем ныне известных запасов нефти промышленных категорий АВС₁, а также 50 % категории С₂ (распределенного плюс нераспределенного фондов недр) будет в 2020 году полностью разбурен эксплуатационным фондом и введен в разработку.

6) Для замедления темпов падения добычи нефти по ХМАО-Югре необходимо ввести в действие на государственном уровне экономические меха-

низмы, реально (а не формально) стимулирующие работающие в округе нефтедобывающие предприятия к:

- усилению геологоразведочных работ с целью открытия новых месторождений и прироста промышленных запасов нефти;
- наращиванию (или стабилизации) объемов эксплуатационного бурения на лицензионных участках и месторождениях;
- рентабельному освоению трудноизвлекаемых запасов нефти, содержащихся в низкопроницаемых (типа Ю₂) и аномальных пластах (типа Ю₀);
- экономически обоснованному повышению степени использования пробуренного эксплуатационного фонда скважин (в особенности, малодебитного и низкопродуктивного – с дебитом нефти менее 3-5 т/сут);
- рентабельному применению в массовом порядке новых физических, химических и газовых методов увеличения нефтеотдачи пластов.

7) Необходимо также снять с недропользователей ряд имеющихся административных барьеров и бюрократических пут, препятствующих усилению работы предприятий в направлении стабилизации добычи нефти [11].

8) Наконец, государству необходимо повернуться лицом к запросам мелких и средних добывающих, а также сервисных предприятий, работающих в нефтегазовой сфере, создав им нормальные, конкурентноспособные условия для рентабельной жизнедеятельности (в т.ч. через участие в специальных закрытых аукционах).

Литература

1. "Нефть, которая создала Югру" // Тюменские известия от 1 сентября 2007.
2. "Югорская нефть – заслуга миллионов" // Тюменские известия от 6 июня 2008.
3. Страшнов В. "Девять миллиардов, которые согрели Россию" // Тюменские известия от 6 сентября 2008.
4. Янин А.Н. «Груз-300» нефтяной отрасли Югры, Анализ истории и прогноз добычи нефти по округу до 2010 года // Бурение и нефть, 2007, № 5, с.9-13.
5. Янин А.Н. «Груз-500» отечественной нефтяной промышленности // Нефтяное хозяйство, 2005, № 11, с.12-16.
6. Толстолыткин И.П. "Повышение эффективности использования запасов нефти на месторождениях ХМАО" // Нефтяное хозяйство, 2006, №6, с.96-100.
7. Толстолыткин И.П. "Итоги мониторинга разработки нефтяных месторождений ХМАО-Югры" // Вестник ЦКР Роснедра, 2008, №3, с.27-31
8. Недропользование в ХМАО-Югре в 2006 году, Тюмень-Ханты-Мансийск, 2007, с.94-95.
9. Шпуров И.В. "Эффективность использования сырьевой базы и перспективы добычи нефти по Западно-Сибирской нефтегазовой провинции" // Вестник ЦКР Роснедра, 2008, №4, с.48-55.
10. Подольский Ю.В. "Нефтяной потенциал России" // НефтьГазПромышленность, 2008, №1, с.4-6.
11. Янин А.Н. "О несовершенстве российской системы документооборота при разработке нефтяных месторождений" // Бурение и нефть, 2008, №5, с.52-55.

Для ознакомления. Номера страниц не соответствуют официальной версии.

*“Печать для рукописи то же,
что театр для женщины:
все достоинства и изъяны
выставляются напоказ”*

Оноре де Бальзак

Заключение

Заключение

Несмотря на мировой финансовый и экономический кризис, в 2009 году российская нефтяная промышленность вышла на свой второй исторический пик добычи жидких углеводородов – 494,2 млн.т, что превысило на 1,2% уровень 2008 года (488,5 млн.т). Ключевая интрига ближайшего пятилетия такова – каким будет дальнейшая тенденция нефтедобычи в России: восходящая или падающая? Автор считает, что роста добычи нефти ожидать не следует.

Достигнутые в 2006-2009 гг. беспрецедентные результаты отечественного ТЭКа свидетельствуют, очевидно, о явно недооцененной ресурсной базе жидких углеводородов России. Другие объяснения вряд ли будут здесь убедительными.

В то же время нефтедобывающая отрасль ключевого региона страны – Западной Сибири, уже с 2007г. вступила в фазу снижения отборов жидких углеводородов. Это предопределяет и появление новых отраслевых задач по стабилизации добычи нефти в провинции. Немаловажную роль в этом направлении (помимо ввода новых месторождений) будут играть методы и технологии совершенствования разработки значительного числа старых месторождений, находящихся в 3-4^й стадиях эксплуатации.

Всем специалистам-нефтяникам Западной Сибири, геологам, разработчикам в предстоящий период 2010-2020гг. придется решать новые серьезные проблемы. Ключевой из них является увеличение нефтеотдачи освоенных, разбуренных и истощенных месторождений.

Кроме указанной основной задачи можно выделить также ряд более конкретных направлений, требующих глубокого научного изучения и анализа, в том числе путем обобщения результатов прошедших этапов разработки нефтяных месторождений Западной Сибири.

К этим задачам можно отнести:

- Исследование зависимости коэффициента нефтеизвлечения от плотности сетки скважин по промысловым данным для различных типов коллекторов и залежей (монолиты, средне- и высокопрерывистые пласты, нефтяные и водонефтяные зоны и т.п.);
- Определение по данным эксплуатации конкретных залежей условий, способствующих достижению максимально высоких коэффициентов нефтеизвлечения (не менее 0,6-0,65 – по монолитам, не ниже 0,45-0,50 – по среднепрерывистым коллекторам, не менее 0,30-0,35 – по прерывистым пластам);
- Разработка специальных технологий, обеспечивающих достижение более высоких (>0,35-0,4) коэффициентов нефтеизвлечения в массивных залежах и водонефтяных зонах;
- Разработка способов извлечения нефти из обширных по площади участков водонефтяных зон с малыми нефтенасыщенными толщинами (менее 2 м);
- Исследование условий достижения более высоких коэффициентов нефтеизвлечения при эксплуатации залежей (типа пласта Ю₁ Мохтиков-

ского месторождения) на естественном режиме, в т.ч. на поздней стадии разработки;

- Создание и апробация новых технологий доработки нефтяных объектов (типа пласта П Трехозерного месторождения) на 4^й стадии, направленных на повышение коэффициента нефтеизвлечения (в т.ч. путем закачки CO₂, дымовых газов ТЭЦ и других агентов);

- Усовершенствование технологий разработки низкопроницаемых объектов путем бурения скважин сложной архиструктуры с проведением во всех стволах гидроразрывов пласта;

- Внедрение газовых и тепловых методов увеличения нефтеотдачи пластов в начальной, средней и поздней стадиях их разработки;

- Создание и апробация технологий рентабельной добычи нефти из пласта Ю₀ баженовской свиты;

- Внедрение технологий разработки многопластовых месторождений с применением оборудования, позволяющего осуществлять одновременную добычу нефти и закачку воды в одной и той же пробуренной скважине специальной конструкции:

- а) на разные пласты многопластовых объектов;

- б) на один и тот же особо низкопроницаемый пласт (типа Ю₂ или ачимовской толщи) с применением трехзбойных скважин (с разнесёнными на 200-300 метров забоями): например, в “пилот–ствол” – закачка воды, а из 2^х боковых стволов – отбор нефти;

- Более обширное и фундаментальное обобщение промыслового опыта внедрения современных технологий интенсификации добычи (гидроразрыв пласта, горизонтальные скважины, зарезки боковых стволов) – в наиболее осложненных и неблагоприятных геолого-физических условиях;

- Исследования по установлению возможностей “восполнения” запасов нефти на разрабатываемых месторождениях Западной Сибири за счет “подпитки” из более глубоких горизонтов Земли;

- Целенаправленное проведение исследований по весьма острой теме: “Где мы теряем нефть на месторождениях Западной Сибири?”:

- а) анализ на каждом нефтяном месторождении региона явления отеснения нефти за контур из-за преждевременного (необоснованного) перевода в ППД приконтурных как добывающих, так и нагнетательных скважин (это вредное явление в регионе имеет массовый характер до настоящего времени);

- б) неудачное проектное (и фактическое) расположение рядов нагнетательных скважин в краевых зонах, отсекающих часть активных запасов нефти от основной залежи; потери нефти здесь безвозвратны;

- в) “защемление” (захоронение) нефти из-за необоснованного преждевременного переноса фронта нагнетания (эта порочная технология на многих месторождениях проектируется в документах и применяется до сих пор);

- г) преждевременные переводы скважин с пласта на пласт без полной выработки проектного объекта имеют весьма массовый характер;

д) отсутствие перфорации части интервалов продуктивного пласта в добывающих скважинах в течение всего периода разработки (это, как правило, низкопроницаемые или с пониженной нефтенасыщенностью пропластки);

ж) “захоронение” нефти в длительно работающих нагнетательных скважинах (а именно, в неперфорированных нефтенасыщенных интервалах продуктивного пласта, отделенных от перфорированных глинистыми разделами);

з) возможные перетоки нефти из продуктивных залежей в близлежащие соседние водоносные пласты из-за создания высоких межпластовых перепадов давления и т.д.;

- Проведение тщательного объективного аудита состояния разработки нефтяных месторождений региона (по заказу государства) независимыми высокопрофессиональными специализированными организациями, имеющими соответствующий опыт.

- Дальнейшее детальное изучение, обобщение и осмысление практических результатов разработки нескольких десятков крупнейших и уникальных месторождений Западной Сибири, а также другие направления.

Примерно 25 лет назад офис (как бы сейчас сказали) Главтюменнефтегаза в Тюмени посетил профессор Казанского университета Н.Н.Непримеров. На совещании в Главке обсуждалось непростое состояние советской фундаментальной и прикладной (отраслевой) науки. Были также заслушаны сформулированные ученым 10 ключевых принципов “правильной разработки” нефтяных месторождений. Встреча ученого со специалистами Главка была весьма полезной.

Кроме обсуждаемых серьезных проблем автору запомнилась сказанная вскользь фраза уважаемого профессора о том, что за свою жизнь он написал полтора десятка книг, но потом понял, что они никому не нужны, так как их практически никто не читает, даже почтенные соавторы его монографий.

Работая над настоящей книгой, автор (несмотря на давность лет) не забывал печальную фразу известного ученого. Тем не менее, ради выполнения некоего долга перед самим собой книга, посвященная обобщению опыта разработки нефтяных месторождений Западной Сибири, все-таки была подготовлена.

Автор считает, что каждый специалист, длительное время занимающийся решением каких-то “узконаправленных” технических (или гуманитарных) проблем, в конечном итоге, должен издать собрание своих научно-технических публикаций в виде книги. Так или иначе, это будет способствовать накоплению и фиксации особо ценных, специальных научно-технических и других знаний.

Автор надеется, что обобщение колоссального многолетнего опыта разработки месторождений Западной Сибири будет продолжено и другими специалистами нефтяной отрасли уникального Тюменского региона.

Для ознакомления. Номера страниц не соответствуют официальной версии.

Приложения

Сведения об авторе

Автор – Янин Анатолий Николаевич

Место рождения – город Ишим Тюменской области.

Дата рождения – 1 февраля 1951 года.

Место жительства до поступления в ВУЗ – поселок Солнечная Поляна, близ города Жигулевска Куйбышевской области, Советский Союз.

Потомственный нефтяник. Отец – Янин Николай Алексеевич, работал старшим оператором по добыче нефти на Зольненском нефтяном месторождении нефтепромыслового управления «Жигулевскнефть» объединения «Куйбышевнефть»; мать – Ольга Григорьевна, заведующая химической лабораторией Зольненского газобензинового завода.

Место жительства в настоящее время – город Тюмень (с 26.07.1968 года).

В 1968 году закончил с золотой медалью среднюю трудовую политехническую школу №2 в поселке Солнечная Поляна.

В том же году поступил на учебу в Тюменский индустриальный институт (ТИИ) на нефтегазопромысловый факультет. Ленинский стипендиат. В период обучения проходил производственную практику:

- В 1970 году – на Глинско-Розбышевском месторождении Полтавской области Украинской ССР (ж.д.станция Гоголево);
- В 1971 году – на Арланском нефтяном месторождении НГДУ «Арланнефть» объединения «Башнефть» Башкирской АССР (город Нефтекамск);
- В 1972 году – на Усть-Балыкском нефтяном месторождении НГДУ «Юганскнефть» Главтюменнефтегаза в Тюменской области (город Нефтеюганск).

В 1973 году закончил ТИИ, получив квалификацию "горный инженер" по специальности "технология и комплексная механизация разработки нефтяных и газовых месторождений". Диплом № Щ 617048 от 16.06.1973г. (с отличием, средний балл – 5,0).

1 августа 1973 года по распределению поступил на работу в Гипротюменнефтегаз (г.Тюмень), головной институт Главтюменнефтегаза по проектированию разработки и обустройства нефтяных месторождений Западной Сибири. Трудовую деятельность начал в должности инженера, затем старшего инженера, младшего научного сотрудника (1974 г.) отдела разработки нефтяных месторождений.

1 февраля 1975 года переведен на работу во вновь созданный институт СибНИИИМП (г.Тюмень) на должность старшего научного сотрудника, далее – заведующий сектором (1978 г.), заведующий лабораторией разработки нефтяных месторождений Юганского района (1981 г.). Затем работал в должностях заведующего отделом (1985 г.), директора департамента проектирования разработки месторождений Юганского района ОАО СибНИИИМП, член правления института.

С 1993 года – директор ТОО (впоследствии – ООО) научно-исследовательская и проектная фирма «ТЭРМ» (г.Тюмень). С 2008 года и по настоящее время – генеральный директор ООО "Проектное бюро "ТЭРМ" (г.Тюмень).



Слева направо: Янин Владимир Леонидович — доктор медицинских наук;
Янин Анатолий Николаевич — автор книги, инженер,
Янин Алексей Николаевич — кандидат экономических наук,
Янин Евгений Леонидович — кандидат медицинских наук .

Для ознакомления. Номера страниц не соответствуют официальной версии.

В течение 1973-1998гг. занимался проектированием, а затем назначен ГИПом (главным инженером проектов) по разработке нефтяных месторождений ОАО "Юганскнефтегаз". Автор проектных документов практически по всем месторождениям Юганского региона ХМАО-Югры.

Проектировал разработку нефтяных месторождений по заданию многих крупных нефтяных компаний и других нефтедобывающих предприятий:

ОАО "Сургутнефтегаз", ОАО "Юганскнефтегаз", ОАО НК «Лукойл», "Салым Петролеум Девелопмент Н.В.", "Русснефть", "Сургутгазпром", "Итера", "Славнефть-Мегионнефтегаз", "Тюменнефтегаз", "Мохтикнефть", "Магма", "Томская нефть", "Назымская нефтегазоразведочная экспедиция", "Инга", "Транс-ойл", "Синко-Нижневартовское нефтедобывающее предприятие", "Нефтебурсервис", "Сибинвестнафта", "Мессояханефтегаз", "Уралнефтесервис", Ванъеганнефть", "Славнефть", СП "Черногорское", "Томскнефть ВНК", "Обьнефтегазгеология", "Аки-Отыр", "КанБайкал резорсез Инк.", "Грушевое", "Федюшкинское", "Норд-Ост Гео", "Манойл", "Эвихон", "Югранефть", АО "ТУРГАЙ-ПЕТРОЛЕУМ" и другие.

По этим месторождениям в соавторстве с другими специалистами и производителями предложено и утверждено к бурению более 30 тысяч проектных скважин, из которых пробурено около 20 тысяч скважин с накопленной добычей нефти более 1,5 млрд.тонн.

По предложенным ГИПом (в соавторстве) проектным решениям в свое время разрабатывались такие уникальные нефтяные месторождения России как Мамонтовское, Приобское, Южно-Приобское, Приразломное, Усть-Балыкское, Правдинское, Южно-Сургутское, Тайлаковское и другие.

В качестве руководителя тем и этапов принимал участие в выполнении более 300 проектных документов и научно-исследовательских работ.

В 1980 году с отличием закончил заочную аспирантуру при головном институте ВНИИнефть им.А.П.Крылова (г.Москва) по специальности "Разработка нефтяных месторождений" (научный руководитель д.т.н. Б.Т.Баишев).

Автор более 60 опубликованных научных статей, соавтор ряда руководящих отраслевых документов, научных обзоров и публикаций:

- РД 153-39-007-96 «Регламент составления проектных технологических документов на разработку нефтяных и газонефтяных месторождений». М., ВНИИ, 196, 202 стр.;

- РД 39-0147035-209-87 «Методическое руководство по определению эффективности гидродинамических методов повышения нефтеотдачи пластов». М., ВНИИ, 1987, 54 стр.;

- РД 39-0148070-266-88р «Руководство по проектированию и применению технологии разработки нефтяных месторождений на базе замкнутого нестационарного заводнения». Сибниинп, Тюмень, 1988, 66 стр.;

- Предварительный стандарт ПС 153-39,0-147-2003г. «Организация мониторинга разработки нефтяных и газонефтяных месторождений на территории ХМАО». Утвержден Приказом Министра МЭ И.Х.Юсуфова №246 от 21.06.2003г.;

- Соавтор фундаментальной монографии "Геология и разработка крупнейших и уникальных нефтяных и нефтегазовых месторождений России", ОАО ВНИИОЭНГ, М., 1996 г., том 2, 349 стр.

- Соавтор 44-х статей о нефтяных и газонефтяных месторождений ХМАО в энциклопедии «Югра» (Том 4), Ханты-Мансийск, 2005, 391 стр.

Принимал участие в совместных проектах российских нефтедобывающих предприятий с рядом известных зарубежных нефтяных и сервисных компаний: "Shell", "Amoco", "Western Atlas", "SSI" и др.

Направления научных исследований автора:

разработка многопластовых нефтяных месторождений, эффективность методов регулирования разработки, влияние плотности сетки скважин на нефтеотдачу пластов, разработка низкопроницаемых коллекторов, повышение нефтеизвлечения из водонефтяных зон, эффективность гидроразрыва пластов и бурения горизонтальных скважин, увеличение нефтеотдачи с помощью физико-химических методов, трехмерное цифровое моделирование разработки, технико-экономическая оценка месторождений, методическое обоснование проектирования разработки нефтяных месторождений, прогнозы нефтедобычи по регионам России и др.

Ранее был членом Центральной Комиссии по разработке нефтяных и нефтегазовых месторождений, с 1994 года – член Территориального отделения Центральной Комиссии по разработке нефтяных и газонефтяных месторождений ХМАО-Югра, эксперт ТО ЦКР.

Участвует в развитии малого бизнеса в нефтяной отрасли:

с 1993 г. – директор ТОО научно-исследовательская и проектная фирма "ТЭРМ", с 1995 г. – директор ОАО "Нефтяная Компания "Правдинскнефтеотдача", с 2008г. – генеральный директор ООО "Проектное бюро "ТЭРМ".

18 января 1988 года награжден медалью "За освоение недр и разработку нефтегазового комплекса Западной Сибири".

Обладатель знака "Почетный нефтяник Тюменской области".

Собрал богатую (более 1000 наименований) научно-техническую библиотеку по нефтегазовой промышленности России и зарубежных стран.

Хобби – фотосъемка (с 1967 года) на пленку, личный архив насчитывает более 5 тысяч черно-белых и цветных фотографий разнообразной тематики.

Спортивные увлечения – сплав по горным рекам. Совершил более 30 сложных категорированных походов по горным рекам в районах Алтая, Восточного Казахстана, Саян, Средней Азии, Урала, Прибайкалья. Пройдены реки Аргут, Карагем, Катунь, Чаткал, Сорбо-Кафирниган, Уба, Песчаная, Большой Тургусун, Алаш-Хемчик-Енисей, Ус-Енисей, Зун-Мурин, Кендырлик и другие. Опубликовал в центральной туристской печати серию статей о вновь разработанных оригинальных водных маршрутах по сложным рекам Горного Алтая и Восточного Казахстана – Курчум, Кальджир, Каракаба, Белая, Малая Ульба, Пыжа.

Для ознакомления. Номера страниц не соответствуют официальной версии.

5

Имеет официальное звание “Мастер спорта СССР по спортивному туризму” (удостоверение №265984 выдано 30 ноября 1991 года Госкомитетом СССР по физической культуре и спорту).

Составлено: 25.01.2010 г

Владимир Князев

Проектируя будущее^{*)}

/ к 15-летию проектного предприятия ООО «ТЭРМ» /

Началом послужил развал. Хорошая фраза, не правда ли? К сожалению, ею вряд ли кого у нас можно удивить. Похоже, слово "эволюция" – не из русского лексикона. Сломать, разрушить до основания, а затем на обломках (если останутся и они) строить. Проблема в том, что ломают одни, а вот строить-то приходится другим.

В сегодняшнее время многие компании празднуют свое 15-летие. И такие, например, как ЛУКОЙЛ, которые благодаря своей мощи и влиянию втягивают в орбиту своих празднеств не только десятки тысяч своих сотрудников, но и всю страну. И такие, существование которых затрагивает интересы десятка человек. С арифметикой у нас все в порядке – высчитайте год их образования. Правильно, 1991-й. Что тогда в стране происходило, не напоминаю. Компания, о которой мы сегодня рассказываем, зародилась именно в этом году. И зародилась она на “обломках”, хотя в данном случае это выражение не совсем корректно, двух крупнейших в области институтов: Гипротюменнефтегаза и Сибирского научно-исследовательского института нефтяной промышленности (Сибниинп).

Оба института существуют до сих пор, оба востребованы, хотя и в разной степени. И в решении своих внутренних проблем они находятся на разных уровнях. Но тогда, в начале 90-х годов, у них была одна общая проблема: отраслевые институты оказались никому не нужны.

На эту тему написано и сказано немало, и вряд ли мы добавим здесь что-то новое. Впрочем, почему бы и нет? Невостребованность институтов естественным образом сказалась на морально-психологической обстановке в коллективах. Одному из героев этой нашей публикации, Анатолию Янину, пришлось уволиться из Сибниинп в то время, когда он был на больничном. Почему уволился, это в данном случае уже неважно. Интереснее то, что, узнав об увольнении руководителя отдела, заявление “по собственному желанию” враз написали тридцать человек – его сотрудников.

Интересно, что сегодня он говорит о том, что события начала 90-х годов некоторые излишне драматизируют и даже демонизируют. А другие (оборотная сторона) – “героизируют”. По его мнению, куда более существенные трудности пришлось пережить в драматический год дефолта – 1998.

Здесь надо сказать еще об одной особенности, как бы объединявшей Гипротюменнефтегаз и Сибниинп, – в них в свое время было создано великое множество так называемых временных творческих коллективов, малых предприятий, кооперативов. Тогда казалось, что, раздробившись на несколько десятков, а то и сотен маленьких частей, институты как бы увеличивают площадь опоры. Но выяснилось, однако, что эти маленькие “плоты” зачастую “без руля и без ветрил” расплывались в разные стороны, так как не было у них тогда ни площади, ни опоры, ни умения построить новое.

^{*)} Статья опубликована в еженедельнике «Сибирский посад» (г.Тюмень), 2006 г., №40, с.8-9.

Для ознакомления. Номера страниц не соответствуют официальной версии.

Дела начали налаживаться только тогда, когда маятник качнулся в обратную сторону – в сторону консолидации. Тем более, что к этому времени изменилась и ситуация в экономике и, в частности, в “нефтянке”. Но что было положительного, так это приобретение опыта прямого общения с заказчиками. Нарбатывались и навыки предприимчивости.

В последние годы мы только и говорим о том, что единственно возможный путь развития России – создание инновационной экономики. На продаже сырья страны долго не просуществует. В товар надо научиться превращать знания. Но к нашим временам, однако, научный потенциал страны был изрядно размотан, размыт или вовсе утрачен – “благодаря” буйным 90-м.

Но не все эмигрировали за границу. Не все записались в “челноки”. Не все погрузились в пьянство. Те, кто остался по эту сторону, начали исподволь создавать новую российскую экономику – инновационную, основанную на знаниях, интеллекте, эрудиции технических специалистов. Специальные знания начали превращать в товар.

Так в Тюмени появилось, в частности, предприятие под названием “ТЭРМ” – “Технологии эффективной разработки месторождений”.

//Отзыв: "Федеральное государственное унитарное предприятие Госстроя РФ "Красноярский трест инженерно-строительных изысканий" сотрудничает с ООО "ТЭРМ" с 1994 года, работая над проектами обустройства нефтяных месторождений России – по заказам компаний "Шелл", "Салым Петролеум Девелопмент", "Англо-Сибирская Нефтяная Компания", а также предприятия "Енисейнефть". За время совместной работы мы не испытывали никаких трудностей, связанных с ООО "ТЭРМ".

Настоящим письмом ФГУП "КрасноярскТИСИЗ" рекомендует компанию ООО "ТЭРМ" как фирму, заслуживающую доверия во взаимоотношениях с партнерами для работы в Российской Федерации"

Генеральный директор М.Е.Есюков//

Именно это предприятие и создали ушедший из Сибниинп Анатолий Янин и группа его единомышленников.

В недрах и на поверхности земли

Тут необходимо дать коротенькое пояснение. Эксплуатируемое нефтяное месторождение (и газовое – тоже) состоит из двух основных “частей”. Деление это в значительной степени условное, можно даже сказать грубое, но, тем не менее...

Так вот, одна из частей – подземная. Это то, что вообще никто не видел и, наверное, не увидит никогда. В связи с этим проектант должен очень точно рассчитать, где, на какую глубину и сколько бурить эксплуатационных скважин (это те, по которым наверх поднимается нефть), а также где, сколько и на какую глубину задействовать нагнетательных скважин (это те, по которым в нефтяной пласт закачивают воду, чтобы поддерживать там, на глубине нескольких километров, оптимальное пластовое давление в залежах), а также проработать огромное количество других параметров.

Для ознакомления. Номера страниц не соответствуют официальной версии.

Надземная часть месторождения – это кустовые площадки, сборные и напорные трубопроводы, технологические площадки (ЦПС, КНС, УПН), здания и сооружения различного назначения, автодороги, линии электропередачи и связи. В общем, много всего. Не только много, и, как правило, все это очень дорого стоит в деньгах.

Исходя из сказанного, ранее и делились функции Сибниинп и Гипротюменнефтегаза. Первый занимается “подземельем” (то есть разработкой месторождений), второй – тем, что на земле (обустройством объектов).

При организации нефтедобычи в СССР это деление, можно сказать, никому никаких неудобств не доставляло, ведь все участники процесса, (например, ввода в эксплуатацию нового месторождения) работали в одной советской системе – во всех смыслах.

Но, когда отрасль рухнула и раздробилась на множество осколков (одни – очень крупные, это то, что называется вертикально интегрированными компаниями, другие – средние и мелкие, так называемые независимые), выяснилось, что заказчики отнюдь не настроены бегать по разным институтам. Ему удобнее, когда и “подземная”, и “наземная” части сосредоточены в одной проектной организации.

– Свое предприятие, – говорит сегодня Анатолий Янин, – мы изначально создавали как единый комплексный институт, способный “под ключ” выдать заказчику весь проект освоения месторождения в полном объеме.

//“Предприятие составляло проектные и иные документы на разработку и обустройство значительного числа (в т.ч. уникальных) месторождений углеводородов: Приобское, Приразломное, Усть-Балыкское, Петелинское, Майское, Средне-Угутское, Западно-Малобалыкское, Средне-Балыкское, Ефремовское, Киняминское, Южно-Киняминское, Лемпинское, Кальчинское, Северо-Демьянское, Западно-Ермаковское, Чехлонейское, Орехово-Ермаковское, Полуныхское, Русское, Салымская и Шапшинская группы месторождений, Черногорское, Верхне-Черногорское, Руфь-Еганское, Мохтиковское, Пылинское, Рямное, Унтыгейское, Кулунское, Южное, Ореховское, Лебяжье, месторождения Вала Гамбурица (Нядейосское, Черпаюское, Хасырейское), Тайлаковское, Ачимовское, Западно-Новомолодежное, Павловское, Северо-Островное, Восточно-Ингинское, Поттымско-Ингинское, Валенское, Верхне-Салатское, Южно-Мыльджинское, Малоичское, Восточно-Тарское, Ханты-Мансийское, Ванкорское, Восточно-Уренгойское, Северо-Есетинское, Западно-Могутлорское, Толумское, Рославльское, Когалымское, Двуреченское, Крапивинское и другие”//

Не случайно вторым “первым”, ключевым человеком в ТЭРМе стал бывший сотрудник Гипротюменнефтегаза Виктор Евстратов.

Янин и Евстратов впервые встретились еще в середине 80-х годов. Их свела вместе одна очень интересная, сложная и ответственная работа – создание первого проекта освоения уникального Приобского месторождения. “Интересная, сложная и ответственная” – это не для красного словца. Достаточно узнать, что месторождение находится в пойме могучей реки Обь.

Вместе они сделали и первую работу ТЭРМа по заданию “Тюменнефтегаза” (руководители Ю.Н.Вершинин, Н.Е.Павлов), который заинтересовался тогда единственным нефтяным месторождением высоковязкой нефти, расположенным аж в Молдавии. Интерес был вызван, прежде всего, доступностью (небольшая глубина пластов). ТЭРМу поручили сделать специальное технико-экономическое обоснование его освоения. Янин и Евстратов выехали на место, сделали ТЭО, защитили его, в том числе и в правительстве, у первого вице-премьера Молдавии. К сожалению, проект так и остался нереализованным. СССР рухнул, а вместо Молдавской ССР появилось независимое государство Республика Молдова с западным вектором интересов.

– В конце 80-х годов, – говорит Анатолий Янин, у нас в Сибниинп работал весьма продвинутый директор – Юрий Викторович Маслянец. Уже с 1988 года начал он прививать сотрудникам принципы функционирования научного предприятия на основе хозяйственного расчета. Поэтому мы, по сравнению с другими (получавшими деньги “просто так” – из министерства), уже тогда начали работать на прямых договорах с заказчиками, производственными предприятиями Тюменского Севера. Поэтому начало реформ и становления частного бизнеса для нас не было чем-то неожиданным. Мы в этом деле тогда плавали уже довольно свободно.

Вообще ТЭРМ начинался человек с 10-15. И очень трудно в то время было предположить, что Янин и Евстратов хотят создать, по сути, небольшой комплексный институт. Не по числу сотрудников и не по квадратуре занимаемых площадей, а именно, по сути.

Годом позже пришедший в ТЭРМ “типровец” Михаил Огородний (он сейчас главный инженер, с ним мы встречались накануне), рассказывая о своих ощущениях той поры, отметил уверенность в будущем успехе.

Сейчас в ТЭРМе работает около 150 человек. Анатолий Янин, кроме общего руководства фирмой, возглавляет направление “геология и разработка”, Виктор Евстратов – директор по обустройству месторождений. Структура фирмы выстроена таким образом, чтобы всегда обеспечивался комплексный подход к любой работе.

//Отзыв: "Плодотворное сотрудничество в области инжиниринговых услуг при обустройстве группы Шапшинских месторождений между ОАО Нефтяной акционерной Компанией "АКИ-ОТЫР" и проектной фирмой ООО "ТЭРМ" началось с 1993 года. За это время фирма зарекомендовала себя с лучшей стороны. Были разработаны проекты пробной эксплуатации Нижне-Шапшинского месторождения, перспективный план развития Шапшинской группы до 2018 года, вся необходимая проектно-сметная документация". Документы выполнены в срок, на высоком техническом уровне и получили положительные заключения в органах экспертизы."

Зам. генерального директора В.А.Пыталев//

– Раньше на разработку, обустройство и эксплуатацию месторождения в целом, комплексно особо никто и не смотрел, – говорит Михаил Огородний. – Вначале, скажем, выполнялся проект разработки (пробной

эксплуатации). Затем – и не исключено, что совсем другой группой проектантов – документ следующей стадии. Сейчас же мы, получая задание, решаем все геолого-технические и строительные вопросы: от оформления землеотвода – до запуска в эксплуатацию, от геологоразведки – до экологии и экономики.

– Такой подход, – продолжает Анатолий Янин, – позволяет более точно оценить эффективность всего проекта, нежели раньше, т.е. экономить деньги заказчиков. По его словам, основные заказчики ТЭРМа по подземной части – малые и средние предприятия топливно-энергетического комплекса Западной Сибири.

Он перечислил ряд работ, которые выполнила фирма. Отметил, в частности, и первые проекты разработки известного Кальчинского нефтяного месторождения /"ОАО Тюменнефтегаз"/, которое, как известно, расположено на юге области.

Ряд серьезных работ выполнен и для очень крупных компаний: по Приобскому месторождению – для "Юганскнефтегаза", Южно-Приобскому – для компании "Югранефть", по Тайлаковскому – для "Славнефть-Мегионнефтегаза".

Но особо выделяется работа с компанией "Салым Петролеум Девелопмент". Как известно, это предприятие входит в группу "Шелл", одну из крупнейших в мире. Известно и то, что западные стандарты заметно отличаются от российских. Хуже они или лучше, вопрос интересный, но – не для этой публикации. Для нас сегодня важнее то, что они просто отличаются, причем иногда в значительной степени. Это относится и к подходам, принципам проектирования и правилам освоения нефтяных месторождений.

Так вот, "Салым Петролеум Девелопмент" в свое время объявил конкурс на разработку технико-экономического обоснования соглашения о разделе продукции (ТЭО СРП) по группе месторождений, на которые компания собиралась выходить. Этот серьезный конкурс выиграл ТЭРМ, что само по себе крайне важно, т.к. в нем, например, участвовал и Сибниинп, и различные московские проектные организации.

Работа над ТЭО, по словам Анатолия Янина, была столь же трудной, сколь интересной. Именно в силу тех причин, о которых мы упоминали, обнаружились, например, расхождения в оценках параметров проекта. Специалисты ТЭРМа посчитали завышенной проектную мощность группы месторождений, которую первоначально "закладывали" в проект иностранные специалисты. И, в конечном итоге, доказали свою правоту.

Работа была принята заказчиком, успешно защищена в Москве на Центральной комиссии по разработке (в 2002 году), а ТЭРМ, по словам Анатолия Янина, приобрел новый, неоценимый опыт взаимодействия с передовыми западными партнерами.

– Для нас, – подчеркивает он, – крайневажна профессиональная оценка, рейтинг предприятия, его репутация.

И тут он провел довольно неожиданную параллель с индийским городом Бангалором, расположенным весьма далеко от г. Тюмени – в Индии.

“Офшорное проектирование”

Как известно, Бангалор, это средоточие классных программистов. Не секрет и то, что индусы постепенно теснят на этом рынке русских программистов. И вот сидят они там у себя в Бангалоре, получают со всего мира задания на разработку компьютерных программ, выполняют их и отправляют заказчикам.

– Они занимаются "офшорным программированием", – говорит Анатолий Янин. – Мы же, сидя здесь, в Тюмени, в известной степени занимаемся “офшорным проектированием”. Парадокс – в офисах целого ряда иногородних нефтяных компаний, с которыми мы работаем много лет, я вообще ни разу не был! И даже лично не знаком с их первыми руководителями.

"Офшорная цепочка" по его словам, очень простая. Если у фирмы есть серьезная профессиональная репутация (“а у нас она есть”, – подчеркивает Анатолий Янин), то достаточно обычного телефонного звонка или письма по факсу: не могли бы вы составить такой проект?”, – и работа начинается...

Получив необходимую первичную информацию, ТЭРМ делает полностью проект ("от и до"), информируя заказчика то ли по e-mail, то ли экспресс-почтой о всех результатах – по каждому этапу. Затем готовый проект защищается на Центральной (или Территориальной) комиссии по разработке, заказчик получает утвержденный комиссией протокол и больше ему, образно выражаясь, ничего не надо.

Экономится масса средств, в частности, на командировки. А главное, экономится драгоценное время – то, которое деньги.

Но, чтобы прийти к “офшорному проектированию”, ТЭРМу пришлось долго и немало потрудиться, заработать репутацию. Собрать под своей крышей высококвалифицированных специалистов... Да и потратиться тоже пришлось. На современную технику и программное обеспечение (в т.ч. и современное зарубежное например). Однако особая гордость Анатолия Янина – богатая научно-техническая библиотека и архив отчетов. В них есть все для работы. Понадобились, например, показатели добычи нефти по Казахстану, Ливии или Китаю, не говоря уж о США, – пожалуйста!

Не без удовлетворения отметим, что, по признанию Анатолия Янина, очень много конкретной и ценной информации компания получает из "Сибирского посада", который наряду с "Коммерсантом" является его приоритетной газетой. Кстати, напомним, что он у нас нередко публикуется, и статьи, посвященные перспективам добычи нефти в России и ХМАО до 2015 г., имели определенный резонанс в “ТЭКовском” сообществе.

Что же касается “офшорного проектирования”, то, как считает Анатолий Янин, это очень перспективное направление, и им вполне мог бы заниматься и создающийся в Тюмени новый технопарк.

Проблема одна: недостаток классных специалистов в области проектирования.

– Их мало в Тюмени, их немного и в России, – говорит он. – Мы ведь все знаем друг друга в лицо. Задача состоит в том, чтобы вырастить квалифицированное подрастающее поколение. Среди молодежи появляется не так уж много “звезд”. Но это и во всем мире проблема.

Тюмень – нефтяная столица

Янину приходится читать множество резюме соискателей должностей в ТЭРМе, со многими кандидатами приходится обстоятельно разговаривать. Иногда, по его признанию, эти встречи удручают. Не хватает кругозора, широты интересов, смелости, напористости. Но, главное, не хватает глубины специальных знаний по нефтеразработке.

Поэтому ТЭРМ начинает работать со студентами уже с третьего-четвертого курсов университета. К защите диплома они уже кое-чему научатся на практике, во время подработок на фирме. Но учеба продолжается и позже. А молодежь – главным образом, выпускники нефтегазового, “классического” и строительного Тюменских университетов – сегодня хоть и не на первых ролях, но уже и далеко не на последних. В этом году на фирму пришли около десятка вчерашних студентов, которые ранее совмещали учебу с работой в ТЭРМе.

Может ли Тюмень сегодня претендовать на то, чтобы называться “проектной столицей нефтегазового бизнеса”? – спрашивает Анатолий Янин и сам же отвечает – В принципе, может. Но, если ТюменьНИИгазпрогаз контролирует примерно 70 процентов объемов проектирования в газовой сфере региона, то в нефтяной области тюменским проектным предприятиям (аналогичным ООО “ТЭРМ”), необходимо поставить цель достичь такого же показателя – совместно.

На сегодняшний день очень много заказов уходит в другие города, несмотря на то, что там, как правило, качество проектирования ощутимо ниже, чем в Тюмени. А ведь общий объем проектных работ в “нефтянке” региона по всем ее направлениям, навскидку, превышает 100 миллионов долларов в год.

С другой стороны, как сказал нам Михаил Огородний, “мы пока не чувствуем здоровой конкуренции. Рынок очень большой, работы хватает всем. Однако некоторые компании демпингуют и тем самым “портят” сложившийся “правильный” рынок.

– Спрос превышает предложение, – говорит Анатолий Янин. Парадокс, но мы вынуждены отказываться от денег, которые нам предлагают: берите! Не берем! Почему? Кадровая проблема!

– Какие нам нужны люди? – продолжает он. – Такие, которые не признают наличия никаких барьеров. Вот пришел человек... 30 лет проработал, предположим, в геофизике. Все в ней знает! Зато в геологии или, к примеру, в разработке – “белый лист” и боится этого, не хочет и не может освоить новые области знаний.

Другая проблема, многие приходят с внутренней установкой “мы всегда так делали”, что означает: “по-другому делать не буду и не хочу. И не умею”.

Несомненно, что проектирование должно быть творческим. Для меня это незыблемый постулат. Я помню, как лет 30 назад приезжал к нам в институт Сибниинп Владимир Юрьевич Филановский (один из блестящих

Для ознакомления. Номера страниц не соответствуют официальной версии.

организаторов нефтяной промышленности СССР, соратник В.И.Муравленко – В.К.) и упрекал наших проектантов: вы, мол, скважины можете размещать только “квадратно-гнездовым” методом и никак иначе. Да, кому-то дано провидение – это хороший проектировщик. Но таких мало. А кому-то не дано. Таких гораздо больше. Отсюда и путешествующий по жизни “квадратно-гнездовой” метод разработки.

Сам Анатолий Янин за свою карьеру спроектировал размещение около тридцати тысяч эксплуатационных скважин. В современных ценах каждая из них стоит не менее миллиона долларов. Вот цена ошибки, если хотите, проектировщика. Цена его ответственности – сумма прописью. Кстати, из “его” скважин уже добыто больше полутора миллиардов тонн нефти. Через пятьдесят лет этот объем, как минимум, удвоится. Вот она – цена профессионального проектировщика!

//Отзыв: “ООО “ТЭРМ” выполняло и выполняет в настоящее время проектные работы по обустройству Приобского (южная часть) месторождения. Сотрудничество продолжается четыре года. За это время специалисты ООО “ТЭРМ” зарекомендовали себя с лучшей стороны. Работы выполнены на хорошем научно-техническом уровне и прошли экспертизу в соответствующих органах.”

Главный инженер ОАО АНК “Юганефть” Я.А.Трухан //

– Одинаковых месторождений в природе не существует, – говорит он с высоты своего опыта, – И мы всегда стремимся в последующих работах сделать шаг вперед по сравнению с предыдущими проектами.

В нашем деле важно все – в том числе и внешний вид проектной документации, отчетов – убежден он. – Обложка, цвет, размещение разделов. Мы этому научились у некоторых западных партнеров.

А ведь мы – не дизайнеры, а рядовые проектировщики. Но посмотрите, – он протягивает мне книгу с проектом, – все здесь сделано классно! Это, если хотите, произведение искусства!

ТЭРМ, судя по отзывам, многое делает “классно”. И становится понятно, где истоки его репутации, которой так гордятся все сотрудники компании.

И напоследок – еще о “классном”.

В одном из офисов компании увидел выставку удивительных, не побоюсь этого слова, фотографий. На них – наша природа. Наша, тюменская земля.

Выставка, если можно так сказать, анонимная, без указания исполнителя. Выяснил: автор всех этих крупноформатных цветных фотографий, оформленных в рамки и паспарту (всё как на фотовыставке) – Анатолий Янин. Ручаюсь: многие тюменские фотопрофессионалы, увидев эти работы, должны посыпать головы пеплом и переквалифицироваться в управдомы.

Талантливый человек – он во всем талантлив!

Кстати (и это уж точно – напоследок), мало кому известно, что Анатолий Янин – мастер спорта СССР по спортивному туризму...

ООО "Проектное бюро "ТЭРМ"

Сведения о ключевых сотрудниках предприятия по основным направлениям проектирования разработки нефтяных месторождений

| № п/п | Ф.И.О. | Образование, специальность | Должность | Стаж работы, лет |
|-------|--|---|--|------------------|
| 1 | Янин Анатолий Николаевич | Тюменский индустриальный институт, "Разработка нефтяных месторождений" | Генеральный директор | 38 |
| 2 | Закирова Раиса Абдулсалиховна | Тюменский индустриальный институт, "Разработка нефтяных месторождений" | Зав.отделом анализа разработки | 38 |
| 3 | Кубрик Евгения Петровна | Тюменский индустриальный институт, "Геология" | Зав.отделом нефтепромысловой геологии и разработки | 32 |
| 4 | Назарова Ирина Владимировна | Тюменский государственный университет, "Математика" | Зав.отделом моделирования разработки | 32 |
| 5 | Шибанов Валерий Анатольевич | Тюменский индустриальный институт, "Разработка нефтяных месторождений " | Зав.лабораторией ТТДН | 36 |
| 6 | Борисов Дмитрий Александрович | ТюмГНГУ, Геология нефти и газа | Зав.отделом геолого-промыслового анализа | 9 |
| 7 | Гильдерман Александр Александрович | Аспирант ТюмГНГУ, Специальность – Капитальный ремонт скважин | Инженер отдела проектирования разработки | 4 |
| 8 | Коровина Ольга Николаевна | ТюмГНГУ, Охрана окружающей среды и рациональное использование природных ресурсов | Зав.лабораторией экологии и охраны окружающей среды | 7 |
| 9 | Янин Кирилл Евгеньевич | ТюмГНГУ, Экономика и управление на предприятиях ТЭК | Зав.лабораторией экономики разработки, кандидат экономических наук | 8 |

Перечень месторождений, в проектировании и анализе разработки которых принимал участие автор (за период с 1973 по 2010 год)

| | | | |
|----|---------------------------------------|-----|---|
| 1 | Ай-Еганское | 55 | Пальниковский Л.У. (ЯНАО) |
| 2 | Алтыновское (Пермский край) | 56 | Пальяновский (юго-восточный) Л.У. |
| 3 | Асомкинское | 57 | Периклинальный участок (ЯНАО) |
| 4 | Ачимовское | 58 | Петелинское |
| 5 | Ваделъпское | 59 | Покачевское |
| 6 | Валенское (Молдавия) | 60 | Поттымско-Ингинский Л.У. |
| 7 | Ватлорское | 61 | Правдинское |
| 8 | Верхне-Салатское (Томская область) | 62 | Приобское (СЛТ) |
| 9 | Верхне-Салымское | 63 | Приобское (ЮЛТ) |
| 10 | Верхне-Черногорское | 64 | Приразломное |
| 11 | Верхне-Шапшинское | 65 | Пылинское |
| 12 | Восточно-Ингинское | 66 | Русское (ЯНАО) |
| 13 | Восточно-Мессояхское | 67 | Руфь-Еганское |
| 14 | Восточно-Пальяновское | 68 | Рямное |
| 15 | Восточно-Правдинское | 69 | Сайгатинское |
| 16 | Восточно-Сахалинское | 70 | Салымское (пласт ЮС0) |
| 17 | Восточно-Студеное | 71 | Северо-Демьянское |
| 18 | Восточно-Сургутское | 72 | Северо-Комариное |
| 19 | Восточно-Тарское (Новосибирская обл.) | 73 | Северо-Островное |
| 20 | Восточно-Тромъеганское | 74 | Северо-Салымское |
| 21 | Грушевое (Томская область) | 75 | Снежное (Томская область) |
| 22 | Ефремовское | 76 | Солкинская площадь (Сургутская часть) |
| 23 | Западно-Ермаковское | 77 | Солкинская площадь (Юганская часть) |
| 24 | Западно-Малобалыкское | 78 | Средне-Асомкинское |
| 25 | Западно-Мессояхское (ЯНАО) | 79 | Средне-Балыкское |
| 26 | Западно-Новомолодежное | 80 | Средне-Балыкское (Южная часть) |
| 27 | Западно-Пылинское | 81 | Средне-Угутское |
| 28 | Западно-Салымское | 82 | Средне-Шапшинское |
| 29 | Западно-Таркосалинское (ЯНАО) | 83 | Тайлаковское |
| 30 | Западно-Угутское | 84 | Тепловское |
| 31 | Западно-Устьбалыкское | 85 | Тромъеганское |
| 32 | Кальчинское | 86 | Угутское |
| 33 | Киняминское | 87 | Унтыгейское |
| 34 | Кислорское | 88 | Усть-Балыкское (объект Б ₁₋₅) |
| 35 | Красноленинское | 89 | Усть-Балыкское (объект Б ₁₀) |
| 36 | Кудринское | 90 | Фаинское |
| 37 | Кулунское | 91 | Федюшкинское (Томская область) |
| 38 | Лебяжье | 92 | Ханты-Мансийское |
| 39 | Лемпинская площадь | 93 | Хасырейское (Вал Гамбурцева) |
| 40 | Майское | 94 | Хорлорское |
| 41 | Мало-Балыкское | 95 | Центрально-Пылинское |
| 42 | Малоичское (Новосибирская обл.) | 96 | Черногорское |
| 43 | Мамонтовское | 97 | Черпаюское (Вал Гамбурцева) |
| 44 | Мохтиковское | 98 | Чехлонейское |
| 45 | Назаргалеевское | 99 | Чупальский Л.У. |
| 46 | Нижне-Лумкойское | 100 | Широковская площадь |
| 47 | Нижне-Шапшинское | 101 | Энтельская площадь |
| 48 | Нонг-Еганское | 102 | Южное |
| 49 | Нядейюское (Вал Гамбурцева) | 103 | Южно-Асомкинское |
| 50 | Ожгинское (Пермский край) | 104 | Южно-Балыкское |
| 51 | Омбинское | 105 | Южно-Киняминское |
| 52 | Орехово-Ермаковское | 106 | Южно-Мыльджинское (Томская область) |
| 53 | Ореховская площадь | 107 | Южно-Сургутское |
| 54 | Павловское (Томская область) | 108 | Явинлорское |

**Преподаватели
основных нефтяных дисциплин
в Тюменском индустриальном институте в 1968-1973 гг.**

1. **Богачев Борис Алексеевич – заведующий кафедрой разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, кандидат технических наук**
2. **Медведев Юрий Андреевич, кандидат технических наук**
3. **Медведский Родион Иванович, кандидат технических наук**
4. **Чириков Леонид Иванович, кандидат технических наук**
5. **Ярославов Борис Романович, кандидат технических наук**
6. **Шагиев Иршад Гиндуллович, кандидат технических наук**
7. **Духовная Полина Абрамовна, ассистент**

Автор благодарен указанным преподавателям Тюменского индустриального института за их усилия в формировании его как квалифицированного специалиста и ученого, а также за подготовку огромной армии выпускников ВУЗа нефтегазового профиля.

**Руководство
института Гипротюменнефтегаз (с 1975 г. Сибниинп)
и его структурных подразделений
по направлениям “геология и разработка” в 1973-1975 гг.**

**Праведников Николай Константинович – директор института,
кандидат технических наук**

**Свищев Михаил Федорович, заместитель директора,
доктор геолого-минералогических наук**

**Абдуллин Раиль Акзамович, начальник геологического отдела,
кандидат геолого-минералогических наук**

**Багаутдинов Амир Кадырович, заведующий лабораторией
разработки месторождений Томской области,
кандидат геолого-минералогических наук**

**Бадьянов Владимир Александрович, заведующий лабораторией
нефтепромысловой геологии,
кандидат геолого-минералогических наук**

**Батурин Юрий Ефремович, заведующий лабораторией разработки,
кандидат технических наук**

**Вакулин Артур Николаевич, заведующий лабораторией
оперативного анализа, кандидат технических наук**

**Вашуркин Александр Иванович, заведующий лабораторией
подземной гидродинамики, кандидат технических наук**

**Гарипов Марс Гарипович, заведующий лабораторией
разработки месторождений Шаимского района,
кандидат геолого-минералогических наук**

**Гарифуллин Гусман Хабибуллович, заведующий лабораторией
разработки месторождений Нижневартовского района,
кандидат геолого-минералогических наук**

**Демушкин Юлий Иванович, заведующий лабораторией
разработки Самотлорского месторождения,
кандидат геолого-минералогических наук**

**Ефремов Евгений Павлович, начальник отдела разработки,
кандидат геолого-минералогических наук**

**Ишаев Узбек Галиянович,
заведующий лабораторией региональной геологии,
кандидат геолого-минералогических наук**

Для ознакомления. Номера страниц не соответствуют официальной версии.

**Каптелинин Николай Диомидович, начальник отдела физики
и гидродинамики, кандидат технических наук**

**Касов Александр Степанович, заведующий сектором
физики пласта, кандидат технических наук**

**Корчёмкин Владимир Николаевич,
заведующий лабораторией литологии,
кандидат геолого-минералогических наук**

**Кукош (Митрякова) Татьяна Георгиевна,
заведующая сектором проектирования разработки**

**Луговая Валентина Михайловна,
заведующая сектором проектирования разработки**

**Пономарева Ирина Александровна, заведующая лабораторией
экономического обоснования проектов,
кандидат экономических наук**

**Санин Валерий Петрович,
заведующий лабораторией подсчета запасов,
кандидат геолого-минералогических наук**

**Сонич Владимир Павлович,
заведующий лабораторией петрофизики,
кандидат геолого-минералогических наук**

**Телишев Анатолий Георгиевич, заведующий лабораторией
разработки месторождений Сургутского района,
кандидат геолого-минералогических наук**

**Туров Валентин Андреевич,
заведующий лабораторией анализа разработки,
кандидат геолого-минералогических наук**

**Чуриков Леонид Иванович,
начальник отдела перспективного планирования,
кандидат геолого-минералогических наук**

**Юсупов Ким Салихович, заведующий лабораторией
гидродинамических исследований скважин,
кандидат технических наук**

**Ярышев Геннадий Михайлович, заведующий лабораторией
исследований нефти, газа и воды,
кандидат физико-математических наук**

Во многом благодаря усилиям указанных специалистов был заложен фундамент тюменской нефтяной науки и проектной деятельности при освоении месторождений нового региона – Западной Сибири, а также воспитан многочисленный отряд высококвалифицированных специалистов геологов и разработчиков.

| № п/п | Наименование направлений | № п/п | Наименование направлений |
|-------|---|-------|--|
| 103 | Законы Тюменской области | 156 | МУНы – 3 (обзоры) |
| 104 | Замеры дебитов и обводненности скважин | 157 | НДПИ в НГДП РФ |
| 105 | Зарубежнефть | 158 | Неоднородность нефтяных пластов (корреляция разрезов скважин) |
| 106 | Зарубежные пакеты моделирования | | |
| 107 | Зарезка боковых стволов (ЗБС-1) | 159 | Нефтегазовые залежи |
| 108 | Зарезка боковых стволов (ЗБС-2) | 160 | Нефтепереработка в России |
| 109 | Индия | 161 | Нефтяная промышленность РФ – 1 |
| 110 | ИНКОТЭК (карты), сведения о лицензионных участках | 162 | Нефтяная промышленность РФ – 2 |
| | | 163 | Нефтяные месторождения России |
| 111 | Инструкции в нефтяной промышленности | 164 | Низкая нефтенасыщенность коллекторов |
| 112 | Интерференция скважин | 165 | Новосибирская область |
| 113 | Ирак | 166 | Норвегия |
| 114 | Иркутская область | 167 | НПК – 1 (низкопроницаемые коллектора) |
| 115 | История нефтегазовой промышленности Западной Сибири | 168 | НПК – 2 (низкопроницаемые коллектора) |
| | | 169 | Омская область |
| 116 | Калмыкия (Хальм-Тангч) | 170 | ОПЗ – 1 (добывающие скважины) |
| 117 | Камчатка | 171 | ОПЗ – 2 (добывающие скважины) |
| 118 | Канада | 172 | ОПЗ нагнетательных скважин |
| 119 | Карбонатные коллектора – 1 | 173 | Опыт разработки нефтяных месторождений |
| 120 | Карбонатные коллектора – 2 | 174 | Оренбургская область |
| 121 | Киргизия | 175 | ОРЭ (ОРД, ОРЗ) |
| 122 | Китай | 176 | Отключение (выбытие) скважин |
| 123 | Классификации в НГДП | 177 | Пакеры |
| 124 | Классификация запасов нефти и газа | 178 | Палеозой России |
| 125 | Ковыктинское газовое месторождение | 179 | Палеозой Западной Сибири |
| 126 | Когалымнефтегаз (ТПП) | 180 | Парафиноотложения |
| 127 | Коми (Тимано-Печора) НАО | 181 | Перекись водорода (применение H ₂ O ₂) |
| 128 | Комплексное использование сырья нефтяных месторождений | 182 | Перекрыватели. Расширители ствола скважины. |
| | | 183 | Перетоки (заколонные) |
| 129 | Конкурсы, аукционы недр в РФ | 184 | Пермский край |
| 130 | Конструкции забоев скважин | 185 | Персоналии |
| 131 | Коррозия в нефтяной промышленности | 186 | Перфорация скважин |
| 132 | Кoeffициент вытеснения нефти | 187 | Пласт Ю ₀ (Папка 1) |
| 133 | Кoeffициент заводнения | 188 | Пласт Ю ₀ (Папка 2) |
| 134 | Кoeffициент охвата фильтрацией | 189 | Пласт Ю ₀ (Папка 3) |
| 135 | Красноленинское месторождение | 190 | Пласт Ю ₁ |
| 136 | Крепление скважин | 191 | Пласт Ю ₂ |
| 137 | КРС (капремонт скважин) | 192 | ПНГ (попутный нефтяной газ) |
| 138 | Крупнейшие нефтяные месторождения | 193 | Подземное захоронение жидких отходов |
| 139 | Курганская область | 194 | Подземные хранилища газа |
| 140 | Ликвидация скважин | 195 | Подсчет запасов УВС |
| 141 | Линии тока в пластах | 196 | Подходы западных компаний к разработке нефтяных месторождений России. |
| 142 | ЛУКОЙЛ | | |
| 143 | Лысенко В.Д. (статьи) | 197 | Поиск и разведка залежей УВС. Оценка потенциальных ресурсов |
| 144 | Магнитные жидкости | | |
| 145 | Механизированная эксплуатация скважин (ЭЦН, ШГН) | 198 | Поиск нефтеподводящих каналов (из фундамента) |
| | | 199 | Пологие скважины |
| 146 | Мех.примеси в продукции скважин | 200 | Порошкообразные реагенты для ОПЗ скважин |
| 147 | Мировые ресурсы нефти и газа | 201 | Порядок проектирования. /Дискуссии. Обзоры./ |
| 148 | ММП (Многолетнемерзлые породы) | 202 | Прадхо-Бей (США) |
| 149 | Многозбойные скважины (МЗС) | 203 | Приобское месторождение (публикации) |
| 150 | Мониторинг недр юга Тюменской области | 204 | Приразломное месторождение |
| 151 | Морские месторождения УВС | 205 | Приоритетные направления в нефтедобыче |
| 152 | Глубоководные технологии | 206 | Прогноз водонефтяного фактора (ВНФ) |
| 153 | МПР России | 207 | Программы исследовательских работ (в проектах разработки) |
| 154 | МУНы – 1 (обзоры) | | |
| 155 | МУНы – 2 (обзоры) | 208 | Пурнефтегаз |

Подборка показателей деятельности нефтяных компаний России за 1993-2009 гг.

ООО «Проектное бюро «ТЭРМ», как научно-исследовательская организация, осуществляет постоянный сбор и накопление массива разнообразных статистических данных, касающихся нефтяной промышленности России (в т.ч. по регионам: ХМАО, ЯНАО, юг Тюменской области), нефтяным компаниям, крупнейшим нефтяным месторождениям как России, так и других стран. Указанная информация собирается из открытых источников – научно-технических публикаций, справочников, монографий и т.п.

Это связано с тем, что не всегда специалисты, занимающиеся вопросами анализа нефтедобычи по России, регионам и компаниям, могут быстро найти необходимую информацию.

Статистикам нефтяной промышленности также известно, что многие, даже ключевые показатели (добыча нефти, объем проходки и т.д.), взятые из разных источников – различаются. Это относится к цифрам, приведенным в официальных государственных источниках, сведениям, опубликованным в региональной печати, собственной отчетности нефтяных компаний и др. С подобным расхождением в цифрах приходится мириться /т.е. «статистика знает не всё» /.

Необходимые статистические данные публиковались в обстоятельных справочниках ВНИИОЭНГа «Нефтяная промышленность Российской Федерации» (до 1999 г. включительно), в научно-технических журналах: «Минтоп», «Нефть и Капитал», «Бурение и нефть», «Нефтяное хозяйство», «Вестник ЦКР Роснедра», «Геология нефти и газа», а также в ряде региональных и специальных изданий.

Ниже, с целью облегчения специалистам доступа к необходимым статистическим данным, приводятся сведения о показателях нефтедобычи по России и ведущим компаниям за период с 1993 по 2009 год.

Приведены такие основные показатели, как:

- годовая добыча нефти, тыс.т;
- среднесуточная добыча нефти, тыс.т/сут и тыс.барр./сут;
- объем эксплуатационного бурения, тыс.м;
- объем разведочного бурения, тыс.м;
- динамика фонда эксплуатационных скважин, в т.ч. действующих;
- сведения об экспорте нефти за рубеж и другие данные.

Сбор и обработку указанной информации выполнили: кандидат экономических наук К.Е.Янин и А.Н.Янин (ООО «Проектное бюро «ТЭРМ»).