



М.А.Черевко, А. Н.Янин, К.Е.Янин

**РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖ-
ДЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ
ГОРИЗОНТАЛЬНЫМИ СКВАЖИНАМИ
С МНОГОСТАДИЙНЫМИ ГИДРОРАЗРЫ-
ВАМИ ПЛАСТА**

Тюмень 2015

УДК 622.276

Черевко М.А., Янин А.Н., Янин К.Е.

«Разработка нефтяных месторождений Западной Сибири горизонтальными скважинами с многостадийными гидроразрывами пласта».
Тюмень–Курган, Издательство “Зауралье”, 2015 – 268 с.

ISBN 978-5-9905587-1-7

Монография посвящена исследованию вопросов разработки низкопроницаемых коллекторов с применением инновационной технологии, предусматривающей бурение горизонтальных скважин с проведением в них многостадийных гидроразрывов пласта.

Выполнен обзор опубликованных материалов об эффективности и результатах внедрения технологии на нефтяных месторождениях Западной Сибири ведущими нефтяными компаниями (ОАО «Газпром нефть», ОАО «НК «ЛУКОЙЛ», ОАО «НК «Роснефть» и др.).

Приведены данные многовариантного трехмерного моделирования с целью установления оптимальных параметров технологии в пластах с ультранизкой проницаемостью.

Обобщены результаты и установлены критерии эффективного применения технологии на месторождениях предприятия ООО «Газпромнефть-Хантос».

Обоснована целесообразность избирательного уплотнения сетки скважин на Приобском месторождении, изучены и обобщены первые результаты уплотняющего бурения на объекте АС10-12 за 2012-2014гг.

Усовершенствован метод определения параметров вытеснения нефти водой в коллекторах с низкой проницаемостью.

Приведены результаты технико-экономической оценки при выборе оптимальных параметров технологии многостадийного гидроразрыва в горизонтальных скважинах.

Книга адресована специалистам по разработке нефтяных месторождений, научным работникам, студентам и аспирантам нефтегазовых вузов.

Иллюстраций – 121, таблиц – 67, библиография – 194 названия.

ISBN 978-5-9905587-1-7

Научный редактор – А.Н.Янин

Ч _____ без объявления
2015

© М.А.Черевко, А.Н.Янин,
К.Е.Янин, 2015

© Издательство “Зауралье”, 2015

СОДЕРЖАНИЕ

| | Стр. |
|---|------|
| Введение | 5 |
| Глава 1. Особенности современного этапа развития нефтедобывающей промышленности России | 9 |
| Выводы по главе 1 | 26 |
| Глава 2. Обзор исследований о применении высокотехнологичных горизонтальных скважин в Западной Сибири | 28 |
| 2.1. ОАО «Газпром нефть» | 30 |
| 2.2. ОАО НК «ЛУКОЙЛ» | 39 |
| 2.3. ОАО «НК «Роснефть» / ОАО «Роснефть-Юганскнефтегаз» / | 45 |
| 2.4. «Роснефть-Холдинг» (бывшая ТНК-ВР) | 50 |
| 2.5. ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз» | 56 |
| 2.6. ОАО «Сургутнефтегаз» | 56 |
| 2.7. Месторождения Томской области / ООО «Норд-Империл» / | 57 |
| 2.8. Новые проекты ряда нефтяных компаний | 58 |
| Выводы по главе 2 | 61 |
| Глава 3. Уточнение геолого-гидродинамической модели Приобского нефтяного месторождения | 64 |
| 3.1. Петрофациальное геологическое моделирование залежей нефти Приобского месторождения с целью оптимизации их разработки | 65 |
| 3.2. Оценка коэффициентов вытеснения нефти водой по ультранизкопроницаемым коллекторам ряда месторождений Западной Сибири | 77 |
| Глава 4. Трёхмерное моделирование горизонтальных скважин с многостадийными гидроразрывами пласта | 93 |
| 4.1. Построение цифровой трёхмерной модели участка нефтяного пласта с ультранизкой проницаемостью | 94 |
| 4.2. Моделирование разработки участка системами вертикальных (с гидроразрывом) и горизонтальных (без гидроразрыва) скважин..... | 97 |
| 4.3. Моделирование разработки участка системами горизонтальных скважин с многостадийными гидроразрывами пласта | 103 |
| Выводы по главе 4 | 114 |

СОДЕРЖАНИЕ

| | Стр. |
|--|------------|
| Глава 5. Обобщение результатов применения горизонтальных скважин на месторождениях ООО "Газпромнефть-Хантос" | 116 |
| 5.1. Общие сведения о бурении горизонтальных скважин на месторождениях предприятия | 117 |
| 5.2. Первые результаты применения многостадийных разрывов пласта в горизонтальных скважинах Приобского месторождения (ЮЛТ) | 118 |
| 5.3. Анализ эффективности эксплуатации горизонтальных скважин с проведением многостадийного гидроразрыва пласта на Зимнем нефтяном месторождении | 138 |
| 5.4. Опыт применения горизонтальных добывающих скважин в монолитных пластах Южно-Киняминского месторождения | 144 |
| 5.5. Результаты эксплуатации первых горизонтальных скважин на Южном нефтяном месторождении | 154 |
| Выводы по главе 5 | 158 |
| Глава 6. Анализ эффективности бурения уплотняющих скважин на Приобском месторождении | 160 |
| 6.1. Оценка перспектив избирательного уплотнения сетки скважин на Приобском месторождении | 161 |
| 6.2. Первые результаты эксплуатации уплотняющих скважин на Центральном участке Приобского месторождения | 174 |
| 6.3. Показатели выработки запасов нефти по Центральному участку месторождения | 202 |
| 6.4. Анализ эффективности применения гидроразрыва пластов на участке уплотняющего бурения | 205 |
| Выводы по главе 6 | 214 |
| Глава 7. Техничко-экономическая эффективность применения высокотехнологичных горизонтальных скважин на Приобском месторождении..... | 217 |
| Выводы по главе 7 | 231 |
| Заключение | 234 |
| Принятые сокращения | 238 |
| Список литературы | 242 |
| Сведения об авторах | 254 |

Введение

В нефтяной промышленности Западной Сибири к настоящему времени существенно обострилась проблема обеспечения эффективного вовлечения в разработку запасов, сосредоточенных в низкопроницаемых и ультранизкопроницаемых коллекторах. Для примера укажем, что в пределах только одного, но основного нефтедобывающего региона страны – ХМАО-Югры количество начальных извлекаемых запасов нефти, содержащихся в аналогичных коллекторах (с проницаемостью менее 10 мД), составляет приблизительно около трех миллиардов тонн, причем их выработка пока невелика, а темпы нефтеизвлечения – крайне малы.

Основная проблема в освоении подобных запасов заключается в том, что традиционные технологии массового бурения наклонно-направленных скважин с проведением в них гидроразрывов пласта, в ультранизкопроницаемых коллекторах – успеха не принесли. Фактические результаты выражались в быстрых темпах падения дебитов скважин – во времени, а также невысоких (экономически нерентабельных) накопленных отборах нефти на одну пробуренную скважину.

В этих условиях применение обычных горизонтальных скважин (без их серьезной дополнительной интенсификации), даже значительной (более 1 км) протяженности, также не обеспечило получения приемлемых результатов разработки (темпы отбора запасов, сроки их извлечения, нефтеотдача пластов, экономическая эффективность). В связи с указанными обстоятельствами проблема создания эффективных технологий, обеспечивающих рациональное извлечение этих многомиллиардных запасов нефти, приобрела сейчас общегосударственное значение.

Начиная с 2010-2011гг. нефтяные компании России начали проводить научно-исследовательские работы по изучению новой в отечественной нефтедобывающей отрасли технологии, а именно – бурения горизонтальных скважин с проведением в них множественных гидроразрывов пласта. Предполагалось, что для условий ультранизкопроницаемых коллекторов указанная инновационная технология окажется наиболее перспективной. К сегодняшнему дню все ведущие нефтяные компании России приобрели необходимый опыт и начали промышленное внедрение этой технологии. Весьма успешные результаты в этом направлении достигнуты в компании «Газпром нефть», и, в частности, в Западной Сибири, на месторождениях её основного актива – ООО «Газпромнефть-Хантос». Полученный этим предприятием ценный научно-производственный опыт требует своего творческого осмысления с целью его дальнейшего тиражирования в сложных геологических условиях.

В настоящей работе показано, что ключевым условием получения успешных результатов (дебитов) в низкопористых слабопроницаемых коллекторах является создание системы разветвлённых трещин, охватывающих весь продуктивный горизонт. Именно сочетание преимуществ многостадийного гидроразрыва пласта и горизонтальных технологий обеспечивает создание необходимой связности ранее разобщенных пропластков коллекторов и эффективную фильтрацию нефти по вновь созданной системе трещин.

Рассматриваемая технология разработки низкопроницаемых пластов на месторождениях Западной Сибири пока имеет непродолжительную (всего – пять лет) историю внедрения. Ранее выполненные обобщения в данной области касались, в основном, группы среднепроницаемых (30-50 мД) коллекторов. Проблема повышения эффективности разработки ультранизкопроницаемых (менее 10 мД) продуктивных пластов в научно-технической печати освещена в меньшей степени и в виде целенаправленного научного исследования представляется впервые.

В связи с тем, что в России запасы нефти, содержащиеся в ультранизкопроницаемых коллекторах – весьма значительны, выполненное в работе творческое обобщение накопленного опыта, а также обоснованные решения в области совершенствования рассматриваемой наукоёмкой технологии – представляют значительный интерес для отечественной науки и практики.

Основными задачами исследования, проведенного в рамках настоящей работы явилось:

1) Обобщение опыта применения ведущими нефтяными компаниями России новой технологии, сочетающей преимущества горизонтальных скважин и множественных гидроразрывов пласта на нефтяных месторождениях Западной Сибири; выполнение анализа первых результатов внедрения указанной технологии на низкопроницаемых пластах Приобского месторождения и сопоставление их с результатами массивированных гидроразрывов в наклонно-направленных скважинах.

2) Разработка обобщённого подхода для оценки остаточной нефтенасыщенности и коэффициента вытеснения нефти водой в ультранизкопроницаемых коллекторах нефтяных месторождений Западной Сибири, необходимых для создания более достоверных трехмерных фильтрационных моделей.

3) Обоснование условий эффективного применения технологии многостадийного гидроразрыва пласта в горизонтальных скважинах на месторождениях Западной Сибири с учетом основных геологических и технологических факторов, а также азимутального распространения трещин гидроразрыва.

4) Оптимизация основных параметров технологии выполнения много-

стадийного гидроразрыва пласта в горизонтальных скважинах на базе многовариантного трёхмерного геолого-гидродинамического моделирования процесса разработки ультранизкопроницаемых коллекторов, аналогичных объекту АС₁₂ Приобского месторождения.

5) Оценка технико-экономической эффективности освоения указанной новой технологии на предприятии ООО «Газпромнефть-Хантос».

Авторами выполнено обширное научное исследование результатов внедрения нефтяными компаниями новой технологии разработки слабопроницаемых пластов (с применением метода многостадийного гидроразрыва пласта в горизонтальных скважинах). Полученные в результате исследования выводы и предложения необходимы для планирования внедрения указанной технологии на объектах сложного геологического строения в регионе (в том числе баженовско-абалакском комплексе ряда месторождений Тюменской области) и других нефтегазоносных провинциях России

В работе представлены геолого-промысловые и аналитические методы подбора объектов, содержащих запасы нефти в ультранизкопроницаемых пластах, пригодных для проектирования применения горизонтальных скважин с множественными гидроразрывами пласта.

Результаты выполненных исследований позволили усовершенствовать технологию разработки ультранизкопроницаемых коллекторов, а именно:

- улучшить технологическую эффективность разработки залежей нефти, приуроченных к низкопроницаемым пластам Приобского месторождения за счет применения рассмотренной технологии;
- повысить уровень успешности работ при проведении многостадийного гидроразрыва в горизонтальных скважинах на литологических залежах, содержащих трудноизвлекаемые запасы нефти;
- оптимизировать азимутальное направление и протяженность горизонтальных участков ствола скважин, буримых на низкопроницаемые коллектора, , а также количество этапов многостадийного гидроразрыва пласта в конкретных геолого-физических условиях;
- адаптировать исследуемую инновационную технологию к месторождениям с осложненными геолого-физическими условиями (значительный этаж нефтеносности, высокая расчлененность продуктивных горизонтов и другие);
- повысить технико-экономическую эффективность внедрения указанной технологии на других сложнопостроенных объектах нефтяных месторождений Западной Сибири и других регионов России.

В целом, в выполненной работе представлен значительный объём сведений геолого-промысловой, технологической и экономической направленности. В ходе исследования в исчерпывающем виде изучены и раскрыты научные основы, обеспечившие получение высокоуспешных результатов, достигнутых предприятием ООО «Газпромнефть-Хантос» при проведении множественных гидроразрывов пласта в горизонтальных добывающих (и большеобъёмных – в наклонно-направленных) скважинах на уникальном Приобском нефтяном месторождении.

Авторы выражают благодарность за помощь при проведении исследований и обсуждении их результатов ведущим специалистам нефтедобывающей промышленности Западной Сибири: Шульеву Ю.В., Билинчуку А.В., Хасанову М.М., Доктору С.А., Шеремееву А.Ю., Каранову В.В., Файзулину И.Г., Трухану Я.А., Грачёву С.И., Овчинникову В.П.

Глава 1.

Особенности современного этапа развития нефтедобывающей промышленности России

Начиная с 2000 года нефтяная промышленность России демонстрировала уверенный рост добычи, которая за 15 лет увеличилась в 1,63 раза – с 323,2 до 526,7 млн.т (таблица 1.1). Объем эксплуатационного бурения за этот период увеличился в два раза – с 10,4 (в 2000г.) до 20,8 млн.м (в 2013г.).

В декабре 2014г. среднесуточная добыча нефти (с конденсатом) достигла самого максимального уровня – 1455,3 тыс.т/сут за последние десятилетия. Отметим, что историческая максимальная добыча нефти по России – 569,5 млн.т приходилась на 1987 год, когда она составляла 91% от добычи в целом по СССР.

Таблица 1.1 – Динамика добычи нефти (с конденсатом) и эксплуатационного бурения по России и ХМАО

| Годы | Добыча нефти, млн.т/год | | | | Эксплуатационное бурение, тыс.м/год | | | |
|------------------|-------------------------|--------------|----------------|-------------|-------------------------------------|----------------|----------------|-------------|
| | РФ | ХМАО | Прочие регионы | % ХМАО | РФ | ХМАО | Прочие регионы | % ХМАО |
| 2000 | 323,2 | 180,5 | 142,7 | 55,8 | 10 353 | 5 799 | 4 554 | 56,0 |
| 2001 | 348,1 | 193,8 | 154,3 | 55,7 | 9 720 | 6 458 | 3 262 | 66,4 |
| 2002 | 379,6 | 209,4 | 170,2 | 55,2 | 8 586 | 5 391 | 3 195 | 62,8 |
| 2003 | 421,3 | 233,1 | 188,2 | 55,3 | 8 576 | 5 525 | 3 051 | 64,4 |
| 2004 | 458,8 | 254,9 | 203,9 | 55,6 | 8 393 | 5 850 | 2 543 | 69,7 |
| 2005 | 470,0 | 267,3 | 202,7 | 56,9 | 9 481 | 7 386 | 2 095 | 77,9 |
| 2006 | 480,5 | 275,6 | 204,9 | 57,4 | 11 583 | 8 752 | 2 831 | 75,6 |
| 2007 | 491,3 | 278,4 | 212,9 | 56,7 | 13 761 | 10 209 | 3 552 | 74,2 |
| 2008 | 488,5 | 277,6 | 210,9 | 56,8 | 14 603 | 11 204 | 3 399 | 76,7 |
| 2009 | 494,2 | 270,6 | 223,6 | 54,8 | 14 091 | 10 870 | 3 221 | 77,1 |
| 2010 | 505,1 | 266,0 | 239,1 | 52,7 | 16 522 | 12 036 | 4 486 | 72,8 |
| 2011 | 511,4 | 262,5 | 248,9 | 51,3 | 17 995 | 12 941 | 5 054 | 71,9 |
| 2012 | 518,0 | 259,9 | 258,1 | 50,2 | 19 760 | 13 688 | 6 072 | 69,3 |
| 2013 | 523,3 | 255,1 | 268,2 | 48,7 | 20 839 | 14 047 | 6 792 | 67,4 |
| 2014 | 526,7 | 250,3 | 276,4 | 47,5 | 19 778 | 12 546 | 7 232 | 63,4 |
| За 15 лет | 6 940 | 3 735 | 3 205 | 53,8 | 204 041 | 142 702 | 61 339 | 69,9 |

Рост добычи нефти в последнее пятилетие обусловлен увеличением объемов эксплуатационного бурения, вводом новых месторождений, внедрением инновационных технологических решений, современного оборудования и аппаратуры. Однако, несмотря на высокие показатели нефтедобычи, в отрасли в 2013-2014гг. имели место и тревожные тенденции. Например, объем эксплуатационного бурения по России, впервые за последние 10 лет снизился (рисунок 1.1) на 5% – с 20,839 млн.м (в 2013г.) до 19,778 млн.м (в 2014г.), а ввод новых добывающих скважин уменьшился на 6% – с 6454 (в 2013г.) до 6065 скважин (в 2014г.).

Попутно укажем, что средняя глубина новых скважин в России по данным ЦДУ ТЭК в последние годы увеличились: в 2012г. – 2818 м, в 2013г. – 2920 м, в 2014г., по всей видимости, она превысит 3000 м.

Добыча нефти по старым месторождениям России (введенным – более 5 лет назад), достигнув в 2013г. максимума в 486,120 млн.т (прирост за 2013г. составил 5,678 млн.т), в 2014г. – более не росла, а даже несколько снизилась

– до 485,995 млн.т. Только наращивание добычи нефти по группе новых месторождений с 37,176 млн.т (2013г.) – до 40,734 млн.т (2014г.) чуть увеличило общую добычу по России в 2014 году.

Таблица 1.2 – Динамика среднесуточной добычи нефти по России, тыс.т/сут

| Го- ды | Месяцы | | | | | | | | | | | | В сред- нем за год |
|-----------|-------------|--------------|--------|-------------|--------|--------|--------|-------------|---------------|--------------|-------------|--------------|-----------------------------|
| | Ян- варь | Фев- раль | Март | Ап- рель | Май | Июнь | Июль | Ав- густ | Сен- тябрь | Ок- тябрь | Но- ябрь | Де- кабрь | |
| 2005 | 1264,2 | 1272,5 | 1273,2 | 1268,3 | 1272,0 | 1284,9 | 1289,7 | 1295,5 | 1301,9 | 1307,4 | 1310,9 | 1301,1 | 1287,63 |
| 2006 | 1288,0 | 1290,0 | 1302,8 | 1309,6 | 1312,6 | 1317,9 | 1320,5 | 1334,8 | 1325,4 | 1326,3 | 1331,5 | 1337,0 | 1316,52 |
| 2007 | 1343,8 | 1347,7 | 1349,1 | 1336,4 | 1339,3 | 1346,3 | 1350,0 | 1352,3 | 1346,4 | 1356,3 | 1343,8 | 1341,4 | 1346,04 |
| 2008 | 1335,1 | 1335,6 | 1331,5 | 1325,9 | 1330,1 | 1329,4 | 1333,7 | 1341,8 | 1341,9 | 1345,2 | 1335,1 | 1330,5 | 1334,66 |
| 2009 | 1333,9 | 1331,2 | 1337,0 | 1346,7 | 1345,7 | 1349,7 | 1352,4 | 1360,7 | 1370,1 | 1373,7 | 1375,3 | 1371,2 | 1354,10 |
| 2010 | 1372,3 | 1376,9 | 1382,6 | 1375,4 | 1383,3 | 1385,3 | 1385,2 | 1373,0 | 1389,5 | 1401,1 | 1397,8 | 1386,6 | 1383,92 |
| 2011 | 1394,7 | 1395,8 | 1391,4 | 1396,6 | 1400,4 | 1392,3 | 1400,4 | 1402,1 | 1408,0 | 1412,7 | 1411,9 | 1407,3 | 1401,16 |
| 2012 | 1411,9 | 1410,7 | 1411,3 | 1407,6 | 1409,3 | 1406,5 | 1408,6 | 1415,1 | 1418,4 | 1425,7 | 1430,9 | 1428,7 | 1415,42 |
| 2013 | 1428,4 | 1425,4 | 1428,3 | 1425,4 | 1428,6 | 1432,2 | 1421,7 | 1435,6 | 1437,2 | 1442,2 | 1448,8 | 1451,1 | 1433,69 |
| 2014 | 1451,4 | 1441,6 | 1441,1 | 1438,3 | 1437,8 | 1440,0 | 1418,3 | 1438,4 | 1451,0 | 1451,6 | 1451,1 | 1455,3 | 1443,09 |

Источники: Журналы "Минтоп" и "ТЭК России"

Фактически прекратился рост добычи нефти в сумме по восьми крупнейшим ВИНК страны (Роснефть, ЛУКОЙЛ, Сургутнефтегаз, Газпром нефть, Татнефть, Башнефть, Славнефть, Русснефть): в 2012г. – 439,2 млн.т, в 2013г. – 441,1 млн.т, в 2014г. – 441,7 млн.т. Только увеличение добычи нефти по остальным нефтяным компаниям (в основном, «независимых») – с 78,8 (в 2012г.) до 85 млн.т (в 2014г.) позволило немного нарастить общую добычу по России.

Это увеличение также обусловлено небольшим подъёмом буровых работ по "независимым" производителям (в 2013г. – 1,741 млн.м, в 2014г. – 1,956 млн.м), а также более высокими (около 20 т/сут) средними дебитами скважин по нефти у них. Средний же дебит одной скважины по нефти в России (в последние три года) составлял, очевидно, приблизительно 10 т/сут, причём по ВИНК этот дебит снижался на 1,8-1,3% в год, составляя: в 2012г. – 9,53 т/сут, в 2013г. – 9,36 т/сут, в 2014г. – 9,24 т/сут.

Несмотря на некоторое снижение отборов нефти, важнейшую роль в ТЭКе России играет Западная Сибирь, при добыче 332-316 млн.т/год (таблица 1.3) этот регион обеспечивал в последние годы 68-60% от общей добычи нефти по РФ. По данным А.М.Брехунцова [145] в Западной Сибири открыто 884 месторождения УВС, запасы нефти в них приурочены к 5157 залежам. Ресурсы рассматриваемой провинции оцениваются: по нефти – в 60,5 млрд.т, конденсату – в 10,8 млрд.т, газу – в 164,8 трлн.м³. Из недр здесь извлечено около 11 млрд.т нефти, 210 млн.т конденсата, 17 трлн.м³ газа [145].

Для ознакомления. Номера страниц не совпадают с официальной версией.

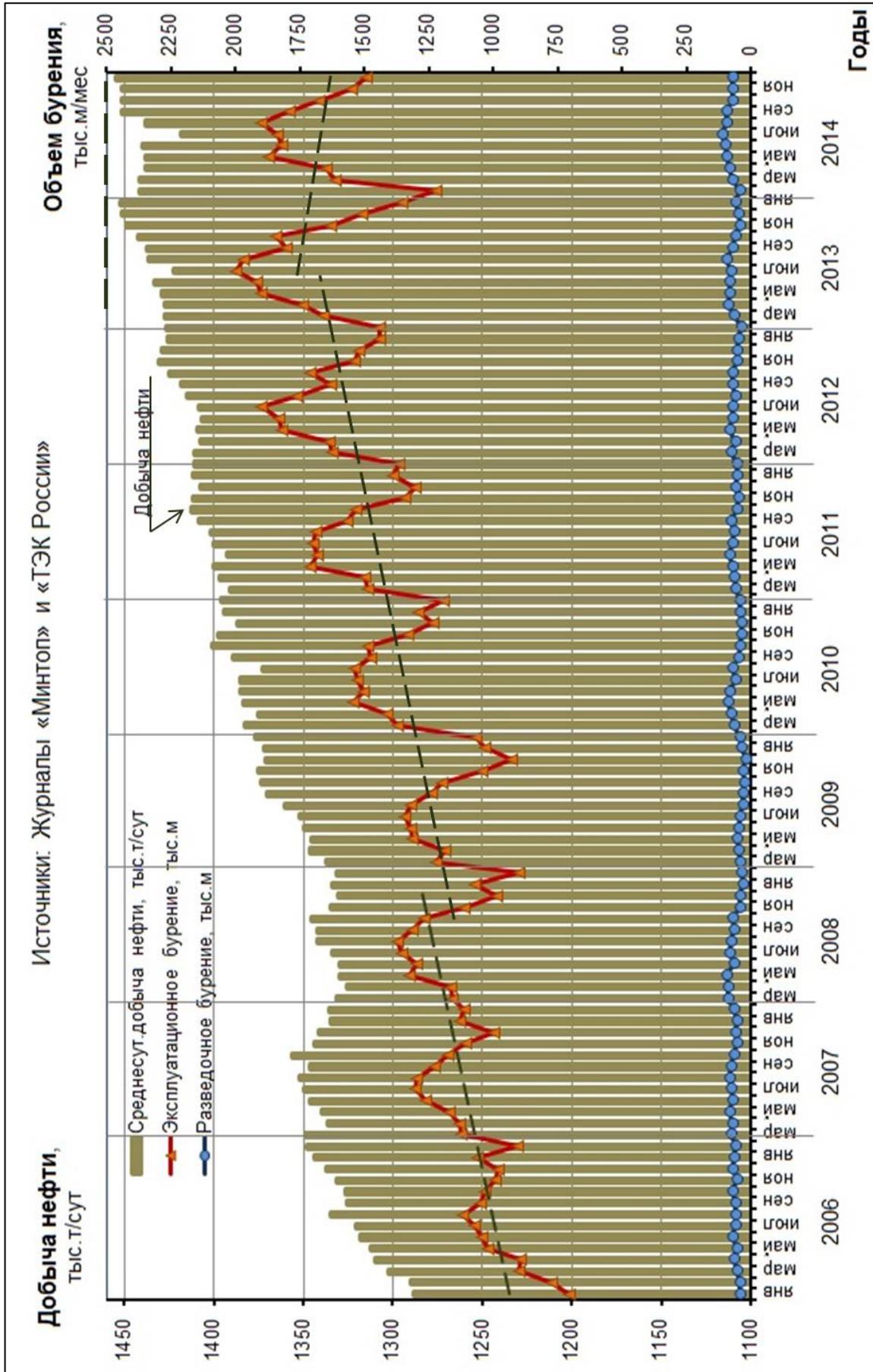


Рисунок 1.1 Динамика среднесуточной добычи нефти и объемов бурения по России за период с 2006 по 2014г

Таблица 1.3 – Добыча нефти (с конденсатом) по Западной Сибири, млн.т

| Наименование | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | То же, % |
|-------------------------------|-------|-------|-------|--------|-------|-------|-------|-------------|
| ХМАО-Югра | 276,7 | 270,4 | 265,9 | 262,5 | 259,9 | 255,1 | 250,6 | 47,6 |
| ЯНАО | 40,3 | 35,3 | 34,5 | 34,5 | 36,4 | 38,2 | 39,5 | 7,5 |
| Юг Тюменской области | 1,4 | 2,9 | 5,2 | 6,5 | 8,0 | 9,6 | 10,7 | 2,0 |
| По Тюменской области в целом | 318,4 | 308,6 | 305,6 | 303,5 | 304,3 | 302,9 | 300,8 | 57,1 |
| Томская область | 10,5 | 10,6 | 10,6 | 11,6 | 11,9 | 11,8 | 11,4 | 2,2 |
| Новосибирская область | 2,1 | 2,1 | 1,3 | 0,85 | 0,6 | 0,6 | 0,5 | 0,1 |
| Омская область | 0,8 | 0,8 | 0,8 | 0,4 | 0,4 | 0,4 | 0,3 | 0,1 |
| По Западной Сибири в целом | 331,8 | 322,1 | 318,3 | 316,35 | 317,2 | 315,7 | 313,0 | 59,4 |
| Прочие регионы страны | 156,7 | 172,1 | 186,8 | 195,1 | 206,1 | 211,0 | 213,7 | 40,6 |
| По России – всего | 488,5 | 494,2 | 505,1 | 511,4 | 518,0 | 523,3 | 526,7 | 100 |
| Доля Западной Сибири от РФ, % | 67,9 | 65,2 | 63,0 | 61,9 | 60,6 | 59,9 | 59,4 | |

Источники: "Нефтяное хозяйство", 2012. №7. С.67;

"Бурение и нефть", 2013. №5. С.9;

"ТЭК России", 2014. №3. С.38; 2015. №3. С.38

Основную добычу нефти в Западной Сибири (таблицы 1.1 и 1.3) на протяжении многих десятилетий обеспечивал округ ХМАО-Югра. Максимальный по округу уровень добычи нефти – 278,4 млн.т был достигнут в 2007г. при доле от общероссийской добычи – 57%. В 2014 г. добыча нефти здесь снизилась до 250,3 млн.т при доле от добычи нефти по РФ – 48%.

По данным АУ НАЦРН ХМАО [102] для стабилизации уровней добычи нефти по округу потребовалось обеспечить значительный рост объёмов буровых работ – с 5,8 млн.м (в 2000г.) до 14 млн.м (в 2013г.). При этом средний дебит нефти по действующему фонду скважин в округе неуклонно снижался: в 2009г. – 12 т/сут, 2010г. – 11,9 т/сут, 2011г. – 11,5 т/сут, 2012г. – 10,8 т/сут, 2013г. – 10,4 т/сут из-за истощения вовлечённых промышленных запасов. Дебит нефти новых скважин в регионе также постепенно снижался: в 2009г. – 36,3 т/сут, 2010г. – 34,9 т/сут, 2011г. – 33,8 т/сут, 2012г. – 29,7 т/сут, 2013г. – 28,7 т/сут. В то же время средняя обводненность продукции скважин по ХМАО в 2013г. уже достигла 89% [102].

В последнее пятилетие у всех ведущих нефтяных компаний России проявился отчётливый тренд повышения интереса к применению горизонтальных скважин, в том числе и с проведением в них многостадийных гидроразрывов пласта. Если в 2009г. при общей проходке по РФ – 14,091 млн.м на горизонтальное бурение приходилось 1,387 млн.м или 9,8%, то в 2013г. – 20,840 млн.м и 4,329 млн.м (20,8%), соответственно. За 6 месяцев 2014г. доля ГС в общей проходке увеличилась до 29,7%, т.е. более чем в три раза по сравнению с 2009г.

В ХМАО-Югре по данным АУ НАЦРН ХМАО в 2008г. было введено 309 новых ГС, в 2009г. – 270 ГС, а в 2013г. – 592 ГС, т.е. в целом по региону за пятилетие отмечается рост количества вводимых горизонтальных скважин – в два раза [102].

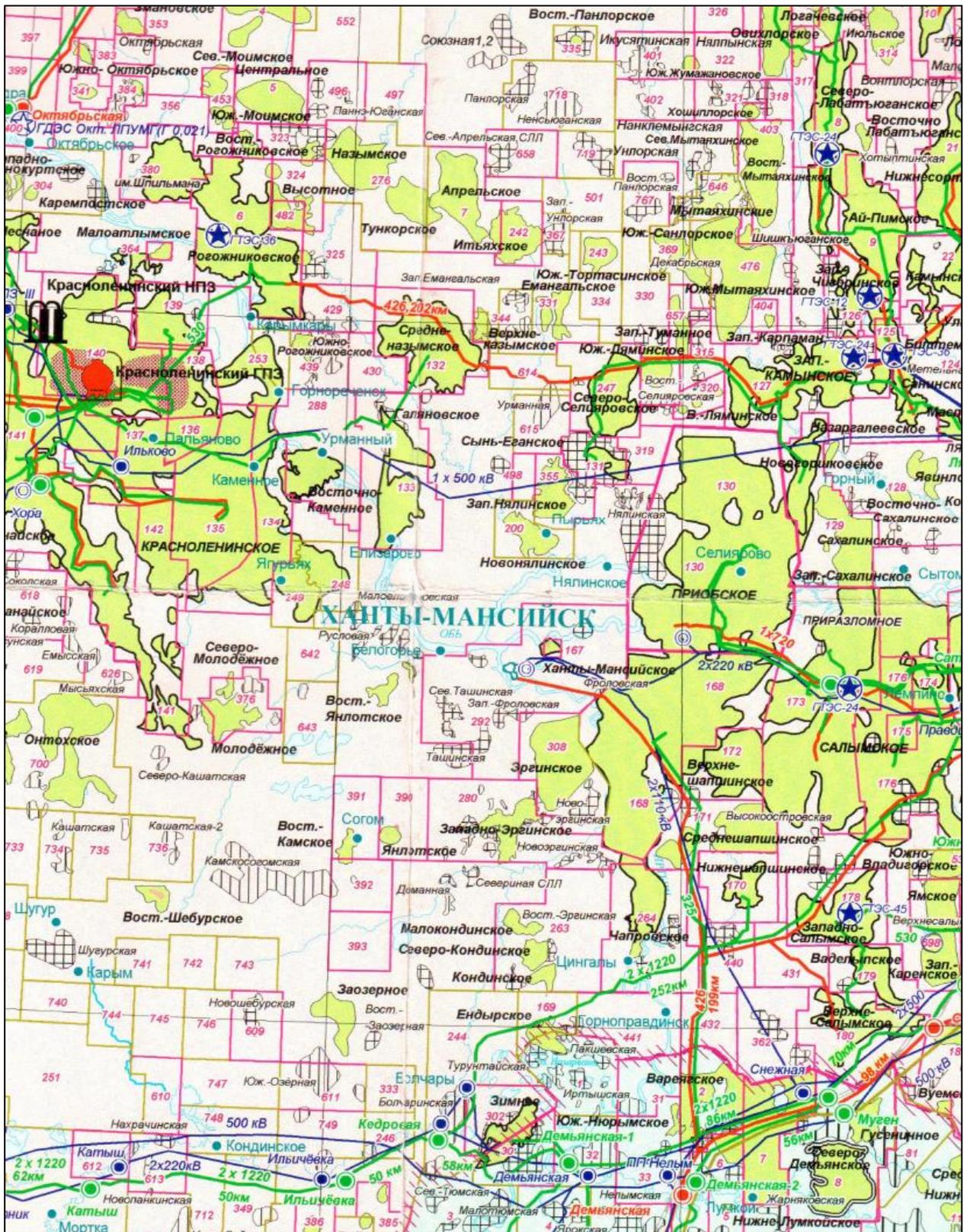


Рисунок 1.2. Фрагмент обзорной схемы нефтяных месторождений центральной части ХМАО-Югры /Источник: ИНКОТЭК. М.2013г./

- | | |
|--------------------------|---------------------------------------|
| 168 – Приобское (ЮЛТ), | 138 – Пальяновский (северо-восточный) |
| 130 – Приобское (СЛТ), | 302 – Зимнее |
| 167 – Ханты-Мансийское, | 170 – Нижне-Шапшинское |
| 264 – Чапровское, | 171 – Средне-Шапшинское |
| 280 – Западно-Эргинское, | 172 – Верхне-Шапшинское |
| 308 – Эргинское, | 173 – Приразломное |

В ОАО «Газпром нефть», согласно сообщению генерального директора А.Дюкова на Петербургском экономическом форуме в 2014г., 40% буримых скважин – горизонтальные, а 10% – многоствольные, т.е. половина всех новых скважин в компании являются высокотехнологичными. Из практики рассмотрения проектов на ЗСНГС ЦКР Роснедр по УВС следует, что в последние годы из общего количества скважин, утвержденных к бурению на перспективу, примерно каждая третья является горизонтальной, а в добывающем фонде эта доля ещё выше.

Авторами исследована «свободная» выборка из 100 мало- и среднеразбуренных месторождений Западной Сибири, проекты по которым согласованы ЗСНГС ЦКР в 2012-2014гг. Для оценки представительности выборки справочно укажем, что эксплуатационный фонд в сумме по этим месторождениям составляет 38140 скважин, в т.ч. 24955 (65%) добывающих и 13185 (35%) нагнетательных, их соотношение 1,9 : 1. В среднем на одно (условное) месторождение приходится эксплуатационный фонд – 375 скважин, в т.ч. добывающих – 245, нагнетательных – 130. Доля ГС в общем эксплуатационном фонде ~ 20%. Фактически пробуренный здесь фонд – 15205 скважин (40%), в т.ч. горизонтальных – 271 (2%), а фонд для бурения – 22935 скважин, в т.ч. горизонтальных – 7499 скважин или 33%.

По данным ОПЕК на Россию ранее приходилось 14,4% от общемировой добычи нефти (3642,11 млн.т), на США – 10,2%. Как будет показано далее, потенциал поддержания добычи нефти по России на уровне 500 млн.т – имеется, однако структура запасов постоянно ухудшается, растет доля ТРИЗ нефти. Указанное обуславливает необходимость перехода отрасли на прогрессивные и наукоёмкие технологии добычи и новые методы извлечения запасов.

Далее рассмотрим, насколько ТЭК России готов ответить на технологические вызовы современности с учетом текущей ситуации с ценами на нефть на мировом рынке (рисунок 1.3).

В марте 2014г. Минэнерго представило планы развития ТЭК РФ до 2035 года [88]. Среднегодовой темп роста ВВП при планировании принят на уровне 2,8-3,8%. При росте экономики РФ к 2035 г. – в 2,5 раза, потребление первичных ресурсов увеличится на 27%. Выделено четыре этапа работ: 2014-2020гг. – устранение недостатков в инфраструктуре и развитии ТЭК; 2021-2025гг. – создание структуры новой экономики и инновационное обновление ТЭК; в 2026-2035гг. по эффективности энергетика выйдет на уровень развитых стран. По прогнозу к 2035г. добыча нефти в России составит 530 млн.т, в негативном варианте – 470 млн.т. К 2035г. будет экспортировано нефти – 250 млн.т, а при плохой конъюнктуре – 190 млн.т. Глубина переработки нефти на НПЗ России увеличится – до 90%.

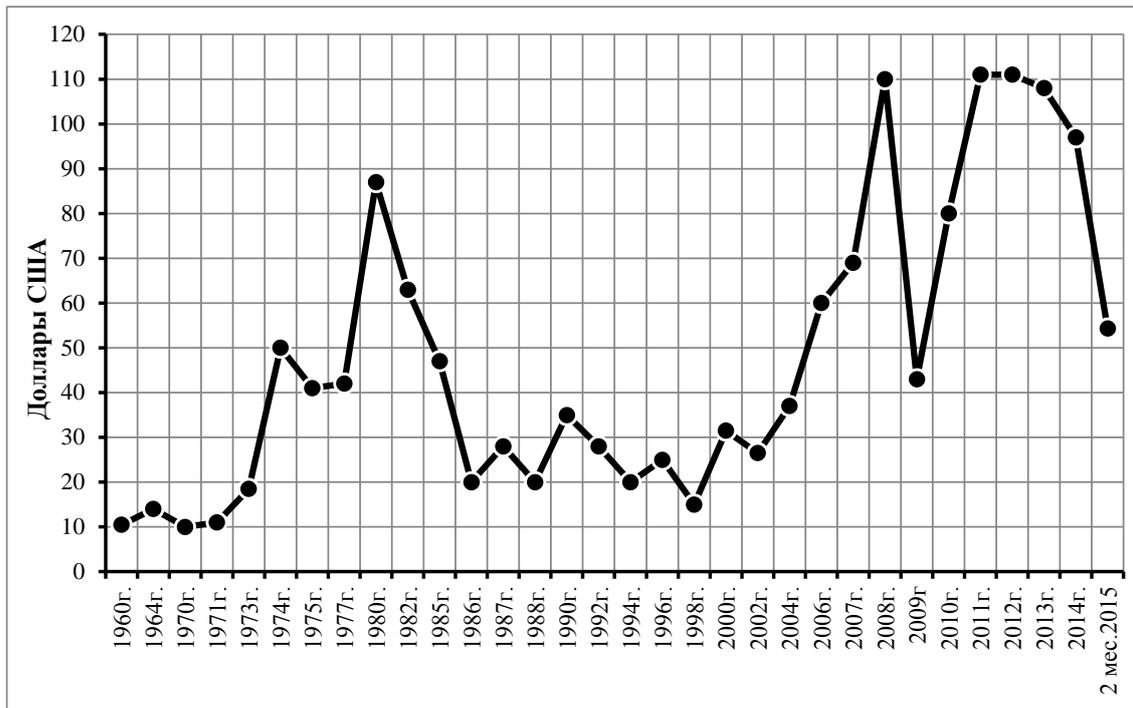


Рисунок 1.3 Динамика цены на нефть на мировом рынке за период с 1960 по 2014г. (пересчет на нефть марки "Urals", долл/баррель)

Имеются и другие сценарии развития российского ТЭК [62]. В апреле 2013 года Институт энергетических исследований (ИНЭИ) РАН и Аналитический Центр при Правительстве РФ сделали «Прогноз развития энергетики мира и России до 2040 года». Авторы считают, что к 2040г. потребление первичной энергии в мире вырастет на 40% (или – на 1,1% в год), что втрое ниже прироста ВВП. Углеводороды сохранят в энергобалансе мира ведущую роль, хотя их доля уменьшится с 53,6% – в 2010г. до 51,4% – в 2040г. Потребление нефти несколько снизится – с 32 до 27%, прирост потребления произойдет по газу. В базовом сценарии в 2040г. мир произведет 5,1 млрд.т жидкого топлива, из них 77% – нефть и газовый конденсат из традиционных источников. Доля сланцевой нефти, а также добытой из битуминозных песчаников, вырастет – до 16,4%. В США добыча нефти (в основном сланцевой) в 2040 г. составит 594 млн.т. По оценке МЭА к 2035 г. цены на нефть составят \$100-145 за баррель. Департамент энергетики США прогнозирует цену – \$50-200, ИНИЭ РАН – \$100-130 за баррель. Таким образом, в структуре энергоресурсов мира доля нефти будет снижаться.

Для того, чтобы стабилизировать в России ситуацию с энергоресурсами (в т.ч. с нефтью) МПР разработало [44] стратегию развития геологической отрасли до 2030г. К 2020г. прирост запасов нефти составит более 6 млрд.т, природного газа – 12,6 трлн.м³. При этом будет достигнута более чем 100%-ная компенсация добычи УВС приростом запасов. Отмечено, что за 2009-2013гг. в России открыто более 250 новых месторождений УВС. Локализованные перспективные ресурсы нефти оценивают в 12,5 млрд.т, прогнозные – в 50 млрд.тонн. Министр считает, что разведанная база сможет обеспечить

добычу нефти по стране – до 600 млн.т/год в течение 30 лет. Поддержание уровней добычи будет обеспечено также за счет повышения КИН разрабатываемых месторождений, более активного вовлечения ТРИЗ нефти, освоения нетрадиционных УВС и разумного налогового стимулирования [44].

Какими же запасами нефти располагает Россия в настоящее время? По данным ГКЗ [174] на начало 2013г. на госбалансе страны числилось 18,022 млрд.т текущих извлекаемых запасов нефти промышленных категорий АВС₁. В 2013г. добыто нефти 523 млн.т, а прирост запасов категорий АВС₁ составил 688 млн.т при степени возмещения – 132%. Однако по вновь открытым месторождениям прирост запасов – был незначителен. Большая часть этих месторождений – мелкие, со средними НИЗ – 4 млн.т. Отмечено [174], что начиная с 2000г. в стране открыто лишь 14 крупных месторождений. В разрабатываемых залежах содержится 12,8 млрд.т ТИЗ нефти (АВС₁) или 71% от общих разведанных запасов АВС₁. По вовлечённым залежам обеспеченность добычи нефти текущими запасами – 25 лет. Остальные 5,2 млрд.т (или 29%) – не вовлечены в разработку, причем три четверти из них (или 1/3 от суммарных запасов госбаланса) открыты более 20 лет назад. Однако в геологическом плане изучены они слабо и не готовы к освоению. Поэтому планирование добычи нефти на ближайшие годы (при действующем в РФ налогообложении) должно базироваться на объеме ТИЗ нефти – 12,8 млрд.т [174].

Рассмотрим состояние с обеспеченностью запасами нефти основного добывающего региона – Западной Сибири. В статье [175] отмечено, что ТИЗ нефти (АВС₁С₂) в Западной Сибири составляют 62,8% от общих по стране, а доля текущей добычи нефти в 2013г. – 60%. Однако структура текущих запасов здесь неуклонно ухудшается. Из-за экономической неэффективности в регионе не охвачено разработкой 8,1 млрд.т ТРИЗ нефти, содержащихся в 4893^x залежах на 405 месторождениях. Авторы [175] подсчитали, что с середины 1990-х годов за счет внедрения новейших технологий (гидроразрыв пластов, горизонтальное бурение, цифровое моделирование) в регионе добыто вдвое больше нефти, чем планировалось ранее (т.е. дополнительно извлечено – 1,8 млрд.т). Также указано, что из 8,1 млрд. т не вовлеченных в разработку запасов, налоговыми льготами охвачено – лишь 3,4 млрд.т. Сделан вывод о том, что критерии выделения ТРИЗ необходимо откорректировать, а сферу применения налогового стимулирования – расширить.

Каков же потенциал имеющейся в России ресурсной базы в плане поддержания добычи нефти на перспективу? В статье [13] указано, что к 2000г. РФН госбаланса включал более 1700 месторождений нефти, в том числе уникальных – 9, крупных – 65, средних – 171. Из 555 месторождений НРФ – 450 имели запасы менее 3 млн.т, а 370 – менее 1млн.т. В НРФ недр оставалось крупных (с запасами 60 млн.т) лишь 5, а средних (15- 60 млн.т) – 13 месторождений. Большинство из месторождений НРФ – мелкие. Из 472 месторож-

дений, открытых за последнее десятилетие, 397 имеют запасы менее 5 млн.т, а 298 – менее 1 млн.т. Отмечено [13], что при столь неблагоприятной ситуации с воспроизводством сырьевой базы УВС уйти от её истощения к 2025-2030 гг. – будет весьма проблематично.

Довольно распространенным заблуждением среди специалистов-нефтяников является мнение о якобы низкой эффективности разработки недр в России и, в частности, о невысокой степени извлечения запасов УВС. Так ли это?

В работе [170] отмечено, что нефтяная промышленность страны действительно вошла в фазу существенного ухудшения качества текущих запасов, а также вступления крупных месторождений в позднюю стадию разработки. По данным Oil and Gas Journal (Nov. 5, №12, 2007) средний в мире проектный КИН составляет около 0,3, а в США – 0,39. В России в течение 40 лет отмечалось снижение нефтеотдачи, однако в последние годы тенденция изменилась и КИН стал увеличиваться. Сейчас проектный КИН по разрабатываемым месторождениям России (АВС₁) составляет 0,389, что соответствует показателю КИН по США.

Таким образом, эффективность извлечения нефти из недр в России вполне удовлетворительная и не уступает зарубежным странам. Однако современные вызовы требуют усиления работ по созданию новых наукоемких технологий разработки нефтяных месторождений, обеспечивающих неуклонное повышение нефтеотдачи.

Авторы работы [4] полагают, что обеспечить добычу нефти в 2030г. в объеме 530 млн.т, указанном в Энергетической стратегии России, будет проблематично. Оптимистичной для 2030г. они считают добычу – 440 млн.т, а пессимистичной – 400млн.т. Текущие запасы интенсивно разрабатываемых пластов (дающих более 50 % добычи нефти по стране) с текущим темпом отбора более 6% за год сократились на 110 млн.т, а по пластам с меньшим темпом отбора – выросли на 76 млн.т. При этом отмечается увеличение запасов на объектах с темпами отбора – менее 2%, в т.ч. по низкопроницаемым коллекторам. Авторы [4] одной из важнейших задач отрасли считают снижение обводненности добываемой нефти, которая в РФ превышает 84% (в мире – 75%). В то же время внедрение инновационных технологий требует проведения опережающих фундаментальных исследований наномеханизмов нефтеизвлечения.

Территориальное распределение добываемых в России объемов нефти рассмотрено в работе [177]. Отмечено, что добычу в стране осуществляют 320 предприятий, в т.ч. 140 – входят в структуры ВИНК, а 180 – являются "независимыми" компаниями. Кроме Западной Сибири добыча ведется также в Волго-Уральской, Тимано-Печорской и Северо-Кавказской НГП. Начато освоение запасов УВС в Охотоморской и Лено-Тунгусской провинциях.

Главный центр нефтяной промышленности – Западная Сибирь, в 2013г. здесь добыто 316 млн.т. В 2012г. (впервые за последние 5 лет) добыча нефти в регионе даже несколько выросла. Несмотря на это, доля провинции в добыче нефти по России постепенно сокращается: если в 2004г. на неё приходилось 71%, то в 2013г. – 60%.

Выше обращалось внимание на постоянный тренд увеличения доли трудноизвлекаемых запасов в структуре нефтедобычи по России. Рассмотрим далее, какие же запасы нефти следует относить к трудноизвлекаемым?

Понятие ТрИЗ появилось в Миннефтепроме в конце 1970-х годов [149]. К ним относили запасы, отличающиеся неблагоприятными для извлечения геолого-физическими характеристиками и условиями залегания нефти. Разработка этих запасов требовала повышенных затрат, материальных и финансовых ресурсов, применения усовершенствованных технологий, специального производственного оборудования, особых (дорогостоящих) химреагентов и материалов [149]. При этом темпы отбора запасов, коэффициенты нефтеизвлечения и экономическая эффективность проектов были существенно ниже, чем для традиционных запасов.

Автор статьи [40] сообщает, что в «Генеральной схеме развития нефтяной отрасли на период до 2020 г.» (от 28.10.2010) были отмечены следующие важные позиции, касающиеся ТЭЖа России:

- 1) зарубежная оценка доказанных запасов нефти по РФ в объёме 10 млрд.т – вдвое ниже, чем учтенная в госбалансе – 22 млрд. т;
- 2) по промышленным категориям 80% запасов приходится на разрабатываемые месторождения с развитой инфраструктурой;
- 3) при действующей в РФ налоговой системе нерентабельны для разработки 90% запасов – на новых и 30% – на разрабатываемых месторождениях. В сумме нерентабельны для разработки 10,7 млрд.т нефти, из них 6,7 млрд.т (63%) – на разрабатываемых и 4 млрд.т – на новых месторождениях;
- 4) доля неразрабатываемых месторождений составляет 20% от общего их количества;
- 5) потенциал НРФ недр – существенно ниже, чем запасов РФН.

Автор [40] напоминает, что впервые толкование термина ТрИЗ нефти дано в 1979г. Э.М. Халимовым и М.В. Фейгиным. Далее этот термин был включён во «Временную методику геолого-экономической оценки, классификации запасов и ресурсов нефти» (исп. ИГиРГИ, ВНИИнефть, ВНИИО-ЭНГ), утвержденную Миннефтепромом 06.09.1986. Впоследствии термин ТрИЗ вновь стали часто использовать в 1998г., когда добыча нефти в стране снизилась – до 303 млн.т. Появился «Классификатор трудноизвлекаемых запасов нефти» (утвержденный Минтопэнерго 12.02.1998), а также Приказ МПР №41 «О временных критериях отнесения запасов нефти к категории трудноизвлекаемых» от 13.02.1998.

В настоящее время интерес государственных органов и нефтяных компаний к обсуждению проблемы трудноизвлекаемых запасов нефти – усилился [40]. Ранее к ТриЗ относили запасы высоковязкой нефти, нефтегазовых залежей, водонефтяных зон, коллекторов сложного строения и т.п. Позднее критерии ТриЗ уточнили: проницаемость – менее 50 мД, нефтяные оторочки, пласты толщиной – менее 2 м, вязкие (более 30 мПа·с) нефти. В 2005г. ЦКР Роснедра уточнила «Критерии отнесения запасов нефти к трудноизвлекаемым» с учетом опыта разработки месторождений: проницаемость для ТриЗ снижена – до 30 мД, к пластам с малой толщиной отнесены терригенные коллектора – менее 2 м, карбонатные – менее 4 м.

В последние годы вырос интерес добывающих компаний также и к нетрадиционным коллекторам. В работе [14] отмечено, что специалисты (и журналисты) стали использовать новые термины (сланцевые нефть и газ, традиционные и нетрадиционные углеводороды), которые нередко вызывают сомнение в адекватности их применении. Указано, что Мастепанов А.М. (2012г.) по перспективности освоения выделял в нетрадиционных ресурсах:

- ресурсы первоочередные, для извлечения которых имеются промышленные технологии. Это тяжелая и высоковязкая нефть, природные битумы, нефть и газ в низкопроницаемых коллекторах; сырьё, залегающее на глубинах более 4500 м; сланцевый газ и метан угольных пластов;
- сланцевая и матричная нефть, газовые гидраты;
- водорастворенные газы, газ газонасыщенных торфяников и др.

Автор [14] предлагает свои определения для новых видов ресурсов УВ:

- нетрадиционные ресурсы, добыча из которых невозможна без химического или термобарического воздействия на пласты;
- нетрадиционные источники, это скопления углеводородов в земной коре, не связанные общей фильтрационной системой.

На госбалансе РФ в РФН числятся объемы НИЗ нефти в НПК ($K < 50$ мД) или нефтей с плотностью более $0,93 \text{ т/м}^3$ всего по категориям АВС₁С₂ – 2,2 млрд.т при накопленной добыче из них – 178 млн.т; а в НРФ недр – 474 млн.т. Что касается анализа структуры ТриЗ на месторождениях ХМАО-Югры, то это направление рассмотрено в ряде публикаций ведущих учёных и специалистов округа.

Ф.З.Хафизов отмечает [155], что из четырех параметров выделения ТриЗ (по Э.М. Халимову, Н.Н.Лисовскому), наиболее важным для ХМАО является проницаемость пластов. Указано, что в округе в коллекторах с проницаемостью менее 10мД содержится 15,8% НГЗ нефти, а в текущих запасах – 19,7%. Доля запасов нефти пластов с проницаемостью менее 30 мД равна 28,4%.

Автор [155] сопоставил темпы отбора запасов и ФЕС коллекторов. В сумме по группе залежей с $K < 10$ мД годовой темп отбора запасов составляет

Для ознакомления. Номера страниц не совпадают с официальной версией.

1,3-1,4% от их начальных НИЗ. Для группы с проницаемостью 10-50 мД темп выше – 2,1-2,2%, для улучшенной проницаемости 50-100 мД – 2,8-2,9%, а для группы хорошопроницаемых пластов 100-500 мД – 4,7% в год.

При сопоставлении на одну и ту же дату запасы группы залежей с проницаемостью менее 10 мД выработаны на 25%; с проницаемостью 10-50 мД – на 43%; с проницаемостью 50-100 мД – на 61%, а по группе высокопродуктивных (100-500 мД) – на 75%. Сделан вывод о том, что полная отработка запасов нефти по залежам с плохой и ухудшенной проницаемостью потребует гораздо более продолжительного периода времени.

Детальная раскладка структуры ТРИЗ нефти по ХМАО-Югре приведена в работе [115]. Отмечено, что снижение добычи в округе можно замедлить за счет активизации работ по вовлечению в разработку ТРИЗ. По оценке специалистов округа доля ТРИЗ в начальных извлекаемых запасах нефти всех категорий в ХМАО составляет 15%. При этом накопленный отбор нефти из ТРИЗ на 01.07.2013 невелик – 7,4% от суммарной добычи по округу (10,347 млрд.т).

Согласно законодательству РФ, ТРИЗ в округе разделили [115] на четыре группы: в отложениях баженовской и абалакской свит; с низкой (<2 мД) проницаемостью и пороговым значением (<10 м) нефтенасыщенной толщины пласта; а также запасы в отложениях тюменской свиты. В балансе запасов нефти округа на 01.01.2012 к ТРИЗ было отнесено 1215 залежей с суммарными НГЗ – 15313 млн.т, НИЗ – 3838 млн.т при КИН – 0,251. Накопленная добыча нефти по всем ТРИЗ округа – 242 млн.т, отбор от НИЗ по залежам с ТРИЗ в РФН – 11,8%. За 2012г. из ТРИЗ добыто 31 млн.т нефти при темпе отбора этих запасов – 0,8% [115].

В НПК по округу содержится 30,2% от общих ТРИЗ. Эти запасы сосредоточены в 369 залежах на 93 месторождениях. Запасы нефти категорий АВС₁С₂ по НПК составляют: НГЗ – 4317 млн.т, НИЗ – 1159 млн.т при КИН – 0,268. Добыча нефти из продуктивных отложений в НПК велась на 119 залежах. На долю залежей второй группы приходится 50% от накопленной по всем ТРИЗ добычи нефти, степень выработки их НИЗ – 15,5% [115].

Авторы [115] справедливо обращают внимание на то, что принятое в ФЗ граничное значение проницаемости коллекторов – 2 мД носит недостоверный характер, учитывая то, что проницаемость вообще не является подсчетным параметром. Вследствие этого в госбалансе по ХМАО-Югре большое количество залежей с суммарными НИЗ нефти (по АВС₁С₂) – 1452 млн.т параметром «проницаемость» – никак не охарактеризованы.

Согласно информации АУ НАЦРН ХМАО-Югры [102] в 2013г. количество ТРИЗ нефти в НПК (с К<2 мД) в структуре ТРИЗ нефти (АВС₁) по РФН составляло 1,3 млрд.т или 18% от общих (7 млрд.т) текущих извлекаемых запасов нефти, а с проницаемостью 2-10 мД – 1,6 млрд.т (или 23%), Таким об-

разом, в залежах, представленных НПК ($K < 10$ мД), в округе содержится 2,9 млрд.т нефти или 41% от общих ТИЗ промышленных категорий.

В работе [173] отмечено, что в ХМАО-Югре открыто 473 месторождения УВС, из них в разработке находились 239 (51%). На многих месторождениях округа в продуктивном разрезе присутствует и такой сложный для разработки объект, как тюменская свита. Несмотря на наличие здесь ТриЗ, добыча нефти из отложений тюменской свиты в 2012г. составляла 16,8 млн.т или 6,5% от общей по округу. Из отложений баженовско-абалакского НГК нефти в 2012г. добыто 502 тыс.т (0,2%). Примечательно, что на этот объект в округе уже пробурено 37 горизонтальных скважин. Автор [156] сообщает, что на разрабатываемых месторождениях округа проектный КИН составляет 0,377, что близко к общероссийскому – 0,389. Ожидается, что в 2020г. текущий КИН в округе достигнет 0,26-0,27, а в 2030г. – 0,30-0,32. При этом прогнозируется стабилизация добычи нефти по округу на уровне 200 млн.т/год [173].

Отметим, что ухудшение структуры ресурсной базы страны началось не вчера и не сегодня. Уже 25 лет назад последний Министр нефтяной промышленности СССР Л.И.Филимонов отмечал [147], что анализ сырьевой базы по стране указывает на устойчивую тенденцию усложнения природно-геологических условий разработки нефтяных месторождений. Доля запасов в низкопроницаемых коллекторах выросла с 29% – в 1980г. до 52% – в 1989г. Увеличилась доля запасов в заводненных пластах, залегающих на больших глубинах, высоковязких нефтей и т.п. За 15-летний период (с 1975 по 1989г.) среднесуточный дебит нефти одной скважины по СССР снизился вдвое – с 22 до 11т/сут, а по новым скважинам дебит упал втрое – с 58 до 18,3 т/сут. Ухудшилось качество запасов в Тюменской области, где средний дебит новых скважин за 15 лет снизился в 7 раз – со 160 т/сут (в 1975г.) – до 22,9 т/сут (в 1989г.), а в 1990 г. ожидается – 14 т/сут.

Ещё в то время (в 1990г.) Министр указывал [147], что эффективным методом разработки НПК является бурение горизонтальных и разветвленно-горизонтальных стволов, а также проведение массивированных гидроразрывов пластов. В тот период считалось, что одна горизонтальная скважина может заменить пять вертикальных, при этом сократятся капитальные вложения в бурение и обустройство. В связи с этим ещё в 1990г. на уровне Миннефтепрома предлагалось усилить в СССР научно-исследовательские и конструкторские разработки по изготовлению необходимого оборудования и выходу на промышленное бурение новых типов скважин (горизонтальных, разветвленно-горизонтальных и т.п.). Однако решить эту задачу тогда не удалось.

Тем не менее, определенная активизация работ по апробации ГС в России в последнее десятилетие XX века все же произошла. В работе [76] подчеркнуто, что для увеличения добычи нефти весьма перспективным является

бурение горизонтальных скважин – одиночных, разветвленных, горизонтальных стволов (как новых, так и в старых скважинах). Отмечено, что за 7-летний период (с 1990 по 01.05.1996г.) в России было закончено бурением – 309 ГС, а введена в эксплуатацию – 251 ГС. Наибольшее их количество пробурено в АО «Татнефть» – 86 ГС, в АО «Башнефть» – 39 ГС, в НК «Сургутнефтегаз» – 33 ГС.

Автор [76] указывал на примеры бурения в мире горизонтальных скважин длиной до 5000 м. Полученные из ГС дебиты по сравнению с ННС могут быть выше в десятки раз, а стоимость их (в среднем в мире) выше лишь – в 1,2 раза. В последние годы число ежегодно буримых в мире ГС приблизилось к 1000 [70]. Ожидается, что до 2000г. в мире будет пробурено 50 тыс. новых ГС, причём доля США и Канады составит $\frac{3}{4}$ от общего их количества. В России значительные работы по применению ГС проводят в Сургутском районе Тюменской области. Например, проектом разработки крупнейшего Федоровского газонефтяного месторождения предусмотрено бурение 950 новых горизонтальных скважин.

Автор [133] напоминает историю возникновения горизонтального бурения в России. Впервые в СССР горизонтальный ствол длиной 350 м был пробурен в 1937г. – из шахты. В 1952-1953гг. под руководством А.М. Григоряна на Карташевском месторождении Башкирии было успешно проведено бурение горизонтально-разветвлённой скважины с 10-ю стволами. В период с 1949 по 1980г. в СССР на 30 месторождениях было пробурено 110 разветвлённых горизонтальных скважин, в том числе 57 эксплуатационных, 35 разведочных, 8 противofонтанных, 10 нагнетательных и водопонижительных. Вместе с тем, в указанный период бурение ГС еще не вышло из стадии ОНР из-за нерешённости технических проблем и высокой стоимости скважин.

В США в 1942г. [133] путем зарезки из вертикальной скважины были пробурены горизонтальные стволы длиной 130-180 м. Начиная с 1980-х годов, после решения технических вопросов и снижения стоимости бурения ГС, это направление получило в мире широкое распространение. Лидером в бурении ГС являются США, где в 1990-х годах ежегодно бурилось в год более 1000 скважин с горизонтальным окончанием. В 1999г. в США было пробурено 1770 ГС, к настоящему времени их фонд превысил 20000. В Канаде в 1999г. было пробурено 1410 ГС. Всего в мире в 1999г. количество буримых ГС превысило 11000. По экспертным оценкам в ближайшие годы объём бурения ГС в США достигнет 15000 скважин в год, т.е. почти каждая вторая – будет горизонтальной. В среднем отношение продуктивности ГС и ННС составляет: в США – 3,2 раза, в Канаде – 4,1 раза. При этом стоимость метра проходки в ГС выше, чем в ННС примерно в 1,1-1,3 раза [133].

В статье [33] указано, что за 1998 г. в России было пробурено

217 скважин с горизонтальным стволом, из них 79 скважин (36%) приходится на "Сургутнефтегаз". Рассмотрим историю начала бурения горизонтальных скважин в Сургутском нефтеносном районе ХМАО.

В работе [129] указано, что бурение ГС в «Сургутнефтегазе» началось в 1993г., тогда было введено 5 горизонтальных стволов. В течение 9-летнего периода (1993-2001гг.) в год бурилось по 81-92 ГС. Накопленная добыча нефти из всех ГС за 1993-2001гг. составила 5,628 млн.т, удельная добыча – 12,5 тыс.т/скв. Если в 2001г. «Сургутнефтегаз» планировал активизировать бурение ГС и за 14 лет (2002-2015 гг.) ввести 680 новых ГС, то через два года этот прогноз был пересмотрен [121] в сторону резкого увеличения. За 2004-2015гг. было намечено ввести уже 2514 ГС с суммарной добычей нефти за указанный период 69,264 млн.т при эффективности по нефти в среднем на 1 ГС – 27,6 тыс.т.

Отмечалось [46], что если в 1992-1994гг. в ОАО «Сургутнефтегаз» отношение стоимости строительства ГС к ННС составляло 3,4-3,2 раза, то к 2000-2001гг. оно снизилось до 1,4-1,3 раза и практически приблизилось к показателю по миру в целом.

В работе [80] указано, что исторически за 10-летие (1998-2007 гг.) количество ежегодно вводимых в эксплуатацию в России горизонтальных скважин неуклонно росло и к 2007г. достигло примерно 400 в год. Годовая добыча нефти из введенных в 2007г. горизонтальных скважин превысила 4 млн.т. Отмечены отдельные примеры невысокой эффективности эксплуатации горизонтальных скважин вследствие влияния различных причин: неполное попадание в продуктивный пласт, неучет особенностей геологического строения пластов, их неоднородности и анизотропии, интерференция вновь введенных ГС и соседних старых скважин и др.

Более свежие данные об эффективности бурения ГС приведены в публикациях В.В.Шелепова. В работе [168] указано, что в 2010г. крупными нефтяными холдингами за счет ГТМ и МУН дополнительно добыто 117 млн.т нефти, что составляет 27% от всей добычи нефти по ним. В 2007г. дополнительная добыча нефти за счет ГТМ по ВИНК составляла 146 млн.т или 33% от общей их добычи (438,4 млн.т). В объеме дополнительно добытой нефти главную роль играет гидроразрыв пласта, далее следуют ЗБС – 20 млн.т (17%), а также бурение горизонтальных скважин – 18,4 млн.т (16%). В 2010г. в крупных нефтяных компаниях количество ЗБС составило 1518, а горизонтальных скважин введено – 578. Технологическая эффективность при этом составила: по ГС – 31,8 тыс.т/скв.-опер., по ЗБС – 13,2 тыс.т/скв.-опер., по ГРП – 6,9 тыс.т/скв.-опер.

В статье [169] отмечено, что в отрасли постоянно сокращается доля высоко- и среднепродуктивных запасов нефти. Причинами этого являются:

- ухудшение структуры запасов нефти разрабатываемых залежей;
- рост в Западной Сибири доли ТИЗ в ультранизкопроницаемых (с $k < 1$ мД) коллекторах, ачимовской толще, баженовской и тюменской свитах;
- наличие нефтегазоконденсатных залежей, нефтяных оторочек, а также высоковязкой и сверхтяжелой нефти;
- старение добывающего фонда скважин и его неуклонное обводнение.

Указано [169], что в 2011г. нефтяными холдингами за счет ГТМ дополнительно добыто 135 млн.т нефти или 31% от их общей годовой добычи (436,5 млн.т). В 2011г. ВИНК ввели в добычу 696 ГС (что на 20% больше, чем в 2010г.) с эффективностью 30 тыс.т/скв. (т.е. на уровне 2010г.). Из новых ГС за год извлечено 33,5 млн.т нефти или 25% от общей добычи за счет мероприятий. В 2011г. количество ГРП составило 6084 скв.операций с эффективностью 8,1 тыс.т/скв.-опер. Дополнительная добыча нефти за счет ГРП в 2011г. составила 45,8 млн.т или 34% от всей добычи за счет мероприятий. В 2011г. выполнены ЗБС – в 1601 скважине с эффективностью 13,5 тыс.т/БС. Из БС в 2011г. добыто 22,8 млн.т нефти (17%). В 2012г. ожидаемая дополнительная добыча нефти за счет ГТМ и МУН составит 136 млн.т или 31% от годовой добычи (441 млн.т) в сумме по крупным НК [169].

Для поддержания добычи нефти в регионах все более актуальной становится необходимость внедрения новых технологий с целью увеличения нефтеотдачи разрабатываемых пластов. По данным ЦДУ ТЭК за 7 месяцев в 2014г. практически каждый третий метр проходки в России (таблица 1.4) приходился на технологии горизонтального бурения скважин.

Таблица 1.4 – Эксплуатационное бурение в России за 7 месяцев 2014г.

| Нефтяная компания | Проходка, тыс.м | | |
|---------------------------|-----------------|-------------|-------------|
| | Всего | в т.ч. ГС | То же в % |
| Роснефть | 2704 | 860 | 31,8 |
| Газпром нефть | 1705 | 788 | 46,2 |
| ЛУКОЙЛ | 2190 | 605 | 27,6 |
| Славнефть-Мегионнефтегаз | 556 | 556 | 100 |
| Сургутнефтегаз | 2344 | 136 | 5,8 |
| Башнефть | 159 | 69 | 43,4 |
| РуссНефть | 270 | 30 | 11 |
| Татнефть | 216 | - | - |
| Всего по компаниям | 10 144 | 3044 | 30 |
| Прочие организации | 994 | 198 | 20 |
| Итого по России | 11 138 | 3243 | 29,1 |

Добывающие предприятия все активнее применяют новые комбинированные методы разработки: бурение высокотехнологичных скважин (горизонтальных, многозабойных, многоствольных и т.п.); проведение в ГС – многоинтервальных гидроразрывов с трещинами, перпендикулярными горизон-

тальному стволу; гидроразрывов – вдоль горизонтального ствола; закачка рабочих агентов через системы горизонтальных и пологонаправленных скважин и т.д. [169].

Что касается объемов горизонтального бурения в основном нефтедобывающем районе страны – ХМАО-Югре, то ситуация здесь следующая [102]. К началу 2014г. за историю (с 1987г.) на месторождениях округа пробурено примерно 4 тысячи горизонтальных скважин. Около 50% из них приходится на пласты группы «А», 16% – на группу «Ю», 13% – на группу «Б». Ориентировочный средневзвешенный дебит нефти новых ГС составил примерно 42 т/сут, в т.ч. по пластам группы «А» ~ 38 т/сут, по группе «Б» ~ 59 т/сут, по группе «Ю» ~ 47 т/сут.

Скважин обычного профиля (т.е. ННС) в ХМАО-Югре в добыче нефти за историю перебивало более 105 тысяч. Приблизительный средневзвешенный дебит нефти при вводе ННС ~ 28 т/сут, в т.ч. по пластам группы «А» ~ 26 т/сут, по группе «Б» ~ 36 т/сут, по группе «Ю» ~ 25 т/сут. Таким образом, в среднем соотношение дебитов новых ГС и ННС (введенных, особо подчеркнём, в разные /несовпадающие/ периоды времени) составляет – 1,5, в т.ч. по пластам группы «А» ~ 1,5, по группе «Б» ~ 1,6, по группе «Ю» ~ 1,9 раза.

По приблизительным оценкам авторов за последнее 10-летие (2004-2013гг.) в ХМАО-Югре введено в добычу более 3,1 тысяч горизонтальных скважин. Средняя их эффективность (по добыче нефти) по данным АУ НАЦ РН ХМАО в год ввода составляла 9,67 тыс.т, из них в среднем за год в первые 5 лет (2004-2008гг.) добывалось – 11,2 тыс.т/год, а за последние 5 лет (2009-2013гг.) – 8,16 тыс.т/год, что ниже на 27%.

В течение 2013г. в округе было введено 592 горизонтальные скважины, что составляет 14,7% от общего ввода (4034) новых скважин в этом году [102]. Из указанных ГС в 2013г. добыто 4,440 млн.т нефти или 1,74% от общей добычи по ХМАО-Югре и 18,5% от суммарной добычи нефти (23,946 млн.т) за счет ГТМ и МУН. Указанные показатели в части объёмов применения ГС и их эффективности являются максимальными за всю историю нефтедобычи в регионе [102].

Выводы по главе 1

1. В 2014г. Россия вышла на свой второй исторический максимум по добыче нефти за последние десятилетия – 526,729 млн.т при темпе отбора – 2,92% от текущих извлекаемых запасов нефти промышленных категорий (18,022 млрд.т) и примерно 4% от активных запасов нефти категорий АВС1 (13 млрд.т), вовлечённых в разработку.

2. В истории нефтедобычи России – 2013-2014 годы являются, по-сути дела, переломными, т.к. рост добычи по старым месторождениям в это время

прекратился, а новые месторождения вводились недостаточно активно. Неблагоприятное влияние на добычу нефти в 2015г. окажет ощутимое снижение объёмов эксплуатационного бурения, допущенное в 2014г. Неуклонно сокращается добыча нефти в основном регионе – ХМАО-Югре, причём темп этих потерь составляет – 13,15 тыс.т в сутки.

3. Структура текущих извлекаемых запасов нефти по России постоянно ухудшается, растет доля запасов, попадающих под критерии трудноизвлекаемых. Примерно 5 млрд.т запасов, формально отнесённых к промышленным категориям, фактически – не подготовлены к разработке.

4. Средний проектный КИН по России по запасам промышленных категорий составляет 0,389, что на 30% выше, чем в среднем по миру – 0,30 и соответствует степени нефтеизвлечения в США – 0,39.

5. Введенное в РФ налоговое стимулирование добычи нефти из сложнопостроенных залежей (ультранизкопроницаемые коллектора, тюменская свита, абалакско-баженковский комплекс, высоковязкие нефти и др.), малых нефтяных месторождений, а также расположенных на территории Крайнего Севера, несомненно окажет положительное влияние на укрепление динамики дальнейшей добычи нефти по Западной Сибири и России в целом.

6. В последнее пятилетие (2010-2014гг.) в отрасли отмечена значительная активизация работ по внедрению новых наукоёмких технологий добычи и нефтеизвлечения. Объёмы применения в России высокотехнологичных скважин за этот период увеличились в три раза. Доля горизонтального бурения в общем объёме проходки по отрасли в 2014г. достигла 30%.

7. Для стабилизации добычи нефти по РФ на достигнутом уровне необходимо активизировать работы по следующим направлениям:

- увеличить объёмы эксплуатационного бурения до 25-30 млн.м/год;
- продолжить осуществлять налоговое стимулирование нефтеизвлечения из ТриЗ, включив в область их применения добычу нефти, получаемую за счет физико-химических МУН на высокообводненных, длительно разрабатываемых месторождениях;
- активизировать геологоразведочные работы в Западной и Восточной Сибири, на Крайнем Севере, в Якутии и на Дальнем Востоке;
- инициировать внесение изменений в законодательство РФ по улучшению условий деятельности мелких отечественных независимых нефтегазодобывающих и сервисных компаний.

Глава 2.

Обзор исследований о применении высокотехнологичных горизонтальных скважин в Западной Сибири

Общие сведения

Проектированием и практическим применением высокотехнологичных скважин (в т.ч. с проведением многозонных гидроразрывов пласта в горизонтальных скважинах) занимались многие отечественные учёные и специалисты: Абдульмянов С.Х., Азаматов М.А., Антонов М.С., Артамонов А.А., Афанасьев И.С., Ахметшин И.К., Бакиев С.Н., Бастриков С.Н., Билинчук А.В., Бровчук А.В., Бурдин К.В., Валиуллин А.С., Вафин И.И., Веремко Н.А., Викулова Е.А., Виноградова И.А., Виноходов М.А., Владимиров И.В., Гнилицкий Р.А., Галеев Р.Р., Гилаев Г.Г., Глебов С.Д., Говзич А.Н., Горин В., Грачёв С.И., Заграничный С.А., Задорожный Е.В., Зимин А., Зозуля Г.П., Золотухин А.А., Зорин А.М., Игнатъев А.Э., Кибирева А.С., Кириллов А.И., Клещенко И.И., Ковалев В.Н., Колонских А.В., Кузьмичева А.О., Кульчицкий В.В., Кулябин Г.А., Кустышев А.В., Кустышев Д.А., Латыпов А.Р., Лесь И.В., Липлянин А.В., Литвин В.В., Магзянов И.А., Мазур Г.В., Макиенко В.В., Мариосов А., Мукминов И.Р., Мулявин С.Ф., Муляк В.В., Наймушин Д.Г., Овчинников В.П., Пилюгин М.Е., Попов А.А., Потрясов А.А., Романчев М.А., Самойлов М.В., Самойлова И.А., Ситников А.Н., Сохошко С.К., Стрекалов А.В., Тимонов А.В., Файзуллин И.Г., Фаттахов М.М., Хайдаров А.М., Хакимзянов И.Н., Хасанов М.М., Цыганова Э.Ф., Черных Д.Г., Чертенков М.В., Чусовитин А.А., Шаисламов В.Ш., Шаламова В.И., Шамсуаров А.А., Щербакова А.В., Шкандратов В.В., Шорохов А.Н., Шульев Ю.В., Ягафаров А.К. и многие другие.

Исходя из общих представлений об особенностях строительства и эксплуатации, к высокотехнологичным скважинам можно, очевидно, отнести следующие:

- горизонтальные скважины с проведением в них множественных гидроразрывов пласта;
- горизонтальные скважины со значительной (более 1 км) протяженностью горизонтального участка в продуктивном пласте;
- горизонтальные скважины со сложной разветвленной архитектурой (многозабойные, многоствольные и т.п.) с различными уровнями по классификации ТАМЛ;
- горизонтальные скважины, имеющие при небольшой глубине залегания пласта сквозной выход забоя на поверхность;
- горизонтальные скважины с предельными отходами забоя от устья – до 5-10 километров и более.

Особенностью современного этапа разработки нефтяных месторождений, как в мире, так и в России является то, что доля высокотехнологичных ГС в последние годы неуклонно растет.

История возникновения технологии ГС+МСГРП изложена в статье [111]. Отмечено, что впервые эта идея возникла ещё в 1920-х годах в США, её

предложили Ф.Фаррис и Дж.Б. Кларк. В 1947г. Stanolind Oil and Gas Corporation провела первый гидроразрыв на скважине №1 месторождения Klepper, однако эксперимент оказался неудачным. Через два года лицензию на патент приобрела фирма Halliburton, которая в марте 1949г. выполнила свои первые гидроразрывы. Через пять лет количество ГРП в США достигло 3000 в месяц, а к 1968г. их было выполнено более 500 тысяч. Промышленная добыча сланцевого газа в США связана с именем Дж.Ф. Митчелла, который в 1946г. создал компанию Mitchell Energy & Development. В 1980-х годах компания вышла на месторождение Барнет (Северный Техас), однако бурение вертикальных скважин не дало результата. Митчелл предложил бурить вместо вертикальных – горизонтальные скважины и проводить на них гидроразрывы пласта. Технологический прорыв произошел в 1997г., когда в ГС стали применять массивированные ГРП с закачкой более совершенных жидкостей разрыва и проппанта. Другие компании воспользовались наработками Митчелла, что привело к многократному росту газодобычи в США [111].

В СССР метод гидроразрыва пластов начали использовать несколько позднее. В 1953-1955гг. Ю.Желтов, Г.Баренблатт и С.Христианович разработали теорию распространения в пласте трещин гидроразрыва, которая оказала влияние на развитие технологии в мире. Была создана модель трещин «Христиановича-Желтова», получены аналитические зависимости для определения размеров трещин после закачки фильтрующей и нефилтующей жидкостей. Работы С.Христиановича и Г.Баренблатта «Об обрушении кровли при горных выработках» и «О модуле сцепления в теории трещин» позволили провести в 1954г. первый в мире гидроразрыв угольного пласта на шахте Донбасса [111].

Приведём далее обзор истории внедрения основного типа (ГС+МСГРП) высокотехнологичных скважин на месторождениях Западной Сибири.

2.1. ОАО «Газпром нефть»

Для начала рассмотрим два частных (но весьма характерных) примера, когда бурение горизонтальных скважин (обычной конструкции) обеспечило получение исключительно успешных результатов при разработке нефтяных залежей на месторождениях Западной Сибири.

2.1.1 Чатылькинское месторождение / «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз»/

По данным ООО «Газпромнефть-НТЦ» один из успешных проектов применения горизонтальных скважин (без МСГРП) был реализован в 2006-2008гг в монолитном пласте СГ₁₋₂ Чатылькинского месторождения. Залежь нефти пластово-сводовая, её размеры – 4,5×13,5 км, высота 43 м, отметка ВНК – (-2668м). Площадь залежи невелика – 2736 га, нефтенасыщенная толщина – 10,9 м, пористость – 19%, проницаемость – 29 мД, нефтенасыщен-

ность – 61 %, песчанистость – 63%.

Запасы нефти по Л.У.: НГЗ – 17,647 млн.т, НИЗ – 8,596 млн.т, КИН – 0,487. Начало добычи относится к 2006г., всего пробурено 36 скважин, в т.ч. добывающих – 21 (из них ГС – 18, ННС – 3), нагнетательных – 15. Расстояние между скважинами – 500-700 м, фактическая длина ГУ изменяется от 300 до 800 м, средняя – 600 м. Из 18 ГС – 13 скважин (72%) ориентированы ~ вдоль длинной оси структуры (северо-запад – юго-восток), а 5 скважин – примерно перпендикулярно ей.

Применение ГС обеспечило получение высоких и стабильных показателей разработки. Максимальная добыча нефти – 852 тыс.т (при темпе отбора от НИЗ – 9,9%, от ТИЗ – 14,5%) достигнута в 2010г., а добыча жидкости – 1124 тыс.т в 2011г. при темпе отбора – 13,1%. Кроме того, использование горизонтальных скважин обеспечило очень благоприятную характеристику вытеснения нефти по объекту: отбор нефти от НИЗ – 61%, обводненность – 31%, текущий КИН – 0,3, накопленный ВНФ – 0,2 т/т.

На одну добывающую скважину (ГС+ННС) фактически извлечено нефти – 248 тыс.т, осталось отобрать ТИЗ – 161 тыс.т/скв. Скважины имели высокие входные дебиты нефти – 80-142 т/сут (в среднем – 124 т/сут) при обводнённости в среднем – 15%. Текущая компенсация была вполне удовлетворительной – от 82 до 112%. Текущее пластовое давление снизилось незначительно – до 21,9 МПа, что на 6 МПа (22%) ниже начального. Забойное давление при добыче составляло 10-11 МПа (при $P_{нас}$ – 13,7 МПа).

За историю по 18 ГС добыто нефти 4708 тыс.т, удельный отбор – 262 тыс.т/скв. Ожидается, что за полный срок разработки добыча нефти по 24 ГС составит 8523 тыс.т при удельном отборе – 355 тыс.т/ГС. Указанные показатели следует рассматривать как высокоуспешные в сравнении с другими нефтяными месторождениями региона, где также применяли горизонтальные скважины.

2.1.2 Сугмутское месторождение / «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз»/

Это второй характерный пример удачного бурения ГС в Западной Сибири. Результаты (в т.ч. на 01.01.2008) эксплуатации горизонтальных скважин по объекту БС₉² освещены в работах [12, 32, 94]. Начало добычи нефти – в 1995г. НГЗ нефти по объекту БС₉² составляют 261,1 млн.т, НИЗ – 84,3 млн.т, КИН – 0,322.

Глубина залегания пласта БС₉² – 2811-2870 м. Площадь нефтеносности объекта весьма велика – 44142 га. Системы разработки применялись одно-двух- трехрядные, ПСС – 65 га. Основная залежь пласта БС₉² содержит 97% запасов, её размеры 7×59 км, доля ЧНЗ – 95%. Нефтенасыщенная толщина достигает до 33 м, средняя – 7,4 м, песчанистость – 40%, расчленённость – 14. Пористость пласта – 17 %, проницаемость – 58 мД, проводимость $K \cdot h$ – 429 мД·м.

В фонде месторождения числится 700 скважин, в т.ч. 460 добывающих и

240 нагнетательных. Добыча нефти в 2007г. составила 6,874 млн.т, жидкости – 19,418 млн.т при обводнённости 65% [94]. Темп отбора нефти от НИЗ был весьма велик – 8,2%, от ТИЗ – 23%. Темп добычи жидкости достигал 23%. От НИЗ отобрано – 73%, текущий КИН – 0,234, кратность ТИЗ ~ 5 лет. Судя по малой кратности ТИЗ, начальные извлекаемые запасы нефти в пласте существенно занижены. (Если принять оценочную традиционную кратность ТИЗ – 10 лет, то КИН может увеличиться до 0,5, а НИЗ нефти – до 130 млн.т).

В эксплуатации перебывало всего 47 ГС с длиной ГУ 300-1500 м, в среднем – 670 м. При этом, в $\frac{2}{3}$ всех ГС средняя длина ГУ составила 600 м. За историю из ГС добыто 20,6 млн.т нефти (или $\frac{1}{3}$ от добычи по месторождению) при удельном отборе – 438 тыс.т/ГС. Доля горизонтальных скважин в общем фонде незначительна – 13%, однако в 2007г. они обеспечивали почти $\frac{1}{3}$ всей добычи нефти [86]. Дебит нефти одной ГС составил 131 т/сут, по ННС – 32 т/сут (их соотношение весьма велико – 4,1:1), средний по месторождению – 58 т/сут [94].

Для ГС с ГУ 500-700 м характерны весьма высокие входные дебиты – 200-350 т/сут при удельном на 1 м длины ГУ – 0,4-0,5 т/сут·м. Однако по ГС с длиной ГУ – 1300-1500 м входные дебиты превысили все ожидания и составили по нефти – 1150-1250 т/сут, при удельном на 1 м длины ГУ – 0,8-0,9 т/сут·м [94].

По Основной залежи, где пробурена 41 ГС, входной дебит нефти составлял в среднем 450 т/сут при обводнённости 7%; текущий за 2007г. дебит нефти по ГС – 139 т/сут при обводнённости – 62% [94]. Удельный отбор нефти на одну ГС составил здесь 493 тыс.т/скв. Таким образом, несмотря на небольшую долю ГС в общем фонде скважин, их эксплуатация оказалась очень успешной.

В работе [94] приведены также результаты проведения 17 «слепых» гидроразрывов пласта в горизонтальных скважинах Сугмутского месторождения (таблица 2.1.1): средний прирост дебита нефти – 113 т/сут, дебита жидкости – 168 т/сут, успешность – 94%. Таким образом, выполненные в 2005-2006гг. в ГС «слепые» ГРП в целом оказались весьма успешными, несмотря на падающий тренд их эффективности.

В работе [12] отмечено, что в Ноябрьском районе бурение горизонтальных скважин началось в 1999г., всего введено 200 ГС и 20 БГС. Глубина типичной ГС по стволу – 3100-3800 м, по вертикали – 2750-2850 м, длина ГУ – 550-1050 м.

На Сугмутском и Романовском месторождениях «слепые» гидроразрывы проведены в 19 ГС с открытым стволом. Продуктивность при этом выросла в 2,5-3,2 раза, что превзошло результаты ГРП в соседних ННС. Пиковые дебиты жидкости по отдельным ГС Сугмутского месторождения достигали 500-2000 м³/сут.

Таблица 2.1.1 – Характеристика эффективности «слепых» ГРП в ГС [94]

| Наименование | Показатели | | | То же в % | Кратность роста |
|---|------------|-----------|-----------|--------------|--------------------|
| | До ГРП | После ГРП | Изменение | | |
| • В 2005 г. (8 скважино-операций) Успешность – 100 % | | | | | |
| Дебит нефти, т/сут | 74 | 236 | +162 | +220 | 3,2 раза |
| Дебит жидкости, т/сут | 160 | 352 | +192 | +120 | 2,2 раза |
| Обводнённость, % | 54 | 33 | -21 | - | - |
| Длительность эффекта | 27 месяцев | | | | |
| • В 2006 г. (8 скважино-операций) Успешность – 87 % | | | | | |
| Дебит нефти, т/сут | 80 | 144 | +64 | +80 | 1,8 раза |
| Дебит жидкости, т/сут | 238 | 381 | +143 | +60 | 1,6 раза |
| Обводнённость, % | 66 | 62 | -4 | - | - |
| Длительность эффекта | 16 месяцев | | | | |
| • В сумме за 2005-2006 гг. (16 скважино-операций) | | | | | |
| Дебит нефти, т/сут | 77 | 190 | +113 | +147 | 2,5 раза |
| Дебит жидкости, т/сут | 199 | 367 | +167 | +84 | 1,85 раза |
| Обводнённость, % | 61 | 48 | -13 | - | - |
| Длительность эффекта | 22 месяца | | | | |

2.1.3 Обзор истории внедрения высокотехнологичных скважин в компании «Газпром нефть»

В работе [9] сообщается, что общее количество горизонтальных скважин с МсГРП на предприятиях группы «Газпром нефть» достигло 325 (таблица 2.1.2). При этом доля неуспешных скважин в компании была невелика – 3%.

Таблица 2.1.2 – Динамика буримых горизонтальных скважин [9]

| Конструкция скважин | 2011г. | 2012г. | 2013 | 2014г. /прогноз/ | Всего |
|---------------------------------|--------|--------|------|---------------------|-------|
| Горизонтальные - без учёта ЗБГС | 29 | 87 | 241 | 282 | 639 |
| Горизонтальные - ГС+МсГРП | 1 | 29 | 138 | 157 | 325 |
| Многоствольные (МСС) | - | 5 | 22 | 25 | 52 |

Авторы [9] отмечают, что в 2013г. (впервые в России) в ОАО «Газпром нефть» в горизонтальной скважине был проведён наиболее высокотехнологичный – 10-стадийный гидроразрыв пласта. В компании также освоено массовое проведение МсГРП в боковых горизонтальных стволах, за 10 месяцев 2014г. их выполнено – 92. Таким образом, ОАО «Газпром нефть» в настоящее время является лидером в России в области бурения высокотехнологичных скважин.

М.М.Хасанов полагает [154], что внедрение новых технологий, которые разрабатывает компания «Газпром нефть», позволит вовлечь в разработку дополнительно 800 млн.т запасов нефти. Отмечено, что качество вводимых в компании запасов резко ухудшилось: по параметру "проводимость" – с 49 мД·м (в 2013г.) до 25 мД·м (в 2014г.). Несмотря на это, входной дебит нефти

удалось стабилизировать за счет бурения высокотехнологичных скважин, среди которых доля ГС с МсГРП увеличилась – до 57%. Благодаря в т.ч. и запуску эффективной системы мониторинга и управления бурением, количество высокотехнологичных скважин за четыре года выросло в 10 раз (таблица 2.1.3).

Таблица 2.1.3 – Высокотехнологичное бурение в ОАО «Газпром нефть» [154]

| Доля высокотехнологичных скважин в общем количестве, % | 2011г. | 2012г. | 2013г. | 2014г. |
|---|--------|--------|--------|--------|
| Горизонтальные скважины | 97 | 50 | 37 | 33 |
| Горизонтальные скважины с многостадийным гидроразрывом | 3 | 43 | 55 | 57 |
| Многоствольные скважины | - | 7 | 8 | 10 |
| Итого | 100 | 100 | 100 | 100 |

Автором [154] показано, что освоение новых технологий позволяет нивелировать ухудшение структуры запасов и нарастить добычу нефти. Доля горизонтальных скважин в общей проходке по компании составила: в 2011г. – 4%, в 2012г. – 13%, в 2013г. – 35%, в 2014г. – 42%. При этом средняя длина ГУ в ГС резко увеличилась: в 2011г. – 300 м, в 2012г. – 800 м, в 2013г. – 1030 м. В перспективе длина горизонтального участка может быть доведена до 2000 м. Отмечен рост количества стадий гидроразрыва в ГС: в 2011г. – 3 стадии, в 2012г. – 5-6 стадий, в 2013г. – 9-10 стадий. В перспективе число стадий ГРП (в зависимости от длины горизонтального участка) может быть, как минимум, удвоено [154].

В статье [171] сообщается, что для улучшения разработки ачимовских отложений Вынгаяхинского и Еты-Пуровского месторождений также бурились ГС с МсГРП. В скважины спускали специальную компоновку (хвостовик) с набухающими пакерами и циркуляционными муфтами, разобщающими ГС на отдельные участки для проведения ГРП. Первые ОПР проведены по Вынгаяхинскому месторождению в пласте БП₁₆ (h_n – 16 м), реализовано четыре стадии гидроразрыва, с закачкой по 70 т проппанта в каждой. Эффективность МсГРП оказалась в 2,5 раза выше, чем стандартных гидроразрывов в ННС. В отличие от обычных ГРП в ННС, при МсГРП не применяли проппант со специальным покрытием (RCP), которое спекается в пласте и предотвращает вынос проппанта. Для снижения рисков концентрация проппанта была снижена до 800-900 кг/м³. После гидроразрыва скважину оставляли под давлением на 12-24 часа для распада геля [171].

В публикации [93] сообщается, что на месторождениях ОАО «Газпром нефть» в Западной Сибири гидроразрывы пласта начали делать с 1990г., к 2009г. их провели более трёх тысяч. При этом за счёт ГРП обеспечивалось до 30% от общей дополнительной добычи нефти по всем видам ГТМ. В компании наращивают объёмы горизонтального бурения на новых месторождениях

(Холмистое, Чатылькинское, Спорышевское). Начиная с мая 2005 г. «слепые» ГРП выполнены в горизонтальных скважинах Сугмутского, Романовского, Крапивинского, Новогоднего, Средне-Итурского, Вынгаяхинского, Холмистого месторождений. При этом коэффициенты продуктивности оказались в 2,9 раза выше, чем по ННС с ГРП [93].

В статье [37] отмечено, что ранее проблема увеличения числа трещин ГРП в ГС не могла быть решена из-за отсутствия оборудования на российском рынке. Тем не менее, ООО «Газпромнефть НТЦ» в 2010г. начало проработку задачи о создании по длине ГС нескольких трещин ГРП. Уже в 2011г. первая подобная скважина (с четырьмя ГРП) была введена на Вынгапуровском месторождении. При этом для разобщения трещин не требовалось спускать в скважину ГНКТ. Обработанные зоны разделяли подачей в поток жидкости шаров калиброванного размера, которые сдвигали циркуляционные клапаны, открывая окна для прохождения жидкости ГРП с пропантом. Пилотные работы показали, что технология МсГРП имеет большие перспективы. К декабрю 2012г. этим методом было обработано 20 ГС с числом стадий ГРП – от 4 до 6. В 2013г. планируется ввести 70 таких скважин. Сейчас применяют компоновки с 5-6 портами, в плане увеличить их число до 8-10. Весьма перспективным считается также бурение двухствольных ГС с применением в них МсГРП [37].

В работе [176] сообщается, что в ОАО «Газпром нефть» многостадийный гидроразрыв пласта в горизонтальных скважинах уже стал стандартной технологией. Наряду с отработанными методами (компоновка с муфтами ГРП, активируемыми шарами) внедряют и более сложные конструкции. Применяемые компоновки из-за сужений на муфтах ГРП имеют неравнопроходное сечение ГУ, что снижает дебит и препятствует проведению исследований. В этом случае для разбуривания шаров и сёдел на муфтах требуется применение гибких НКТ. Частично проблема решается применением растворимых шаров. Кроме того, в компании испытывают новую технологию, не имеющую муфт гидроразрыва [176].

Несмотря на высокие требования к подготовке скважин, грузоподъемности оборудования и дополнительные затраты (на ГНКТ), – инновационность технологии позволяет исключить указанные недостатки, продлить эксплуатацию путём проведения повторных ГРП, зональной изоляции обводнённых интервалов, также имеется возможность проведения исследований [176].

Другой инновацией стало заканчивание ГС с применением устройств контроля притока ICD. В компании опробованы зарубежные и отечественные многодатчиковые геофизические модули с применением современных способов доставки приборов в ГУ, внедряется высокотехнологичный метод спектральной шумометрии, а также стационарные оптоволоконные распределенные измерительные термосистемы DTS [176].

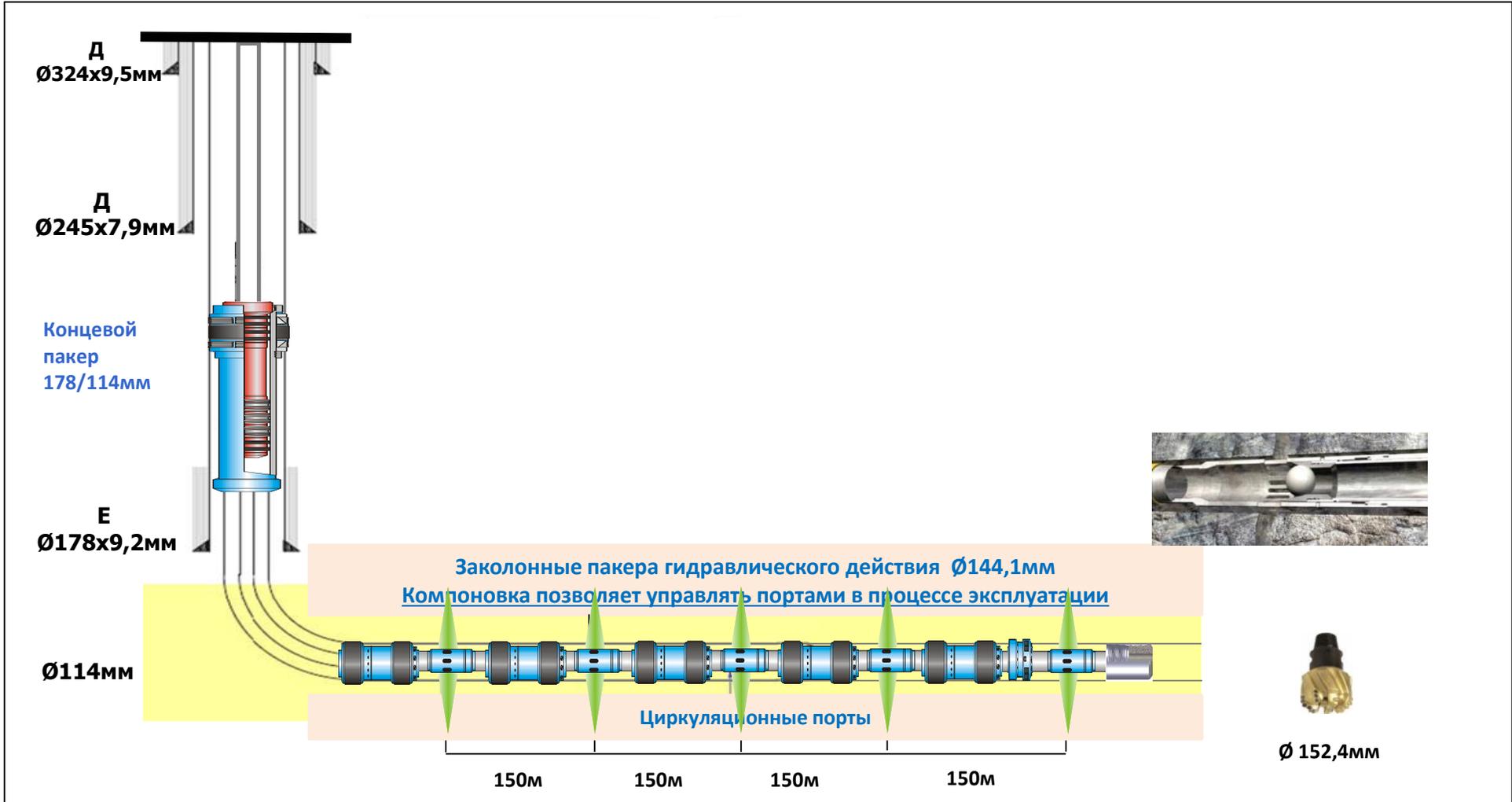


Рисунок 1.1 Типовая схема горизонтальной скважины с проведением многостадийного гидроразрыва пласта
 /Источник – ООО «Газпромнефть-НТЦ»/

В статье [60] отмечено, что в ОАО «Газпром нефть» с 2012г. при бурении сложных ГС стали выполнять высокотехнологичную геонавигацию с применением специального программного обеспечения. В 2013г. в ООО «Газпромнефть НТЦ» создан Центр геологического сопровождения строительства скважин, что позволяет вести геологическое сопровождение работы 70 буровых бригад. В 2012г. Центр сопровождал бурение 136 ГС. Обеспечено строительство более 70 ГС с проведением многостадийного ГРП. С участием Центра в 2012-2013гг. пробурено 15 двухствольных скважин. В мае 2013г. на Умсейском месторождении пробурена первая в компании четырехствольная ГС с общей длиной стволов – до 1000 м. Её пусковой дебит нефти – 200 т/сут оказался в разы выше, чем у соседних наклонно-направленных скважин [60].

В работе [29] сообщается, что на Приобском месторождении бурение горизонтальных скважин с последующим проведением ГРП началось в октябре 2012г. в рамках реализации «Программы по работе с осложненными и трудноизвлекаемыми запасами нефти». Пилотный проект предусматривал бурение восьми горизонтальных скважин с МсГРП, а в 2013г. здесь планируют пробурить 20 скважин указанной конструкции.

По сведениям работы [30] метод МсГРП в ОАО "Газпром нефть" по состоянию на середину 2013 г. применён – на семи месторождениях. На Вынгапуровском месторождении на пласт малой (4 м) толщины введена уникальная горизонтальная скважина (с 10-стадийным гидроразрывом пласта) глубиной 4,5 тыс.м при длине ГУ – более 1000 м. Доля эффективной длины в ГУ скважины – 90%. Полученный дебит 135 т/сут – на треть больше, чем в ГС с меньшим количеством стадий гидроразрыва. За полугодие 2013г. в ОАО "Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз" введено в эксплуатацию 57 новых скважин, из которых 40 (или 70%) – горизонтальные с применением многостадийного гидроразрыва пласта [30].

В статье [28] указано, что осенью 2012г. на Пальяновской площади ООО «Газпромнефть-Хантос» начало работы по расконсервации 5 скважин. Завершено бурение первой поисково-оценочной скважины, получен фонтанный приток газонефтяной смеси дебитом 80 м³/сут. Выполнены 2D и 3D – сейсмические исследования. Пласты сланцевой нефти обнаружены в 25 разведочных и 10 эксплуатационных скважинах. Исследования керна и испытание скважин подтвердили наличие высокопроводящих каналов в исследуемых пластах. Впоследствии здесь планируют пробурить ГС с МсГРП. /Для справки: в мире запасы сланцевой нефти в составляют – 1 трлн.т, на территории России – 68 млрд.т. Разработку этих запасов сдерживает высокая себестоимость добычи сланцевой нефти – 90 долл./ барр. /.

В статье [26] сообщается, что Schlumberger представит ОАО «Газпром нефть» технологические решения для освоения нетрадиционных ресурсов. Летом 2013г. утверждена программа работ по изучению залежей нефти в бажено-абалакском комплексе Пальяновской площади. До осени 2014г. преду-

смотрено бурение четырех ННС глубиной 2,7-2,8 тыс.м. Бурение первой скважины началось в декабре 2013г. Опыт работы с ТРИЗ «Газпром нефть» получает также в рамках взаимодействия с компанией Salym Petroleum Development. В январе 2014г. SPD сообщило о начале бурения первой горизонтальной оценочной скважины для изучения баженовской свиты на Верхне-Салымском месторождении. В 2014-2015гг. SPD планирует построить пять таких скважин и испытать в них технологию многостадийного гидроразрыва пласта [26].

В статье [56] рассмотрен опыт бурения ГС на Зимнем месторождении, где реализована однорядная система разработки, ориентированная вдоль регионального стресса. Пробурено 166 скважин, в т.ч. 122 добывающих и 44 нагнетательных; все скважины введены с гидроразрывом пласта. Дебит нефти – 22 т/сут, жидкости – 45 т/сут, средняя обводненность – 50%, новых скважин – 42%. Обводненности в ННС до гидроразрыва – не было, после ГРП – 30-40%. Закачка воды начата в 2008г., текущая компенсация – 100%. На месторождении имеется небольшой опыт бурения ГС с МсГРП, стартовые их дебиты – 52 т/сут [56].

В ОАО «Газпром нефть» начали выполнять МсГРП не только в ГС, но и в БГС [54]. В январе 2013г. в скважине 5306 Вынгапуровского месторождения проведён первый (в истории компании) двухстадийный гидроразрыв пласта в боковом стволе. Внедрять ГРП на новых ГС на предприятии начали в 2012г., успешно проведено 17 таких операций. Однако в БГС технология МсГРП была опробована впервые. Скважина 5306 введена в эксплуатацию с начальным дебитом нефти 66 т/сут. В 2013 году планируют провести еще 10 подобных операций [54].

В публикации [17] отмечено, что ООО «Газпром нефть Оренбург» выполнило первый кислотный МсГРП в карбонатных коллекторах на Восточном участке Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения. При этом в пласт закачали специальный гелеобразный состав и ингибированную соляную кислоту. Вязкий гель заполняет трещины коллектора, а последующая СКО обеспечивает проникновение состава в пласт. Гидроразрыв в ГУ (600м) прошел в пять стадий. В двух скважинах выполнили по две операции МсГРП. В результате совокупный дебит нефти при естественном фонтанировании достиг 80 т/сут [17].

По данным журнала "Нефтесервис" за последние два года ОАО «Газпром Нефть» увеличило долю высокотехнологичных скважин в общем вводе – с 4 до 35%, заняв ведущие позиции в России. За 7 месяцев 2014г. объем бурения горизонтальной скважины увеличен в 4,8 раза по сравнению с 7 месяцами 2013г. В общей проходке по компании доля ГС превысила 46%. Наибольший объем бурения таких скважин приходится на ООО «Газпромнефть-Хантос».

В 2014г. ООО «Газпромнефть-Хантос» ввело всего 36 горизонтальных

скважин с МсГРП, что увеличило добычу нефти на 250 тыс.т. В 2015г. будет построено 57 таких ГС с МсГРП, ожидаемый прирост добычи нефти – 500 тыс.т. Самая длинная на Приобском месторождении горизонтальная скважина имеет протяжённость ствола 4406 м при длине ГУ – 760 м. Применение более совершенных кластерных МсГРП снижает закачку пропанта на 45% при росте дебита – на 15%. Внедрение новой технологии позволит вовлечь в разработку нерентабельные периферийные участки залежей нефти Приобского месторождения.

Впервые в практике на ЮЛТ выполнены ГИС в работающей горизонтальной скважине после многосекционного гидроразрыва пласта – в режиме реального времени, а также проведены сейсмические исследования направления распространения трещин после гидроразрыва.

На залежи сланцевой нефти Пальяновской площади в 2014г. завершено бурение одной ГС с длиной ГУ – 200 м, в ней также запланировано проведение МсГРП [162]. В перспективе здесь будет пробурено четыре горизонтальных скважины с различной длиной ГУ и количеством стадий гидроразрыва. ООО «Газпромнефть-Хантос» планирует начать бурение ГС с МсГРП также на баженовский горизонт Приобского месторождения.

Таким образом, на сегодняшний день ООО «Газпромнефть-Хантос» по фактическим объемам бурения горизонтальных скважин с многостадийным гидроразрывом пласта занимает лидирующие позиции в компании «Газпром нефть».

2.2. ОАО «НК «ЛУКОЙЛ»

Существенные достижения в области применения технологии ГС+МсГРП имеются в Западной Сибири и у нефтяной компании «ЛУКОЙЛ».

В статье [95] отмечается, что ранее в компании «ЛУКОЙЛ» (наряду с проведением ГРП в ННС) бурили и обычные ГС с длиной ГУ – 500 м. Однако в пластах с высокой расчлененностью и низкой проницаемостью дебиты ГС оказались ниже, чем дебиты ННС с ГРП. Более того, после проведения «слепых» гидроразрывов дебиты нефти в ГС не превышали 20 т/сут. Проблема увеличения дебитов в НПК решалась за счет проведения в ГС многозонных гидроразрывов пласта (МзГРП). Ранее эта технология применялась, в основном, на низкопродуктивных газовых месторождениях США и Канады.

Компания «ЛУКОЙЛ» впервые в России [95] разработала масштабную программу ОПР по внедрению указанной технологии. С целью увеличения охвата пласта дренированием большинство ГС (с длиной ГУ 500-800 м) бурят перпендикулярно вектору максимального горизонтального напряжения. Затем ГУ обсаживают хвостовиком 114 мм, оборудованным разбухающими пакерами и портами гидроразрыва. Большинство ГС оборудованы для прове-

дения пятizonного (через 100 м) гидроразрыва пласта. Пилотные испытания (таблица 2.2.1) показали высокую эффективность новой технологии.

Таблица 2.2.1 – Первые результаты применения МзГРП в ГС [95]

| Месторождение | Пласт | Число скважин | Входные | | | Текущие на 01.09.2011 | | | Средние за 8 месяцев 2011г. | | |
|-----------------------|------------------------------|---------------|--------------|-------|------------------|-----------------------|-------|------------------|-----------------------------|-------|------------------|
| | | | Дебит, т/сут | | Обводненность, % | Дебит, т/сут | | Обводненность, % | Дебит, т/сут | | Обводненность, % |
| | | | жидкости | нефти | | жидкости | нефти | | жидкости | нефти | |
| Урьевское | ЮВ ₁ | 14 | 125 | 85 | 32 | 108 | 76 | 30 | 112 | 82 | 27 |
| Тевлинско-Русскинское | ЮС ₁ ¹ | 8 | 104 | 80 | 23 | 96 | 83 | 14 | 106 | 94 | 11 |
| Вать-Еганское | ЮВ ₁ | 3 | 129 | 62 | 52 | 93 | 44 | 53 | 94 | 44 | 53 |
| Нонг-Еганское | ЮВ ₁ | 2 | 89 | 72 | 19 | 78 | 69 | 12 | 84 | 70 | 17 |
| Покачевское | АВ ₁ ³ | 2 | 105 | 80 | 24 | 69 | 44 | 36 | 67 | 37 | 45 |
| Кечимовское | АВ ₁ ³ | 2 | 135 | 29 | 79 | 63 | 13 | 79 | 91 | 21 | 77 |
| Лас-Еганское | ЮВ ₁ | 2 | 101 | 60 | 41 | 73 | 43 | 41 | 81 | 49 | 40 |
| Восточно-Придорожное | ЮВ ₁ | 1 | 56 | 19 | 66 | 57 | 23 | 60 | 57 | 21 | 63 |
| Южно-Вьинтойское | БВ ₇ | 1 | 197 | 16 | 92 | 197 | 16 | 92 | 197 | 16 | 92 |
| Итого / среднее | | 35 | 114 | 71 | 38 | 97 | 65 | 33 | 104 | 76 | 27 |

В 2011г. дебит нефти по ГС с МзГРП составил 76 т/сут, дополнительная добыча нефти – 184 тыс.т. Более 90% всех операций выполнено успешно, что сопоставимо с результатами ГРП в ННС. По сравнению с базовой технологией кратность роста входных показателей составляет 2,5 раза, а по основным объектам Тевлинско-Русскинского и Урьевского месторождений – 3,1 раза. Проведенное 3D-моделирование показало [95], что в пластах с проницаемостью 25 мД применение ГС с МзГРП (по сравнению с ННС и ГРП) за 30 лет увеличит КИН – на 5%, а при проницаемости 5 мД – на 33% (отн.).

В работе [95] изложены результаты ОПР, проведенных НК «ЛУКОЙЛ» по внедрению технологии ГС+МзГРП на 96 скважинах 15 месторождений Западной Сибири. Наибольшее (78%) количество операций проведено в скважинах пластов группы Ю₁. Здесь бурение ГС с поинтервальными ГРП обеспечило рост дебитов – в 2,7 раза по сравнению с базовой технологией. Авторы работы [95] с учётом особенностей геологического строения объектов разделили скважины с МзГРП на четыре группы: ЧНЗ – с хорошими экранами; ЧНЗ – с хорошими экранами, однако в кровле или подошве пласта выделены пропластки с низкими ФЕС и недонасыщенные нефтью; с наличием в пределах пласта переходной зоны и ВНК; с низкой (30-40%) нефтенасыщенностью. Наиболее высокая эффективность работ получена в скважинах первых двух группах, входной дебит нефти по ним превышал 40 т/сут.

В статье [164] сообщается, что в зависимости от условий в одной горизонтальной скважине можно выполнить от двух – до нескольких десятков гидроразрывов (в мире в одной скважине максимально выполнено около 60 операций гидроразрыва пласта). ОАО «ЛУКОЙЛ» совместно с Weatherford реализовало программу строительства горизонтальных скважин с поинтервальными гидроразрывами пласта (по технологии ZoneSelect) на Урьевском и Тевлинско-Русскинском месторождениях (пласт ЮВ₁). В открытый ствол длиной 500 м спускалась компоновка НКТ – 114 мм с набухающими пакерами и циркуляционными клапанами. Для проведения гидроразрыва спускались НКТ – 89 мм. Далее выполняли четыре операции ГРП с закачкой 40 т проппанта в каждый циркуляционный клапан. В начале продавки, для открытия следующего циркуляционного клапана, в скважину сбрасывали шар из композитного материала. В январе-феврале 2011г. запущены в работу первые три добывающие ГС с МсГРП. В перспективе компания планирует провести 10-12^{ми}-зонные гидроразрывы пласта [164].

В статье [156] указано, что проведение «слепых» гидроразрывов пласта в горизонтальных стволах в ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» впервые опробовано в 2003-2004гг. Работы были продолжены в 2007г. и на начало 2009г. выполнена всего – 41 подобная операция. В "Когалымнефтегазе" в 2007-2008 гг. сделано 25 «слепых» ГРП – в ГС. Средняя масса закачанного проппанта – 15-55 т при максимальных концентрациях 735-1010 кг/м³ и темпе закачки жидкости разрыва 3,5-4 м³/мин. Дебит жидкости после этих работ составил – 21-63 т/сут, нефти – 6-24 т/сут при обводненности 53-84%. Анализ показал, что перфорация протяженных горизонтальных участков при «слепых» гидроразрывах не приводит к пропорциональному увеличению дебита. Эффективность «слепых» ГРП в ГС оказалась даже ниже, чем в необработанных ГС, а также в ННС+ГРП. По данным ПГИ скважины 7152Л Тевлинско-Русскинского и 5141Г Кочевского месторождений установлено, что после «слепого» гидроразрыва основной приток обеспечивают несколько десятков метров (ближних к началу ГУ) перфорированного интервала [156].

По сообщению [25] в ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» в 2011г. в рамках ОПР проведено 525 мероприятий по внедрению 32 технологий. Наиболее эффективно из них – бурение горизонтальных скважин с многозонными гидроразрывами пласта. В 2011г. таких скважин ввели 148, прирост дебита нефти составил – 50 т/сут. В 2012г. – пробурили таких 72 скважины с дебитом 50-52 т/сут. Если недавно в ГС устанавливали максимум пять пакеров, то в 2012г. ввели две скважины с 8^{ми} зонными гидроразрывами. Впервые применили многозонные гидроразрывы также и в боковых стволах. Бурится двухствольная скважина (в компании уже такие есть), а у ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» она – первая [25].

В статье [22] сообщается, что в 2011г. в ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Си-

бирь» доля ГС в общем вводе скважин выросла до 32% (153 – из 466 введенных скважин), а ранее – в 2010г. их доля составляла 11% (59 – из 523 скважин). В 2012г. планируют довести долю ГС – до 40% (233 – из 582 скважин). С целью вовлечения запасов НПК в 2011г. выполнено 229 ГТМ: проведение МзГРП в ГС, строительство МСС, применение расширенного комплекса LWD при бурении ГС, внедрение технологий ОРД и ОРЗ. В 2012г. планируют пробурить разветвленные и многоствольные скважины, увеличить длину ГУ в ГС, увеличить количество зон разрыва в ГС и др. Для установления особенностей выработки пласта в горизонтальных скважинах планируют выполнить геофизические исследования: микросейсмический мониторинг многозонных гидроразрывов, провести исследования в горизонтальных участках стволов скважин, оснащенных байпасной системой с помощью колтюбинговой установки [22].

В публикации [118] указано, что в ТПП «Покачевнефтегаз» вместо наклонного бурения все чаще используют горизонтальное, в т.ч. с применением многозонных гидроразрывов пласта. В июне 2011г. на Нонг-Еганском месторождении сдана в эксплуатацию первая ГС с МзГРП. На сегодняшний день таких скважин – уже девять, их дебит – 40 т/сут.

Сообщается [84], что в ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» обычные ГРП в ННС применяют более двух десятилетий. Всего выполнено более 12 тысяч гидроразрывов, дополнительная добыча нефти превысила 24 млн.т. В 2011г. в обществе провели более 1300 ГРП, испытали более 20 технологий гидроразрыва, в отдельные скважины закачивали – сотни тонн проппанта.

В последние годы прошли испытание новые технологии ГРП [84]:

- с ограничением высоты трещин (линейные гели, жидкости разрыва на основе ПАВ, создание механических барьеров при закачке специального проппанта);

- изменяющие ОФП пласта по воде (в жидкости разрыва добавляли модификаторы фазовой проницаемости, проппанты с гидрофобным покрытием);

- влияющие на проводимость трещин и снижающие негативное влияние жидкости разрыва на проницаемость пласта (азотно-пенные ГРП; жидкости разрыва, армированные саморастворяющимися органическими волокнами и пр.);

- с проведением многозонных гидроразрывов пласта в горизонтальных скважинах и поинтервальных ГРП в наклонно направленных скважинах [84].

Прорывом при разработке низкопроницаемых коллекторов стало внедрение технологии МзГРП в ГС с использованием многоступенчатой компоновки хвостовика. За 2011г. введено более 90 ГС с МзГРП. В зависимости от длины ГУ (от 200 до 650 м) количество фрак-портов варьирует от 3 до 5, масса проппанта на один интервал ГРП – от 4 до 50 тонн. Общая масса пропан-

та, закачанного в одну ГС, изменялась от 58 до 146 т/скв. В 2012г. в ГС опробован восьмизонный гидроразрыв пласта с суммарной закачкой – 240 т пропанта [84].

В статье [146] отмечено, что в Когалымском районе 60-65% ГС строится с учётом проведения МзГРП; на юрские объекты вводится по 80-100 ГС ежегодно. Бурение проводят стандартным буровым станком грузоподъемностью 200 тонн. Устойчивость бурильной колонны обеспечивает пятиинтервальный профиль, для которого смоделирован процесс спуска 114 мм хвостовика с техническими средствами для проведения МзГРП: фрак-порты, пакера, установленные через каждые 50 м; интервал между портами гидроразрыва – 100 м. Разрабатывается ПСД на строительство ГС с протяженностью горизонтального участка – 1500 м [146].

В статье [83] указано, что в группе высокотехнологичных скважин выделяют многозабойные (МЗС) и многоствольные скважины (МСС). МЗС состоит из основного ствола и ряда ответвлений – в одном пласте. МСС имеют боковые стволы, вскрывающие различные объекты. Конструкции МЗС/МСС варьируют от простых (не обсаженных) боковых стволов – до сложных разветвленных конструкций, а также систем ЗБС со стыками, рассчитанными на перепад давления.

Согласно классификации TAML (Technology Advancement for Multilaterals) по сложности сочленений стволов выделяют шесть уровней МСС [83]:

- сочленения 1^{го} и 2^{го} уровней, не обеспечивающие механическую и гидравлическую изоляцию. В них отсутствует возможность в последующем иметь гарантированный доступ во все стволы;
- сочленения 3^{го} и 4^{го} уровней, обеспечивающие только механическую изоляцию. В 4^м уровне возможна гидравлическая изоляция только за счет свойств материала, тампонирующего стыки, что обеспечивает гарантированный доступ во все стволы;
- сочленения 5^{го} и 6^{го} уровней, обеспечивающие механическую и гидравлическую изоляцию для особо сложных типов геологического разреза.

Сообщается [83], что в ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» разработан «Временный технологический регламент на строительство многозабойных и многоствольных скважин». В нём отражены все этапы планирования строительства, классификация и конструкции, различные системы и особенности их строительства.

В 2013-2015гг. ОАО «ЛУКОЙЛ» планирует [59] пробурить 449 горизонтальных скважин с применением многозонных гидроразрывов пласта. Применение ГС с МзГРП по Урьевскому месторождению обеспечило рост дебитов нефти – с 17 до 46 т/сут. Прирост НИЗ нефти по месторождению за счет внедрения технологии – оценивается в 4,8 млн.т, проектный фонд скважин при этом сократится на 38%, а экономические показатели будут выше – в 1,6 раза.

Для ознакомления. Номера страниц не совпадают с официальной версией.

В 2012г. в Западной Сибири компания «ЛУКОЙЛ» (впервые в России) успешно провела многостадийный гидроразрыв пласта в боковом горизонтальном стволе скважины. При этом использовалась уникальная технология проведения гидropескоструйной перфорации AbrasiFRAC через гибкие НКТ с последующим гидроразрывом – за одну операцию. С применением этой технологии введены в эксплуатацию пять БГС на Повховском, Нонг-Еганском, Тевлинско-Русскинском и Урьевском месторождениях. Дебит этих реконструированных скважин вырос в среднем вдвое – с 17 до 34 т/сут [59].

В публикации [116] сообщается, что первое применение в России уникальной технологии ГПП и многостадийного ГРП в боковом горизонтальном стволе скважины, законченной цементированным хвостовиком, реализовано в 2012г. на Тевлинско-Русскинском месторождении. Использование гидropескоструйной перфорации на гибкой насосно-компрессорной трубе обеспечило успех операции МсГРП. После проведения в БГС трех стадий гидроразрыва скважину освоили азотом, дебит превысил ожидаемый – на 30%. Весьма важным является оптимальное разнесение интервалов ГРП (рисунок 2.2.1). Низкая фильтрация пропантной пробки дает возможность сократить интервал – до 30 м. Однако проводимость коллектора не требует столь частого расположения

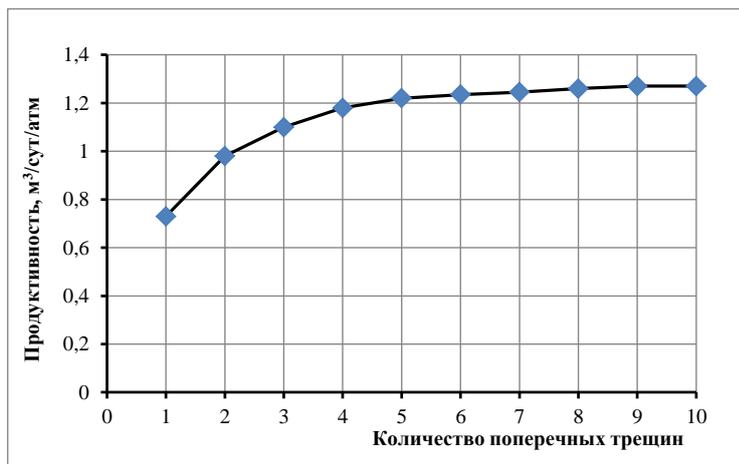


Рисунок 2.2.1 Зависимость продуктивности от количества стадий ГРП [116]

трещин ГРП, рекомендуемое расстояние между ними – не менее 50 м. На конец 2012г. технология применена в 11 скважинах, количество стадий ГРП в БГС – 3, расход пропанта на одну стадию – 60 т [116].

По сведениям АУ НАЦРН ХМАО-Югры первые МсГРП в ГС в округе проведены в 2011г., а с 2012г.

в ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» начато промышленное применение метода. Технологией охвачено 19 объектов на 16 месторождениях Общества. Наибольший объем многозонных ГРП приходится на объект ЮВ₁ Урьевского месторождения, а также Тевлинско-Русскинское (объект ЮС₁¹), Ватьеганское (ЮВ₁¹) и Покачевское (АВ) месторождения. За первый год эксплуатации ГС с МзГРП на Урьевском месторождении прогнозируется добыть нефти – 40 тыс.т, против 8-12 тыс.т по ННС с ГРП (за 1,5-2 года). По участку (с ГС) Урьевского месторождения КИН составит 0,4 против 0,272 при ННС. В 2012г. в ГС выполнено 87 МзГРП на 14 месторождениях (Урьевское, Поточное, Лас-Еганское, Северо-Покачевское, Покачевское, Красноленинское, Шушминское, Повховское, Ватьеганское, Тевлинско-Русскинское, Южно-

Выйнто́йское, Свободное, Грибное, Присклоновое). Число обычных гидро-разрывов в ННС в обществе превысило 309 скважино-операций.

Отмечается [25], что в 2014г. в ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» объём проходки в горизонтальном бурении составит 600 тыс.м. В 2013г. в 120 ГС (40% от всех ГС) выполнены МзГРП из общего количества ГС – 303 (включая БГС). Пробурено и эксплуатируется несколько десятков многоствольных скважин, входной дебит нефти по которым выше, чем по ГС – в 1,2-2,8 раза, а стоимость скважин уровня ТАМЛ2 выше – на 15-20%. В 2014г. в ТПП «Ямалнефтегаз» на Пякяхинском месторождении запланировало пробурить девять многоствольных скважин уровня ТАМЛ4.

2.3. ОАО «НК «Роснефть» /ОАО «Роснефть-Юганскнефтегаз»/

Пример №3. Рассмотрим вначале уникальные (для России) по своей успешности результаты эксплуатации обычных (с длиной ГУ – 500 м) горизонтальных скважин (без ГРП) на массивной залежи Энтельской площади Мамонтовского месторождения.

Пласт БС₁₀¹⁻² залегает на глубине 2400 м, площадь залежи невелика – 1730 га. Нефтенасыщенная толщина – 10,4 м, водонасыщенная – 9,1 м. Пласт очень однороден: песчанистость – 77%, расчленённость – 3,5. Пористость коллекторов – 24%, проницаемость – 160 мД, нефтенасыщенность – 68%, проводимость пласта высокая – 1664 мД·м. Пластовое давление – 26,1 МПа, давление насыщения – 9,4 МПа, вязкость пластовой нефти – 2,4 спз. $K_{\text{прод}}$ – 39,5 м³/сут·МПа, НГЗ залежи пласта БС₁₀¹⁻² – 23,540 млн.т, НИЗ – 10,946 млн.т, КИН – 0,465.

Всего на залежи пробурено 9 добывающих скважин, в т.ч. действующих – 8, из них, ГС – 6 (с длиной ГУ – 500 м), ННС – 1, ЗБГС – 1. Объект введён в добычу в 1996г. одной разведочной скважиной. До начала бурения ГС эта скважина отобрала 30 тыс.т нефти. Средний дебит нефти при периодической её эксплуатации – 41 т/сут, жидкости – 45 т/сут при обводнённости – 9%. Горизонтальное бурение началось в 2002г. (введено две ГС), в 2005г. введена – одна ГС, в 2006г. – одна ГС. Повторное бурение возобновилось позже – в 2012г. (введено две ГС).

Максимальные уровни добычи за историю составили: нефти – 1239 тыс.т (2003г.) при темпе отбора от НИЗ – 11,3 %, от ТИЗ – 12%; жидкости – 1947 тыс.т (2006г.) при темпе отбора от НИЗ – 18%. За 2013г. добыто нефти – 355 тыс.т, жидкости – 1948 тыс.т при обводнённости – 82%. Средний дебит нефти – 124 т/сут, жидкости – 681 т/сут. Темп отбора от НИЗ – 3,2%, от ТИЗ – 9,7%, кратность ТИЗ – 10 лет.

Накопленная добыча нефти по залежи составляет 7639 тыс.т, жидкости – 18004 тыс.т при ВНФ – 1,36 т/т. Отбор от НИЗ ~ 70%, текущий КИН – 0,325. Залежь отличается достаточной степенью прокачки на естественном режиме

эксплуатации: $\tau_{пл} - 0,68$. Пластовое давление в залежи находится на уровне 21,5 МПа, что на 4,6 МПа (или 18%) ниже начального, т.е. энергетика процесса – удовлетворительная.

Горизонтальные скважины входили в эксплуатацию с высокими дебитами нефти: в 2002г. – 1528 т/сут (две ГС), в 2005г. – 1005 т/сут (одна ГС), в 2006г. – 467 т/сут (одна ГС) и т.д. Входная обводненность при этом составляла: в 2002г. – 13%, в 2005г. – 2%, в 2006г. – 62%. Дебиты новых ГС по жидкости были исключительно высоки: в 2002г. – 1765 т/сут, в 2005г. – 1022 т/сут, в 2006г. – 1224 т/сут, средневзвешенный – 1444 т/сут. Отметим, однако, что фактические дебиты оказались примерно вдвое ниже, чем предполагалось по проекту – 2765 т/сут.

Накопленная за 12 лет добыча нефти на одну введенную ГС очень высока – 1,141 млн.т/скв., за весь срок разработки по прогнозу она достигнет ~ 1,4 млн.т/ГС. Таким образом, применение на Энтельской площади небольшого количества ГС (с $\Delta L_{гс} - 500$ м) обеспечило получение рекордных результатов по дебитам скважин, качеству процесса вытеснения и ожидаемой нефтеотдаче.

В статьях [1, 70] отмечено, что рост добычи нефти в «Юганскнефтегазе» в 1999-2000гг. был обеспечен за счет массового внедрения (всего выполнено – более 1900 скв./операций) гидроразрывов на ряде уникальных месторождений (Приобское, Приразломное, Мало-Балыкское и др.). Напомним, что первые пробные ГРП в районе были проведены в 1988г. фирмой Canadian Fracmaster, а в 1990г. было создано СП «Юганскфракмастер».

В качестве операторов работ по выполнению гидроразрывов привлекались компании Schlumberger, Halliburton, ВJ, «КАТКОнефть», «МеКаМиннефть», «Катобьнефть», «Петроальянс». До 1999г. в пласт закачивали небольшие объёмы мелкого проппанта – до 20 т, однако прирост дебитов при этом был невелик – 24 т/сут. К 2005г. средний объем закачки проппанта в скважину вырос до 165 т, что обеспечило приросты дебита – до 80 т/сут [70], а скин-фактор при этом удалось снизить до (-5).

В 2003-2004гг. на Приобском месторождении «Юганскнефтегаз» совместно с Schlumberger с помощью пластового электромикросканера FMI провели семь специальных исследований процесса гидроразрыва. Определили преимущественное направление максимального стресса, которое составило – 340-350°. Позднее этот тренд был подтвержден закачкой индикаторных жидкостей [70].

В работе [79] обобщены результаты геофизических исследований скважин в скважинах ООО «РН-Юганскнефтегаз» методами кросс-дипольного широкополосного акустического каротажа (АКШ) и электрического сканирования. Цель исследования – определить направление техногенной трещиноватости. Приборами являлись микроимиджеры – DSI, MSD и XMac-F1

кросс-дипольного АКШ и электрические микроимиджеры FMI и StarImager. По результатам работ определяли: высоту трещин гидроразрыва, азимут техногенных трещин, механические свойства горных пород, естественную анизотропию скоростей поперечных волн для прогноза контраста горизонтальных напряжений. Азимут техногенных трещин определён по данным 31 гидроразрыва, в т.ч. на Приобском месторождении – 18 ГРП. Установлено, что 87% азимутов трещин лежит в диапазоне $310-350^\circ$, вне зависимости от принадлежности скважин к конкретным месторождениям [85]. Азимуты трещин ГРП распределены нормальным образом при математическом ожидании – $331,9^\circ$ (или $151,9^\circ$) и стандартном отклонении – $13,8^\circ$.

В работе [34] указано, что ООО «РН-Юганскнефтегаз» в 2010г. приняло решение о выделении опытного участка для испытания технологии ГС+МзГРП с бурением этих скважин в 2011-2012гг. Проанализирован мировой опыт использования технологии ГС+МсГРП, определены геологические условия её внедрения. Авторы работы [34] перечислили следующие критерии, благоприятные для применения этой технологии: отсутствие пересечения целевого пласта в плане с другими пластами; общая толщина объекта – не более 100 м; толщина продуктивного пропластка – не менее 2 м; толщина разделов между пропластками – не более 3-4 м.

Для проведения работ на Приобском месторождении выбран участок пласта АС₁₁ с параметрами: песчанистость – 31%, пористость – 18%, эффективная проницаемость – 2 мД, нефтенасыщенность – 64%, проводимость – 6 мД·м.

Технология предусматривала спуск многосекционной компоновки для закачки проппанта с портами (муфтами), разделенными в затрубье пакерами. Намечено бурение четырех ГС с длиной ГУ 800-1000 м и 7-8^ю стадиями гидроразрыва. Направление ГУ скважин – параллельно азимуту трещин ГРП. Масса проппанта на одну стадию ГРП – 70-110 т, расчетная эффективная полудлина трещин – 50-60м, закрепленная высота – 70 м, закрепленная ширина – 3,5 мм. Забойное давление в добывающих скважинах – 5 МПа. Полудлина трещин для ННС с ГРП – 150 м, для ГУ длиной 800 м с семью трещинами ГРП – 50 м. По результатам моделирования ожидается, что дебит ГС с МсГРП превысит дебит ННС с ГРП – в 2,6 раза. Прогнозируется высокий темп падения дебита ГС по сравнению с ННС [34].

Критерии применения многозонных ГРП в ГС

- 1) **Нерентабельность** – для ННС + ГРП.
- 2) **Изолированность пластов (пропластков) в разрезе.**
- 3) **Общая толщина объекта $H_{\text{общ}}$** – менее 100 м.
- 4) **Толщина продукт. пропластков $h_{\text{н}}$** – не менее 2 м.
- 5) **Глинистые перемычки $\Delta h_{\text{гл.}}$** – не более 3-4 м.
- 6) **Проницаемость пластов k** – менее 5 мД.
- 7) **Проводимость ($k \cdot h$) пластов** – менее 30 мД·м.
- 8) **Нефтенасыщенность $\beta_{\text{нн}}$** – не менее 60%.
- 9) **Эксплуатационная колонна $D_{\text{ЭК}}$** – 178 мм.

Источник: НК "Роснефть" /Г.Г.Гиляев, Н.С.Афанасьев, А.В.Тимонов и др. Москва, 2011 [34].

В работе [35] указано, что в 2006-2007 гг. в компании испытано применение «слепого» гидроразрыва пласта в горизонтальных скважинах. В «Юганскнефтегазе» и «Пурнефтегазе» опробованы: многоинтервальные ГРП \perp горизонтальному стволу («SurgiFRAC» - Halliburton, «StageFrac» - Schlumberger, «Plugs&Frac» - BJ Services), а также «слепой» гидроразрыв – вдоль горизонтального ствола (Schlumberger, Halliburton, NewCo, BJ Services). В 2006-2007гг. подобные гидроразрывы проведены в 20 горизонтальных скважинах. Дополнительная добыча нефти составила 268 тыс.т, ЧДД – 466 млн.руб.

Согласно моделированию для Приобского месторождения (СЛТ) оптимальным по пусковому дебиту является бурение ГС с продольными трещинами ГРП и переводом под закачку ННС. Плотность сетки – 25 га/скв, длина ГУ – 1000 м, расположение трещины – по всей длине ствола. Расчетный дебит ННС с ГРП – 227 м³/сут, а ГС с МсГРП – 355 м³/сут. В варианте с ГС за 40 лет разработки достигается максимальный КИН – 0,331 [35].

Реализация проекта начата бурением скважины 5869Г с длиной ГУ – 800 м и проведением 7^{ми}-стадийного ГРП по технологии StageFrac (по 50 т пропанта – на каждую стадию). Дебит жидкости оказался в 1,5-2 раза выше, чем окружающих ННС с ГРП. Несмотря на высокую стоимость ГС с ГРП (158 млн.руб.), которая в три раза выше, чем ННС с ГРП (52 млн. руб.), за 5 лет работы ожидается увеличение ЧДД – в 1,9 раза [35].

Технология опробована и на других месторождениях компании, например, в скважинах 723, 735 Ванкорского месторождения (пласт НХ-1) Красноярского края выполнен трехстадийный гидроразрыв пласта. Подобные работы будут проведены также на Приразломном, Омбинском, Салымском и других месторождениях Юганского района [35].

В статье [31] отмечено, что нередко стандартные варианты разработки НПК с применением ГРП в ННС не обеспечивают необходимой рентабельности. Одной из технологий, успешно применяемых в мировой практике и опробованных на Приобском месторождении (СЛТ), является бурение ГС с МсГРП. Для выбора варианта разработки, устойчивого к рискам и неопределенностям, авторы [31] выполнили анализ чувствительности результатов моделирования. При этом было исследовано изменение критерия (NPV/S) в зависимости от длины трещин гидроразрыва пласта, а также азимута их распространения относительно горизонтального участка скважины.

В работе [73] сообщается об испытании технологии SurgiFrac фирмы Haliburton (точечная стимуляция горизонтального ствола с созданием поперечных трещин), а также стандартной технологии «слепого» гидроразрыва пласта (создание продольной или поперечной трещины) в горизонтальном стволе. Ранее «слепые» гидроразрывы были выполнены более, чем в 20 горизонтальных скважинах Пуровского района.

Технология SurgiFrac предусматривает закачку жидкости ГРП через 3-6 форсунок (с фазировкой 60-120°) и включает пескоструйную перфорацию интервала, а также создание трещины – направленной струей жидкости. Объект применения технологии – пласт БП₁₄ Тарасовского месторождения (проницаемость 1-3 мД) характеризуется низкой эффективностью ГРП в ННС из-за неконтролируемого роста высоты трещин и слабой упаковки проппанта. Условием создания продольных трещин ГРП в ГС является ориентация ствола – вдоль направления максимального горизонтального напряжения [73].

Компания «Роснефть» сообщила, что планирует увеличить также и бурение многоствольных скважин, доведя их количество до 100. На сегодня на предприятиях Удмуртнефти, Северной нефти, Самаранефтегаза и Ванкорнефти пробурено и эксплуатируется уже более 40 многоствольных скважин.

2.4. «Роснефть-Холдинг» (бывшая ГНК-ВР)

Пример №4. Характерным примером малоуспешного применения горизонтальных скважин (без гидроразрыва пласта) может служить Кошильское месторождение. Главной причиной неудачи здесь является – несовместимость горизонтального типа добывающих скважин и блоковой трехрядной системы разработки (с нагнетательными ННС) в условиях НПК.

Рассматриваемая залежь – пластовая сводовая, тектонически экранированная. Общая толщина объекта ЮВ₁ – 54 м, нефтенасыщенная – 16,7 м. Площадь залежи – 13464 га, пористость пласта – 17%, проницаемость – 25 мД, нефтенасыщенность – 55%, проводимость – 418 мД·м. Песчаность разреза – 50%, расчленённость высокая – 10.

Месторождение введено в разработку в 1992г. В 1999г. АЦ «Сибинкор» составил технологическую схему, в которой рекомендовал применить трехрядную систему разработки добывающими ГС (ГУ – 300 м) и нагнетательными ННС. Расстояние между ННС в ряду – 500 м, между ГС – 300 м, между рядами – 500м. К бурению утверждено 128 добывающих ГС, фактический их ввод начали в июне 2000 г.

В одном только 2001 г. пробурили 228 тыс.м горных пород и ввели сразу 80 скважин (ННС+ГС). Всего за период с 2000 по 2003г освоили около 60 ГС. Входной дебит нефти по 22 ГС с длиной ГУ – 272 м составил – 63 т/сут при обводнённости – 7%. На 01.04.2001 дебит по нефти по ГС снизился до 49 т/сут. Общая накопленная по ГС добыча нефти составила 176,1 тыс.т, удельная – 8 тыс.т/скв.

Однако, после 2003г. бурение ГС предприятием было прекращено из-за сильного падения пластового давления в зоне стягивания трехрядных блоков вследствие неэффективности системы ППД. В 2009 г. ЦКР Роснедра, рассматривая по месторождению новый проект, отметила: «неэффективную выработку запасов нефти в северной части Кошильского месторождения гори-

зонтальными скважинами по причине того, что ГС вскрыли не весь разрез и часть пропластков осталась невовлеченной в разработку».

В статье [38] отмечено, что для разработки ТрИЗ нефти ТНК-ВР в Западной Сибири (в объеме 1,5 млрд.т), необходимы новые подходы, которые обсуждались на Региональном технологическом Форуме по Западно-Сибирскому дивизиону (ЗСД) в г.Нижневартовске. За рубежом многостадийные ГРП в ГС используют уже несколько десятилетий. Выделяют две группы технологий: 1) поинтервальная перфорация (в том числе гидropескоструйная) и проведение ГРП в ГС; 2) применение в ГС специальных компоновок – портов и муфт с разобщением интервалов ГРП заколонными пакерами, либо цементированием хвостовиков.

Двухстадийные гидроразрывы на новом фонде ННС (и в БС) в ЦДО проводят – с 2009г, в основном, по пласту АВ₁¹⁻² Самотлорского месторождения. В 2010-2011гг. ЦДО протестировали ряд доступных технологий МсГРП. Например, в «ТНК-Нягань» провели трехстадийный ГРП с применением колтюбинга по технологии ISOJET – гидropескоструйная перфорация с последующим проведением ГРП. Планируют бурение аналогичных ГС также на Ем-Еговском месторождении [38].

В январе 2012г. на Самотлоре после пяти стадий ГРП введена в работу ГС №19955. Время освоения – 70 суток, входной дебит нефти – 90 т/сут. Таким образом, к 2012г. ЦДО освоили проведение трех- и пятистадийных ГРП в ГС по схеме: первая стадия – ГРП на щелевом фильтре, последующие стадии – с перфорациями.

К середине 2011г. на рынке РФ появились зарубежные компоновки для проведения МсГРП в один этап. ОКБ «ЗЕНИТ» и НПП «СибБурМаш» (Россия) разработали раздвижные муфты (аналог технологии FracPoint компании Baker Hughes), которые испытаны на трех скважинах Самотлора [38].

В феврале-марте 2012г. на скважинах 19774 и 19965 Самотлора испытаны компоновки ООО «КАТКОнефть» и Baker Hughes (технология «лайнеров», спускаемых в горизонтальный хвостовик 114 мм). В скважинах 19774 (оснастка Baker Hughes) и 19965 (Team Oil Tools) за один подход выполнено – пять и четыре гидроразрывов. После ОПИ приоритет отдан разбухающим пакерам из-за простоты и надежности их применения. По скважине 19774 получен дебит жидкости – 160 м³/сут, нефти – 68 т/сут, по скважине 19965: дебит жидкости – 125 м³/сут, нефти – 91 т/сут [38].

В «Самотлорнефтегазе» изучили также технологию ГРП в ГС с разрывными муфтами – BPS компании Trican Well Service, применяемую в США и Канаде. В пласте АВ₁¹⁻² Самотлора выполнен шестистадийный ГРП, начальный дебит жидкости – 130м³/сут, нефти – 35 т/сут. Манжетный пакер позволяет закачивать проппант в несколько интервалов стимуляции без подъема пакера из скважины. Параллельно компанией Pinokal (подразделение

Halliburton) на скважине проведено картирование трещин гидроразрыва методами микросейсмики [38].

В статье [48] отмечено, что в 2012г. на рынке в России весьма перспективной инновацией оказалась технология BPS™ проведения в ГС многостадийных ГРП – компании «Трайкан Велл Сервис». Особенность её состоит в том, что муфты BPS™ являются частью обсадной колонны и накручиваются прямо на скважине с «разбегом» – от 25 до 75 м. Активация муфт и выполнение гидроразрыва осуществляется через специальную пакерную компоновку C2C™ (в паре с разрывными муфтами), спускаемую в скважину на НКТ или ГНКТ/НКТ. Компоновка включает заколонные пакеры. Заканчивание проводится единым стволом или хвостовиком 114 или 140 мм.

Преимущества технологии BPS™ [45]: отсутствие особых требований к обсадной колонне; неограниченное количество стадий гидроразрыва; полнопроходной внутренний диаметр труб; отсутствие шаров для активации, отсутствие необходимости разбуривания; кумулятивного или абразивного перфорирования; обратная циркуляция с чашечным пакером при получении «стопа» [48].

В России работы по технологии BPS™ проведены в сентябре 2012г. – в 16 скважинах. Пилотный проект опробован на Самотлорском месторождении в 7 скважинах – с 5-7 этапами ГРП и применением НКТ. В 2013г. планируется провести МсГРП с применением ГНКТ типоразмером 73мм (в комбинации с НКТ) – [48].

В публикации [16] сообщается, что «Варьеганнефтегаз» в 2012г. впервые провел МсГРП в ГС на Кошильском и Верхнеколик-Еганском месторождениях с получением дебитов нефти – 120 т/сут. Новый подход к проведению гидроразрыва начали применять также в скважинах, предназначенных для зарезок боковых стволов. В 2013г. «Варьеганнефтегаз» инвестирует в опытно-промышленные испытания новых технологий (в т.ч. в бурение ГС с многостадийным гидроразрывом) – 64 млн.долл [141]. Пилотный проект реализуют на Северо-Хохряковском месторождении совместно с Schlumberger. В разработку будут также вовлечены запасы юрских отложений Северо-Варьеганского месторождения. Всего для проведения работ намечено семь первоочередных объектов с запасами нефти – 600 млн.тонн [16].

В статье [122] рассмотрены результаты пилотных работ «Варьеганнефтегаза» по внедрению технологии ГС+МсГРП на объекте ЮВ₁ (К – 5 мД). Были промоделированы различные профили ГУ: горизонтальный, восходящий, нисходящий, синусоидальный. Установлено, что в НПК наиболее эффективной является жесткая система заводнения при соотношении $N_d/N_{наг} \sim 1:1$ (без запаздывания с началом закачки). Длина ГУ в скважинах – 900 м, расстояние между рядами – 500 м, между скважинами в ряду – 200 м. Плани-

руемые МсГРП включают четыре стадии, расстояние между портами 200 м, расчетный объем пропанта на один гидроразрыв – 80-100 т [122].

В ноябре 2012г. «Варьеганнефтегаз» совместно со Schlumberger составили программу пилотных работ [122]. В первой ННС (А36) проведен отбор керна и выполнен расширенный комплекс ГИС, дипольная акустика Sonic Scanner, CMR-Plus (ЯМК), SonFracMap, FMI. По данным Sonic Scanner определены механические свойства пласта. После гидроразрыва и акустического каротажа уточнено направление стресса – 10° . В процессе гидроразрывов в ГУ первой нагнетательной ГС (Б13) – в наблюдательной скважине В16 (в 200 м) выполнены микросейсмические исследования [122].

В скважину А36 закачали 81 т пропанта. Sonic Scanner подтвердил уход трещины – до кровли пласта ЮВ₁¹ [109]. Высота видимой (вдоль скважины) части трещины ГРП – 49 м. Начальный дебит жидкости – 102 т/сут, обводненность – 21%, добыча нефти за 4 месяца – 7,7 тыс.т. Объем закачки пропанта в сумме по четырем стадиям – 80-120т. При отработке первой нагнетательной ГС (Б13) получен дебит жидкости – 160 м³/сут, обводненность – 35%, по добывающей ГС (А25) дебит жидкости – 210 м³/сут, обводненность – 39%. Расчеты на секторной модели показали, что применение системы горизонтальных скважин с МсГРП обеспечит необходимую рентабельность разработки объекта ЮВ₁¹ [122].

Авторы работы [121] отмечают, что в процессе изучения трещин МсГРП в ГС методом микросейсмического мониторинга «Варьеганнефтегазом» и Schlumberger получены следующие важные результаты:

- количество микросейсмических событий, зарегистрированных в течение всех стадий гидроразрыва, является одним из лучших показателей в регионе;
- радиус приема сигналов на горизонтальном удалении от наблюдательной скважины составляет 400 метров;
- четко выраженные полудлины трещин ГРП с одной стороны ГС указывают на симметричное их развитие с другой стороны ствола скважины;
- зарегистрированные азимуты трещин (перпендикулярно ГС) подтверждают направление максимального горизонтального напряжения;
- микросейсмические наблюдения позволили определить точное положение всех четырех портов гидроразрыва в стволе горизонтальной скважины.

В статье [78] указано, что для Самотлорского месторождения разработана технология, при которой многопластовая система вскрывается горизонтальной скважиной, содержащей ряд горизонтальных или пологих участков, в последних последовательно проводят ГРП. Установлено, что бурение ГС с горизонтальными участками в каждом из гидродинамически несвязанных пропластков с одновременным их гидроразрывом позволяет существенно по-

высить эффективность выработки запасов из многослойных неоднородных по проницаемости пластов. Однако, горизонтальные трещины характеризуются более высокой эффективностью при разработке многослойного неоднородного по проницаемости коллектора – только в начальный период работы скважины [77].

В статье [21] отмечено, что получение профиля притока жидкости к ГС (с МсГРП) затруднено из-за отсутствия адекватных математических моделей. Используя свою методику, авторы установили, что проведение ГРП в ГС увеличивает дебит в 1,4-1,5 раза. При этом максимальный дебит будет получен при проведении гидроразрывов в зоне максимальной толщины продуктивного пласта.

Целью исследования [123] являлась оценка влияния различного количества стадий гидроразрыва в добывающей ГС – на технологические показатели разработки. Моделирование трещин гидроразрыва пласта в пакете «Tempest-More» осуществлялось методом Well fraction (WFRA). Расчеты выполнены при различной анизотропии пласта по вертикали. Длина горизонтальной части ствола – 500 м. Создаваемая трещина распространяется вертикально – от кровли до подошвы пласта, её проницаемость – $10 D$, ширина – 10 мм.

Установлено [123], что область дренажа горизонтальной скважины увеличивается с ростом числа стадий гидроразрыва. Результаты МсГРП в ГС зависят также от показателя анизотропии – чем он больше, тем выше эффект. При высокой анизотропии применение одностадийного гидроразрыва в ГС увеличивает добычу на 80% по сравнению с базовым вариантом. Далее темпы её прироста падают: 7-стадийный гидроразрыв по сравнению с 6-стадийным дает прирост добычи всего лишь – на 0,6%.

В работе [78] с целью получения максимального эффекта отыскивалось оптимальное взаиморасположение по длине горизонтального ствола скважины – трёх стадий гидроразрыва. Для сильноанизотропного пласта АВ₁¹⁻² установлено, что по добыче нефти более эффективны варианты с максимальным разнесением трещин. Наименее эффективен вариант с расстоянием между трещинами – 50 м, т.к. при этом возрастает их интерференция. Оптимизируя распределение трещин по длине добывающей горизонтальной скважины, можно увеличить входной дебит нефти – на 20%, а общую добычу нефти – на 10% [78].

В статье [49] указано, что в некоторых условиях применение пологих горизонтальных скважин, вскрывающих весь пласт, может улучшить показатели разработки. Сравнили вариант ПГС с результатами по базовому и вариантам с ГС – при 3^х и 7-стадийных гидроразрывах. В ГС с МсГРП в начальный период отмечается рост добычи нефти по сравнению с ПГС. При низкой вертикальной анизотропии накопленная добыча нефти в варианте с ПГС бу-

дет ниже, чем в вариантах с ГС+МСГРП [49].

В статье [50] отмечено, что применение первых МСГРП в горизонтальных скважинах пласта АВ₁¹⁻² Самотлора показало их эффективность. Однако высокая стоимость работ ограничивает выбор участков для их бурения. Отмечается, что расположение ствола добывающей ГС поперек линии сноса в начальный период работы обеспечивает большой дебит жидкости и меньшую обводненность. Однако эффективность варианта в долгосрочной перспективе – не ясна. С этой целью на модели исследовано влияние расположения ствола добывающей ГС (с трёхстадийным гидроразрывом) – относительно линии сноса, а также – расположения нагнетательных скважин. Получено, что ориентация ствола добывающей скважины поперек линии сноса – более предпочтительна [50].

По данным АУ НАЦРН ХМАО-Югры «Самотлорнефтегазом» в 2012г. выполнено 65 операций МСГРП в ГС с суммарной добычей нефти 179 тыс.т (2,75 тыс.т на операцию); средний дебит по нефти – 12,3 т/сут, по жидкости – 71 т/сут. Видно, что пока эффективность технологии МСГРП на ГС по «рябчику» – невысокая. Однако результаты обычных гидроразрывов на переходящем фонде ННС по «рябчику» в 2012г. оказались еще ниже – около 1000 т добычи при дебите нефти – 6 т/сут.

В работе [57] для исследования технологии ГС+МСГРП в условиях Уренгойского ГКМ построена секторная гидродинамическая модель высокого разрешения для единичной скважины. Рассчитаны показатели по вариантам: ННС плюс ГРП, ГС с несколькими поперечными (либо продольной) трещинами гидроразрыва. Обычная технология проведения ГРП в ННС давно и успешно применяется на Уренгойском месторождении, есть примеры закачки в пласт – до 300 т пропанта и создания трещины с длиной крыла до 200 м.

В работе [57] получены следующие результаты:

1. Продуктивность газовой ГС без трещины – в три раза ниже, чем ННС с трещиной и в 9 раз меньше, чем ГС с четырьмя трещинами гидроразрыва.

2. Основной приток в ГС после МСГРП осуществляется через трещины. Поэтому вертикальная проницаемость не влияет на продуктивность, а перфорацию ствола целесообразно выполнять только в интервалах создания трещин ГРП.

3. За первый месяц работы после гидроразрыва дебит скважин существенно снижается. Значительное (~ 30%) падение дебитов газа характерно для ННС с ГРП, по ГС с МСГРП падение в первый месяц – 15%. В последующий период темп падения дебита газа снижается до 7-8% в год – для обоих вариантов заканчивания.

4. Использование ГС с МСГРП позволяют вдвое разредить сетку сква-

жин, снизить (на 9 МПа) депрессию на пласт, а также сократить потери конденсата.

2.5 ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз»

В публикации [87] указано, что ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз» в 2012г. успешно освоило технологию проведения многостадийного гидроразрыва пласта в горизонтальных скважинах. В 2013г. с применением этой технологии будет введено 40 новых ГС. Кроме того, за счет бурения многоствольных скважин будут вовлекаться в разработку также запасы маломощных пластов. На Мыхпайском месторождении уже введена в эксплуатацию добывающая скважина с тремя горизонтальными стволами, её пусковой дебит по нефти – 68 т/сут [87].

В конце 2013г. на Западно-Асомкинском месторождении реализован пилотный проект по применению многостадийного гидроразрыва пласта в горизонтальной скважине. После испытаний скважина запущена в работу с дебитом выше запланированного. В ходе реализации программы из каждой скважины с МсГРП планируют получить дебит нефти – 39-45 т/сут., что в 2,5-3 раза выше, чем дебит по вертикальным скважинам с традиционным гидроразрывом [18].

2.6. ОАО «Сургутнефтегаз»

В статье [74] отмечается, что принципиальное значение для ГС имеют количество и длина трещин, а также их ориентация относительно ствола. Успешность селективных ГРП в ГС достигается путём объединения технологий гидропескоструйной перфорации и струйного ГРП. При размещении насадок по радиусу перфоратора в ГС – трещина \perp стволу, а если по длине перфоратора, то вдоль оси.

При выборе скважин для струйных ГРП должны быть обеспечены условия [74]:

- фактические режимы работы скважин ниже, чем ожидаемые;
- нефтенасыщенная толщина пласта – более 3 м;
- повышенная нефтенасыщенность пласта;
- отношение текущего пластового давления к начальному – не менее 0,9;
- при наличии водоносных прослоев – хорошее качество цементного камня в заколонном пространстве (на 20 м выше и ниже интервала перфорации);
- перед выбором интервалов гидроразрыва должны быть проведены исследования работающих интервалов и наличия заколонных перетоков;
- толщина перекрывающих и подстилающих глинистых прослоев от выделенного (для гидроразрыва) интервала пласта – не менее 3 м;

– предельно допустимое давление в колонне должно на 25% превышать величину бокового горного давления планируемого к разрыву пласта.

В «Сургутнефтегазе» при проектировании горизонтальных скважин с последующими МсГРП используют трёхмерные модели [110]. Регионально нефтеносный объект – пласт ЮС₂ отличается значительной неоднородностью и сложной морфологией. Более стабильной продуктивностью отличаются ННС+ГРП, вскрывшие русловые отложения. Тем не менее, через год, из-за крайне низких ФЕС, дебиты скважин падают. Уплотнение сетки скважин в пласте ЮС₂ – нерентабельно.

В этих условиях более высокие и стабильные дебиты обеспечивает бурение горизонтальных скважин с последующим проведением МсГРП. Первой горизонтальной, введённой на пласт ЮС₂ по технологии ГС+МсГРП, стала скважина В602. Её входной дебит в разы превысил дебиты соседних ННС с одним гидроразрывом. В 2014г. запустили в работу вторую горизонтальную скважину – В469 с МсГРП, её стартовый дебит подтвердил расчёты специалистов [110].

2.7. Месторождения Томской области / ООО «Норд-Империал» /

В работе [101] отмечено, что в Томской области ТриЗ нефти *чаще всего приурочены* к отложениям ниже-среднеюрского возраста. В частности, к ним относится объект Ю₁₄₋₁₅ Майского месторождения, введённый в добычу в 2007г. Сейчас здесь работает 14 скважин. В связи с наличием УНПК (К – 1 мД) ввод ННС осуществлялся с ГРП, по ряду скважин – неоднократно. Закачка проппанта (по 40-150 т/скв.) обеспечивала входные дебиты жидкости на уровне 17-79 т/сут. Однако дебиты быстро снижались: во второй месяц дебит составил 70% от начального, за третий – 50%, на 6^й месяц – дебиты стабилизировались на уровне 30-40% от начального.

В 2009-2010гг. выполнили проект на бурение ГС+МсГРП. Стоимость ГС (включая ГРП) оказалась сопоставимой с бурением двух ННС с ГРП, но при более высоком дебите. Рекомендуемая длина ГУ – 550-700 м, минимальное количество стадий ГРП – 3. Рассмотрены варианты также и с нагнетательными ГС. Планируется (фирма Halliburton) проведение МсГРП в нецементируемом хвостовике.

Согласно дизайну трехстадийного гидроразрыва высота трещины в объекте составит 47-52 м, закачка проппанта – по 30 т в каждую трещину, суммарно – 90 т. Дебит жидкости согласно дизайну составит – 125 м³/сут, нефти – 64 т/сут. Отмечено, что до проведения гидроразрыва эти ГС уже были освоены, однако приток жидкости в них был мал – 5-10 м³/сут при обводнённости – 15-25% [101].

Известно, что в 2014г. ООО «Норд-Империал» запланировало проведение ОПР по бурению новых высокотехнологичных скважин на Снежном

нефтегазоконденсатном месторождении. Продуктивный горизонт ЮС₁¹⁻³ залегает на глубине – 2,4 км. Общая толщина объекта – 60 м, нефтенасыщенная – 10 м, песчанистость пласта – 40%, расчлененность – 12. Пористость коллекторов – 12%, проницаемость – 1-9 мД, нефтенасыщенность – 54%. Пробуренные здесь ранее семь горизонтальных скважин обычной конструкции не дали положительного результата: дебит жидкости в 2013г. не превышал 10 т/сут, нефти – 6 т/сут, накопленная добыча нефти на одну ГС – 9,1 тыс.т.

В нефтяной зоне объекта предусмотрено бурение двух новых ГС – с рекордной длиной ГУ 1,5-2 км при рекордном количестве ГРП – 15-20 стадий (по технологии Slik Wafer). В газонефтяной зоне предусмотрено бурение одной многозабойной ГС с длиной основного ГУ – 1,5 км и тремя ответвлениями – по 150м каждое. Входные дебиты новых ГС по жидкости ожидаются на уровне 180-200 т/сут, по нефти – 140-150 т/сут. На одну новую ГС за весь срок предполагается отобрать ~ 170 тыс.т/скв., на МЗС – 250 тыс.т/скв. Проект ожидает реализации.

2.8. Новые проекты ряда нефтяных компаний

Технология разработки низкопроницаемых пластов системами ГС с применением МсГРП (как в добывающих, так и в нагнетательных) приобретает в России всё большее распространение, особенно в условиях аномально низкопроницаемых коллекторов. Приведём ряд характерных примеров последнего периода времени.

2.8.1. ЗАО «Газпром нефть Оренбург» в 2014г. приняло проект, предусматривающий разработку Восточного участка Оренбургского НГКМ. Основной объект – карбонатный артинский ярус, его h_n – 18,9 м, K – 0,4 мД, $K \cdot h$ – 8 мД·м, β_n – 0,83. Общий фонд скважин по участку – 623, в т.ч. добывающих – 522, нагнетательных – 101. Для бурения утверждено 369 скважин, в т.ч. добывающих – 312 (из них ГС – 600 м – 312), нагнетательных – 57 (из них ГС – 600 м – 57). Система размещения ГС – трёхрядная, с расстоянием между рядами – 300 м. Доля новых буримых ГС в данном проекте – 100%. Исполнитель проекта – ЗАО «Недра-Консалт» 2014г.

2.8.2. В проекте ОАО «Независимая нефтегазовая компания» по Северо-Пайяхскому месторождению (Красноярский край) предусмотрено пробурить на полное развитие 206 скважин, в т.ч. добывающих – 104 (из них горизонтальных – 66 с длиной ГУ – 1000 м и проведением МсГРП), нагнетательных – 102 (из них горизонтальных – 66 с длиной ГУ – 500 м и проведением МсГРП). Система разработки – однорядная, расстояние между рядами – 500 м, между добывающими ГС – 700 м, между нагнетательными ГС – 1200 м. Таким образом, в указанном проекте доля ГС с МсГРП от общего фонда составляет 64%. Исполнитель проекта – ООО «Проектное Бюро «ТЭРМ» 2014г.

2.8.3. По Кондинскому месторождению (ХМАО-Югра) ОАО «Незави-

симая нефтегазовая компания» планирует реализовать проект, предусматривающий массовое бурение ГС с МсГРП. Общий фонд – 299 скважин, в т.ч. добывающих – 124 (из них ГС с МсГРП – 122), нагнетательных – 175 (из них ГС с МсГРП – 164). Система разработки – однорядная. Длина ГУ в добывающих скважинах – 1000 м, в нагнетательных – 500 м. Расстояние между рядами ГС – 400 м, между скважинами – 500 м, ПСС – 17 га. Таким образом, доля ГС с МсГРП (всего 286 шт.) в данном проекте от общего количества скважин составляет 96%. Исполнитель проекта – ООО «Проектное Бюро «ТЭРМ» 2014г.

2.8.4. По Западно-Эргинскому месторождению (ХМАО-Югра) ОАО «ННК» предполагает реализовать проект с бурением 239 скважин, в т.ч. добывающих – 95 (из них ГС – 1000 м с МсГРП – 86), нагнетательных – 144 (из них ГС – 500 м с МсГРП – 142). Таким образом, доля ГС с МсГРП (всего 228 шт.) здесь составляет 95%. Исполнитель проекта – ООО «Проектное Бюро «ТЭРМ» 2014г.

2.8.5. ЗАО «НК «Дулисьма» приняло проект по Дулисьминскому НГКМ Иркутской области, предусматривающий (нефтяной плюс газовый промыслы) общий фонд – 755 скважин, в т.ч. добывающих нефтяных и газовых – 416 (из них ГС – 172), нагнетательных – 339 (из них ГС – 26). Таким образом, доля ГС (всего 198 шт.) от общего фонда составляет здесь 26%. Система разработки – 5-точечная с расстоянием между скважинами – 800 м. Основной карбонатный пласт Б₃ имеет следующие параметры: h_n – 4-5 м, K – 8 мД, $K \cdot h$ – 36 мД·м, β_n – 0,75. Исполнитель проекта – ОАО «Тандем».

2.8.6. В 2014г. ОАО «Иркутская нефтяная компания» утвердила проект пробной эксплуатации Осинского горизонта Ичёдинского нефтяного месторождения Иркутской области (исп. ОАО «Сибниинп»), предусматривающий в варианте на полное развитие общий фонд – 216 скважин, в т.ч. добывающих – 150 (из них ГС – 400 м – 128), нагнетательных – 66 (из них ГС – 400 м – 23). Проницаемость пласта Б₁₋₃ – 6 мД, нефтенасыщенная толщина – 6,85 м, проводимость – 42 мД·м. Система разработки – блоковая трёхрядная, расстояние между скважинами – 700 м, между рядами скважин – 300 м, ПСС – 21 га. Таким образом, доля ГС (всего – 151 шт.) в рассматриваемом проекте составляет 70% от общего фонда на полное развитие.

2.8.7. ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» в 2014г. приняло к реализации проект разработки Восточно-Придорожного нефтяного месторождения ХМАО-Югры. Общий фонд – 465 скважин, для бурения – 98 скважин, в т.ч. 54 добывающих (из них 22 ГС и 10 РГС, всего – 32 высокотехнологичные скважины) и 44 нагнетательных. Доля новых ГС+РГС в добывающем фонде ~ 6%. На одну новую ГС планируется отобрать – 33 тыс.т/скв., на одну РГС – 63 тыс.т/скв. Фактически на месторождении пробурено 10 ГС с удельной до-

бычей нефти 45 тыс.т/скв. Основной пласт ЮВ₁¹ имеет $h_n - 4,6$ м, $K - 42$ мД, $K \cdot h - 132$ мД·м, $\beta_n - 0,524$. Исполнитель проекта – ООО «КогалымНИ-ПИНЕФТЬ».

2.8.8. ООО «Кынско-Часельское» в 2014г. приняло проект по Ново-Часельскому НГКМ (ЯНАО). По нефтяным объектам Ю₁¹, Ю₁⁴, Ю₁²+Ю₁⁴ утверждена к бурению 51 добывающая скважина, из них ГС - 750 м – 26 скважин (с проведением МсГРП в ЧНЗ объектов) или ~ 50%. На одну ГС предполагается отобрать 173 тыс.т. Пласт имеет следующие ФЕС: $h_n - 1,2-6,8$ м, $K - 4-20$ мД, $K \cdot h - 6-136$ мД·м, $\beta_n - 0,39-0,64$. Исполнитель проекта – ООО НПФ «Бинар».

2.8.9. ООО «НОВАТЭК-Таркосаленфтегаз» в 2014г. приняло новый проект разработки Восточно-Таркосалинского НГКМ. На нефтяные объекты в проекте запланировано бурение ГС в больших объёмах, а именно:

а) *Объект БП₁₂*. Система разработки – рядная, ПСС – 89 га, длина ГУ – 800 м, между рядами – 800 м. Для бурения утверждено 125 скважин, в т.ч. добывающих – 68 (из них ГС – 57), нагнетательных – 57 (из них ГС – 39). Доля ГС – 77 %.

б) *Объект БП₁₄*. К бурению принято 4 скважины, в т.ч. добывающих – 3 (из них 2 ГС), нагнетательных – 1.

в) *Объект БП₁₅*. Система разработки – рядная, между рядами – 800 м, между скважинами – 1600 м, ПСС – 124 га. Для бурения согласовано 56 скважин, в т.ч. добывающих – 36 (из них 21 ГС), нагнетательных – 20 (из них 13 ГС). Доля ГС (57 скважин) во вновь буримых скважинах – 88 %.

г) *Объект БП₁₆*. Система разработки скважин – комбинированная (ГС+ННС). Длина ГУ – 800 м, расстояние между рядами – 800 м, ПСС – 111 га. Фонд для бурения составляет – 467 скважин, в т.ч. добывающих – 241 скважина (из них 47 ГС), нагнетательных – 226 (из них 42 ГС). Доля ГС (89 скважин) в буримых – 19%.

д) *Объект БП₁₇*. Размещение скважин – в шахматном порядке. Длина ГУ – 800 м, между рядами – 800 м, между скважинами – 1600 м, ПСС – 51 га. Для бурения утверждено – 56 скважин, в т.ч. добывающих – 28 (из них 22 ГС), нагнетательных – 28 (из них 22 ГС). Доля ГС (44 скважины) в общем буримом фонде – 79%.

В сумме по указанным пяти нефтеносным объектам утверждено: фонд для бурения – 708 скважин, в т.ч. добывающих – 376 (из них ГС – 149 или 40% от добывающих), нагнетательных – 332 (из них ГС – 116 или 35% от нагнетательных). Общее количество ГС для бурения – 265 или 37% от числа буримых скважин.

2.8.10. ОАО «Роснефть-Юганскнефтегаз» в 2013г. утвердило новый проект, предусматривающий массовое применение технологии ГС+МсГРП по сложнопостроенному пласту ЮС₂ тюменской свиты Омбинского место-

рождения (проницаемость – 1,5 мД, h_n – 8,9 м, $h_{общ}$ – 40 м, пористость – 18%, проводимость – 13 мД·м). Общий фонд по объекту – 851 скважина, в т.ч. добывающих – 416 (из них ГС с МсГРП – 195), нагнетательных ННС – 435. Для бурения предусмотрено – 712 скважин, в т.ч. добывающих – 308 (из них ГС с МсГРП – 194), нагнетательных – 404. Видно, что во вновь буримом добывающем фонде на долю ГС с МсГРП приходится – 63%. На одну ГС с ГРП планируется отобрать по 122 тыс.т нефти.

Таким образом, из приведенного выше краткого обзора некоторых последних проектов, запланированных к реализации на низкопроницаемых объектах различными нефтяными компаниями России, следует, что доля высокотехнологичных скважин в них варьирует в диапазоне – от 26 до 100%, составляя в среднем 65% от общего количества новых скважин, предусмотренных к бурению.

Выводы по главе 2

1) Применение обычных горизонтальных скважин в Западной Сибири началось, по-видимому, с первой ГС №578, пробуренной на пласт ЮС₀ Салымского месторождения Салымским управлением буровых работ. Бурение скважины началось 15 июня 1985г. и закончилось в феврале 1986г. Длина горизонтального участка в этой скважине – 370 м, общая глубина – 3330 м. Однако затем эту скважину по техническим причинам не смогли запустить в эксплуатацию.

2) В других нефтедобывающих районах Западной Сибири бурение горизонтальных скважин началось на несколько лет позже: в Нижневартовском – в 1991г., Красноленинском – в 1992г., Сургутском – в 1993г., Ноябрьском – в 1999г., на юге Тюменской области – 7 мая 1998г. По состоянию на середину 1999г., например, в Юганском районе ХМАО было построено более 20 горизонтальных скважин. Бурение этих скважин в первое 10-летие сопровождалось многочисленными авариями и осложнениями, в основном, при наборе кривизны и проходке горизонтального участка (прихваты, заклинивание бурового инструмента, слом и обрыв инструмента, отклонение от проектной траектории и др.).

3) Дебиты нефти по горизонтальным скважинам, пробуренным в монолитных коллекторах и массивных залежах, были высокими, однако в низкопроницаемых пластах (Приобское, Приразломное, Малобалыкское, Омбинское и другие месторождения) дебиты горизонтальных скважин по нефти в среднем не превышали 10 т/сут. Таким образом, результаты использования горизонтальных скважин в сильнорасчленённых мощных низкопроницаемых пластах в период с 1990 по 2000г. оказались малоуспешными, поэтому в дальнейшем в рассмотренных геологических условиях их применение было ограниченным. Интерес к вовлечению подобных ТриЗ с помощью горизон-

тальных скважин возобновился в конце первого десятилетия XXI века.

4) «Слепые» гидроразрывы в горизонтальных скважинах проводили в Западной Сибири, начиная с 2003г. – НК «ЛУКОЙЛ»; с 2005г. – «Ноябрьскнефтегаз» (по месторождениям: Вынгайхинское, Крапивинское, Новогоднее, Романовское, Средне-Итурское, Сугмутское, Холмогорское); «Юганскнефтегаз» – с 2006-2007гг. (20 скважин). В Ноябрьском районе к 2005г. было пробурено более 200 горизонтальных скважин. В результате в среднепроницаемых коллекторах за счет проведения в горизонтальных скважинах «слепых» гидроразрывов были получены вполне удовлетворительные результаты.

5) Технологию ГС+МСГРП в Западной Сибири начали внедрять с 2011 года. Объектом применения стали низкопроницаемые пласты, разрабатываемые в условиях жёстких площадных и рядных систем разработки. В настоящее время технология ГС+МСГРП применяется всеми ведущими нефтяными компаниями России. ОАО «Газпром нефть» и ОАО «ЛУКОЙЛ» существенно опережают другие компании по объёмам внедрения рассматриваемой технологии.

6) К настоящему времени технология ГС+МСГРП внедрена на многих месторождениях Западной Сибири, таких как: Ватьеганское, Верхне-Коликъёганское, Восточно-Придорожное, Восточно-Таркосалинское, Вынгапуровское, Вынгайхинское, Грибное, Етыпуровское, Западно-Асомкинское, Зимнее, Кечимовское, Кочевское, Кошильское, Красноленинское, Лас-Еганское, Мыхпайское, Нонг-Еганское, Омбинское, Повховское, Покачевское, Поточное, Приобское (ЮЛТ), Приобское (СЛТ), Приразломное, Самотлорское, Свободное, Северо-Покачевское, Северо-Хохряковское, Присклоновое, Тевлинско-Русскинское, Урьевское, Шушминское, Южно-Выинтойское и др.

7) В компании «Газпром нефть» за 2011-2014гг. было пробурено более 600 высокотехнологичных скважин, в т.ч. с многостадийным гидроразрывом пласта в горизонтальном стволе – 325 скважин (54%). Средняя длина горизонтального участка в горизонтальной скважине в 2013г. в обществе превысила 1080 м, а среднее количество стадий гидроразрыва пласта в 2013г. достигло 9-10. Для сопровождения процесса бурения высокотехнологичных скважин в режиме реального времени в ООО «Газпромнефть-НТЦ» создан специальный Центр, который провел сопровождение бурения 70 горизонтальных скважин с многостадийным гидроразрывом пласта.

8) В ООО «Газпромнефть-Хантос» бурение горизонтальных скважин с многостадийным гидроразрывом пласта начато в октябре 2012г. К концу 2014г. на ЮЛТ Приобского месторождения работает более 40 высокотехнологичных скважин указанного типа. В 2015г. будет построено 57 горизонтальных скважин с многостадийным гидроразрывом пласта. По проекту

2013г. здесь должно быть пробурено всего – 132 горизонтальные скважины с многостадийным гидроразрывом пласта, в т.ч. добывающих с длиной горизонтального участка – 1000 м (и 9-ю стадиями гидроразрыва) – 78, нагнетательных скважин с МсГРП – 32 шт.

9) Технология проведения многостадийного гидроразрыва пласта в горизонтальных скважинах постоянно совершенствуется. Операторами проведения этих сложных работ являются крупные зарубежные сервисные компании: Шлюмберже, Халибуртон, Везерфорд, Бейкер Хьюз и др. Частично необходимое для этих работ оборудование производится и в России.

10) При проведении многостадийного гидроразрыва пласта в горизонтальных скважинах проводят необходимые исследовательские работы по контролю за распространением трещин в околоскважинном пространстве с помощью самых современных технических средств и оборудования.

11) В Западной Сибири нефтяная компания «ЛУКОЙЛ» (с 2012г.) и ОАО «Газпром нефть» (с 2013г.) начали проводить многостадийные гидроразрывы пласта также и в боковых горизонтальных стволах (Вынгапуровское, Нонг-Еганское, Повховское, Тевлинско-Русскинское, Урьевское и другие месторождения).

12) Моделирование разработки показало, что массовое применение технологии многостадийного гидроразрыва пласта в горизонтальных скважинах в особо низкопроницаемых коллекторах способно увеличить коэффициент извлечения нефти – примерно на $\frac{1}{3}$.

Таким образом, несмотря на высокую стоимость, инновационная технология, предусматривающая применение многостадийного гидроразрыва пласта в горизонтальных скважинах, на сегодняшний день является фактически безальтернативным методом освоения трудноизвлекаемых запасов нефти, содержащихся в ультранизкопроницаемых коллекторах месторождений Западной Сибири и других регионов страны.

Глава 3.

Уточнение геолого-гидродинамической модели Приобского нефтяного месторождения

3.1. Петрофациальное геологическое моделирование залежей нефти Приобского месторождения с целью оптимизации их разработки

3.1.1 Постановка задачи [157]

Одним из основных условий получения успешных результатов при разработке любого сложнопостроенного нефтяного месторождения является достоверность прогноза геологического строения залежей нефти в зонах, не охваченных бурением. Основной задачей при этом является установление – предполагаемых как границ распространения, так и качества (ФЕС) песчаных тел, к которым приурочены нефтяные залежи. Коллекторские свойства песчаных пластов обусловлены особенностями их формирования, т.е. условиями осадконакопления. В связи с этим необходимо решить задачу установления связей между петрофизическими характеристиками пород-коллекторов и их фациальной природой.

Эта задача решается путем создания специальных петрофациальных моделей. Их использование при геологическом моделировании позволяет более точно прогнозировать фильтрационно-емкостные свойства различных фациальных литотипов. Совместно с концептуальным осмыслением закономерностей их геологического распространения в объеме выделенных стратиграфических единиц это позволяет снизить геологические риски при проектировании разработки месторождения.

Рассматриваемые направления сейсмологического изучения природных геологических тел изучались такими исследователями как В.С.Муромцев [99], Ч.Э.Б.Конибир [65], Л.Косентино [69], М.Р.Лидер [75], Х.Рединг [119] и другими [157].

Под созданием петрофациальной модели в данной работе понимается установление комплексных связей между: ФЕС, структурными характеристиками пород по разрезу, сейсмическими атрибутами, а также их фациальной принадлежностью. Выявляемые при этом связи должны иметь конкретные количественные критерии и представляться в виде математических выражений – по аналогии с петрофизическими моделями. В итоге вновь созданная петрофациальная модель является совокупностью петрофизических зависимостей, увязанных с фациальными типами пород в зонах – вне пласто-пересечений в скважинах. Их локализация определяется концептуальной геологической моделью и сейсмическими атрибутами объекта.

Таким образом, целью представленного геологического исследования является повышение достоверности создания трехмерной цифровой модели Приобского месторождения на базе комплексного сейсмогеологического моделирования.

3.1.2 Общие соображения о создании петрофациальных моделей

С позиций геологического изучения любого месторождения основной целью фациальной типизации является получение информации о пространственном положении разнотипных коллекторов рассматриваемого подсчетного объекта и определение их ФЕС. Исходя из возможностей анализа общей совокупности информации (седиментологической, петрофизической, скважинной, сейсмической и др.) можно говорить о выделении литофациальных типов (литофаций). Для каждого из этих типов характерны как общие седиментологические критерии, так и конкретные литологические и петрофизические характеристики, а также (не противоречащая имеющимся геологическим представлениям) – пространственная локализация выделяемых тел.

При ограниченном числе применяемых исследовательских методов успешность использования информации не всегда высока. Например, определения только лишь локализации фациально разнородных тел (без понимания того, как происходит изменение петрофизических закономерностей при смене выделенных фациальных зон) – недостаточно для полноценного проектирования и анализа разработки объекта. И наоборот, выполнение классификации пород только лишь на основе общей петрофизической информации, без учета пространственной локализации разнофациальных зон (путем оценки их распределения в пространстве по результатам керновых данных или сейсмической информации) – не всегда будет достоверным, вследствие неоднозначности интерполяции параметров, полученных вне скважин.

Таким образом, только комплексное использование всей геолого-геофизической информации способно обеспечить создание достоверной петрофациальной модели геологического объекта. При этом, должно соблюдаться последовательное применение и взаимосвязь разномасштабных по своей сути способов исследований: анализ керна – геофизические исследования скважин – сейсмические данные. Кроме того, необходимо обеспечить повышение детальности создаваемой геологической модели на разных этапах накопления и изучения поступающей информации.

На начальных этапах создают первичный геологический каркас, который затем обновляют и детализируют при поступлении новой информации: результатов анализа керна, ГИС, гидродинамических исследований скважин, сеймики, данных разработки. Такой подход позволяет обрабатывать и обобщать актуальную для разработки информацию уже на стадии разведки или начала эксплуатационного разбуривания месторождения, а не только после завершения масштабных проектных работ по построению геологической модели при подсчете (или пересчете) запасов УВС. Поскольку одна из целей фациальной типизации состоит в повышении достоверности определения ФЕС, большое внимание следует уделять увязке фациальных характеристик и петрофизических свойств пород.

Первичная информация о фациальной принадлежности пород получается в ходе седиментологических исследований кернового материала. При этом процесс установления связей выделенных фациальных типов с ФЕС направлен на получение петрофизических зависимостей – отдельно для каждой фации. Однако на практике данный подход не всегда может быть успешно реализован из-за малой статистической значимости отдельных фациальных выборок. В результате исследователи могут получить различные зависимости – в практически однотипных фациальных обстановках. С другой стороны, здесь также могут накладываться и определенные условности, связанные с субъективизмом получаемых седиментологических заключений – по фациям.

В данном случае эффективность решения поставленной задачи можно повысить путем использования четких количественных критериев, позволяющих получить дополнительную информацию при комплексном фациальном прогнозе. Одним из важных критериев, используемых при прогнозе фациальных условий осадконакопления, является сочетание различных палеогидродинамических уровней (ГДУ), а точнее – последовательность и динамика смены различных режимов седиментации (т.е. седиментологические модели фаций). Обычно седиментологические модели фаций прогнозируют по их электрометрическим моделям.

Основным приёмом в таком прогнозе является анализ формы кривой потенциала самопроизвольной поляризации (СП). Однако в ряде случаев, при использовании буровых растворов, удельное электрическое сопротивление (УЭС) которых близко к УЭС пластовой воды, или растворов на нефилтующейся основе, аномалии на кривой СП – не выражены. Это не позволяет в полной мере использовать стандартный подход, связанный с прогнозированием распространения электрометрических моделей фаций. Трудности при установлении диагностических признаков при выполнении анализа формы кривой СП возникают и в сложнопостроенных разрезах – с частой резкой сменой условий осадконакопления и неоднозначным представлением о площадном распределении фациальных зон.

3.1.3 Палеогидродинамические уровни седиментации как критерий выделения моделей фаций

Современные технологии ГИС и методики комплексной интерпретации их показаний позволяют оценить достаточно большое число параметров горной породы. В связи с этим возникает вопрос о возможности прогнозирования (либо подтверждения) седиментологических моделей фаций с использованием некоторых дополнительных количественных критериев. Такими критериями, в частности, могут быть *палеогидродинамические уровни седиментации*, а также параметры, характеризующие изменение динамики среды осадконакопления. Прослеживание в разрезе выделяемых седиментаци-

онных единиц по данным методов СП, гамма-каротажа и других – обычно носит качественный характер и, как правило, не связано с какими-либо универсальными численными критериями.

Для повышения достоверности прогноза важную роль играет выявление первоначальных признаков, характеризующихся наибольшей устойчивостью для рассматриваемых типов песчано-алеврито-глинистых пород. В качестве таких признаков могут выступать [В.С.Муромцев] гранулометрические параметры, включающие: содержание фракций – песчаной $K_{песч.}$, алевритовой – $K_{алевр.}$ и глинистой – $K_{гл.}$; медианный размер зерен – Md ; коэффициент сортировки обломочного материала – S ; максимальный размер зерен – M_{max} , а также толщина и текстурные особенности пород, характер контактов.

На основании классификации, предложенной В.С.Муромцевым, в пластах АС₁₀₋₁₂ Приобского месторождения было выделено (таблица 3.1.1) пять палеогидродинамических уровней [99].

Таблица 3.1.1 – Палеогидродинамические характеристики пород Приобского месторождения (по В.С.Муромцеву)

| Палеогидродинамические уровни | Параметры | | | |
|-------------------------------|-----------------|------------------|---------------|-----------------|
| | $Md_{ср.}$, мм | $K_{алевр.}$, % | $K_{гл.}$, % | $K_{песч.}$, % |
| Очень высокий | более 0,15 | 0-20 | 0-5 | более 60 |
| Высокий | 0,1-0,15 | 15-35 | 5-10 | 40-65 |
| Средний | 0,04-0,1 | 35-75 | 5-25 | менее 45 |
| Низкий | 0,02-0,04 | 40-70 | 20-40 | менее 20 |
| Очень низкий | 0,02 | 25-60 | более 35 | менее 10 |

Далее было изучено распределение указанных параметров по разрезу скважин. Это позволило установить *последовательность смены палеогидродинамических уровней (циклов) осадконакопления*, которая использовалась в качестве дополнительного критерия при фациальной типизации пород Приобского месторождения [157].

Чаще всего определение всех вышеперечисленных параметров по данным анализа керн непосредственно охватывает лишь незначительную часть вскрытого в скважинах разреза продуктивных пластов. В связи с этим необходимо разработать методику прогноза некоторых первоначальных признаков – по данным ГИС. При этом параметрами, подлежащими определению, являются – $K_{гл.}$, $K_{алевр.}$, $K_{песч.}$, $Md_{ср.}$. Взаимосвязь указанных параметров для ЮЛТ Приобского месторождения, полученная по данным исследования керн, показана на рисунке 3.1.1.

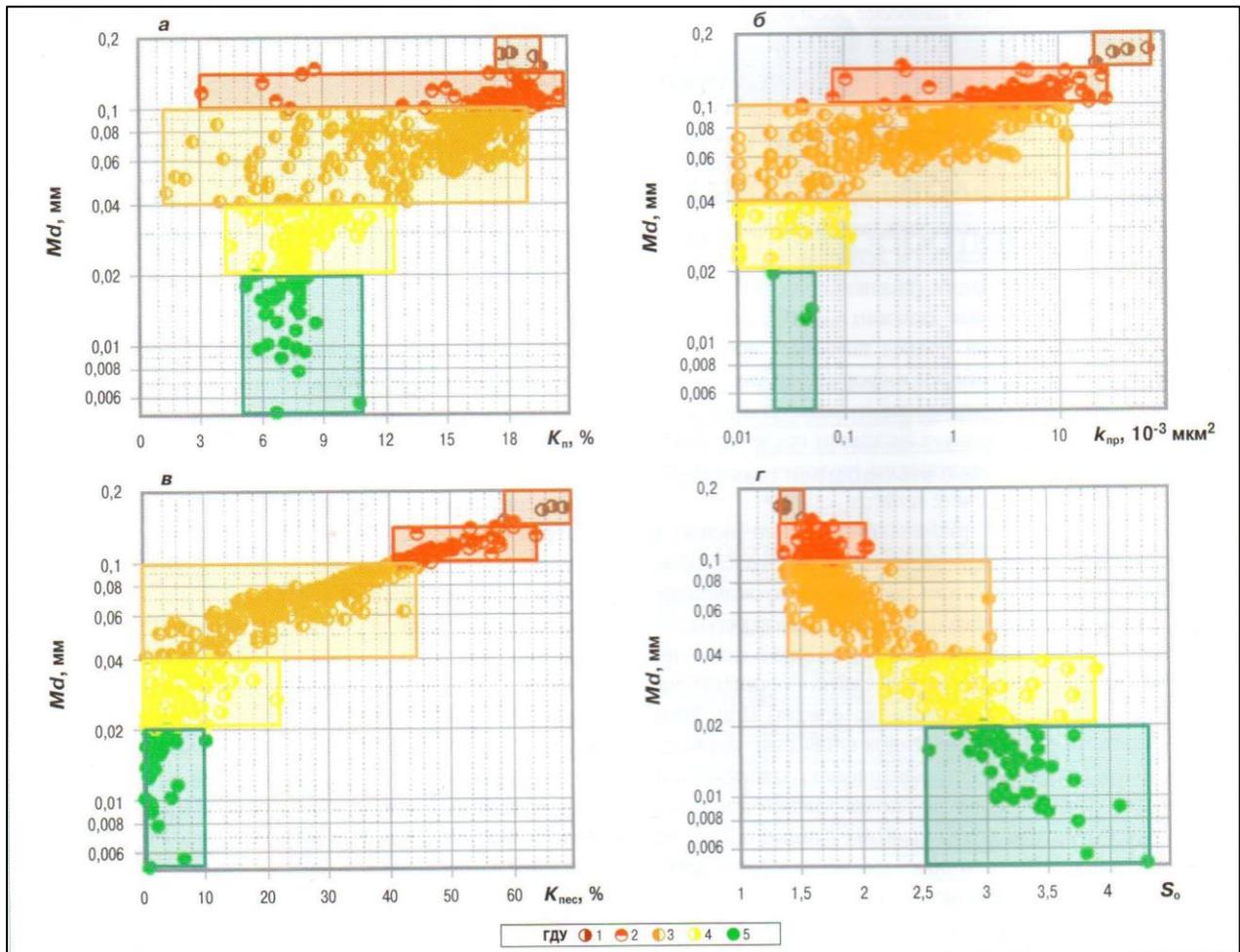


Рисунок 3.1.1 – Сопоставление параметров пористости K_p (а), проницаемости $K_{пр}$ (б), объемного содержания песчаной фракции $K_{песч}$ (в), сортировки S (г) – со средним размером частиц твердой фазы горной породы Md и выделенными палеогидродинамическими уровнями [157]

Петрофизические модели ФЕС, как правило, представляют собой эмпирические зависимости между параметрами, характеризующими поровый объем (относительную емкость) коллектора и параметрами, определяющими возможность фильтрации флюидов в поровом пространстве. Емкость коллектора определяется коэффициентом общей пористости. Основным параметром, от которого зависят фильтрационные характеристики породы, является коэффициент абсолютной газопроницаемости $K_{пр}$ (далее по тексту – проницаемость).

Для месторождений Западной Сибири установлено, что связь между параметрами – пористость и проницаемость имеет различный вид в зависимости от структуры порового пространства. При хорошей связанности (открытости) пор проводящие свойства пласта всегда выше, чем в условиях плохой связанности того же порового объема. Указанное явление приводит к значительному разбросу точек при парных сопоставлениях: $K_n - K_{пр}$. Вариация (разброс) точек при этих сопоставлениях обусловлена изменением структурных особенностей порового пространства пород-коллекторов.

Для терригенных коллекторов Западной Сибири структурные особенности порового пространства связаны, в первую очередь, с закономерностями распределения размеров частиц, слагающих твердую фазу. Как правило, выделяют три характерных диапазона размеров частиц: *песчаные* ($D = 0,5-0,1$ мм), *алевритовые* ($D = 0,1-0,01$ мм) и *глинистые* ($D < 0,01$ мм). При этом песчаные и алевритовые частицы образуют каркас (скелет) горной породы, а глинистые разности выступают в качестве материала, цементирующего этот каркас.

Проведём описание петрофизической модели пористости такой породы – на основе известных выражений Б.Ю.Вендельштейна (1966 г.):

$$K_{п} = K_{пск} (1 - \eta_{гл}); \quad (3.1) \quad \eta_{гл} = K_{гл} / (K_{п} + K_{гл}); \quad (3.3)$$

$$K_{п} = K_{пск} - K_{гл}; \quad (3.2) \quad K_{гл} = C_{гл} (1 - K_{п}), \quad (3.4)$$

где: $K_{пск}$ – скелетная пористость породы без учета глинистого цемента;

$\eta_{гл}$ – доля глинистого цемента в объеме порового пространства песчано-алевритовой матрицы;

$C_{гл}$ – отношение массы навески частиц размером менее 0,01 мм (по данным гранулометрии) – к общей массе навески.

Статистический анализ параметров по выборке образцов керна, имеющей гранулометрические определения – с одновременной оценкой ФЕС, позволил установить следующие петрофизические зависимости между параметрами (рисунок 3.1.2). Наличие таких зависимостей позволяет более уверенно провести комплексное уточнение величин ФЕС и определить основные структурные характеристики – на основе величин K_n и $K_{пск}$, определенных по данным ГИС.

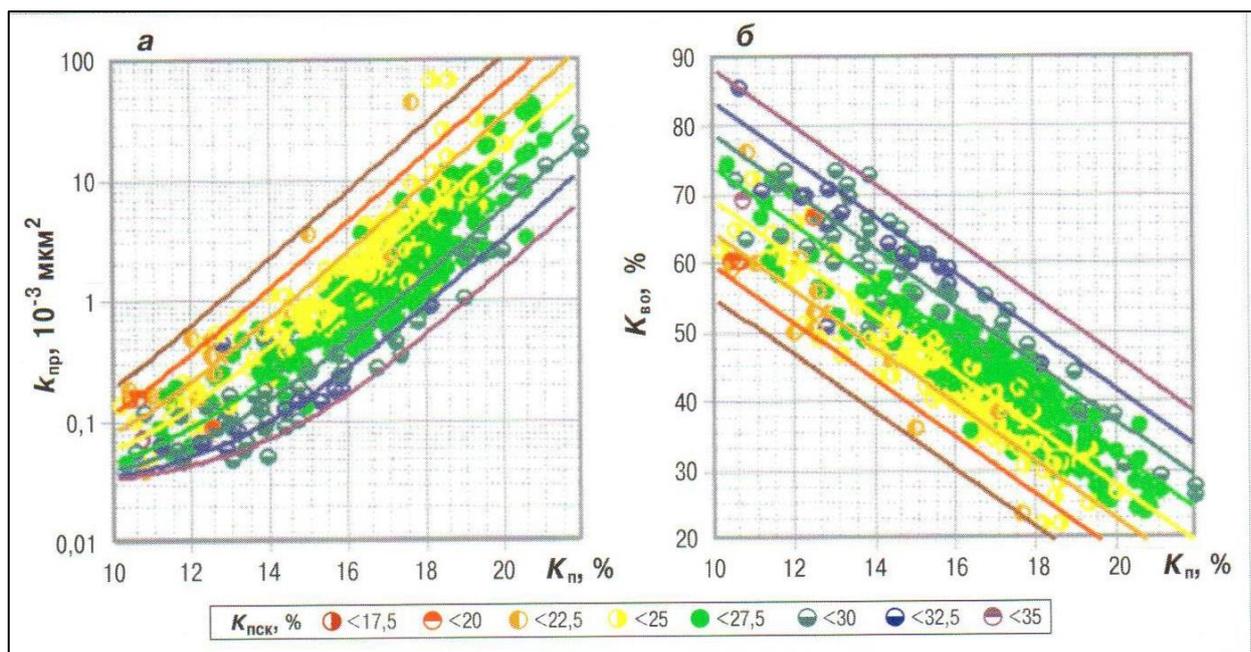


Рисунок 3.1.2 – Петрофизические зависимости: а) $K_{прз} = f(K_n, K_{пск})$, б) $K_{вог} = f(K_n, K_{пск})$ для пород ЮЛТ Приобского месторождения [157]

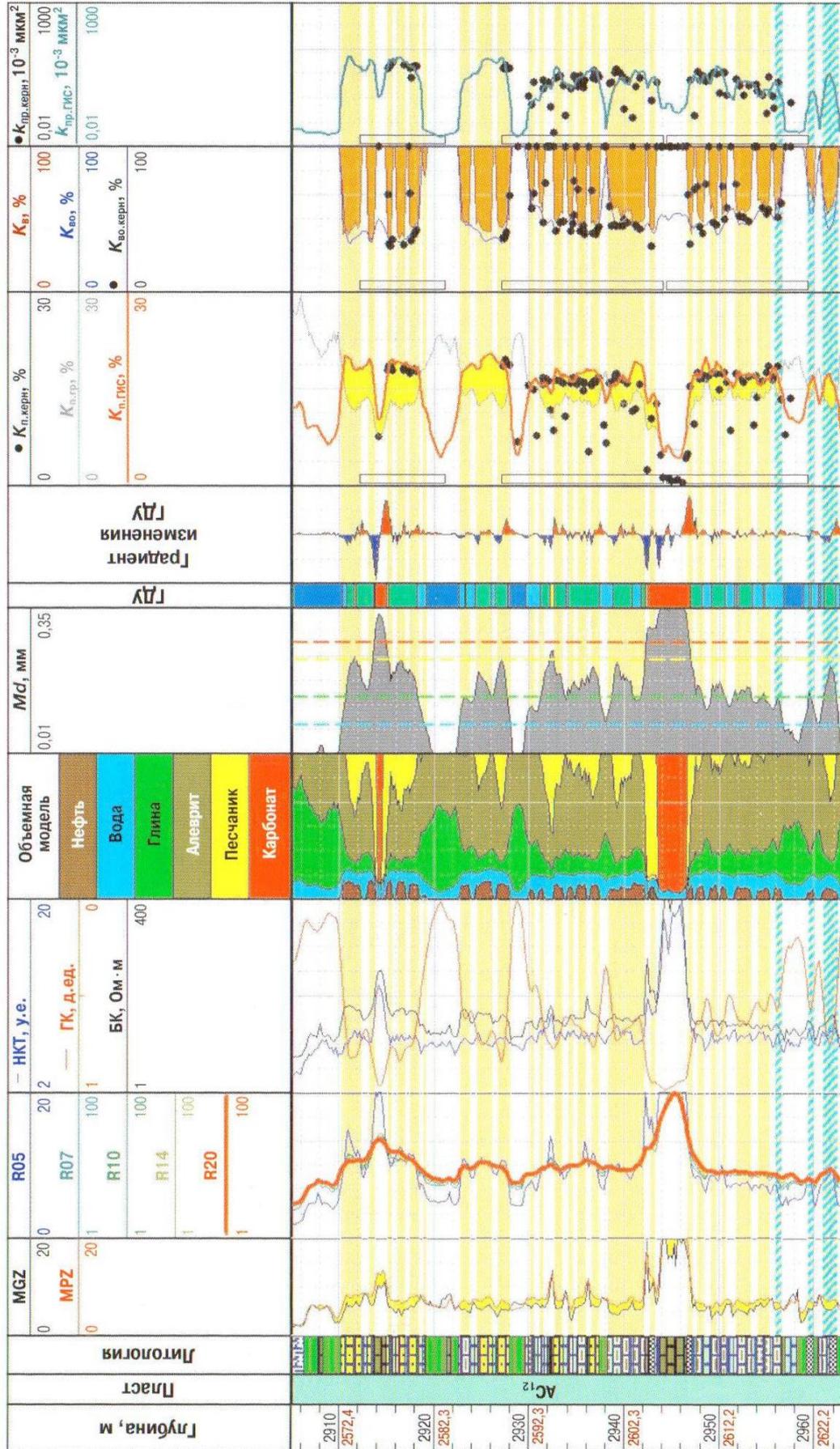


Рисунок 3.1.3 – Пример поточечного определения ФЕС и структурных параметров с классификацией ГДУ и оценкой смены условий осадконакопления пласта AC₁₂ [157]

При этом выполняется перемасштабирование кривых ГИС – в поточечные кривые пористости, проницаемости, остаточной водонасыщенности $K_{\text{во}}$, глинистости, песчанистости, алевритистости, а также среднего размера (диаметра) зерен. Последний параметр является основным при выделении ГДУ на основании указанных выше критериев. Более того, кривую изменения среднего размера зерен можно представить в виде градиента, который будет количественно характеризовать изменение динамики условий осадконакопления. Пример обработки данных по скважине на основе приведенного алгоритма показан на рисунке 3.1.3.

Дальнейшим этапом работ по петрофациальному моделированию является сопоставление полученных результатов с фациальными типами пород. В пластах АС₁₀₋₁₂ Приобского месторождения выделяется ряд фаций с характеристиками глубоководного морского генезиса, что сужает круг поиска модели седиментации. В качестве итоговой далее была выбрана модель морских глубоководных терригенных отложений. В обучающей выборке использовались результаты детального литолого-седиментологического анализа пород месторождения.

Известно, что структурные типы пород, фациально относящиеся к отложениям *турбидитовых каналов* и *отдельных элементов конусов выноса*, различаются по соотношению количества песчаных и алевритовых частиц. Это отражается в том, что связанность порового пространства в турбидитовых каналах (при одной и той же пористости) – выше. Это видно из относительно повышенных значений проницаемости – при фиксированной пористости. При этом пористость в каналах может быть даже ниже, чем в лопастях конусов выноса. Была обоснована величина $K_{\text{пск}} = 28,5\%$, которая является граничным значением, количественно разделяющим фации турбидитовых каналов и лопастей конусов выноса. При анализе распределения ГДУ установлено, что для каналов характерны величины уровней ГДУ 1-3, а для лопастей – 3-4. Кроме того, для фаций каналов свойственны существенные изменения динамики осадконакопления по интервалу.

3.1.4 Выделение зон осадконакопления в продуктивных пластах Приобского нефтяного месторождения

Комплексный анализ петрофациальных типов пород, выделенных по результатам как обработки ГИС по вышеизложенной схеме, так и анализа керновых данных, позволил определить и детализировать вероятный тип фаций для каждой скважины с отбором керна на ЮЛТ Приобского месторождения. Стратификация разреза Приобского месторождения с выделением отдельных продуктивных пластов АС₈, АС₉, АС₁₀⁰⁻¹, АС₁₀⁰⁻², АС₁₀¹⁻³, АС₁₀⁴, АС₁₁, АС₁₂¹, АС₁₂³⁻⁵ приведена на рисунке 3.1.4.

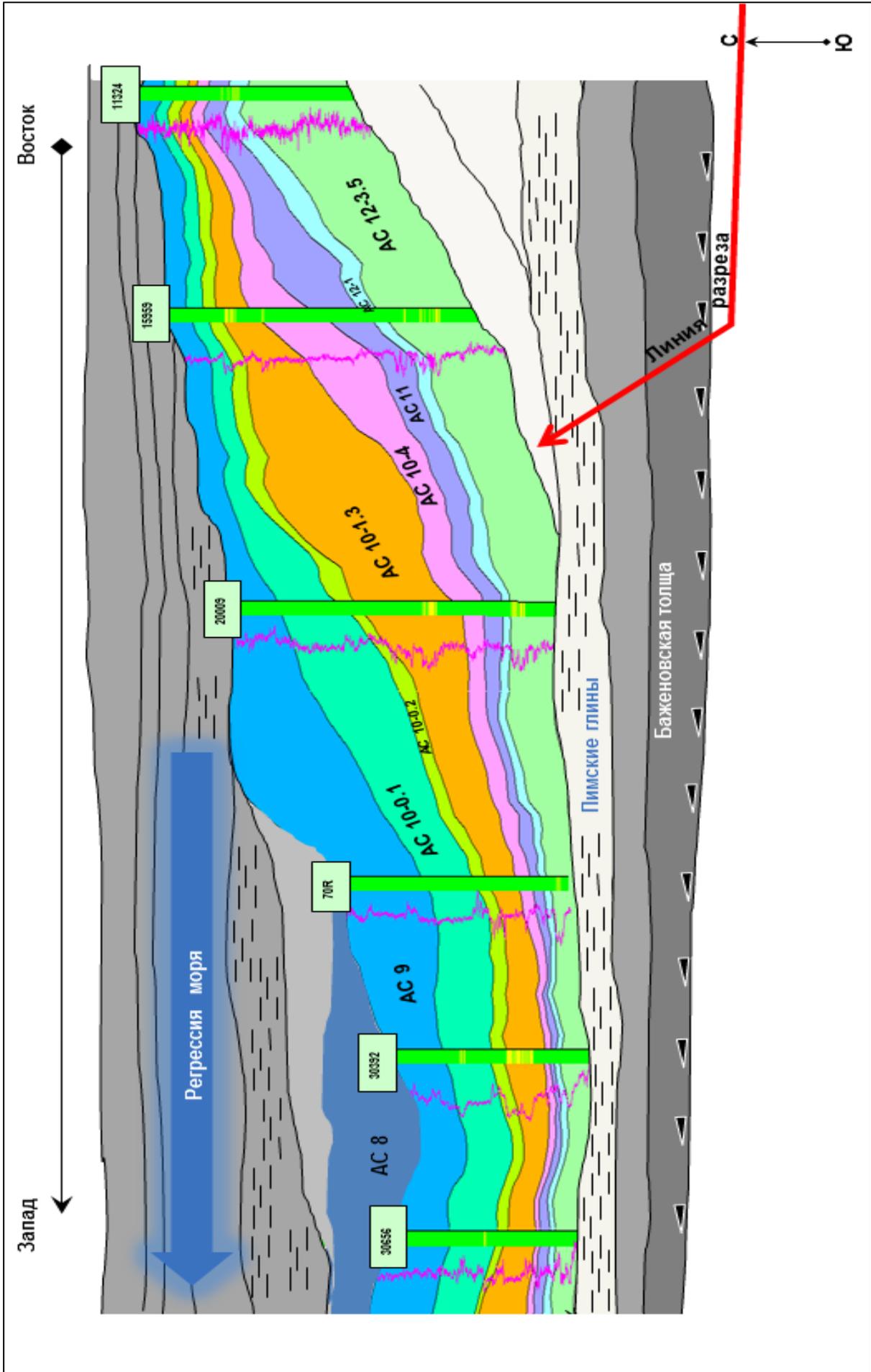


Рисунок 3.1.4. Стратификация разреза Приобского месторождения (ЮЛТ) в широтном направлении
/Источник: ООО «Газпромнефть-НТЦ»/

Дальнейшим этапом работы явилась консолидация результатов геолого-петрофизического анализа, сейсмических данных и данных разработки. С целью локализации границ залегания продуктивных образований совместно с петрофациальной моделью были проанализированы факторы, напрямую контролирующие осадконакопление и морфологию песчаных тел, такие как:

Палеорельеф – один из доминирующих факторов, контролирующих процесс осадконакопления. При этом анализируется палеоморфология пологих зон, градиенты падения, морфологически повышенные и пониженные уровни, энергетически неустойчивые области, т.е. все особенности рельефа, которые являются потенциально перспективными либо для скопления материала, либо – для его транзита;

Морфология разреза позволяет понять широтные и меридиональные тренды, а также пространственное поведение геологических последовательностей;

Локализация границ отложений предполагает проведение детального сейсмогеологического анализа, по результатам которого картируют их границы.

Для Приобского месторождения ключевые зоны осадконакопления следующие: мелководный шельф (аккумулятивный шельф); зона склона (зона транзита материала); а также глубоководный шельф (фановая зона, вынос материала).

Неоднородность ФЕС продуктивных отложений по площади и разрезу определяется на основе комплексного анализа петрофизических данных и результатов исследования керна, совместно с данными анализа атрибутов сейсмического поля и его производных в интервалах пластов-коллекторов. Это позволяет выявить общие закономерности их поведения на изучаемой территории.

Используя наработанный материал, удалось дифференцировать геологическое строение объекта АС₁₀₋₁₂ Приобского месторождения на подчиненные зоны и фации, а также закартировать границы их распространения (рисунки 3.1.5).

Актуальность использования данного подхода обусловлена также тем, что разбуривание наилучших частей Приобского месторождения (с уверенным прогнозированием границ коллекторов, их литологической корреляцией и достоверным прогнозом свойств по площади) – фактически завершено. Получение дополнительной добычи нефти в будущем связано с нарастающей ролью «глубоководных» коллекторов. Эти пласты характеризуются отсутствием четкой дифференциации границ по сейсмике, недостаточной прогнозируемостью свойств и границ коллекторов, резкой литологической и фациальной изменчивостью пород.

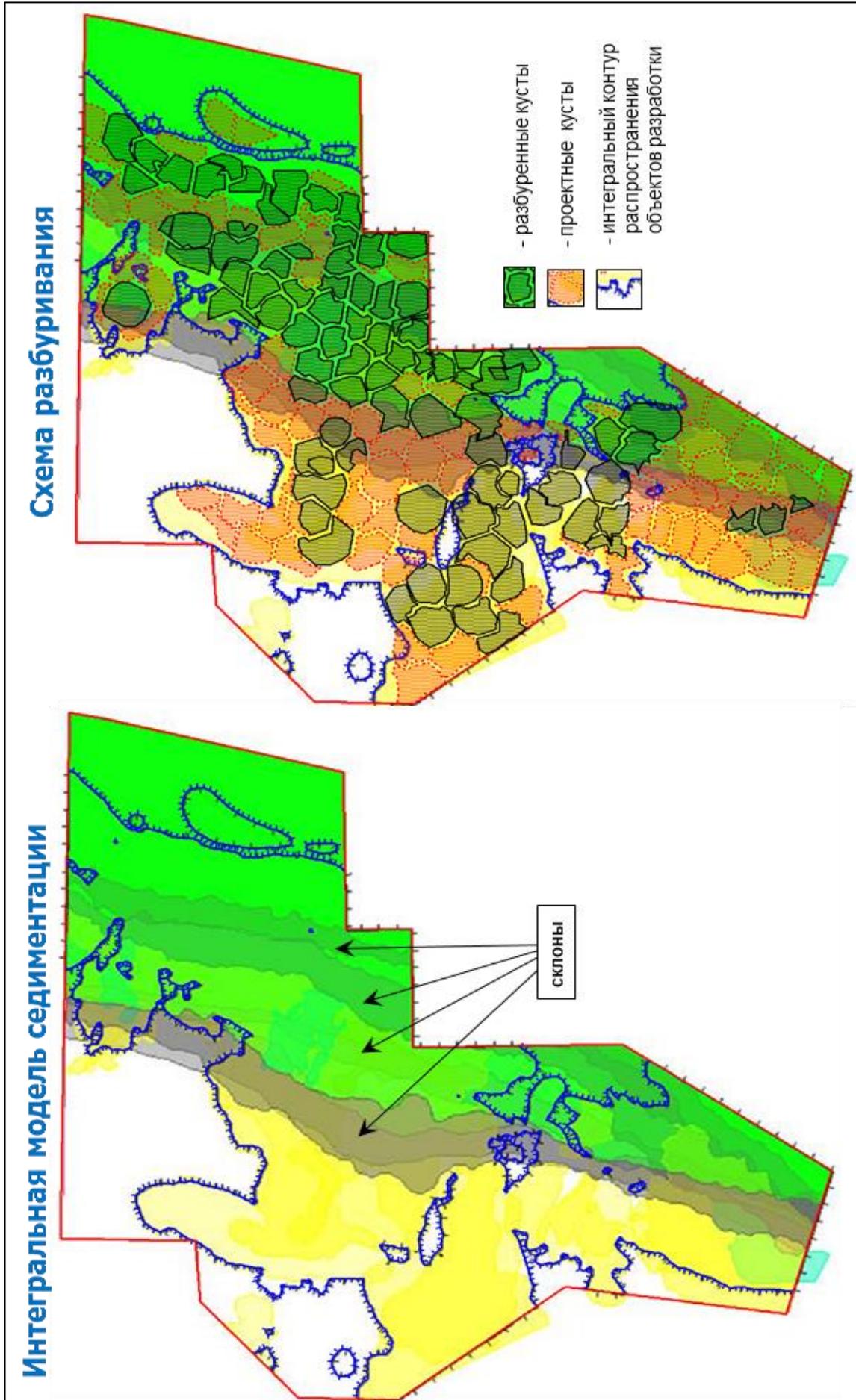


Рисунок 3.1.1.5. Схемы эксплуатационного разбуривания Приобского месторождения (ЮЛГ) с учётом модели седиментации /Источник: ООО «Газпромнефть-НТЦ»/

Один из важных результатов внедрения изложенного подхода на ЮЛТ Приобского месторождения показан на рисунках 3.1.5 и 3.1.6. Использование новой методики в условиях сложного геологического строения продуктивных пластов постоянный геологический мониторинг, корректировка целей и оперативное принятие решений позволяют существенно повысить показатель успешности эксплуатационного бурения скважин [157].

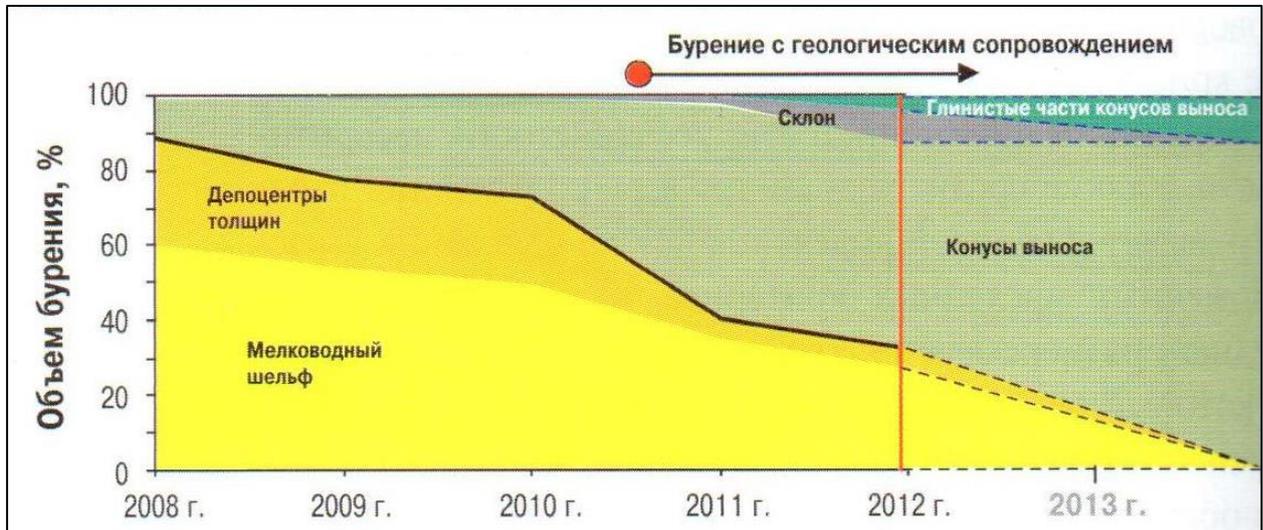


Рисунок 3.1.6 – Распределение объемов эксплуатационного бурения на Приобском месторождении по зонам с различными условиями осадконакопления

/Источник: ООО «Газпромнефть-НТЦ»)

Отметим, что крайне сложное геологическое строение Приобского месторождения требует обеспечения постоянного контроля за результатами бурения скважин, несмотря на растущую степень изученности залежей нефти. Кроме того, одна из идей создания комплексной петрофациальной модели заключается в том, чтобы специалисты мультидисциплинарной группы ООО «Газпромнефть-НТЦ» независимо от направления деятельности, изучив данную модель, принимали оптимальные решения в рамках своей компетенции для повышения эффективности разработки Приобского месторождения.

Дальнейшим важным направлением продолжения работ является обеспечение связи с гидродинамическими исследованиями скважин, а также привязка параметров петрофациальной модели к результатам разработки: особенности текущего состояния разработки, успешность выработки запасов, эффективность системы поддержания пластового давления и т.д.

Выводы

1. Предложенный в подразделе 3.1 способ выделения различных фаций с помощью дополнительных количественных критериев петрофизических характеристик пород послужил основой для проведения детализации и идентификации фациальных групп в зонах развития элементов конусов выноса в продуктивных пластах Приобского месторождения.

2. Изложенная методика позволила уточнить фаціальную принадлежность пластов, а также снизить неопределенность в понимании границ распространения коллекторов. Основой методики является установление комплексной связи конкретного типа осадков с их геометрией, морфологией и трендами изменения фильтрационно-емкостных свойств.

3. Выполненная работа позволяет консолидировать разнородную и разномасштабную геолого-геофизическую информацию, создать более надёжную базу данных, проиллюстрировать особенности геологического строения Приобского месторождения с «разномасштабных» ракурсов, выявить основные риски проектирования размещения нового фонда скважин и оценить их потенциал по продуктивности.

3.2. Оценка коэффициентов вытеснения нефти водой по ультранизкопроницаемым коллекторам ряда месторождений Западной Сибири

Примерно с конца 1980-х годов в Западной Сибири стали вводить в разработку уникальные месторождения, содержащие огромные (сотни миллионов тонн) извлекаемые запасы нефти в особо низкопроницаемых пластах (ОНПК) – с $K_{пр} < 10$ мД. Сюда можно отнести, например такие месторождения, как: Приразломное (введено в 1987г.), ачимовская толща Мало-Балыкского месторождения – в 1987г., Приобское (Северная лицензионная территория) – в 1989г., Приобское (Южная лицензионная территория) – в 1999г. В последние годы доля добычи нефти, извлекаемой из особо низкопроницаемых коллекторов, в общей добыче по России – постоянно растёт.

В целом по Приобскому мегаместорождению (СЛТ+ЮЛТ) суммарное количество геологических запасов нефти, содержащихся в особо низкопроницаемых пластах ($K_{пр} < 3$ мД) оценивается примерно в 2,4 млрд.тонн. Вовлечение этих запасов в разработку является крайне сложной технико-экономической проблемой.

На Южной лицензионной территории Приобского месторождения доля запасов нефти, содержащихся в пласте AC_{12} с проницаемостью 3 мД и менее, составляет около 50% от общих запасов [5, 182, 184]. Однако фактические дебиты по нефти (13 т/сут) и накопленные отборы (12 тыс.т/скв.) по скважинам, пробуренным на этот пласт, – вдвое ниже, чем по более проницаемым пластам группы AC_{10} . Отсюда следует вывод о том, что рассматриваемые запасы, содержащиеся в ОНПК, следует относить к трудноизвлекаемым. Эти запасы нерентабельны для разработки и требуют массового внедрения инновационных технологий нефтедобычи.

Укажем также, что и по Северной лицензионной территории Приобского месторождения (ОАО «Роснефть-Юганскнефтегаз») ситуация аналогичная: в пласте AC_{12} , имеющем огромные размеры (53×67 км) и представлен-

ном отложениями фаций гравитационного генезиса со сложной геометрией и низкой (3 мД) проницаемостью, содержится более половины от общих геологических запасов нефти [34, 35].

В течение двух последних десятилетий нефтедобывающие предприятия накопили значительный опыт организации успешной разработки традиционных низкопроницаемых ($K_{пр} > 10$ мД) коллекторов. Были подобраны эффективные технологии воздействия: формирование жестких площадных и однорядных систем разработки, проведение массивованных гидроразрывов пласта в ННС, создание высоких давлений закачки – в нагнетательных и предельно низких забойных давлений – в добывающих скважинах. Указанные технологии позволили обеспечить экономически рентабельные (до 4-6% в год) темпы отбора запасов нефти в пределах лучших участков разбуривания, имеющих значительные нефтенасыщенные толщины.

Наряду с этим в традиционных НПК опробовалось также применение обычных (без дополнительной интенсификации) горизонтальных технологий, однако особого успеха в сильно расчленённых пластах в тот период это не принесло. Проводились также работы (с 2003г., например, – на Сугмутском и Романовском месторождениях) по применению «слепых» гидроразрывов в горизонтальных скважинах. Технологии же проведения управляемых многостадийных («точечных») гидроразрывов в горизонтальных скважинах появились в отечественном ТЭЖе позднее, их начали внедрять в Западной Сибири – с 2011г. (см. главу 2).

Существенной особенностью развития нефтяной промышленности в Западной Сибири в последние годы стало то, что в пробную и опытно-промышленную разработку стали вводить залежи нефти, коллектора которых можно отнести к классу особо низкопроницаемых (или – ультранизкопроницаемых) – с $K_{пр} < 2-3$ мД. При этом было замечено, что проектирование разработки особо низкопроницаемых коллекторов с использованием трехмерных моделей сопряжено с появлением ряда специфических сложностей. Одна из основных трудностей обусловлена отсутствием достоверных (полученных непосредственно на керне) зависимостей для определения основных параметров процесса вытеснения: остаточной нефтенасыщенности ($K_{он}$) – от начальной нефтенасыщенности ($K_{нн}$) и $K_{он}$ – от проницаемости ($K_{пр}$, мД) – для этих ультранизкопроницаемых продуктивных пластов.

Отметим, что зависимости, ранее применявшиеся для оценки $K_{он}$ и $K_{выт}$, в большей степени были получены на основе материалов лабораторных исследований средне- (30-100 мД) и высокопроницаемых (100-500 мД) коллекторов [128]. Применение этих зависимостей – для НПК, а в особенности для особо низкопроницаемых пластов приводит к ошибочным результатам.

Вопросы получения неких обобщенных зависимостей $K_{выт}$ или $K_{он}$ от различных параметров пластов, а также особенности применения этих зависимостей для различных типов коллекторов рассматривались в работах [8, 47, 112,

128], как по месторождениям Западной Сибири, так и других регионов страны. Из параметров, влияющих на указанные показатели [108], чаще всего исследовались проницаемость, начальная водонасыщенность, вязкость и подвижность нефти, скорость вытеснения, литология пластов и другие. Укажем некоторые из этих зависимостей.

Например, И.Ф.Глумовым (ТатНИПИнефть) в 1961 году для терригенных коллекторов горизонта Д₁ Ромашкинского нефтяного месторождения Татарстана была получена следующая зависимость $K_{\text{выт}}$ от проницаемости $K_{\text{пр}}$:

$$K_{\text{выт}} = 0,0873 \cdot \lg K_{\text{пр}} + 0,464 \quad /R^2 = 0,88/ \quad (3.5)$$

Впоследствии в 2011г. Р.И.Шафигуллин и И.М.Бакиров /«НХ», 2011. №2. С.70-73/ получили уточненную зависимость $K_{\text{выт}}$ от $K_{\text{пр}}$ (мД) для терригенских девонских отложений Ромашкинского месторождения в виде:

$$K_{\text{выт}} = 0,71355 \cdot e^{(-0,026/K_{\text{пр}})} \quad /R^2 = 0,8832/ \quad (3.6)$$

При проектировании разработки каширо-верейских и верейских отложений месторождений Башкортостана и Пермского края нередко используется зависимость $K_{\text{выт}}$ от подвижности нефти ($K_{\text{пр}}/\mu_{\text{н}}$) вида:

$$K_{\text{выт}} = 0,0404 \cdot \ln K_{\text{пр}}/\mu_{\text{н}} + 0,7916 \quad /R^2 = 0,86/ \quad (3.7)$$

В.И.Галкин и Г.П.Хижняк /«НХ», 2012. №3. С.70-72/ изучали зависимость $K_{\text{выт}}$ от характеристик литологии ($K_{\text{лит}}$) терригенных и карбонатных пластов Пермского края, а также условного параметра $\alpha_{\text{м}}$, характеризующего «долю застойных зон в залежах нефти». В результате были получены следующие уравнения:

$$K_{\text{лит}} = 1,283 - 0,037 \cdot \lg K_{\text{пр}} - 2,114 \cdot \alpha_{\text{м}} \quad /R^2 = 0,98/ \quad (3.8)$$

а для терригенных коллекторов (47 образцов) в виде:

$$K_{\text{выт}} = 0,1211 \cdot \lg K_{\text{пр}} + 0,3822 \quad /R^2 = 0,77/ \quad (3.9)$$

$$K_{\text{выт}} = -1,4931 \cdot \alpha_{\text{м}} + 1,0201 \quad /R^2 = 0,83/ \quad (3.10)$$

$$K_{\text{выт}} = 0,8264 \cdot K_{\text{лит}} + 0,0905 \quad /R^2 = 0,79/ \quad (3.11)$$

Известно большое количество и других опубликованных в печати региональных зависимостей коэффициента вытеснения от различных параметров процесса вытеснения на керне.

Вопросами лабораторного обоснования величин коэффициента вытеснения нефти водой для коллекторов нефтяных месторождений Западной Сибири занимались такие учёные и специалисты как Г.Н.Покровская, А.И.Вашуркин, А.С.Касов, В.П.Сонич, А.Г.Ковалёв, М.Ю.Зубков, В.Т.Питкевич, Е.А.Романов, В.М.Ильин, Г.В.Ложкин, В.В.Федорцов, В.Ф.Колмогоров, Е.В.Морева, А.Г.Телин и многие другие.

Обобщенные зависимости $K_{\text{нн}}$ и $K_{\text{выт}}$ от различных геолого-физических параметров ранее получены, в основном, для среднепроницаемых коллекторов. Было показано [3, 8, 47, 128, 188], что применительно к продуктивным пластам месторождений Западной Сибири $K_{\text{выт}}$ зависит от начальной нефтенасыщенности и проницаемости пород (рисунок 3.2.1, 3.2.2), а также линейной

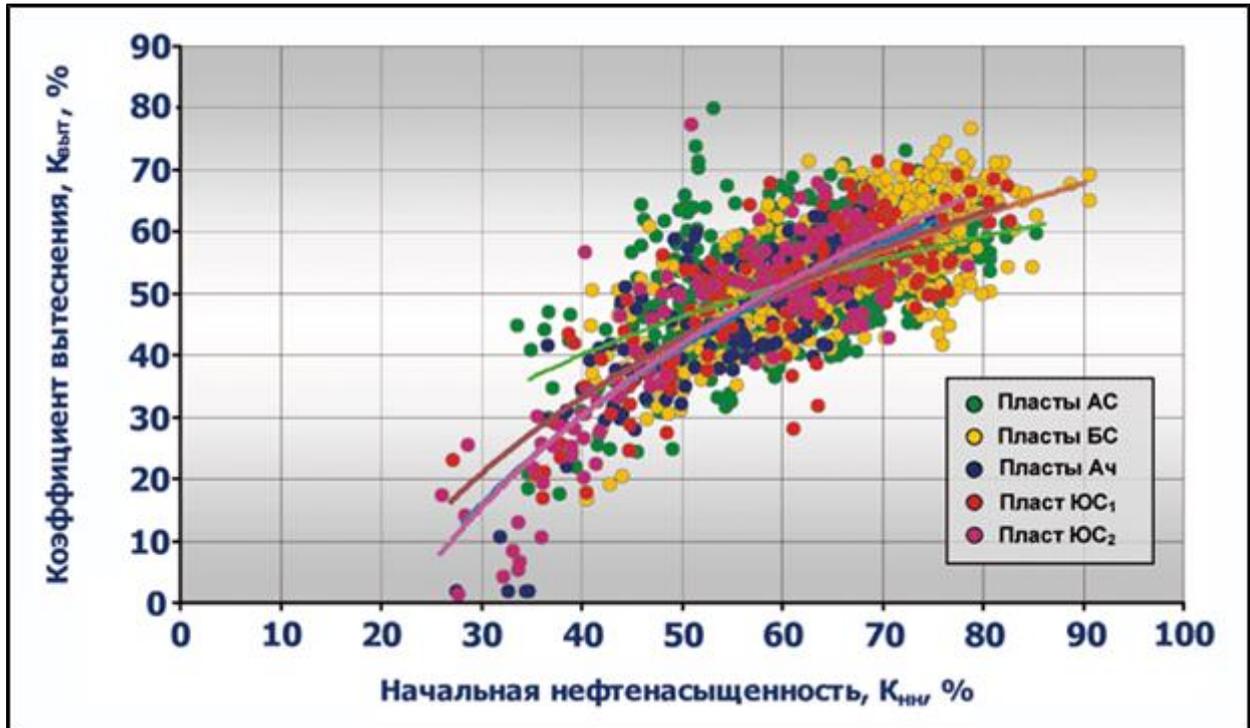


Рисунок 3.2.1 – Зависимость коэффициента вытеснения нефти водой от начальной нефтенасыщенности образцов керна по группам пластов месторождений Западной Сибири [8, 128]

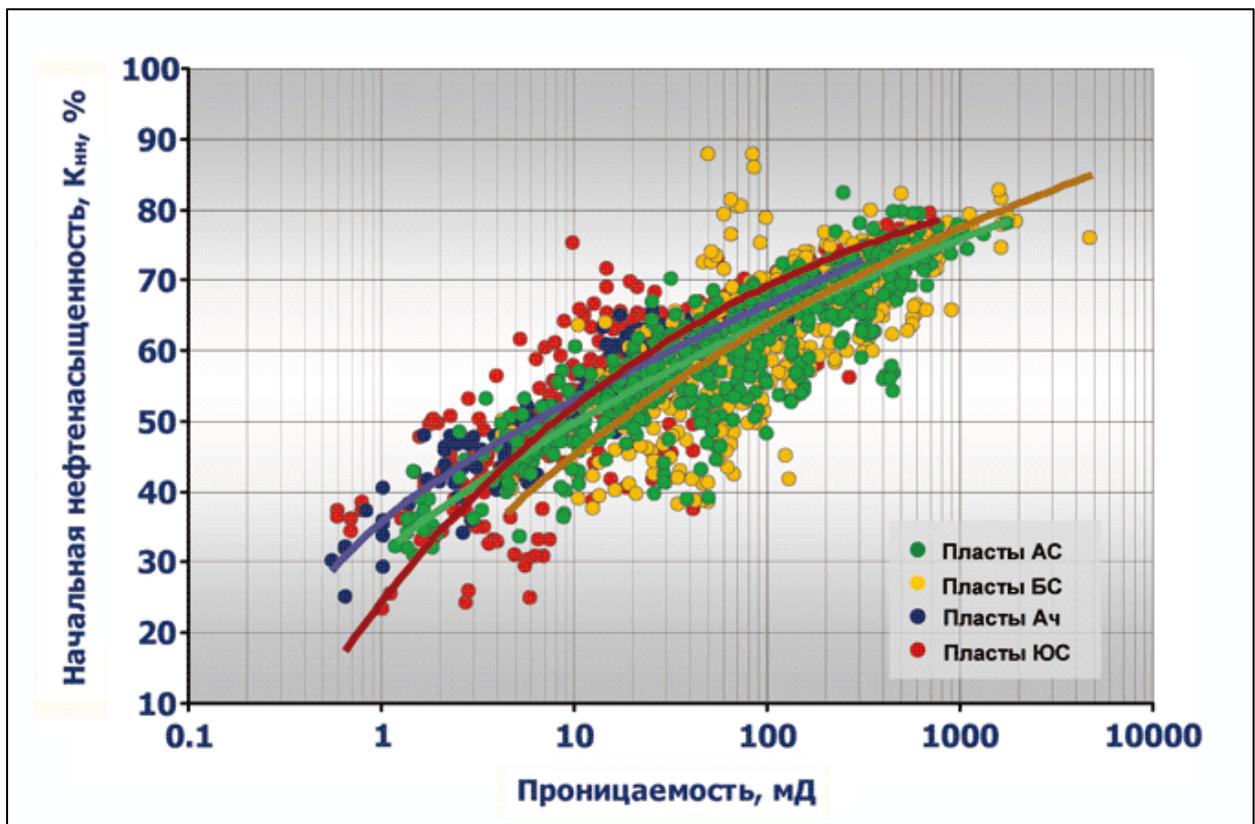


Рисунок 3.2.2 – Зависимость начальной нефтенасыщенности от проницаемости образцов керна по группам пластов месторождений Западной Сибири [8, 128]

скорости фильтрации [128]. Видно, что разброс фактических точек $K_{\text{выт}}$ в зависимости от $K_{\text{нн}}$ и $K_{\text{пр}}$ – весьма значителен (рисунок 3.2.1). Если произвести условное "сжатие" всех точек по соответствующим ординатам, то усреднённая зависимость $K_{\text{выт}} = f(K_{\text{нн}})$ для всех групп пластов («А», «Б», «Ю», Ач) будет выглядеть следующим образом (рисунок 3.2.3):

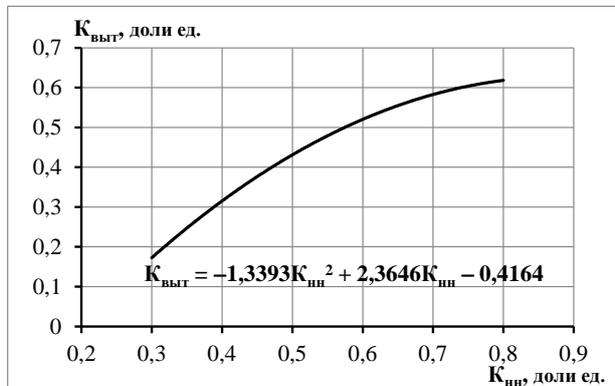


Рисунок 3.2.3 – Усреднённая зависимость коэффициента вытеснения нефти водой ($K_{\text{выт}}$) от начальной нефтенасыщенности ($K_{\text{нн}}$) пластов по месторождениям Западной Сибири [8,128]

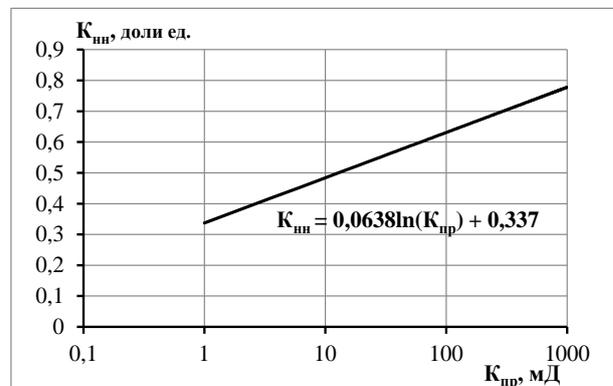


Рисунок 3.2.4 – Усреднённая зависимость начальной нефтенасыщенности ($K_{\text{нн}}$) от проницаемости ($K_{\text{пр}}$) пластов по месторождениям Западной Сибири [8,128]

В.П.Соничем с соавторами [128] в 1997г. были получены следующие виды зависимостей для групп среднепроницаемых пластов нефтяных месторождений Западной Сибири (всего исследовано – 1387 образцов керн) с учётом (установленного ими) влияния на $K_{\text{выт}}$ – линейной скорости вытеснения нефти водой на керне:

Пласты группы "А":

$$K_{\text{он}} = 20 + (K_{\text{н}} - 30) \times (0,312 - 0,415 \cdot \lg V_{\text{лин}}); \quad (3.12)$$

Пласты группы "Б":

$$K_{\text{он}} = 23 + (K_{\text{н}} - 30) \times (0,299 - 0,271 \cdot \lg V_{\text{лин}}); \quad (3.13)$$

Пласты группы "Ю":

$$K_{\text{он}} = 19 + (K_{\text{н}} - 30) \times (0,244 - 0,286 \cdot \lg V_{\text{лин}}); \quad (3.14)$$

где: $K_{\text{н}}$ – начальная нефтенасыщенность, %;

$V_{\text{лин}}$ – линейная скорость фильтрации, м/сутки.

С использованием исходных данных (рисунки 8 и 9), приведённых в работе [128] на с.27-28 авторами настоящего исследования выведены следующие усреднённые (обобщённые) зависимости $K_{\text{он}}$ от $K_{\text{нн}}$ (не включающие – непосредственно величину $V_{\text{лин}}$).

Для среднепроницаемых пластов группы "А" при линейной скорости вытеснения нефти водой 1-2 м/сут:

$$K_{\text{он}} = 0,2857 \times K_{\text{нн}} + 13,572. \quad (3.15)$$

Для среднепроницаемых пластов группы "Б" при скорости нефтевытеснения на керне 0,5-1 м/сут:

$$K_{\text{он}} = 0,20 \times K_{\text{нн}} + 19 . \quad (3.16)$$

Для группы среднепроницаемых пластов Ю₁₋₃ нефтяных месторождений Западной Сибири автором выведена следующая усреднённая зависимость (при фиксированной скорости вытеснения нефти водой на керне – 0,5-0,8 м/сут):

$$K_{\text{он}} = 0,1942 \times K_{\text{нн}} + 16,115. \quad (3.17)$$

Для пластов Б₁₈₋₂₂ ачимовской толщи при скорости вытеснения 0,2-0,5 м/сут:

$$K_{\text{он}} = 0,375 \times K_{\text{нн}} + 7,5. \quad (3.18)$$

Далее будет показано, почему рассмотренные выше зависимости, полученные с целью оценки $K_{\text{он}}$ и $K_{\text{выт}}$ в 1997г. [128], для условий особо низкопроницаемых коллекторов применять не рекомендуется.

В последние годы при проектировании разработки пластов АС₁₀₋₁₂ Приобского месторождения ООО «Газпромнефть-НТЦ» использует следующую графическую зависимость (рисунок 3.2.5). Следует отметить, что более достоверными всё же считаются зависимости $K_{\text{он}}$ и $K_{\text{выт}}$ – от начальной нефтенасыщенности $K_{\text{нн}}$ пластов.

Если перейти к классу непосредственно УНПК, то здесь можно отметить, что имеющиеся результаты прямых лабораторных экспериментов по установлению зависимостей коэффициента вытеснения нефти водой от $K_{\text{нн}}$ и $K_{\text{пр}}$ (мД) – нередко бывают крайне противоречивыми и указывают на отсутствие каких-либо выраженных зависимостей исследуемых параметров.

В качестве примера на рисунке 3.2.6 приведено графическое отображение результатов, полученных [112] в 1997г. В.Т.Питкевичем (ОАО Сибниинп) в ходе проведения потоковых лабораторных исследований на керне особо низкопроницаемого ($K_{\text{пр}} < 5$ мД) пласта АС₁₂ Приобского месторождения (СЛТ). Из рисунка 3.2.6 видно, что какие-либо явные зависимости $K_{\text{он}}$ и $K_{\text{выт}}$ от ФЕС особо низкопроницаемого пласта АС₁₂ – отсутствуют. Какие же параметры вытеснения должны закладывать в таком случае проектировщики в трехмерную модель подобного объекта?

Рассмотрим ещё один показательный пример. Традиционно, в течение многих лет применяемая Сибниинп [86] при проектировании разработки НПК

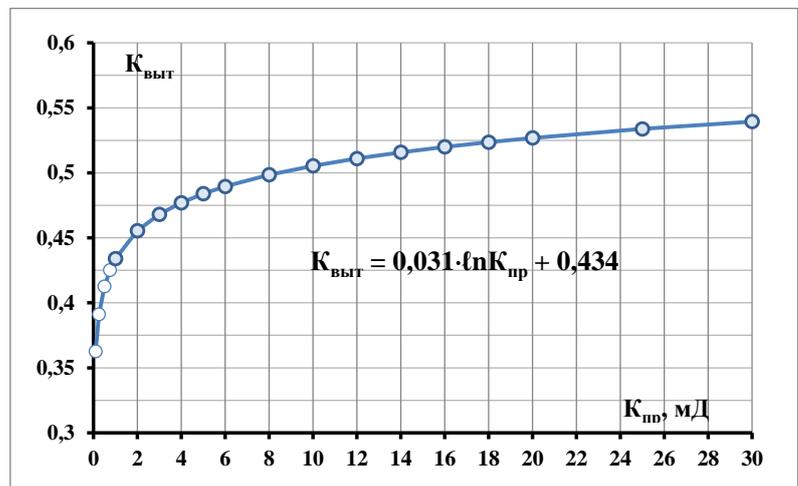


Рисунок 3.2.5 – Зависимость $K_{\text{выт}}$ от $K_{\text{пр}}$ для пластов АС₁₀₋₁₂ Приобского месторождения (ЮЛТ)
/Источник: ООО «Газпромнефть-НТЦ»/

пласта П Шаимского района (ТПП «Урайнефтегаз») "хрестоматийная" зависимость $K_{он}$ от $K_{нн}$ (с $K_{пр} < 10$ мД), имеет вид:

$$K_{он} = 0,0968 \times K_{нн} + 25,584 \quad (3.19)$$

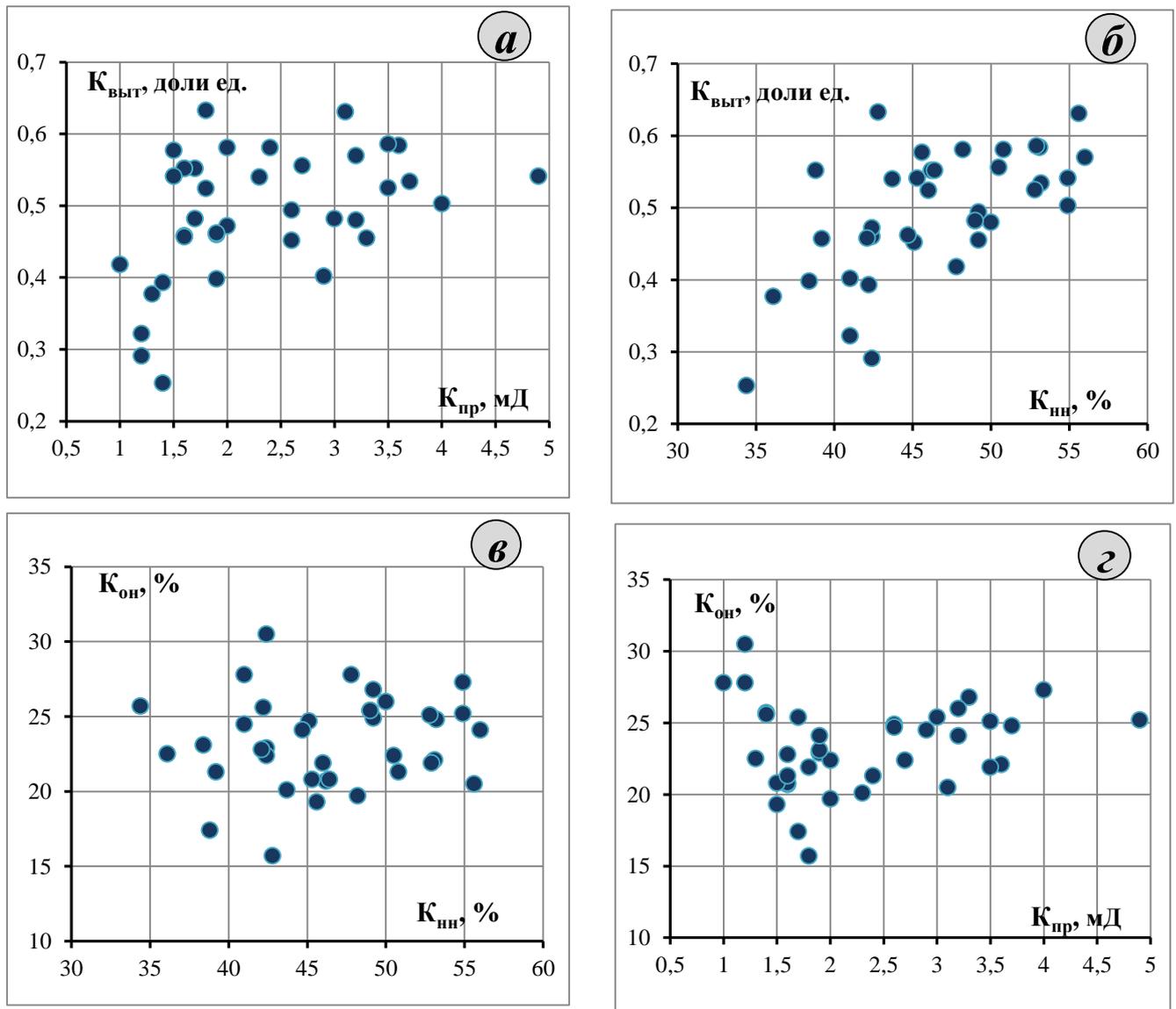


Рисунок 3.2.6 – Сопоставление ФЕС и параметров вытеснения на керне [112]

по пласту АС₁₂ Приобского месторождения (СЛТ)

- а) Сопоставление $K_{пр}$ (мД) – $K_{выт}$ в) Сопоставление $K_{нн}$ – $K_{он}$
 б) Сопоставление $K_{нн}$ – $K_{выт}$ г) Сопоставление $K_{пр}$ (мД) – $K_{он}$

Однако зависимость (2.19) не является достоверной. Если приглядеться внимательно, то эта линейная зависимость (линия «а» – на рисунке 3.2.7) вообще не соответствует фактическим точкам, отображённым на графике, т.к. прямая линия проведена существенно выше аппроксимируемых фактических точек.

С учётом указанного становится понятным, почему в ряде случаев более достоверные значения $K_{выт}$ можно получить не только на базе результатов исследований собственного керна, а также используя некие более устойчи-

Для ознакомления. Номера страниц не совпадают с официальной версией.

вые усредненные (обобщенные) зависимости, полученные в целом по группе объектов, представленных особо низкопроницаемыми коллекторами, как это будет предложено далее.

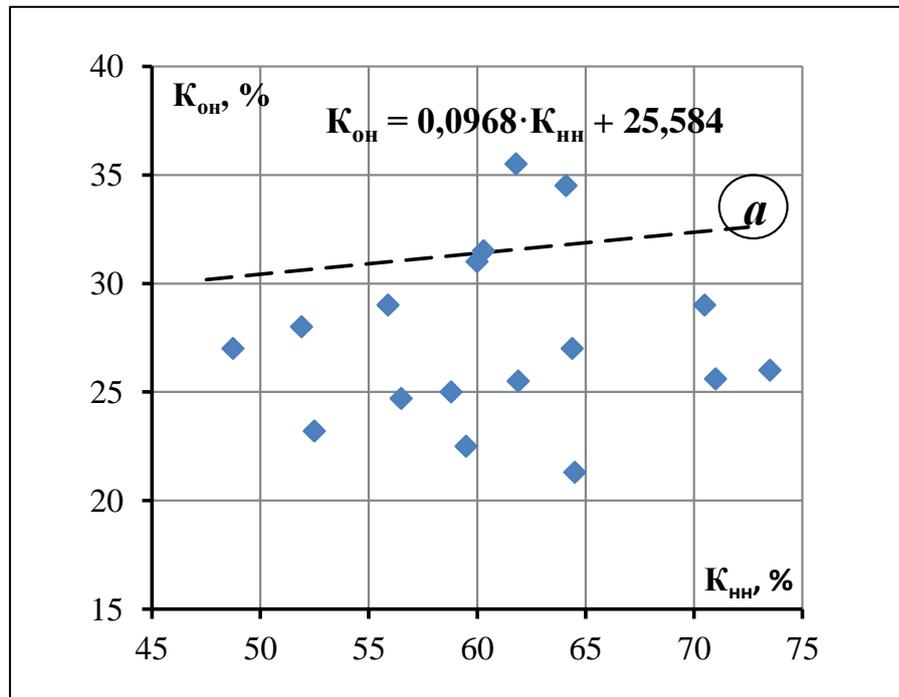


Рисунок 3.2.7 – Сопоставление $K_{он}$ и $K_{нн}$ для НПК ($K_{пр} < 10$ мД) пласта П на месторождениях Шаимского района [86]

Для предварительного решения этой задачи была собрана и обработана [159] геологическая информация о величинах $K_{он}$ и $K_{выт}$, принятых для представительной группы, состоящей из 30 произвольно выбранных пластов нефтяных месторождений Западной Сибири, представленных особо низкопроницаемыми коллекторами – с $K_{пр} < 10$ мД (таблица 3.2.1). Проектные документы на разработку этих объектов рассматривались в разное время ТКР ХМАО и ЗСНГС ЦКР Роснедр по УВС.

На первом этапе исследования [159] исходные данные были обработаны без учета принадлежности пластов к различным стратиграфическим комплексам. Тем не менее, несмотря на определенную условность этого подхода, в результате были получены некоторые весьма важные обобщенные зависимости, рекомендуемые для практического использования. Укажем, что диапазон изменения основных ФЕС исследуемых ОНПК (таблица 3.2.2), а также их начальная нефтенасыщенность изменяются в достаточно широких пределах.

**Таблица 3.2.1 – Параметры вытеснения нефти водой
по особо низкопроницаемым пластам месторождений Западной Сибири [159]**

| Месторождение | Пласт | $K_{\text{выт}}$, доли ед. | $K_{\text{пр}}$, мД | $K_{\text{нн}}$, доли ед. | $K_{\text{он}}$, доли ед. | m , доли ед. | $m \cdot K_{\text{нн}}$, доли ед. | $m \cdot K_{\text{он}}$, доли ед. | $m \cdot K_{\text{нн}} \cdot K$, доли ед. | $m \cdot K_{\text{он}} \cdot IgK$, доли ед. | $m \cdot K_{\text{нн}} \cdot IgK$, доли ед. |
|----------------------------------|------------------------------|--------------------------------|-------------------------|-------------------------------|-------------------------------|-------------------|---------------------------------------|---------------------------------------|---|---|---|
| Тортасинское | ЮС ₂ | 0,363 | 2,2 | 0,460 | 0,293 | 0,140 | 0,064 | 0,041 | 0,142 | 0,014 | 0,022 |
| Ореховская площадь | ЮВ ₁ ² | 0,366 | 1,5 | 0,430 | 0,273 | 0,150 | 0,065 | 0,041 | 0,097 | 0,007 | 0,011 |
| Тортасинское | АС ₅ | 0,387 | 2,5 | 0,460 | 0,282 | 0,139 | 0,064 | 0,039 | 0,160 | 0,016 | 0,025 |
| Соровское | БС ₇ ⁰ | 0,400 | 1,8 | 0,450 | 0,220 | 0,160 | 0,072 | 0,035 | 0,130 | 0,009 | 0,018 |
| Западно-Новомостовское | Ю ₄ | 0,407 | 0,8 | 0,450 | 0,267 | 0,150 | 0,068 | 0,040 | 0,054 | -0,004 | -0,007 |
| Западно-Тугровское | Ю ₂₋₄ | 0,415 | 9,0 | 0,511 | 0,299 | 0,154 | 0,079 | 0,046 | 0,708 | 0,044 | 0,075 |
| Приобское (ЮЛТ)* | АС ₉ | 0,419 | 4,0 | 0,570 | 0,331 | 0,170 | 0,097 | 0,056 | 0,388 | 0,034 | 0,058 |
| Приобское (ЮЛТ)* | АС ₇ | 0,419 | 4,2 | 0,560 | 0,325 | 0,180 | 0,101 | 0,059 | 0,423 | 0,036 | 0,063 |
| Приобское (ЮЛТ)* | АС ₈ | 0,419 | 4,2 | 0,560 | 0,325 | 0,180 | 0,101 | 0,059 | 0,423 | 0,036 | 0,063 |
| Тортасинское | ЮС ₁₀ | 0,423 | 1,8 | 0,510 | 0,248 | 0,140 | 0,071 | 0,035 | 0,129 | 0,009 | 0,018 |
| Унтыгейское | ЮС ₂ | 0,428 | 1,2 | 0,608 | 0,348 | 0,150 | 0,091 | 0,052 | 0,109 | 0,004 | 0,007 |
| Восточно-Каменное | ЮК ₇ | 0,431 | 3,6 | 0,518 | 0,295 | 0,149 | 0,077 | 0,044 | 0,278 | 0,024 | 0,043 |
| Ореховская площадь | ЮВ ₁ ¹ | 0,433 | 3,9 | 0,510 | 0,289 | 0,160 | 0,082 | 0,046 | 0,318 | 0,027 | 0,048 |
| Тортасинское | АС ₇ | 0,436 | 5,0 | 0,500 | 0,282 | 0,149 | 0,075 | 0,042 | 0,373 | 0,029 | 0,052 |
| Тортасинское | ЮС ₄ | 0,437 | 1,1 | 0,520 | 0,293 | 0,130 | 0,068 | 0,038 | 0,074 | 0,002 | 0,003 |
| Шушминское | Т ₁ | 0,450 | 9,6 | 0,553 | 0,304 | 0,147 | 0,081 | 0,045 | 0,780 | 0,044 | 0,080 |
| Кулунское | ЮС ₂ | 0,450 | 9,0 | 0,661 | 0,364 | 0,154 | 0,102 | 0,056 | 0,916 | 0,053 | 0,097 |
| Пайтыхское | Ю ₄ | 0,457 | 3,2 | 0,550 | 0,299 | 0,174 | 0,096 | 0,052 | 0,306 | 0,026 | 0,048 |
| Восточно-Каменное | ЮК ₅ | 0,459 | 2,8 | 0,537 | 0,291 | 0,135 | 0,072 | 0,039 | 0,203 | 0,018 | 0,032 |
| Восточно-Каменное | ЮК ₄ | 0,463 | 4,6 | 0,574 | 0,308 | 0,151 | 0,087 | 0,047 | 0,399 | 0,031 | 0,057 |
| Убинское | П | 0,464 | 3,0 | 0,600 | 0,322 | 0,170 | 0,102 | 0,055 | 0,306 | 0,026 | 0,049 |
| Восточно-Каменное | ЮК ₆ | 0,465 | 3,6 | 0,588 | 0,315 | 0,160 | 0,094 | 0,050 | 0,339 | 0,028 | 0,052 |
| Пальняновское (юго-восточное) | ЮК ₁₀ | 0,467 | 5,0 | 0,657 | 0,350 | 0,109 | 0,072 | 0,038 | 0,358 | 0,027 | 0,050 |
| Приобское (ЮЛТ)* | АС ₁₂ | 0,475 | 3,3 | 0,610 | 0,320 | 0,170 | 0,104 | 0,054 | 0,342 | 0,028 | 0,054 |
| Приобское (ЮЛТ)* | АС ₁₁ | 0,475 | 1,6 | 0,620 | 0,326 | 0,170 | 0,105 | 0,055 | 0,169 | 0,011 | 0,022 |
| Приобское (СЛТ)** | АС ₁₂ | 0,481 | 3,0 | 0,680 | 0,358 | 0,176 | 0,120 | 0,063 | 0,359 | 0,030 | 0,057 |
| Пальняновское (северо-восточное) | ЮК ₂₋₃ | 0,485 | 1,3 | 0,560 | 0,288 | 0,140 | 0,078 | 0,040 | 0,102 | 0,005 | 0,009 |
| Южно-Охтеурское | Ю ₁ ³ | 0,493 | 1,8 | 0,561 | 0,284 | 0,180 | 0,101 | 0,051 | 0,182 | 0,013 | 0,026 |
| Вьинтойское | ЮВ ₁ ¹ | 0,530 | 2,1 | 0,630 | 0,296 | 0,130 | 0,082 | 0,038 | 0,172 | 0,012 | 0,026 |
| Приобское (ЮЛТ)* | АС ₁₀ | 0,548 | 5,7 | 0,660 | 0,298 | 0,170 | 0,112 | 0,051 | 0,640 | 0,038 | 0,085 |
| Среднее по 30 пластам | | 0,445 | 3,5 | 0,555 | 0,303 | 0,155 | 0,086 | 0,047 | 0,304 | 0,026 | 0,047 |

Таблица 3.2.2 – Диапазоны изменения ФЕС по рассматриваемым
особо низкопроницаемым коллекторам ($K_{пр} < 10$ мД)

| Параметры | Условные обозначения | Значения | | |
|---|------------------------------|----------|-------|---------|
| | | min | max | Среднее |
| Проницаемость пласта, мД | $K_{пр}$ | 0,8 | 9,6 | 3,5 |
| Пористость пласта, % | m | 11 | 18 | 15,5 |
| Начальная нефтенасыщенность, % | $K_{нн}$ | 43 | 68 | 55,5 |
| Остаточная нефтенасыщенность, % | $K_{он}$ | 22 | 36,4 | 30,3 |
| Коэффициент вытеснения нефти водой, доли ед. | $K_{выт}$ | 0,363 | 0,548 | 0,445 |
| Объемная начальная нефтенасыщенность, доли ед. | $m \cdot K_{нн}$ | 0,064 | 0,120 | 0,086 |
| Объемная остаточная нефтенасыщенность, доли ед. | $m \cdot K_{он}$ | 0,035 | 0,063 | 0,047 |
| Комплексный параметр (1) | $m \cdot K_{нн} \cdot K$ | 0,054 | 0,916 | 0,304 |
| Комплексный параметр (2) | $m \cdot K_{нн} \cdot \lg K$ | -0,007 | 0,097 | 0,047 |
| Комплексный параметр (3) | $m \cdot K_{он} \cdot \lg K$ | -0,004 | 0,053 | 0,026 |

По результатам обработки исходных данных, приведенных в таблице 3.2.1, нами были построены соответствующие графики (см. рисунки 3.2.8-3.2.10) и получены обобщенные зависимости линейного вида [159], а именно:

а) остаточной нефтенасыщенности $K_{он}$ – от начальной $K_{нн}$ в виде:

$$K_{он} = 0,3558 \cdot K_{нн} + 0,1055 \quad /R^2 = 0,6046/ \quad (3.20)$$

б) коэффициента вытеснения нефти водой $K_{выт}$ – от начальной нефтенасыщенности $K_{нн}$ в виде:

$$K_{выт} = 0,4767 \cdot K_{нн} + 0,1802 \quad /R^2 = 0,6061/ \quad (3.21)$$

в) объемной остаточной нефтенасыщенности $m \cdot K_{он}$ – от объемной начальной нефтенасыщенности $m \cdot K_{нн}$ в виде:

$$m \cdot K_{он} = 0,4537 \cdot m \cdot K_{нн} + 0,0079 \quad /R^2 = 0,823/ \quad (3.22)$$

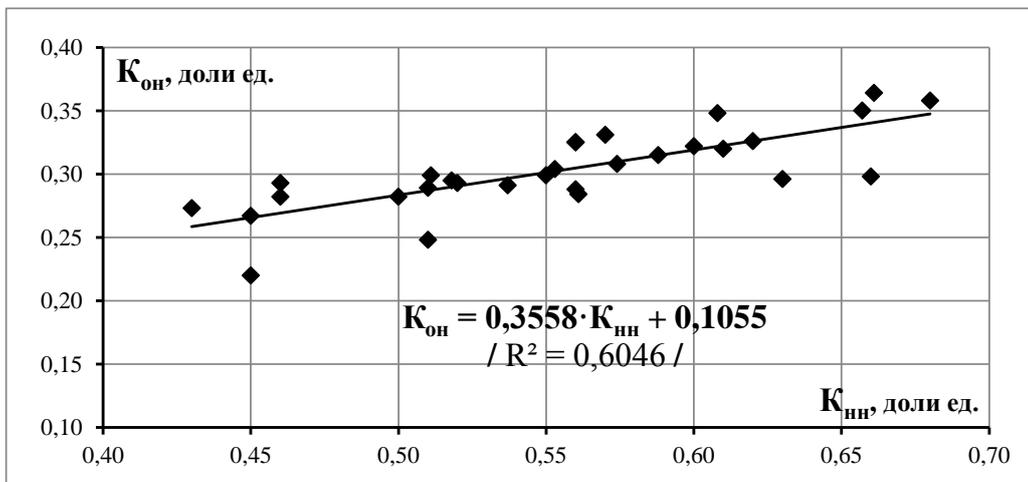


Рисунок 3.2.8 – Зависимость остаточной нефтенасыщенности $K_{он}$ от начальной $K_{нн}$ для особо низкопроницаемых коллекторов ($K_{пр} < 10$ мД) месторождений Западной Сибири

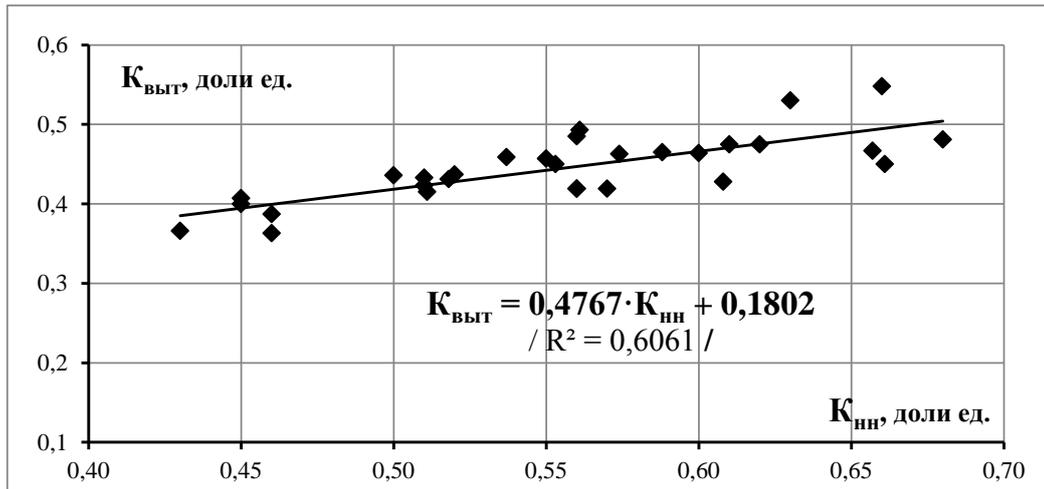


Рисунок 3.2.9 – Зависимость коэффициента вытеснения $K_{\text{выт}}$ нефти водой от $K_{\text{нн}}$ для особо низкопроницаемых коллекторов ($K_{\text{пр}} < 10$ мД) месторождений Западной Сибири

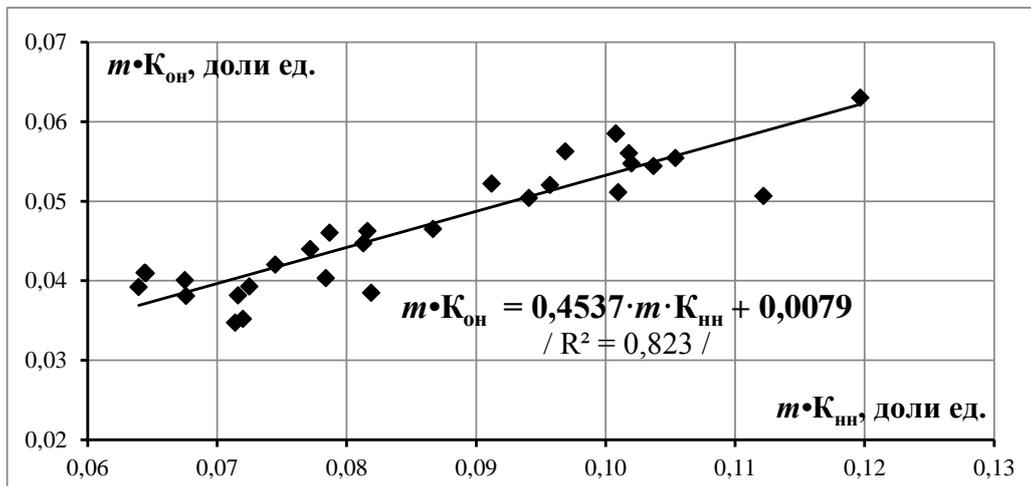


Рисунок 3.2.10 – Зависимость комплексного параметра $m \cdot K_{\text{он}}$ от $m \cdot K_{\text{нн}}$ для особо низкопроницаемых коллекторов ($K_{\text{пр}} < 10$ мД) месторождений Западной Сибири

Отметим, что дальнейшее добавление к исследуемым зависимостям каких-либо дополнительных геологических параметров, учитывающих, например, проницаемость $K_{\text{пр}}$ (мД) или $l_g K_{\text{пр}}$ – не приводит к улучшению тесноты ранее полученных связей (зависимостей 3.20-3.22) для определения $K_{\text{он}}$ и $K_{\text{выт}}$.

Для примера приведём величины параметров $K_{\text{выт}}$ и $K_{\text{он}}$ для традиционного интервала значений $K_{\text{нн}}$ (0,375-0,65) в ОНПК, рассчитанные по зависимости (3.21):

| Параметры | Начальная нефтенасыщенность $K_{\text{нн}}$, доли ед. | | | | | | |
|------------------|--|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| | 0,375 | 0,40 | 0,45 | 0,50 | 0,55 | 0,60 | 0,65 |
| $K_{\text{выт}}$ | 0,366 | 0,377 | 0,399 | 0,420 | 0,442 | 0,463 | 0,485 |
| $K_{\text{он}}$ | 0,238 | 0,249 | 0,270 | 0,290 | 0,307 | 0,322 | 0,335 |

Полученные результаты расчетов демонстрируют наличие весьма важной закономерности: в зоне слабой (0,375 и ниже) нефтенасыщенности $K_{\text{выт}}$ приближается к величине $K_{\text{он}}$, а по мере роста величины $K_{\text{он}}$, разница между $K_{\text{выт}}$ и $K_{\text{он}}$ – существенно увеличивается и доходит до 34% (отн).

Использование полученных обобщенных зависимостей типа [159] может оказаться полезным для оперативной проверки консультантами ЗСНГС Роснедр по УВС параметров вытеснения нефти водой при рассмотрении проектных документов по месторождениям, содержащим запасы в особо низкопроницаемых пластах. Выполним проверку работоспособности полученных формул на примере пластов АС₁₀ и АС₁₂ уникального Приобского месторождения (ЮЛТ) – таблица 3.2.3.

Таблица 3.2.3 – Сравнение параметров вытеснения нефти водой $K_{\text{он}}$ и $K_{\text{выт}}$

| Наименование параметра | Источник оценки | Горизонты | |
|---|---|------------------|------------------|
| | | АС ₁₀ | АС ₁₂ |
| Коэффициент начальной нефтенасыщенности $K_{\text{он}}$, % | Подсчёт запасов по ЮЛТ 2010г. | 0,68 | 0,66 |
| Коэффициент остаточной нефтенасыщенности $K_{\text{он}}$, доли ед. | Техсхема ОПР – 2013г. (с.260) | 0,343 | 0,337 |
| | Предложенная формула (2.20) | 0,347 | 0,340 |
| Коэффициент вытеснения $K_{\text{выт}}$, доли ед. | Техсхема ОПР – 2013г. (с.260) | 0,495 | 0,489 |
| | Предложенный метод (через $K_{\text{он}}$) | 0,490 | 0,485 |
| Разница в определении $K_{\text{выт}}$, % (отн.) | | +1,01 | -0,82 |

Из приведенных в таблице 3.2.3 данных видно, что отличие в величинах $K_{\text{он}}$ и $K_{\text{выт}}$, определённых двумя методами, – несущественно.

Таким образом, предложенные обобщенные зависимости рекомендуется использовать в практике проектирования разработки особо низкопроницаемых терригенных пластов нефтяных месторождений Западной Сибири.

Выполним сравнение величин $K_{\text{он}}$ и $K_{\text{выт}}$ в зависимости от $K_{\text{он}}$, определённых по различным методикам [8,86,128,159] – см. таблицу 3.2.4 и рисунки 3.2.11-3.2.12.

Из этого сопоставления следует, что:

1) Из разработанных ранее методов оценки величин $K_{\text{он}}$ наиболее близок к предлагаемому нами – метод В.П.Соница [128] (причём конкретно – только для группы пластов "Б"). Прочие методы обеспечивают получение недостоверных величин $K_{\text{он}}$, особенно методы Сибниинп, усреднённый [8, 128] и В.П.Соница [128] (конкретно – для пластов группы "Ю").

2) Что касается величины $K_{\text{выт}}$ в зависимости от $K_{\text{он}}$, то здесь наиболее близок к предлагаемому – метод В.П.Соница [128] (и конкретно – только для группы пластов "Б"). Наибольшими отклонениями от предлагаемого – характеризуются методы Сибниинп, В.П.Соница [128] (пласты группы "Ю") и усреднённый [8, 128].

Таблица 3.2.4 - Сравнение остаточной нефтенасыщенности ($K_{он}$) и коэффициентов вытеснения ($K_{выт}$), рассчитанных по различным методикам

| № п/п | Методы расчёта | Пласты группы | Пара-метры | Начальная нефтенасыщенность ($K_{ин}$), доли ед. | | | | | | | | | | |
|-------|--|---------------------------|------------|--|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--|--|
| | | | | 0,35 | 0,4 | 0,45 | 0,5 | 0,55 | 0,6 | 0,65 | 0,7 | 0,75 | | |
| 1 | В.П.Сониц и др. [128] $V_{лин} = 1$ м/сут | "А" | $K_{он}$ | 0,2156 | 0,2312 | 0,2468 | 0,2624 | 0,278 | 0,2936 | 0,3092 | 0,3248 | 0,3404 | | |
| | | | $K_{выт}$ | 0,384 | 0,422 | 0,4516 | 0,4752 | 0,4945 | 0,5107 | 0,5243 | 0,536 | 0,5461 | | |
| 2 | В.П.Сониц и др. [128] $V_{лин} = 1$ м/сут | "Б" | $K_{он}$ | 0,245 | 0,2599 | 0,2748 | 0,2898 | 0,3048 | 0,3197 | 0,3347 | 0,3496 | 0,3646 | | |
| | | | $K_{выт}$ | 0,3001 | 0,3503 | 0,3892 | 0,4204 | 0,4459 | 0,4672 | 0,4852 | 0,5006 | 0,5139 | | |
| 3 | В.П.Сониц и др. [128] $V_{лин} = 1$ м/сут | "Ю" | $K_{он}$ | 0,2022 | 0,2144 | 0,2266 | 0,2388 | 0,251 | 0,2632 | 0,2754 | 0,2876 | 0,2995 | | |
| | | | $K_{выт}$ | 0,4233 | 0,464 | 0,4964 | 0,5224 | 0,5436 | 0,5613 | 0,5763 | 0,5891 | 0,6003 | | |
| 4 | В.П.Сониц и др. [128] $V_{лин} = 0,2-0,5$ м/сут | Ачим. толща | $K_{он}$ | 0,2063 | 0,225 | 0,2438 | 0,2625 | 0,2813 | 0,300 | 0,3188 | 0,3375 | 0,3563 | | |
| | | | $K_{выт}$ | 0,4107 | 0,4375 | 0,4583 | 0,475 | 0,4886 | 0,500 | 0,5096 | 0,5179 | 0,525 | | |
| 7 | Усредненная зависимость [8, 128] | Все группы пластов | $K_{он}$ | 0,2635 | 0,2739 | 0,2806 | 0,2846 | 0,2866 | 0,288 | 0,2894 | 0,2924 | 0,2974 | | |
| | | | $K_{выт}$ | 0,2471 | 0,3152 | 0,3765 | 0,4309 | 0,4788 | 0,52 | 0,5547 | 0,5824 | 0,6035 | | |
| 5 | Сибининп [86] | "П" Шайма | $K_{он}$ | 0,2897 | 0,2946 | 0,2994 | 0,3042 | 0,3091 | 0,3139 | 0,3188 | 0,3236 | 0,3284 | | |
| | | | $K_{выт}$ | 0,1722 | 0,2635 | 0,3347 | 0,3916 | 0,438 | 0,4768 | 0,5095 | 0,5377 | 0,5621 | | |
| 6 | Предложенный [159] | ОНПК $K_{ср} = 3,5$ мД | $K_{он}$ | 0,2300 | 0,2478 | 0,2656 | 0,2834 | 0,3012 | 0,3190 | 0,3368 | 0,3546 | 0,3724 | | |
| | | | $K_{выт}$ | 0,3470 | 0,3709 | 0,3947 | 0,4186 | 0,4424 | 0,4662 | 0,4901 | 0,5139 | 0,5377 | | |

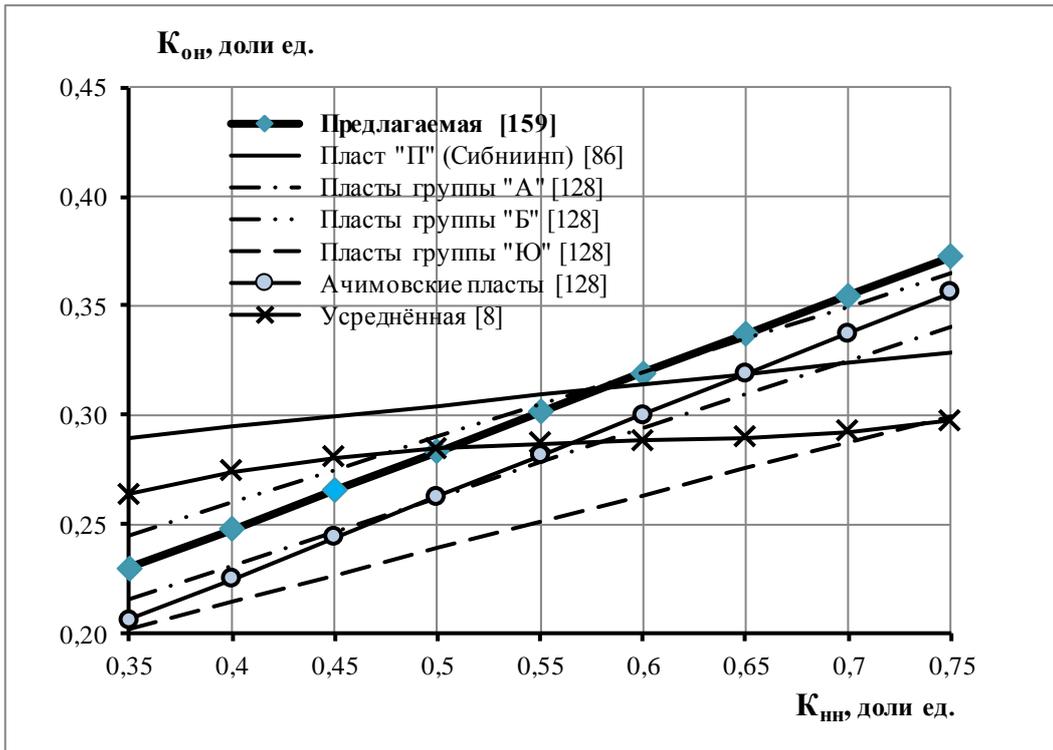


Рисунок 3.2.11 – Обобщенные зависимости остаточной нефтенасыщенности ($K_{он}$) от начальной ($K_{ин}$), взятые из различных источников

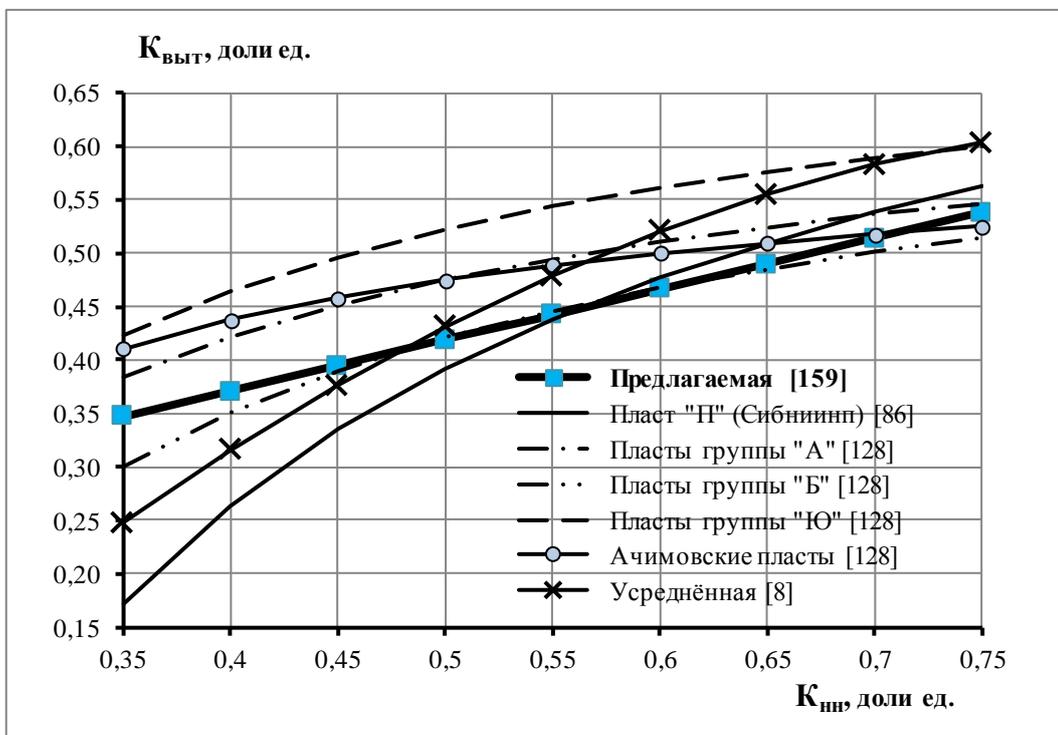


Рисунок 3.2.12 – Обобщенные зависимости коэффициента вытеснения ($K_{выт}$) нефти водой от начальной ($K_{ин}$), взятые из различных источников

Таким образом, с целью определения величин $K_{\text{он}}$ и $K_{\text{выт}}$ по пластам, представленным УНПК, рекомендуется использовать вновь полученные в данной работе выражения (3.20) и (3.21). Ещё более точные значения $K_{\text{он}}$ можно получить из выражения (3.22), а затем перейти через $K_{\text{нн}}$ к величине $K_{\text{выт}}$.

В качестве показательного примера приведем результаты анализа величин $K_{\text{выт}}$, представленных в проекте по Меретояхинскому месторождению Тюменской области. В июле 2014г. на заседании ЗСНГС ЦКР Роснедр по УВС рассмотрен новый проектно-технологический документ. Отметим, что месторождение содержит $\sim 1/3$ часть запасов в ОНПК ачимовской толщи – с $K < 2$ мД. При этом, представленные в проекте величины $K_{\text{выт}}$ вызвали сомнение у членов ЗСНГС, ввиду значительного разброса по пластам при близких значениях ФЕС (таблица 3.2.5).

Остаточная нефть, принятая в проекте на уровне 38-40% при $K_{\text{нн}}$ – 51-59% представляется явно завышенной, а $K_{\text{выт}}$ – необоснованно заниженными. В результате проведенной проверки, установлено, что $K_{\text{выт}}$, принятые в проекте для трехмерного фильтрационного моделирования, оказались резко (в 1,3-1,8 раза) заниженными, что неприемлемо для качественного проектирования разработки.

Таблица 3.2.5 – Характеристика ФЕС и параметров вытеснения нефти по пластам Меретояхинского месторождения

| Параметры | Продуктивные пласты | | | | | |
|---|---------------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| | Ач ₁ | Ач ₂ | Ач ₃ | Ач ₄ | Ач ₆ | Ач ₇ |
| • Представленные в проекте 2014г. | | | | | | |
| К, мД | 1,3 | 1,4 | 1,9 | 1,1 | 1,1 | 0,9 |
| m, % | 16 | 15 | 16 | 15 | 15 | 15 |
| $K_{\text{нн}}$, % | 59 | 53 | 54 | 51 | 48 | 53 |
| $K_{\text{он}}$, % | 40,1 | 35,9 | 31,6 | 39,3 | 33,0 | 38,4 |
| $K_{\text{выт}}$, доли ед. | 0,321 | 0,323 | 0,414 | 0,229(!) | 0,312 | 0,276(!) |
| • Рассчитанные по обобщенной формуле (3.21) [159] | | | | | | |
| $K_{\text{выт}}$, доли ед. | 0,461 | 0,433 | 0,438 | 0,423 | 0,409 | 0,433 |
| $K_{\text{он}}$, % | 31,8 | 30,1 | 30,4 | 29,4 | 28,3 | 30,1 |
| Разница в $K_{\text{выт}}$ | 1,44 раза | 1,34 раза | 1,06 раза | 1,85 раза | 1,31 раза | 1,57 раза |

Приведенный пример наглядно показывает, что в последнее время внимание членов ЗСНГС ЦКР Роснедр по УВС к вопросу принятия обоснованных коэффициентов вытеснения – усилилось. Отмечено, что в качестве этого ключевого параметра, определяющего величину коэффициента извлечения нефти, в трехмерных моделях нередко принимают случайные величины, не имеющие отношения к практике проектирования разработки особо низкопроницаемых пластов.

Можно сделать также и другое важное замечание: если по всем основным параметрам 3D-геологических и 3D-фильтрационных моделей суще-

ствующие Регламенты предъявляют весьма строгие требования (отклонение – не более $\pm 5\%$), то по коэффициенту вытеснения – какие-либо требования, определяющие достоверность его определения – в Регламенте совершенно отсутствуют. Эта ситуация требует исправления.

Выводы

1. В работе выполнена авторская обработка накопленных сведений о коэффициентах вытеснения нефти водой, полученных по 30 геологическим объектам, представленным особо низкопроницаемыми ($K_{пр} < 10$ мД) коллекторами ряда нефтяных месторождений Западной Сибири.

2. В результате обработки ранее опубликованных исходных данных лабораторных исследований в работе [159] впервые получены приближенные аналитические и графические зависимости, позволяющие более уверенно оценивать параметры коэффициентов остаточной нефтенасыщенности и вытеснения для ультранизкопроницаемых коллекторов нефтяных месторождений Западной Сибири.

3. Указанные зависимости рекомендуется использовать специалистам по трехмерному моделированию на первом этапе проектирования разработки с целью приближенной оценки параметров коэффициентов остаточной нефтенасыщенности и вытеснения в особо низкопроницаемых пластах.

4. В качестве направлений дальнейших исследований в рассматриваемой области можно указать следующие:

- уточнение величин коэффициентов остаточной нефтенасыщенности и вытеснения в области "пограничных" значений начальной нефтенасыщенности (30-35%) и ультранизкой (0,1-1 мД) проницаемости;

- уточнение указанных параметров для ультранизкопроницаемых коллекторов на природных (неизменённых) образцах неэкстрагированного керна, согласно концепции эффективного порового пространства профессора С.Н.Закирова;

- "синхронизация" величин коэффициентов вытеснения, полученных на керне и принимаемых в трехмерных фильтрационных моделях – на один и тот же фиксированный объём прокачки жидкости через поровый объём в керне и в залежи нефти;

- необходимо внести в действующие Регламенты по моделированию разработки норму, устанавливающую допустимую погрешность определения коэффициента вытеснения нефти водой в трехмерных моделях пластов.

5. Консультантам ЗСНГС ЦКР Роснедр по УВС рекомендуется привлекать полученные зависимости при экспертизе проектных работ – в части проверки обоснованности величин коэффициентов остаточной нефтенасыщенности и вытеснения нефти водой, представляемых проектировщиками по особо низкопроницаемым коллекторам.

Глава 4.

Трехмерное моделирование горизонтальных скважин с многостадийными гидроразрывами пласта

4.1. Построение цифровой трёхмерной модели участка нефтяного пласта с ультранизкой проницаемостью^{*)}

В данной главе целью исследования является установление оптимального набора элементов, составляющих технологию многостадийного гидроразрыва в горизонтальных скважинах пласта АС12 Приобского месторождения. А именно: выбор рациональной системы разработки; обоснование выгодного размещения ствола горизонтальной скважины относительно направления линии регионального стресса; определение оптимальной длины горизонтальной части ствола скважины, рационального количества стадий гидроразрыва в горизонтальном стволе; выбор оптимальной полудлины трещин гидроразрыва в пласте.

Аналитические исследования для определения дебитов жидкости горизонтальных скважин, а также горизонтальных с многостадийным гидроразрывом пласта проводились такими отечественными учёными и специалистами как: Полубаринова-Кочина П.Я., Меркулов В.П., Борисов Ю.П., Табаков В.П., Пилатовский В.П., Саттаров М.М., Григорян А.И., Лысенко В.Д., Григулецкий В.Т., Хасанов М.М., Грачёв С.И., Сохошко С.К., Телков А.П. и другие [10, 11, 15, 39, 41, 45, 67, 72, 82, 89, 90, 91, 96, 97, 98, 103, 104, 105, 107, 109, 114, 125, 126, 137, 138, 144, 148, 151, 152, 153], а также зарубежными – Джоши С., Ренард Г., Бабу Д., Батлер Р., Супрунович Р. и другие [2, 8, 42, 43, 53, 81, 120, 127, 142, 190, 191, 192, 193, 194].

Указанные исследования позволяют рассчитать дебиты скважин для условий однородного пласта при стационарном течении жидкости в зоне дренирования скважины. Выбор рациональной системы разработки, определение количества скважин на участке разработки, как правило, осуществляется на упрощённой модели (Хасанов М.М. [152]), включающей один или несколько стандартных элементов.

Кроме указанных выше источников результаты исследования технологии создания множественных трещин за счёт проведения гидроразрывов пласта в горизонтальных скважинах и особенности её реализации нашли своё отражение в частности в работах [23, 55, 58, 64, 66, 68, 92, 100, 107, 124, 130, 131, 132, 143, 150, 163, 165, 172, 178, 189].

В данной главе для решения указанных выше задач использовано трехмерное секторное фильтрационное моделирование в ПК ROXAR. Всего в исследовании рассмотрено всего 50 вариантов разработки характерного участка низкопроницаемого коллектора со свойствами, типичными для пласта АС12 Приобского месторождения. Площадь участка в модели – 25 км², общая толщина пласта – 80 м. Построение геологической модели проведено в программном продукте IRAP RMS компании ROXAR. Размерность модели –

^{*)} Глава 4 написана в соавторстве и И.В.Назаровой и Т.Н.Гусейновым /ООО "Проектное Бюро «ТЭРМ»/

100×100×200 ячеек, общее количество ячеек – 2 миллиона. Размеры ячеек по осям X, Y, Z – 50 м×50 м×0,4 м.

Куб литологии рассчитан с использованием стохастического пиксельного метода (Facies: indicators), основанного на интерполяции вероятности наличия пород различного и подразумевающего проведение нескольких реализаций. Дискретный куб литологии для участка моделирования просчитан 21 раз. Полученный в результате непрерывный куб песчанистости переведен в дискретный формат с использованием отсечки (рисунки 4.1, 4.2).

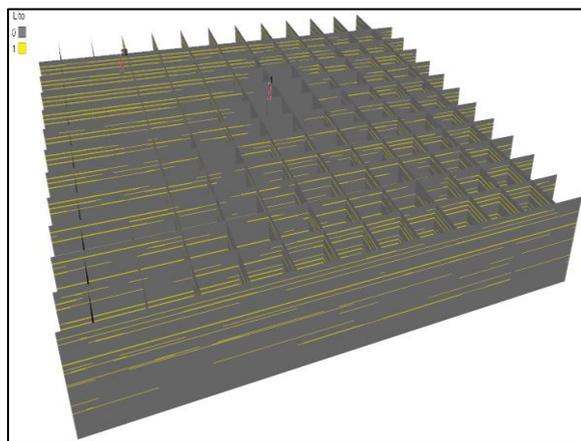


Рисунок 4.1 Куб литологии участка

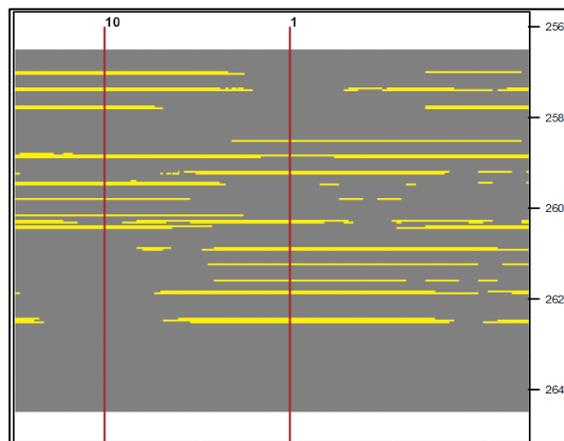


Рисунок 4.2 Разрез по кубу литологии участка

Используемые в настоящей работе кривые относительных фазовых проницаемостей для нефти и воды, определенные на керне пласта АС12, были модифицированы с учетом функции проводимости (рисунок 4.3).

Фильтрационно-емкостные свойства пород и физико-химические свойства флюидов в модели соответствуют средним параметрам пласта АС12 (таблица 4.1).

Зависимость для расчета коэффициента вытеснения $K_{\text{выт}}$ (доли ед.) от коэффициента проницаемости $K_{\text{пр}}$ (мД) получена по данным исследований керна пласта АС12 в подсчете запасов нефти и газа Приобского месторождения 2010г (исполнитель – ООО "Газпромнефть-НТЦ"):

$$K_{\text{выт}} = 0,031 \times \ln(K_{\text{пр}}) + 0,434. \quad (4.1)$$

Коэффициент остаточной нефтенасыщенности $K_{\text{он}}$ рассчитан по формуле:

$$K_{\text{он}} = K_{\text{нн}} \times (1 - K_{\text{выт}}), \quad (4.2)$$

где: $K_{\text{нн}}$ – коэффициент начальной нефтенасыщенности.

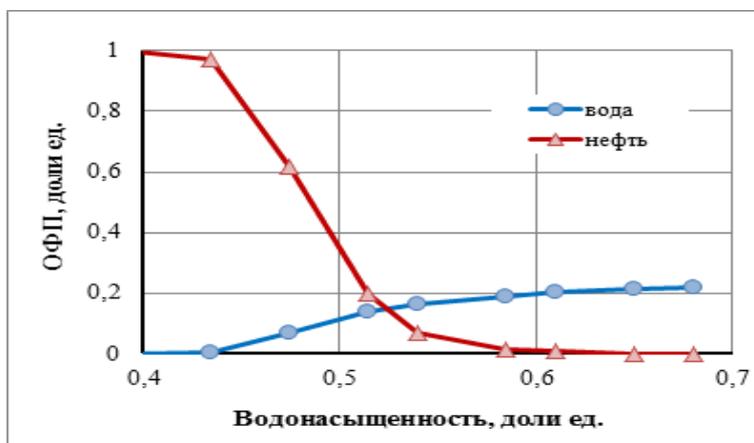


Рисунок 4.3 Модифицированные ОФП для фильтрационной модели

Таблица 4.1 – Параметры участка трехмерного моделирования

| Параметры | Значение |
|--|----------|
| Геологические запасы нефти по участку, тыс.т | 13198 |
| Начальные извлекаемые запасы нефти, тыс.т | 3705 |
| Коэффициент извлечения нефти, доли ед. | 0,277 |
| Глубина залегания пласта, м | 2570 |
| Общая толщина, м | 80 |
| Нефтенасыщенная толщина, м | 6,5 |
| Пористость, % | 17 |
| Нефтенасыщенность, % | 61 |
| Проницаемость, мД | 3,3 |
| Коэффициент песчанности, доли ед. | 0,12 |
| Коэффициент расчлененности, б/р. | 8,2 |
| Начальная пластовая температура, °С | 92 |
| Начальное пластовое давление, МПа | 27,2 |
| Давление насыщения нефти газом, МПа | 7,84 |
| Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа с | 1,38 |
| Плотность нефти в пластовых условиях, т/м ³ | 0,818 |
| Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м ³ | 0,867 |
| Объемный коэффициент нефти, б/р | 1,144 |
| Газосодержание нефти, м ³ /т | 53 |
| Сжимаемость нефти, 1/МПа×10 ⁻⁴ | 10,6 |
| Плотность воды в пластовых условиях, т/м ³ | 1,003 |
| Коэффициент остаточной нефтенасыщенности, доли ед. | 0,323 |
| Коэффициент вытеснения, доли ед. | 0,471 |

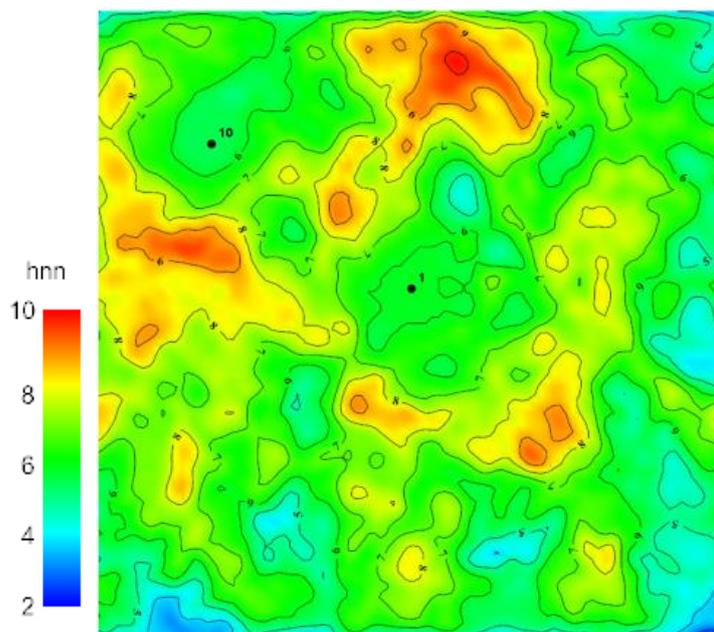


Рисунок 4.4 Карта нефтенасыщенной толщины пласта на участке моделирования

Для обоснования $K_{\text{он}}$ и $K_{\text{выт}}$ были также привлечены обобщенные зависимости, приведенные в статье [159], полученные для 30 особо низкопроницаемых ($K_{\text{ср}} - 3\text{мД}$) пластов нефтяных месторождений Западной Сибири.

При моделировании разработки задано, что все скважины вводятся в эксплуатацию одновременно, причем число дней работы в первый год – 160, а в последующие – 328. Принятые забойные давления для добывающих скважин составляют 5МПа, для нагнетательных – 46 МПа, период расчетов – 30 лет.

Основная сложность при построении гидродинамической модели, предназначенной для определения оптимальных параметров систем разработки низкопроницаемых коллекторов горизонтальными скважинами с МсГРП, состоит в корректности моделирования трещин гидроразрыва [167]. Для численного моделирования скважин с гидроразрывом пласта в симуляторе TEMPEST применяют следующие подходы: моделирование трещины ГРП при помощи отрицательного скин-фактора; применение локального измельчения сетки в области трещины ГРП; задание трещины с помощью опции WFRA (угол направления, длина, ширина, проницаемость трещины); изменение проницаемости в районе скважины (KMOD, SRVW); трещина ГРП задается как боковой ствол (BRANCH). Каждый из методов имеет свои преимущества. Для более детального изучения влияния количества проводимых ГРП на дебит ГС и выработку запасов использован комплексный подход, а именно: трещины ГРП моделировались как боковые стволы. Затем с помощью опции SRVW задавалось увеличение проницаемости в районе трещины.

4.2. Моделирование разработки участка системами вертикальных (с гидроразрывом) и горизонтальных (без гидроразрыва) скважин

В целях упрощения поиска оптимальных решений поставленной задачи исследование было разделено на два этапа:

1. На первом этапе для выбранного участка рассмотрена апробированная на Приобском месторождении однорядная система разработки. Расстояние между рядами – 433 м, между скважинами – 500 м. Всего рассмотрено 10 основных вариантов разработки. В каждом из вариантов (кроме 5 и 6) реализовано «лобовое» (т.е. не «шахматное») расположение добывающих и нагнетательных скважин в соседних рядах (таблица 4.2, рисунок 4.5). В расчетах рассмотрены различные типы конструкций добывающих и нагнетательных скважин: только наклонно-направленные скважины с гидравлическим разрывом пласта (вариант 1), сочетание горизонтальных скважин с различной длиной горизонтального участка ствола (без ГРП) и наклонно-направленных скважин с гидравлическим разрывом пласта (варианты 2-4), только горизонтальные скважины без МсГРП (варианты 5-10).

Таблица 4.2 – Характеристика основных вариантов разработки участка

| Но- мер вари- анта | Количество скважин, шт. | | всего | Конструкция скважин (длина ГС) | | Располо- жение в пласте | Размещение скважин относительно линии стресса |
|-----------------------------|----------------------------|---------------------|-------|-----------------------------------|---------------------|-------------------------------|--|
| | добы- вающих | нагнета- тельных | | добыва- ющие | нагнета- тельные | | |
| 1 | 34 | 34 | 68 | ННС с ГРП | ННС с ГРП | Лобовое | Параллельно |
| 2 | 14 | 33 | 47 | ГС 500 м | ННС с ГРП | Лобовое | Параллельно |
| 3 | 12 | 33 | 45 | ГС 1000 м | ННС с ГРП | Лобовое | Параллельно |
| 4 | 8 | 33 | 41 | ГС 1500 м | ННС с ГРП | Лобовое | Параллельно |
| 5 | 14 | 17 | 31 | ГС 500 м | ГС 500 м | Шахматное | Параллельно |
| 6 | 14 | 17 | 31 | ГС 500 м | ГС 500 м | Шахматное | Перпендикулярно |
| 7 | 12 | 17 | 29 | ГС 750 м | ГС 500 м | Лобовое | Параллельно |
| 8 | 12 | 17 | 29 | ГС 750 м | ГС 500 м | Лобовое | Перпендикулярно |
| 9 | 8 | 16 | 24 | ГС 1000 м | ГС 500 м | Лобовое | Параллельно |
| 10 | 8 | 16 | 24 | ГС 1500 м | ГС 500 м | Лобовое | Параллельно |

2. На втором этапе была исследована эффективность применения многостадийного гидроразрыва пласта в горизонтальной скважине, а также зависимость технологических показателей разработки непосредственно от числа стадий гидроразрыва. Кроме того, было изучено влияние на технологические показатели значения полудлины трещины гидроразрыва, параллельного или перпендикулярного направления ее распространения относительно ствола горизонтальных скважин. Всего на этапе 2 рассмотрено 40 подвариантов для пяти выбранных вариантов размещения горизонтальных скважин (варианты 5-9).

Результаты расчетов показателей разработки по рассмотренным 10 основным вариантам представлены в таблице 4.3 и на рисунках 4.6, 4.7.

Анализ технологических показателей, полученных на первом этапе моделирования по десяти вариантам разработки, позволил сделать следующие выводы:

1. Дебиты жидкости и накопленная добыча варианта 1 (ННС + ГРП) близки к показателям по варианту 2 (ГС – 500 м без многостадийного гидроразрыва);

2. Расположение горизонтальных скважин (без многостадийного гидроразрыва пласта) с различной длиной ствола – вдоль или поперек линии регионального стресса (варианты 5-8) практически не влияет на показатели разработки – рисунки 4.5, 4.6;

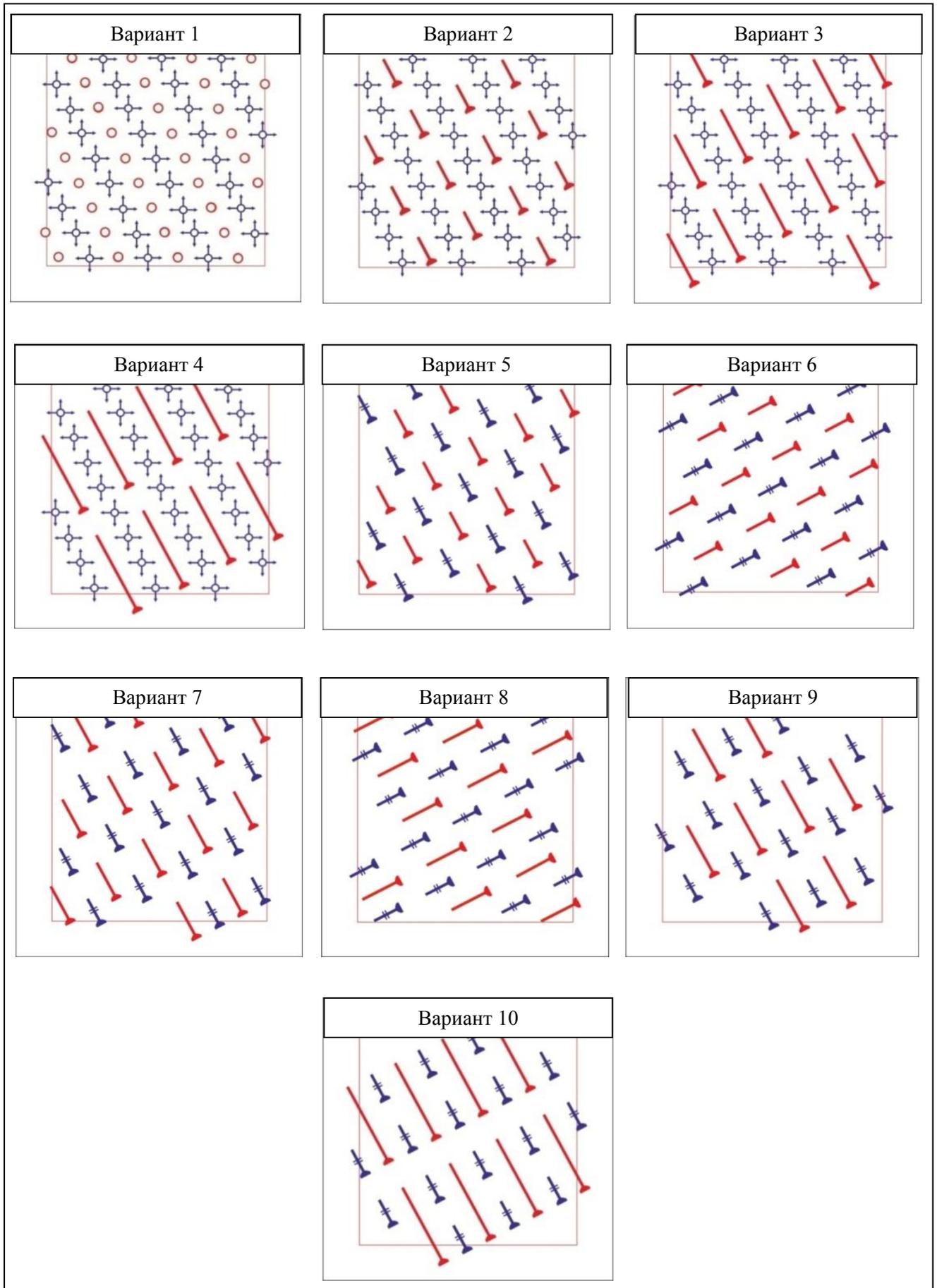


Рисунок 4.5 Основные варианты размещения скважин на участке моделирования горизонта АС10-12

Для ознакомления. Номера страниц не совпадают с официальной версией.

Таблица 4.3 – Технологические показатели основных вариантов разработки

| Показатели | Варианты разработки | | | | | | | | | | |
|---|---------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|------|
| | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | |
| Максимальные уровни | | | | | | | | | | | |
| Добыча нефти, тыс.т | 169,7 | 65,7 | 84,8 | 65,3 | 66,4 | 67,9 | 72,2 | 71,1 | 57,9 | 65,3 | |
| Добыча жидкости, тыс.т | 170,6 | 66 | 85,4 | 65,9 | 66,8 | 68,3 | 72,7 | 71,5 | 58,3 | 65,9 | |
| Закачка воды, тыс.м ³ | 195,1 | 109,5 | 90,7 | 65,4 | 69,4 | 69,4 | 74,9 | 74,9 | 59,6 | 64,3 | |
| Темп отбора от НИЗ, % | 4,58 | 1,77 | 1,46 | 1,76 | 1,79 | 1,83 | 1,95 | 1,92 | 1,56 | 1,76 | |
| Фонд скважин | | | | | | | | | | | |
| Общий фонд - всего | 67 | 47 | 45 | 41 | 31 | 31 | 29 | 29 | 24 | 24 | |
| • Добывающих | 34 | 14 | 12 | 8 | 14 | 14 | 12 | 12 | 8 | 8 | |
| из них ННС с ГРП | 34 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | |
| Горизонтальных | - | 14 | 12 | 8 | 14 | 14 | 12 | 12 | 8 | 8 | |
| • Нагнетательных | 33 | 33 | 33 | 33 | 17 | 17 | 17 | 17 | 16 | 16 | |
| из них ННС с ГРП | 33 | 33 | 33 | 33 | - | - | - | - | - | - | |
| Горизонтальных | - | - | - | - | 17 | 17 | 17 | 17 | 16 | 16 | |
| Накопленные за 30 лет показатели | | | | | | | | | | | |
| Добыча, тыс.т | нефти | 2504 | 1461 | 1672 | 1278 | 1588 | 1621 | 1499 | 1514 | 1142 | 1279 |
| | жидкости | 5092 | 1814 | 2355 | 1721 | 1766 | 1811 | 1973 | 1954 | 1571 | 1714 |
| Закачка воды, тыс.м ³ | 5764 | 2077 | 2684 | 1933 | 2051 | 2051 | 2215 | 2215 | 1763 | 1902 | |
| ВНФ, т/т | 1,03 | 0,24 | 0,41 | 0,35 | 0,11 | 0,12 | 0,32 | 0,29 | 0,38 | 0,34 | |
| Удельные накопленные показатели | | | | | | | | | | | |
| Добыча нефти на одну скважину за 30 лет, тыс.т | 37 | 31 | 37 | 31 | 51 | 52 | 51 | 52 | 48 | 53 | |
| Добыча нефти на одну добывающую скважину за 30 лет, тыс.т | 74 | 104 | 139 | 160 | 113 | 115 | 124 | 126 | 143 | 160 | |
| Нефтеотдача | | | | | | | | | | | |
| КИН на 30-й год, доли. ед. | 0,187 | 0,109 | 0,125 | 0,096 | 0,119 | 0,121 | 0,112 | 0,113 | 0,085 | 0,096 | |
| КИН на конец разработки, доли ед. | 0,269 | 0,191 | 0,22 | 0,185 | 0,209 | 0,211 | 0,201 | 0,204 | 0,16 | 0,18 | |
| Темп отбора от ТИЗ на 30-й год, % | 2,29 | 1,27 | 1,66 | 1,05 | 1,54 | 1,57 | 1,28 | 1,32 | 0,86 | 1,07 | |

3. В вариантах 2-4 (добывающие горизонтальные скважины без многостадийного гидроразрыва пласта совместно с нагнетательными наклонно-направленными скважинами с гидроразрывом пласта) увеличение длины ствола горизонтальной скважины с 500 до 1000 м приводит к росту дебита жидкости на 50%, а дальнейшее – с 1000 до 1500 м – лишь на 9,2%.

4. В вариантах 5-10 разработки участка горизонтальными скважинами (без гидроразрыва пласта) изменение длины ствола с 500 до 750 м, с 750 до 1000 м и с 1000 до 1500 м обеспечивает увеличение дебита жидкости на 30, 20 и 9%, соответственно.

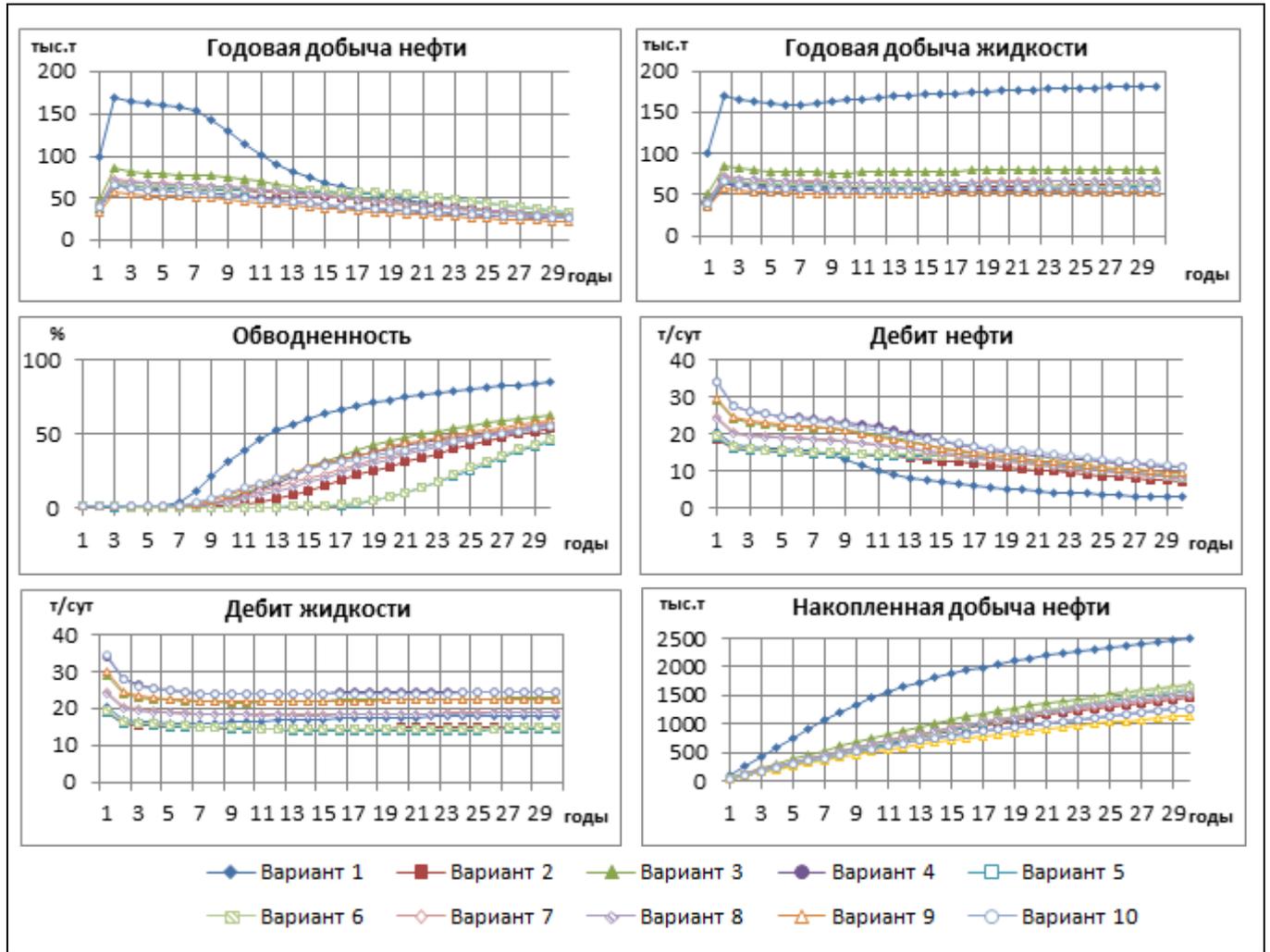
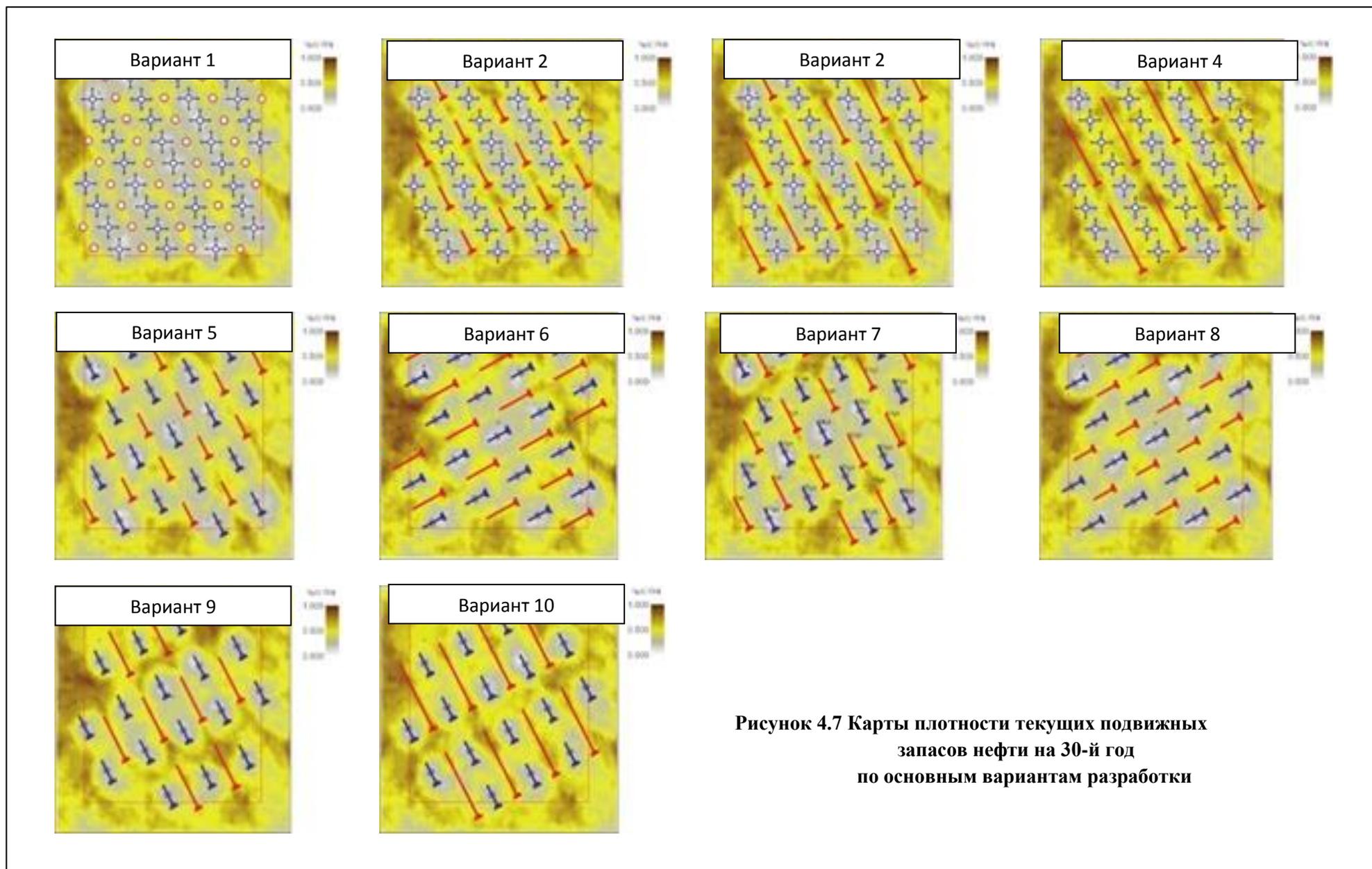


Рисунок 4.6 Динамика технологических показателей вариантов разработки

Таким образом, в рассматриваемых геологических условиях, кратное (последующее) увеличение протяженности горизонтального участка не дает столь же пропорционального дополнительного увеличения дебита жидкости;

5. При шахматном расположении скважин обводнение участка происходит на 5-6 лет позднее, чем при лобовом их размещении;

6. По экономическим критериям варианты 2-4 уступают вариантам 5-9 (см. главу 7). Однако, достижение утвержденного коэффициента извлечения нефти, равного 0,277, в вариантах 5-9 невозможно без оптимизации процесса выработки запасов путем проведения многостадийного гидроразрыва пласта в горизонтальных скважинах.



4.3. Моделирование разработки участка системами горизонтальных скважин с многостадийными гидроразрывами пласта

На втором этапе расчетов для выбора рационального варианта разработки участка горизонтальными скважинами /на базе пяти основных вариантов (5-9)/ были исследованы следующие направления:

1) Определение оптимального количества стадий многостадийного гидроразрыва пласта (в интервале от 2 до 14) в горизонтальных скважинах различной длины – как в добывающих, так и в нагнетательных скважинах;

2) Определение рационального направления распространения создаваемых трещин гидроразрыва пласта - вдоль или поперек ствола горизонтальной скважины;

3) Влияние размера (полудлины) трещины гидроразрыва (50 или 100 м) при многостадийном гидроразрыве пласта в горизонтальной скважине на показатели разработки участка.

Многостадийные гидроразрывы моделировались в виде трещин, расположенных в пределах горизонтального участка на равном расстоянии друг от друга. Расстояние между трещинами назначалось в зависимости от количества моделируемых стадий многостадийного гидроразрыва пласта (рисунок 4.8).

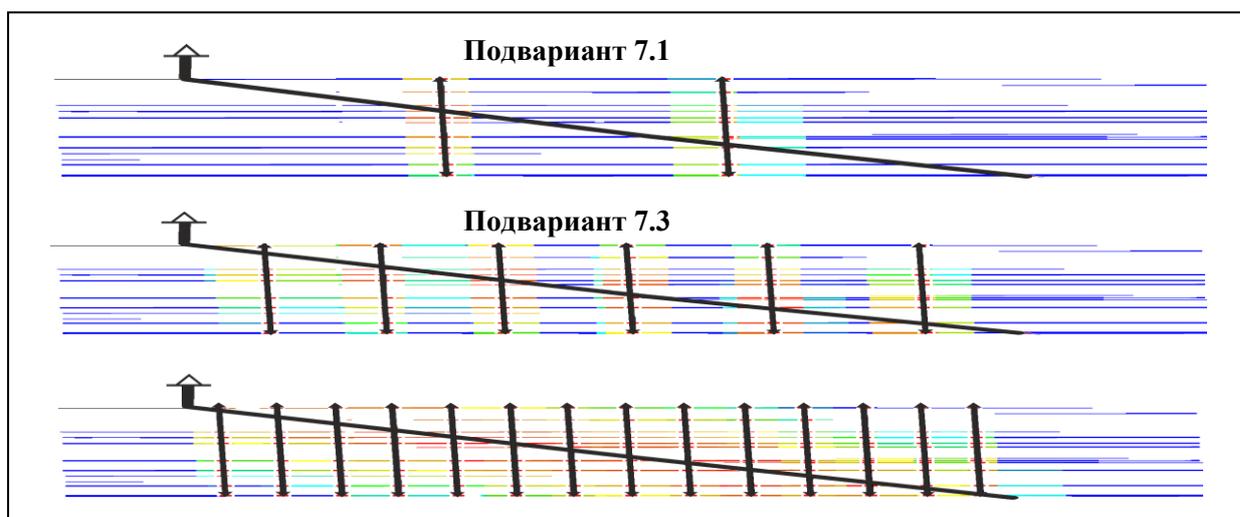


Рисунок 4.8 Схемы проведения многостадийных ГРП в ГС на участке

Всего было рассмотрено шесть подвариантов с многостадийным гидроразрывом пласта – для вариантов 5 и 6, двенадцать подвариантов с многостадийным гидроразрывом пласта – для вариантов 7 и 8 и четыре подварианта с многостадийным гидроразрывом пласта – для варианта 9 (таблица 4.4), всего исследовано – 40 подвариантов разработки участка.

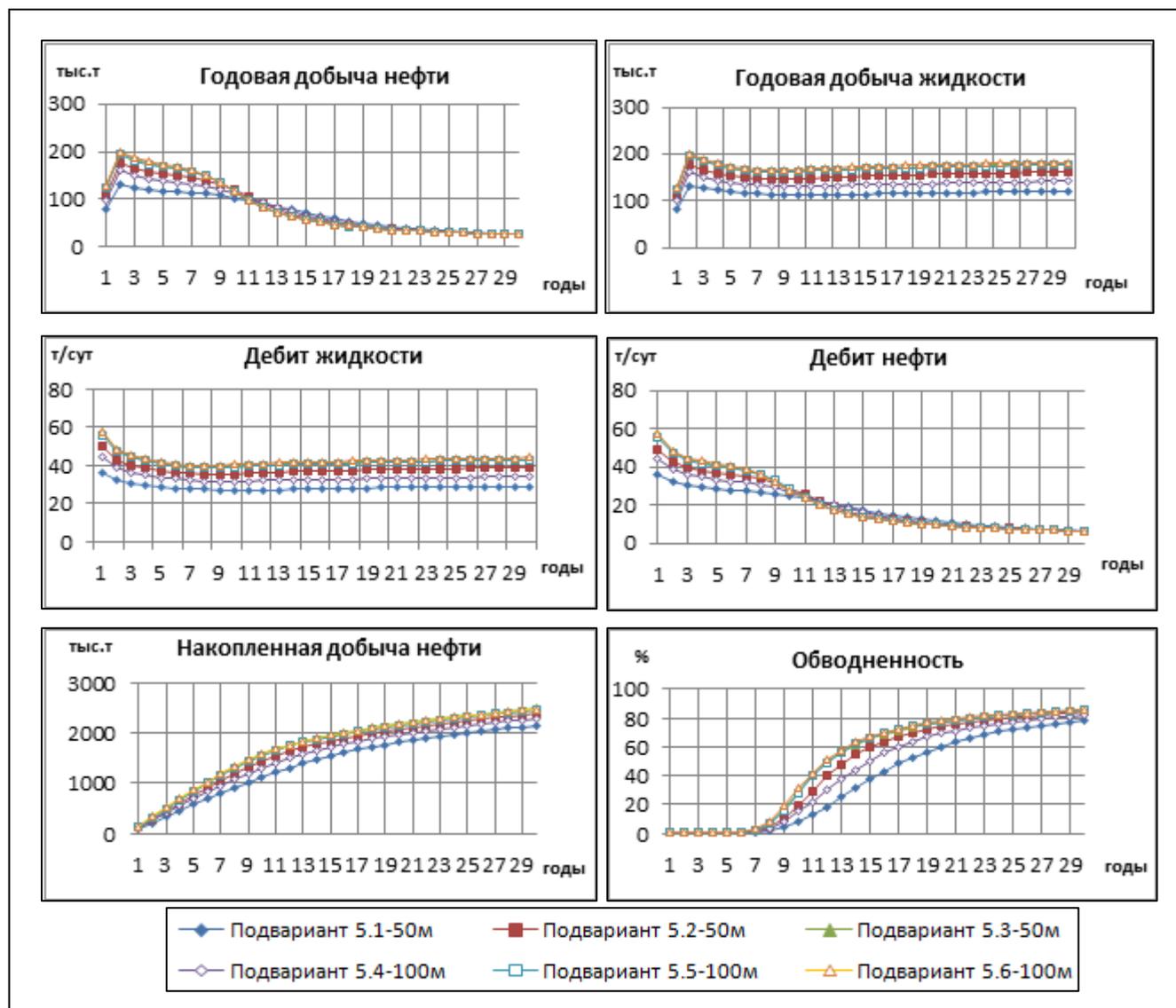


Рисунок 4.9 Динамика технологических показателей подвариантов 5.1-5.6

В результате расчетов по вариантам 5, 6 установлено следующее:

1. При шахматном размещении горизонтальных скважин (500м) – параллельно линии регионального стресса (подварианты 5.1-5.6) дебит нефти при проведении двухстадийного гидроразрыва пласта составляет 39 т/сут, при проведении пятистадийного гидроразрыва – 60 т/сут. Увеличение полудлины трещины в два раза позволяет нарастить дебит на 10%. При установлении расстояния между трещинами гидроразрыва пласта менее 100 м, эффект от увеличения полудлины трещины сокращается до минимума (рисунок 4.11);

2. При шахматном размещении горизонтальных скважин (500м) – перпендикулярно линии регионального стресса (подварианты 6.1-6.6) дебит нефти при изменении числа стадий гидроразрыва пласта с 2 до 5 возрастает почти вдвое. Увеличение полудлины трещины в два раза позволяет нарастить дебит – ещё на 10%, причем эффект практически сохраняется даже при сокращении расстояния между трещинами (рисунок 4.12).

Таблица 4.4 Подварианты разработки с применением многостадийным гидроразрывом пласта в горизонтальных скважинах (для вариантов 5-9)

| Наименование | Вариант 5 | | | | | | | | | | | |
|---------------------------------|-----------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|------|------|------|
| | 5.1 | | 5.2 | | 5.3 | | 5.4 | | 5.5 | | 5.6 | |
| Подварианты | 5.1 | | 5.2 | | 5.3 | | 5.4 | | 5.5 | | 5.6 | |
| Количество ГРП: в добывающих | 2 | | 3 | | 5 | | 2 | | 3 | | 5 | |
| в нагнетательных | 1 | | 2 | | 3 | | 1 | | 2 | | 3 | |
| Полудлина трещины, м. | 50 | | 50 | | 50 | | 100 | | 100 | | 100 | |
| | Вариант 6 | | | | | | | | | | | |
| Подварианты | 6.1 | | 6.2 | | 6.3 | | 6.4 | | 6.5 | | 6.6 | |
| Количество ГРП: в добывающих | 2 | | 3 | | 5 | | 2 | | 3 | | 5 | |
| в нагнетательных | 1 | | 2 | | 3 | | 1 | | 2 | | 3 | |
| Полудлина трещины, м. | 50 | | 50 | | 50 | | 100 | | 100 | | 100 | |
| | Вариант 7 | | | | | | | | | | | |
| Подварианты | 7.1 | 7.2 | 7.3 | 7.4 | 7.5 | 7.6 | 7.7 | 7.8 | 7.9 | 7.10 | 7.11 | 7.12 |
| Количество ГРП: в добывающих | 2 | 4 | 6 | 8 | 10 | 12 | 2 | 4 | 6 | 8 | 10 | 12 |
| в нагнетательных | 2 | 3 | 4 | 4 | 5 | 5 | 2 | 3 | 4 | 4 | 5 | 5 |
| Полудлина трещины, м. | 50 | 50 | 50 | 50 | 50 | 50 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 |
| | Вариант 8 | | | | | | | | | | | |
| Подварианты | 8.1 | 8.2 | 8.3 | 8.4 | 8.5 | 8.6 | 8.7 | 8.8 | 8.9 | 8.10 | 8.11 | 8.12 |
| Количество ГРП: в добывающих | 2 | 4 | 6 | 8 | 10 | 12 | 2 | 4 | 6 | 8 | 10 | 12 |
| в нагнетательных | 2 | 3 | 4 | 4 | 5 | 5 | 2 | 3 | 4 | 4 | 5 | 5 |
| Полудлина трещины, м. | 50 | 50 | 50 | 50 | 50 | 50 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 |
| | Вариант 9 | | | | | | | | | | | |
| Подварианты | 9.1 | | | 9.2 | | | 9.3 | | | 9.4 | | |
| Количество ГРП: в добывающих | 3 | | | 5 | | | 7 | | | 9 | | |
| в нагнетательных | 2 | | | 3 | | | 4 | | | 4 | | |
| Полудлина трещины, м. | 50 | | | 50 | | | 50 | | | 50 | | |

Таблица 4.5 – Технологические показатели подвариантов 5.1–5.6

| Показатели | Подварианты | | | | | | |
|---|-------------|-------|-------|-------|-------|-------|------|
| | 5.1 | 5.2 | 5.3 | 5.4 | 5.5 | 5.6 | |
| Максимальные уровни | | | | | | | |
| Добыча нефти, тыс.т | 132,3 | 175,2 | 198,3 | 159,3 | 194,7 | 199,1 | |
| Добыча жидкости, тыс.т | 133,2 | 176,6 | 200 | 160,5 | 196,3 | 200,1 | |
| Закачка воды, тыс.м ³ | 135,7 | 175,9 | 191 | 155,8 | 191 | 196 | |
| Темп отбора от НИЗ, % | 3,57 | 4,73 | 5,35 | 4,3 | 5,25 | 5,37 | |
| Фонд скважин | | | | | | | |
| Общий фонд - всего | 31 | 31 | 31 | 31 | 31 | 31 | |
| • Добывающих | 14 | 14 | 14 | 14 | 14 | 14 | |
| из них ННС с ГРП | - | - | - | - | - | - | |
| Горизонтальных | 14 | 14 | 14 | 14 | 14 | 14 | |
| • Нагнетательных | 17 | 17 | 17 | 17 | 17 | 17 | |
| из них ННС с ГРП | - | - | - | - | - | - | |
| Горизонтальных | 17 | 17 | 17 | 17 | 17 | 17 | |
| Накопленные за 30 лет показатели | | | | | | | |
| Добыча, тыс.т | нефти | 2161 | 2399 | 2496 | 2299 | 2472 | 2494 |
| | жидкости | 3485 | 4630 | 5127 | 4096 | 5093 | 5236 |
| Закачка воды, тыс.м ³ | 4014 | 5203 | 5649 | 4608 | 5649 | 5798 | |
| ВНФ, т/т | 0,61 | 0,93 | 1,05 | 0,78 | 1,06 | 1,1 | |
| Удельные накопленные показатели | | | | | | | |
| Добыча нефти на одну скважину за 30 лет, тыс.т | 69,7 | 77,4 | 80,5 | 74,2 | 79,7 | 80,5 | |
| Добыча нефти на одну добывающую скважину за 30 лет, тыс.т | 154,4 | 171,4 | 178,3 | 164,2 | 176,6 | 178,1 | |
| Нефтеотдача | | | | | | | |
| КИН на 30-й год, доли. ед. | 0,162 | 0,179 | 0,187 | 0,172 | 0,185 | 0,186 | |
| КИН на конец разработки, доли ед. | 0,259 | 0,272 | 0,276 | 0,267 | 0,275 | 0,274 | |
| Темп отбора от ТИЗ на 30-й год, % | 1,67 | 1,95 | 2,12 | 1,8 | 2,07 | 2,1 | |

Таблица 4.6 – Технологические показатели подвариантов 6.1–6.6

| Показатели | Подварианты | | | | | | |
|---|-------------|-------|-------|-------|-------|-------|------|
| | 6.1 | 6.2 | 6.3 | 6.4 | 6.5 | 6.6 | |
| Максимальные уровни | | | | | | | |
| Добычи нефти, тыс.т | 135,9 | 154,4 | 207,5 | 143,3 | 164,1 | 226 | |
| Добычи жидкости, тыс.т | 136,9 | 155,5 | 209,2 | 144,3 | 165,4 | 227,8 | |
| Закачки воды, тыс.м ³ | 138,2 | 158,3 | 216,1 | 145,8 | 168,4 | 236,2 | |
| Темп отбора от НИЗ, % | 3,67 | 4,17 | 5,6 | 3,87 | 4,43 | 6,1 | |
| Фонд скважин | | | | | | | |
| Общий фонд - всего | 31 | 31 | 31 | 31 | 31 | 31 | |
| • Добывающих | 14 | 14 | 14 | 14 | 14 | 14 | |
| из них ННС с ГРП | - | - | - | - | - | - | |
| Горизонтальных | 14 | 14 | 14 | 14 | 14 | 14 | |
| • Нагнетательных | 17 | 17 | 17 | 17 | 17 | 17 | |
| из них ННС с ГРП | - | - | - | - | - | - | |
| Горизонтальных | 17 | 17 | 17 | 17 | 17 | 17 | |
| Накопленные за 30 лет показатели | | | | | | | |
| Добыча, тыс.т | нефти | 2172 | 2292 | 2514 | 2199 | 2326 | 2562 |
| | жидкости | 3595 | 4137 | 5704 | 3796 | 4418 | 6269 |
| Закачка воды, тыс.м ³ | 4088 | 4683 | 6375 | 4311 | 4980 | 6960 | |
| ВНФ, т/т | 0,65 | 0,8 | 1,27 | 0,73 | 0,9 | 1,45 | |
| Удельные накопленные показатели | | | | | | | |
| Добыча нефти на одну скважину за 30 лет, тыс.т | 70 | 74 | 81 | 71 | 75 | 83 | |
| Добыча нефти на одну добывающую скважину за 30 лет, тыс.т | 155 | 164 | 180 | 157 | 166 | 183 | |
| Нефтеотдача | | | | | | | |
| КИН на 30-й год, доли. ед. | 0,162 | 0,141 | 0,188 | 0,164 | 0,174 | 0,192 | |
| КИН на конец разработки, доли ед. | 0,252 | 0,263 | 0,277 | 0,254 | 0,365 | 0,279 | |
| Темп отбора от ТИЗ на 30-й год, % | 1,65 | 1,8 | 2,15 | 1,67 | 1,84 | 2,24 | |

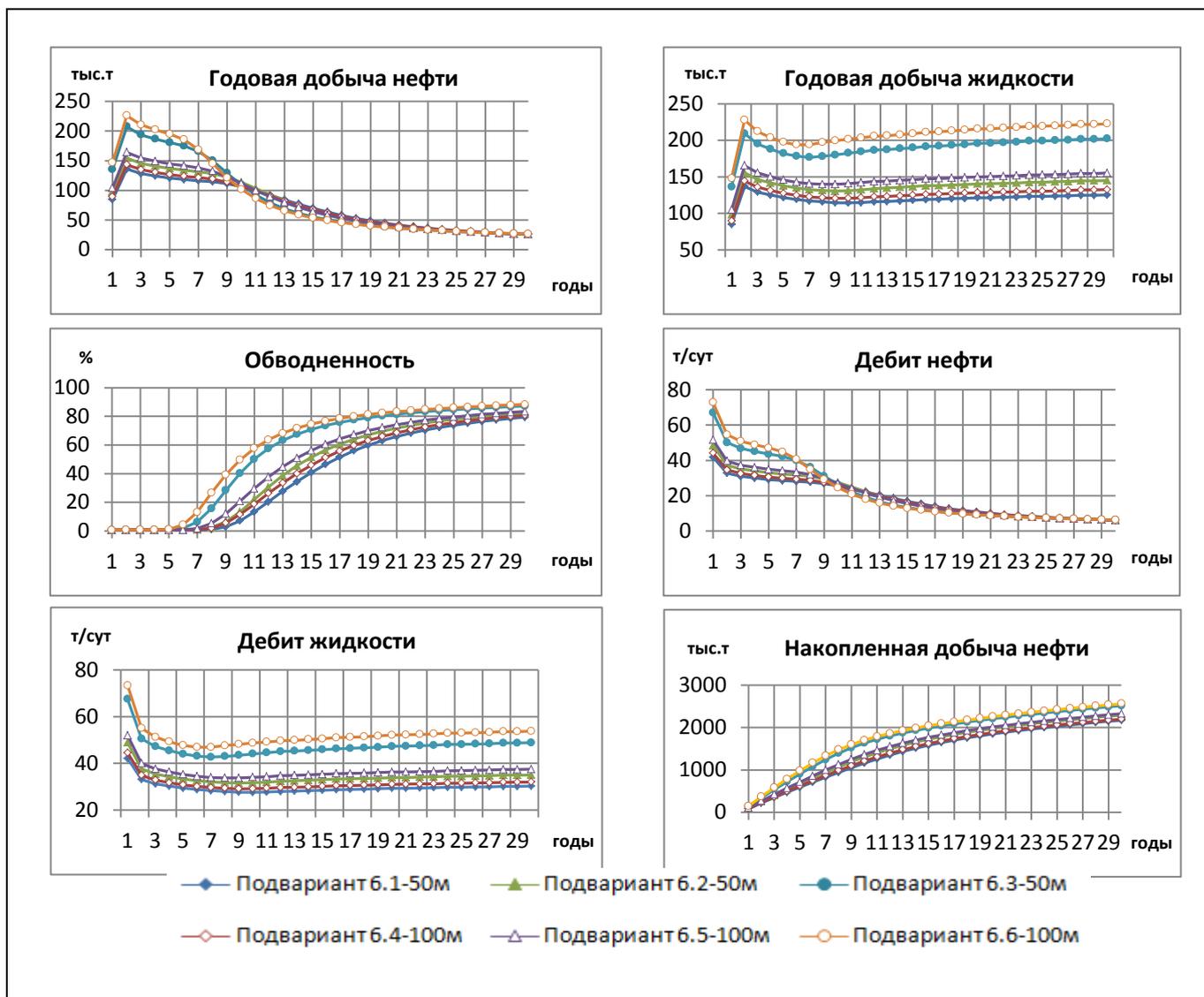


Рисунок 4.10 Динамика технологических показателей подвариантов 6.1-6.6

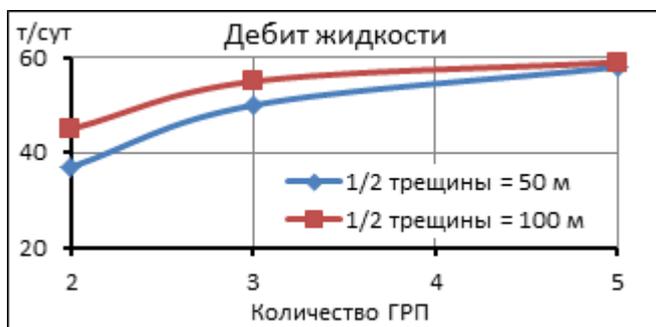


Рисунок 4.11 Зависимость дебита жидкости ГС от количества стадий МсГРП (подварианты 5.1-5.6) Скважины – // линии стресса

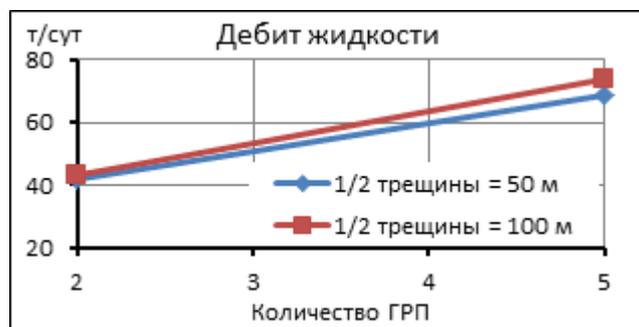


Рисунок 4.12 Зависимость дебита жидкости ГС от количества стадий МсГРП (подварианты 6.1-6.6) Скважины – ⊥ линии стресса

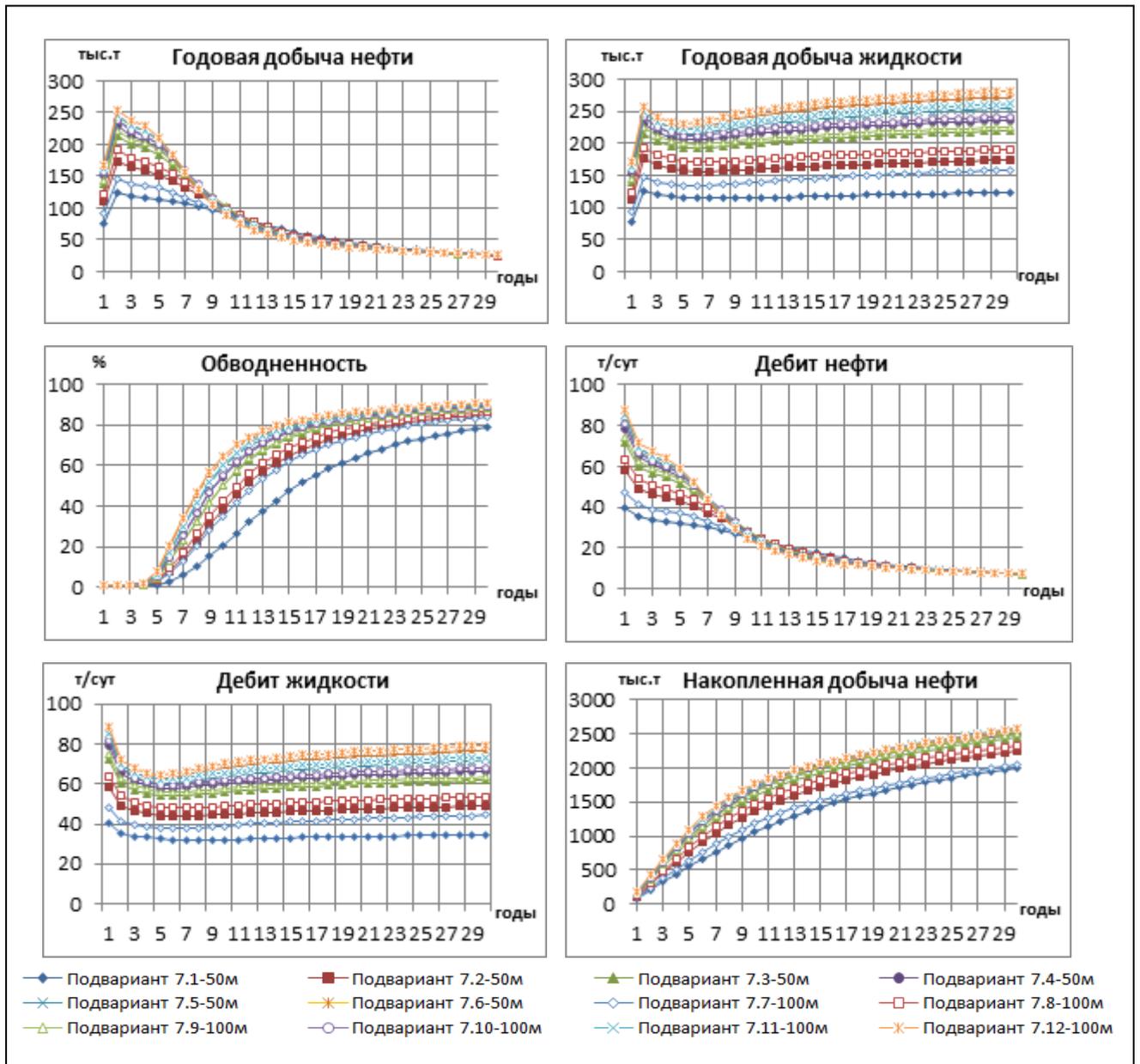


Рисунок 4.13 Динамика технологических показателей подвариантов 7.1-7.12

Таблица 4.7 – Технологические показатели подвариантов 7.1-7.12

| Показатели | Подварианты | | | | | | | | | | | | |
|---|-------------|-------|-------|-------|-------|------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|------|
| | 7.1 | 7.2 | 7.3 | 7.4 | 7.5 | 7.6 | 7.7 | 7.8 | 7.9 | 7.10 | 7.11 | 7.12 | |
| Максимальные уровни | | | | | | | | | | | | | |
| Добычи нефти, тыс.т | 125 | 174 | 213 | 229 | 238 | 245 | 146 | 191 | 222 | 237 | 246 | 254 | |
| Добычи жидкости, тыс.т | 126 | 175 | 215 | 231 | 240 | 248 | 148 | 192 | 224 | 239 | 248 | 256 | |
| Закачки воды, тыс.м ³ | 135 | 186 | 231 | 246 | 266 | 281 | 170 | 201 | 236 | 251 | 271 | 291 | |
| Темп отбора от НИЗ, % | 3,38 | 4,7 | 5,75 | 6,18 | 6,43 | 6,63 | 3,96 | 5,15 | 6 | 6,41 | 6,65 | 6,86 | |
| Фонд скважин | | | | | | | | | | | | | |
| Общий фонд - всего | 29 | 29 | 29 | 29 | 29 | 29 | 29 | 29 | 29 | 29 | 29 | 29 | |
| • Добывающих | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | |
| из них ННС с ГРП | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | |
| Горизонтальных | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | |
| • Нагнетательных | 17 | 17 | 17 | 17 | 17 | 17 | 17 | 17 | 17 | 17 | 17 | 17 | |
| из них ННС с ГРП | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | |
| Горизонтальных | 17 | 17 | 17 | 17 | 17 | 17 | 17 | 17 | 17 | 17 | 17 | 17 | |
| Накопленные за 30 лет показатели | | | | | | | | | | | | | |
| Добыча, тыс.т | нефти | 1997 | 2254 | 2451 | 2514 | 2530 | 2542 | 2046 | 2336 | 2506 | 2567 | 2575 | 2569 |
| | жидкости | 3516 | 4907 | 6152 | 6601 | 7040 | 7466 | 4339 | 5369 | 6336 | 6780 | 7245 | 7716 |
| Закачка воды, тыс.м ³ | 4013 | 5500 | 6838 | 7284 | 7878 | 8324 | 5054 | 5946 | 6987 | 7432 | 8027 | 8622 | |
| ВНФ, т/т | 0,76 | 1,18 | 1,51 | 1,63 | 1,78 | 1,94 | 1,12 | 1,3 | 1,53 | 1,64 | 1,81 | 2 | |
| Удельные накопленные показатели | | | | | | | | | | | | | |
| Добыча нефти на одну скважину за 30 лет, тыс.т | 69 | 78 | 84 | 86 | 87 | 87 | 70 | 80 | 86 | 88 | 88,8 | 88,5 | |
| Добыча нефти на одну добывающую скважину за 30 лет, тыс.т | 166 | 188 | 204 | 209 | 211 | 212 | 170 | 194 | 209 | 214 | 215 | 214 | |
| Нефтеотдача | | | | | | | | | | | | | |
| КИН на 30-й год, доли ед. | 0,149 | 0,168 | 0,183 | 0,188 | 0,189 | 0,19 | 0,153 | 0,175 | 0,187 | 0,192 | 0,193 | 0,192 | |
| КИН на конец разработки, доли ед. | 0,247 | 0,265 | 0,27 | 0,273 | 0,277 | 0,27 | 0,25 | 0,268 | 0,273 | 0,276 | 0,273 | 0,27 | |
| Темп отбора от ГИЗ на 30-й год, % | 1,51 | 1,71 | 2 | 2,12 | 2,15 | 2,2 | 1,49 | 1,8 | 2,08 | 2,21 | 2,24 | 2,22 | |

Таблица 4.8 – Технологические показатели подвариантов 8.1-8.12

| Показатели | Подварианты | | | | | | | | | | | | |
|--|-------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|------|
| | 8.1 | 8.2 | 8.3 | 8.4 | 8.5 | 8.6 | 8.7 | 8.8 | 8.9 | 8.10 | 8.11 | 8.12 | |
| Максимальные уровни | | | | | | | | | | | | | |
| Добычи нефти, тыс.т | 123,9 | 167,8 | 207,9 | 234,4 | 243 | 252,2 | 130,3 | 180,2 | 228,3 | 258,5 | 273,5 | 285,4 | |
| Добычи жидкости, тыс.т | 124,8 | 169,1 | 209,7 | 236,4 | 245,3 | 254,6 | 131,2 | 181,5 | 230,1 | 260,6 | 275,9 | 287,9 | |
| Закачки воды, тыс.м ³ | 133,2 | 182,5 | 226,2 | 256,3 | 278,9 | 294 | 140,7 | 197 | 251,3 | 284 | 316,6 | 325,2 | |
| Темп отбора от НИЗ, % | 3,34 | 4,53 | 5,61 | 6,33 | 6,56 | 6,81 | 3,52 | 4,86 | 6,16 | 6,98 | 7,38 | 7,61 | |
| Фонд скважин | | | | | | | | | | | | | |
| Общий фонд - всего | 31 | 31 | 31 | 31 | 31 | 31 | 31 | 31 | 31 | 31 | 31 | 31 | |
| • Добывающих | 14 | 14 | 14 | 14 | 14 | 14 | 14 | 14 | 14 | 14 | 14 | 14 | |
| из них ННС с ГРП | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | |
| Горизонтальных | 14 | 14 | 14 | 14 | 14 | 14 | 14 | 14 | 14 | 14 | 14 | 14 | |
| • Нагнетательных | 17 | 17 | 17 | 17 | 17 | 17 | 17 | 17 | 17 | 17 | 17 | 17 | |
| из них ННС с ГРП | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | |
| Горизонтальных | 17 | 17 | 17 | 17 | 17 | 17 | 17 | 17 | 17 | 17 | 17 | 17 | |
| Накопленные за 30 лет показатели | | | | | | | | | | | | | |
| Добыча, тыс.т | нефти | 2000 | 2259 | 2429 | 2541 | 2544 | 2542 | 2014 | 2280 | 2459 | 2579 | 2578 | 2580 |
| | жидкости | 3471 | 4798 | 6024 | 6867 | 7463 | 7862 | 3678 | 5220 | 6748 | 7689 | 8517 | 8520 |
| Закачка воды, тыс.м ³ | 3939 | 5396 | 6690 | 7582 | 8250 | 8696 | 4162 | 5827 | 7433 | 8399 | 9365 | 9402 | |
| ВНФ, т/т | 0,74 | 1.12 | 1,48 | 1,7 | 1,93 | 2,09 | 0,83 | 1,29 | 1,74 | 1,98 | 2,3 | 2,41 | |
| Удельные накопленные показатели | | | | | | | | | | | | | |
| Добыча нефти на 1 скважину за 30 лет, тыс.т | 65 | 73 | 78 | 82 | 82 | 82 | 65 | 74 | 79 | 83 | 83 | 83 | |
| Добыча нефти на 1 добывающую скважину за 30 лет, тыс.т | 143 | 161 | 174 | 182 | 182 | 182 | 144 | 163 | 176 | 184 | 184 | 184 | |
| Нефтеотдача | | | | | | | | | | | | | |
| КИН на 30-й год, доли ед. | 0,149 | 0,169 | 0,182 | 0,19 | 0,19 | 0,19 | 0,151 | 0,17 | 0,184 | 0,193 | 0,193 | 0,193 | |
| КИН на конец разработки, доли ед. | 0,24 | 0,259 | 0,266 | 0,27 | 0,268 | 0,266 | 0,241 | 0,259 | 0,264 | 0,269 | 0,265 | 0,265 | |
| Темп отбора от ТИЗ на 30-й год, % | 1,55 | 1,78 | 1,99 | 2,21 | 2,22 | 2,23 | 1,55 | 1,8 | 2,03 | 2,28 | 2,28 | 2,28 | |

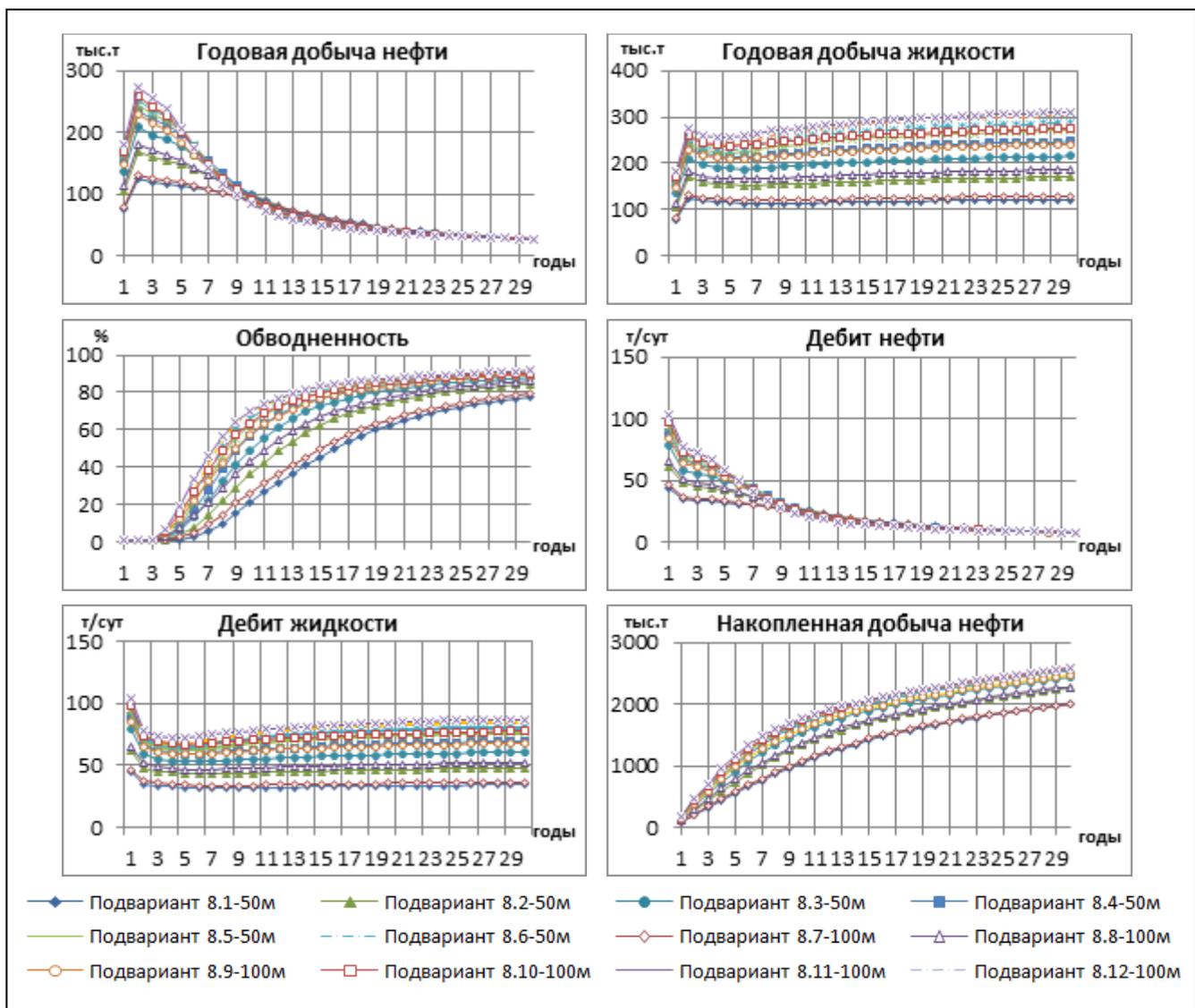


Рисунок 4.14 Динамика технологических показателей подвариантов 8.1-8.12

Проведенное моделирование вариантов разработки 7, 8 показало, что:

1. При лобовом расположении горизонтальной скважины (750м) – параллельно линии стресса увеличение количества трещин многостадийного гидроразрыва пласта с 2 до 12 приводит к росту дебита жидкости, более чем в два раза – с 40 до 84 т/сут. Влияние на дебит скважины размера полудлины трещин, при уменьшении расстояния между ними – снижается (рисунок 4.15);

2. При лобовом расположении горизонтальной скважины (750м) – перпендикулярно линии стресса увеличение количества трещин многостадийного гидроразрыва пласта с 2 до 12 приводит к росту дебита жидкости, более чем в два раза – с 40 до 86 т/сут. Эффект от удлинения трещины в два раза при увеличении количества трещин многостадийного гидроразрыва пласта – сохраняется (рисунок 4.16).

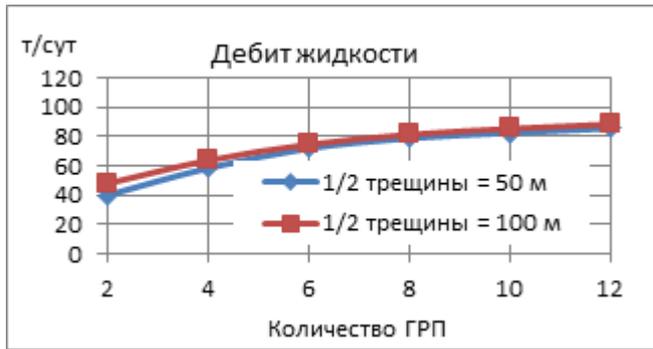


Рисунок 4.15 Зависимость дебита жидкости ГС от количества стадий МсГРП (подварианты 7.1-7.12) Скважины – // линии стресса

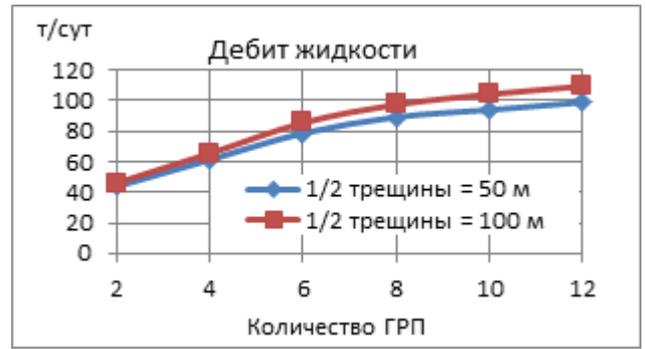


Рисунок 4.16 Зависимость дебита жидкости ГС от количества стадий МсГРП (подварианты 8.1-8.12) Скважины – ⊥ линии стресса

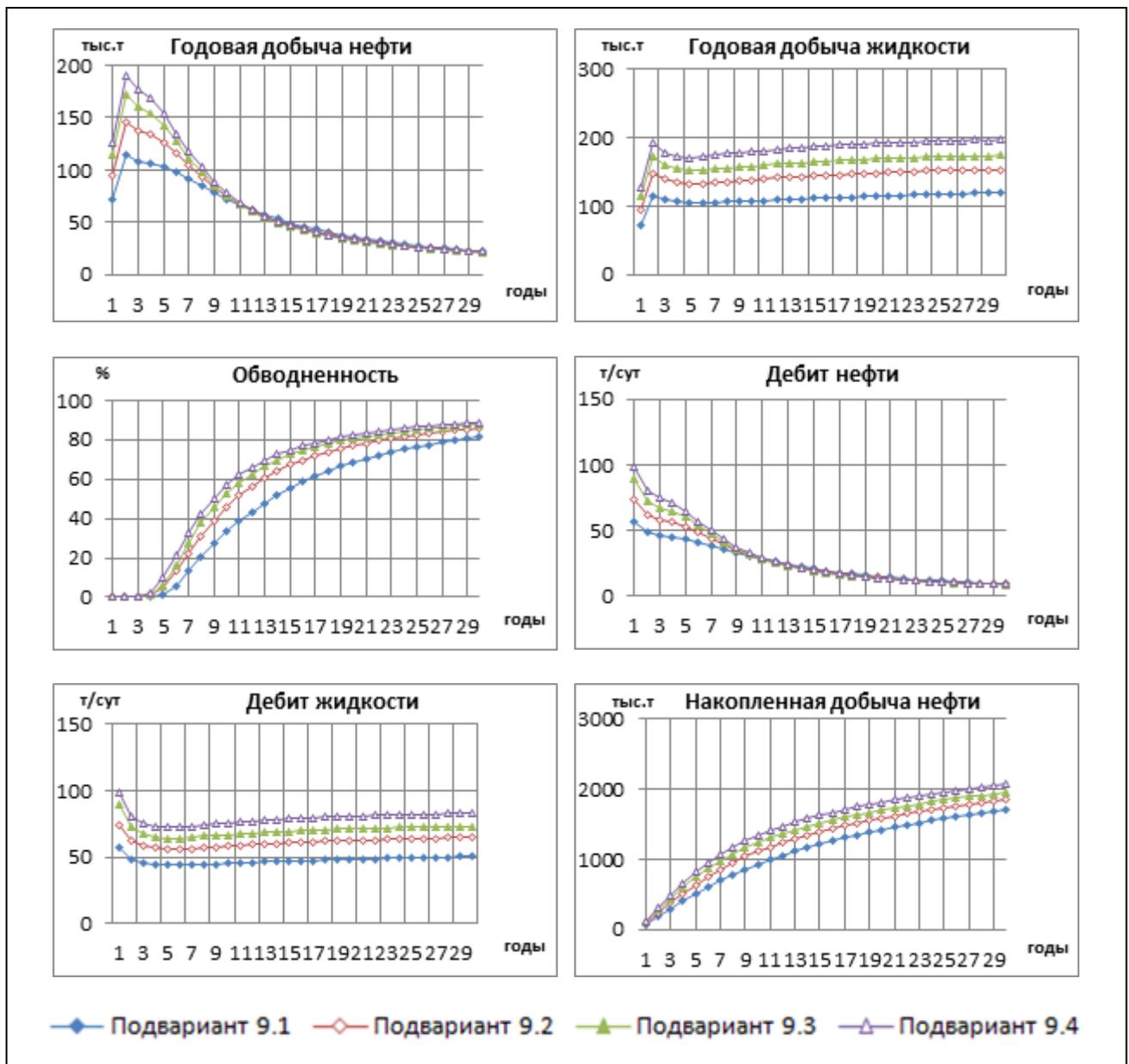


Рисунок 4.17 Динамика технологических показателей подвариантов 9.1-9.4

Таблица 4.9 – Технологические показатели подвариантов 9.1-9.4

| Показатели | Подварианты | | | | |
|---|-------------|-------|-------|-------|------|
| | 9.1 | 9.2 | 9.3 | 9.4 | |
| Максимальные уровни | | | | | |
| Добычи нефти, тыс.т | 114,4 | 146,2 | 171,8 | 190,2 | |
| Добычи жидкости, тыс.т | 115,2 | 147,3 | 173,3 | 191,7 | |
| Закачки воды, тыс.м ³ | 127,7 | 160,8 | 179,8 | 203,4 | |
| Темп отбора от НИЗ, % | 3,09 | 3,95 | 4,64 | 5,13 | |
| Фонд скважин | | | | | |
| Общий фонд - всего | 24 | 24 | 24 | 24 | |
| • Добывающих | 8 | 8 | 8 | 8 | |
| из них ННС с ГРП | - | - | - | - | |
| Горизонтальных | 8 | 8 | 8 | 8 | |
| • Нагнетательных | 16 | 16 | 16 | 16 | |
| из них ННС с ГРП | - | - | - | - | |
| Горизонтальных | 16 | 16 | 16 | 16 | |
| Накопленные за 30 лет показатели | | | | | |
| Добыча, тыс.т | нефти | 1699 | 1849 | 1958 | 2080 |
| | жидкости | 3336 | 4290 | 4909 | 5543 |
| Закачка воды, тыс.м ³ | 3778 | 4757 | 5317 | 6016 | |
| ВНФ, т/т | 0,96 | 1,32 | 1,51 | 1,66 | |
| Удельные накопленные показатели | | | | | |
| Добыча нефти на одну скважину за 30 лет, тыс.т | 70,8 | 77 | 81,6 | 86,7 | |
| Добыча нефти на одну добывающую скважину за 30 лет, тыс.т | 212,4 | 231 | 244,8 | 260 | |
| Нефтеотдача | | | | | |
| КИН на 30-й год, доли. ед. | 0,127 | 0,138 | 0,146 | 0,156 | |
| КИН на конец разработки, доли ед. | 0,212 | 0,223 | 0,231 | 0,242 | |
| Темп отбора от ТИЗ на 30-й год, % | 1,11 | 1,16 | 1,21 | 1,34 | |

Выводы по главе 4

1. Дебит жидкости наклонно-направленных скважин с гидроразрывом пласта (20 т/сут) близок к дебиту жидкости горизонтальных скважин с длиной ствола – 500 м без гидроразрыва;
2. Расположение горизонтальных скважин без проведения многостадийного гидроразрыва пласта – *вдоль* или *поперек* линии регионального стресса практически не влияет на показатели разработки;
3. В рассматриваемых геологических условиях кратное увеличение протяженности горизонтального участка не приводит к столь же пропорциональному увеличению дебита жидкости;

4. При *шахматном* расположении скважин обводнение участка происходит на несколько лет позднее, чем при *лобовом* их размещении;

5. По экономическим критериям варианты 2-4 уступают вариантам 5-9.

6. При распространении трещин гидроразрыва пласта *параллельно* стволу горизонтальных скважин эффект от увеличения количества стадий гидроразрыва снижается, а при *перпендикулярном* их расположении относительно ствола горизонтальной скважины – сохраняется.

7. Таким образом, проведенные исследования для условий пласта АС₁₂ Приобского месторождения позволили выбрать рациональные варианты разработки с применением многостадийного гидроразрыва пласта в горизонтальных скважинах а также оптимизировать количество стадий гидроразрыва пласта для рассматриваемых геологических условий.

8. Ключевым полученным решением является рекомендация о разработке участка горизонтальными скважинами с длиной ствола – 750 м и применением многостадийного гидроразрыва пласта при значении полудлины трещины – 100 м (подварианты 7.8-7.12, 8.8-8.12), с количеством стадий гидроразрыва пласта – от 6 до 8.

9. В области трехмерного цифрового геолого-гидродинамического моделирования разработки ультранизкопроницаемых пластов горизонтальными скважинами с многостадийными гидроразрывами требуют более глубокого исследования следующие вопросы:

- создание более совершенных 3D-моделей, адекватно отображающих реальную природную неоднородность (в особенности, прерывистость) продуктивных пластов. Это позволит более обоснованно выбирать оптимальную плотность сетки скважин при разбуривании ультранизкопроницаемых пластов;

- требуют дальнейшего развития и усовершенствования цифровые методы, характеризующие реальную конфигурацию и параметры трещин многостадийного гидроразрыва пласта в горизонтальных скважинах, в том числе при проведении повторных аналогичных операций;

- в связи с многообразием (необходимо рассмотреть сотни вариантов) исследуемых подходов к разработке ультранизкопроницаемых коллекторов с помощью многостадийного гидроразрыва пласта в горизонтальных скважинах, в условиях взаимного влияния друг на друга ключевых параметров (длина горизонтальной части ствола, число стадий многостадийного гидроразрыва пласта, длина крыла трещины гидроразрыва пласта и т.д.) необходимо создать методiku, оптимизирующую выбор рационального варианта разработки.

Глава 5.

Обобщение результатов применения горизонтальных скважин на месторождениях ООО "Газпромнефть-Хантос"

5.1 Общие сведения о бурении горизонтальных скважин на месторождениях предприятия

На территории ХМАО-Югры ООО «Газпромнефть-Хантос» осуществляет разработку шести нефтяных месторождений: Приобское (ЮЛТ), Пальяновская площадь (северо-восточный участок), Зимнее, Южно-Киньяминское, Южное, Ореховская площадь. Эти месторождения отличаются размерами, геологическими условиями залегания и параметрами пластов, реализуемыми системами разработки сроками эксплуатации и т.п. До 2012г. практически все месторождения разрабатывались наклонно-направленными скважинами. До этого единичные горизонтальные скважины были пробурены на Приобском месторождении – три (в 2007г.), на Южном – две (в 2010г.).

За последние 2,5 года (с середины 2012г. – до конца 2014г.) на трех месторождениях предприятие пробурило – 70 ГС, в т.ч. на Приобском – 44 (63%), на Южно-Киньяминском – 13, на Зимнем – 13. Полученные результаты эксплуатации ГС, пробуренных на пласты с различными ФЕС, позволяют выполнить оценку их эффективности, сравнить с работой ННС, а также определить благоприятные условия для выполнения многостадийных гидроразрывов в горизонтальных стволах [158, 161, 163].

Увеличение доли горизонтальных скважин в эксплуатационном бурении в России в последние годы – общеотраслевой тренд (см. главу 2). Активное применение горизонтального бурения в ОАО «Газпром нефть» в этот период обусловлено совершенствованием технологий бурения и заканчивания ГС (в том числе приобретением опыта проведения МсГРП на объектах, где добыча с применением стандартных технологий – малоэффективна), стремлением повысить экономическую эффективность освоения трудноизвлекаемых запасов за счет оптимизации (сокращения) количества проектных скважин.

Горизонтальные скважины в ООО «Газпромнефть-Хантос», пробурены либо на нижнемеловые, либо на верхнеюрские отложения, характеризующиеся сложным геологическим строением (таблица 5.1.1). Представленный на объектах ГС спектр геолого-технологических условий – достаточно широк. Горизонтальные скважины бурились как на средне-, так и низкопроницаемые пласты, в расчлененных разрезах и монолитных, опесчаненных пластах, в чистонефтяных зонах и на участках ВНЗ (в т.ч. с контактными запасами), с применением стандартных ГС (без гидроразрывов) и путём строительства ГС – для последующего проведения в них многостадийных гидроразрывов пласта.

На месторождениях, где горизонтальные скважины оказались рассредоточеными по площади залежей, для целей анализа выделены участки ограниченных размеров. Эти участки характеризуются следующими параметрами геологического строения и ФЕС пластов – см.таблицу 5.1.2.

Таблица 5.1.1 – Геологические условия применения 75 горизонтальных скважин в ООО «Газпромнефть-Хантос»

| Наименование | Приобское (ЮЛТ) | Зимнее | Южно-Киньяминское | Южное |
|---------------------------|---|--|---|--|
| Год ввода в разработку | 2002 | 2006 | 2013 | 1993 |
| Продуктивные пласты | АС ₁₀ ¹⁻³ , АС ₁₀ ⁴ , АС ₁₂ ³⁻⁵ | АС ₁₀ ² | ЮВ ₁ ¹ | ЮВ ₁ ¹ |
| Свита | черкашинская | черкашинская | васюганская | васюганская |
| Тип коллектора | терригенный | терригенный | терригенный | терригенный |
| Зона в районе ГС | ЧНЗ | ЧНЗ, ВНЗ | ЧНЗ, ВНЗ | ВНЗ |
| Геологические особенности | Низкая проницаемость. К _{пр} – 3-7 мД | Высокая расчлененность. К _{расчл.} –10 | Монолитное строение. К _{песч} > 0,8 | Контактность запасов. К _{пр} > 100 мД. |
| Технологические решения | ГС+МСГРП | ГС+МСГРП ГС без ГРП | ГС без ГРП | ГС без ГРП |
| Количество ГС, шт. | 47 | 13 | 13 | 2 |

5.2. Первые результаты применения многостадийных разрывов пласта в горизонтальных скважинах Приобского месторождения (ЮЛТ)

Наиболее сложным геологическим строением из указанных выше пластов характеризуется объект АС₁₀₋₁₂ Приобского месторождения [142]. Запасы нефти здесь, по сути, являются трудноизвлекаемыми, хотя формально к ним и не относятся. Специфика разработки объекта связана не только с малой проницаемостью коллекторов, которая на порядок ниже, чем на других месторождениях предприятия, но и с его многопластовостью (рисунок 5.2.1).

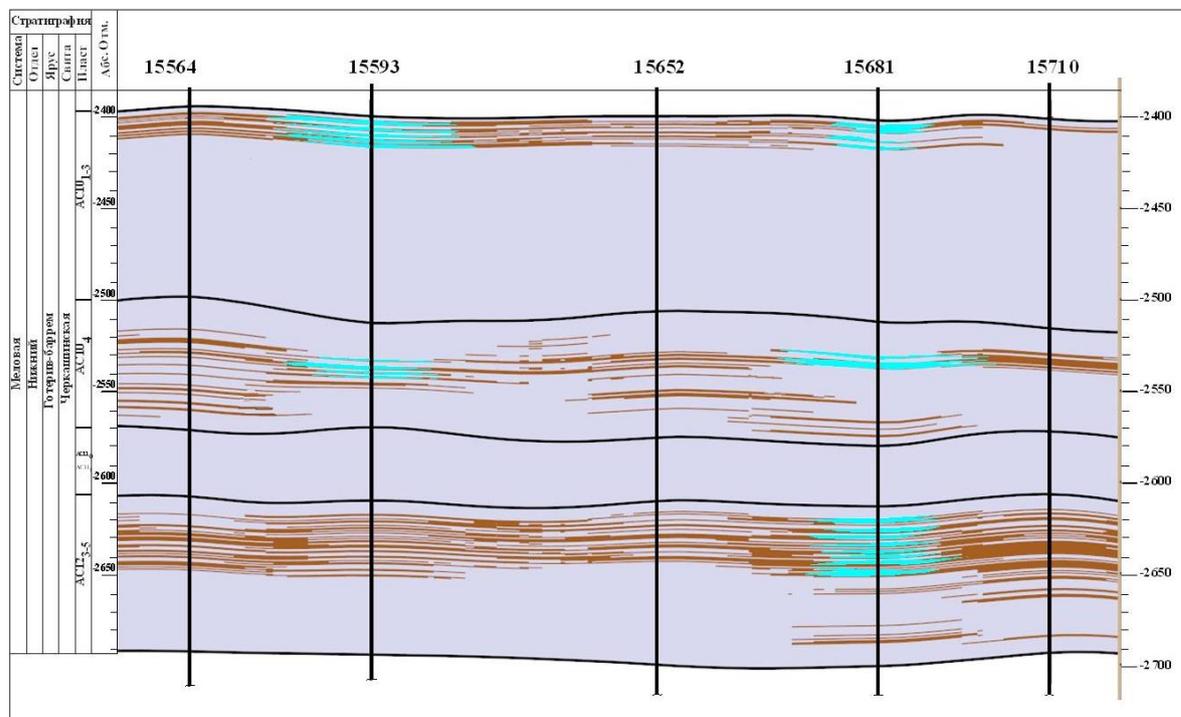


Рисунок 5.2.1 Типичный геологический разрез пластов АС₁₀₋₁₂ Приобского месторождения

Таблица 5.1.2 – Параметры геологического строения пластов на участках бурения горизонтальных скважин по месторождениям ООО «Газпромнефть-Хантос»

| Наименование | Приобское (ЮЛТ) | | | | Зимнее | | | Южно-Киньяминское | | | Южное | |
|---|---------------------------------|------|---------------------------------|------|-------------------------------|---------------|-------------|-------------------------------|-----------|-------------|------------------------------|-----|
| | №1 | №2 | №3 | №4 | Запад-ный | Цент-раль-ный | Вос-точ-ный | Основ-ной | Запад-ный | Вос-точ-ный | | |
| Продуктивный пласт | АС ₁₂ ³⁻⁵ | | АС ₁₀ ¹⁻³ | | АС ₁₀ ² | | | ЮВ ₁ ^{1а} | | | ЮВ ₁ ¹ | |
| Средняя глубина залегания, м | 2601 | 2664 | 2459 | 2621 | 2304 | 2305 | 2302 | 2786 | 2806 | 2800 | 2577 | |
| Общая толщина (в коллекторах), м | 42,0 | 32,3 | 12,0 | 15,4 | 19,2 | 24,9 | 24,0 | 6,9 | 16,4 | 9,0 | 24,0 | |
| Эффективная толщина, м | 18,4 | 19,8 | 8,9 | 10,5 | 8,7 | 11,6 | 14,1 | 5,5 | 13,9 | 7,7 | 21,6 | |
| Нефтенасыщенная толщина, м | 18,4 | 19,8 | 8,9 | 10,5 | 8,7 | 8,2 | 10,8 | 5,5 | 5,8 | 4,8 | 15,2 | |
| Водонасыщенная толщина, м | - | - | - | - | - | 3,4 | 3,3 | - | 8,0 | 2,9 | 6,4 | |
| Толщина неколлектора, м | 23,6 | 12,4 | 3,1 | 4,9 | 10,5 | 13,3 | 9,9 | 1,4 | 2,5 | 1,3 | 2,4 | |
| Песчанистость в коллекторах, % | 48 | 61 | 70 | 70 | 49 | 42 | 59 | 85 | 86 | 86 | 82 | |
| Расчлененность (нефть+вода), б/р | 12 | 11 | 5 | 6 | 10 | 11 | 8 | 2 | 4 | 2 | 4 | |
| Толщина 1-го пропластка, м | нефтенасыщенного | 1,3 | 2,1 | 1,9 | 1,8 | 1,2 | 1,0 | 2,3 | 5,0 | 5,0 | 3,8 | 3,0 |
| | непроницаемого | 2,1 | 1,5 | 0,9 | 1,0 | 1,3 | 1,7 | 1,5 | 0,9 | 0,9 | 1,1 | 0,8 |
| Толщина глинистого раздела (нефть-вода), м | - | - | - | - | - | 1,9 | 1,4 | - | 1,0 | 1,0 | отсут. | |
| Пористость пласта, % | 17,4 | 17,9 | 16,5 | 18,4 | 20,3 | 20,5 | 21,6 | 17,1 | 16,9 | 16,7 | 17,6 | |
| Проница-емость, мД | нефтенасыщенная часть | 4,6 | 5,2 | 3,5 | 6,5 | 26 | 41 | 61 | 53 | 149 | 37 | 133 |
| | водонасыщенная часть | - | - | - | - | - | 13 | 8 | - | 144 | 44 | 114 |
| | нефтеводонасыщенная часть | - | - | - | - | - | 36 | 49 | - | 146 | 41 | 129 |
| Коэффициент нефтенасыщенности, доли ед. | 0,59 | 0,59 | 0,62 | 0,67 | 0,51 | 0,54 | 0,55 | 0,53 | 0,58 | 0,48 | 0,58 | |
| Проводимость пласта (K _{пр} ·h _н), мД·м | 85 | 102 | 31 | 68 | 226 | 336 | 659 | 288 | 868 | 180 | 2022 | |
| Послойная неоднородность (V ² _{посл.}), доли ед. | 0,49 | 0,37 | 0,82 | 0,21 | 1,14 | 0,78 | 0,58 | 0,31 | 0,20 | 0,24 | 0,63 | |

Отдельные продуктивные пласты, составляющие горизонты AC_{10} и AC_{12} , в значительной степени совмещены в плане и, в основном, близки по условиям залегания и геолого-физическим характеристикам (кроме проницаемости и проводимости). Вследствие этого, а также исходя из экономической целесообразности, их эксплуатация осуществляется совместно – одной сеткой скважин [145, 146], количество которых к концу 2014г. приблизилось – к трем тысячам.

По объекту AC_{10-12} реализована блоковая однорядная система разработки, сформированная из наклонно-направленных добывающих и нагнетательных скважин. Плотность сетки по участкам изменяется от базовой – 21,6 га/скв (расстояние между скважинами в ряду – 500м, между рядами скважин – 433м) – до 14,4 га/скв в зонах с повышенными нефтенасыщенными толщами (за счет уплотнения рядов добывающих скважин – см. главу 6). Добывающие скважины работают на существенно сниженных забойных давлениях – 4,5-5 МПа при депрессиях на пласт – 10-12 МПа [145, 146].

Рассмотренные в подразделе 5.2 ГС пробурены на Приобском месторождении, в основном, в 2013-2014гг. – на разных участках и на разные пласты, в т.ч. и в зонах совместного залегания двух и более пластов (причем ГС проведены на один из них). Несмотря на то, что общее количество пробуренных здесь ГС измеряется десятками, скважин с историей добычи – более одного года, представляющих интерес для анализа динамики показателей эксплуатации – пока немного [148]. Для исследования эффективности бурения ГС на ЮЛТ выделено четыре участка (рисунок 5.2.2), расположенных в разных частях объекта AC_{10-12} и отличающихся параметрами геологического строения (таблица 5.1.2). Отметим, что все участки представлены чистонефтяной зоной, т.е. ВНЗ в залежах – отсутствуют.

Продуктивными на участках ГС являются нефтеносные пласты:

Участки № 1 и 2 – пласт AC_{12}^{3-5} (пласт AC_{10} заглинизирован);

Участок № 3 – пласт AC_{10}^{1-3} (остальные пласты – заглинизированы);

Участок № 4 – пласты AC_{10}^{1-3} , AC_{10}^4 и AC_{12}^{3-5} .

В зоне участка №4 толщина глинистой перемычки между отдельными пластами в группе AC_{10} составляет – 17м, а между AC_{10}^4 и AC_{12}^{3-5} – 42м. С учетом указанного "разнесения" пластов по разрезу, использование здесь ГС (даже с МСГРП) позволяет вовлечь в активную разработку запасы – только одного (основного) пласта. В то же время ННС, пробуренные на участке №4, перфорированы одновременно на два-три пласта единого эксплуатационного объекта AC_{10-12} .

Общее количество ГС, рассмотренных далее в рамках анализа, – 17 скважин [148]. Длина горизонтальных участков (ГУ) в ГС составляет, в основном, 750 м, эффективная длина – в среднем 600 м (коэффициент эффек-

тивного вскрытия разреза – 0,8), направление проложения горизонтальных стволов в пласте в 95% случаев соответствует азимуту реализуемой однорядной системы.

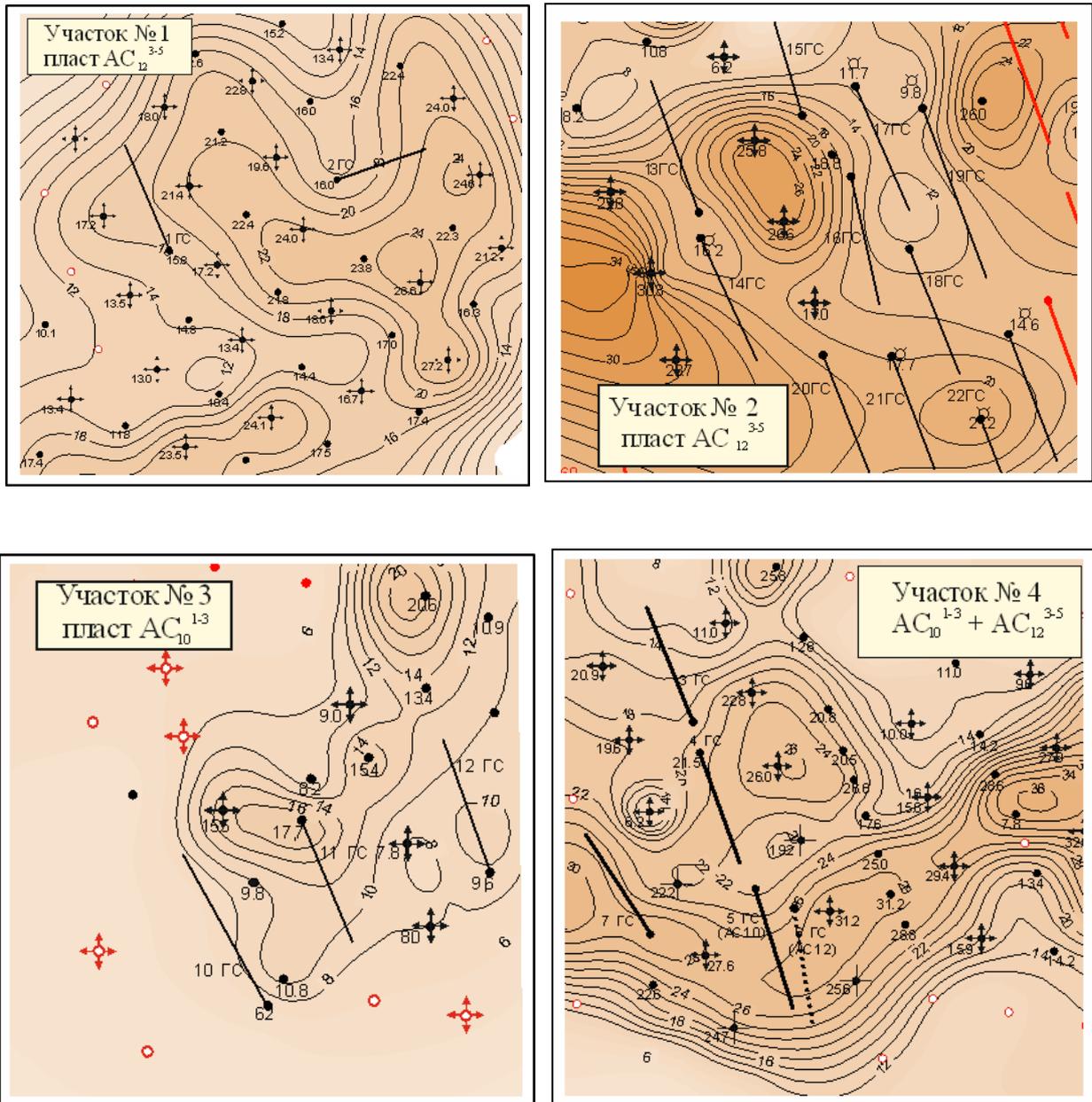


Рисунок 5.2.2 Участки размещения горизонтальных скважин на ЮЛТ

В этих ГС (зарубежными операторами) выполнены 5-6^{III}-стадийные гидроразрывы. Характерный профиль горизонтальной скважины Приобского месторождения приведен на рисунке 5.2.3.

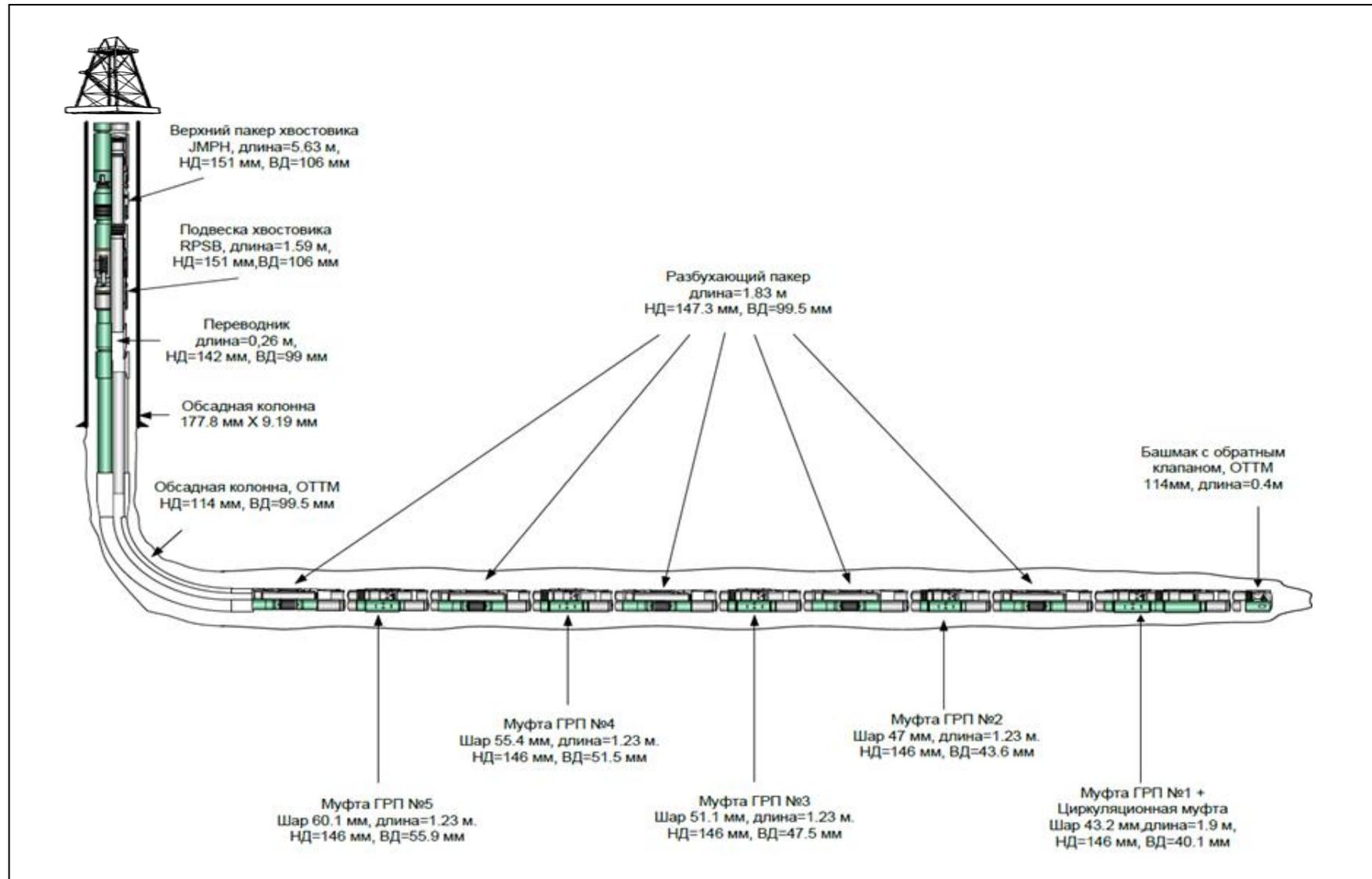


Рисунок 5.2.2а – Схема типовой компоновки для проведения в горизонтальной скважине пятистадийного гидроразрыва пласта

/Источник: ООО «Газпромнефть-НТЦ»/

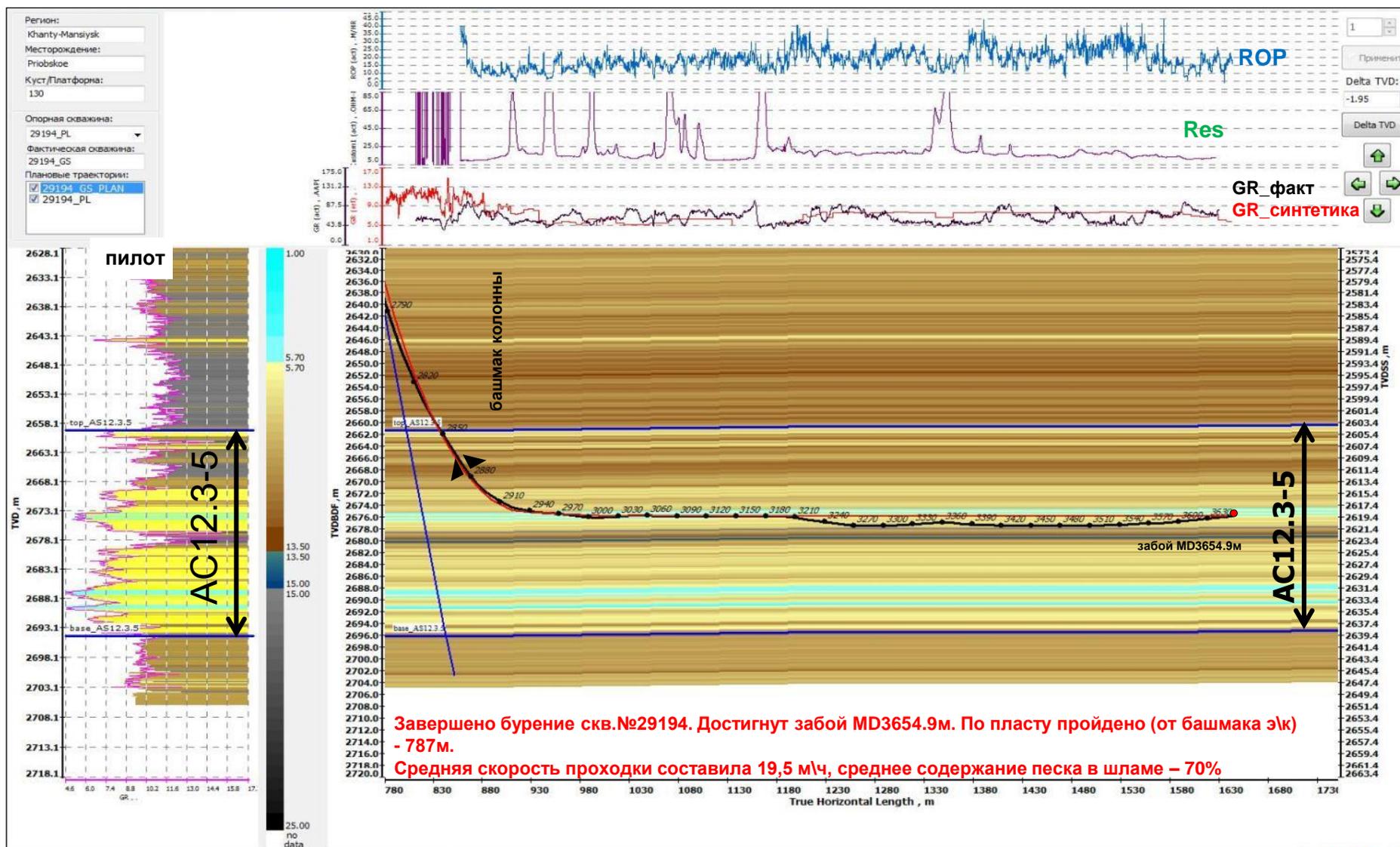


Рисунок 5.2.3 Профиль горизонтальной скважины № 29194ГС/130 Приобского месторождения

/Источник – ООО «Газпромнефть-НТЦ»/

Укажем ключевые параметры реализованной на ЮЛТ Приобского месторождения технологии ГС+МСГРП и основные результаты её применения (таблица 5.2.1, рисунок 5.2.4):

- количество изученных скважин – 17;
- средний начальный дебит нефти скважин – 78 т/сут;
- средний начальный дебит жидкости – 95 т/сут;
- средняя входная обводнённость – 18 %;
- средний дебит нефти спустя 12 месяцев – 29 т/сут;
- то же в % от начального – 37 %;
- удельная накопленная добыча нефти за первый год – 16 тыс.т/скв.;
- средняя нефтенасыщенная толщина в зоне бурения ГС h_n – 13,6 м;
- в зоне проложения горизонтальных стволов средняя проницаемость пласта – 5 мД; проводимость – 68 мД·м;
- средняя длина горизонтального участка в ГС – 738 м;
- среднее количество стадий гидроразрыва в ГС – 5-6;
- средняя суммарная масса проппанта, закачанного в ГС – 374 т.

Анализ полученных результатов по 17ГС [163] позволил установить, что:

1) Начальные дебиты нефти в горизонтальных скважинах с многостадийными гидроразрывами пласта (78 т/сут) оказались в два раза выше, чем по обычным ННС с ГРП (39 т/сут);

2) Средний за первый полный месяц работы дебит нефти по 15 ГС, пробуренным на пласт АС₁₀¹⁻³, составил 88т/сут, дебит жидкости – 98т/сут, обводненность – 10%. По 17 ГС, пробуренным на пласт АС₁₂³⁻⁵, показатели несколько хуже: дебит нефти – 67 т/сут (-24%), жидкости – 104 т/сут, обводненность – 33%;

3) Заметное превосходство технологии ГС с МСГРП над ННС с ГРП наблюдается на участке №1. Пробуренные здесь ННС работают с единичным гидроразрывом на пласт АС123-5, хотя и достаточно мощный (h_n – 18 м). В то же время большеобъемные многостадийные ГРП в ГС позволяют дренировать весь слоистый разрез этого объекта многократными трещинами с высокой проводимостью;

4) Меньшие дебиты нефти по ГС с МСГРП на участке №2 обусловлены пониженным объёмом закачки проппанта и удельным объёмом – на 1 м толщины;

5) За первые полгода работы дебиты ГС с МСГРП снижаются на 38-45% (за год – на 63%), что превышает падение дебитов по соседним ННС с ГРП;

6) Различие в дебитах нефти по ГС и ННС в течение первых 1-1,5 лет – стабильно значимое (рисунок 5.2.5), несмотря на некоторые колебания, обусловленные последующим выбытием части ННС под нагнетание.

Таблица 5.2.1 – Сравнение показателей по ГС+МСГРП и ННС+ГРП по участкам Приобского месторождения

| Наименование | Ед.изм. | Участки Приобского месторождения (ЮЛП) | | | | | | | | | | | | В сумме | | | | | | |
|--|---------------------------|--|-----|------|-------|-----|------|-------|-----|------|-------|-----|-----|---------|-------|-----|-----|------|-------|-----|
| | | № 1 | | | № 2 | | | № 3 | | | № 4 | | | | | | | | | |
| | | МСГРП | ННС | ГС с | МСГРП | ННС | ГС с | МСГРП | ННС | ГС с | МСГРП | ГРП | ННС | ГС с | МСГРП | ГРП | ННС | ГС с | МСГРП | ГРП |
| Количество скважин | скв. | 2 | 46 | 8 | 6 | 3 | 11 | 4 | 11 | 4 | 11 | 17 | 74 | | | | | | | |
| Средняя длина ГУ, м | м | 746 | - | 744 | - | 591 | - | 718 | - | 711 | - | 711 | - | | | | | | | |
| Средняя h_n в зоне проводке ГС | | 17 | 18 | 16 | 23 | 11 | 10 | 8 | 19 | 14 | 18 | | | | | | | | | |
| Удельная накопленная добыча нефти за 12 месяцев эксплуатации | тыс.т/скв | 21 | 6,6 | 12,6 | 5,2 | 16 | 9,1 | 20 | 10 | 16 | 7,4 | | | | | | | | | |
| | тыс.т/м $h_{нн}$ | 1,2 | 0,4 | 0,8 | 0,2 | 1,4 | 0,9 | 2,4 | 0,5 | 1,3 | 0,5 | | | | | | | | | |
| Дебит нефти | начальный | 112 | 38 | 59 | 34 | 81 | 40 | 84 | 44 | 78 | 39 | | | | | | | | | |
| | через год | 43 | 13 | 19 | 8 | 31 | 18 | 33 | 16 | 29 | 14 | | | | | | | | | |
| Годовой темп падения дебита нефти | % | -62 | -65 | -68 | -75 | -62 | -54 | -61 | -63 | -63 | -65 | | | | | | | | | |
| Удельный начальный дебит нефти | (т/сут)/м | 6,6 | 2,1 | 3,6 | 1,4 | 7,1 | 3,9 | 9,9 | 2,3 | 5,7 | 2,2 | | | | | | | | | |
| | $\frac{(т/сут)}{тыс.м^2}$ | 4,3 | - | 0,7 | - | 4,4 | - | 3,4 | - | 2,4 | - | | | | | | | | | |
| Дебит жидкости | начальный | 131 | 45 | 82 | 42 | 95 | 44 | 91 | 49 | 95 | 46 | | | | | | | | | |
| | через год | 47 | 16 | 26 | 12 | 33 | 33 | 35 | 17 | 34 | 18 | | | | | | | | | |
| Годовой темп падения дебита жидкости | % | -64 | -65 | -68 | -71 | -66 | -25 | -62 | -65 | -64 | -60 | | | | | | | | | |
| Обводненность | начальная | 14 | 16 | 27 | 21 | 15 | 10 | 8 | 11 | 18 | 15 | | | | | | | | | |
| | через год | 9 | 18 | 29 | 33 | 5 | 45 | 6 | 6 | 14 | 24 | | | | | | | | | |

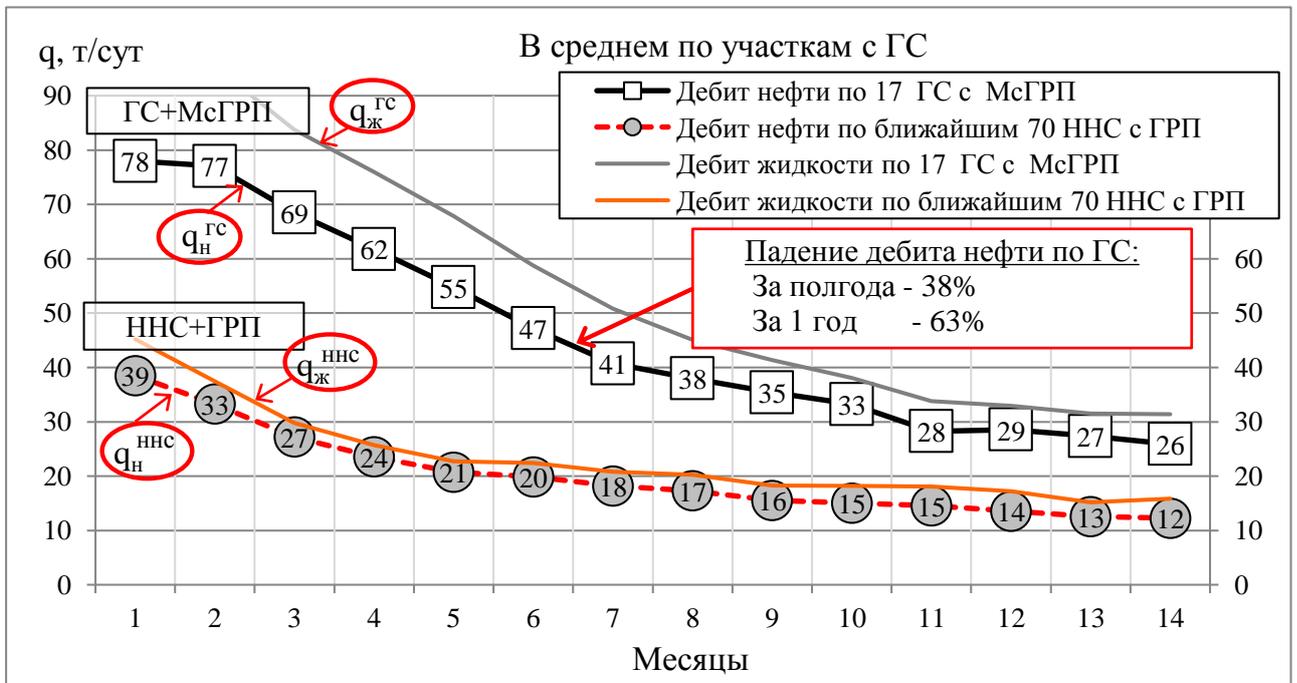
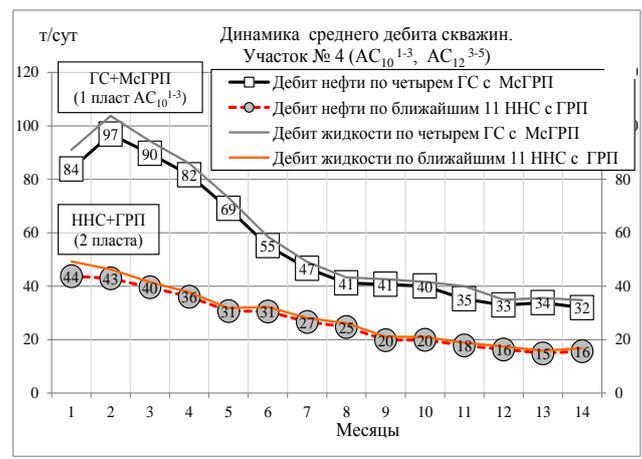
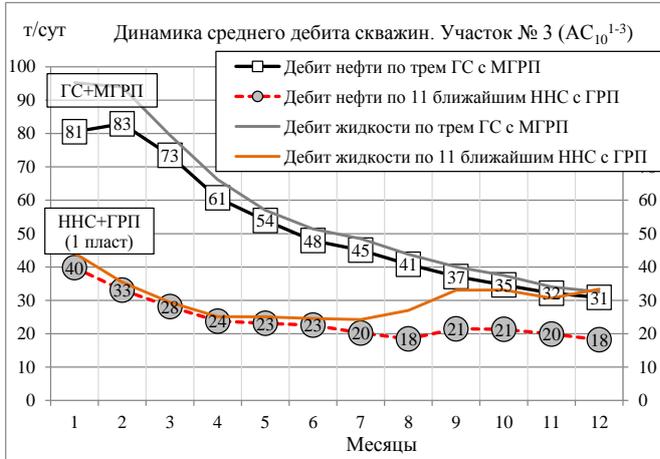
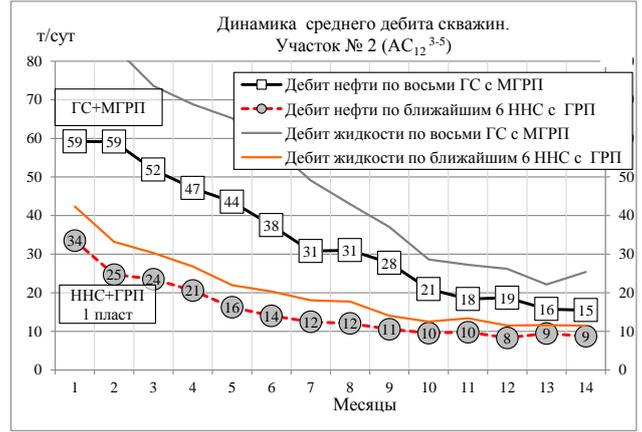
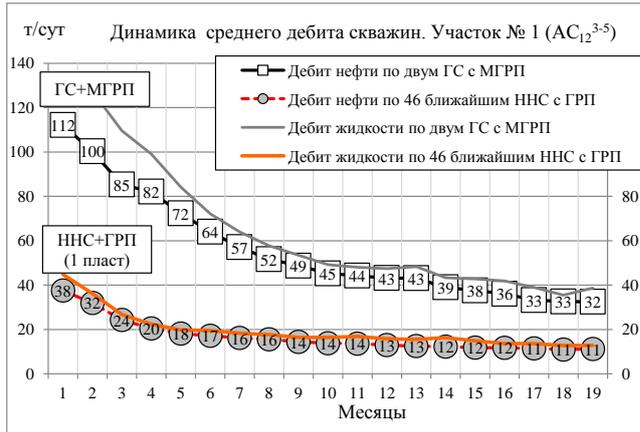


Рисунок 5.2.4 Динамика дебитов ГС с МсГРП и ННС с ГРП по участкам ЮЛТ

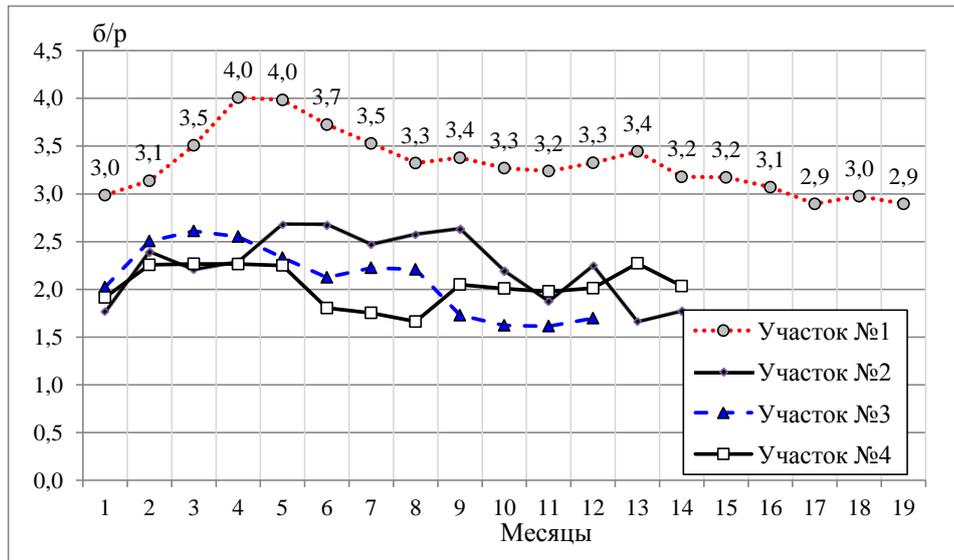


Рисунок 5.2.5 Динамика соотношения дебитов нефти по ГС с МсГРП и ННС с ГРП на участках ЮЛТ

Вполне закономерно, что высокие дебиты получены в скважинах с большими h_n . При этом удельные начальные дебиты нефти в расчете на 1м нефтенасыщенной толщины (рисунок 5.2.6) или на единицу площади вертикального сечения нефтенасыщенной части разреза вдоль горизонтального участка скважины – имеют общий нисходящий тренд (рисунок 5.2.7).

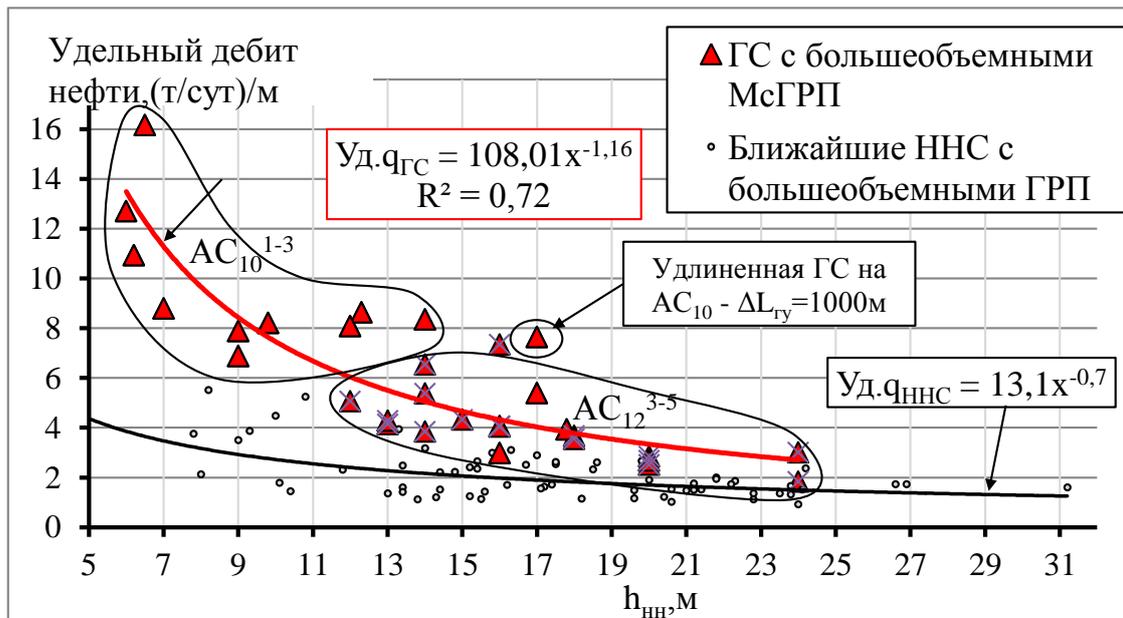


Рисунок 5.2.6 Зависимость удельного дебита нефти по ГС и ННС от нефтенасыщенной толщины пласта

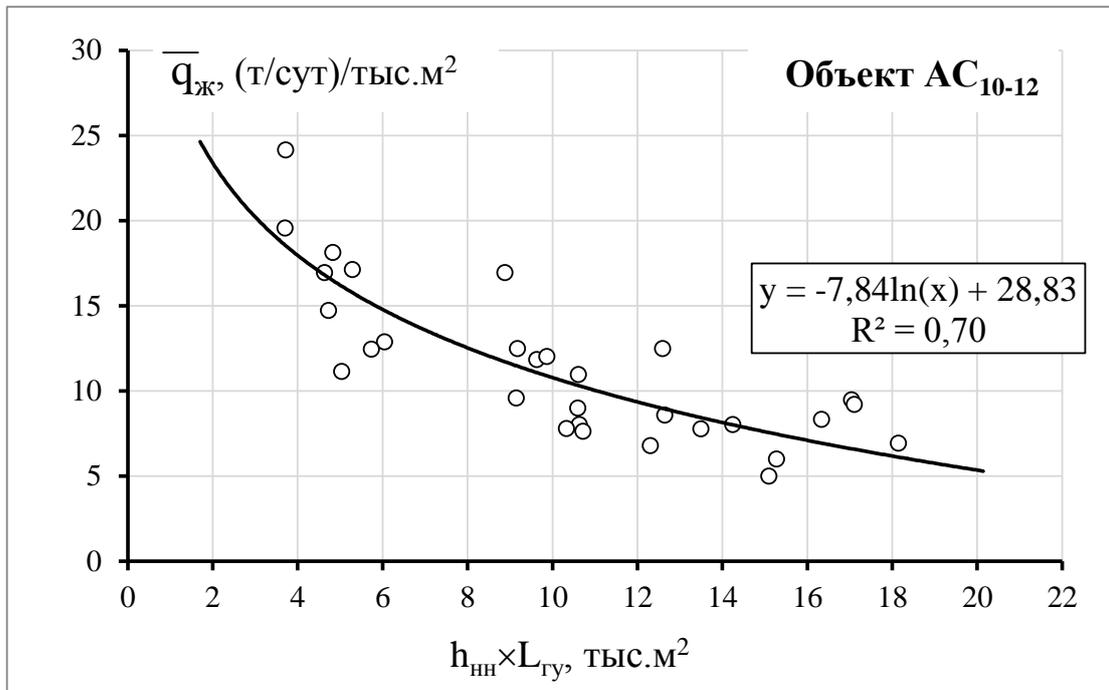


Рисунок 5.2.7 Зависимость начального удельного дебита жидкости от нефтенасыщенной толщины пласта и длины горизонтального участка скважины

Общая масса проппанта, закачанного в скважину при ГРП, изменяется от 250 до 550 т, и в основном, коррелирует со вскрытыми нефтенасыщенными толщинами (h_n) пласта – по вертикали в зоне проводки ГУ (рисунок 5.2.8). Это справедливо также и для ГРП в ННС [161].

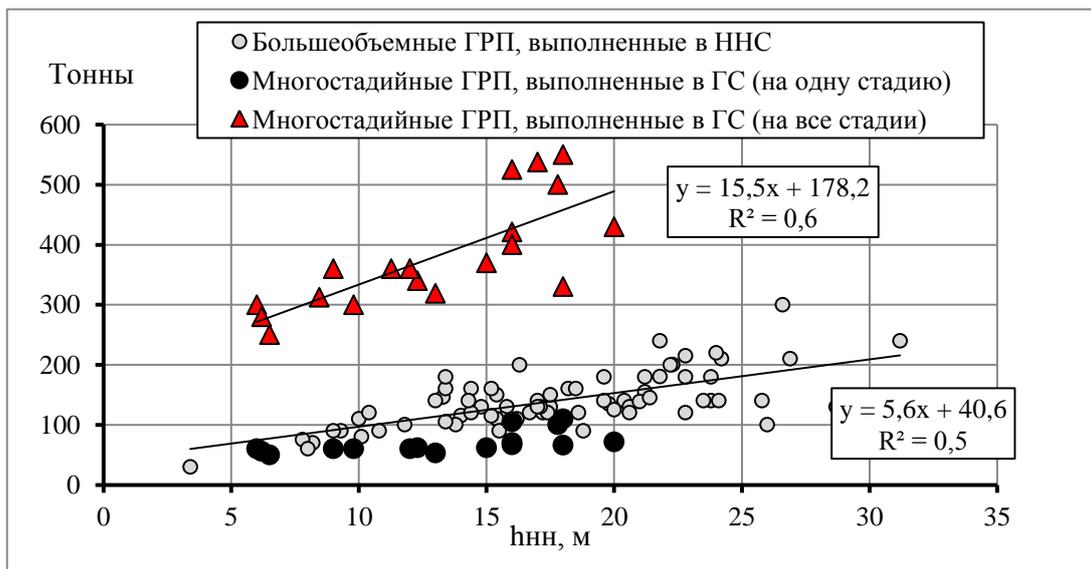


Рисунок 5.2.8 Сопоставление массы закачанного в скважины проппанта и нефтенасыщенной толщины пласта по участкам №№ 1, 2, 3 и 4

Наиболее массивные МсГРП в ГС выполнены на участке №1, где в скважины закачано по 525-550 т проппанта. Полудлина и ширина трещин выполненных МсГРП изменяются в диапазоне 130-200м и 3-5 мм, соответственно. Удельный расход проппанта (за одну стадию) в расчете на 1м h_n пласта (по вертикали) по выполненным операциям варьирует от 4 до 7т,

что на 20-35% ниже, чем при разовых большеобъемных ГРП в ННС (таблица 5.2.2).

Таблица 5.2.2 – Параметры гидроразрывов, выполненных в ГС и ННС

| Параметры | Участки / пласты | | | | В среднем |
|---|---------------------------------|---------------------------------|---------------------------------|---------------------------------|-----------|
| | №1 | №2 | №3 | №4 | |
| | АС ₁₂ ³⁻⁵ | АС ₁₂ ³⁻⁵ | АС ₁₀ ¹⁻³ | АС ₁₀ ¹⁻³ | |
| Нефтенасыщенная толщина пласта, м | 18,4 | 19,8 | 10,4 | 10,2 | 16,4 |
| • Скважины ГС с МсГРП | | | | | |
| Количество ГС с МсГРП, шт. | 2 | 8 | 3 | 4 | 17 |
| Нефтенасыщенная толщина в районе ГС, м | 17,0 | 16,3 | 11,3 | 8,5 | 13,6 |
| Средняя масса проппанта на 1 стадию МсГРП, т | 108 | 66 | 72 | 57 | 70 |
| Средняя масса проппанта, закачанного в ГС, т | 538 | 369 | 360 | 313 | 374 |
| Удельная масса проппанта на 1 м h _{нн} за 1 стадию гидроразрыва, т/м | 6,3 | 4,1 | 6,4 | 6,7 | 5,1 |
| Общая удельная масса проппанта на 1 м h _{нн} за все стадии гидроразрыва, т/м | 32 | 23 | 32 | 37 | 27 |
| • Скважины ННС с ГРП | | | | | |
| Средняя масса закачанного проппанта, т | 150 | 118 | 97 | 94 | 124 |
| Удельная масса проппанта на 1 м h _{нн} , т/м | 8,1 | 6,0 | 9,8 | 8,3 | 7,6 |

Целесообразность бурения ГС определяется прогнозным значением прироста дебита нефти, достаточного для покрытия дополнительных затрат на применение более дорогих технологий добычи. Для удобства сравнения ННС с ГРП и ГС с МсГРП, динамика технологических показателей по ним была приведена к единому (условному) начальному моменту времени. Сравнение показало, что в пределах рассмотренного периода 1-1,5 года с даты ввода в эксплуатацию, ГС на всех временных интервалах – превосходят ННС по показателям работы (рисунок 5.2.5).

При этом средняя обводненность в рассмотренном временном интервале, как по ГС, так и по ННС была стабильно невысокой (за исключением участка №2). Последнее связано с тем, что 30% эффективных толщин пласта на участке №2 – недонасыщены нефтью (K_{нн} – 48%).

По результатам эксплуатации первых 30 горизонтальных скважин (с МсГРП), пробуренных на Приобском месторождении на пласты АС₁₀¹⁻³ (14 скважин) и АС₁₂³⁻⁵ (16 скважин) впервые получены обобщённые эмпирические зависимости начальных дебитов жидкости от ключевых геолого-технологических характеристик объекта и скважин (рисунок 5.2.9).

При построении зависимостей в качестве аргумента (x) выступает комплексный параметр D, учитывающий вскрытую по вертикали нефтенасыщенную толщину (h_{нн}) пласта в зоне проводки ствола ГС, длину горизонтального участка (L_{гг}) и коэффициенты α и β:

$$q_{ж} = f(D), \quad (5.2.1)$$

где: D – произведение h_{нн} × L_{гг} × α × β;

α – безразмерный параметр, представляющий собой отношение суммарной массы проппанта, закачанного в конкретную ГС (в сумме по всем

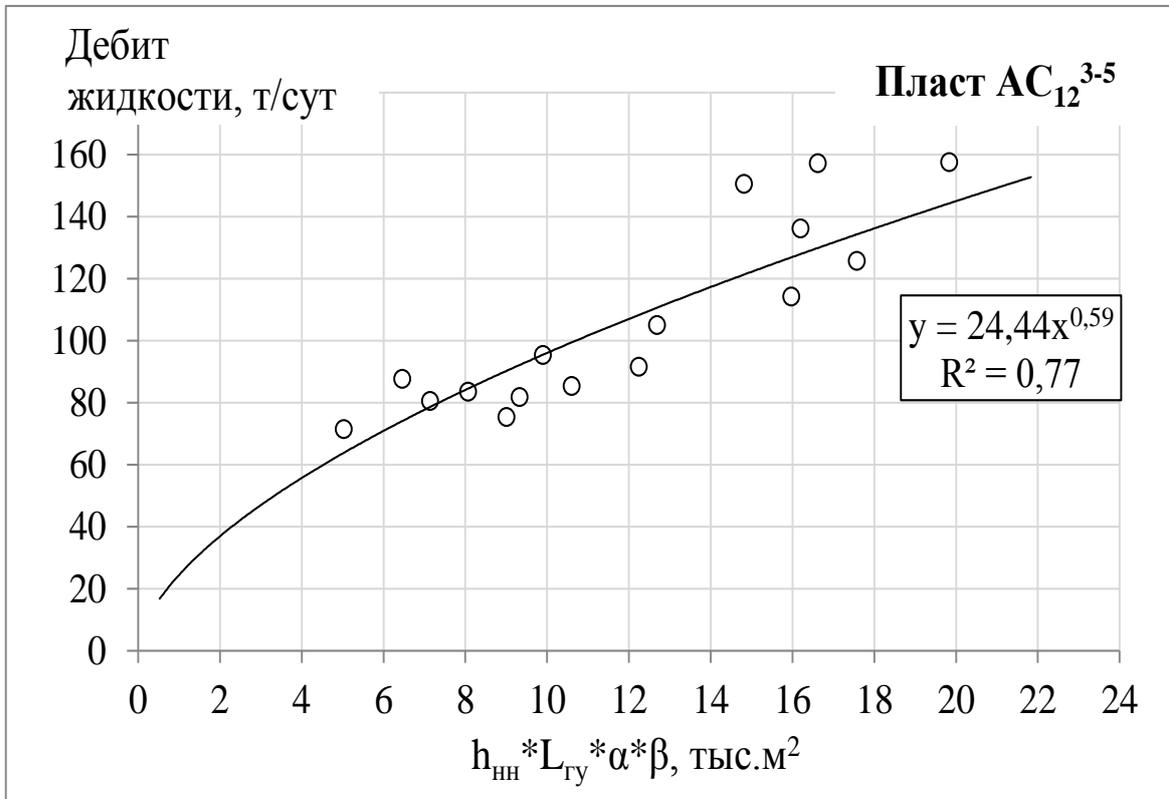
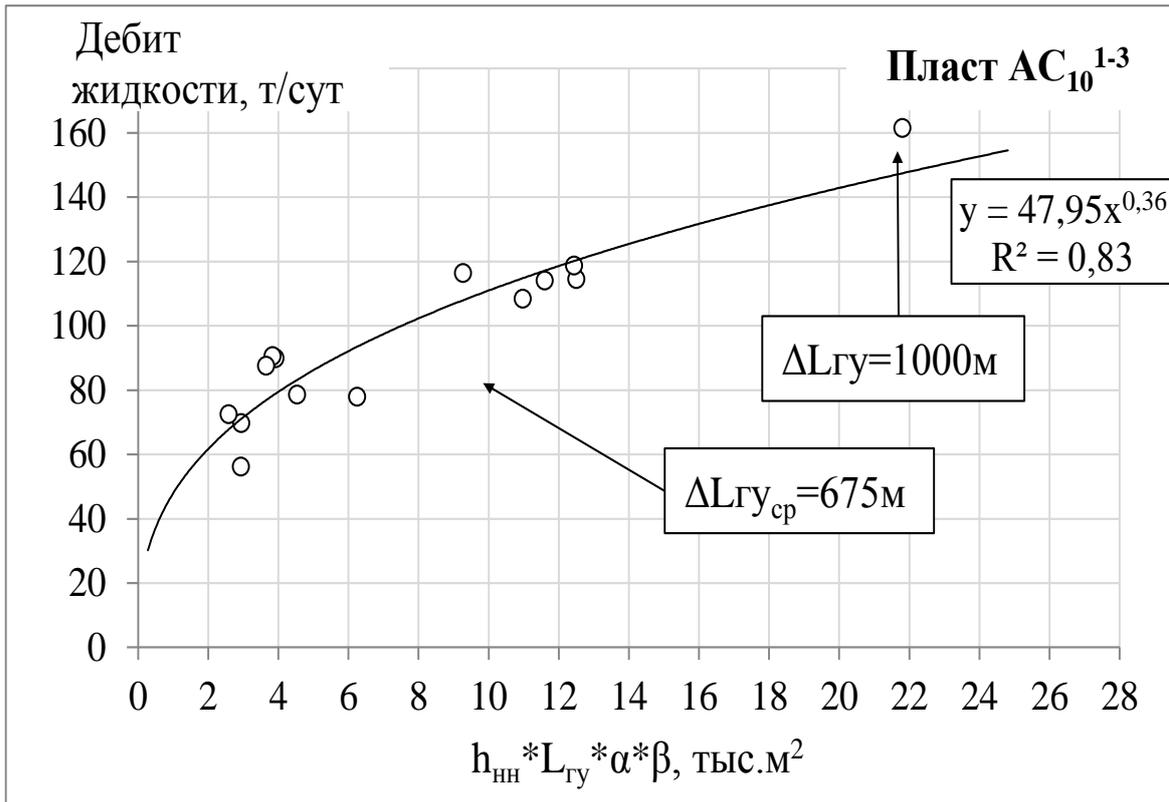


Рисунок 5.2.9 Зависимости начальных дебитов жидкости ГС с МсГРП от совокупности геолого-технологических параметров

стадиям ГРП), – к среднему значению массы пропанта по всем горизонтальным скважинам этого пласта: $M_{\text{пропн.и}} / M_{\text{пропн.ср.}}$;

β – безразмерный параметр, равный корню квадратному из отношения проницаемости в зоне проводки конкретной ГС – к средней проницаемости во всех горизонтальных скважинах с МсГРП на этом пласте: $\sqrt{K_{\text{пр.и}} / K_{\text{пр.ср.}}}$.

Понятно, что после проведения в ГС большеобъемных МсГРП влияние на входной дебит скважин величины (повышенной или пониженной) природной проницаемости пластов (которая по скважинам здесь изменяется от 3 до 10 мД) – в значительной степени нивелируется. В этой связи для более корректного учёта различия проницаемости пластов в разных ГС целесообразнее использовать не прямопропорциональную зависимость дебита $q_{\text{ж}}$ от коэффициента β , а степенную, с показателем степени – $1/2$. Такой критерий, как «эффективная проходка» в границах коллекторов при построении зависимостей для дебитов – не учитывался, по причине наличия достаточной $h_{\text{нн}}$ (15 м), а также вследствие приобщения в добычу всей эффективной толщи объекта после проведения в скважинах большеобъемных МсГРП.

Две самые протяженные ГС на ЮЛТ в границах продуктивного пласта имеют длину горизонтального участка ~ 1000м. Одна из них пробурена на горизонт АС₁₀ (работает 1 год), другая на АС₁₂ (в эксплуатации – 2 месяца). Если по пласту АС₁₂ входные параметры «удлиненной» ГС соответствуют средним значениям по другим скважинам этого пласта, то «удлиненная» ГС по пласту АС₁₀ имеет существенно более высокие показатели эксплуатации (см. рисунки 5.2.7 и 5.2.9, таблицу 5.2.3).

Таблица 5.2.3 – Показатели эксплуатации по скважинам с различной протяженностью горизонтального участка

| Наименование | Ед.изм. | Горизонт АС ₁₀ | | | Горизонт АС ₁₂ | | Всего в среднем |
|--|--|---------------------------|-----|------|---------------------------|-------|--------------------|
| | | 500 | 750 | 1000 | 750 | 1000 | |
| Длина ГУ, м | м | 500 | 750 | 1000 | 750 | 1000 | 738 |
| Количество скважин с историей эксплуатации более 1 года | скв. | 2 | 9 | 1 | 8 | - | 20 |
| Средняя нефтенасыщенная толщина объекта в зоне проводки ГС | м | 9 | 11 | 17 | 16 | 14 * | 13 |
| Удельная накопленная добыча нефти за 1 год эксплуатации | тыс.т/скв | 18 | 21 | 53 | 14 | - | 19 |
| | тыс.т/м $h_{\text{нн}}$ | 2,1 | 1,9 | 3,1 | 0,9 | - | 1,6 |
| Дебит нефти | начальный | 77 | 91 | 147 | 72 | 92 * | 85 |
| | через год | 35 | 36 | 115 | 23 | - | 35 |
| Темп падения дебита нефти за год | % | -55 | -61 | -22 | -68 | - | -59 |
| Удельный начальный дебит нефти | на 1 м нефтенасыщенной толщины | 9,1 | 8,4 | 8,7 | 4,6 | 6,6 * | 7,0 |
| | на 1 тыс.м ² площади сечения ($h_{\text{нн}} \times L_{\text{гу}}$) | 18 | 13 | 9 | 6,4 | 6,4 * | 10,6 |
| Дебит жидкости | начальный | 80 | 100 | 162 | 94 | 114 * | 98 |
| | через год | 38 | 38 | 122 | 29 | - | 39 |
| Темп падения дебита жидкости за год | % | -53 | -62 | -24 | -69 | - | -60 |
| Обводненность | начальная | 3 | 9 | 9 | 23 | 19 * | 14 |
| | через год | 8 | 8 | 6 | 21 | - | 11 |

* - Данные по одной скважине с историей эксплуатации 2 месяца

Из рисунка 5.2.2 (см.участок №1) видно, что скважина 1ГС пробурена *вдоль* – линии трещинообразования, а скважина 2ГС – *перпендикулярно* ей. Сравним результаты эксплуатации этих двух скважин (таблица 5.2.4).

Таблица 5.2.4 – Сравнение показателей эксплуатации двух ГС с МсГРП с различным азимутальным положением

| Показатели | Условные номера скважин | | Соотношение показателей |
|--|---|--|-------------------------|
| | Скв.1ГС | Скв.2ГС | |
| Азимут горизонтального ствола | //стрессу | ⊥ стрессу | |
| Длина горизонтальной части ствола, м | 820 м | 690 м | 84% |
| Входной дебит нефти (за первый месяц), т/сут | 133 | 91 | 69% |
| Средний дебит нефти за первые 6 месяцев, т/сут | $\frac{110}{T_{\text{раб.}} - 116 \text{ сут}}$ | $\frac{93}{T_{\text{раб.}} - 126 \text{ сут}}$ | 84% |
| Средний удельный дебит нефти за 6 месяцев - на 1 м ΔLгс | 0,135 | 0,135 | 0 % |
| Накопленная добыча нефти за 16 месяцев, т | 25 901 | 25 562 | 99% |
| Удельная накопленная добыча нефти за 16 месяцев - на 1 м ΔLгс, т/м | 31,6 | 37,05 | 117% |
| Обводненность - на 16 ^й месяц, % | 18 | 10 | 56% |
| Дебит жидкости на 16 ^й месяц, т/сут | 41,4 | 42,4 | 102% |

Принимая во внимание крайнюю ограниченность выборки скважин и небольшой срок их работы, различие в системах закачки и расстоянии до нагнетательных скважин, можно сделать предварительный вывод о том, что показатели эксплуатации рассматриваемых двух ГС – различаются незначительно.

Из всех выделенных для анализа участков менее значимая разница в показателях между ГС с МсГРП и ННС+ГРП – отмечена на участке №4. Это обусловлено, в том числе и тем, что все ННС здесь эксплуатируют совместно два пласта со схожими ФЕС, в то время как ГС работают в интервале – только одного пласта АС₁₀¹⁻³.

Наряду с рассмотренными по участку №4 четыремя ГС пласта АС₁₀¹⁻³, еще одна ГС была пробурена здесь на нижележащий пласт АС₁₂³⁻⁵ (на рисунке 5.2.2 эта скважина показана пунктиром). Поскольку на ЮЛТ реализована единая система заводнения через наклонно-направленные нагнетательные скважины (в т.ч. в зонах совместного залегания двух и более пластов), добывающие ГС, введенные на разные пласты, в разрезе горизонта (и в плане тоже) в значительной степени сближены, т.к. они, как правило, – «однонаправленны».

В этой связи вызывает интерес сравнение показателей по скважинам в границах того или иного участка с совместным залеганием пластов АС₁₀¹⁻³ и АС₁₂³⁻⁵ при разбуривании их либо самостоятельными горизонтальными добывающими скважинами (с МсГРП), либо несколькими совместными ННС с большеобъемными ГРП – на каждый пласт. И в том, и в другом случаях

Для ознакомления. Номера страниц не совпадают с официальной версией.

нагнетательные ряды сформированы из совместных ННС.

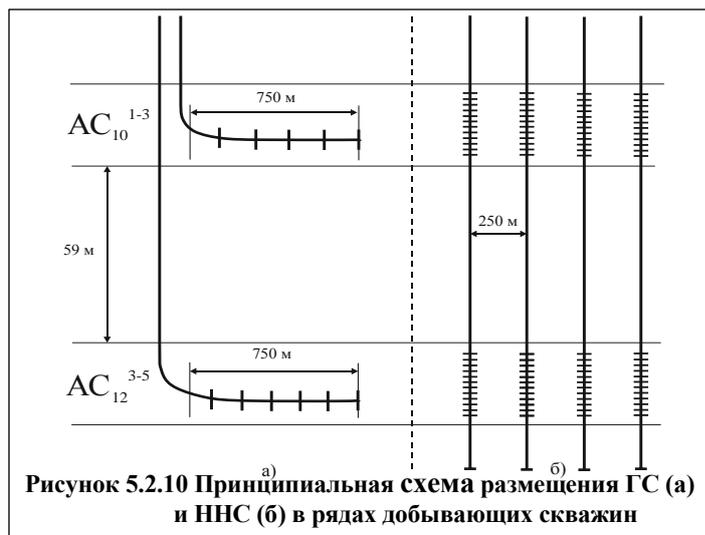


Рисунок 5.2.10 Принципиальная схема размещения ГС (а) и ННС (б) в рядах добывающих скважин

каждый пласт ГС – 750 м. В соседнем параллельном добывающем ряду пробурены ННС с расстоянием между скважинами (после уплотнения сетки) – 250 м. В этом случае, область дренирования запасов какого-либо пласта с помощью одной ГС по площади сопоставима с областью, охваченной 3-4^{мя} вертикальными скважинами.

Анализ показателей эксплуатации двух указанных ГС свидетельствует о том, что, несмотря на большую $h_{\text{нн}}$ пласта AC_{12}^{3-5} в зоне проводки ГС (13 м – против 7 м по AC_{10}^{1-3}), а также большее количество стадий ГРП (6 – против 5 на AC_{10}^{1-3}), более высокие дебиты нефти достигнуты именно по скважине, пробуренной на верхний горизонт. Причина этого связана с ухудшенными фильтрационными характеристиками пласта AC_{12}^{3-5} . Среднегодовой дебит нефти ГС по пласту AC_{10}^{1-3} – 77 т/сут (при начальном 132 т/сут), а по пласту AC_{12}^{3-5} – 40 т/сут (при начальном 75 т/сут). При этом в течение первого года эксплуатации средний дебит нефти по двум ГС снизился втрое, тем не менее кратность его превышения над средним дебитом четырех ННС, изменяется в пределах 2,2-1,7 раза (рисунок 5.2.11). В целом это коррелирует с общими закономерностями в динамике показателей эксплуатации скважин на ЮЛТ Приобского месторождения [145, 146, 148].

В то же время, ключевым фактором при сравнении групп обеих скважин является накопленная добыча нефти. За первый год эксплуатации две ГС отобрали в целом 42 тыс. т нефти, что соответствует добыче в сумме по четырем ННС (43,7 тыс. т) в соседнем ряду. Однако, у ГС есть преимущество в части более полной выработки особо низкопроницаемого пласта AC_{12}^{3-5} и более точного (прямого) учета добычи. При совместной эксплуатации объекта AC_{10-12} с помощью ННС распределение добытой нефти по пластам осуществляется по результатам промыслово-геофизических исследований или согласно проводимости ($k \cdot h_{\text{н}}$) коллекторов, что может сопровождаться большими погрешностями в разнесении дебитов.

Выбранные для сравнения скважины расположены на участке №4: с одной стороны – две ГС (по одной на AC_{10}^{1-3} и на AC_{12}^{3-5}), с другой – четыре ННС (рисунок 5.2.10). Средняя суммарная $h_{\text{нн}}$ по двум пластам – 22 м. Толщины пластов и их геолого-физические параметры в зонах проводки ГС и ННС – близки. Длина горизонтальных участков пробуренных здесь на

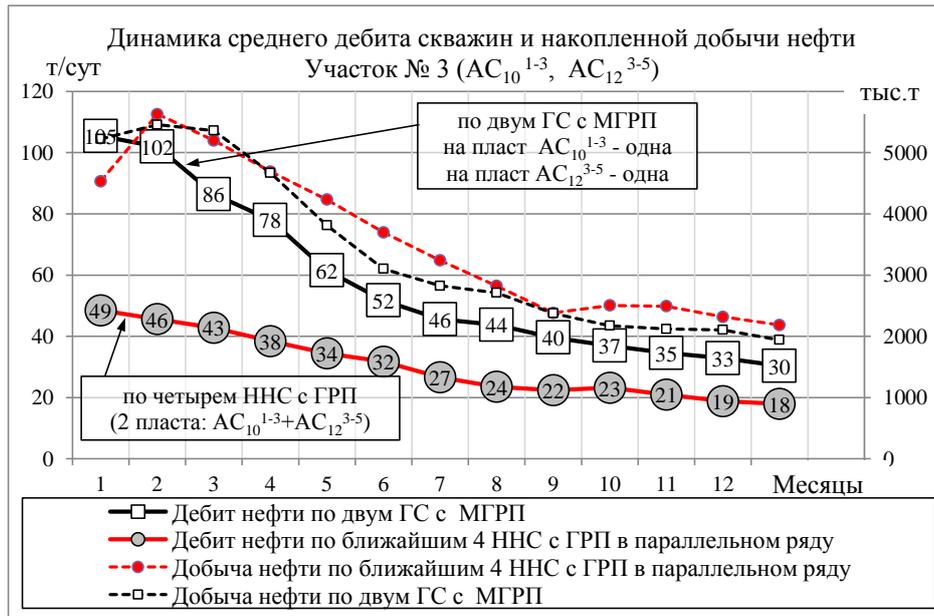


Рисунок 5.2.11 Сравнение показателей эксплуатации двух ГС с МГРП и четырёх ННС с ГРП в зоне совместного залегания двух пластов

С экономических позиций бурение двух самостоятельных ГС вместо четырех ННС также может оказаться более выигрышным. На начальном этапе предприятию вряд ли удастся сэкономить финансовые ресурсы, поскольку стоимость одной ГС с МГРП (100 млн.руб.) примерно сопоставима со стоимостью двух ННС с большеобъемными ГРП (на каждый пласт). Однако впоследствии (на стадии эксплуатации) по ГС будет иметь место экономия операционных расходов – по ряду статей затрат.

Прямой экономический эффект от переноса приоритетов в сторону технологии разработки ЮЛТ с помощью ГС с МГРП просматривается на участках с залеганием одного продуктивного пласта. Здесь соотношение показателей ГС и ННС сдвигается в пользу горизонтальных скважин. По ГС с МГРП на рассмотренных участках ЮЛТ накопленная добыча нефти за первый год эксплуатации изменяется от 5 до 29 тыс.т, составляя в среднем 16 тыс.т/скв. (таблица 5.2.5), что в 2,2 раза больше, чем по ближайшим ННС с ГРП (7,3тыс.т/скв).

Рассмотрим далее сравнение эффективности двух видов гидроразрывов, проведенных в горизонтальных скважинах – "слепых" и многостадийных.

Как было указано, почти все горизонтальные скважины с МГРП по ЮЛТ пробурены совсем недавно – в 2012-2014гг. Однако самые первые (три) ГС на Приобском месторождении были введены в 2007г. на горизонт АС₁₀. В отличие от новых, преимущественно 700-метровых ГС, длина горизонтальных участков в старых трех ГС изменялась – от 150 до 300м. При вводе в эксплуатацию в них было проведено по 1-2 "слепых" большеобъемных ГРП с общей массой закачанного проппанта – от 80 до 240т/скв.

Таблица 5.2.5 – Сравнение добычи нефти по ННС с ГРП и ГС с МсГРП

| Номер участка Пласт | Номера скважин | Число стадий ГРП | Общая масса проппанта, т | $h_{нн},$ м | Добыча нефти (Q_n) за 1 ^й год, тыс.т/скв | | $\Delta Q_n, +/-$ | |
|-------------------------------|----------------|------------------|--------------------------|----------------|---|------------|-------------------|------|
| | | | | | ННС с ГРП | ГС с МсГРП | абс. | % |
| $\frac{1}{AC_{12}^{3-5}}$ | 1 ГС | 5 | 525 | 16 | | 21 | | |
| | 2 ГС | 5 | 550 | 18 | | 21 | | |
| | В среднем | 5 | 538 | 17 | 6,6 | 21 | +14,4 | +218 |
| $\frac{2}{AC_{12}^{3-5}}$ | 13 ГС | 6 | 421 | 16 | | 11 | | |
| | 14 ГС | 4 | 322 | 20 | | 15 | | |
| | 15 ГС | 6 | 360 | 12 | | 5 | | |
| | 16 ГС | 6 | 370 | 15 | | 14 | | |
| | 17 ГС | 6 | 319 | 13 | | 13 | | |
| | 18 ГС | 6 | 400 | 16 | | 18 | | |
| | 20 ГС | 6 | 430 | 20 | | 11 | | |
| | 21 ГС | 5 | 330 | 18 | | 14 | | |
| В среднем | 6 | 369 | 16 | 5,2 | 12,6 | +7,5 | +144 | |
| $\frac{3}{AC_{10}^{1-3}}$ | 10 ГС | 5 | 280 | 6 | | 17 | | |
| | 11 ГС | 5 | 500 | 18 | | 15 | | |
| | 12 ГС | 5 | 300 | 10 | | 16 | | |
| | В среднем | 5 | 360 | 11 | 9,1 | 16 | +6,9 | +75 |
| $\frac{4}{AC_{10}^{1-3}}$ | 3 ГС | 5 | 300 | 6 | | 11 | | |
| | 4 ГС | 6 | 360 | 9 | | 18 | | |
| | 5 ГС | 5 | 250 | 7 | | 29 | | |
| | 7 ГС | 6 | 340 | 12 | | 23 | | |
| | В среднем | 5-6 | 313 | 8 | 10 (2 пласта) | 20,2 | +10,2 | +102 |
| В среднем по четырем участкам | | 5-6 | 374 | 13,6 | 7,3 | 16 | +8,7 | +118 |

Сравнение показателей эксплуатации трех старых ГС с ГРП и новых ГС с МсГРП (также пробуренных на горизонт AC_{10}) позволяет оценить целесообразность реализации последней технологии. В результате анализа установлено (таблица 5.2.6), что новые ГС с МсГРП характеризуются почти двукратным превосходством по дебитам и накопленной добыче нефти над старыми ГС с безадресными ("слепыми") гидроразрывами.

Полученные результаты будут выглядеть еще более убедительно, если учесть, что первые ГС пробурены в зонах с вдвое большей (100 мД·м) природной проводимостью пласта, нежели последние ГС (50 мД·м).

Таблица 5.2.6 – Сравнение показателей эксплуатации старых и новых ГС

| Конструкция скважин (пласт AC_{10}) | Количество скважин | Входные показатели | | | Показатели через 1 год эксплуатации | | | | | |
|---|--------------------|--------------------|----------|------------------|-------------------------------------|----------|------------------|--------------------|----------|------------------------------|
| | | Дебит, т/сут | | Обводненность, % | Дебит, т/сут | | Обводненность, % | Снижение дебита, % | | Отбор нефти на 1 скв., тыс.т |
| | | нефти | жидкости | | нефти | жидкости | | нефти | жидкости | |
| Старые ГС ($\Delta L_{гв}=250$ м) со «слепыми» ГРП | 3 | 45 | 47 | 4 | 22 | 23 | 4 | -51 | -51 | 11,4 |
| Новые ГС ($\Delta L_{гв}=700$ м) с МсГРП | 11 | 88 | 97 | 9 | 36 | 39 | 7 | -59 | -60 | 20,2 |
| Разница ($\Delta GU = 450$ м) | | +43 | +50 | +5 | +14 | +16 | +3 | | | +8,8 |
| То же, % | | +96 | +106 | | +64 | +70 | | | | +77 |

В плане прогноза продуктивности новых скважин обычной конструкции (ННС – с гидроразрывом), буримых на низкопроницаемые коллектора, значительный практический интерес представляет получение обобщённых эмпирических уравнений для определения начальных дебитов скважин в зависимости от геолого-физических характеристик пласта. Выполненная авторами обработка исходных геолого-промысловых данных приблизительно по двум тысячам скважин Приобского месторождения (ЮЛТ) позволила установить приближённую зависимость начальных дебитов жидкости ($q_{ж.нов.}$) наклонно-направленных скважин с гидроразрывом – от проводимости вскрытого пласта ($k \cdot h$ – мД·м) – рисунок 5.2.12.

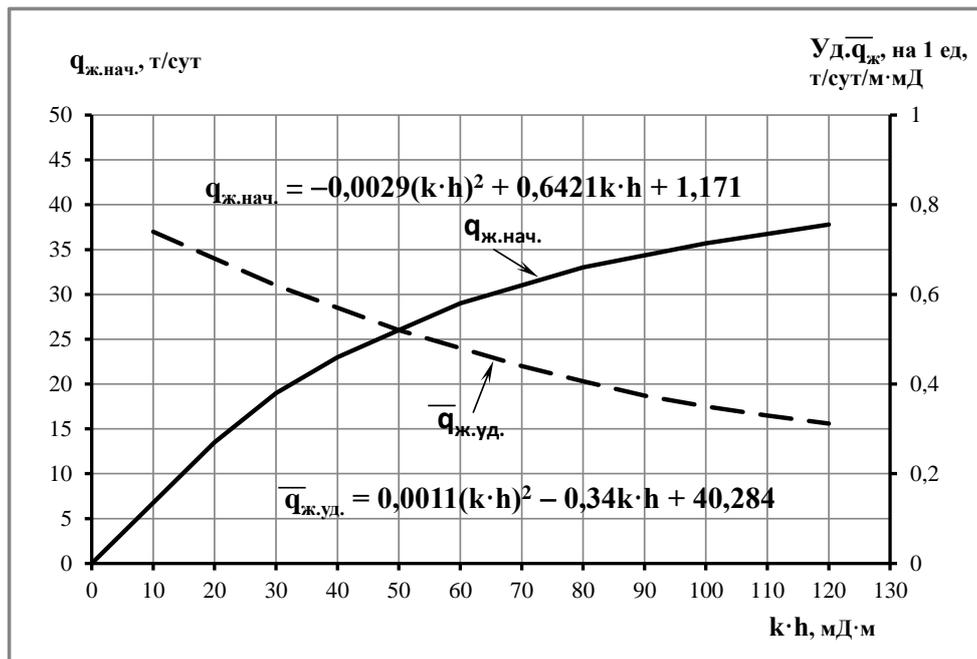


Рисунок 5.2.12 Усредненные зависимости дебитов жидкости скважин (ННС с ГРП) от проводимости пластов АС10 и АС12 Приобского месторождения (ЮЛТ)

При этом по горизонту АС10 рассмотрены данные по 1538 скважинам, по горизонту АС12 – по 1391 скважине. Горизонт АС10 имеет следующие характеристики: нефтенасыщенная толщина – 12,6 м, проницаемость – 8,3 мД, проводимость – 105 мД·м, пористость – 17,2%, нефтенасыщенность – 64,3%, песчанность – 40%, расчлененность – 9,3. Горизонт АС12 характеризуется следующими параметрами: нефтенасыщенная толщина – 11 м, проницаемость – 2,8 мД, проводимость – 31 мД·м, пористость – 17%, нефтенасыщенность – 60,7%, песчанность – 22%, расчлененность – 9. Из приведённых данных видно, что проводимость горизонта АС10 в 3,4 раза выше, чем по ультранизкопроницаемому горизонту АС12.

В результате обработки исходных данных установлены следующие виды обобщённых зависимостей начального дебита и удельного дебита жидкости от фильтрационной проводимости горизонта в скважине:

$$q_{ж.нач.} = -0,0029 \times (K_{пр} \cdot h_n)^2 + 0,6421 \times K_{пр} \cdot h_n + 1,171 \quad (5.2.2)$$

$$\bar{q}_{\text{ж.уд.}} = 0,0011 \times (K_{\text{пр}} \cdot h_{\text{н}})^2 - 0,34 \times K_{\text{пр}} \cdot h_{\text{н}} + 40,284 \quad (5.2.3)$$

где: $q_{\text{ж.нач.}}$ – начальный дебит скважин по жидкости, т/сут;

$\bar{q}_{\text{ж.уд.}}$ – удельный начальный дебит жидкости на единицу проводимости, т/сут·(мД·м);

$K_{\text{пр}}$ – проницаемость пласта, мД;

h – нефтенасыщенная толщина пласта, м.

Укажем, что полученные зависимости справедливы для наклонно-направленных скважин Приобского (ЮЛТ) месторождения, обработанных большеобъемными гидроразрывами и могут служить базовой основой для оценки (сравнения) эффективности применения технологии ГС+МСГРП на рассмотренных геологических объектах.

Выводы по Приобскому месторождению:

1. В работе установлено, что в сопоставимых геологических условиях начальные дебиты ГС с МСГРП в два раза выше дебитов ННС с большеобъемными ГРП, при практически одинаковой (за счет наличия ЧНЗ) входной обводненности продукции [163].

2. Получено, что средний начальный дебит нефти по 33 горизонтальным скважинам составляет 77 т/сут, в т.ч. по 15 ГС, пробуренным на пласт АС₁₀ – 88 т/сут (при средней толщине $h_{\text{нн}}$ – 11м), по 17 ГС, пробуренным на АС₁₂ – 67 т/сут (при средней толщине $h_{\text{нн}}$ – 16м).

3. Высокая (2,1:1) кратность соотношения дебитов ГС с МСГРП по жидкости (95 т/сут) по сравнению с ННС+ГРП (46 т/сут) обеспечена за счет суммарной существенно большей закачки (в среднем – в 3,5 раза) проппанта при выполнении многостадийных гидроразрывов (в среднем всего – 370 т/скв.) по сравнению с большеобъемными ГРП в ННС (в среднем – 105 т/скв.).

4. Неблагоприятной особенностью работы ГС с МСГРП, а также ННС с ГРП, работающих в аналогичных геологических условиях, являются высокие темпы падения дебитов во времени. В течение первого года эксплуатации дебиты скважин снижаются на 63 и 65 %, соответственно.

5. Накопленная за первый год добыча нефти по ГС с МСГРП (16 тыс.т) в среднем в 2,2 раза превышает отборы по ближайшим ННС с ГРП (7,4 тыс.т), что подтверждает высокую перспективность применения новой технологии на ЮЛТ Приобского месторождения.

6. Бурение ГС с увеличенной длиной горизонтального участка (750м) и проведением в них многостадийных ГРП в сочетании с жесткой системой заводнения – является рациональной технологией разработки особо низкопроницаемых коллекторов в чистонефтяных зонах залежей.

7. В зонах НПК с уверенным прогнозом присутствия нефтенасыщенных толщин (более 10-12м), увеличение длины горизонтального участка в скважи-

нах до 1000м – весьма перспективно.

8. Для однопластовых месторождений (или участков – с единичной залежью) технология ГС с МсГРП (с увеличенной длиной горизонтального участка) по технико-экономическим соображениям представляется более приемлемой по сравнению с системами из наклонно-направленных скважин (с ГРП).

9. В условиях существенно сближенного залегания двух и более продуктивных пластов, совмещенных в плане, бурение добывающих ГС с МсГРП в сочетании с организацией совместной закачки воды в нагнетательные ННС (или с применением оборудования для ОРЗ) также является альтернативой добывающим ННС, поскольку это способствует ускоренной и более полной выработке запасов нефти.

5.3 Анализ эффективности эксплуатации горизонтальных скважин с проведением многостадийного гидроразрыва пласта на Зимнем нефтяном месторождении

Зимнее месторождение (второе – после Приобского), где нижнемеловые отложения в пласте АС₁₀² разрабатываются с частичным применением горизонтальных скважин [56]. Введено в добычу в 2008г., всего здесь пробурено около 200 скважин. Первые ГС пробурены в середине 2013г., а к концу 2014г. их количество достигло 13 скважин. Однако лишь только пять из них имеют историю эксплуатации – более одного года.

На объекте реализуется однорядная система разработки. Расстояние между рядами скважин – 550м, между скважинами – 450м, плотность сетки – 25 га/скв. При этом (как и на ЮЛТ) ряды сориентированы вдоль преимущественного направления развития регионального стресса, т.е. с северо-запада – на юго-восток. В отличие от литологических залежей ЮЛТ пласт АС₁₀² Зимнего месторождения характеризуется наличием обширных водонефтяных зон (рисунки 5.3.1, 5.3.2).

Общий проектный фонд по месторождению – 422 скважины, в т.ч. добывающих – 191 (из ГС – 83), нагнетательных – 231. В ГС (с ГУ – 500 м), попавших в ЧНЗ – проведены четырёхстадийные гидроразрывы. Для анализа эффективности применения горизонтального бурения выделено три участка (рисунок 5.3.3), геолого-физические параметры которых представлены в таблице 5.1.2.

С учетом геологических факторов, повышающих риски обводнения скважин (наличие ВНЗ и высокопроводящих каналов, небольшие глинистые разделы между нефте- и водонасыщенной частями разреза), многозонные ГРП выполнены в 9 ГС из 13 пробуренных. Остальные ГС имеют стандартную конструкцию и оборудованы щелевыми фильтрами. Отметим, что не все зоны, куда попали ГС с МсГРП, характеризуются надежной глинистой перемычкой между нефте- и водонасыщенными пропластками.

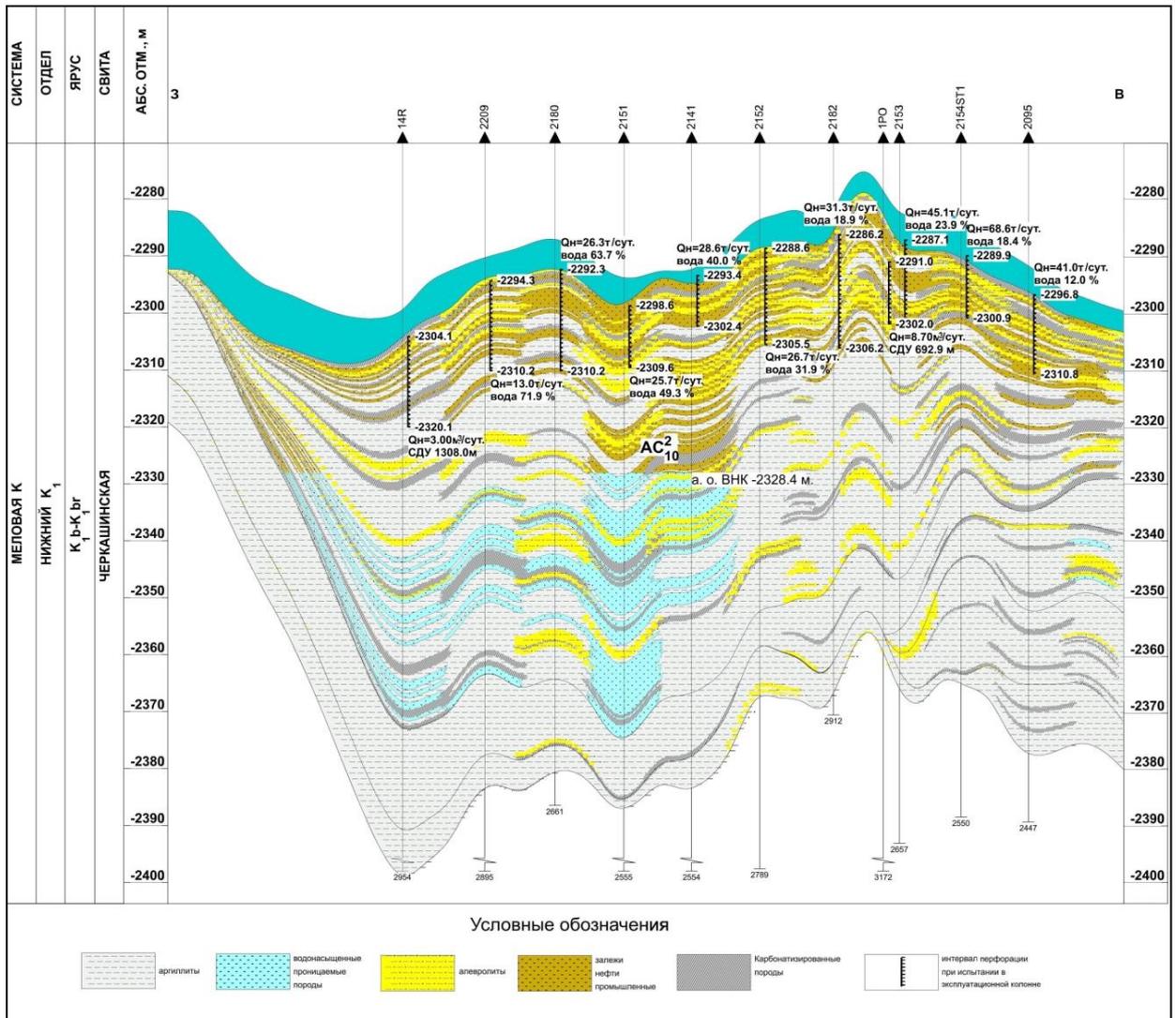


Рисунок 5.3.1 Геологический разрез пласта AC_{10}^2 Зимнего месторождения
/Источник – ООО «Газпромнефть-НТЦ»/

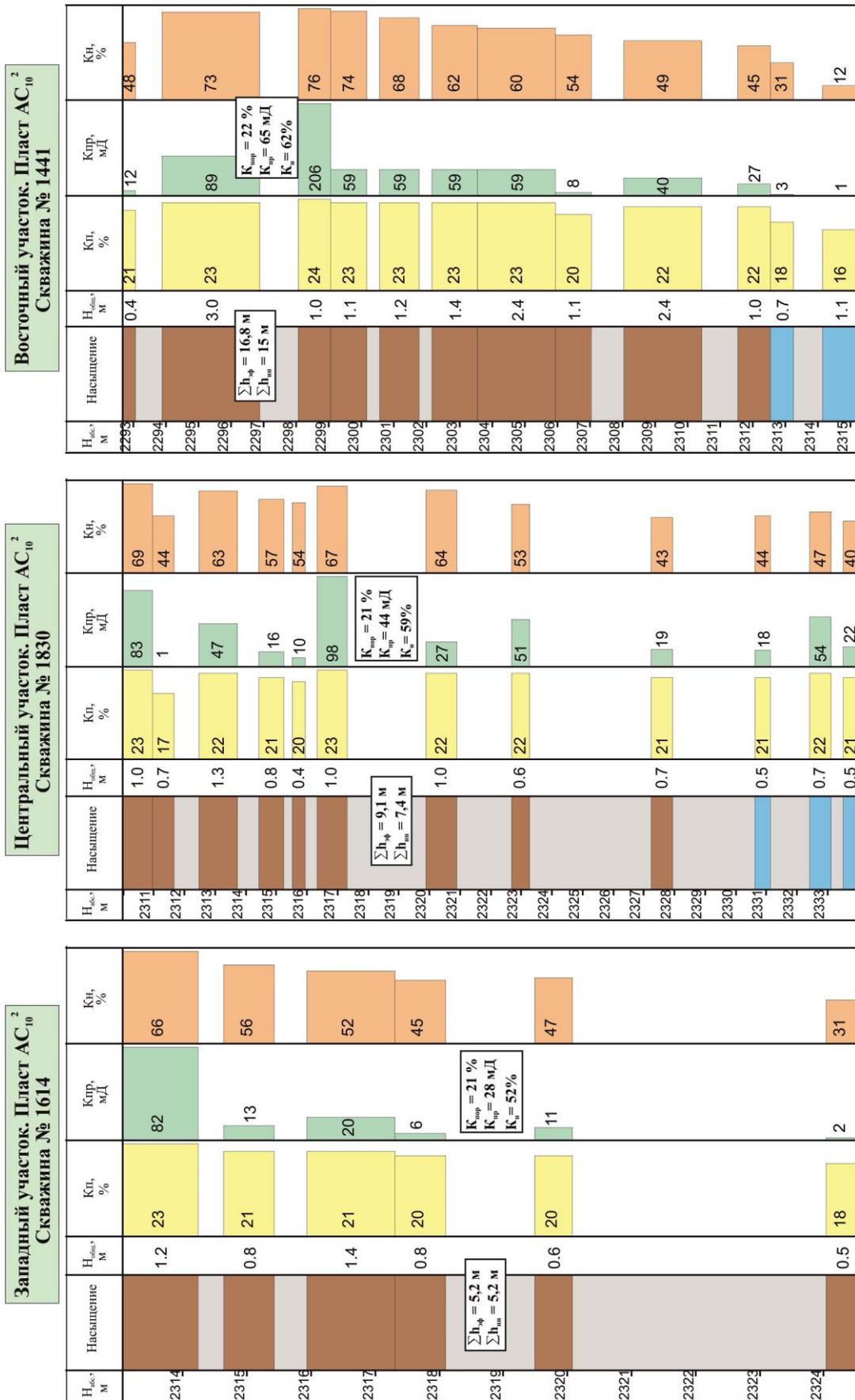


Рисунок 5.3.2 Типовые геологические разрезы по скважинам Зимнего месторождения

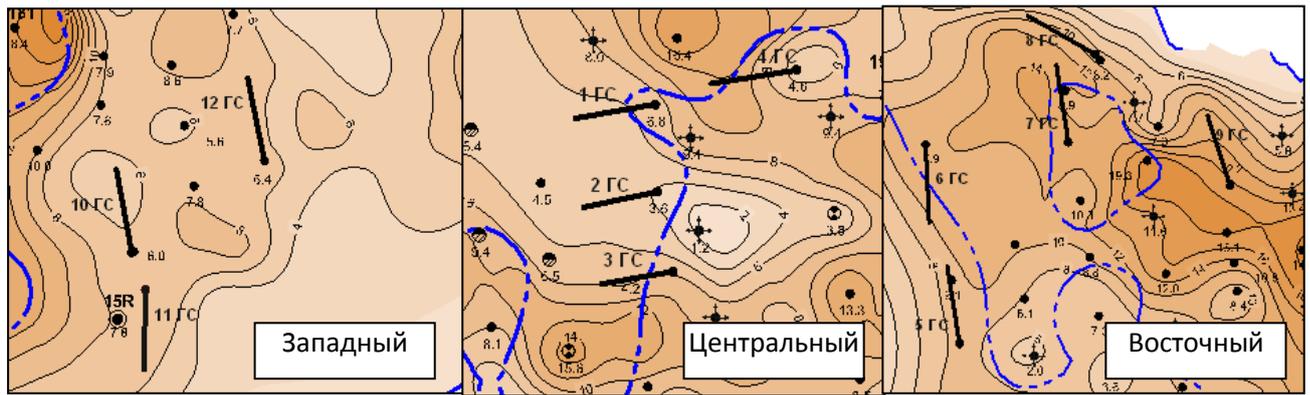


Рисунок 5.3.3 Схемы размещения ГС на участках Зимнего месторождения

Длина горизонтальных участков в пробуренных ГС варьирует от 500 до 650 м при средней – 580 м. Эффективная длина ГУ изменяется от 330 до 550 м, в среднем – 440 м, коэффициент эффективного вскрытия – 76%. Количество стадий ГРП в ГС варьирует от 3 до 5, общая масса закачанного в скважину пропанта изменяется от 120 до 200 т.

В девяти ГС многостадийные ГРП выполнены в зонах со средней проводимостью пласта 150-300 мД·м, по скважинам она изменяется от нескольких десятков – до 1000 мД·м. Входные дебиты жидкости по ГС с МсГРП составляли 20-160 т/сут, в среднем – 94 т/сут (средняя $h_{\text{нн}}$ – 6,9 м), что на 40% выше дебитов ГС без ГРП – 48 т/сут (при средней $h_{\text{нн}}$ – 10 м) – таблица 5.3.1.

Таблица 5.3.1 – Показатели работы ГС и ННС по участкам

| Наименование | Ед. изм. | Западный | | Центральный | | Восточный | | | В сумме | | |
|---|--|--------------------------|-----|-------------|------|-----------|---------|--------|---------|------|-----|
| | | ГС | ННС | ГС | ННС | ГС | ГС | ННС | ГС | ННС | |
| | | МсГРП | ГРП | МсГРП | ГРП | МсГРП | - | ГРП | МсГРП | ГРП | |
| Количество скважин | скв. | 3 | 2 | 4 | 4 | 2 | 3 | 6 | 9 | 12 | |
| в т.ч. с историей эксплуатации более 1 года | скв. | - | 2 | 4 | 4 | | (1) | 6 | 4 | 12 | |
| Средняя длина ГУ, м | м | 610 | | 508 | | 603 | 606 | | 563 | - | |
| Средняя $h_{\text{нн}}$ в зоне проводки ГС | м | 6,0 | 8,8 | 7,0 | 9,1 | 8,3 | 10,0 | 13,2 | 6,9 | 10,9 | |
| Накопленная добыча нефти за первый год эксплуатации | тыс.т скв | - | 9,2 | 8,9 | 10,6 | - | (17,6) | 15,7 | 8,9 | 12,9 | |
| | тыс.т м $h_{\text{нн}}$ | - | 1,0 | 1,3 | 1,2 | - | (1,8) | 1,2 | 1,3 | 1,2 | |
| Дебит нефти | начальный | 54 | 45 | 35 | 38 | 42 | 40 (59) | 34 | 43 | 37 | |
| | через год | - | 18 | 31 | 26 | - | 44 | 39 | 31 | 30 | |
| Темп падения дебита нефти за год | % | - | -60 | -12 | -32 | - | -26 | +16 | -28 | -19 | |
| Удельный начальный дебит нефти | на 1 м нефтенасыщенной толщины | т/сут м | 9,0 | 5,1 | 5,0 | 4,2 | 5 | 4 (6) | 2,6 | 6,2 | 3,4 |
| | на 1 тыс.м ² площади сечения ($h_{\text{нн}} \times L_{\text{ГУ}}$) | т/сут тыс.м ² | 15 | - | 10 | - | 8 | 7 (10) | - | 11 | - |
| Дебит жидкости | начальный | 97 | 72 | 75 | 60 | 123 | 49 (64) | 72 | 94 | 68 | |
| | через год | - | 26 | 51 | 43 | - | 51 | 56 | 51 | 46 | |
| Темп падения дебита жидкости за год | % | - | -64 | -32 | -29 | - | (-21) | -23 | -46 | -32 | |
| Обводненность | начальная | 45 | 38 | 54 | 37 | 66 | 17 (8) | 53 | 54 | 45 | |
| | через год | - | 30 | 40 | 39 | - | 13 | 30 | 40 | 36 | |

Из трех горизонтальных (без проведения ГРП) две скважины попали в зоны с очень высокой проводимостью пласта $AC_{10}^2 - 1000\text{мД}\cdot\text{м}$ ($h_n - 10\text{м}$ и $K_{пр} - 100\text{мД}$), а одна – на участок с пониженной фильтрационной характеристикой ($K_{пр}\cdot h_n - 100\text{мД}\cdot\text{м}$). Вследствие этого дебиты последней скважины на протяжении первого года были втрое ниже – 20т/сут (против 60т/сут). Дебиты жидкости по всем трем ГС (без ГРП) были относительно стабильными во времени, за год терялось не более 15%. В то же время по ГС с МсГРП за этот же период наблюдалось двукратное их снижение – до уровней, сопоставимых с дебитами ГС без ГРП (рисунок 5.3.4).

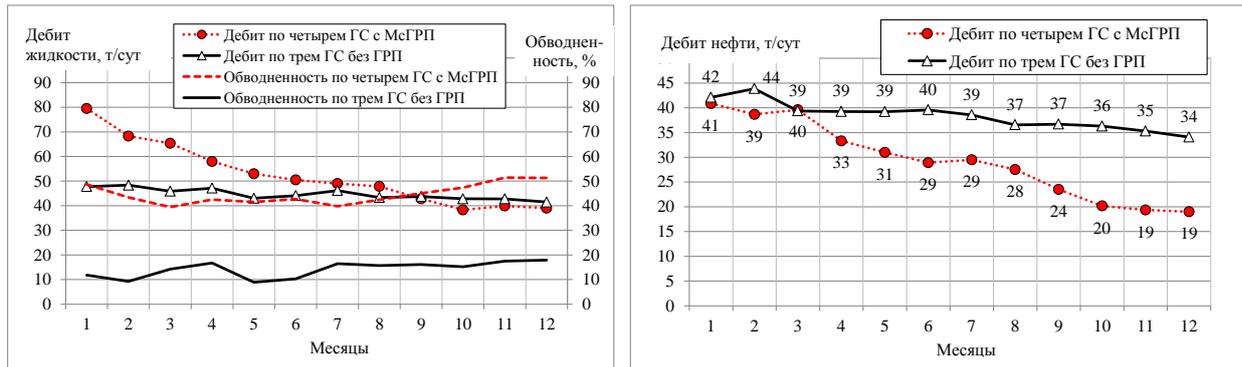


Рисунок 5.3.4 Сравнение показателей эксплуатации ГС с МсГРП и ГС без ГРП

Наряду с устойчивыми дебитами жидкости все три ГС (без ГРП) характеризуются невысокой (10-15%) входной обводненностью при росте её за год эксплуатации – не более, чем на 5%. Падение дебитов нефти по этим скважинам также отличаются умеренными темпами – около 15% за год.

В то же время во всех ГС с МсГРП входная обводненность оказалась в 4-5 раз выше, чем по ГС без ГРП, по скважинам она изменялась от 30 до 75%. Это свидетельствует о притоке воды из водонасыщенных пропластков уже на старте эксплуатации скважин. Указанное подтверждает высокие риски проведения гидроразрывов в водонефтяных зонах залежей с небольшими глинистыми разделами от воды. Более того, при сохранении обводненности ГС с МсГРП в течение года на уровнях, близких к начальным (40-50%), дебиты скважин по нефти и жидкости за год сократились в два раза.

Что касается ННС, то практически во всех скважинах Зимнего месторождения выполнены стандартные операции ГРП. В каждую скважину закачано в среднем по 60т проппанта, что в 2-2,5 меньше, чем в ГС – суммарно за несколько стадий ГРП. Поскольку ГС с МсГРП с историей эксплуатации более одного года присутствуют только на Центральном участке месторождения, в рамках анализа выполнено их сравнение с ближайшими ННС с ГРП. Установлено, что технологические показатели работы указанных двух групп скважин – в целом сопоставимы (таблица 5.3.1, рисунок 5.3.5).

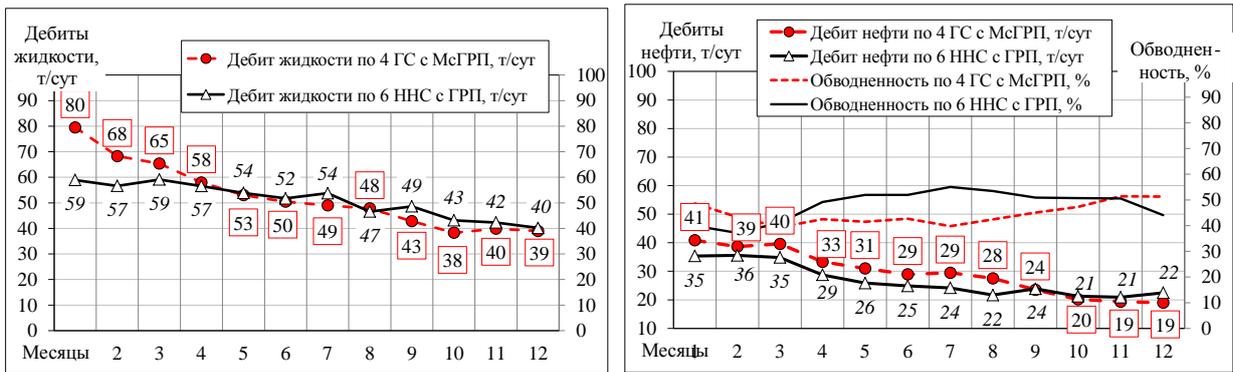


Рисунок 5.3.5 Сравнение показателей эксплуатации ГС с МсГРП и ННС с ГРП

Приведенные данные позволяют сделать вывод об отсутствии очевидных преимуществ от выполнения МсГРП в ГС в условиях Зимнего месторождения.

Рассмотрим далее, как азимутальная ориентация горизонтального участка скважин в пласте AC_{10}^2 влияет на динамику показателей их работы. Часть ГС (3 шт.) пробурена *вдоль* направления линии регионального стресса (Западный и Восточный участки), другие ГС (3 шт.) – *перпендикулярно* ей (Центральный участок). Сравнив показатели по шести скважинам, находящимся в сопоставимых геолого-технологических условиях ($h_{нн}$, $\Delta L_{гс}$, проведение МсГРП), получили следующие результаты:

1) Дебиты жидкости ГС с МсГРП, сориентированных с севера на юг преимущественно *вдоль* направления линии стресса по азимуту (332°) – в 1,5-2 раза выше и они более стабильны во времени. В течение непродолжительной (4 месяца) эксплуатации этих ГС средний дебит жидкости находился на уровне – не ниже 95 т/сут. Дебит нефти при этом несколько уменьшился – с 50 до 45 т/сут вследствие роста обводненности – с 44 до 53%.

2) Дебиты жидкости в ГС с МсГРП, *перпендикулярных* направлению стресса (т.е. линии восток – запад), в течение первых четырех месяцев снизились более чем на треть – с 73 до 45 т/сут. В то же время по ним установлено снижение обводненности – с 50 до 35% (за счет уменьшения притока технической воды). Указанное позволило поддерживать дебиты нефти на уровне 33-30 т/сут, которые хоть и меньше, чем у стресс-ориентированных ГС, но являются более стабильными.

Выводы по Зимнему месторождению:

1. Входной дебит жидкости по ГС с МсГРП (при длине ГУ – 563 м) составлял 94 т/сут – против 68 т/сут по ННС с ГРП. По входному дебиту нефти ситуация следующая: по ГС с МсГРП – 43 т/сут, по ННС с ГРП – 37 т/сут. Входная обводненность по ГС с МсГРП составляла 54%, по ННС с ГРП – 45%.

2. В условиях объекта AC_{10}^2 средняя накопленная добыча нефти за первый год эксплуатации ГС с МсГРП составила 9 тыс.т/скв., что на 22% меньше, чем по соседним ННС с ГРП – 11 тыс.т/скв. Полученные результаты обуслов-

лены высокими темпами обводнения ГС, что в сочетании с высокой стоимостью работ по МсГРП делает их технологически и экономически неконкурентноспособными.

3. Проведение многостадийных ГРП в ГС в условиях Зимнего месторождения при достаточно высокой проводимости коллекторов (сотни мД·м) и отсутствии надежного глинистого раздела между нефте- и водонасыщенной частями пласта – нецелесообразно из-за высоких рисков обводнения скважин.

4. В рассматриваемых условиях Зимнего месторождения обычные ГС (без интенсификации притока путём применения МсГРП) вполне способны обеспечить эффект по добыче нефти выше, чем наклонно-направленные скважины с гидроразрывом.

5. Для обоснования приоритетного азимутального направления проводки горизонтальных стволов на Зимнем месторождении (вдоль – либо \perp линии регионального стресса) необходимо продолжить исследования и обобщение результатов работы пробуренных горизонтальных скважин.

5.4 Опыт применения горизонтальных добывающих скважин в монолитных пластах Южно-Киньяминского месторождения

Важный дополнительный опыт в области бурения и эксплуатации горизонтальных скважин предприятие ООО «Газпромнефть-Хантос» приобрело в ходе разработки (с 2013г.) нового актива – Южно-Киньяминского месторождения [158]. Месторождение по запасам – небольшое, промышленная нефтеносность приурочена к терригенным отложениям пласта ЮВ₁¹ верхнеюрского комплекса васюганской свиты. Из десятка выявленных небольших залежей нефти в разработку вовлечены три – в пласте ЮВ₁¹ (ЮВ₁^{1а}). Основная, наиболее крупная залежь, расположена в центральной части месторождения. Все залежи пластово-сводового типа, в различной степени осложненные тектоническими нарушениями.

Менее чем за два года в дополнение к старым поисково-разведочным скважинам на месторождении пробурено 26 новых эксплуатационных, в т.ч. 13 горизонтальных и 13 наклонно-направленных. Быстрое разбуривание месторождения с применением ГС обеспечило уже на второй год разработки высокие (более 7%) темпы отбора от НИЗ нефти категории С₁, а от запасов вовлеченных залежей – 8,3%.

Геологическая характеристика выделенных залежей представлена в таблице 5.1.2, в целом по объекту разработки ЮВ₁¹ – в таблице 5.4.1. Средняя глубина залегания кровли горизонта ЮВ₁¹ – 2900м. Общая толщина пласта в границах коллектора – 9,1 м эффективная – 7,7м, нефтенасыщенная – 5,5м. На Основной залежи скважины вскрыли чистонефтяную зону пласта, на двух других залежах – преимущественно водонефтяную зону с глинистой пере-

мычкой около одного метра между нефте- и водонасыщенными пропластками.

Таблица 5.4.1 – Параметры продуктивного горизонта ЮВ₁¹

| Параметры | | Значения |
|---|---------------------------|----------|
| Общая толщина (от кровли до подошвы коллектора), м | | 9,1 |
| Эффективная толщина, м | | 7,7 |
| Эффективная нефтенасыщенная толщина, м | | 5,5 |
| Эффективная водонасыщенная толщина, м | | 2,2 |
| Толщина неколлектора, м | | 1,4 |
| Песчанистость в границах коллекторов, % | | 85 |
| Расчлененность (нефть+вода), б/р | | 2,2 |
| Средняя толщина нефтенасыщенного пропластка, м | | 4,7 |
| Средняя толщина 1-го непроницаемого пропластка, м | | 0,9 |
| Пористость пласта, % | | 17 |
| Проницаемость, мД | нефтенасыщенная часть | 68 |
| | водонасыщенная часть | 101 |
| | нефтеводонасыщенная часть | 72 |
| Коэффициент нефтенасыщенности, доли ед. | | 0,533 |
| Послойная неоднородность ($V^2_{\text{посл.}}$), доли ед. | | 0,28 |

Разрабатываемые залежи характеризуются монолитным строением пласта: эффективная песчанистость – 85%, что в сочетании с неплохой проницаемостью (30-150 мД) и прочими параметрами создают благоприятные условия для применения горизонтальных скважин. В некоторых зонах Западной и Восточной залежей запасы нефти относятся к контактным. Представленные на рисунках 5.4.1 и 5.4.2 геолого-статистические и типовые геологические разрезы [158], построенные по скважинным данным, наглядно демонстрируют особенности строения и распределения ФЕС по разрезу продуктивного горизонта.

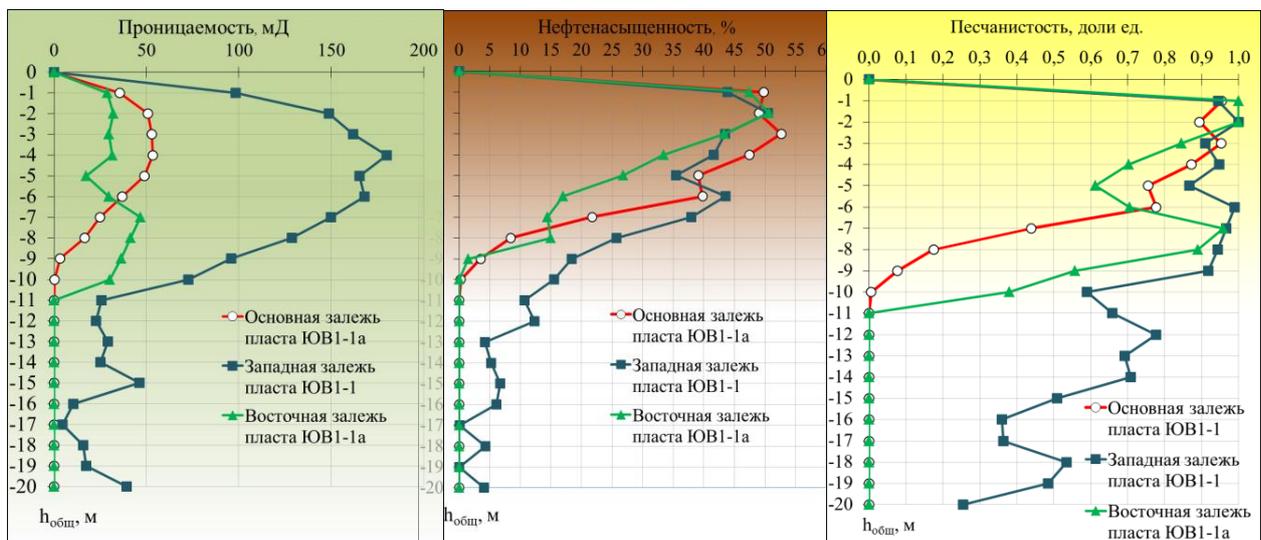
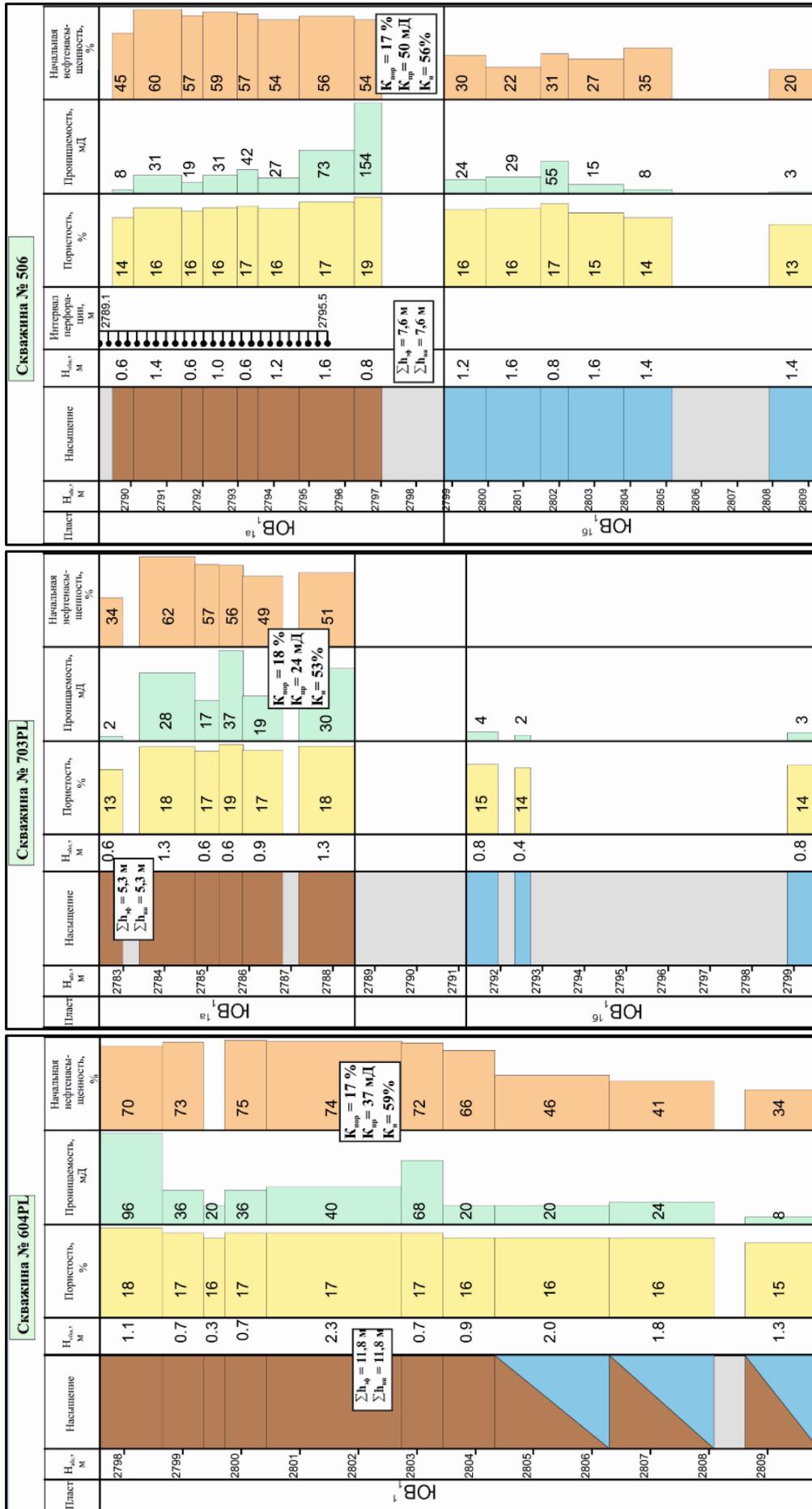


Рисунок 5.4.1 Геолого-статистические разрезы по залежам, вскрытым горизонтальными скважинами



а) Западная залежь б) Основная залежь в) Восточная залежь
 Рисунок 5.4.2 Типовые геологические разрезы пласта в пилотных стволах и разведочной скважине Южно-Киньяминского месторождения

Таблица 5.4.2 – Структура действующего фонда скважин ЮКМ

| Фонд скважин | Всего | в т.ч по залежам | | |
|---------------------------------|-------|------------------|----------|-----------|
| | | Основная | Западная | Восточная |
| Эксплуатационные – всего | 25 | 14 | 6 | 5 |
| в т.ч.: добывающие | 21 | 10 | 6 | 5 |
| из них: горизонтальных | 12 | 7 | 3 | 2 |
| наклонно-направленных | 9 | 3 | 3 | 3 |
| нагнетательные | 4 | 4 | - | - |
| Поисково-разведочные (в добыче) | 6 | 2 | 3 | 1 |
| Итого | 31 | 16 | 9 | 6 |

Несмотря на то, что горизонтальные скважины пробурены преимущественно в зонах максимальных нефтенасыщенных толщин залежей, средняя вскрытая в скважинах толщина невелика – 6,3м. Длина горизонтальных участков в пласте изменяется от 600 до 800м, составляя в среднем – 750м, Исключением является одна скважина на Восточной залежи, бурение в которой по геологическим причинам было ограничено участком – 350м. Окончания всех скважин оборудованы хвостовиком-фильтром, ГРП в ГС – здесь не проводились. Средняя по всем ГС доля эффективной (в границах коллекторов) проходки по геофизическим данным оценивается в 90%, изменяясь по скважинам – от 66 до 100% (таблица 5.4.3).

Таблица 5.4.3 – Показатели по 12 горизонтальным скважинам (без ГРП)

| Залежь | Номер скважины | Длина горизонтального участка, м | Эффективная проходка | | Ср. $h_{нн}$, м | Входной дебит, т/сут (1 мес) | | $K_{прод}$, м ³ /сут* МПа | ΔP , МПа (при вводе) |
|-----------|----------------|----------------------------------|----------------------|-----|------------------|------------------------------|-------|---------------------------------------|------------------------------|
| | | | м | % | | нефти | жидк. | | |
| Основная | 703ГС | 613 | 571 | 93 | 5,5 | 112 | 127 | 20 | 7 |
| | 704ГС | 808 | 798 | 99 | 6,3 | 109 | 129 | 17 | 8 |
| | 706ГС | 758 | 653 | 86 | 6,5 | 98 | 125 | 15 | 9 |
| | 712ГС | 707 | 597 | 84 | 7,1 | 95 | 104 | 11 | 11 |
| | 701ГС | 607 | 600 | 99 | 4,5 | 72 | 95 | 3 | 24 |
| | 711ГС | 822 | 814 | 99 | 6,5 | 62 | 69 | 4 | 16 |
| | 714ГС | 782 | 717 | 92 | 7,0 | 58 | 74 | 5 | 14 |
| | В среднем | 728 | 679 | 93 | 6,2 | 86 | 103 | 11 | 13 |
| Западная | 604ГС | 849 | 720 | 85 | 8,7 | 144 | 150 | 35 | 5 |
| | 607ГС | 800 | 800 | 100 | 6,8 | 73 | 81 | 17 | 5 |
| | 605ГС | 759 | 626 | 82 | 6,7 | 66 | 70 | 15 | 5 |
| | В среднем | 803 | 715 | 89 | 7,4 | 94 | 100 | 22 | 5 |
| Восточная | 502ГС | 808 | 536 | 66 | 4,5 | 64 | 69 | 8 | 12 |
| | 501ГС | 350 | 335 | 96 | 5,8 | 41 | 54 | 3 | 16 |
| | В среднем | 579 | 436 | 81 | 5,1 | 53 | 62 | 6 | 14 |
| В целом | В среднем | 722 | 647 | 90 | 6,3 | 83 | 96 | 13 | 11 |

В среднем по горизонтальным скважинам входной дебит нефти составлял – 83 т/сут, дебит жидкости – 96 т/сут при обводнённости – 14 %. Коэффициент продуктивности в ГС равен 13 т/сут·МПа при депрессии – 11 МПа (таблица 5.4.3).

Тот факт, что более высокие дебиты ГС были получены в скважинах при

меньших депрессиях на пласт, косвенно свидетельствует о влиянии на дебиты скважин, в первую очередь, геологических факторов. Между вскрытыми толщинами пласта и начальными дебитами нефти по ГС есть определенная корреляция, причем более отчетливо она прослеживается на Западной и Восточной залежах (рисунок 5.4.4).

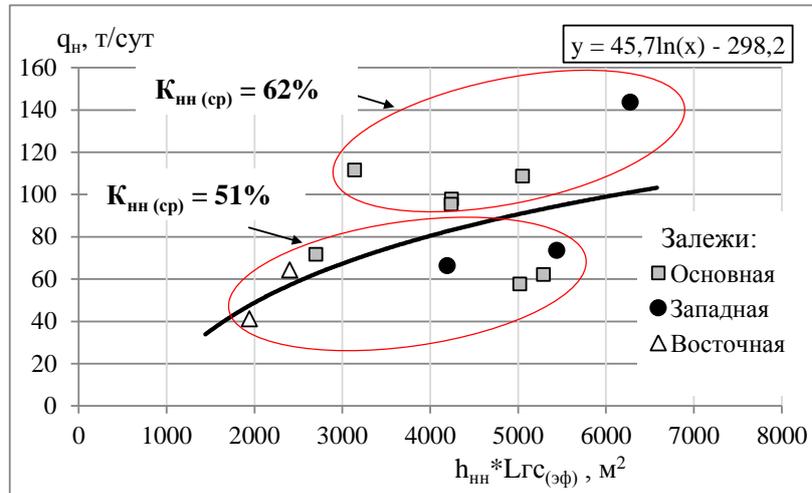


Рисунок 5.4.4 Зависимость дебита нефти ГС (без ГРП) от вскрытой нефтенасыщенной толщины и эффективной проходки

Несмотря на непродолжительную историю разработки, накопленная за два года информация позволяет сформировать некие базовые представления об эффективности бурения горизонтальных скважин в рассмотренных геологических условиях. Вследствие монолитного строения объекта и удовлетворительных ФЕС коллекторов динамика дебитов ГС пока характеризуется достаточной устойчивостью. За первые три месяца средний дебит жидкости снизился с 96 до 89 т/сут (т.е. на 7%), в то время как дебит нефти – практически не изменился (рисунок 5.4.5).

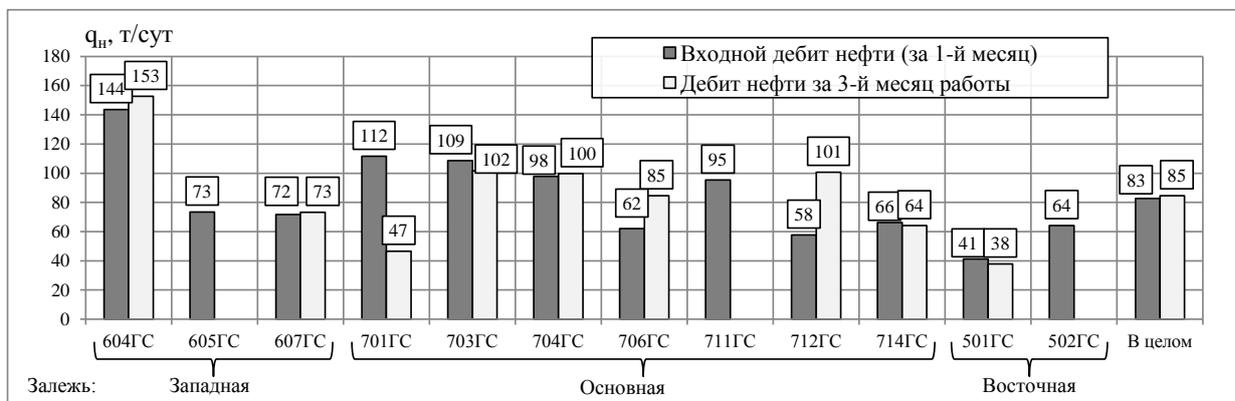


Рисунок 5.4.5 Сопоставление входных и текущих дебитов нефти по ГС (без ГРП)

Учитывая, что рассматриваемые залежи отличаются по геологическому строению и характеристикам, далее выполнен анализ работы ГС – отдельно по каждой из них. Кроме того, представляет интерес также сравнение проектных

и фактических показателей эксплуатации горизонтальных скважин. Для получения обобщенной временной динамики изменения дебитов показатели по ГС, введенным в эксплуатацию в разные периоды, были приведены к единой (условной) дате ввода их в эксплуатацию.

Сопоставление ожидаемых (проектных) и фактических дебитов ГС показало следующее (рисунок 5.4.6). Если предполагаемые (полученные в проекте на 3D-модели) и фактические дебиты жидкости по ГС на Основной залежи – в целом совпадают, то фактически полученная обводненность оказалась существенно ниже прогнозируемой. По этой причине фактические дебиты нефти по ГС оказались на 15-30% выше проектных [143].

Характерной особенностью эксплуатации ГС является снижение их обводненности в течение 1-2 месяцев после ввода в добычу (рисунок 5.4.7). Это свидетельствует о технических причинах появления воды в скважинах на начальном этапе. В целом же анализируемый период работы ГС на Основной залежи можно отнести к безводному периоду эксплуатации. Это обусловлено тем, что пробуренные здесь ГС расположены в ЧНЗ пласта ЮВ₁^{1а}, а их стволы проложены преимущественно в кровельной и средней частях разреза (рисунок 5.4.8).

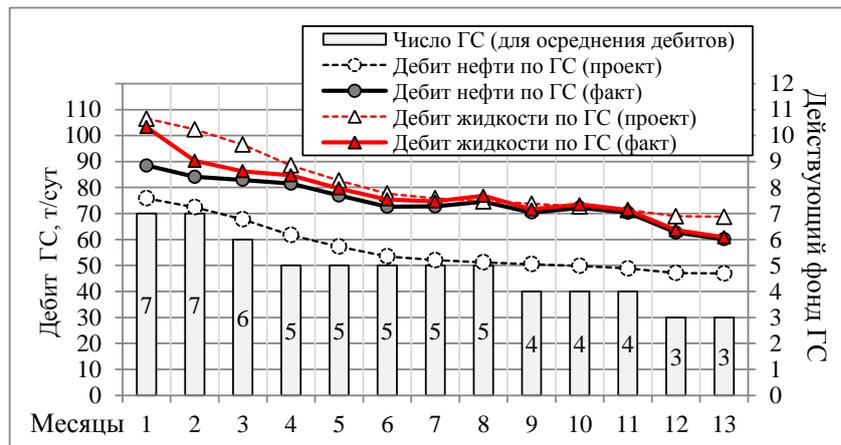


Рисунок 5.4.6 Сопоставление проектных и фактических дебитов ГС на Основной залежи (приведенных к одной дате ввода)

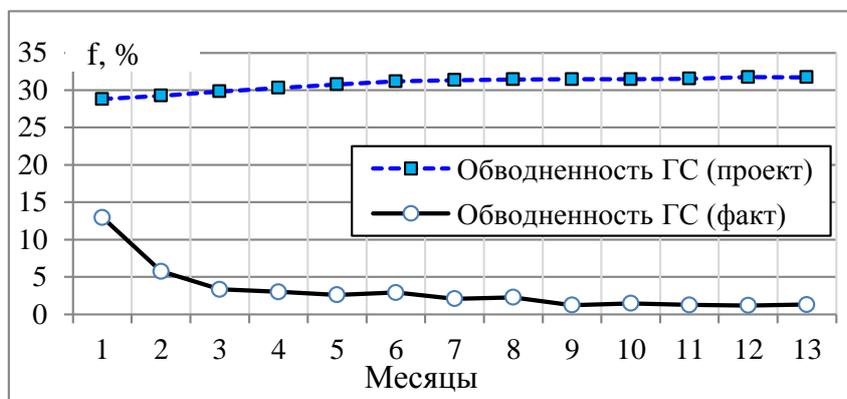


Рисунок 5.4.7 Динамика обводненности ГС на Основной залежи (приведенная к началу ввода скважин в эксплуатацию)

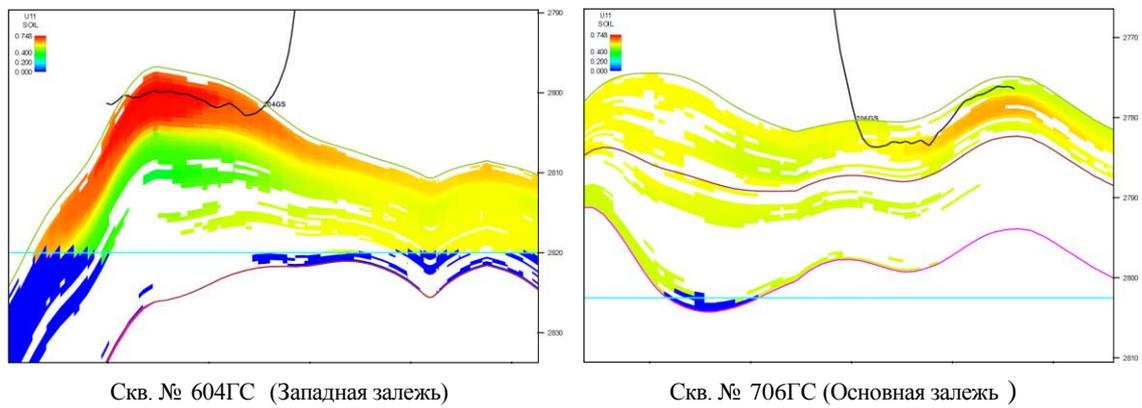


Рисунок 5.4.8 Профили пробуренных горизонтальных скважин 604ГС и 706ГС

Из сравнения показателей эксплуатации находящихся в обработке на нефть нагнетательных (ННС), добывающих разведочных (ННС) и горизонтальных скважин следует, что последние выглядят – предпочтительнее. На Основной залежи входной дебит нефти по ГС (без ГРП) составил 89 т/сут, а по ННС (без ГРП) – 52 т/сут. В среднем отношение дебитов нефти и жидкости ГС/ННС составляет 1,7 (рисунок 5.4.9). На 10-й месяц работы скважин после запуска дебиты нефти составили: по ГС – 72 т/сут, по ННС – 39 т/сут, их отношение – 1,85. На Западной и Восточной залежах наблюдается схожая картина: дебиты ГС по отношению к ННС выше – в 1,8 раза, причём во времени они достаточно стабильны.

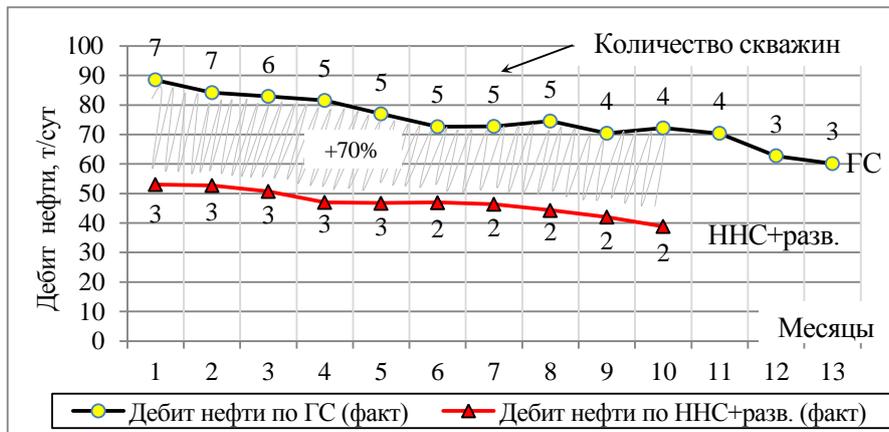


Рисунок 5.4.9 Сравнение дебитов нефти по ГС (без ГРП) и ННС (без ГРП) на Основной залежи

Поддержание устойчивых дебитов ГС обеспечивается за счет соответствующего неуклонного понижения забойного давления в скважинах. В период эксплуатации месторождения насчитывается 4 ГС, продолжительность работы которых на текущий момент превышала один год. В течение первых 12 месяцев забойное давление по этим скважинам было снижено вдвое – с 17 до 8,5 МПа (рисунок 5.4.10).

При этом пластовое давление в залежах за рассматриваемый период снизилось на 8 МПа (или 28%) – с начального 29 МПа до текущего 21 МПа. В целом это можно расценивать как вполне допустимое понижение для юрских за-

лежей ХМАО. Коэффициент продуктивности за год снизился в 1,6 раза – с 11 до 7 т/сут·МПа. Несмотря на это, средняя удельная накопленная добыча нефти по ГС за один полный год эксплуатации оказалась весьма значительной – 27 тыс.т/скв. [158].

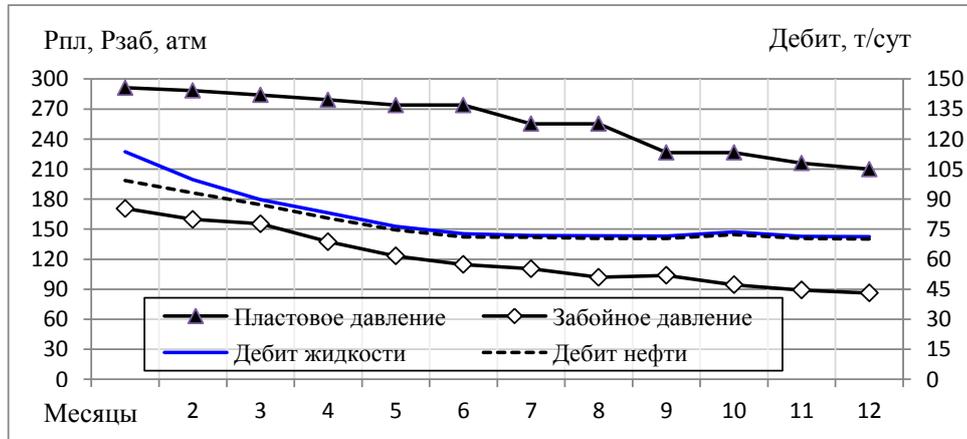


Рисунок 5.4.10 Динамика дебитов и забойного давления по четырем ГС Основной залежи за полный год их эксплуатации

Наряду с выявленной для ГС корреляцией между дебитом и площадью «эффективного сечения» пласта вдоль ствола ГС, анализ дебитов нефти и жидкости по пробуренным ННС без ГРП (в т.ч. по разведочным скважинам) также показал наличие нелинейной связи с нефтенасыщенной толщиной (рисунок 5.4.11). Более высокие начальные дебиты обеспечили вертикальные скважины на участках с большими нефтенасыщенными толщинами.

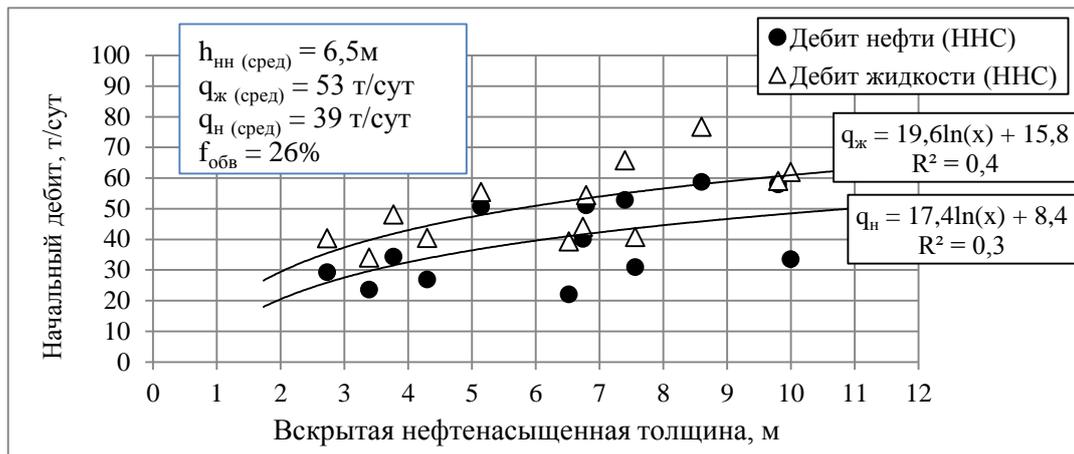


Рисунок 5.4.11 Зависимость начальных дебитов по ННС (без ГРП) от вскрытой нефтенасыщенной толщины пласта

Связь же удельных дебитов ННС со вскрытыми толщинами имеет обратный, нелинейный вид (рисунок 5.4.12). Среднее значение начального удельного на 1 м h_n дебита жидкости по ННС равно 9 (т/сут)/м, а на 1 единицу проводимости $k \cdot h$ – 0,132 (т/сут)/мД·м. Среднее значение начального удельного (на один метр h_n) дебита нефти по ННС оценивается в 6,7 (т/сут)/м.

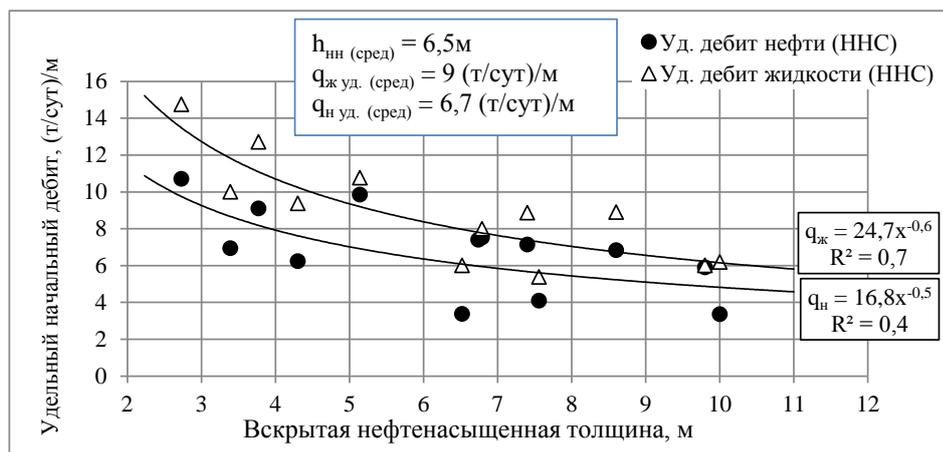


Рисунок 5.4.12 Зависимость удельных начальных дебитов по ННС (без ГРП) от вскрытой нефтенасыщенной толщины пласта

Выводы по Южно-Киняминскому месторождению [158]:

1. В 2013-2014 гг. на Южно-Киняминском месторождении введено в эксплуатацию 13 горизонтальных скважин с длиной горизонтального участка – 722 м.

2. Входной дебит нефти по ГС составлял 83 т/сут, дебит жидкости – 96 т/сут при обводнённости – 14 %. Входной дебит нефти по ННС (без ГРП) составлял 52 т/сут. Соотношение дебитов ГС и ННС равно – 1,7:1. На 10^й месяц работы скважин текущий дебит нефти составлял: по ГС – 72 т/сут, по ННС – 39 т/сут, их соотношение 1,8:1.

3. Ввиду повышенной (сотни мД·м) проводимости пласта ЮВ₁¹ на Южно-Киняминском месторождении работа горизонтальных скважин на рассмотренном временном отрезке отличается относительной стабильностью дебитов.

4. В условиях, когда залежи нефти приурочены к средне- и высокопроницаемым (30-150 мД), опесчаненным (0,85) и слоисто однородным ($V^2_{\text{посл.}}=0,2-0,3$) пластах с небольшими (5-6м) нефтенасыщенными толщинами – их разработку целесообразно осуществлять комбинированными системами, сочетающими горизонтальные добывающие и вертикальные нагнетательные скважины.

5. Быстрое разбуривание небольших залежей, приуроченных к монолитным пластам с удовлетворительными ФЕС – с использованием горизонтальных скважин увеличенной протяженности обеспечивает выход на высокие (7-10% в год) темпы отбора запасов нефти уже в первые годы их освоения.

6. Для стабилизации энергетического состояния пласта ЮВ₁¹ на более крупных нефтяных залежах необходимо обеспечивать своевременное формирование системы ППД. Мелкие залежи могут разрабатываться на естественном режиме.

5.5 Результаты эксплуатации первых горизонтальных скважин на Южном нефтяном месторождении

В предыдущий период времени на Южном месторождении НК «Магма» пробурила две горизонтальные скважины – 4084ГС и 4086ГС. Месторождение разрабатывается с 1993г. Залежь пласта ЮВ₁¹ по типу – пластово-сводовая, а в районе бурения ГС – представлена водонефтяной зоной. Наличие обширных ВНЗ, а также присутствие в разрезе пласта ЮВ₁¹ высокопроницаемых пропластков (в основном, водонасыщенных) существенно осложнило разработку месторождения.

Геологическая характеристика Западной залежи пласта ЮВ₁¹ в районе пробуренных ГС представлена в таблице 3.1.2, а схема размещения ГС и их траектории – на рисунке 5.5.1.

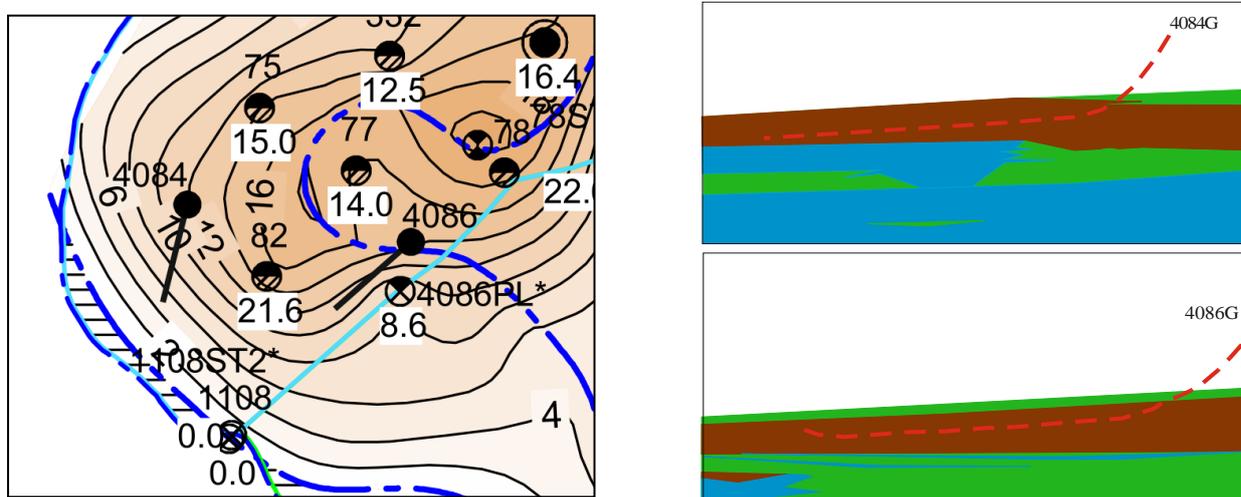


Рисунок 5.5.1 Схема размещения и фактические траектории горизонтальных скважин

Основными отличиями Южного от рассмотренных выше месторождений является очень высокая (868 мД·м) проводимость пласта ЮВ₁¹, монолитное его строение, пониженная нефтенасыщенность и наличие подошвенных вод (рисунки 5.5.2, 5.5.3). На месторождении пробурено всего около сотни эксплуатационных скважин, соотношение добывающих и нагнетательных скважин весьма жёсткое – 1,7:1.

Рассматриваемые две ГС пробурены в 2010 г., средняя длина горизонтального участка в пласте – 380м, ГРП в скважинах – не проводились. В районе нахождения ГС реализована избирательная система размещения скважин на базе площадной обращенной 7-точечной схемы, ПСС – 30 га. Обе ГС вступили в эксплуатацию сразу с высокой обводненностью – более 50%, с дебитом жидкости – 40 т/сут и дебитом нефти – 18 т/сут. За 12 месяцев работы дебиты по ГС резко снизились – по нефти до 7 т/сут, по жидкости – до 20 т/сут, а обводненность увеличилась – до 66%.

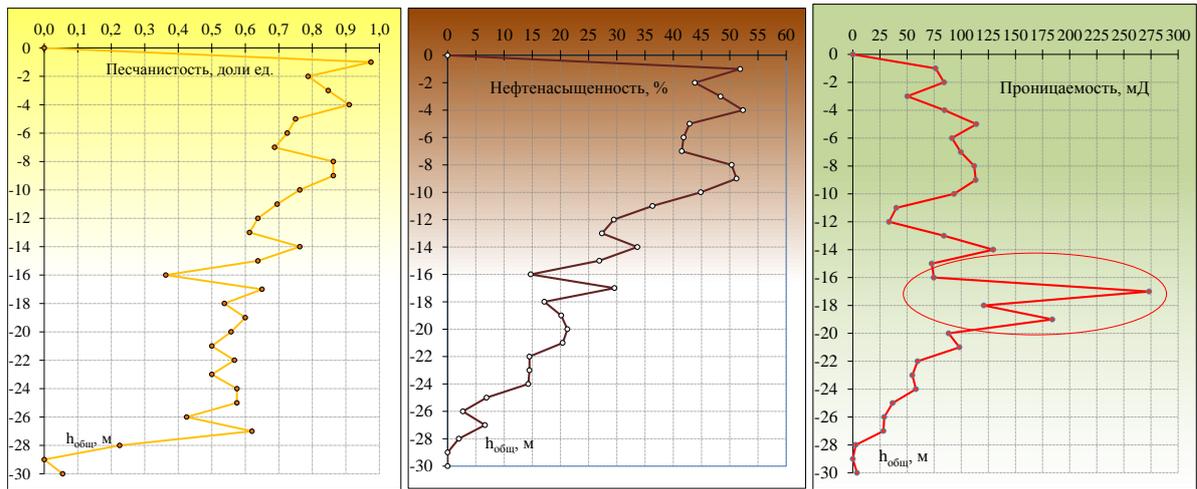


Рис. 5.5.2 Геолого-статистические разрезы пласта ЮВ₁¹ в районе бурения ГС

К завершению четвертого года эксплуатации (2014г.) скважины работали уже на пределе рентабельности: дебит нефти – 3 т/сут, обводненность – 90%. Лишь форсирование отборов жидкости по скважинам в последние два месяца анализа позволило чуть поднять дебит нефти – до 5 т/сут.

Для оценки эффективности горизонтального бурения на Южном месторождении выполнено сравнение входных, текущих и накопленных показателей разработки – по двум ГС и трем ближайшим ННС (таблица 5.5.1).

Таблица 5.5.1 – Результаты эксплуатации ННС и ГС на Южном месторождении

| Тип скважин | Количество скважин | Входные показатели | | | Показатели через 4 года эксплуатации | | | | |
|-------------|--------------------|--------------------|-----------------------|------------------|--------------------------------------|-----------------------|------------------|------------------------------|----------------------|
| | | Дебит нефти, т/сут | Дебит жидкости, т/сут | Обводненность, % | Дебит нефти, т/сут | Дебит жидкости, т/сут | Обводненность, % | Отбор нефти на 1 скв., тыс.т | Накопленный ВНФ, т/т |
| ГС | 2 | 18 | 40 | 56 | 3 | 30 | 90 | 10 | 2,6 |
| ННС | 3 | 35 | 45 | 22 | 23 | 46 | 50 | 35 | 1,0 |
| В среднем | - | 26,3 | 42,5 | 38 | 13 | 38 | 66 | 22,5 | 1,8 |

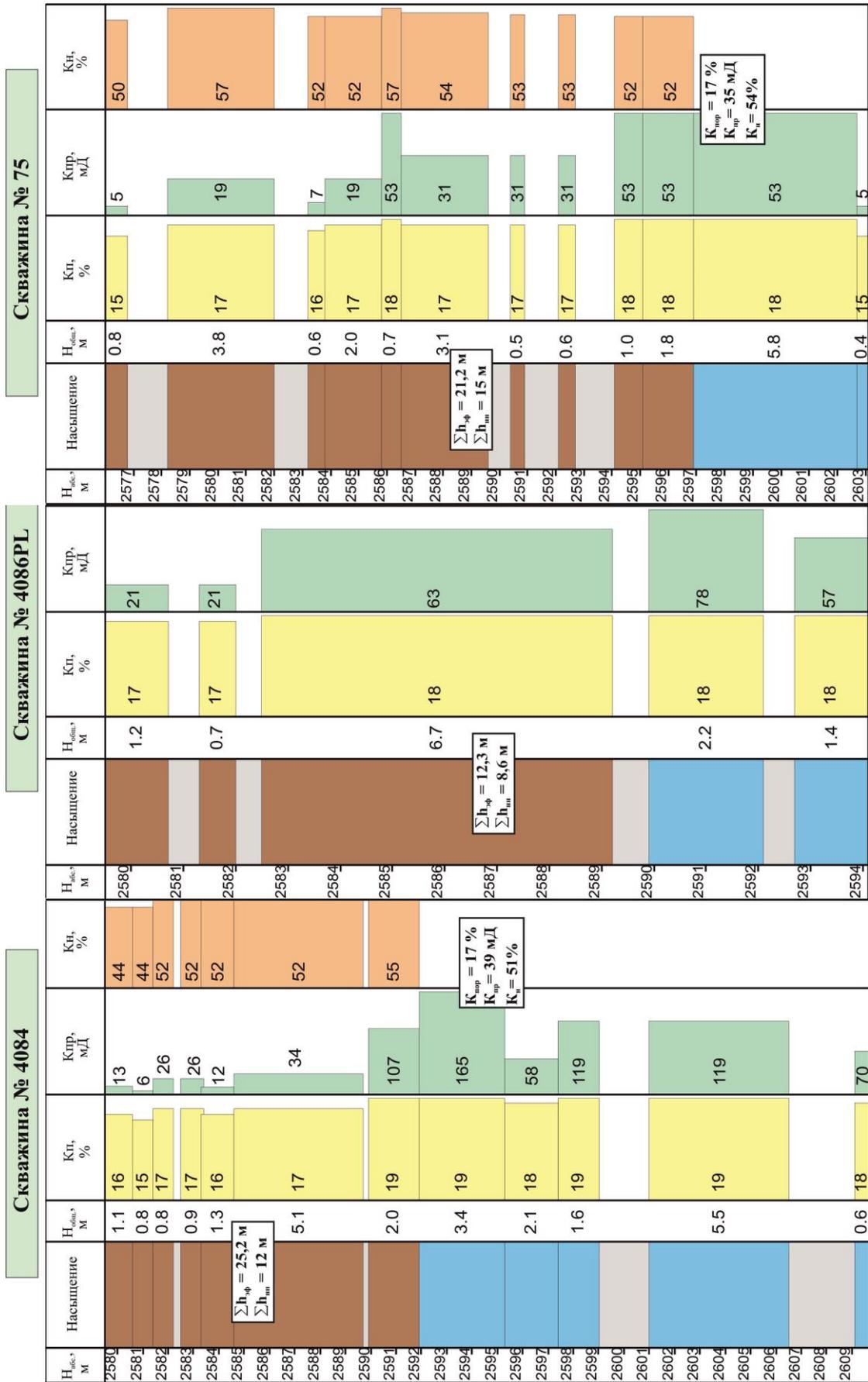


Рисунок 5.5.3 Геологические разрезы пласта ЮВ₁¹ по скважинам в районе проводки ГС Южного месторождения

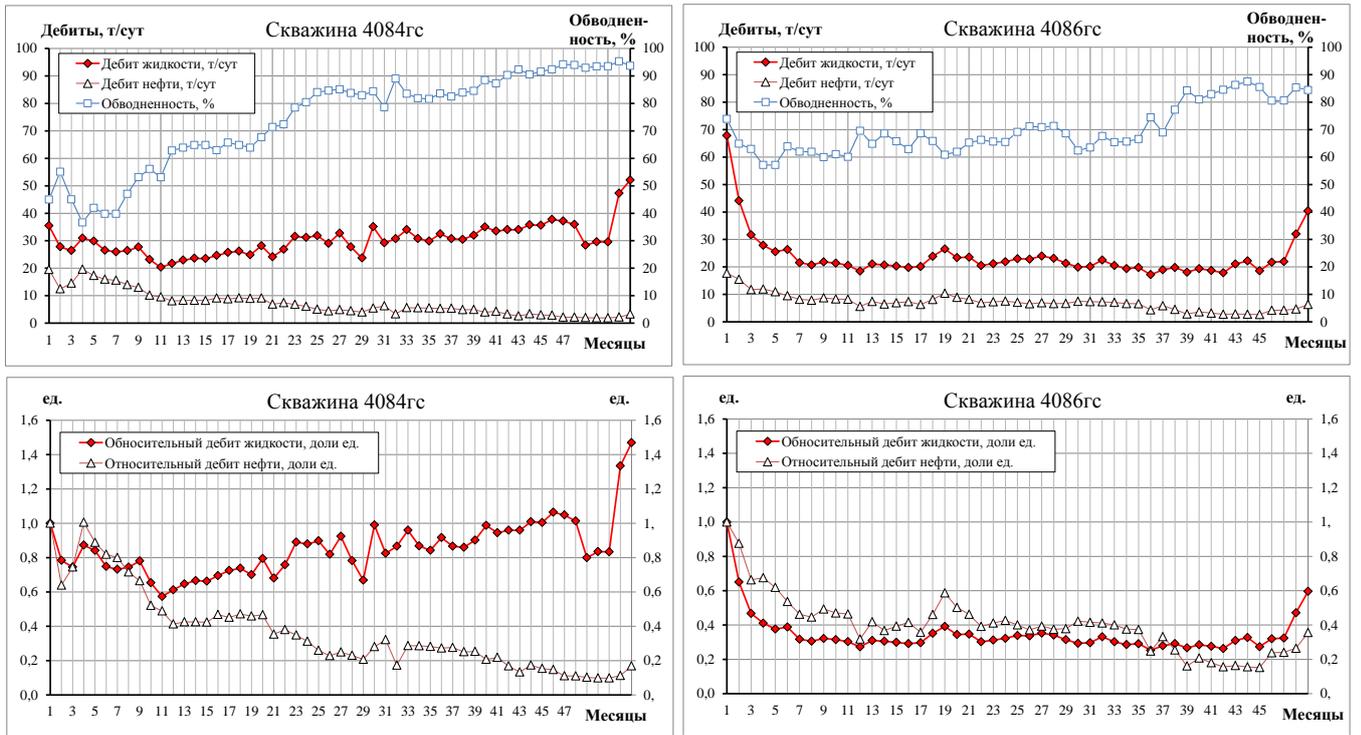


Рисунок 5.5.4 Показатели эксплуатации ГС (№№4086 и 4084) на Южном месторождении

Из сопоставления показателей по двум группам скважин видно, что:

- входной дебит нефти по ННС вдвое выше, чем по ГС; в конце 2014 г. средний дебит нефти по ННС превышал дебит по ГС – в восемь раз;
- входная обводненность по ННС была ниже, чем по ГС; в конце 2014г. обводненность продукции ННС была на 40 % ниже, чем по ГС;
- в динамике суммарной текущей добычи нефти по пяти рассматриваемым скважинам (ГС+ННС) доля ГС из-за обводнения снизилась – в четыре раза.

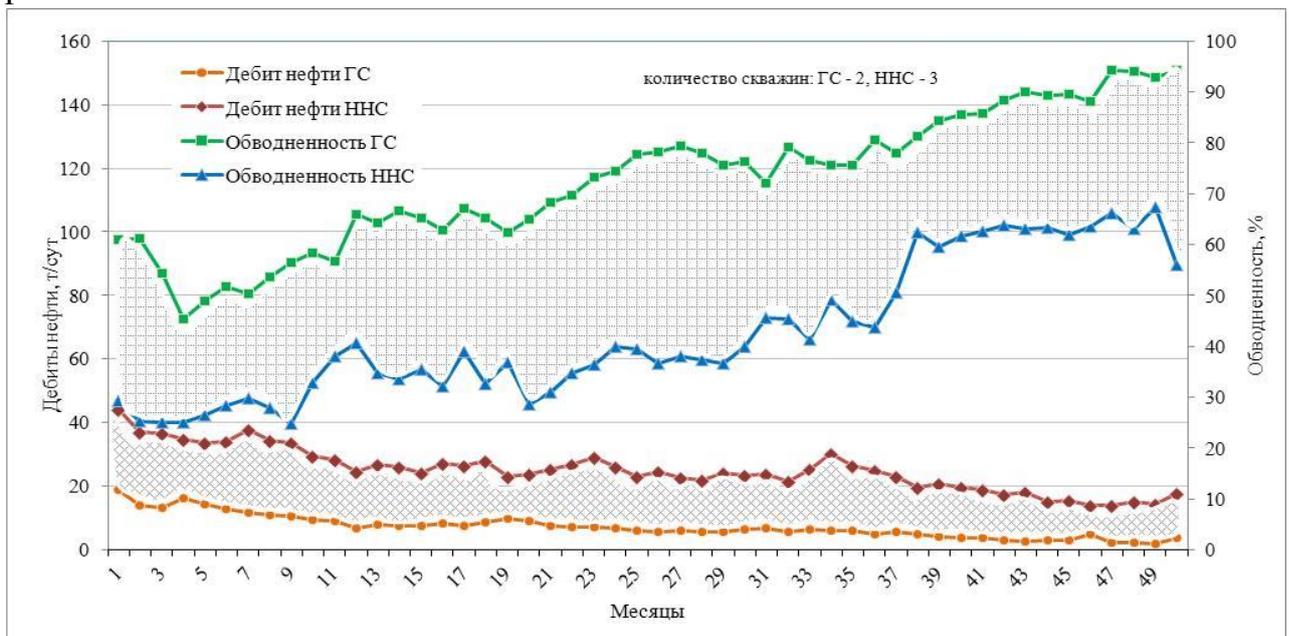


Рис. 5.5.5 Динамика дебитов и обводненности по ГС и ННС Южного месторождения

За четырехлетнюю историю эксплуатации удельный накопленный отбор нефти на одну скважину составил: по ГС – 10 тыс.т, по близрасположенным ННС – 35 тыс.т, накопленный ВНФ: по ГС – 2,6 т/т, по ННС – 1 т/т.

Таким образом, из-за отрицательного влияния ряда геологических факторов и технологических причин бурение горизонтальных скважин на Южном месторождении оказалось значительно менее эффективным, чем это ожидалось на стадии проектирования.

Общие выводы по результатам применения горизонтальных скважин на месторождениях ООО «Газпромнефть-Хантос»

1. Предприятием накоплен успешный положительный опыт бурения и эксплуатации горизонтальных скважин, что позволяет рекомендовать увеличить объёмы их дальнейшего применения на действующих и новых месторождениях.

2. В условиях залегания нефти в низкопроницаемых пластах Приобского месторождения бурение горизонтальных скважин увеличенной длины в сочетании с проведением в них многостадийных гидроразрывов пласта является наиболее эффективной технологией дальнейшей разработки месторождения.

3. Наиболее подходящими для применения новой технологии (ГС с МсГРП) являются однопластовые месторождения (участки) и залежи нефти литологического типа, либо пластовые сводовые с надежным глинистым разделом между нефте- и водонасыщенными частями разреза.

4. Потенциал использования технологии бурения ГС с МсГРП также велик и в условиях многопластовых месторождений (с НПК), когда существенно сближенные (по разрезу) залежи нефти отличаются по своим ФЕС. Реализация технологии здесь будет способствовать увеличению коэффициента нефтеизвлечения.

5. С технико-экономической точки зрения применение технологии ГС с МсГРП способно обеспечить выгоду как недропользователю (за счет ускоренного отбора нефти), так и государству (за счет более полной выработки запасов).

6. В условиях повышенной природной проводимости продуктивных пластов (более 300мД·м) применение технологии (ГС+МсГРП), по крайней мере, при вводе скважин в эксплуатацию из бурения – нецелесообразно.

7. Особенностью выполненного обобщения результатов работы горизонтальных скважин с многостадийными ГРП является ограниченная продолжительность истории их эксплуатации во времени.

8. По мере накопления опыта применения указанных технологий тематика исследований может быть расширена в следующих направлениях:

– анализ влияния работы нагнетательных горизонтальных скважин на эффективность системы ППД в низкопроницаемых коллекторах, а также темпы обводнения добывающих горизонтальных скважин с многостадийными ГРП, обоснование оптимальных режимов их эксплуатации.

– прогнозирование и изучение реальных конфигураций трещин многостадийных ГРП в пласте.

– изучение влияния технологической «нагруженности» горизонтальных скважин с многостадийными ГРП на эффективность использования всей протяженности ее горизонтального участка.

– уточнение критериев применения многостадийных ГРП в горизонтальных скважинах с целью получения максимальной технико-экономической эффективности.

Глава 6.

Анализ эффективности бурения уплотняющих скважин на Приобском месторождении

6.1. Оценка перспектив избирательного уплотнения сетки скважин на Приобском месторождении

Цель исследования – изучить перспективность избирательной корректировки первичной сетки объекта АС₁₀₋₁₂ путем локального бурения уплотняющих скважин в зонах с наибольшими (> 50 м) нефтенасыщенными толщами (h_n) и значительными удельными запасами нефти на одну скважину.

Известно [51,160,180], что в первые десятилетия освоения месторождений Западной Сибири интерес к уплотняющему бурению был весьма высок. Это было обусловлено разреженностью (42-56 га/скв.) первичных сеток разбуривания в тот период. В последующем уплотняющее бурение в регионе снизились до минимальных объёмов, уступив место массовым зарезкам боковых стволов из старых скважин, т.к. в этот период здесь появился фонд выбывших из эксплуатации скважин, пригодных для ЗБС.

Тем не менее избирательное уплотнение сетки скважин в подходящих геологических условиях и сейчас имеет определенные перспективы для внедрения. Работы по локальному уплотнению сетки на Приобском месторождении следует начинать избирательно – с зон значительных нефтенасыщенных толщин. Это связано с тем, что на этих участках извлечение (основной сеткой) утвержденных НИЗ растянется на очень длительный (более 100 лет) период времени, а неработающий фонд скважин (пригодный для ЗБС), появится, очевидно, лишь спустя десятилетия.

Приобское месторождение – ключевой нефтедобычной актив ОАО «Газпром нефть», обеспечивший в 2014г. более 35% текущих отборов нефти по компании (33,635 млн.т), а на ООО «Газпромнефть-Хантос» приходится 41% от общей добычи нефти по компаниям «Газпром нефть». По количеству запасов Приобское (ЮЛТ) относится к разряду уникальных месторождений [181] и характеризуется очень сложным геологическим строением [157].

На ЮЛТ промышленно нефтеносны терригенные отложения нижнего мела, сосредоточенные в 10 пластах: АС7, АС8, АС9, АС10₀¹, АС10₀², АС10₁₋₃, АС10₄, АС11₁, АС12₁, АС12₃₋₅. Первые три пласта являются возвратными объектами, сейчас не разрабатываются и далее в работе не рассматриваются. Пласты с АС10₀¹ по АС12₃₋₅ (всего их семь) – объединены в общий крупный эксплуатационный объект АС₁₀₋₁₂, который содержит 95% запасов ЮЛТ. Объект АС₁₀₋₁₂ характеризуется ухудшенными параметрами (таблица 6.1.1).

Таблица 6.1.1 – Геологические параметры объекта

| Параметры | Горизонты | | По АС ₁₀₋₁₂ |
|----------------------------|------------------|------------------|------------------------|
| | АС ₁₀ | АС ₁₂ | |
| Общая толщина, м | 159 | 153 | 268 |
| Нефтенасыщенная толщина, м | 12,6 | 11,0 | 17,6 |
| Коэф.песчанности, доли ед. | 0,38 | 0,40 | 0,22 |
| Расчлененность, б/р | 9,3 | 9,0 | 13,7 |
| Пористость, % | 17,2 | 17,0 | 17,2 |
| Нефтенасыщенность, % | 64,3 | 60,7 | 63,4 |
| Проницаемость, мД | 8,3 | 2,8 | 6,1 |

Средняя глубина залегания кровли объекта АС₁₀₋₁₂ – 2400м. Составляющие объект горизонты АС₁₀ и АС₁₂, в основном, схожи по геологическим характеристикам, кроме параметров проницаемости и проводимости, которые по нижнему горизонту АС₁₂ – в три раза меньше. Общая площадь нефтеносности объекта АС₁₀₋₁₂ составляет примерно 1500 км².

Разбуривание ЮЛТ началось с 2002г. и активно продолжается до настоящего времени. Последние годы характеризуются очень высокими (более 1 млн.м/год) темпами бурения и вводом ежегодно – по 396-311 новых скважин. За последние 7 лет (2008-2014гг.) здесь было пробурено 7,907 млн.м и введено в добычу 2422 новых скважины. Это обеспечило существенный (по 626-1210 тыс.т) ежегодный прирост добычи нефти (рисунок 6.1.1, таблица 6.1.2).

В настоящее время месторождение находится в стадии растущей добычи нефти, приближающейся к потенциально максимальной добыче. Фактический уровень 12,018 млн.т нефти достигнут в 2014г. при темпе отбора от активных (вовлеченных) НИЗ нефти – около 5%. Накопленная добыча нефти – 85,211 млн.т или около 25% от активных НИЗ. Средняя обводненность продукции скважин за 2014г. – 46%, средний дебит нефти – 18,9 т/сут, жидкости – 36,2 т/сут. Эксплуатация объекта АС₁₀₋₁₂ осуществляется на жестком водонапорном режиме. В действовавшем в 2014г. фонде числилось 2915 скважин, в т.ч. 1875 добывающих и 1040 нагнетательных; их соотношение в однорядной системе разработки равно – 1,8:1.

Однако эффективность бурения новых скважин с течением времени заметно снизилась. Это связано с закономерным падением дебитов нефти новых скважин вследствие уменьшения вновь вводимых нефтенасыщенных толщин (рисунок 6.1.2, таблица 6.1.3).

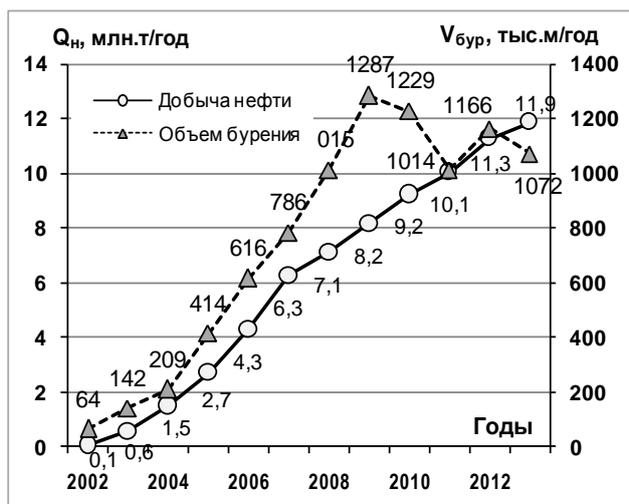


Рисунок 6.1.1. Добыча нефти и эксплуатационное бурение



Рисунок 6.1.2. Изменение средней нефтенасыщенной толщины (h_n) и дебитов нефти (q_n) новых скважин – по годам их ввода

Таблица 6.1.2 – Показатели разработки по ЮЛТ Приобского месторождения

| Показатели | Ед. изм. | Годы | | | | | | | | | | | | |
|---------------------------------------|---------------------|------|-------|------|------|------|------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| | | 2002 | 2003 | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 |
| Добыча нефти - всего | тыс.т | 65,6 | 552,3 | 1512 | 2697 | 4312 | 6281 | 7111 | 8179 | 9250 | 10060 | 11270 | 11896 | 12018 |
| Добыча жидкости - всего | тыс.т | 66 | 565 | 1687 | 3242 | 5071 | 7650 | 9161 | 11153 | 13449 | 15330 | 17596 | 19943 | 22241 |
| Обводненность средняя | % | 0,1 | 2 | 10 | 17 | 15 | 18 | 22 | 27 | 31 | 34 | 36 | 40 | 46 |
| Эксплуатационное бурение | тыс.м | 64 | 142 | 209 | 414 | 616 | 786 | 1015 | 1287 | 1229 | 1014 | 1166 | 1072 | 1124 |
| Глубина 1 ^{ой} скважины | м | 2850 | 2850 | 3077 | 2900 | 2891 | 3062 | 3223 | 3250 | 3324 | 3020 | 3335 | 3447 | 3257 |
| Действующий добыв. фонд | скв. | 7 | 48 | 98 | 185 | 351 | 537 | 672 | 899 | 1067 | 1194 | 1456 | 1640 | 1875 |
| Действующий нагнетат. фонд | скв. | - | 5 | 15 | 36 | 88 | 150 | 280 | 434 | 567 | 710 | 818 | 959 | 1040 |
| Соотношение $N_{доб.}/N_{нагн.}$ | б/р | - | 9,6 | 6,5 | 5,1 | 4 | 3,6 | 2,4 | 2,1 | 1,9 | 1,68 | 1,78 | 1,71 | 1,8 |
| Дебит нефти средний | т/сут | 59,2 | 63,9 | 61,6 | 58,1 | 47,4 | 41,2 | 32,5 | 29,6 | 26,5 | 24,5 | 23,8 | 21,6 | 18,9 |
| Дебит жидкости средний | т/сут | 59,3 | 65,4 | 68,7 | 69,9 | 55,7 | 50,1 | 41,9 | 40,4 | 38,6 | 37,3 | 37,2 | 36,2 | 34,9 |
| Приёмистость 1 ^{ой} скважины | м ³ /сут | - | 474 | 483 | 331 | 251 | 216 | 173 | 142 | 130 | 118 | 104 | 104 | 105 |
| Закачка воды - всего | тыс.м ³ | - | 288 | 1546 | 2598 | 5123 | 9120 | 12974 | 16982 | 20313 | 22258 | 24867 | 28516 | 31606 |
| Компенсация текущая | % | - | 43 | 73 | 64 | 81 | 96 | 116 | 126 | 126 | 122 | 120 | 123 | 124 |
| Компенсация накопленная | % | - | 38 | 64 | 64 | 72 | 82 | 93 | 102 | 108 | 111 | 113 | 115 | 116 |

Таблица 6.1.3 – Показатели работы скважин, вновь вводимых в добычу

| Показатели / Годы | 2003 | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 |
|--|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| Добыча нефти из новых скважин, тыс.т | 351 | 754 | 1181 | 1671 | 1741 | 1521 | 1763 | 1549 | 1596 | 1471 | 1409 | 1169 |
| Ввод новых добывающих скважин, шт. | 46 | 68 | 114 | 210 | 254 | 304 | 396 | 368 | 337 | 350 | 311 | 345 |
| Дебит нефти 1 ^н новой скважины, т/сут | 56 | 83 | 77 | 54 | 44 | 33 | 30 | 27 | 28 | 29 | 29 | 19,7 |
| Число дней работы новых скважин | 137 | 133 | 134 | 147 | 157 | 154 | 147 | 156 | 172 | 145 | 156 | 173 |
| Удельная добыча нефти из новых скважин, тыс.т/скв. | 7,6 | 11,1 | 10,4 | 8,0 | 6,9 | 5,0 | 4,5 | 4,2 | 4,7 | 4,2 | 4,5 | 3,39 |

Ключевой технологией при разработке ЮЛТ является применение большеобъемных гидроразрывов пласта во всех добывающих и нагнетательных скважинах. Во многих скважинах выполнены повторные, а также последующие гидроразрывы, показавшие, кстати, неплохую эффективность.

По пробуренным скважинам получен обширный материал для анализа эффективности применяемых технологий разработки. Например, проведенное в ходе исследования сопоставление дебитов скважин и нефтенасыщенных толщин позволило выявить следующие закономерности:

- подтверждена закономерная тенденция (в общем-то ранее известная [180]) – чем выше h_n , тем больше входные дебиты новых скважин, однако вид этой зависимости – нелинейный, особенно в интервале $h_n > 35$ м;
- при снижении h_n выявлена тенденция увеличения удельного дебита нефти (в расчете на 1 м вскрытой h_n), имеющая нелинейный (обратный) тренд, особенно на участках с $h_n < 20$ м;
- установлено почти двукратное снижение дебитов нефти добывающих скважин (после ГРП) – спустя 12 месяцев эксплуатации.

Объект АС₁₀₋₁₂ разбуривается по блоковой однорядной системе разработки при треугольном размещении скважин с расстоянием между скважинами 500 м, между рядами – 433 м, ПСС – 21,65 га. С учётом предполагаемых (по подсчетным планам) толщин h_n ещё неосвоенных участков, статистически спрогнозирован потенциал проектных добывающих скважин. Укажем, что средняя нефтенасыщенная толщина объекта АС₁₀₋₁₂ в разбуренной области – 17,6 м, а в неразбуренной части средняя – 8,5 м, т.е. – вдвое ниже. Это обуславливает и уменьшение удельных извлекаемых запасов нефти на одну скважину, вплоть – до нерентабельных отборов.

В неразбуренной части ЮЛТ по проекту разработки 2011г. было размещено более пяти тысяч новых наклонно-направленных скважин, причем только 10% из них попадает на участки с $h_n > 20$ м, а примерно 3,5 тысячи скважин (или 70%) расположены в зонах с малыми $h_n < 10$ м. Более того, на площадки с h_n – менее 5 м приходится почти половина (45%) фонда новых

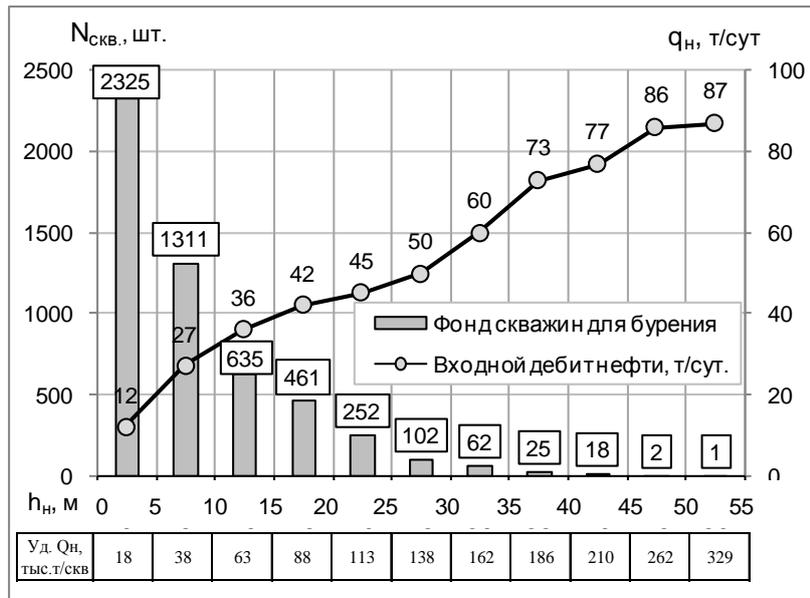


Рисунок 6.1.3. Ганжировка непробуемого фонда по величине h_n , дебиту и удельному отбору нефти

ННС (рисунок 6.1.3). Ожидаемая удельная добыча нефти по последней группе не превысит 20 тыс.т/скв, что априори является нерентабельным. Таким образом, экономическая эффективность значительной части оставшегося для бурения проектного фонда – вызывает сомнение.

В связи с указанным, одним из направлений поддержания добычи

нефти по ЮЛТ (параллельно с освоением краевых неразбуренных участков), может стать избирательное уплотнение сетки в зонах высокой (неоптимальной) плотности текущих извлекаемых запасов нефти.

Для детального обоснования зон, перспективных для избирательного уплотнения сетки, обычно используют трехмерные гидродинамические модели. В то же время, исходной базой может служить и предварительная геолого-промысловая оценка добычи нефти на одну новую скважину – в зонах возможного уплотнения. Из таблицы 6.1.4 видно, что на разбуренных участках с максимальными (более 60м) толщинами при ПСС – 21,65 га удельные НИЗ нефти могут превышать 300-350 тыс.т/скв.

Таблица 6.1.4 – Зависимость удельной накопленной добычи нефти на одну скважину – от h_n и ПСС (в тыс.т/скв.)

а) При отсутствии интерференции скважин

б) С учетом 50%-ной интерференции

| $h_{нн}, м$ | ПСС, га/скв | | | | | | | | |
|-------------|-------------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|------|-----|
| | 8 | 10 | 12 | 14 | 16 | 18 | 20 | 21,6 | 25 |
| 70 | 143 | 175 | 207 | 238 | 267 | 295 | 322 | 342 | 388 |
| 65 | 132 | 163 | 192 | 221 | 248 | 274 | 299 | 318 | 360 |
| 60 | 122 | 150 | 177 | 204 | 229 | 253 | 276 | 293 | 333 |
| 55 | 112 | 138 | 163 | 187 | 210 | 232 | 253 | 269 | 305 |
| 50 | 102 | 125 | 148 | 170 | 191 | 211 | 230 | 245 | 277 |
| 45 | 92 | 113 | 133 | 153 | 172 | 190 | 207 | 220 | 250 |
| 40 | 82 | 100 | 118 | 136 | 152 | 169 | 184 | 196 | 222 |
| 35 | 71 | 88 | 104 | 119 | 133 | 148 | 161 | 171 | 194 |
| 30 | 61 | 75 | 89 | 102 | 114 | 126 | 138 | 147 | 166 |
| 25 | 51 | 63 | 74 | 85 | 95 | 105 | 115 | 122 | 139 |
| 20 | 41 | 50 | 59 | 68 | 76 | 84 | 92 | 98 | 111 |
| 15 | 31 | 38 | 44 | 51 | 57 | 63 | 69 | 73 | 83 |
| 10 | 20 | 25 | 30 | 34 | 38 | 42 | 46 | 49 | 55 |
| 5 | 10 | 13 | 15 | 17 | 19 | 21 | 23 | 24 | 28 |

| $h_{нн}, м$ | ПСС, га/скв | | | | | | | | |
|-------------|-------------|----|-----|-----|-----|-----|-----|------|-----|
| | 8 | 10 | 12 | 14 | 16 | 18 | 20 | 21,6 | 25 |
| 70 | 71 | 88 | 104 | 119 | 133 | 145 | 161 | 171 | 194 |
| 65 | 66 | 81 | 96 | 110 | 124 | 135 | 150 | 159 | 180 |
| 60 | 61 | 75 | 89 | 102 | 114 | 124 | 138 | 147 | 166 |
| 55 | 56 | 69 | 81 | 93 | 105 | 114 | 127 | 135 | 153 |
| 50 | 51 | 63 | 74 | 85 | 95 | 104 | 115 | 122 | 139 |
| 45 | 46 | 56 | 67 | 76 | 86 | 93 | 104 | 110 | 125 |
| 40 | 41 | 50 | 59 | 68 | 76 | 83 | 92 | 98 | 111 |
| 35 | 36 | 44 | 52 | 59 | 67 | 72 | 81 | 86 | 97 |
| 30 | 31 | 38 | 44 | 51 | 57 | 62 | 69 | 73 | 83 |
| 25 | 25 | 31 | 37 | 42 | 48 | 52 | 58 | 61 | 69 |
| 20 | 20 | 25 | 30 | 34 | 38 | 41 | 46 | 49 | 55 |
| 15 | 15 | 19 | 22 | 25 | 29 | 31 | 35 | 37 | 42 |
| 10 | 10 | 13 | 15 | 17 | 19 | 21 | 23 | 24 | 28 |
| 5 | 5 | 6 | 7 | 8 | 10 | 10 | 12 | 12 | 14 |

В качестве ориентира, вначале рассмотрели все перспективные для уплотнения участки с удельными НИЗ – более 120 тыс.т/скв. Учитывая, что уплотняющие скважины могут буриться на 7-10 лет позже времени ввода основного фонда, их потенциал будет снижен и ограничен текущими запасами нефти. В этом случае уместно будет сориентироваться на удельную добычу нефти – с учетом коэффициента "интерференции", взятого экспертно на уровне – 0,5 (таблица 6.1.4 «б»).

Из практики разработки месторождений Западной Сибири известно [180], что экономически оправданным (при глубинах залегания пластов ~ 2,5 км) будет бурение скважин с удельным отбором нефти – не менее 50 тыс.т/скв. Исходя из этого критерия можно предположить, что интерес для уплотняющего бурения представляют все участки – имеющие $h_n > 25$ м. В ходе предварительного исследования было рассмотрено несколько участков, перспективных для уплотнения сетки.

По результатам углубленного анализа пяти перспективных зон для дальнейшего трехмерного моделирования вариантов уплотнения был выбран Центральный участок площадью 42 км² со средней h_n – 35 м. В границах участка в 2004-2007гг. по базовой сетке 433×500 м было пробурено около 200 скважин. Максимальная фактическая добыча нефти по участку составила – 2170 тыс.т (2007г.) при темпе отбора от НИЗ – 6,4%. На долю участка приходится ~ ¼ от накопленной нефти по ЮЛТ.

Средние удельные НИЗ нефти в выбранном блоке весьма высоки – 175тыс.т/скв., при этом средний фактический отбор нефти составил около 60 тыс.т/скв. Таким образом, удельные ТИЗ нефти на пробуренную добывающую скважину оцениваются здесь в 115 тыс.т/скв. Текущие показатели разработки Центрального участка в 2011г. (т.е. до начала фактического уплотнения) превышали средние по месторождению: дебит нефти 41 т/сут (по ЮЛТ – 25 т/сут), дебит жидкости – 75 т/сут (по ЮЛТ – 37т/сут), обводненность – 46% (по ЮЛТ – 34%). Энергетическое состояние залежей объекта АС₁₀₋₁₂ на участке было вполне удовлетворительным.

Важным аргументом в пользу необходимости сгущения сетки по Центральному участку является сложившаяся тенденция к снижению среднесуточной добычи нефти – с 5,9 тыс.т/сут в 2007г – до 4 тыс.т/сут в 2011г. при сохранении высоких (свыше 200 тыс.т/скв.), но более не снижающихся со временем удельных ТИЗ на одну скважину. С целью выбора оптимальной стратегии проведения дальнейших работ рассмотрено шесть технологических вариантов уплотнения (рисунок 6.1.4) вплоть до гипотетического [180] – 7,2 га/скв.

Вариант 1 (базовый) – однорядная система разработки с ПСС – 21,65 га;

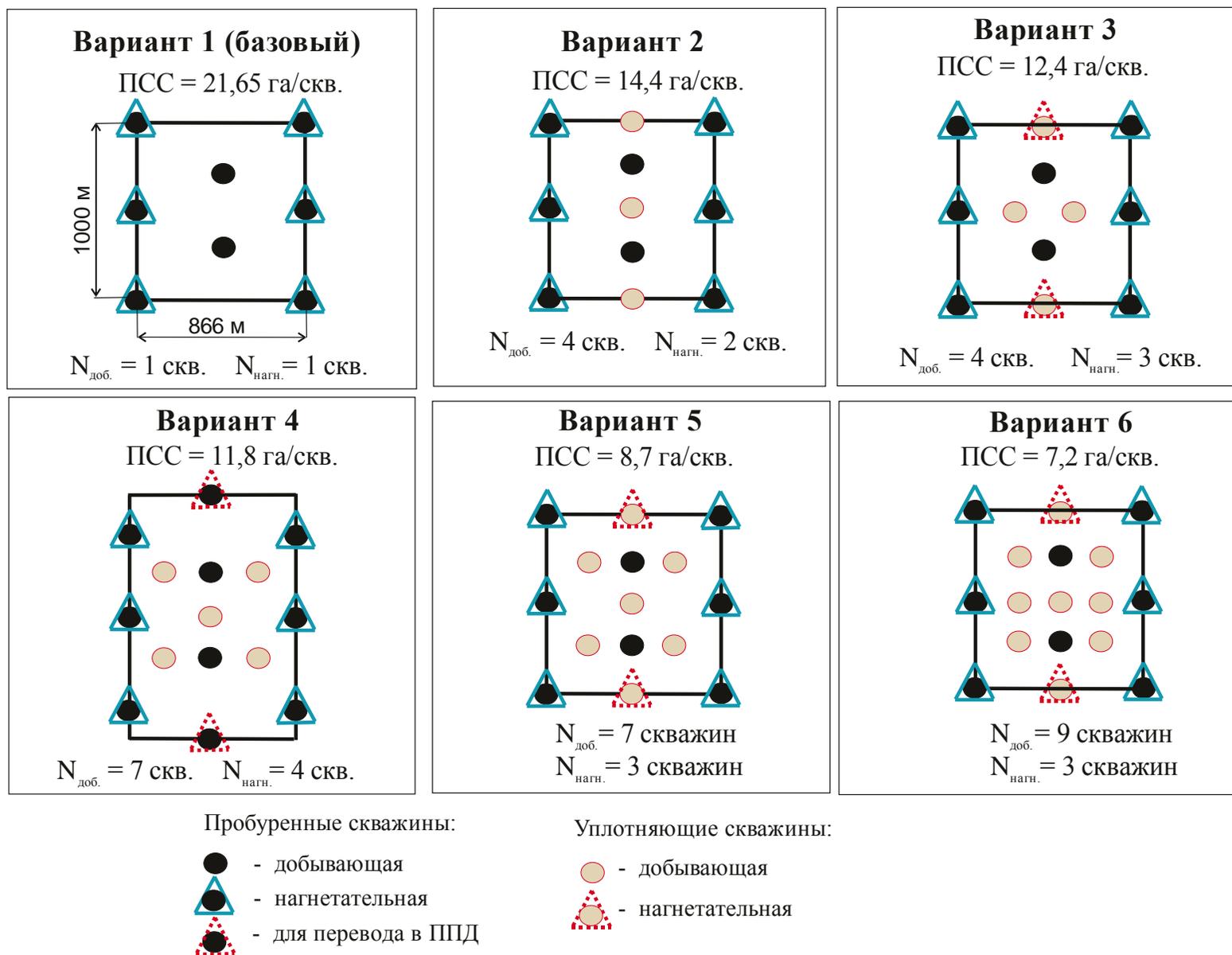


Рисунок 6.1.4. Возможные варианты уплотнения сетки скважин по объекту АС₁₀₋₁₂

Вариант 2 – уплотнение по линии добывающих рядов до расстояния между скважинами – 250 м. ПСС – 14,4 га, соотношение скважин $N_{\text{доб}}/N_{\text{нагн}}$ – 2:1;

Вариант 3 – преобразование однорядной в блочно-квадратную систему (БКС) путем бурения в добывающих рядах уплотняющих (как добывающих, так и нагнетательных) скважин. Расстояние между добывающими скважинами в ряду – 290 м. Усредненное расстояние между скважинами в стандартном элементе: 2σ – 352 м, ПСС – 12,4 га, соотношение скважин – $4:3 = 1,33$;

Вариант 4 – переход от однорядной к блочно-замкнутой системе (БЗС) путем бурения уплотняющих добывающих скважин и перевода в ППД части скважин добывающих рядов. Расстояние между добывающими скважинами в зонах уплотнения – 270 м, среднее 2σ – 344 м, ПСС – 11,8 га, соотношение скважин – $7:4 = 1,75$.

Вариант 5 – преобразование однорядной системы в БКС путем бурения в добывающих рядах уплотняющих (как добывающих, так и нагнетательных) скважин. Расстояние между добывающими скважинами в зонах уплотнения – 270 м, усредненное 2σ – 295 м, ПСС – 8,7 га, соотношение скважин – $7:3 = 2,33$.

Вариант 6 – бурение наиболее плотной сетки – 7,2 га/скв. Расстояние между добывающими скважинами – 240 м, среднее 2σ – 270 м, соотношение скважин – 3:1.

Отметим, что варианты 3-6 с уплотнением сетки скважин плюс с одновременным переходом на БЗС, обеспечивают заметный прирост $K_{\text{охв}}$. Последний параметр был оценен независимым способом, геостатистически – по методике к.т.н. А.Н.Юрьева.

В целях экономии времени трехмерное моделирование было выполнено вначале по небольшому "типовому участку" ограниченных размеров, а точнее – в пределах "основного блока" Центрального участка. На рисунке 6.1.5 представлены варианты размещения скважин уплотняющего фонда в указанном блоке, а в таблице 6.1.5 – результаты технологических расчетов показателей по вариантам за 20-летний (2012-2031гг.) период разработки.

Получены следующие результаты расчётов (таблица 6.1.5) по вариантам разработки блока:

- все варианты с уплотнением сетки за 20 лет обеспечивают существенный прирост накопленной добычи нефти по блоку;
- сплошное (тотальное) уплотнение сетки в реализованной системе разработки – экономически невыгодно;
- наилучшим из всех рассмотренных является вариант 2 (при 32 тыс.т/упл.скв. – за 20 лет), хуже остальных выглядят – варианты 3 и 4;
- в варианте 3 (с бурением дополнительных нагнетательных скважин) ускоряется рост обводненности и увеличивается накопленный ВНФ;

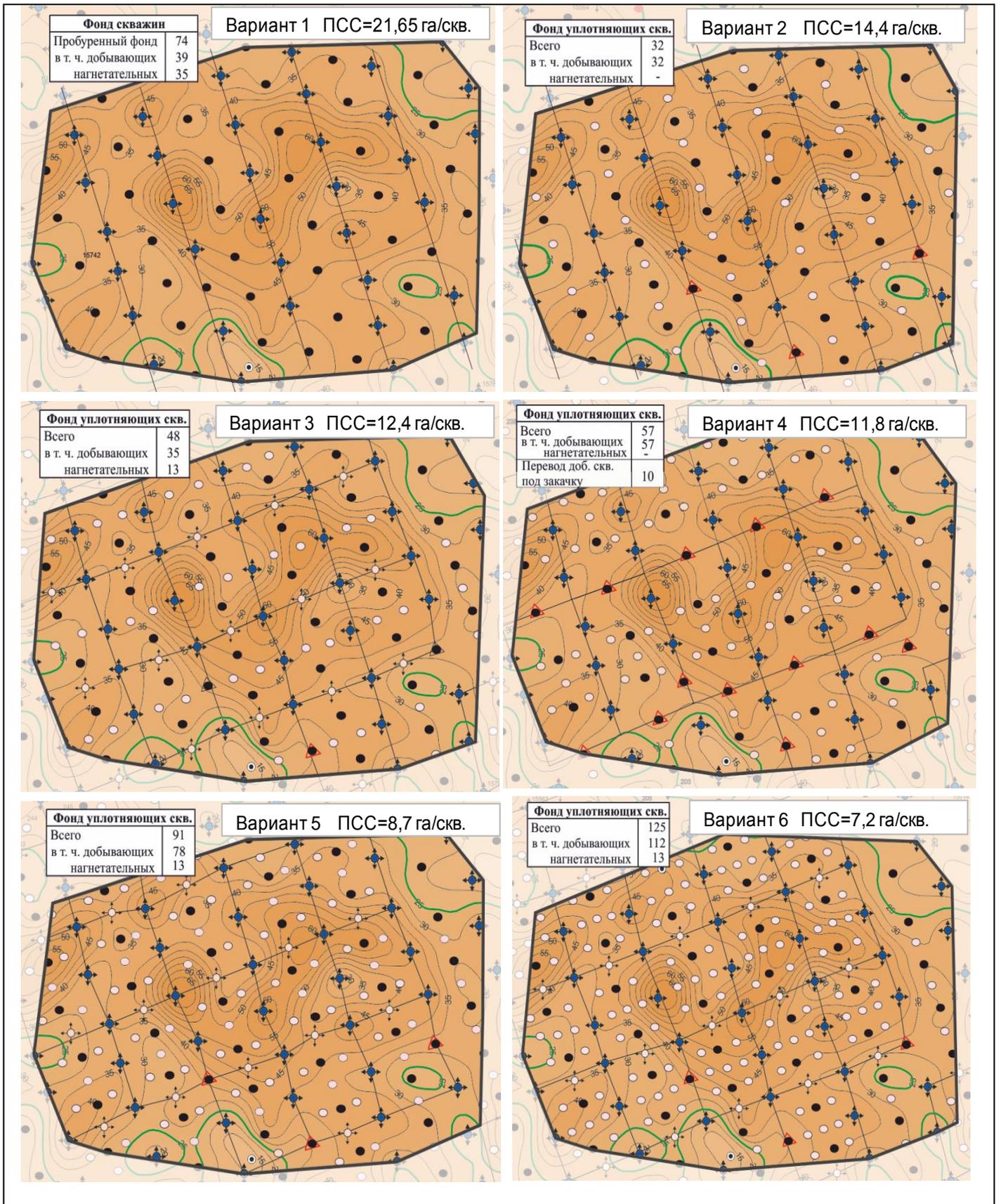


Рисунок 6.1.5. Варианты уплотнения сетки в основном блоке Центрального участка

**Таблица 6.1.5 – Показатели моделирования вариантов
уплотнения сетки по основному блоку (за 20 лет)**

| Показатели / Варианты | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
|---|-------|-------|------|-------|-------|-------|
| Средняя плотность сетки, га/скв. | 21,65 | 14,4 | 12,4 | 11,8 | 8,7 | 7,2 |
| Фонд скважин - всего | 74 | 106 | 122 | 131 | 165 | 199 |
| в т.ч. добывающих | 39 | 71 | 74 | 86 | 117 | 151 |
| нагнетательных | 35 | 35 | 48 | 45 | 48 | 48 |
| Фонд скважин для бурения | - | 32 | 48 | 57 | 91 | 125 |
| в т.ч. добывающих | - | 32 | 35 | 57 | 78 | 112 |
| нагнетательных | - | - | 13 | - | 13 | 13 |
| Перевод добыв.скважин под закачку | - | - | - | 10 | - | - |
| Накопл. на 2031г. добыча нефти, тыс.т | 9313 | 10342 | 9842 | 10001 | 11586 | 12392 |
| Удельная добыча нефти, на 1 уплотняющую скважину, тыс.т | 126 | 98 | 81 | 76 | 70 | 62 |
| Удельная добыча нефти, на 1 добываю- щую уплотняющую скважину, тыс.т | 239 | 146 | 133 | 116 | 99 | 82 |
| Прирост добычи нефти, тыс.т | - | 1029 | 529 | 688 | 2273 | 3079 |
| Удельная дополн. добыча нефти, на 1 уплотняющую скважину, тыс.т | - | 32 | 11 | 12 | 25 | 25 |
| Удельная дополн. добыча нефти, на 1 добывающ. уплот. скважину, тыс.т | - | 32 | 15 | 12 | 29 | 27 |
| Кратность ТИЗ нефти в 2031 году, лет | 48 | 34 | 40 | 37 | 24 | 17 |

– в варианте 4 (с переводом части добывающих скважин в ППД) уплотняющее бурение не компенсирует общую потерю мощностей по добыче нефти;

– варианты 5 и 6 (с наиболее плотными сетками) за 20 лет обеспечивают наибольший прирост добычи нефти, однако по удельному отбору нефти на уплотняющую скважину они существенно уступают варианту 2.

Таким образом, трехмерное моделирование разработки основного блока позволило осуществить предварительный выбор рационального подхода (а именно варианта 2) к избирательному уплотнению сетки. Прочие варианты уплотнения (в т.ч. с переходом к блочно-замкнутым системам) – оказались экономически убыточными и далее в подразделе 6.1 не рассматриваются.

Для оценки конкретного потенциала каждой перспективной уплотняющей скважины (в системе разработки по варианту 2) они были расставлены по площади всего Центрального участка, таких новых скважин набралось – 99. Общий прирост добычи нефти (по сравнению с базовым вариантом 1) от бурения 100% этих уплотняющих скважин за 20-летний расчетный период оценивается в 2,5 млн.т, т.е. в среднем – по 25 тыс.т/скв. Отсюда следует вывод о том, что 100%-ное бурение всех новых уплотняющих скважин в пределах Центрального участка – нецелесообразно.

Путем ранжировки фонда из общего количества были выбраны 23 наилучшие первоочередные уплотняющие скважины. Ещё 25 уплотняющих скважин (с невысокой ожидаемой коммерческой эффективностью) отнесены к зависимым. Оставшиеся 51 уплотняющая скважина, вследствие малых удельных отборов нефти (в среднем – по 32 тыс.т/скв.) для бурения – нерентабельны.

Представленные в таблице 6.1.6 показатели эффективности по группам уплотняющих скважин указывают на высокую прогнозируемую эффективность только 23 скважин. За расчетный 20-летний период они отберут в сумме около 2,6 млн.т нефти или по 112 тыс.т/скв. Инвестиционная привлекательность этих скважин – очень высокая: индекс доходности инвестиций – составляет 2,5, период окупаемости – три года.

Таблица 6.1.6 – Показатели по группам уплотняющих скважин

| Выделенные группы скважин | | Входные параметры | | | Добыча нефти (20 лет), тыс.т | NPV, млн. руб | PI - фактор, б/р | Срок окупаемости, годы | Вероятность положительного результата, % |
|----------------------------|---------|-------------------|-------|-----------------|------------------------------|---------------|------------------|------------------------|--|
| | | Дебит, т/сут | | Обводненность % | | | | | |
| | | нефти | жидк. | | | | | | |
| Основные 23 скважины | В сумме | 1463 | 2317 | – | 2580 | 1643 | 2,56 | 3 | 95 |
| | Среднее | 64 | 101 | 37 | 112 | 71 | | | |
| Зависимые 25 скважин | В сумме | 1016 | 1989 | – | 1916 | 581 | 1,51 | 5 | 70 |
| | Среднее | 41 | 80 | 49 | 77 | 23 | | | |
| Нерентабельные 51 скважина | В сумме | 1240 | 2812 | – | 1634 | -1400 | 0,40 | нет | 12 |
| | Среднее | 24 | 55 | 56 | 32 | -27 | | | |
| Итого по 99 скважинам | В сумме | 3719 | 7118 | – | 6130 | 112 | 1,18 | – | – |
| | Среднее | 38 | 72 | 48 | 62 | 8 | | | |

Отметим, что, несмотря на крайне низкую (3-8 мД) проницаемость коллекторов, из-за интерференции скважин, часть добычи нефти (которую извлекают уплотняющие скважины), могла бы быть отобрана старыми скважинами (основной сетки). В этой связи представляет интерес определение не только собственных накопленных отборов нефти из новых скважин, но и оценка истинного (реального) дополнительного прироста добычи нефти, который может быть получен – в целом по участку.

Для оценки реального эффекта от уплотнения сетки на модели рассчитаны:

- базовый (без уплотнения) вариант разработки Центрального участка;
- вариант с бурением 23 наилучших уплотняющих скважин.

Из расчетов следует, что разница по накопленной добыче между этими двумя вариантами за 20 лет составляет – 1,575 млн.т (рисунок 6.1.6). Таким образом, реальный удельный прирост в дополнительной добыче нефти за счет уплотнения сетки составит около 68 тыс.т/упл.скв., а расчетный коэффициент интерференции – 40%. Полученный результат в текущих (на 2012г.) экономических условиях представляется весьма привлекательным. Бурение на первом этапе 23 наилучших уплотняющих скважин способно существенно повысить уровни добычи нефти по Центральному участку, причём, максимальный годовой прирост добычи в 2015г. оценивается в 262 тыс.т.

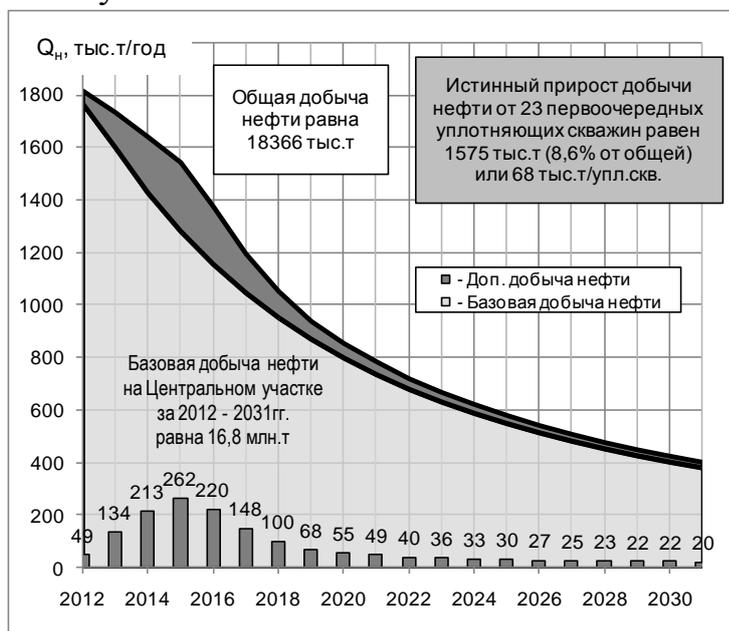


Рисунок 6.1.6. Реальный дополнительный эффект в добыче нефти от 23 уплотняющих скважин

Отметим, что указанные выше оценки получены за 20-летний период эксплуатации участка. Для предварительной оценки степени влияния уплотнения сетки на величину конечного КИН воспользуемся материалами статьи [140], в которой обобщены фактические данные об эксплуатации 53^х обводненных участков

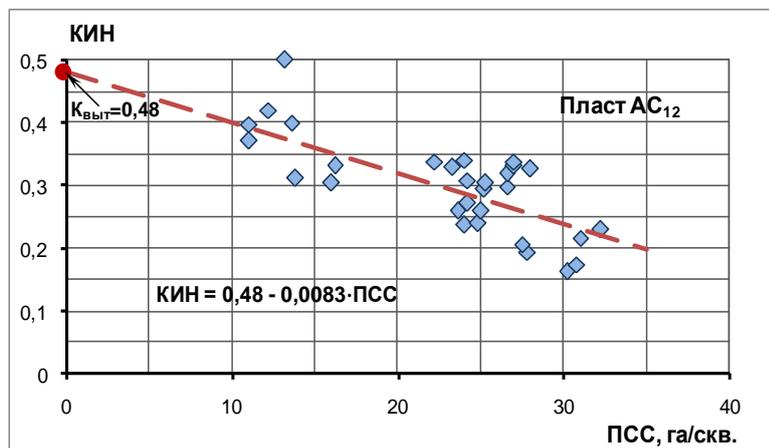


Рисунок 6.1.7. Приближенная зависимость прогнозного КИН от ПСС по пласту АС₁₂

$$\text{КИН} = 0,480 - 0,0083 \cdot \text{ПСС} \quad (6.1)$$

С учетом полученной усредненной статистической зависимости: коэффициент нефтеизвлечения по варианту 2 (при ПСС – 14,4 га) разработки Центрального участка составит 0,36, в то время как в базовом варианте (ПСС – 21,65 га) КИН оценивается в 0,30. Таким образом, прирост КИН за счет уплотнения сетки скважин на ЮЛТ может составить несколько процентных пунктов (+0,06). Из приведённых данных следует принципиально важный

вывод о том, что резервы увеличения коэффициента нефтеизвлечения за счет избирательного уплотнения сетки скважин по объекту АС₁₀₋₁₂ Приобского месторождения – могут оказаться весьма существенными и их необходимо своевременно использовать.

По результатам исследования можно сделать следующие выводы [160]:

1. На объекте АС₁₀₋₁₂ Приобского месторождения избирательное уплотнение основной сетки скважин является весьма перспективным направлением поддержания добычи нефти и увеличения КИН. Уплотнение может быть реализовано параллельно с разбуриванием маломощных периферийных участков месторождения (ЗМТ).

2. С целью снижения риска, пилотное бурение уплотняющих скважин целесообразно начать на участках с наибольшими нефтенасыщенными толщинами и максимальной концентрацией текущих (на момент уплотняющего бурения) подвижных запасов нефти в объекте АС₁₀₋₁₂.

3. В условиях реализуемой базовой однорядной системы разработки объекта АС₁₀₋₁₂ на первом этапе наиболее предпочтительным является проведение пилотного уплотняющего бурения непосредственно по линиям основных рядов добывающих скважин (вариант 2) с доведением расстояния между добывающими скважинами – до 250м, а плотности сетки на этих участках – до 14,4 га/скв.

4. В качестве наиболее эффективных следует рассматривать уплотняющие скважины, способные отобрать за 20 лет – не менее 70 тыс.т/скв. нефти, с учётом того, что некоторая часть этой добычи в реальности из-за интерференции может быть извлечена скважинами основной сетки.

5. Бурение первых уплотняющих скважин целесообразно начать в ограниченном объёме в виде опытно-промышленных работ. Решение о дальнейшем уплотнении сетки следует принять по результатам технико-экономического анализа результатов эксплуатации первоочередных уплотняющих скважин Центрального участка.

6. Краевые участки Приобского месторождения, нерентабельные для разработки традиционными наклонно-направленными скважинами (с гидроразрывом), целесообразно с самого начала разбуривать системами горизонтальных добывающих скважин (с применением в них многостадийных гидроразрывов пласта) и нагнетательных скважин (как наклонно-направленных, так и горизонтальных).

6.2. Первые результаты эксплуатации уплотняющих скважин на Центральном участке Приобского месторождения^{*)}

6.2.1 Уточнение геологического строения объекта АС10-12 в пределах Центрального участка по данным бурения уплотняющих скважин

Рассматриваемый участок расположен в наиболее продуктивной зоне разбуриваемого эксплуатационного объекта АС10-12, который представлен здесь тремя нефтеносными пластами – АС10/1-3, АС10/4 и АС12/3-5. Границы участка выделены по нефтенасыщенной изопахите 25 м и имеют весьма извилистую конфигурацию. Площадь участка 4159 га, нефтенасыщенная толщина доходит здесь до 70 м, составляя в среднем – 33 м, плотность НИЗ нефти весьма высока – 9,7 тыс.т/га (таблица 6.2.1).

Таблица 6.2.1 – Характеристика геологического строения объекта АС10-12 на Центральном участке ЮЛТ

| Параметры | Горизонт | | В целом по АС10-12 |
|---------------------------------------|----------|--------|--------------------|
| | АС10 | АС12 | |
| Отметка кровли пласта, м | -2393 | -2603 | -2393 |
| Общая толщина объекта, м | 153 | 94 | 297 |
| Нефтенасыщенная толщина, м | 18 | 15 | 33 |
| Пористость, % | 16,9 | 17,0 | 16,9 |
| Проницаемость, мД | 6,9 | 2,0 | 4,7 |
| Нефтенасыщенность, % | 64 | 60 | 62 |
| Проводимость, мД·м | 125 | 30 | 155 |
| Песчанистость, % | 48 | 48 | 14 |
| Расчлененность, б/р | 15 | 12 | 27 |
| Послойная неоднородность, б/р | – | – | 0,73 |
| Геологические запасы нефти, тыс.т | 67 130 | 53 123 | 120 253 |
| Извлекаемые запасы нефти, тыс.т | 22 964 | 17 321 | 40 285 |
| Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед. | 0,342 | 0,326 | 0,335 |
| Плотность НИЗ нефти, тыс.т/га | 5,522 | 4,165 | 9,687 |

Таким образом, Центральный участок по сравнению с другими зонами Приобского месторождения характеризуется наилучшими геологическими параметрами, в тоже время проницаемость его низкая, а послойная неоднородность – высокая. Тем не менее, в связи с улучшенными свойствами объекта АС10-12 по участку прогнозируется достижение повышенного КИН (0,335) по сравнению с утвержденным в целом по горизонту – 0,284.

Параметры геологического строения участка изучены по результатам бурения 285 скважин, в т.ч. 194 скважины основного фонда (из них добывающих – 100, нагнетательных – 94), уплотняющих – 91 (все добывающие). Бурение уплотняющих скважин позволило уточнить параметры геологического строения горизонта АС10-12 и ФЕС коллекторов (таблица 6.2.2).

^{*)} Подразделы 6.2, 6.3 и 6.4 написаны в соавторстве с Р.А.Закировой и Н.А.Исаковой (ООО «Проектное бюро «ТЭРМ»)

Таблица 6.2.2 – Сопоставление параметров и ФЕС объекта АС10-12 по скважинам основного и уплотняющего фонда

| Параметры | Фонд скважин | | Разница, % |
|----------------------------|--------------|-------------|---------------|
| | Основной | Уплотняющий | |
| Количество скважин | 194 | 91 | - |
| Нефтенасыщенная толщина, м | 35 | 31,2 | -11 |
| Пористость, % | 17 | 16,8 | -1 |
| Проницаемость, мД | 4,7 | 3,6 | -23 |
| Нефтенасыщенность, % | 62,3 | 61,8 | -1 |
| Проводимость, мД·м | 165 | 112 | -32 |

Отметим сразу, что по уплотняющим скважинам в целом, параметры и ФЕС пластов получены несколько хуже, чем это предполагалось ранее по 3Д-модели 2011 г. Например, ранее предполагалось получить в среднем по уплотняющим скважинам нефтенасыщенную толщину – 34,1 м, фактически получено – 31,2 м (-8%), проницаемость соответственно – 4,7 и 3,6 мД (-23%), проводимость объекта АС10-12 – 165 и 112 мД·м (-32%), предполагаемая нефтенасыщенность (62%) – подтвердилась.

Существенно изменились диапазоны распределения параметров $h_{\text{нн}}$, $K_{\text{пр}}$ и $K_{\text{нн}}$ (рисунки 6.2.1, 6.2.2). Из рисунка 6.2.1 следует, что вновь полученные по уплотняющим скважинам величины $h_{\text{нн}}$ - достаточно равномерно распределены по основным интервалам толщин, причём максимальное значение (18%) приходится на интервал $h_{\text{нн}}$ – 20-25 м. В то же время скважины основного фонда имеют более «пикообразное» распределение с максимумом 30% в интервале $h_{\text{нн}}$ – 25-30 м. По параметрам проницаемость и нефтенасыщенность картина их распределения обратная (рисунок 6.2.2): основной фонд имеет более широкий диапазон изменения указанных параметров. В то же время принципиально важным является практически не изменившаяся нефтенасыщенность пластов в межскважинном пространстве на дату бурения уплотняющих скважин (рисунки 6.2.3, 6.2.4, 6.2.5).

Из рисунков 6.2.3-6.2.5 наглядно видны особенности морфологического строения геологического объекта АС10-12 Приобского месторождения, а именно:

- тонкослоистость пропластков, средняя толщина одного проницаемого пропластка составляет 1,2-1,4 м;
- сближенность продуктивных пропластков в разрезе, что предопределяет повышенную песчанность непосредственно в интервале коллекторов;
- незначительная вариация пористости пропластков, характерная для рассматриваемого класса низкопроницаемых коллекторов;
- умеренная вариация нефтенасыщенности. Тем не менее, в ряде интервалов пласта АС12 начальная нефтенасыщенность снижена до 40-45%;

Приобское месторождение
Центральный участок объекта АС10-12



| h _{нп} , м | Уплотняющий фонд | | Основной фонд | | Всего | |
|---------------------|------------------|-------------|---------------|-------------|-------|-------------|
| | скв | % от общего | скв | % от общего | скв | % от общего |
| 10-15 | 3 | 3,7 | 1 | 0,5 | 4 | 1,5 |
| 15-20 | 13 | 16 | 2 | 1,0 | 15 | 5,5 |
| 20-25 | 15 | 18 | 3 | 1,6 | 18 | 6,6 |
| 25-30 | 12 | 15 | 58 | 30 | 70 | 26 |
| 30-35 | 10 | 12 | 50 | 26 | 60 | 22 |
| 35-40 | 11 | 13 | 33 | 17 | 44 | 16 |
| 40-45 | 6 | 7,3 | 24 | 13 | 30 | 11 |
| 45-50 | 5 | 6,1 | 10 | 5,2 | 15 | 5,5 |
| 50-55 | 5 | 6,1 | 3 | 1,6 | 8 | 2,9 |
| 55-60 | 1 | 1,2 | 5 | 2,6 | 6 | 2,2 |
| 60-70 | 1 | 1,2 | 2 | 1,0 | 3 | 1,1 |
| Итого | 82 | 100 | 191 | 100 | 273 | 100 |

Рисунок 6.2.1 – Распределение скважин основного и уплотняющего фонда по величине нефтенасыщенной толщины

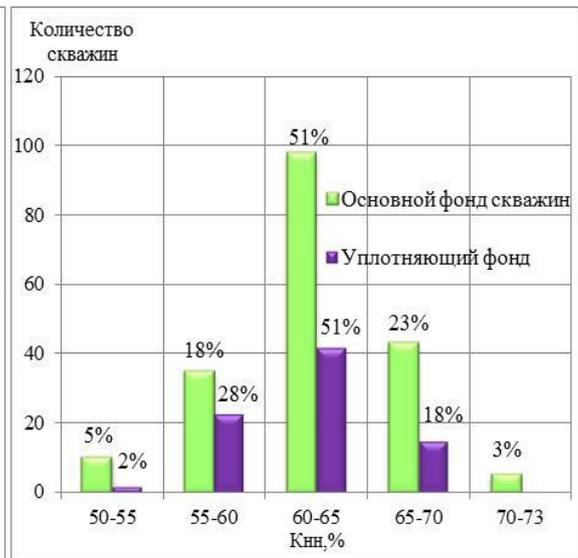
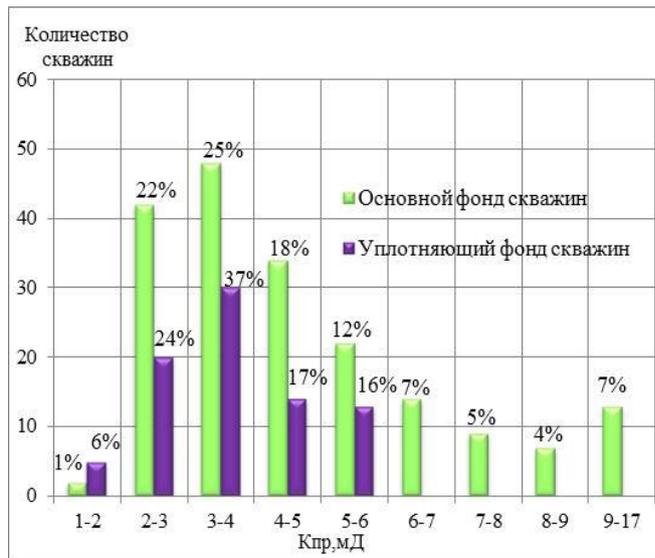


Рисунок 6.2.2 – Распределение скважин основного и уплотняющего фонда скважин по проницаемости и нефтенасыщенности

- повышенная вариация проницаемости пропластков, величина параметра «послойная неоднородность» ($V^2_{\text{посл}}$) по В.Д. Лысенко – превышает 0,7;
- значительное расстояние по вертикали между отдельными продуктивными пластами в разрезе объекта АС10-12, составляющее 30-100 м и более. Это может затруднить выработку запасов из ухудшенных интервалов пластов.

Указанные особенности геологического строения объекта, помимо имеющегося существенного различия в стартовом энергетическом состоянии скважин основного фонда (на дату их ввода) и уплотняющих скважин, предопределили и разницу во входных эксплуатационных характеристиках вновь пробуренных уплотняющих скважин по объекту АС10-12.

Приобское месторождение

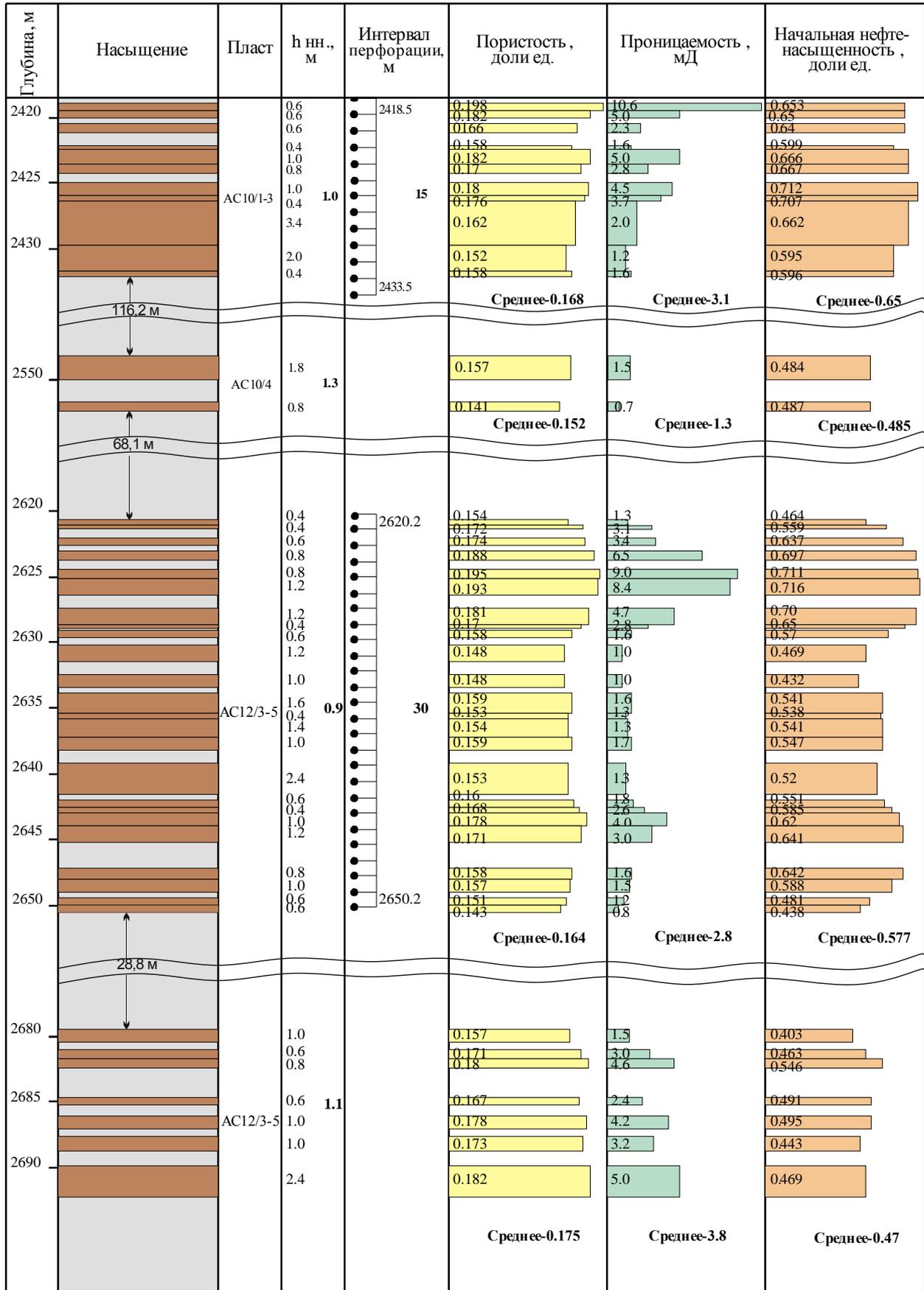


Рисунок 6.2.3 – Результаты интерпретации данных ГИС по уплотняющей скважине №114 объекта АС10-12 Центрального участка ЮЛТ

Приобское месторождение

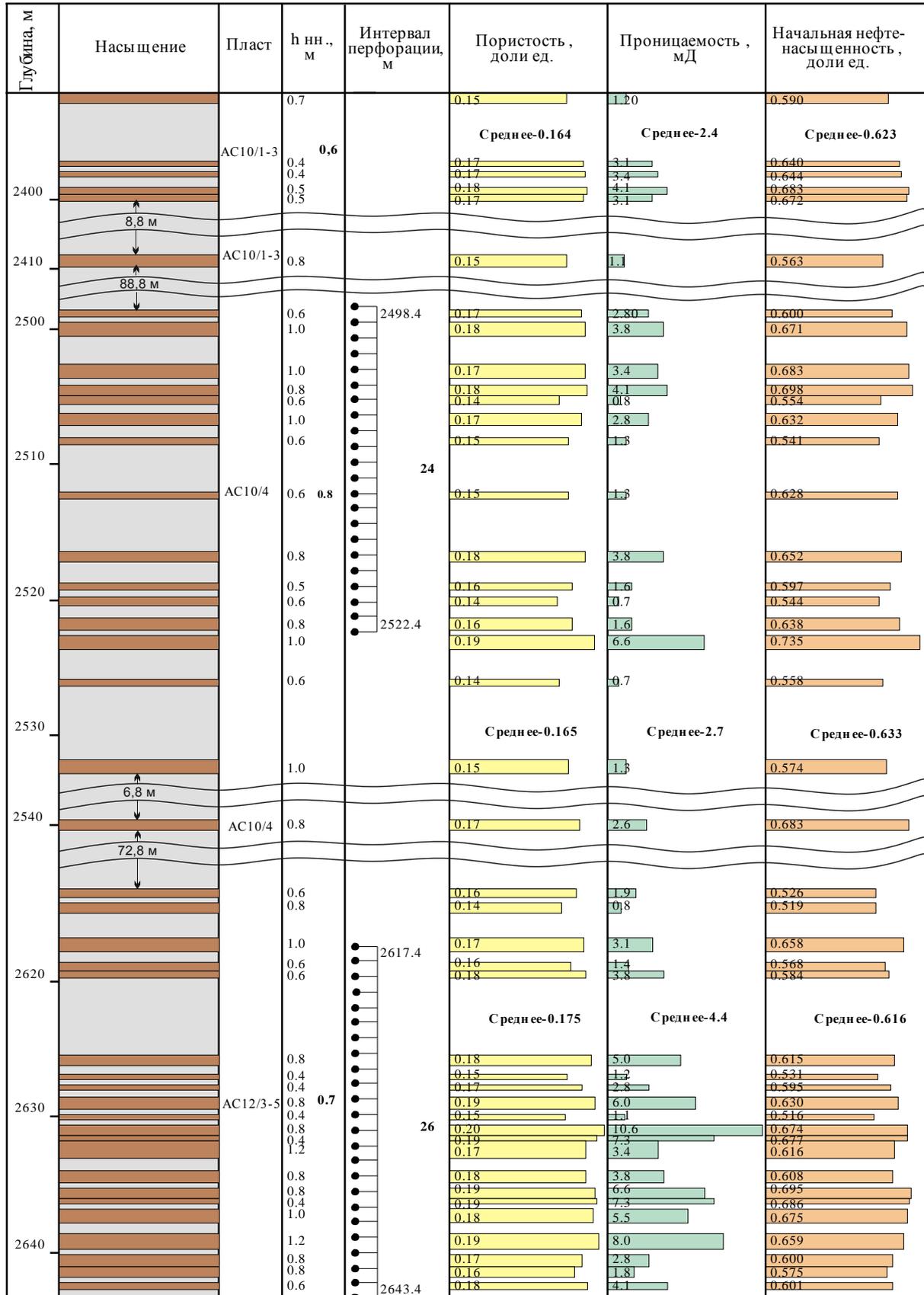


Рисунок 6.2.4 – Результаты интерпретации данных ГИС по уплотняющей скважине №183 объекта АС10-12 Центрального участка ЮЛТ

Приобское месторождение

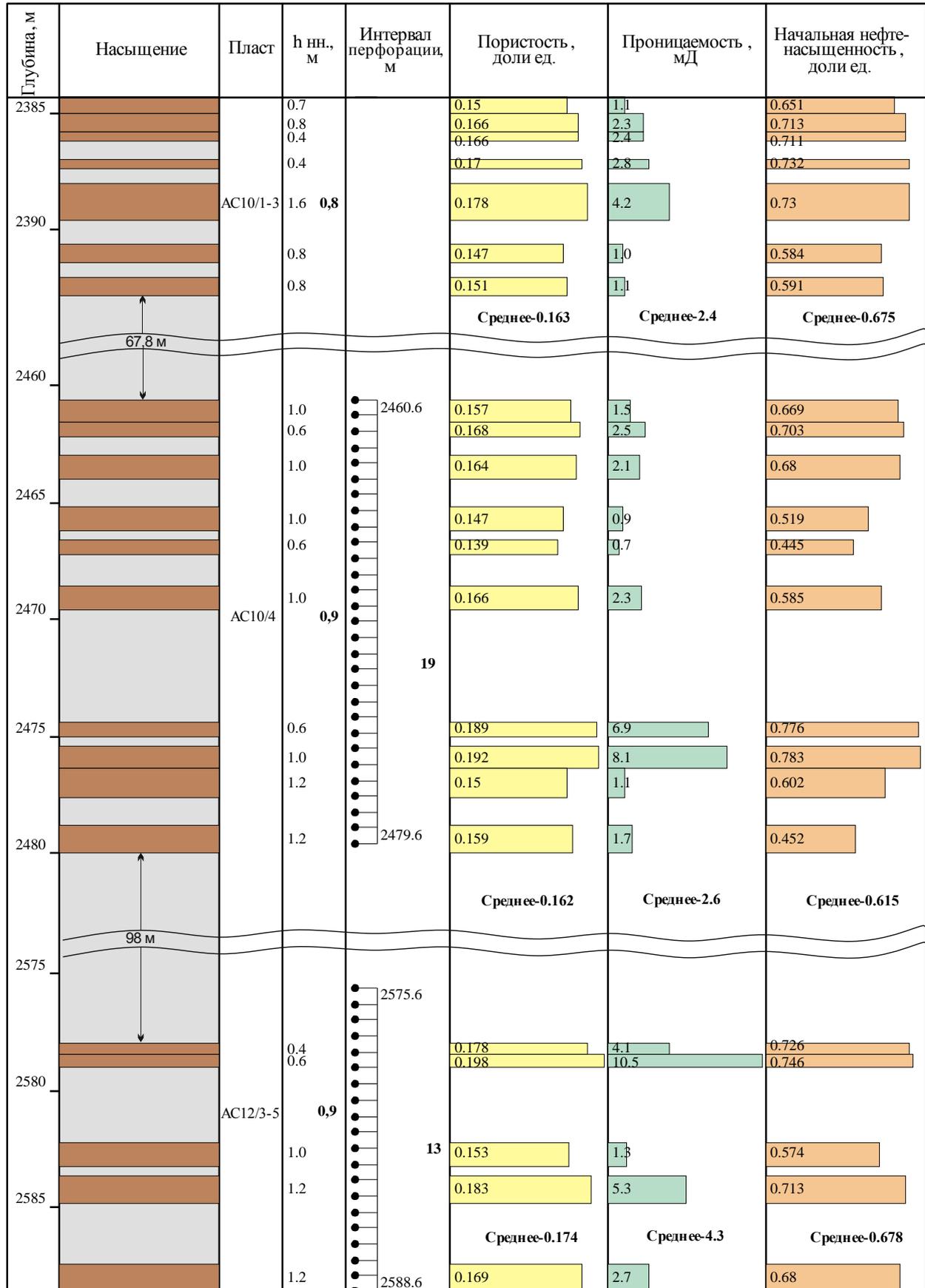


Рисунок 6.2.5 – Результаты интерпретации данных ГИС по уплотняющей скважине №255 объекта АС10-12 Центрального участка ЮЛТ

Таким образом, проведенное в пределах Центрального участка объекта АС10-12 уплотняющее бурение позволило детализировать представление о геологическом строении продуктивных пластов, уточнить их параметры и неоднородность. В целом, общие закономерности в геологическом строении объекта АС10-12 – подтвердились.

Для сведения укажем, что за пределами Центрального участка также велось уплотняющее бурение. Полученные при этом (по 57 скважинам) средние значения параметров следующие: $h_{\text{нн}} - 18,8$ м, $K_{\text{пр}} - 3,9$ мД, $m - 16,9\%$, $\beta_{\text{нн}} - 64\%$, проводимость $K \cdot h - 73$ мД·м, $V^2_{\text{посл}} - 0,71$. Несмотря на ухудшенные характеристики пластов за пределами Центрального участка по этим уплотняющим скважинам получены весьма неплохие входные дебиты по нефти – 31 т/сут при обводненности – 39%.

6.2.2 Показатели разработки Центрального участка

Рассматриваемый участок введен в добычу в 2003г, т.е. разрабатывается 12 лет. Здесь пробурено всего (с учетом 91 уплотняющей) 285 скважин, в т.ч. 191 добывающая и 94 нагнетательных; все указанные скважины перебивали в добыче нефти. На 01.11.2014 в действующем фонде числится 276 скважин, в т.ч. 189 добывающих и 87 нагнетательных, их соотношение 2,2:1.

Участок находится в третьей стадии разработки, несмотря на плохие природные характеристики по нему достигнуты достаточно успешные результаты. Максимальный уровень добычи нефти по участку – 2170 тыс.т достигнут в 2007г. (т.е. на 4-й год разбуривания) при темпе отбора от НИЗ – 5,4%, от ТИЗ – 5,9% (рисунок 6.2.6). Максимальная добыча жидкости в объеме 3625 тыс.т ожидается в 2014г. при темпе отбора от НИЗ – 9%.

Фактические показатели разработки участка за 2013г следующие: добыча нефти была достаточно высокой – 1515 тыс.т (т.е. 70% от максимальной), жидкости – 3166 тыс.т, обводненность умеренная – 52%, средний дебит нефти – 33 т/сут, жидкости – 69 т/сут, текущая компенсация – 99%, темп отбора от НИЗ – 3,8%, от ТИЗ – 5,7%, кратность ТИЗ – 17 лет. Накопленные показатели на 01.10.2014 достаточно благоприятны: добыча нефти – 15,449 млн.т, жидкости 22,930 млн.т, ВНФ – 0,48 т/т, отбор от НИЗ – 38,3%, текущий КИН – 0,128 (таблица 6.2.3).

С 2008 года, после завершения бурения скважин основной сетки, по участку наблюдалась тенденция снижения уровней добычи нефти. Для стабилизации уровней добычи нефти с мая 2012 г. согласно технологической схеме (2011г) на участке начато интенсивное бурение уплотняющих скважин, оказавшее существенное позитивное влияние на показатели разработки.

В целом по Центральному участку ЮЛТ за счет активного разбуривания объекта АС10-12 по интенсивной однорядной системе разработки, массового применения гидроразрыва пластов и проведения уплотняющего бурения уда-

Приобское месторождение

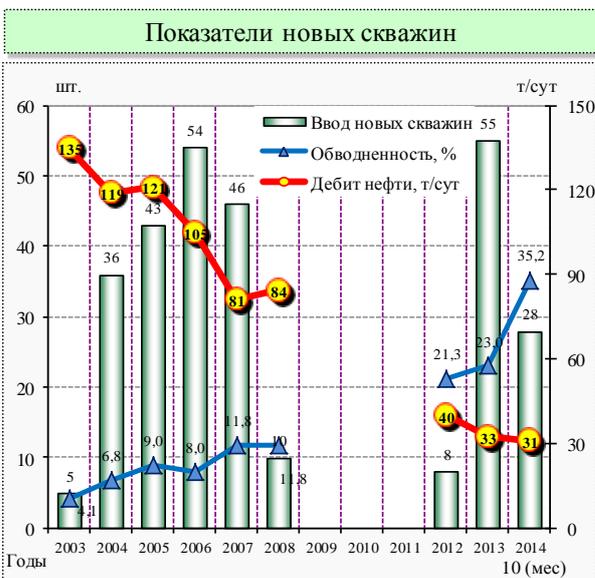
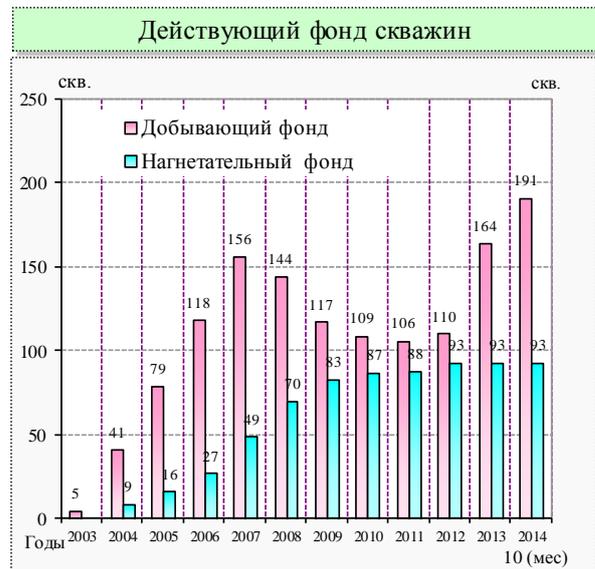


Рисунок 6.2.6 – Графики разработки объекта АС10-12 на Центральном участке

лось обеспечить показатели разработки – не хуже, чем по среднепроницаемым коллекторам нефтяных месторождений региона (рисунки 6.2.7-6.2.9). Полученный положительный опыт может быть распространен на низкопроницаемые объекты других нефтяных месторождений Западной Сибири.

Таблица 6.2.3 – Показатели разработки объекта АС10-12 на Центральном участке

| Показатели | | Годы | | | | | | | | | | | |
|--|----------------|------|------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|------------------|
| | | 2003 | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 (10 мес) |
| Добыча нефти, тыс.т | | 21 | 566 | 1271 | 1644 | 2170 | 1985 | 1696 | 1588 | 1464 | 1528 | 1515 | 1331 |
| Добыча жидкости, тыс.т | | 22 | 609 | 1485 | 1930 | 2684 | 2573 | 2374 | 2523 | 2668 | 2897 | 3166 | 3021 |
| Обводненность, % | | 3 | 7 | 14 | 15 | 19 | 23 | 29 | 37 | 45 | 47 | 52 | 56 |
| Накопленная добыча нефти, тыс.т | | 21 | 587 | 1858 | 3502 | 5672 | 7657 | 9353 | 10942 | 12406 | 13934 | 15449 | 16780 |
| Накопленная добыча жидкости, тыс.т | | 22 | 631 | 2116 | 4046 | 6730 | 9303 | 11677 | 14200 | 16868 | 19764 | 22930 | 25952 |
| Ввод добывающих скважин | | 5 | 35 | 43 | 54 | 47 | 10 | - | - | - | 8 | 55 | 28 |
| в т.ч. нагнетательных в отработку | | 3 | 17 | 24 | 26 | 19 | 5 | - | - | - | - | - | - |
| Ввод нагнетательных скважин под закачку | | - | 9 | 7 | 11 | 22 | 21 | 13 | 4 | 5 | 1 | 1 | - |
| Фонд добывающих скважин | | 5 | 41 | 79 | 118 | 156 | 144 | 117 | 109 | 106 | 110 | 164 | 191 |
| Фонд нагнетательных скважин | | - | 9 | 16 | 27 | 49 | 70 | 83 | 87 | 92 | 93 | 94 | 93 |
| Средний дебит, т/сут | нефти | 103 | 88 | 71 | 59 | 50 | 43 | 42 | 43 | 41 | 40 | 33 | 25 |
| | жидкости | 107 | 95 | 83 | 70 | 62 | 55 | 58 | 68 | 75 | 77 | 69 | 56 |
| Закачка воды, тыс.м ³ | | - | 509 | 1389 | 1905 | 3140 | 3739 | 4139 | 4000 | 3352 | 3221 | 3554 | 3191 |
| Накопленная закачка воды, тыс.м ³ | | - | 509 | 1898 | 3803 | 6943 | 10682 | 14821 | 18821 | 22173 | 25394 | 28948 | 32139 |
| Компенсация отбора закачкой | текущая, % | - | 66 | 75 | 79 | 95 | 119 | 145 | 134 | 108 | 97 | 99 | 94 |
| | накопленная, % | - | 64 | 72 | 75 | 83 | 93 | 103 | 108 | 108 | 107 | 106 | 104 |
| Приемистость, м ³ /сут | | - | 619 | 465 | 272 | 248 | 192 | 165 | 152 | 131 | 118 | 116 | 136 |
| Темп отбора нефти НИЗ, % | | 0,06 | 1,4 | 3,2 | 4,1 | 5,4 | 4,9 | 4,2 | 3,9 | 3,6 | 3,8 | 3,8 | - |
| Темп отбора нефти ТИЗ, % | | 0,06 | 1,4 | 3,2 | 4,3 | 5,9 | 5,7 | 5,2 | 5,1 | 5,0 | 5,5 | 5,7 | - |
| Отбор нефти от НИЗ, % | | 0,05 | 1,5 | 4,6 | 8,7 | 14 | 19 | 23 | 27 | 30,8 | 34,6 | 38,3 | 41,7 |
| Текущий КИН, доли ед. | | - | 0,01 | 0,015 | 0,029 | 0,043 | 0,064 | 0,078 | 0,091 | 0,103 | 0,116 | 0,128 | 0,140 |

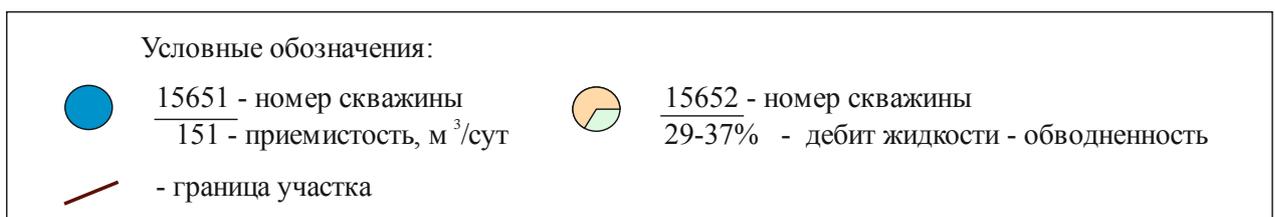
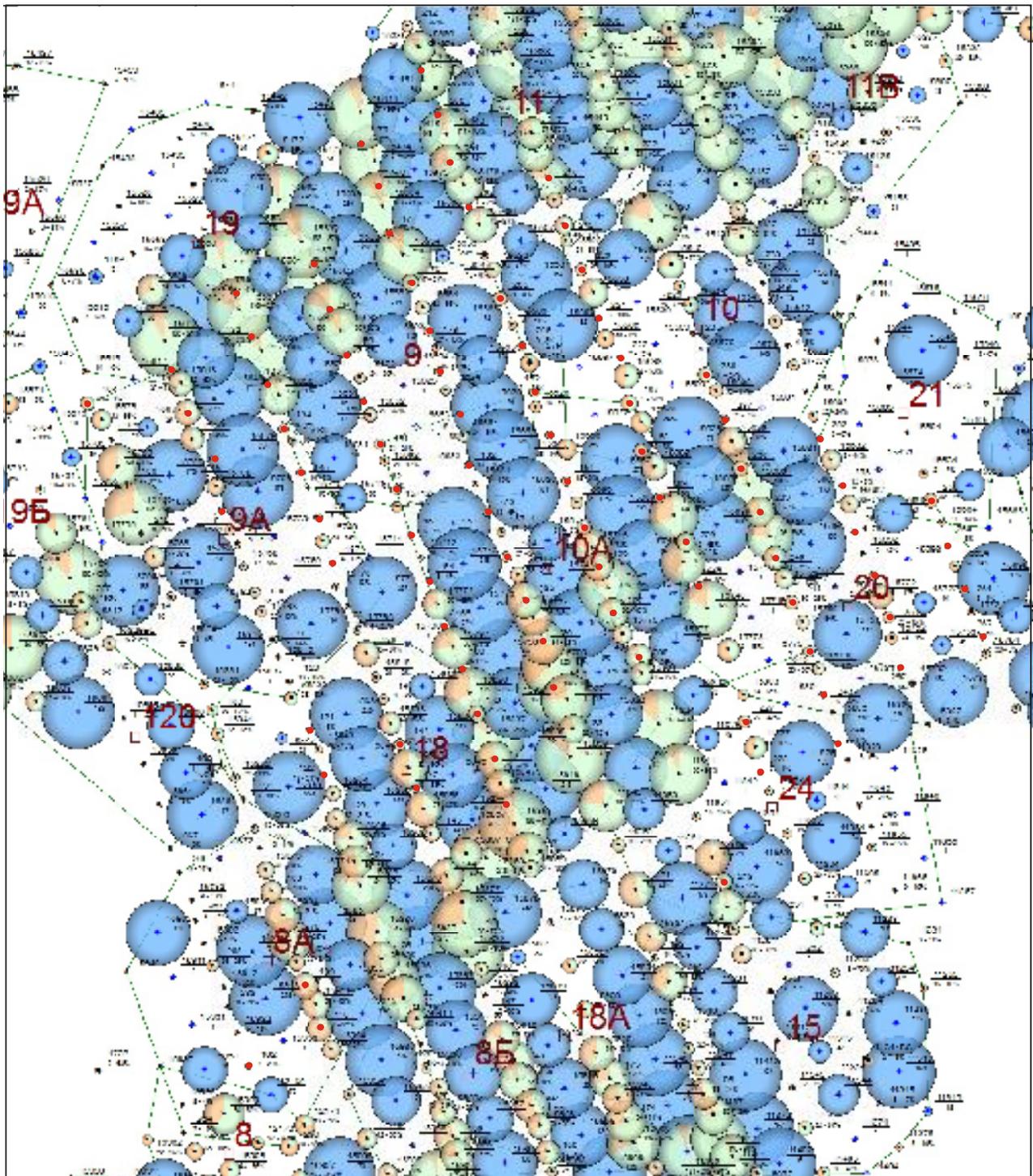
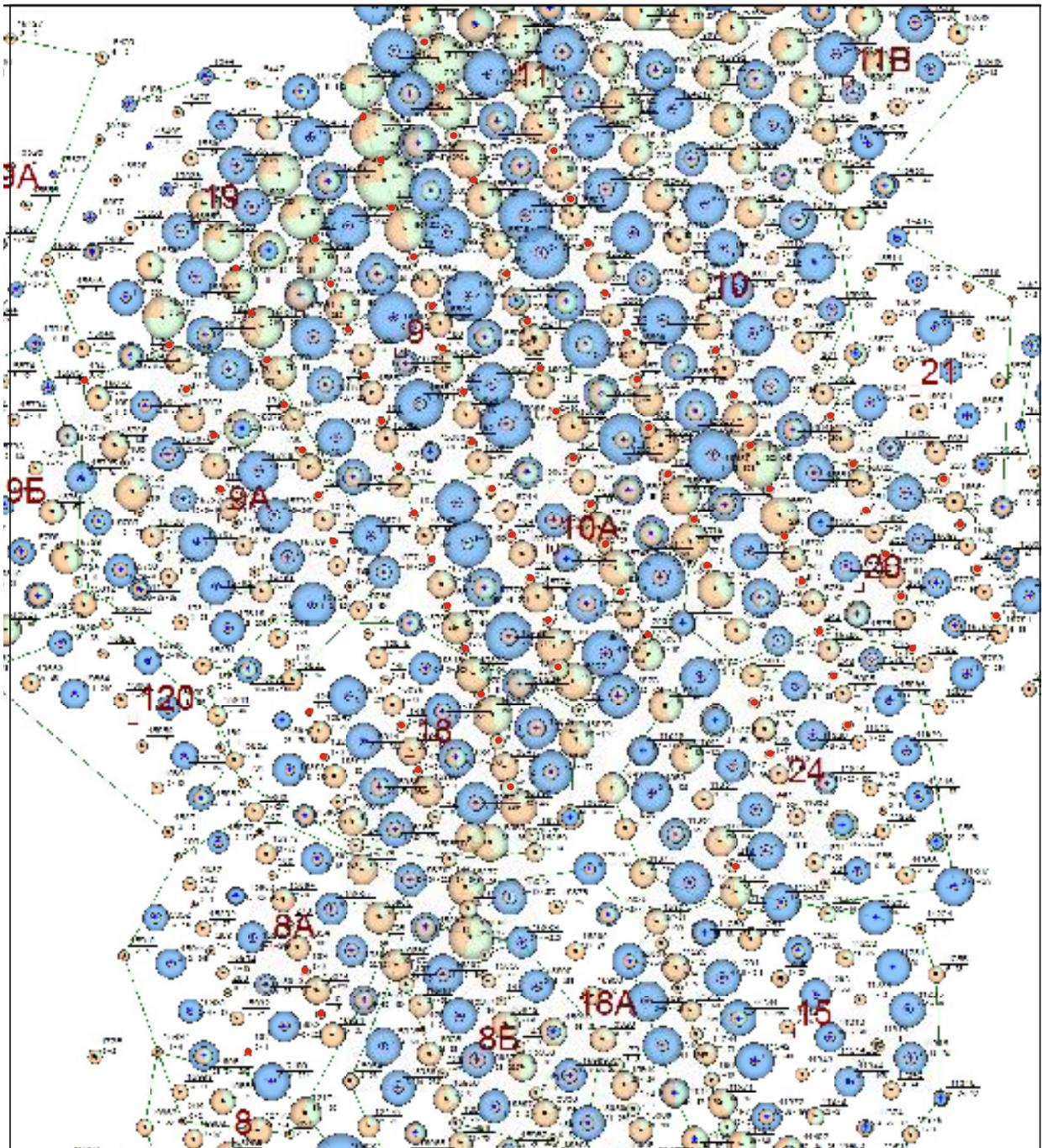


Рисунок 6.2.7 – Карта текущего состояния разработки Центрального участка ЮЛТ

Для ознакомления. Номера страниц не совпадают с официальной версией.



Условные обозначения:



15646 - номер скважины

4-35 - накопленные: ДВ и ДН, тыс.т

— - граница участка



15707 - номер скважины

2-26-254 - накопленные: ДВ, ДН и ЗВ



— - скважины уплотняющего фонда

Рисунок 6.2.8 – Карта накопленных отборов по Центральному участку ЮЛТ

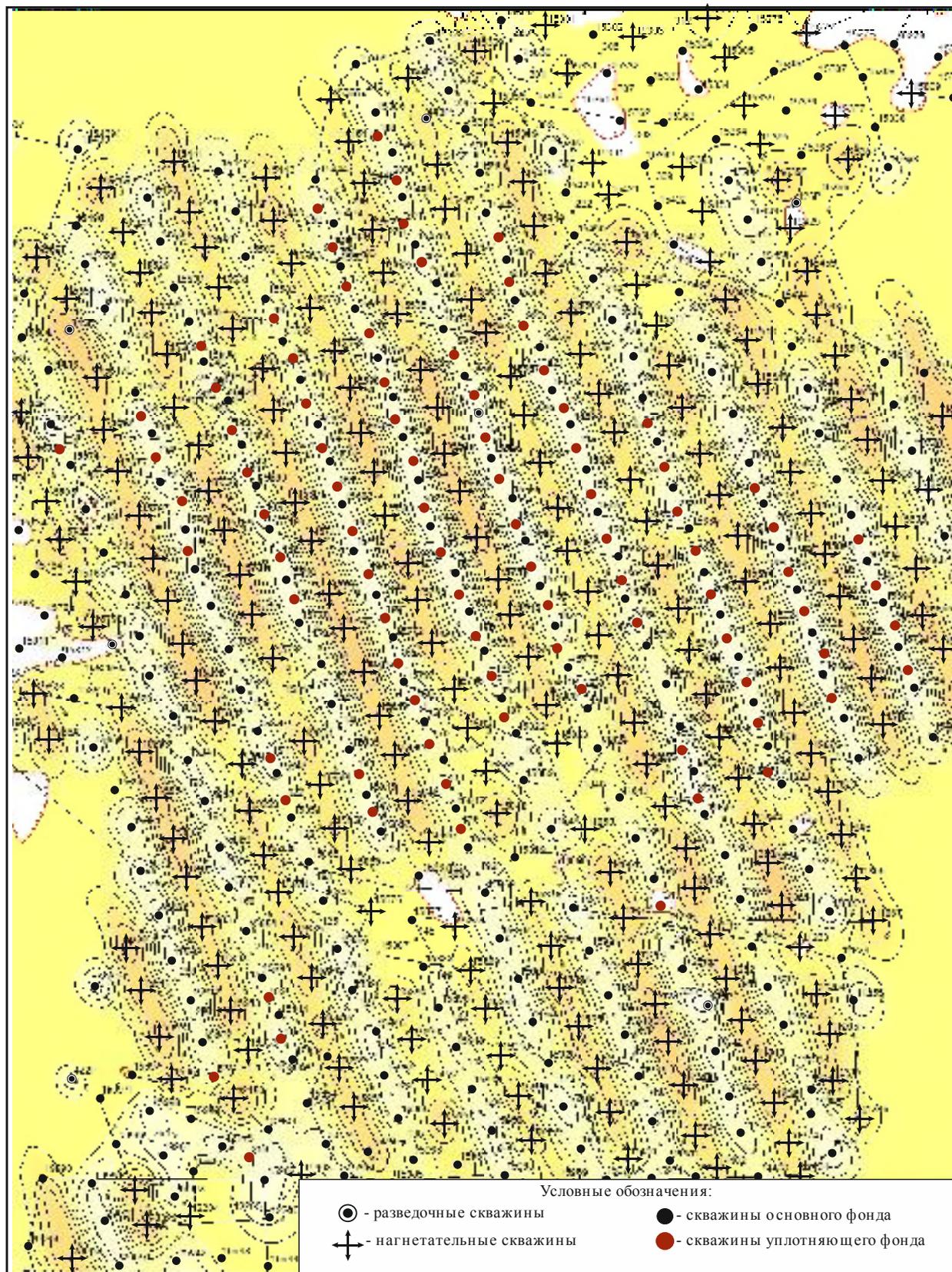


Рисунок 6.2.9 – Карта изобар по Центральному участку объекта АС10-12

Из рисунка 6.2.6 и таблицы 6.2.3 можно сделать следующие выводы:

- бурение уплотняющих скважин, начавшееся в 2012 году позволило стабилизировать уровни добычи нефти и нарастить добычу жидкости;
- темпы роста обводненности с 2012 г замедлились;
- удельные ТИЗ на 1 действующую скважину стали резко сокращаться.

Закачка воды на Центральном участке начата в 2004 г, т.е. на второй год после начала добычи нефти. Максимальный объем воды – 4139 тыс.м³ закачан в 2009 году при текущей компенсации 145%, накопленной – 103%.

В 2014 году в действующем нагнетательном фонде числится 87 скважин. Ожидаемый за 2014 год объем закачки воды – около 3800 тыс.м³ при приемистости 136 м³/сут.

Среднее давление на устье нагнетательных скважин – около 20 МПа, на забое – около 47 МПа. Для улучшения процесса вытеснения почти половина нагнетательного фонда оснащена оборудованием для одновременно-раздельной закачки воды в различные продуктивные горизонты [5,182,184,185].

На Центральном участке из введенных в эксплуатацию 285 скважин – 94 нагнетательные скважины (1/3 от общего фонда) перебивали в отработке на нефть. Сравнение результатов эксплуатации скважин добывающих рядов (основного и уплотняющего фонда), а также нагнетательных рядов (в отработке) указывает на существенно более высокие показатели последних (рисунок 6.2.10).

Нагнетательные скважины в отработке характеризуются следующими показателями:

- средний дебит нефти (59 т/сут) – был в 1,2 раза выше, чем по добывающим скважинам (50 т/сут);
- средний дебит жидкости (86 т/сут) – в 1,5 раза выше, чем по добывающим скважинам основного фонда (59 т/сут);

Таблица 6.2.4 - Показатели работы нагнетательных скважин на 01.11.2014

| Наименование | | Значение |
|---|--------------|----------|
| Действующий фонд скважин | | 87 |
| Приемистость, м ³ /сут | минимальная | 24 |
| | максимальная | 380 |
| | средняя | 158 |
| Коэффициент приемистости, м ³ /сут*МПа | минимальный | 0,13 |
| | максимальный | 15,15 |
| | средний | 2,85 |
| Давление устьевое, МПа | минимальное | 16,4 |
| | максимальное | 20,9 |
| | среднее | 19,9 |
| Давление забойное, МПа | минимальное | 41,2 |
| | максимальное | 49,2 |
| | среднее | 46,7 |
| Давление пластовое, МПа | минимальное | 26,5 |
| | максимальное | 47,5 |
| | среднее | 38,7 |

Приобское месторождение

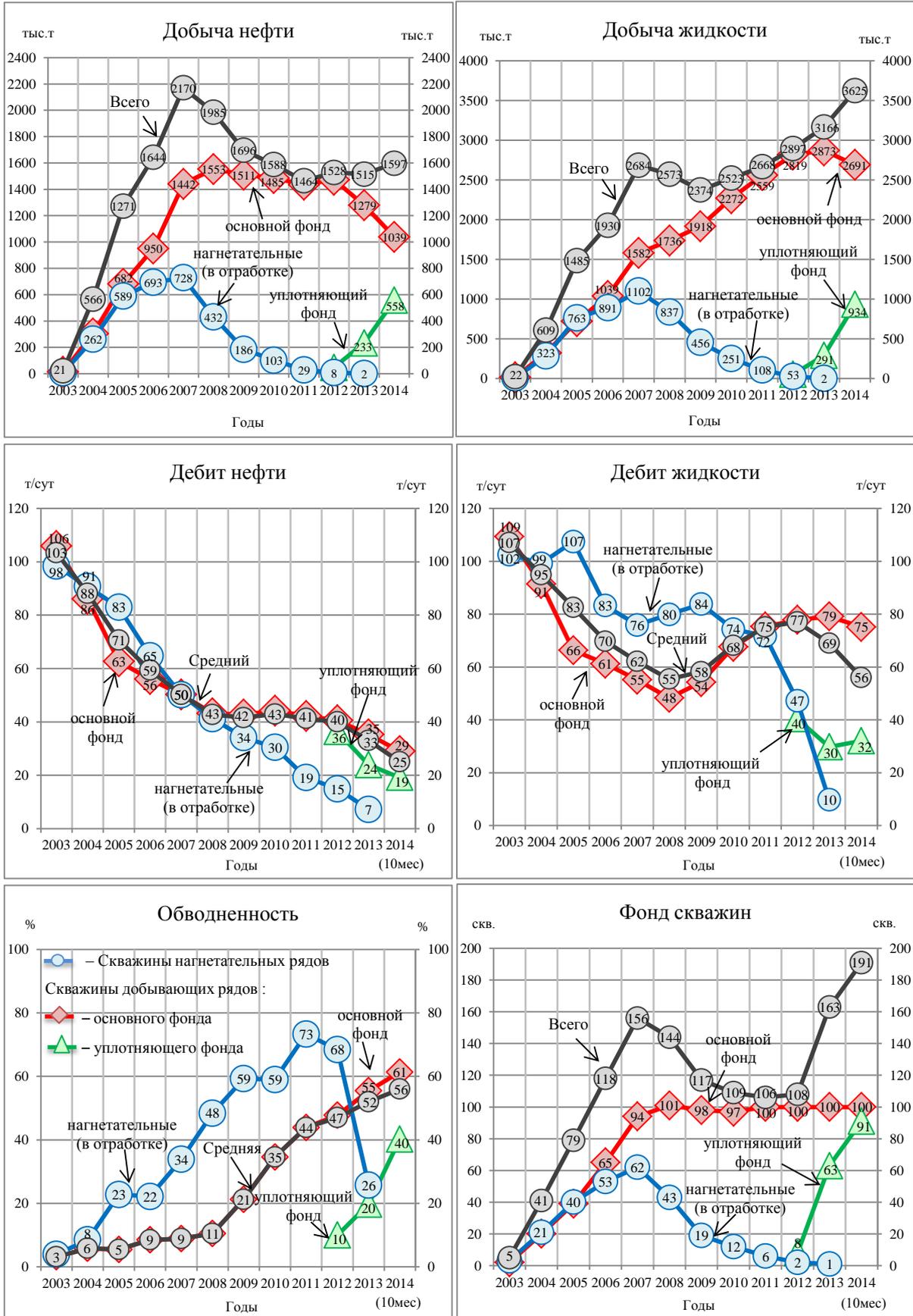


Рисунок 6.2.10 – Центральный участок объекта АС10-12. Показатели эксплуатации скважин добывающих и нагнетательных (в отработке) рядов.

- обводненность (32%) – вдвое выше, чем по добывающим скважинам (16%);

- накопленный ВНФ (0,53 т/т) – в 2,5 раза больше, чем по добывающим скважинам (0,21 т/т);

- одной нагнетательной скважиной отобрано в среднем 35 тыс.т нефти, при сроке эксплуатации – 1,5 года. По добывающим скважинам удельный отбор нефти – 79 тыс.т/скв за четыре года.

Значительно большие дебиты нефти и жидкости, а также опережающая обводненность скважин нагнетательных рядов обусловлены более интенсивным режимом эксплуатации, необходимостью ускоренной их отработки и перевода в ППД. Однако основное, определяющее влияние на опережение обводненности нагнетательных скважин в отработке (с ГРП) оказало азимутальное расположение рядов, сориентированных параллельно линии стресса.

В результате анализа установлено, что направление рядов эксплуатационных скважин, ориентированных параллельно линии стресса в геолого-физических условиях объекта АС10-12 Приобского месторождения (ЮЛТ) выбрано вполне обоснованно, т.к. это позволило обеспечить более равномерный фронт нагнетания и повысить эффективность вытеснения нефти водой.

6.2.3. Показатели работы уплотняющих скважин на Центральном участке объекта АС10-12

Всего по состоянию на 01.11.2014 на Приобском месторождении введено в эксплуатацию 223 уплотняющих скважины, из них на Центральном участке – 91 (41%), в том числе в 2012 г. – 8, в 2013 г. – 55, а за 10 месяцев 2013 г. – 28 скважин. Основной анализ уплотнения сетки будет представлен ниже по Центральному участку.

В целом ввод уплотняющих скважин положительно повлиял на общую динамику добычи нефти. В период после максимума (2170 тыс.т – 2007 г.) годовые уровни добычи нефти ежегодно снижались в среднем на 177 тыс.т или 10% (таблица 6.2.5). Уплотняющее бурение позволило переломить тенденцию падения и стабилизировать добычу в течение 2012–2014 гг. на уровне 1515–1600 тыс.т/год, с доведением темпа отбора от ТИЗ до – 6,4%. Ожидаемая добыча нефти из уплотняющих скважин по участку в 2014 г. составит 560 тыс.т или 35% от общей добычи, на основной фонд приходится – 65% (рисунок 6.2.11).

Дебит нефти по группе уплотняющих скважин, введенных в добычу в 2012-2014 гг., находился на вполне приемлемом уровне – 36-19 т/сут, дебит жидкости 40-32 т/сут, обводненность – 10-40%. То, что указанные дебиты уступают начальным дебитам скважин основного фонда объясняется резким изменением энергетического состояния залежей, то есть существенным снижением пластового давления в зоне добычи к началу бурения уплотняющих скважин.

**Таблица 6.2.5 – Динамика показателей эксплуатации скважин
основного и уплотняющего фонда по Центральному участку**

| Показатели | Скважины | 2003 | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 (10мес) |
|--------------------------------------|-------------|------|------|------|------|------|------|------|-------|-------|-------|-------|-----------------|
| Годовая добыча нефти, тыс.т | Основные | 21 | 566 | 1271 | 1644 | 2170 | 1985 | 1696 | 1588 | 1464 | 1480 | 1281 | 866 |
| | Уплотняющие | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 47 | 233 | 465 |
| | Всего | 21 | 566 | 1271 | 1644 | 2170 | 1985 | 1696 | 1588 | 1464 | 1528 | 1515 | 1331 |
| Годовая добыча жидкости, тыс.т | Основные | 22 | 609 | 1485 | 1930 | 2684 | 2573 | 2374 | 2523 | 2668 | 2844 | 2875 | 2243 |
| | Уплотняющие | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 53 | 291 | 779 |
| | Всего | 22 | 609 | 1485 | 1930 | 2684 | 2573 | 2374 | 2523 | 2668 | 2897 | 3166 | 3021 |
| Текущая обводненность, % | Основные | 3 | 7 | 14 | 15 | 19 | 23 | 29 | 37 | 45 | 48 | 55 | 61 |
| | Уплотняющие | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 10 | 20 | 40 |
| | Всего | 3 | 7 | 14 | 15 | 19 | 23 | 29 | 37 | 45 | 47 | 52 | 56 |
| Действующий добывающий фонд, скважин | Основные | 5 | 41 | 79 | 118 | 156 | 144 | 117 | 109 | 105 | 102 | 100 | 100 |
| | Уплотняющие | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 8 | 63 | 91 |
| | Всего | 5 | 41 | 79 | 118 | 156 | 144 | 117 | 109 | 105 | 110 | 163 | 191 |
| Ввод скважин в добычу | Основные | 5 | 35 | 43 | 54 | 47 | 10 | - | - | - | - | - | - |
| | Уплотняющие | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 8 | 55 | 28 |
| Дебит нефти новых скважин, т/сут | Основные | 135 | 116 | 122 | 106 | 82 | 87 | - | - | - | - | - | - |
| | Уплотняющие | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 42 | 32 | 31 |
| Обводненность новых скважин, % | Основные | 4 | 6 | 9 | 8 | 12 | 10 | - | - | - | - | - | - |
| | Уплотняющие | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 19 | 28 | 37 |
| | Всего | 4 | 6 | 9 | 8 | 12 | 10 | - | - | - | 19 | 28 | 37 |
| Дебит жидкости новых скважин, т/сут | Основные | 140 | 123 | 134 | 115 | 93 | 97 | - | - | - | - | - | - |
| | Уплотняющие | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 52 | 45 | 49 |
| | Всего | 140 | 123 | 134 | 115 | 93 | 97 | - | - | - | 52 | 45 | 49 |
| Дебит нефти, т/сут | Основные | 103 | 88 | 71 | 59 | 50 | 43 | 42 | 43 | 41 | 41 | 35 | 29 |
| | Уплотняющие | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 36 | 24 | 19 |
| | Всего | 103 | 88 | 71 | 59 | 50 | 43 | 42 | 43 | 41 | 40 | 33 | 25 |
| Дебит жидкости, т/сут | Основные | 107 | 95 | 83 | 70 | 62 | 55 | 58 | 68 | 75 | 78 | 79 | 75 |
| | Уплотняющие | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 40 | 30 | 32 |
| | Всего | 107 | 95 | 83 | 70 | 62 | 55 | 58 | 68 | 75 | 77 | 69 | 56 |
| Накопленная добыча нефти, тыс.т | Основные | 21 | 588 | 1859 | 3503 | 5673 | 7658 | 9354 | 10942 | 12407 | 13887 | 15168 | 16034 |
| | Уплотняющие | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 47 | 281 | 746 |
| | Всего | 21 | 588 | 1859 | 3503 | 5673 | 7658 | 9354 | 10942 | 12407 | 13934 | 15449 | 16780 |

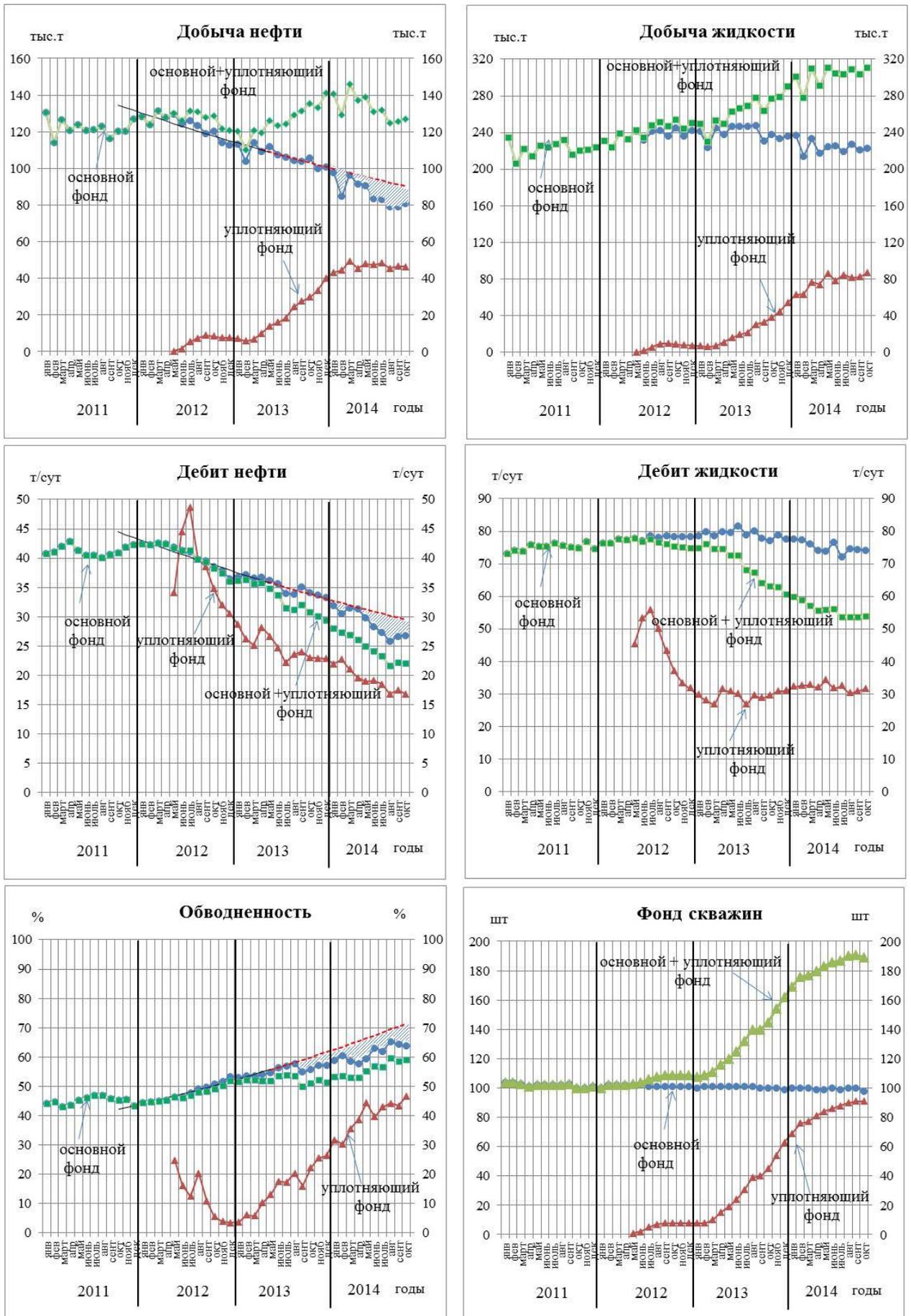


Рисунок 6.2.11 – Приобское месторождение. Центральный участок. Графики эксплуатации уплотняющего и основного фонда скважин

Накопленный отбор на одну уплотняющую скважину на 01.11.2014 составил 8,2 тыс.т/скв.

Из сравнения динамики среднемесячных показателей эксплуатации скважин за 2012-2014 гг. (рисунок 6.2.11) вытекают следующие выводы:

- обводненность по скважинам уплотняющего фонда растет с темпом в 2– 2,5 раза выше, чем по основному фонду в тот же период времени;

- по основному фонду темпы снижения добычи жидкости и нефти несколько

увеличились из-за влияния вновь вводимых уплотняющих скважин;

- по уплотняющему фонду (в целом) во второй половине 2014 года добыча нефти, жидкости и дебит жидкости стабилизировались за счет ввода новых уплотняющих скважин;

Как было указано выше, снижение добычи и дебитов нефти по основному фонду скважин в некоторой степени обусловлено также и эффектом интерференции скважин. Оценка реального прироста нефти за счет уплотнения сетки проведена за период 07.2013–10.2014гг, на основе помесечной динамики дебитов и добычи нефти по скважинам основного фонда (рисунок 6.2.11). Отметим, что в целом за рассмотренные 1,5 года потери в добыче нефти из-за интерференции в условиях НПК – пока невелики.

Распределение скважин основного и уплотняющего фонда по дебитам и обводненности на разные даты времени приведено в таблицах 6.2.6–6.2.8 и на рисунках 6.2.12–6.2.14. Из указанных таблиц и рисунков следует, что показатели уплотняющего фонда уступают показателям основного фонда скважин ЮЛТ.

Прямое сопоставление нефтенасыщенных толщин, проводимости ($K \cdot h_n$) и входных дебитов по уплотняющим скважинам не выявило сколь-нибудь значимой связи между исследуемыми параметрами (рисунок 6.2.15).

Тем не менее, можно сделать общий вывод о том, что предельной толщиной для рентабельного бурения новых уплотняющих скважин является величина $h_{нн}$ – 15-17м, а проводимости пласта $K \cdot h_n$ – не менее 50-60мД·м. В большинстве случаев это может обеспечить получение начальных дебитов нефти по новым уплотняющим скважинам объекта АС10-12 – не менее 20 т/сут.

Сопоставление входной обводненности (в %) новых уплотняющих скважин ($f_{в.упл.}$) и текущей обводненности (в %) в соседних добывающих скважинах ($f_{в.осн.}$) основного фонда показало, что между ними существует некоторая, неявно выраженная (рисунок 6.2.16) зависимость типа:

$$f_{в.упл.} = 0,27 f_{в.осн.} + 17 \quad (6.2)$$

Видно, что в весьма широком диапазоне изменения текущей обводненности скважин основного фонда (10-90%), входная обводненность соседних уплотняющих скважин изменяется менее значительно – от 20 до 40%.

Таблица 6.2.6 – Центральный участок. Распределение скважин основного и уплотняющего фонда по входному дебиту нефти

| Интервалы обводненности, % | Диапазон начальных дебитов жидкости (за 1 ^{ый} месяц), т/сут | | | | | | | | | | | | | | Итого скважин | | | | | |
|----------------------------|---|------|-------|------|-------|------|-------|------|--------|------|---------|------|---------|------|---------------|-----|------|-----------|------|-----------|
| | 18-30 | | 30-40 | | 40-50 | | 50-70 | | 70-100 | | 100-150 | | 150-200 | | 200-307 | | осн. | то же в % | упл. | то же в % |
| | осн. | упл. | осн. | упл. | осн. | упл. | осн. | упл. | осн. | упл. | осн. | упл. | осн. | упл. | | | | | | |
| 0-10 | - | 2 | 1 | 2 | 1 | 1 | 12 | 1 | 33 | 1 | 64 | - | 25 | - | 5 | 141 | 73 | 7 | 8 | |
| 10-20 | - | 7 | - | 11 | 1 | 3 | 5 | 9 | 16 | - | 14 | - | 7 | - | - | 43 | 22 | 30 | 33 | |
| 20-30 | - | 1 | - | 10 | - | 4 | 1 | 6 | 4 | 1 | 1 | - | - | - | - | 6 | 3 | 22 | 24 | |
| 30-40 | - | 3 | - | 4 | - | 3 | 1 | 4 | 1 | - | 1 | 1 | - | - | - | 3 | 2 | 15 | 16 | |
| 40-50 | - | - | - | 2 | - | 1 | - | 4 | - | 1 | 1 | - | - | - | - | 1 | 1 | 8 | 9 | |
| 50-60 | - | - | - | - | - | 1 | - | 5 | - | 1 | - | - | - | - | - | - | - | 7 | 8 | |
| 60-67 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 1 | - | - | - | 1 | - | - | - | 2 | 2 | |
| Всего скважин | - | 13 | 1 | 29 | 2 | 13 | 19 | 29 | 54 | 5 | 81 | 1 | 32 | 1 | 5 | 194 | 100 | 91 | 100 | |
| То же в % | - | 14 | 0,5 | 32 | 1 | 14 | 10 | 32 | 28 | 5 | 42 | 1 | 16 | 1 | 3 | 100 | | 100 | | |

Таблица 6.2.7 – Распределение скважин основного и уплотняющего фонда по входному дебиту жидкости

| Интервалы обводненности, % | Диапазон начальных дебитов нефти (за 1 ^{ый} месяц), т/сут | | | | | | | | | | | | | | | | Итого скважин | | | | | | | | |
|----------------------------|--|------|-------|------|-------|------|-------|-------|------|-------|-------|------|-------|--------|------|---------|---------------|---------|-----|---------|-----|------|-----------|------|-----------|
| | 13-20 | | 20-30 | | 30-40 | | | 40-50 | | | 50-70 | | | 70-100 | | 100-150 | | 150-200 | | 200-300 | | осн. | то же в % | упл. | то же в % |
| | осн. | упл. | осн. | упл. | осн. | упл. | всего | осн. | упл. | всего | осн. | упл. | всего | осн. | осн. | осн. | осн. | | | | | | | | |
| 0-10 | - | - | - | 2 | 1 | 2 | 3 | 4 | 1 | 5 | 14 | 3 | 17 | 43 | 57 | 17 | 5 | 141 | 73 | 8 | 9 | | | | |
| 10-20 | - | 1 | - | 11 | - | 10 | 10 | 2 | 6 | 8 | 10 | 3 | 13 | 16 | 12 | 3 | - | 43 | 22 | 31 | 34 | | | | |
| 20-30 | - | 1 | - | 10 | - | 5 | 5 | 1 | 4 | 5 | 2 | 1 | 3 | 3 | - | - | - | 6 | 3 | 21 | 23 | | | | |
| 30-40 | - | 3 | - | 6 | 1 | 4 | 5 | - | - | - | 2 | 1 | 3 | - | - | - | - | 3 | 2 | 14 | 15 | | | | |
| 40-50 | - | 1 | - | 2 | - | 4 | 4 | - | 1 | 1 | - | - | - | 1 | - | - | - | 1 | 1 | 8 | 9 | | | | |
| 50-60 | - | - | - | 6 | - | - | - | - | 1 | 1 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 7 | 8 | | | | |
| 60-67 | - | - | - | 1 | - | - | - | - | - | - | - | 1 | 1 | - | - | - | - | - | - | 2 | 2 | | | | |
| Всего скважин | - | 6 | - | 38 | 2 | 25 | 27 | 7 | 13 | 20 | 28 | 9 | 37 | 63 | 69 | 20 | 5 | 194 | | 91 | | | | | |
| То же в % | - | 7 | - | 42 | 1 | 27 | 9 | 4 | 14 | 7 | 14 | 10 | 13 | 32 | 36 | 10 | 3 | 100 | 100 | 100 | 100 | | | | |

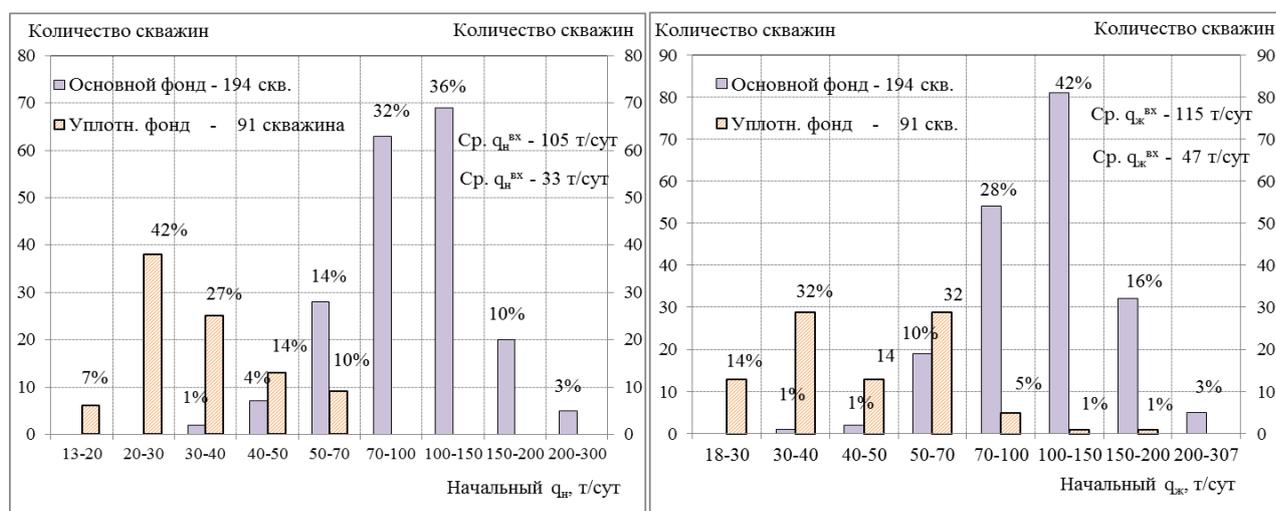


Рисунок 6.2.12 – Графики распределения скважин основного и уплотняющего фонда по входным дебитам нефти и жидкости

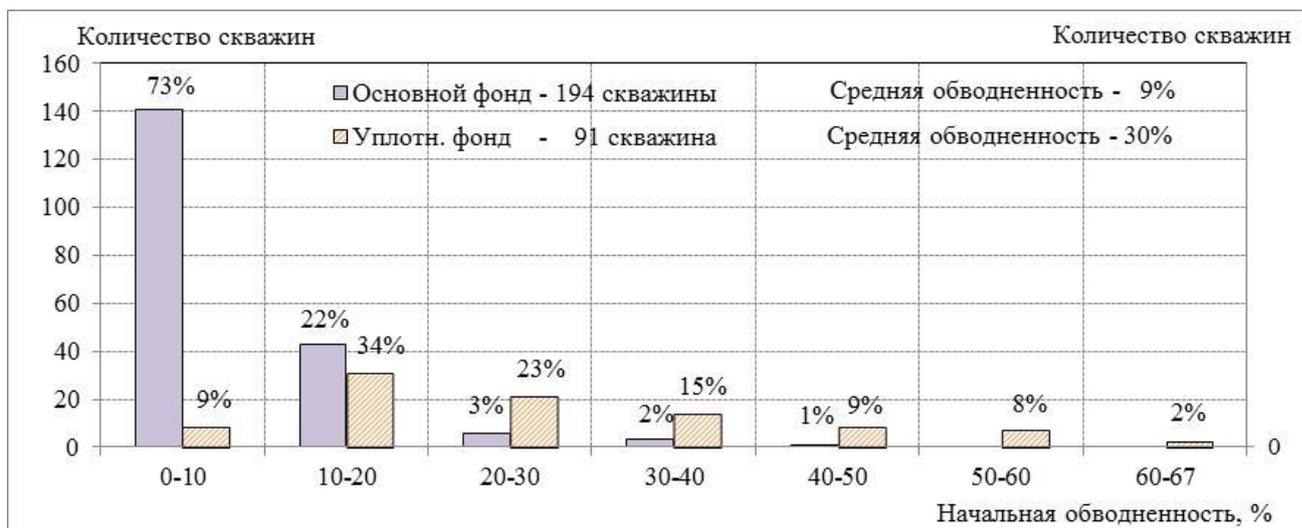


Рисунок 6.2.13 – Графики распределения скважин основного и уплотняющего фонда по входной обводненности

Таблица 6.2.8 – Распределение скважин основного и уплотняющего фонда по текущему дебиту нефти за октябрь 2014 г

| Интервалы обводненности, % | Диапазон текущих дебитов нефти за октябрь 2014 г, т/сут | | | | | | | | | | | | | | | | | Итого скважин | | | | |
|----------------------------|---|------|-------|-------|------|-------|-------|------|-------|-------|------|-------|-------|------|------|-------|-------|---------------|------|-----------|------|-----------|
| | 3-10 | | | 10-20 | | | 20-30 | | | 30-40 | | | 40-50 | | | 50-60 | 60-80 | 116 | осн. | то же в % | упл. | то же в % |
| | осн. | упл. | всего | осн. | упл. | всего | осн. | упл. | всего | осн. | упл. | всего | осн. | осн. | осн. | | | | | | | |
| 4-10 | 2 | 11 | 13 | 4 | 14 | 18 | 4 | 2 | 6 | - | 2 | 2 | 1 | - | 1 | - | 1 | - | 12 | 12 | 29 | 32 |
| 10-20 | - | 7 | 7 | 7 | 8 | 15 | 6 | 4 | 10 | 4 | - | 4 | - | 1 | 1 | 1 | - | - | 18 | 18 | 20 | 22 |
| 20-30 | - | 4 | 4 | 3 | 5 | 8 | - | 1 | 1 | 3 | - | 3 | - | 2 | 2 | 1 | 1 | - | 8 | 8 | 12 | 13 |
| 30-40 | - | 1 | 1 | 2 | 3 | 5 | 2 | 1 | 3 | 3 | - | 3 | - | - | - | - | 1 | 1 | 9 | 9 | 5 | 5 |
| 40-50 | 2 | - | 2 | - | 2 | 2 | 2 | 1 | 3 | 1 | 1 | 2 | 2 | - | 2 | - | - | - | 7 | 7 | 4 | 4 |
| 50-60 | - | - | - | 3 | 7 | 10 | 4 | 1 | 5 | - | - | - | 1 | - | 1 | 1 | 1 | - | 10 | 10 | 8 | 9 |
| 60-70 | 1 | - | 1 | 5 | 3 | 8 | 3 | 1 | 4 | 3 | - | 3 | 3 | - | 3 | - | - | - | 15 | 15 | 4 | 4 |
| 70-80 | - | - | - | 3 | 1 | 4 | 3 | 4 | 7 | - | - | - | 1 | 1 | - | - | - | - | 6 | 6 | 6 | 7 |
| 80-90 | - | 1 | 1 | 2 | - | 2 | 2 | 1 | 3 | 2 | - | 2 | - | - | - | - | - | - | 6 | 6 | 2 | 2 |
| 90-97 | 1 | 1 | 2 | 3 | - | 3 | 2 | - | 2 | 1 | - | 1 | - | - | - | - | - | - | 7 | 7 | 1 | 1 |
| Всего | 6 | 25 | 31 | 32 | 43 | 75 | 28 | 16 | 44 | 17 | 3 | 20 | 7 | 4 | 11 | 3 | 4 | 1 | 98 | | 91 | |
| То же в % | 6 | 28 | 16 | 33 | 45 | 40 | 29 | 18 | 23 | 17 | 3 | 11 | 7 | 5 | 6 | 3 | 4 | 1 | 100 | 100 | 100 | 100 |

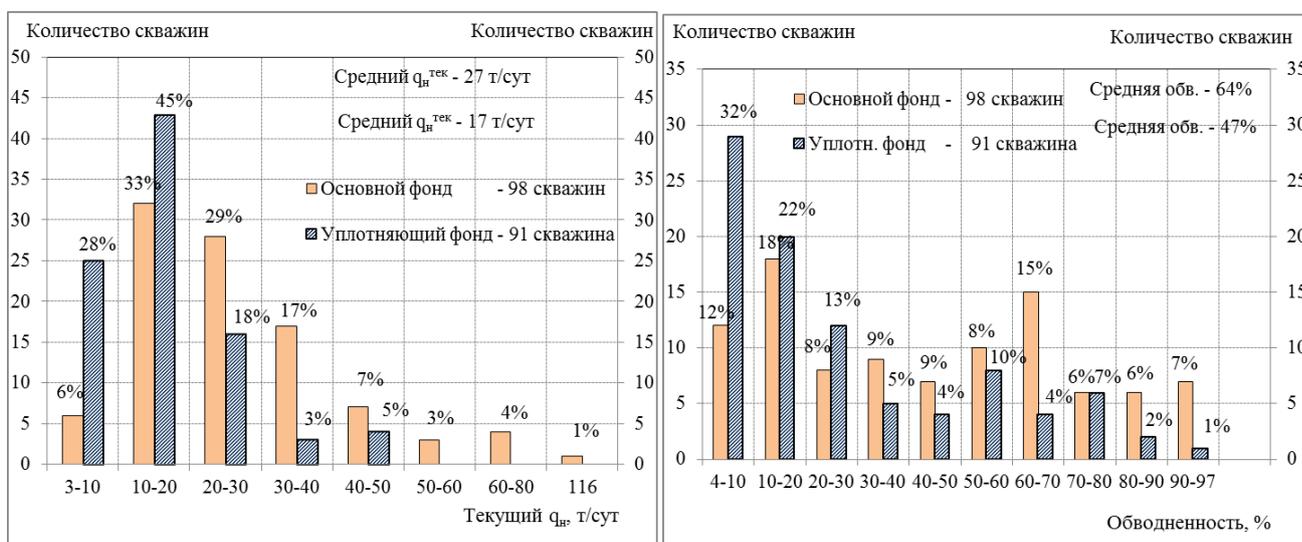


Рисунок 6.2.14 – Графики распределения скважин основного и уплотняющего фонда по текущему дебиту нефти и обводненности

Таблица 6.2.9 – Сравнение геолого-физических параметров и показателей эксплуатации скважин основного и уплотняющего фонда

| Показатели по Центральному участку | | Фонд скважин | | Всего по участку |
|---|---|--------------|-------------|------------------|
| | | основной | уплотняющий | |
| Количество скважин | | 98 | 91 | 189 |
| Геолого-физические параметры | Нефтенасыщенная толщина, м | 34,7 | 31,2 | 33 |
| | Перфорированная $h_{\text{нн}}$, м | 27,7 | 22,3 | 26,1 |
| | то же в % | 80 | 71 | 79 |
| | Проницаемость, мД | 4,7 | 3,6 | 4 |
| | Проводимость, мД*м | 163 | 112 | 138 |
| | Нефтенасыщенность, % | 62,1 | 62 | 62 |
| Начальные показатели за 1 ^й месяц работы | Дебит нефти, т/сут | 105 | 32,8 | 79,9 |
| | Дебит жидкости, т/сут | 115 | 47 | 91,1 |
| | Удельный $q_{\text{ж}}$ на 1м $h_{\text{нн}}$, т/сут/м | 3,3 | 1,5 | 2,8 |
| | Удельный $q_{\text{ж}}$ на 1м*мД $K_{\text{пр}} * h_{\text{нн}}$, т/сут/мД*м | 0,70 | 0,40 | 0,66 |
| | Обводненность, % | 8 | 30 | 12 |
| Срок разработки, месяцев | | 132 | 30 | 132 |
| Годовые показатели за 2014 год (10 месяцев) | Добыча нефти, тыс.т | 866 | 465 | 1331 |
| | Добыча жидкости, тыс.т | 2243 | 779 | 3021 |
| | Обводненность, % | 61 | 40 | 56 |
| | Дебит нефти, т/сут | 29,0 | 19,1 | 24,6 |
| | Дебит жидкости, т/сут | 75,1 | 32 | 55,8 |
| | Действующий добывающий фонд, скважин | 98 | 91 | 189 |
| | Действующий нагнетательный фонд, скважин | 87 | 87 | 87 |
| | Закачка воды, тыс.м ³ | 3191 | 3191 | 3191 |
| | Компенсация отбора, % | 94 | 94 | 94 |
| Текущие показатели за октябрь 2014г | Дебит нефти, т/сут | 27 | 17 | 22 |
| | Дебит жидкости, т/сут | 74 | 32 | 54 |
| | Обводненность, % | 64 | 47 | 59 |
| Накопленные показатели на 01.11.2014 | Добыча нефти, тыс.т | 16034 | 746 | 16780 |
| | Добыча жидкости, тыс.т | 24831 | 1122 | 25953 |
| | Водонефтяной фактор, т/т | 0,55 | 0,50 | 0,55 |
| | Закачка воды, тыс.м ³ | - | - | 32139 |
| | Компенсация отбора, % | - | - | 104 |
| | Скважины, перебивавшие в добыче нефти | 194 | 91 | 285 |
| | Отбор на 1 скважину, тыс.т | 82,6 | 8,2 | 58,9 |

**Таблица 6.2.10 – Приобское месторождение. Центральный участок объекта АС10-12.
Показатели эксплуатации уплотняющих скважин на 01.11.2014**

| №№ п/п | № скв. | Дата ввода | Срок эсп. мес. | Параметры | | | | | | | Начальные (на 1 ^й месяц) | | | | За октябрь 2014г | | | | Накопленные на 01.11.2014 | | |
|-----------|-----------|---------------|----------------------|------------------------|--------------------------|-------------------------|----------------------------|---------|------------------------|--------------------------------|--|---------------------------|---------------------------------|------------|---------------------------|---------------------------|---------------------------------|------------|------------------------------|--------------|-------------|
| | | | | h _{нп} , м | h _{перф} , м | K _{пр} , мД | K _{прh} , мД*м | m, % | K _{нп} , % | V _{посл} ² | q _н , т/сут | q _ж , т/сут | уд. q _н , т/сут*м | обв., % | q _н , т/сут | q _ж , т/сут | уд. q _н , т/сут*м | обв., % | ДН, тыс.т | ДЖ, тыс.т | ВНФ, т/т |
| 1 | 102 | 07.2014 | 4 | н/д | н/д | н/д | н/д | н/д | н/д | н/д | 23,2 | 32,8 | н/д | 29 | 6,8 | 8,3 | н/д | 17 | 1,1 | 1,4 | 0,3 |
| 2 | 104 | 06.2014 | 5 | 25,1 | 15,8 | 3,3 | 51,8 | 16,9 | 60 | 0,45 | 27,0 | 36,2 | 1,7 | 25 | 13,8 | 33,2 | 0,87 | 58 | 2,6 | 5,4 | 1,1 |
| 3 | 109 | 08.2014 | 2 | н/д | н/д | н/д | н/д | н/д | н/д | н/д | 54,2 | 71,4 | - | 24 | 52,6 | 74,5 | - | 29 | 3,4 | 4,6 | 0,4 |
| 4 | 110 | 09.2014 | 1 | н/д | н/д | н/д | н/д | н/д | н/д | н/д | 37,2 | 51,9 | н/д | 28 | 48,3 | 57,8 | н/д | 16 | 1,7 | 2,1 | 0,2 |
| 5 | 113 | 01.2014 | 10 | 38,5 | 29,9 | 4,5 | 133,5 | 17,3 | 58 | 0,48 | 40,1 | 54,4 | 1,3 | 26 | 11,3 | 27,6 | 0,38 | 59 | 6,8 | 11,4 | 0,7 |
| 6 | 114 | 01.2014 | 9 | 42,8 | 32,8 | 2,9 | 95,9 | 16,6 | 57 | 0,53 | 37,2 | 57,9 | 1,1 | 36 | 29,8 | 62,7 | 0,91 | 53 | 9,3 | 17,9 | 0,9 |
| 7 | 115 | 01.2014 | 9 | 53,0 | 35,8 | 2,9 | 102,9 | 16,4 | 50 | 0,68 | 32,2 | 54,5 | 0,9 | 41 | 14,1 | 18,0 | 0,39 | 22 | 6,1 | 8,8 | 0,4 |
| 8 | 116 | 02.2014 | 8 | 19,8 | 13,8 | 2,8 | 38,6 | 16,4 | 59 | 0,69 | 18,8 | 32,6 | 1,4 | 42 | 11,0 | 13,4 | 0,79 | 18 | 3,2 | 5,0 | 0,5 |
| 9 | 121 | 03.2014 | 7 | 9,8 | 7,4 | 5,2 | 38,1 | 17,6 | 62 | 0,50 | 12,9 | 19,7 | 1,7 | 35 | 3,1 | 3,4 | 0,42 | 9 | 1,3 | 1,9 | 0,4 |
| 10 | 122 | 04.2014 | 7 | 20,0 | 14,8 | 1,8 | 26,8 | 15,7 | 62 | 0,39 | 29,2 | 37,9 | 2,0 | 23 | 9,8 | 12,3 | 0,66 | 20 | 2,9 | 3,6 | 0,3 |
| 11 | 131 | 06.2014 | 4 | н/д | н/д | н/д | н/д | н/д | н/д | н/д | 24,5 | 50,8 | н/д | 52 | 14,1 | 19,5 | н/д | 28 | 2,5 | 4,0 | 0,6 |
| 12 | 132 | 07.2014 | 4 | н/д | н/д | н/д | н/д | н/д | н/д | н/д | 23,0 | 41,1 | - | 44 | 9,1 | 12,9 | - | 29 | 1,8 | 3,0 | 0,6 |
| 13 | 133 | 12.2013 | 10 | 53,3 | 29,2 | 4,7 | 137,9 | 17,5 | 60 | 0,47 | 29,2 | 47,9 | 1,0 | 39 | 9,2 | 10,0 | 0,32 | 8 | 4,6 | 7,0 | 0,5 |
| 14 | 134 | 12.2013 | 11 | 45,5 | 20,7 | 3,1 | 63,2 | 16,5 | 55 | 0,90 | 25,0 | 37,7 | 1,2 | 34 | 16,4 | 17,4 | 0,79 | 6 | 6,9 | 9,7 | 0,4 |
| 15 | 135 | 12.2013 | 11 | 35,0 | 26,4 | 2,3 | 60,7 | 16,2 | 59 | 0,43 | 27,8 | 35,1 | 1,1 | 21 | 19,3 | 20,1 | 0,73 | 4 | 7,9 | 9,0 | 0,1 |
| 16 | 136 | 11.2013 | 12 | 40,0 | 23,4 | 5,0 | 117,3 | 17,6 | 61 | 0,58 | 27,1 | 33,2 | 1,2 | 18 | 16,6 | 18,2 | 0,71 | 8 | 7,5 | 8,9 | 0,2 |
| 17 | 137 | 10.2013 | 12 | 22,8 | 8,0 | 3,2 | 25,2 | 16,6 | 55 | 0,83 | 12,9 | 20,2 | 1,6 | 36 | 3,7 | 4,0 | 0,47 | 7 | 2,1 | 2,8 | 0,4 |
| 18 | 141 | 12.2013 | 10 | н/д | н/д | н/д | н/д | н/д | н/д | н/д | 44,9 | 57,0 | - | 21 | 19,0 | 27,6 | - | 31 | 9,1 | 11,8 | 0,3 |
| 19 | 142 | 02.2014 | 8 | 27,8 | 27,8 | 3,1 | 85,4 | 16,7 | 65 | 0,53 | 22,9 | 39,9 | 0,8 | 43 | 10,2 | 14,7 | 0,37 | 31 | 3,2 | 4,8 | 0,5 |
| 20 | 152 | 09.2012 | 25 | 22,7 | 17,9 | 3,1 | 55,6 | 16,4 | 59 | 0,97 | 30,5 | 41,7 | 1,7 | 27 | 15,6 | 21,1 | 0,87 | 26 | 11,0 | 12,7 | 0,2 |
| 21 | 153 | 08.2012 | 27 | 59,0 | 40,0 | 5,2 | 206,7 | 17,2 | 63 | 1,06 | 39,4 | 64,0 | 1,0 | 38 | 12,4 | 13,5 | 0,31 | 8 | 19,3 | 21,1 | 0,1 |
| 22 | 154 | 07.2012 | 26 | 44,6 | 41,6 | 2,6 | 107,7 | 16,2 | 58 | 1,02 | 30,0 | 42,6 | 0,7 | 30 | 18,1 | 19,5 | 0,44 | 7 | 15,8 | 17,8 | 0,1 |
| 23 | 155 | 05.2012 | 29 | 52,5 | 48,3 | 3,5 | 170,6 | 16,9 | 62 | 0,87 | 36,5 | 44,5 | 0,8 | 18 | 29,9 | 35,0 | 0,62 | 15 | 17,6 | 22,6 | 0,3 |
| 24 | 156 | 08.2012 | 26 | 43,9 | 34,6 | 5,8 | 199,2 | 17,5 | 65 | 1,01 | 23,7 | 28,2 | 0,7 | 16 | 44,4 | 60,0 | 1,28 | 26 | 21,7 | 29,4 | 0,4 |
| 25 | 157 | 04.2014 | 7 | 30,0 | 20,2 | 1,7 | 35,0 | 15,5 | 60 | 0,82 | 29,0 | 45,1 | 1,4 | 36 | 16,1 | 17,9 | 0,80 | 10 | 4,5 | 5,6 | 0,3 |
| 26 | 158 | 04.2014 | 6 | 29,1 | 25,7 | 3,0 | 78,2 | 16,4 | 58 | 1,03 | 22,8 | 32,3 | 0,9 | 29 | 21,8 | 135,6 | 0,85 | 84 | 5,4 | 16,9 | 2,1 |
| 27 | 159 | 05.2014 | 6 | 27,0 | 22,0 | 4,3 | 95,5 | 17,4 | 59 | 0,55 | 35,0 | 63,9 | 1,6 | 45 | 16,3 | 20,7 | 0,74 | 21,3 | 4,3 | 6,0 | 0,4 |
| 28 | 160 | 05.2014 | 5 | 36,4 | 21,8 | 3,2 | 70,2 | 16,6 | 58 | 0,61 | 22,8 | 47,7 | 1,0 | 52 | 15,3 | 16,4 | 0,70 | 6,5 | 2,8 | 5,1 | 0,8 |
| 29 | 161 | 10.2013 | 12 | 24,8 | 13,6 | 3,1 | 41,8 | 16,7 | 56 | 0,56 | 34,6 | 42,1 | 2,5 | 18 | 13,0 | 15,9 | 0,96 | 18 | 7,5 | 8,7 | 0,2 |
| 30 | 162 | 11.2013 | 11 | 36,4 | 30,9 | 5,2 | 161,8 | 17,9 | 66 | 0,33 | 23,7 | 31,7 | 0,8 | 25 | 19,3 | 20,7 | 0,62 | 7 | 7,1 | 8,5 | 0,2 |
| 31 | 163 | 12.2013 | 10 | 22,0 | 18,2 | 4,5 | 81,5 | 17,3 | 58 | 0,61 | 32,8 | 37,9 | 1,8 | 13 | 13,6 | 15,3 | 0,75 | 11 | 6,6 | 7,3 | 0,1 |
| 32 | 164 | 11.2013 | 11 | 28,6 | 18,6 | 3,3 | 61,8 | 16,9 | 64 | 0,44 | 25,1 | 32,6 | 1,3 | 23 | 6,7 | 7,5 | 0,36 | 10 | 3,7 | 4,6 | 0,2 |
| 33 | 165 | 10.2013 | 13 | 32,7 | 17,8 | 2,7 | 47,4 | 15,9 | 57 | 1,51 | 16,9 | 24,9 | 0,9 | 32 | 4,4 | 5,8 | 0,25 | 25 | 2,7 | 3,6 | 0,4 |
| 34 | 166 | 09.2013 | 13 | 37,4 | 19,2 | 4,2 | 80,1 | 17,1 | 64 | 0,58 | 21,9 | 27,1 | 1,1 | 19 | 7,4 | 8,1 | 0,38 | 9 | 4,4 | 5,3 | 0,2 |
| 35 | 167 | 07.2012 | 27 | 45,8 | 41,6 | 2,9 | 121,7 | 16,7 | 65 | 0,42 | 52,6 | 61,6 | 1,3 | 15 | 21,1 | 34,6 | 0,51 | 39 | 16,9 | 22,7 | 0,3 |
| 36 | 168 | 06.2012 | 28 | 46,7 | 30,4 | 4,0 | 121,0 | 16,5 | 60 | 2,29 | 67,7 | 74,7 | 2,2 | 9 | 27,3 | 29,7 | 0,90 | 8 | 36,5 | 39,0 | 0,1 |
| 37 | 169 | 07.2012 | 28 | 44,2 | 32,4 | 2,2 | 71,5 | 15,6 | 60 | 1,64 | 48,7 | 59,1 | 1,5 | 18 | 19,2 | 20,7 | 0,59 | 7 | 25,0 | 26,8 | 0,1 |
| 38 | 170 | 08.2013 | 14 | 39,3 | 20,2 | 3,2 | 64,6 | 16,9 | 63 | 0,36 | 13,1 | 18,0 | 0,6 | 27 | 17,6 | 43,0 | 0,87 | 59 | 4,4 | 7,7 | 0,7 |
| 39 | 171 | 08.2013 | 14 | 31,6 | 29,2 | 4,2 | 123,1 | 17,4 | 69 | 0,45 | 58,7 | 65,1 | 2,0 | 10 | 39,8 | 75,4 | 1,36 | 47 | 20,9 | 30,9 | 0,5 |
| 40 | 172 | 07.2013 | 15 | 19,9 | 18,5 | 2,5 | 45,7 | 16,2 | 67 | 0,73 | 28,0 | 85,8 | 1,5 | 67 | 27,0 | 134,7 | 1,46 | 80 | 9,7 | 47,9 | 3,9 |
| 41 | 175 | 02.2014 | 9 | 18,6 | 7,5 | 4,9 | 36,9 | 17,0 | 62 | 1,06 | 24,3 | 31,5 | 3,2 | 23 | 4,5 | 5,8 | 0,60 | 23 | 2,5 | 3,4 | 0,4 |
| 42 | 176 | 01.2014 | 10 | 34,9 | 20,4 | 1,9 | 39,7 | 15,4 | 58 | 1,61 | 30,9 | 42,4 | 1,5 | 27 | 8,5 | 9,8 | 0,41 | 13 | 4,0 | 5,3 | 0,3 |
| 43 | 177 | 04.2014 | 7 | 50,6 | 34,0 | 3,5 | 119,1 | 16,7 | 59 | 0,80 | 41,1 | 74,9 | 1,2 | 45 | 15,6 | 17,8 | 0,46 | 12 | 5,8 | 9,0 | 0,6 |
| 44 | 178 | 02.2014 | 9 | 23,8 | 21,1 | 2,5 | 52,7 | 16,0 | 60 | 1,03 | 27,0 | 59,0 | 1,3 | 54 | 17,7 | 34,2 | 0,84 | 48 | 6,9 | 12,4 | 0,8 |
| 45 | 179 | 01.2014 | 10 | 36,2 | 34,4 | 6,2 | 212,9 | 18,1 | 64 | 0,41 | 39,9 | 45,1 | 1,2 | 12 | 15,7 | 22,3 | 0,46 | 30 | 7,3 | 9,6 | 0,3 |
| 46 | 180 | 12.2013 | 11 | 29,7 | 22,3 | 2,0 | 45,5 | 16,0 | 61 | 0,36 | 33,0 | 38,2 | 1,5 | 14 | 16,3 | 18,3 | 0,73 | 11 | 8,4 | 9,9 | 0,2 |
| 47 | 181 | 07.2013 | 16 | 30,7 | 23,1 | 5,3 | 121,8 | 17,5 | 58 | 0,88 | 20,9 | 32,3 | 0,9 | 35 | 7,7 | 11,1 | 0,33 | 30 | 5,3 | 6,4 | 0,2 |

Окончание таблицы 6.2.10 – Показатели эксплуатации уплотняющих скважин на 01.11.2014

| №№ п/п | № скв. | Дата ввода | Срок эксп. мес. | Параметры | | | | | | | Начальные (на 1 ^й месяц) | | | | За октябрь 2014г | | | | Накопленные на 01.11.2014 | | |
|-------------------|--------|------------|-----------------|---------------------|-----------------------|----------------------|-------------------------|------|--------------------|--------------------------------|-------------------------------------|------------------------|------------------------------|---------|------------------------|------------------------|------------------------------|---------|---------------------------|-----------|----------|
| | | | | h _{нп} , м | h _{перф} , м | K _{пр} , мД | K _{пр} h, мД*м | m, % | K _ш , % | V _{носп} ² | q _н , т/сут | q _ж , т/сут | уд. q _н , т/сут*м | обв., % | q _н , т/сут | q _ж , т/сут | уд. q _н , т/сут*м | обв., % | ДН, тыс.т | ДЖ, тыс.т | ВНФ, т/т |
| 48 | 182 | 07.2013 | 15 | 37,0 | 29,6 | 3,0 | 88,8 | 16,7 | 63 | 0,61 | 45,1 | 49,8 | 1,5 | 9 | 12,1 | 13,5 | 0,41 | 11 | 10,6 | 11,6 | 0,1 |
| 49 | 183 | 08.2013 | 15 | 30,8 | 23,7 | 3,5 | 82,8 | 17,0 | 62 | 0,43 | 31,9 | 35,2 | 1,3 | 9 | 17,3 | 19,3 | 0,73 | 10,1 | 10,4 | 11,4 | 0,1 |
| 50 | 184 | 08.2013 | 15 | 29,5 | 20,9 | 3,9 | 80,6 | 16,8 | 66 | 0,74 | 68,8 | 105,6 | 3,3 | 35 | 21,0 | 24,1 | 1,00 | 12,7 | 12,8 | 15,3 | 0,2 |
| 51 | 185 | 11.2013 | 12 | 45,0 | 18,4 | 5,0 | 91,2 | 17,6 | 68 | 0,51 | 29,9 | 35,7 | 1,6 | 16 | 16,7 | 70,5 | 0,91 | 76,3 | 3,9 | 5,1 | 0,3 |
| 52 | 186 | 08.2013 | 15 | 37,5 | 11,2 | 3,5 | 39,1 | 17,2 | 68 | 0,26 | 28,6 | 36,2 | 2,6 | 21 | 25,0 | 87,1 | 2,23 | 71,4 | 4,3 | 5,1 | 0,2 |
| 53 | 187 | 10.2013 | 13 | 43,8 | 47,8 | 5,6 | 267,4 | 17,9 | 68 | 0,46 | 60,3 | 160,7 | 1,3 | 62 | 45,6 | 184,3 | 0,95 | 75,2 | 23,5 | 68,1 | 1,9 |
| 54 | 198 | 02.2014 | 9 | 18,2 | 17,4 | 2,3 | 40,8 | 16,1 | 62 | 0,61 | 42,1 | 93,0 | 2,4 | 55 | 5,5 | 167,2 | 0,32 | 96,7 | 2,8 | 35,3 | 11,7 |
| 55 | 200 | 01.2014 | 10 | 29,4 | 14,2 | 5,0 | 71,2 | 17,8 | 67 | 0,42 | 47,1 | 58,5 | 3,3 | 19 | 11,7 | 12,9 | 0,82 | 9,3 | 6,3 | 7,2 | 0,1 |
| 56 | 201 | 01.2014 | 10 | 34,3 | 24,9 | 3,6 | 89,6 | 16,9 | 61 | 0,57 | 33,0 | 62,5 | 1,3 | 47 | 27,5 | 95,5 | 1,10 | 71,2 | 8,0 | 25,4 | 2,2 |
| 57 | 202 | 12.2013 | 11 | 30,4 | 17,2 | 3,0 | 51,1 | 16,2 | 58 | 1,05 | 20,3 | 32,7 | 1,2 | 38 | 9,1 | 9,8 | 0,53 | 7,4 | 4,0 | 5,1 | 0,3 |
| 58 | 205 | 12.2013 | 11 | 24,8 | 24,4 | 5,4 | 132,8 | 17,8 | 64 | 0,50 | 42,8 | 54,7 | 1,8 | 22 | 31,0 | 33,6 | 1,27 | 8,0 | 11,5 | 13,8 | 0,2 |
| 59 | 206 | 11.2013 | 12 | 15,5 | 14,5 | 5,6 | 80,7 | 17,9 | 64 | 0,66 | 32,4 | 36,3 | 2,2 | 11 | 14,3 | 15,8 | 0,98 | 9,6 | 9,6 | 10,5 | 0,1 |
| 60 | 207 | 05.2013 | 18 | 18,9 | 17,3 | 5,1 | 87,5 | 17,5 | 62 | 0,44 | 24,3 | 54,1 | 1,4 | 55 | 19,4 | 54,9 | 1,12 | 64,6 | 9,2 | 32,7 | 2,5 |
| 61 | 208 | 04.2013 | 19 | 17,8 | 17,8 | 2,7 | 47,2 | 16,3 | 64 | 0,59 | 55,7 | 63,9 | 3,1 | 13 | 16,6 | 51,5 | 0,93 | 67,9 | 9,0 | 19,1 | 1,1 |
| 62 | 213 | 03.2013 | 20 | 11,7 | 11,7 | 3,0 | 35,7 | 16,4 | 69 | 0,92 | 40,5 | 50,4 | 3,5 | 20 | 15,9 | 36,4 | 1,36 | 56,2 | 14,0 | 19,9 | 0,4 |
| 63 | 218 | 10.2013 | 13 | 25,2 | 25,2 | 4,6 | 116,9 | 17,6 | 66 | 0,39 | 34,9 | 63,7 | 1,4 | 45 | 27,9 | 89,6 | 1,11 | 68,9 | 16,3 | 33,8 | 1,1 |
| 64 | 219 | 11.2013 | 12 | 30,9 | 19,7 | 4,2 | 82,3 | 17,4 | 61 | 0,48 | 26,8 | 61,3 | 1,4 | 56 | 19,3 | 37,8 | 0,98 | 49,0 | 7,4 | 14,0 | 0,9 |
| 65 | 220 | 11.2013 | 12 | н/д | н/д | н/д | н/д | н/д | н/д | н/д | 33,2 | 54,9 | - | 39 | 22,4 | 25,0 | - | 10,4 | 9,8 | 12,1 | 0,2 |
| 66 | 221 | 11.2013 | 12 | 19,6 | 15,8 | 3,1 | 49,4 | 16,9 | 62 | 0,46 | 22,9 | 30,7 | 1,5 | 25 | 7,2 | 7,7 | 0,45 | 6,8 | 3,5 | 4,2 | 0,2 |
| 67 | 222 | 11.2013 | 12 | 35,8 | 26,0 | 3,1 | 80,3 | 16,4 | 61 | 0,92 | 33,8 | 37,8 | 1,3 | 11 | 6,4 | 7,9 | 0,25 | 18,9 | 3,7 | 4,2 | 0,1 |
| 68 | 223 | 04.2013 | 19 | 60,7 | 32,9 | 2,4 | 77,7 | 16,0 | 57 | 0,90 | 45,4 | 55,9 | 1,4 | 19 | 9,4 | 60,2 | 0,29 | 84,3 | 8,0 | 11,4 | 0,4 |
| 69 | 224 | 04.2013 | 19 | 23,6 | 17,2 | 2,5 | 43,5 | 16,3 | 60 | 0,61 | 43,3 | 51,2 | 2,5 | 15 | 6,0 | 6,5 | 0,35 | 7,5 | 9,2 | 9,9 | 0,1 |
| 70 | 227 | 04.2013 | 19 | 29,5 | 21,5 | 4,1 | 88,6 | 17,2 | 65 | 0,63 | 30,5 | 42,5 | 1,4 | 28 | 19,2 | 27,8 | 0,89 | 30,8 | 8,4 | 10,9 | 0,3 |
| 71 | 228 | 04.2013 | 19 | 33,6 | 18,8 | 4,6 | 87,0 | 17,2 | 62 | 0,73 | 32,0 | 39,6 | 1,7 | 19 | 8,7 | 9,4 | 0,46 | 6,9 | 7,1 | 7,9 | 0,1 |
| 72 | 236 | 12.2013 | 11 | 50,0 | 37,8 | 1,8 | 66,5 | 15,6 | 60 | 0,55 | 38,3 | 54,9 | 1,0 | 30 | 13,7 | 32,5 | 0,36 | 58,0 | 6,7 | 12,0 | 0,8 |
| 73 | 237 | 02.2014 | 9 | 25,8 | 17,2 | 2,7 | 46,3 | 16,3 | 63 | 0,60 | 36,2 | 45,1 | 2,1 | 20 | 19,2 | 20,6 | 1,12 | 6,8 | 6,6 | 8,1 | 0,2 |
| 74 | 238 | 07.2013 | 16 | 39,7 | 27,8 | 4,0 | 110,8 | 16,9 | 64 | 0,65 | 41,7 | 53,0 | 1,5 | 21 | 27,8 | 30,3 | 1,00 | 8,3 | 19,1 | 20,7 | 0,1 |
| 75 | 239 | 06.2013 | 17 | 16,0 | 8,8 | 1,8 | 15,8 | 15,5 | 62 | 1,35 | 30,5 | 35,2 | 3,5 | 13 | 21,0 | 77,6 | 2,38 | 72,9 | 7,6 | 11,2 | 0,5 |
| 76 | 240 | 05.2013 | 18 | 22,0 | 13,4 | 3,0 | 40,8 | 16,8 | 64 | 0,38 | 20,1 | 23,2 | 1,5 | 13 | 18,4 | 49,6 | 1,38 | 62,8 | 6,7 | 11,8 | 0,9 |
| 77 | 241 | 03.2013 | 20 | 27,2 | 22,2 | 3,1 | 68,2 | 16,4 | 62 | 0,90 | 21,6 | 23,2 | 1,0 | 7 | 23,1 | 31,3 | 1,04 | 26,1 | 7,8 | 12,8 | 0,6 |
| 78 | 242 | 06.2013 | 17 | 14,9 | 7,4 | 5,9 | 43,6 | 17,2 | 64 | 2,69 | 22,6 | 26,3 | 3,1 | 14 | 10,9 | 25,7 | 1,48 | 57,4 | 4,9 | 6,8 | 0,4 |
| 79 | 243 | 06.2013 | 17 | 18,6 | 13,4 | 3,3 | 43,7 | 16,6 | 63 | 0,79 | 27,1 | 31,6 | 2,0 | 14 | 13,1 | 14,5 | 0,98 | 9,3 | 8,8 | 9,7 | 0,1 |
| 80 | 244 | 07.2013 | 16 | 21,6 | 13,5 | 2,7 | 36,3 | 16,3 | 63 | 0,78 | 29,4 | 33,6 | 2,2 | 13 | 9,5 | 10,3 | 0,70 | 8,3 | 6,8 | 7,6 | 0,1 |
| 81 | 252 | 05.2014 | 6 | н/д | н/д | н/д | н/д | н/д | н/д | н/д | 25,0 | 37,7 | н/д | 34 | 8,5 | 10,3 | н/д | 17,1 | 2,5 | 3,7 | 0,5 |
| 82 | 253 | 08.2013 | 15 | 23,9 | 17,6 | 3,8 | 66,9 | 16,9 | 64 | 0,74 | 25,2 | 30,0 | 1,4 | 16 | 9,9 | 10,8 | 0,56 | 8,1 | 8,0 | 8,7 | 0,1 |
| 83 | 254 | 07.2013 | 16 | 24,8 | 11,6 | 4,6 | 53,9 | 17,5 | 60 | 0,48 | 23,5 | 26,5 | 2,0 | 11 | 5,6 | 6,2 | 0,48 | 10,1 | 4,2 | 4,6 | 0,1 |
| 84 | 255 | 06.2013 | 17 | 19,1 | 13,6 | 3,0 | 40,1 | 16,5 | 65 | 0,65 | 17,0 | 19,4 | 1,2 | 12 | 11,1 | 23,4 | 0,81 | 52,7 | 4,7 | 6,1 | 0,3 |
| 85 | 256 | 05.2013 | 18 | 22,2 | 19,4 | 4,1 | 79,6 | 17,3 | 66 | 0,67 | 55,9 | 60,6 | 2,9 | 8 | 22,9 | 28,1 | 1,18 | 18,5 | 17,7 | 19,6 | 0,1 |
| 86 | 257 | 08.2013 | 15 | 24,1 | 17,5 | 3,9 | 68,5 | 17,1 | 62 | 0,70 | 23,9 | 27,0 | 1,4 | 11 | 7,3 | 8,4 | 0,42 | 12,4 | 5,0 | 5,5 | 0,1 |
| 87 | 259 | 08.2013 | 15 | 48,3 | 31,1 | 3,2 | 100,4 | 16,7 | 66 | 0,54 | 55,0 | 62,0 | 1,8 | 11 | 38,3 | 40,1 | 1,23 | 4,6 | 15,9 | 17,1 | 0,1 |
| 88 | 260 | 07.2013 | 16 | 24,8 | 21,0 | 3,2 | 68,2 | 16,7 | 65 | 0,60 | 30,3 | 32,4 | 1,4 | 7 | 9,3 | 10,0 | 0,44 | 6,8 | 7,9 | 8,6 | 0,1 |
| 89 | 261 | 06.2013 | 17 | 23,8 | 17,4 | 3,1 | 54,1 | 16,3 | 64 | 1,44 | 45,62 | 54,9 | 2,6 | 17 | 13,3 | 14,3 | 0,77 | 6,8 | 9,4 | 10,7 | 0,1 |
| 90 | 262 | 05.2013 | 18 | 19,6 | 16,2 | 2,7 | 44,1 | 16,1 | 60 | 0,91 | 22,6 | 24,3 | 1,4 | 7 | 11,9 | 12,9 | 0,73 | 8,1 | 8,1 | 8,6 | 0,1 |
| 91 | 269 | 08.2014 | 3 | н/д | н/д | н/д | н/д | н/д | н/д | н/д | 27,4 | 59,7 | н/д | 54 | 24,8 | 46,5 | н/д | 46,6 | 1,9 | 3,9 | 1,1 |
| Всего | | | 1209 | 2562 | 1826 | | | | | | 2984,6 | 4233,6 | 133,7 | | 1545,4 | 2977,2 | 63,8 | | 745,6 | 1121,7 | |
| Среднее по 91 скв | | | 13 | 31,2 | 22,3 | 3,6 | 81 | 17 | 62 | 0,74 | 32,8 | 46,5 | 1,5 | 29,5 | 17,0 | 32,7 | 0,7 | 48,1 | 8,2 | 12,3 | 0,5 |

Таблица 6.2.11 – Сопоставление дебита жидкости и вскрытой нефтенасыщенной толщины по скважинам объекта АС10-12

| h _{нн} , м | Количество скважин | | Средний дебит жидкости за 1 ^{ый} месяц, т/сут | | | Средний дебит жидкости через 6 месяцев, т/сут | | | Средний дебит жидкости через 12 месяцев, т/сут | | | Темп падения через год, % | |
|---------------------|--------------------|------|--|------------------|------------|---|------------------|------------|--|------------------|------------|---------------------------|---------|
| | Осн. | Упл. | Основной (100 скв) | Уплотн. (82 скв) | Разница, % | Основной (100 скв) | Уплотн. (79 скв) | Разница, % | Основной (100 скв) | Уплотн. (53 скв) | Разница, % | Основной | Уплотн. |
| 10-15 | - | 3 | - | 32,1 | - | - | 16,1 | - | - | 18,9 | - | - | -41 |
| 15-20 | 2 | 12 | 59,8 | 44,9 | -25 | 34,3 | 40,2 | 17 | 16,3 | 34,0 | 109 | -73 | -24 |
| 20-25 | 2 | 16 | 66,7 | 39,6 | -41 | 28,4 | 18,9 | -33 | 26,2 | 13,0 | -50 | -61 | -67 |
| 25-30 | 33 | 12 | 98,6 | 48,5 | -51 | 52,6 | 37,9 | -28 | 39,7 | 38,8 | -2 | -60 | -20 |
| 30-35 | 24 | 10 | 108,9 | 44,1 | -60 | 58,3 | 31,8 | -45 | 47,4 | 26,4 | -44 | -56 | -40 |
| 35-40 | 19 | 11 | 121,0 | 39,6 | -67 | 71,9 | 20,2 | -72 | 50,1 | 17,0 | -66 | -59 | -57 |
| 40-45 | 11 | 6 | 120,7 | 63,6 | -47 | 69,4 | 59,8 | -14 | 59,1 | 50,2 | -100 | -51 | -21 |
| 45-50 | 3 | 5 | 181,6 | 54,3 | -70 | 76,9 | 30,1 | -61 | 62,7 | 38,9 | -38 | -65 | -28 |
| 50-55 | 2 | 5 | 114,4 | 55,3 | -52 | 45,8 | 22,8 | -50 | 71,7 | 14,8 | -79 | -37 | -73 |
| 55-60 | 4 | 2 | 146,8 | 60,0 | -59 | 84,5 | 24,1 | -71 | 65,0 | 15,7 | -76 | -56 | -74 |
| В среднем | 100 | 82 | 111,1 | 46,1 | -59 | 60,5 | 30,4 | -50 | 47,3 | 27,5 | -42 | -57 | -40 |

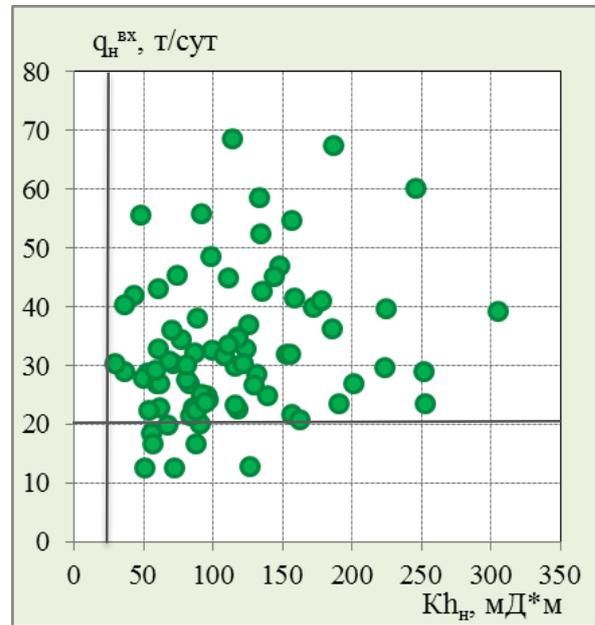
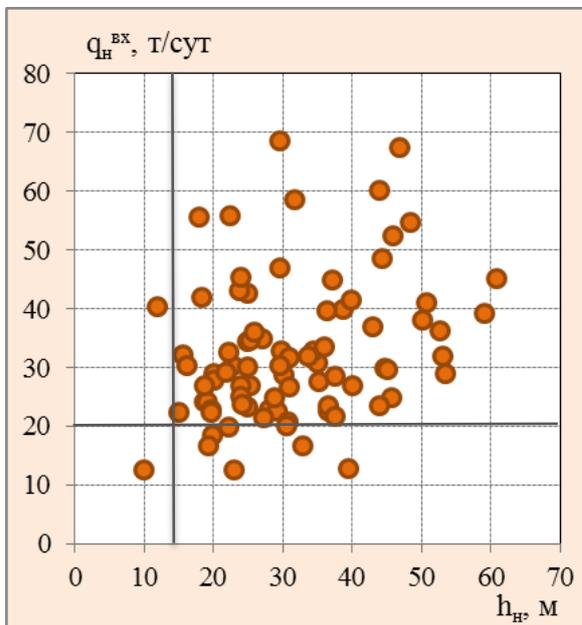


Рисунок 6.2.15 – Сопоставление нефтенасыщенных толщин, проводимости объекта и входных дебитов нефти по уплотняющим скважинам

Кроме того, изучалась зависимость (рисунок 6.2.17) входной обводненности (в %) уплотняющих скважин ($f_{в,упл.}$) от продолжительности времени за качки воды в ближайшие нагнетательные скважины ($t_{зак}$, мес.):

$$f_{в,упл.} = 0,60 t_{зак} - 9,5 \quad (6.3)$$

Видно, что при изменении $t_{зак}$ – от 40 до 90 месяцев входная обводненность уплотняющих скважин изменяется в интервале 15-45%.

В общем итоге есть все основания полагать, что за весь (в т.ч. прогнозный) срок эксплуатации, удельный накопленный отбор нефти по уплотняющим скважинам превысит рентабельный. Это вытекает из следующих общих соображений.

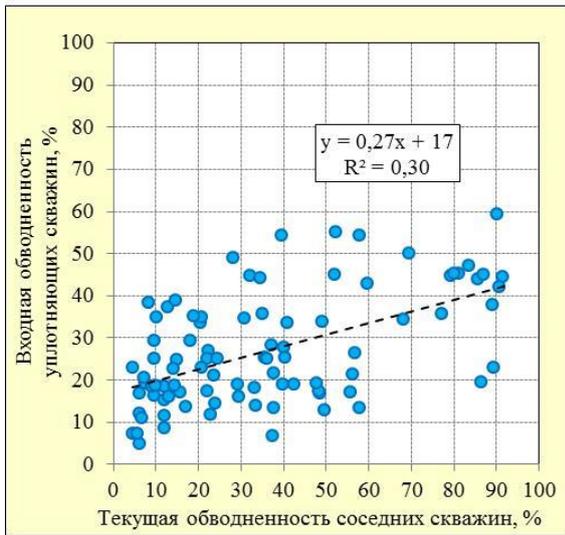


Рисунок 6.2.16 – Сопоставление текущей обводненности соседних скважин основного фонда и входной обводненности уплотняющих скважин

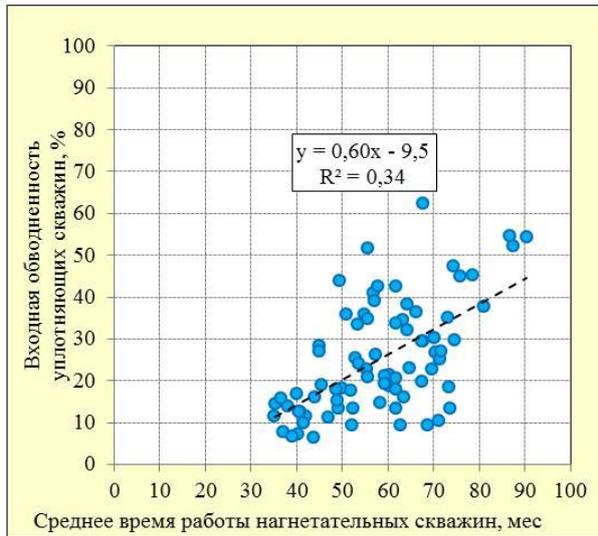


Рисунок 6.2.17 – Сопоставление времени работы соседних нагнетательных скважин и входной обводненности уплотняющих скважин



Рисунок 6.2.18 – Сопоставление входного дебита жидкости и нефтенасыщенной толщины по скважинам основного и уплотняющего фонда



Рисунок 6.2.19 – Сопоставление текущего дебита жидкости (через 12 месяцев) и нефтенасыщенной толщины по скважинам основного и уплотняющего фонда

Текущие извлекаемые запасы нефти по участку на 01.01.2015 оцениваются в 17372 тыс.т; действующий фонд – 191 скважина (в том числе основного фонда – 100, уплотняющих – 91); средний дебит нефти – 25 т/сут (в том числе основной фонд – 29 т/сут, уплотняющий – 19 т/сут); обводненность – 56% (в том числе основной фонд – 61%, уплотняющий – 40%) – таблицы 6.2.9, 6.2.10, рисунки 6.2.20, 6.2.21.

Если сохранится соотношение основного и уплотняющего фонда по текущей добыче нефти 1,86:1, то ТИЗ нефти распределится следующим образом: основной фонд отберет – 11300 тыс.т, а уплотняющий – 6072 тыс.т. При этом накопленный отбор нефти за оставшийся срок добычи на одну скважину (без учета истории) составит: по основному фонду – 113 тыс.т/скв, по уплотняющему фонду – 67 тыс.т/скв, а в среднем по участку – 91 тыс.т/скв.

В работе рассмотрены режимы эксплуатации добывающих скважин основного и уплотняющего фонда объекта АС10-12 за октябрь 2014г. (таблица 6.2.12).

Таблица 6.2.12 – Режимы эксплуатации скважин по Центральному участку

| Показатели | Наименование | Фонд скважин | | Итого |
|---|--------------|--------------|-------------|-------|
| | | основной | уплотняющий | |
| Количество скважин | | 100 | 91 | 191 |
| Глубина спуска насоса, м | минимальная | 2321 | 2311 | 2311 |
| | максимальная | 3316 | 3207 | 3316 |
| | средняя | 2605 | 2736 | 2667 |
| Динамический уровень, м | минимальный | 2012 | 1126 | 1126 |
| | максимальный | 3067 | 3033 | 3067 |
| | средний | 2365 | 2462 | 2411 |
| Дебит жидкости, м ³ /сут | минимальный | 3 | 3,4 | 3 |
| | максимальный | 717 | 184,3 | 717 |
| | средний | 74,3 | 31,6 | 54 |
| Обводненность, % | минимальная | 3,8 | 4,3 | 4 |
| | максимальная | 94,5 | 96,7 | 97 |
| | средняя | 63,9 | 46,7 | 59 |
| Пластовое давление, МПа | минимальное | 10,9 | 10,6 | 10,6 |
| | максимальное | 28,6 | 28,5 | 28,6 |
| | среднее | 16,7 | 16,3 | 16,5 |
| Забойное давление, МПа | минимальное | 2,2 | 2,8 | 2,2 |
| | максимальное | 7,8 | 15,4 | 15,4 |
| | среднее | 4 | 4,8 | 4,4 |
| Депрессия на пласт, МПа | минимальная | 6,9 | 5,9 | 5,9 |
| | максимальная | 24,7 | 24,8 | 24,8 |
| | средняя | 12,7 | 11,5 | 12,1 |
| Газосодержание на забое, % | минимальное | 0,2 | 0 | 0 |
| | максимальное | 56,3 | 49 | 56 |
| | среднее | 27,4 | 28,7 | 28 |
| Газосодержание на приеме насоса, % | минимальное | 5,8 | 0 | 0 |
| | максимальное | 63,1 | 59,3 | 63 |
| | среднее | 39,8 | 39,7 | 40 |
| Коэффициент продуктивности, м ³ /сут*МПа | минимальный | 0,04 | 0,04 | 0,04 |
| | максимальный | 1,45 | 1,37 | 1,45 |
| | средний | 0,52 | 0,29 | 0,41 |

Приобское месторождение

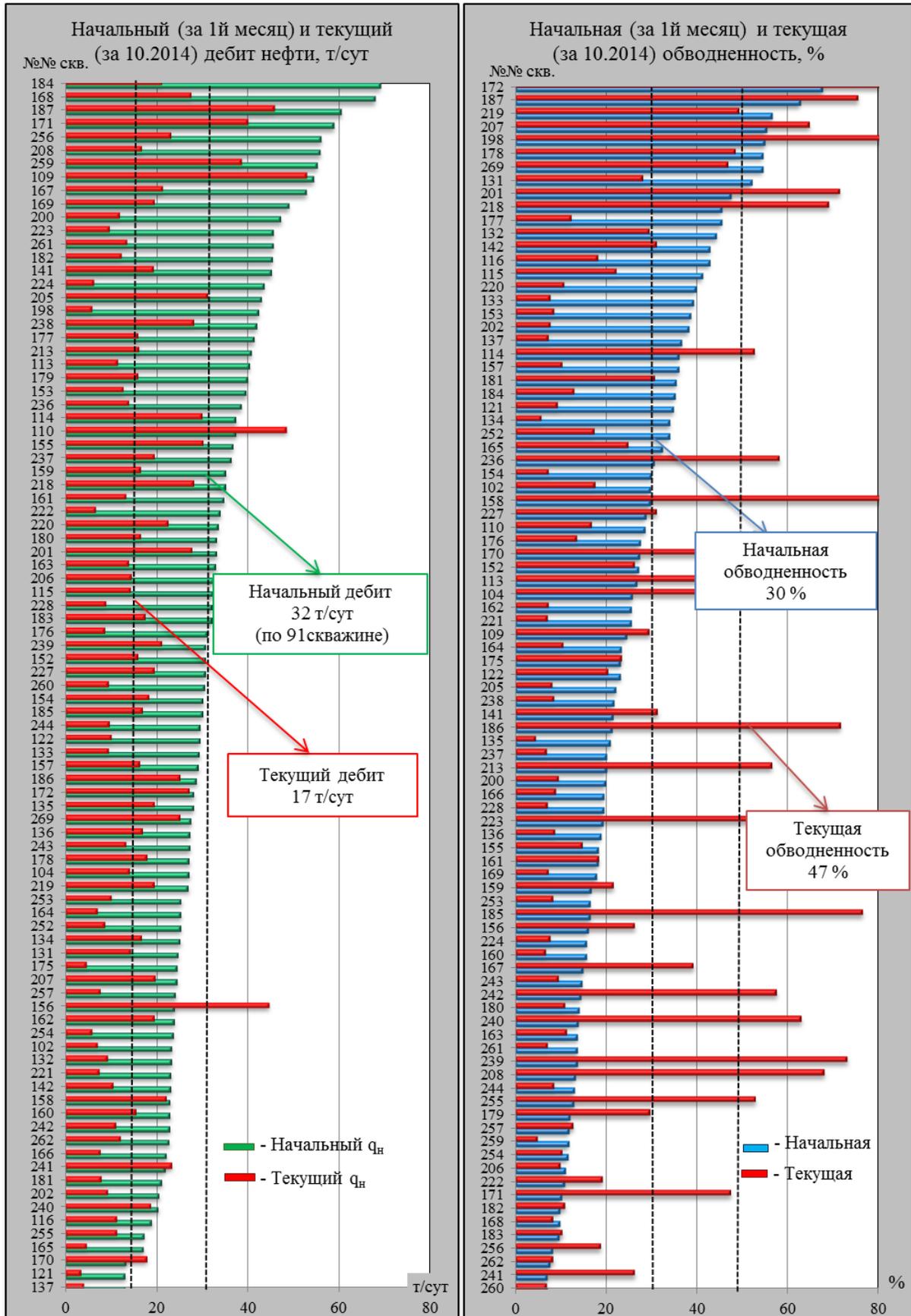


Рисунок 6.2.20 – Распределение уплотняющих скважин по начальным и текущим показателям по Центральному участку Приобское месторождение

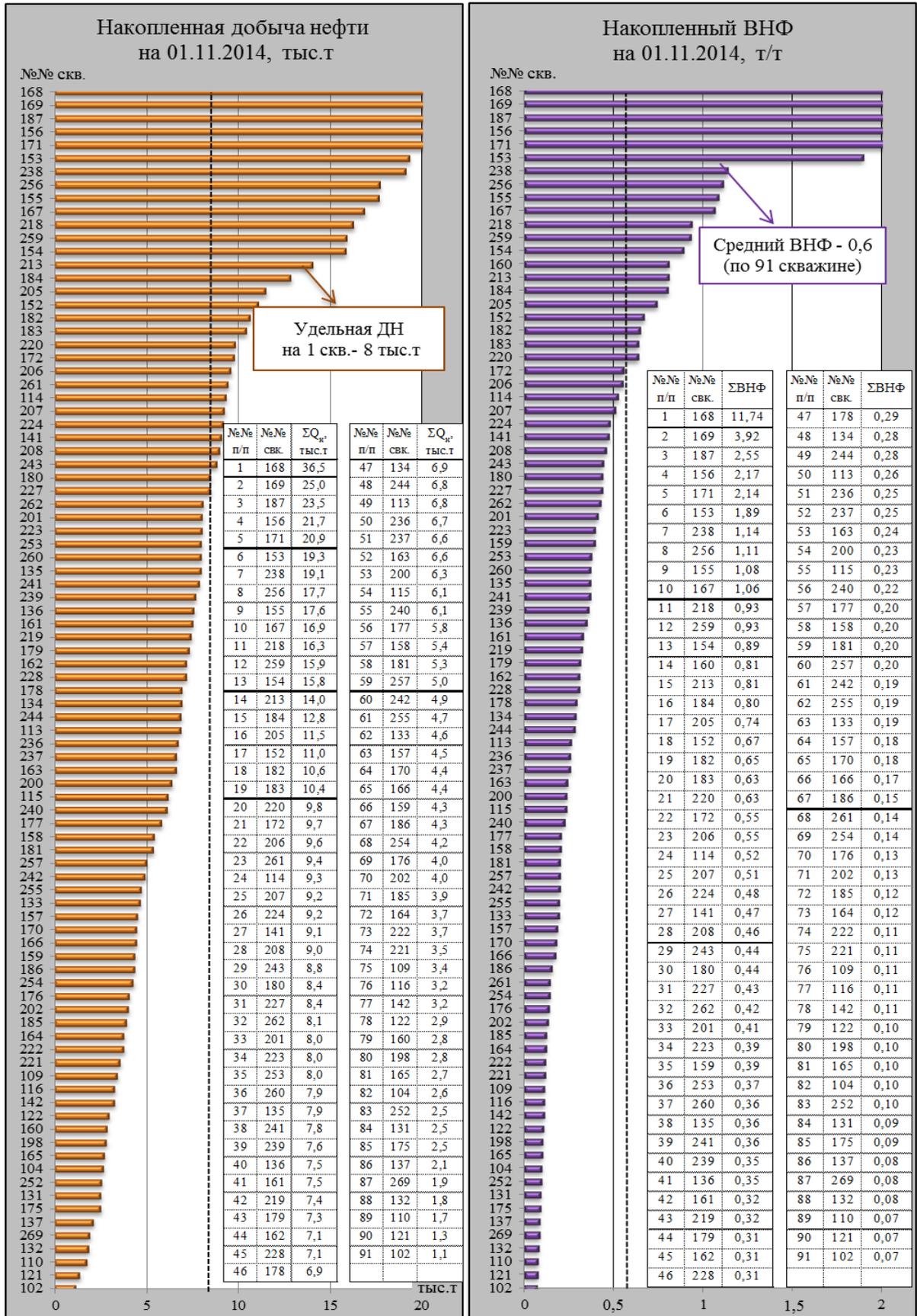


Рисунок 6.2.21 – Распределение уплотняющих скважин по накопленной добыче и ВНФ по Центральному участку

Из данных таблицы 6.2.12 вытекают следующие выводы:

- среднее текущее пластовое давление в зоне отбора добывающих скважин ЮЛТ составляет 16,7-16,3 МПа, что значительно (на 10,6 МПа – или 39%) ниже начального пластового давления (27,1 МПа);
- в уплотняющих скважинах поддерживается забойное давление на 20% выше, чем по основному фонду (при проектном значении $P_{\text{заб}} = 5,4$ МПа);
- коэффициент продуктивности по уплотняющим скважинам на 44% ниже, чем по скважинам основного фонда;
- отмечается высокое газосодержание (40%) на приеме насоса.

В целом, работа скважин (с УЭЦН) на Центральном участке Приобского месторождения расценивается как вполне удовлетворительная.

6.3 Показатели выработки запасов нефти по Центральному участку месторождения

Накопленная добыча нефти по участку по состоянию на 01.11.2014 составляет 16,780 млн.т или 42% от начальных извлекаемых запасов нефти при обводненности 56%, текущий КИН – 0,14 при накопленном ВНФ – 0,55 т/т (таблица 6.3.1). Интересно отметить, что полученные фактические характеристики вытеснения по участку (рисунок 6.3.1) в общем виде подобны закономерностям процесса выработки запасов нефти в среднепроницаемых пластах, представленных сочетанием (примерно – в равных долях) зон насыщения – ЧНЗ/ВНЗ, с ожидаемой конечной нефтеотдачей ~0,35 [186].

Из факторов, указывающих на весьма успешные показатели разработки Центрального участка ЮЛТ (в т.ч. и за счет уплотнения сетки) укажем следующие:

- рост темпов отбора во времени от НИЗ (до – 4% в 2014г.) и от ТИЗ (до – 6,4%) при кратности ТИЗ – 17 лет;
- улучшение характеристики вытеснения нефти водой в 2012-2014гг;
- сокращение примерно вдвое удельных ТИЗ на одну действующую добывающую скважину, что благоприятствует уменьшению общего срока разработки участка и увеличению КИН;
- стабилизация динамики роста накопленного водонефтяного фактора.

Кроме того, отметим в качестве положительного момента и достаточно высокий для рассматриваемого класса низкопроницаемых коллекторов темп отбора жидкости от НИЗ нефти (9%) по участку в 2014 году.

Выполненный анализ свидетельствует о весьма успешных текущих и накопленных показателях разработки Центрального участка ЮЛТ, достигнутых в 2012-2014гг., в том числе и благодаря вводу уплотняющих скважин.

Что касается прогнозируемой по участку конечной нефтеотдачи, приведем следующие рассуждения. Если разделить накопленную в сумме по всем скважинам добычу нефти за период их безводной эксплуатации – на величину НГЗ Центрального участка, то величина безводного КИН составит – 0,041.

**Таблица 6.3.1 – Приобское месторождение. Объект АС10-12.
Центральный участок. Показатели выработки запасов на 01.11.2014**

| Показатели | Ед. изм | За 2013г | На 01.11. 2014 | Ожида- емые за 2014г |
|---|---------------------|----------|----------------|----------------------|
| Максимальная добыча нефти за историю | тыс.т | | 2170 | |
| Максимальный темп отбора нефти от НИЗ | % | | 5,4 | |
| Максимальный темп отбора нефти от ТИЗ | % | | 5,9 | |
| Максимальная добыча жидкости | тыс.т | | 3625 | |
| Максим. темп отбора жидкости от НИЗ | % | | 9,0 | |
| Текущая добыча нефти | тыс.т | 1515 | 1331 | 1597 |
| Текущая добыча жидкости | тыс.т | 3166 | 3021 | 3625 |
| Текущая обводненность | % | 52,2 | 55,9 | 55,9 |
| Накопленная добыча нефти | тыс.т | 15449 | 16780 | 17046 |
| Накопленная добыча жидкости | тыс.т | 22930 | 25952 | 26555 |
| Накопленный водонефтяной фактор | т/т | 0,48 | 0,55 | 0,56 |
| Отбор от НИЗ нефти | % | 38 | 42 | 42 |
| Отбор нефти на 1 добывающую скважину | тыс.т | 60 | 58,9 | 60 |
| Темп отбора нефти от НИЗ | % | 3,8 | - | 4,0 |
| Темп отбора от ТИЗ нефти | % | 5,75 | - | 6,43 |
| Текущий КИН | доли ед. | 0,128 | 0,140 | 0,142 |
| Кратность остаточных запасов нефти | лет | 17,4 | - | 15,6 |
| Удельные ТИЗ на 1 действующую добывающую скважину | тыс.т | 153 | 124 | 123 |
| Действующий фонд добывающих скважин | шт. | 162 | 189 | 189 |
| Фонд скважин, перебивавших в добыче | шт. | 257 | 285 | 285 |
| Действ. фонд нагнетательных скважин | шт. | 93 | 87 | 87 |
| Текущая закачка воды | тыс.м ³ | 3554 | 3191 | 3829 |
| Накопленная закачка воды | тыс.м ³ | 28948 | 32139 | 32777 |
| Средняя приемистость скважин | м ³ /сут | 116 | 136 | 136 |
| Текущая компенсация | % | 99 | 94 | 94 |
| Накопленная компенсация | % | 106 | 104 | 104 |

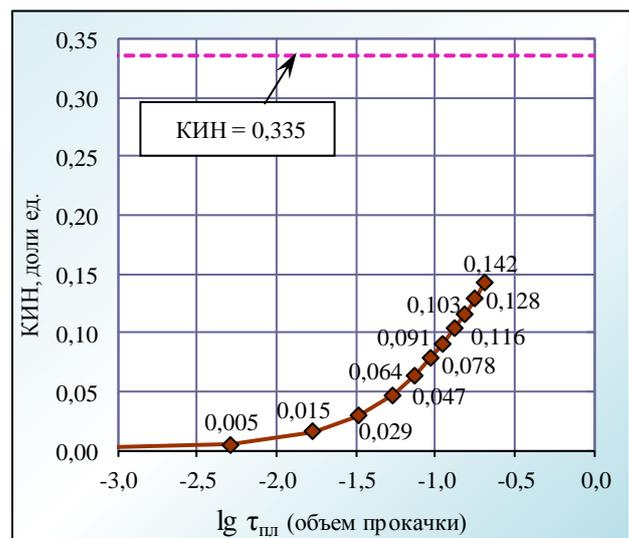
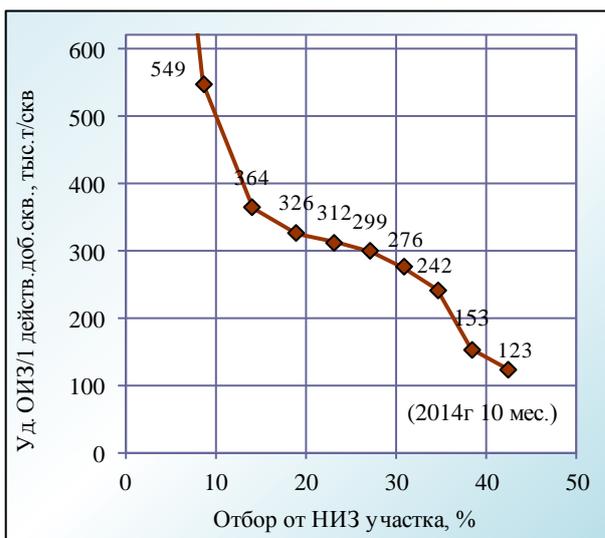
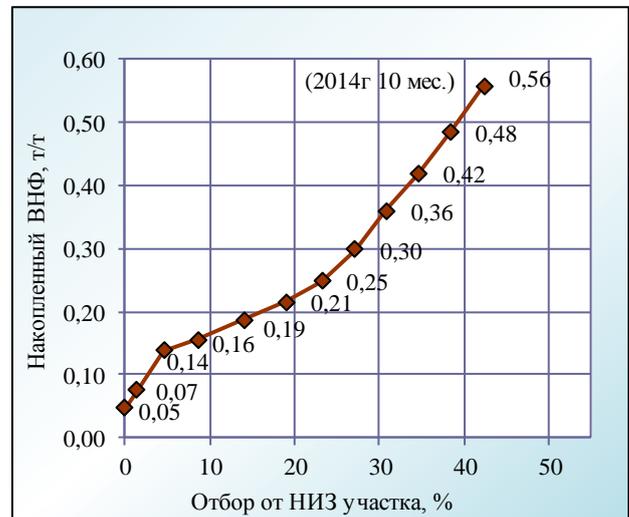
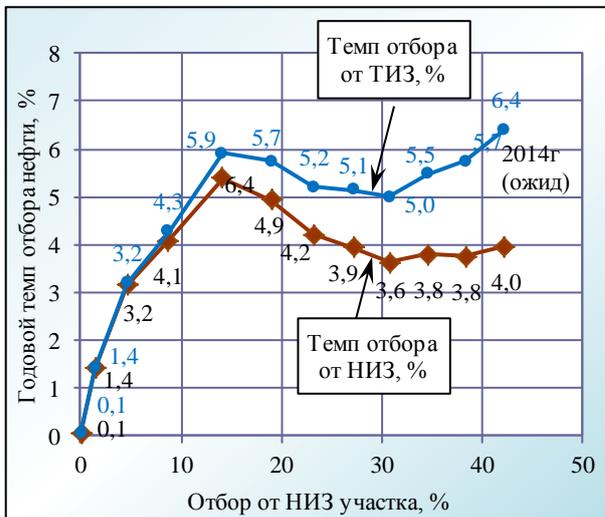
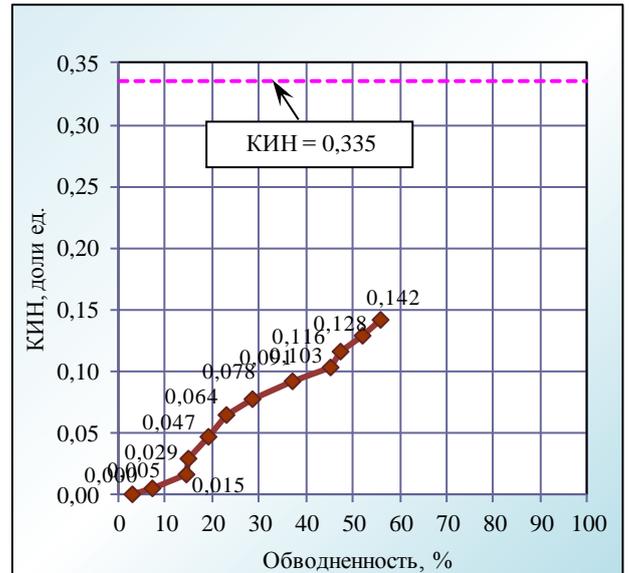
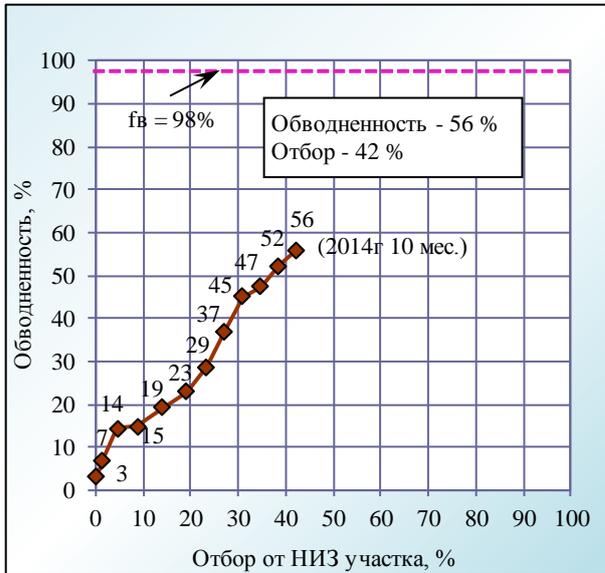


Рисунок 6.3.1 – Приобское месторождение. Объект АС10-12. Центральный участок. Характеристики вытеснения нефти водой

Если осуществить переход от $KИН_{БВП}$ к величине конечного $KИН_K$ по некоей известной [183] приближенной формуле:

$$KИН_K = 0,852 KИН_{БВП}^{0,292} \quad (6.4)$$

то ожидаемый по Центральному участку конечный КИН составит 0,335.

Эта величина весьма близка к КИН, полученному по формуле (6.1) и из рисунка 6.1.7 настоящей работы. Попутно укажем, что по вновь пробуренным в 2012-2014 гг уплотняющим скважинам безводный период их эксплуатации практически отсутствует (за исключением пяти скважин – №№167, 168, 169, 241, 254, по которым БВП – 15 месяцев), т.е. уплотняющие скважины практически не повлияли на величину безводного КИН Центрального участка ЮЛГ.

Отметим также следующий интересный факт. Продолжительность БВП для добывающих скважин основных рядов (⊥ линии стресса), обработанных ГРП, составляет в среднем – 31,8 месяца, а по нагнетательным скважинам (|| стрессу), находившимся в отработке на нефть и также обработанным ГРП всего лишь – 4,3 месяца (т.е. в 7,4 раза меньше). При этом расчетная скорость продвижения ФНВ с учетом трещин гидроразрыва составляет: для добывающих скважин ~0,5 м/сут, а для нагнетательных в отработке – 3,8 м/сут.

Полученные исключительно важные результаты подтвердили правильность и обоснованность выбора азимута расположения линий добывающих и нагнетательных рядов на ЮЛГ Приобского месторождения с учетом массового применения здесь большеобъемных гидроразрывов пласта.

6.4 Анализ эффективности применения гидроразрыва пластов на участке уплотняющего бурения

Одним из ключевых проектных решений по Приобскому месторождению является проведение гидроразрыва пластов на всем фонде скважин [5,70,161]. Это связано с неблагоприятными геологическими условиями, особенностями режима работы пластов, особо низкой проницаемостью, отсутствием водонапорной системы и т.д. В таких условиях разработка объекта АС₁₀₋₁₂ без широкомасштабного применения гидроразрыва была бы малоуспешной. На 01.10.2014 на Приобском месторождении в целом проведено 5924 операции гидроразрыва, включая повторные гидроразрывы (рефраки) – таблица 6.4.1, рисунок 6.4.1.

Таблица 6.4.1 – Динамика количества ГРП на Приобском месторождении

| Горизонты | 2002 | 2003 | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 10 мес. 2014 | Всего |
|---------------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|--------------|-------|
| АС ₁₀ | 3 | 69 | 76 | 128 | 233 | 244 | 152 | 464 | 497 | 528 | 477 | 516 | 347 | 3734 |
| АС ₁₂ | 1 | 22 | 61 | 101 | 151 | 234 | 283 | 194 | 172 | 146 | 301 | 292 | 232 | 2190 |
| В сумме | 4 | 91 | 137 | 229 | 384 | 478 | 435 | 658 | 669 | 674 | 778 | 808 | 579 | 5924 |
| Доля АС ₁₀ , % | 75 | 76 | 55 | 56 | 61 | 51 | 35 | 71 | 74 | 78 | 61 | 64 | 60 | 63 |
| Доля АС ₁₂ , % | 25 | 24 | 45 | 44 | 39 | 49 | 65 | 29 | 26 | 22 | 39 | 36 | 40 | 37 |

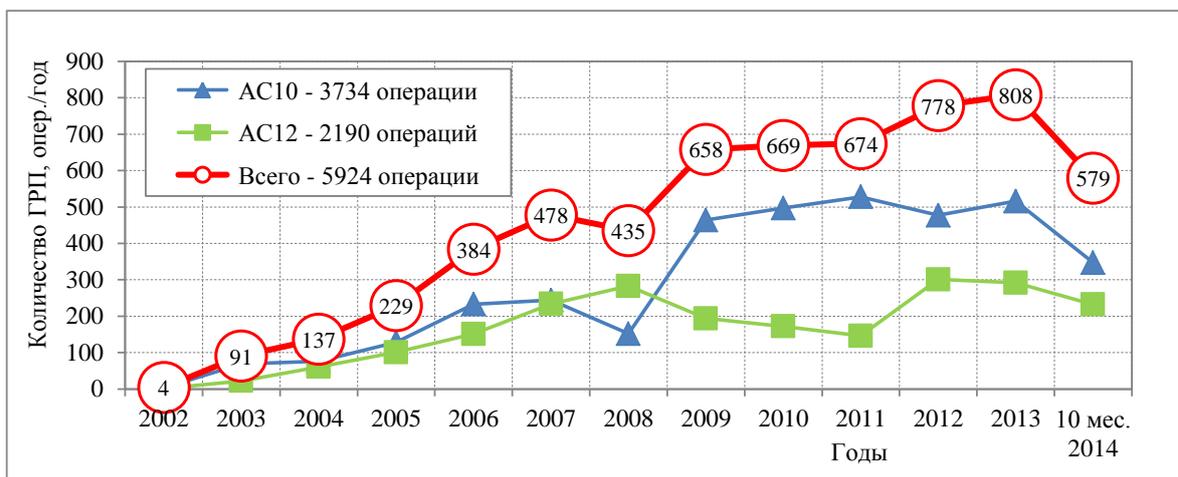


Рисунок 6.4.1 – Динамика количества гидроразрывов на ЮЛТ

На Центральном участке, в пределах которого пробурено 285 скважин (в т.ч. основного фонда – 194 и уплотняющих – 91), выполнено всего 868 ГРП (таблица 6.4.2). На горизонт АС10 приходится основная часть выполненных ГРП – 518 операций (60%), на нижележащий горизонт АС12 – 350 операций.

Таблица 6.4.2 – Характеристика гидроразрывов по Центральному участку

| Показатели | Горизонт АС ₁₀ | | | Горизонт АС ₁₂ | | | Общий фонд | | |
|------------------------------------|---------------------------|-------------|-------|---------------------------|-------------|-------|------------|-------------|-------|
| | основной | уплотняющий | всего | основной | уплотняющий | всего | основной | уплотняющий | Итого |
| Количество ГРП, шт | 414 | 104 | 518 | 253 | 97 | 350 | 667 | 201 | 868 |
| Расход пропанга, т/опер | 113 | 84 | 107 | 138 | 120 | 133 | 123 | 102 | 118 |
| То же на 1 м h _{нп} , т/м | 10,7 | 12,7 | 11,1 | 9,3 | 9,0 | 9,2 | 10,2 | 11,0 | 10,3 |

Основное количество первичных проведенных гидроразрывов приходится на период с 2004 по 2007г. В 2010 – 2011гг гидроразрывы выполнялись уже на разбуренном фонде скважин. С 2012г гидроразрывы начали проводить также и на уплотняющем фонде скважин (рисунок 6.4.2).

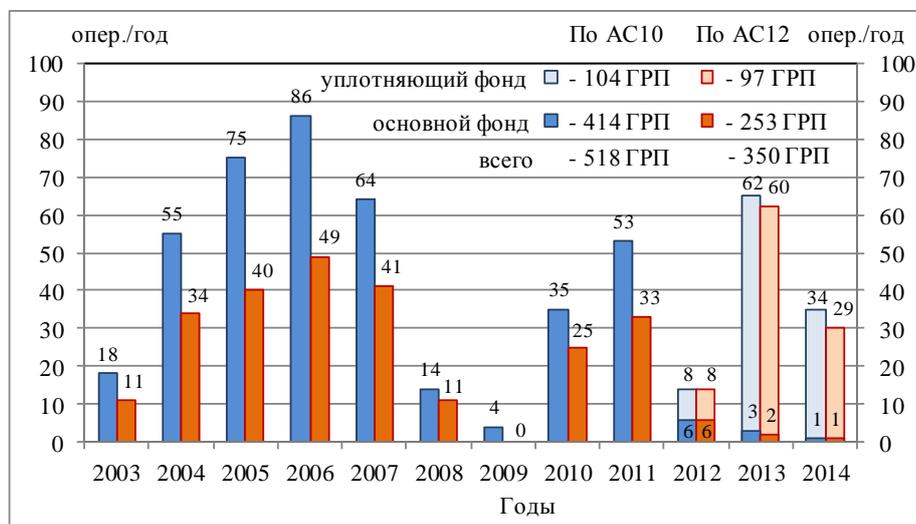


Рисунок 6.4.2 – Динамика количества гидроразрывов на Центральном участке

Во всех скважинах гидроразрывы проводились неоднократно, т.е. для восстановления ухудшающейся со временем проводимости пластов выполнялись повторные операции. На их долю приходится 22% от числа всех гидроразрывов на участке. По основному фонду повторно выполнено 170 ГРП, по уплотняющему – 20 операций (рисунок 6.4.3). В среднем на каждую из скважин Центрального участка приходится по 2-3 ГРП (т.е. по одному – на каждый пласт), в 1/3 фонда – выполнены рефракты. Максимальное количество ГРП – 7 операций (с учетом рефраков) проведено в двух скважинах (таблица 6.4.3).

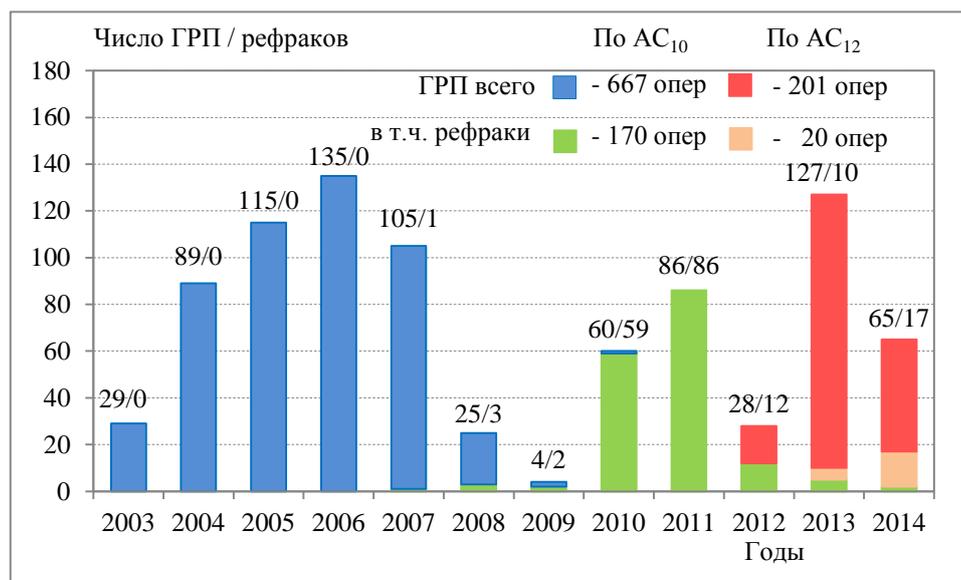


Рисунок 6.4.3 – Динамика количества первичных гидроразрывов и рефраков по Центральному участку Приобского месторождения

Таблица 6.4.3 – Распределение скважин по количеству гидроразрывов на Центральном участке Приобского месторождения

| Горизонт | Фонд скважин | Показатели | Значения | | | | | | | Всего |
|------------------|--------------|---------------|----------------------|-----|-----|-----|-----|-----|----|-------|
| | | | Число ГРП в скважине | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | |
| АС ₁₀ | Основной | Число скважин | 50 | 89 | 28 | 23 | 2 | - | - | 192 |
| | Уплотняющий | Число скважин | 65 | 12 | 5 | - | - | - | - | 82 |
| | В целом | Число скважин | 115 | 101 | 33 | 23 | 2 | - | - | 274 |
| АС ₁₂ | Основной | Число скважин | 120 | 62 | 3 | - | - | - | - | 185 |
| | Уплотняющий | Число скважин | 79 | 7 | - | 1 | - | - | - | 87 |
| | В целом | Число скважин | 199 | 69 | 3 | 1 | - | - | - | 272 |
| По участку | Основной | Число скважин | 7 | 46 | 71 | 21 | 25 | 22 | 2 | 194 |
| | | То же в % | 4% | 24% | 36% | 11% | 13% | 11% | 1% | 100% |
| | Уплотняющий | Число скважин | 12 | 57 | 14 | 3 | 3 | 1 | - | 90 |
| | | То же в % | 14% | 63% | 16% | 3% | 3% | 1% | - | 100% |
| | В целом | Число скважин | 19 | 103 | 85 | 24 | 28 | 23 | 2 | 284 |
| | | То же в % | 7% | 36% | 30% | 8% | 10% | 8% | 1% | 100% |

На скважину основного фонда в среднем приходится по три гидроразрыва. В половине скважин выполнено по два ГРП на горизонт АС₁₀. Гидроразрыв горизонта АС₁₂ в большинстве (65%) скважин выполнен – по одному

разу, в 65 скважинах – сделаны повторные операции. По скважинам уплотняющего фонда в основном (63%) выполнено – по два гидроразрыва: по одному – на пласт АС10/1-3 и по одному – на пласт АС12/3-5.

Масса закачанного проппанта при проведении гидроразрывов изменялась в диапазоне от менее, чем 20 т – до более 400 т/скв.-опер, составляя в среднем – 118 т/скв.-опер (таблица 6.4.4, рисунок 6.4.4). Половина всех гидроразрывов характеризуется объемом закачки проппанта – в пределах 60-125 т за одну операцию.



Рисунок 6.4.4 – Распределение ГРП по массе закачанного проппанта на скважинах основного и уплотняющего фонда

Доля большеобъемных (более 100 т/опер) ГРП за историю составляет 51%. При этом на основной фонд приходится 356 операций (80%) большеобъемных ГРП, на уплотняющий фонд – 90 операций (20%). Вследствие высокой доли большеобъемных ГРП в структуре операций на основном фонде средняя масса проппанта здесь равна 123 т/опер, что на 21 тонну выше аналогичного показателя по уплотняющему фонду – 102 т/опер.

Таблица 6.4.5 – Динамика средней массы проппанта, закачанного при ГРП, т/опер.

| Горизонт | Фонд скважин | Годы | | | | | | | | | | | В среднем | |
|------------------|--------------|------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-----------|-------|
| | | 2003 | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | | 2014 |
| АС ₁₀ | основной | 76,7 | 107,7 | 78,9 | 110 | 141,7 | 185 | 116,8 | 112,6 | 124,8 | 121,7 | 108,7 | 160 | 112,5 |
| | уплотняющий | | | | | | | | | | 118,8 | 80,1 | 84 | 84,4 |
| | всего | 76,7 | 107,7 | 78,9 | 110 | 141,7 | 185 | 116,8 | 112,6 | 124,8 | 120 | 81,4 | 86,2 | 106,9 |
| АС ₁₂ | основной | 101 | 137,6 | 149 | 132,6 | 134,2 | 133,4 | | 119,2 | 160,7 | 179,3 | 135 | 150 | 138,3 |
| | уплотняющий | | | | | | | | | | 124 | 116,1 | 130,9 | 121,1 |
| | всего | 101 | 137,6 | 149 | 132,6 | 134,2 | 133,4 | | 119,2 | 160,7 | 147,7 | 116,7 | 131,5 | 133,6 |
| По участку | основной | 86 | 119 | 103,3 | 118,2 | 138,8 | 162,3 | 116,8 | 115,3 | 138,5 | 150,5 | 119,2 | 155 | 122,3 |
| | уплотняющий | | | | | | | | | | 121,4 | 97,8 | 104,3 | 101,7 |
| | Итого | 86 | 119 | 103,3 | 118,2 | 138,8 | 162,3 | 116,8 | 115,3 | 138,5 | 133,9 | 98,6 | 105,9 | 117,5 |

**Таблица 6.4.4 – Центральный участок Приобского месторождения
Распределение гидроразрывов по массе закачанного проппанта (в %).**

| Масса проппанта, т/опер | Годы | | | | | | | | | 2012 г. | | | 2013 г. | | | 2014 г. | | | За 2003 - 2014гг | | | |
|-------------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|-----------|---------------|-------|-----------|---------------|-------|-----------|---------------|-------|------------------|---------------|-------|-----|
| | 2003 | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | основ-ной | уплот-няю-щий | всего | основ-ной | уплот-няю-щий | всего | основ-ной | уплот-няю-щий | всего | основ-ной | уплот-няю-щий | Итого | |
| < 20 | | | 3 | 2 | 2 | | | | | | | | | | | | | | 1 | | 1 | |
| 20 - 40 | 7 | 3 | 2 | 5 | 6 | | | | | | | | | 11 | 10 | | | 2 | 2 | 3 | 7 | 4 |
| 40 - 60 | 10 | 2 | 13 | 10 | 9 | 4 | | 8 | 6 | 8 | 6 | 7 | 20 | 14 | 14 | | | 14 | 14 | 8 | 13 | 10 |
| 60 - 80 | 24 | 15 | 23 | 14 | 12 | | 50 | 17 | 8 | 8 | 6 | 7 | 20 | 20 | 20 | | | 17 | 17 | 15 | 18 | 16 |
| 80 - 100 | 34 | 12 | 21 | 21 | 13 | 24 | | 23 | 20 | 17 | 13 | 14 | 20 | 15 | 15 | | | 21 | 20 | 19 | 16 | 18 |
| 100 - 125 | 21 | 26 | 15 | 14 | 13 | 16 | 25 | 18 | 14 | | 31 | 18 | | 19 | 18 | | | 13 | 12 | 16 | 18 | 16 |
| 125 - 150 | | 20 | 6 | 7 | 10 | 8 | | 17 | 16 | 25 | 31 | 29 | | 6 | 6 | 50 | | 13 | 14 | 11 | 10 | 11 |
| 150 - 175 | 3 | 15 | 3 | 7 | 10 | 20 | | 7 | 6 | 17 | 13 | 14 | 20 | 9 | 9 | 50 | | 16 | 17 | 8 | 11 | 9 |
| 175 - 200 | | 2 | 9 | 7 | 6 | 0 | | 7 | 22 | 17 | | 7 | | 7 | 6 | | | 3 | 3 | 8 | 5 | 7 |
| 200 - 250 | | 3 | 3 | 6 | 8 | 16 | 25 | 3 | 7 | | | | 20 | | 1 | | | 2 | 2 | 5 | 0,5 | 4 |
| 250 - 300 | | 1 | 2 | 3 | 3 | 4 | | | 1 | 8 | | 4 | | | | | | | | 2 | | 1 |
| 300 - 400 | | | 2 | 4 | 6 | 8 | | | | | | | | | | | | | | 2 | | 2 |
| > 400 | | | | | 2 | | | | | | | | | | | | | | | 0,3 | | 0,2 |
| Всего | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 |

**Таблица 6.4.6 – Центральный участок Приобского месторождения
Распределение гидроразрывов по удельной массе проппанта, т/м ($h_{\text{пр}}$)**

| Удельная масса проппанта, т/м | Годы | | | | | | | | | 2012 г. | | | 2013 г. | | | 2014 г. | | | Всего за 2003 - 2014гг | | | | | |
|--|---------------|-----------------------|------------|---------------|-----------------------|-----------|---------------|-----------------------|-----------|---------------|-----------------------|-----------|---------------|-----------------------|------------|---------------|-----------------------|-----------|------------------------|-----------------------|------------------|------------|------------|------------|
| | 2003 | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | основ- ной | уплот- няю- щий | всего | основ- ной | уплот- няю- щий | всего | основ- ной | уплот- няю- щий | всего | основной | | уплотня- ющий | | Итого | |
| | опер. | % | опер. | % | опер. | % | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | основ- ной | уплот- няю- щий | всего | основ- ной | уплот- няю- щий | всего | основ- ной | уплот- няю- щий | всего | основ- ной | уплот- няю- щий | всего | основ- ной | уплот- няю- щий | всего | основ- ной | уплот- няю- щий | всего | основ- ной | уплот- няю- щий | всего | | | |
| < 2,5 | | | 3 | 7 | 4 | | | | | | | | 4 | 4 | | | | | 14 | 2 | 4 | 1 | 18 | 2 |
| 2,5 - 5 | 2 | 9 | 5 | 6 | 4 | 1 | | 3 | 1 | | 2 | 2 | | 6 | 6 | | 5 | 5 | 31 | 5 | 13 | 2 | 44 | 5 |
| 5 - 7,5 | 11 | 18 | 31 | 27 | 15 | 2 | | 17 | 13 | 1 | 4 | 5 | 1 | 30 | 31 | | 5 | 5 | 136 | 21 | 39 | 6 | 175 | 21 |
| 7,5 - 10 | 8 | 26 | 52 | 46 | 29 | 7 | 1 | 25 | 30 | 2 | 3 | 5 | 2 | 38 | 40 | | 18 | 18 | 228 | 35 | 59 | 9 | 287 | 34 |
| 10 - 12,5 | 3 | 17 | 20 | 21 | 25 | 2 | 1 | 8 | 22 | 4 | 2 | 6 | 1 | 12 | 13 | 1 | 9 | 10 | 125 | 19 | 23 | 4 | 148 | 18 |
| 12,5 - 15 | | 6 | 3 | 13 | 14 | 3 | 2 | 4 | 11 | 2 | 3 | 5 | 1 | 11 | 12 | 1 | 7 | 8 | 60 | 9 | 21 | 3 | 81 | 10 |
| 15 - 17,5 | | 3 | | 7 | 4 | 2 | | | 4 | 2 | 1 | 3 | | 3 | 3 | | 3 | 3 | 22 | 3 | 7 | 1 | 29 | 3 |
| 17,5 - 20 | 1 | 3 | | 3 | 4 | 1 | | | 2 | | | | | 3 | 3 | | 3 | 3 | 14 | 2 | 6 | 1 | 20 | 2 |
| 20 - 25 | 1 | 4 | | 1 | 2 | 1 | | 2 | 2 | | 1 | 1 | | 3 | 3 | | 2 | 2 | 13 | 2 | 6 | 1 | 19 | 2 |
| 25 - 30 | | | 1 | 2 | 1 | 1 | | | | | | | | 3 | 3 | | | | 5 | 1 | 3 | 0,5 | 8 | 1 |
| 30 - 35 | | | | 1 | | 1 | | | | 1 | | 1 | | 4 | 4 | | 1 | 1 | 3 | 0,5 | 5 | 1 | 8 | 1 |
| > 35 | | | | | 2 | 1 | | | 1 | | | | | 2 | 2 | | | | 4 | 0,6 | 2 | 0,3 | 6 | 1 |
| Итого | 26 | 86 | 115 | 134 | 104 | 22 | 4 | 59 | 86 | 12 | 16 | 28 | 5 | 119 | 124 | 2 | 53 | 55 | 655 | 100 | 188 | 100 | 843 | 100 |
| То же, в % | 3 | 10 | 14 | 16 | 12 | 3 | 0,5 | 7 | 10 | | | 3 | | | 15 | | | 7 | 100 | | 100 | | 100 | |

В 73% гидроразрывов удельная масса пропанта в расчете на один метр нефтенасыщенной толщины изменялась в пределах от 5 до 12,5 т/м, при средней – 8,7 т/м, как для скважин основного, так и для уплотняющего фонда. Около 7% ГРП имеет низкий (менее 5 т/м) объем удельной закачки пропанта на 1 м толщины. Примерно 3% операций отличаются очень высоким значением (более 25 т/м) данного показателя. Горизонты АС10 и АС12 характеризуются схожей структурой распределения выполненных ГРП по удельной массе закачанного пропанта (рисунок 6.4.5).

Анализ эффективности применения ГРП на Приобском месторождении осложнен тем, что эти операции в массовом порядке проведены сразу после бурения, т.е. при вводе скважин в эксплуатацию. Как следствие, по фонду эксплуатационных скважин отсутствуют базовые значения параметров работы скважин, т.е. до интенсификации. Тем не менее, ориентировочная оценка прироста добычи нефти за счет ГРП по Центральному участку в работе все же – выполнена.

Таблица 6.4.7 – Динамика средней удельной массы закачанного пропанта, т/м

| Горизонт | Фонд скважин | Годы | | | | | | | | | | | | В среднем |
|------------------|--------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|-----------|
| | | 2003 | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | |
| АС ₁₀ | основной | 9,5 | 11,2 | 8,2 | 9,2 | 13,2 | 18,8 | 12,1 | 9,3 | 12,1 | 12,3 | 9,7 | 11,5 | 10,7 |
| | уплотняющий | | | | | | | | | | 7,4 | 13,1 | 11,9 | 12,7 |
| | всего | 9,5 | 11,2 | 8,2 | 9,2 | 13,2 | 18,8 | 12,1 | 9,3 | 12,1 | 9,5 | 13 | 11,8 | 11,1 |
| АС ₁₂ | основной | 7,1 | 8 | 8,6 | 11 | 8,8 | 12,4 | | 8,1 | 10,1 | 13,7 | 11,1 | 14,4 | 9,4 |
| | уплотняющий | | | | | | | | | | 13 | 8,8 | 10 | 9,0 |
| | всего | 7,1 | 8 | 8,6 | 11 | 8,8 | 12,4 | | 8,1 | 10,1 | 13,3 | 8,9 | 10,2 | 9,3 |
| По участку | основной | 8,6 | 9,9 | 8,4 | 9,8 | 11,5 | 15,9 | 12,1 | 8,8 | 11,3 | 13 | 10,3 | 13 | 10,2 |
| | уплотняющий | | | | | | | | | | 10,2 | 11 | 11 | 11 |
| | Итого | 8,6 | 9,9 | 8,4 | 9,8 | 11,5 | 15,9 | 12,1 | 8,8 | 11,3 | 11,4 | 11 | 11,1 | 10,3 |

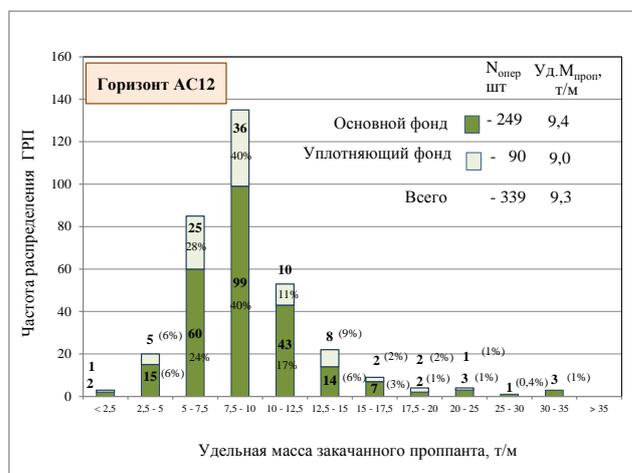
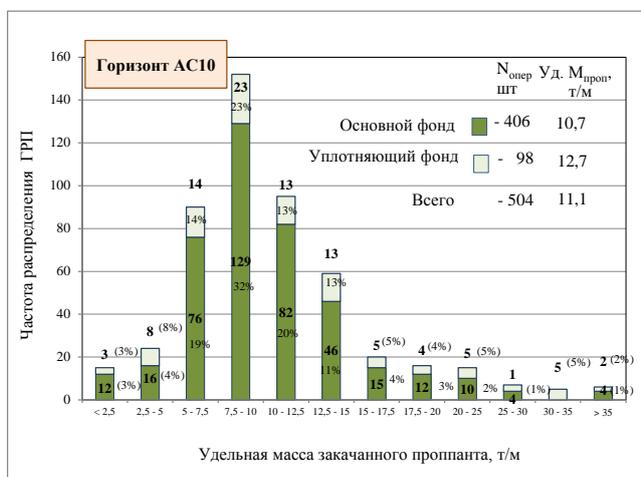


Рисунок 6.4.5 – Распределение количества гидроразрывов по удельной массе пропанта на горизонтах АС10 и АС12

При этом в основу оценки базовых (без гидроразрыва) дебитов положены результаты испытаний разведочных скважин. В осреднении результатов испытаний горизонтов АС10 и АС12 и их геолого-физических параметров учтены сведения по 25 достоверным испытаниям. Получено, что средний дебит нефти без гидроразрыва равен 16 т/сут при средней проводимости пласта 118 мД·м, а удельный базовый дебит на единицу проводимости равен – 0,136 т/сут (мД·м). Расчетные начальные дебиты нефти и жидкости для каждой эксплуатационной скважины, перебивавшей в добыче, также оценивались с учетом вскрытых в ней горизонтов и геолого-физических параметров пластов (толщина, проницаемость и проводимость).

По приблизительным оценкам средняя продолжительность эффекта от гидроразрывов пластов, выполненных на скважинах основного фонда, составляет 6 лет, по скважинам уплотняющего фонда длительность эффекта меньше – 3,5 года.

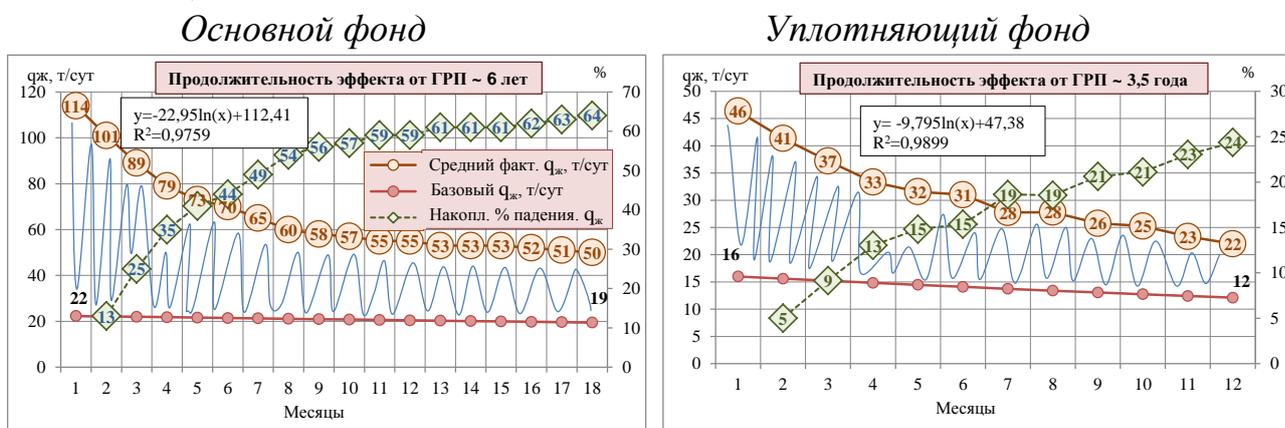


Рисунок 6.4.7 – Динамика падения среднего дебита жидкости после ГРП по скважинам основного и уплотняющего фонда Центрального участка

В результате расчетов получено, что за историю разработки Центрального участка 61,8% всей накопленной добычи нефти обеспечено за счет массового применения гидроразрывов пласта (таблица 6.4.8, рисунок 6.4.6). Это позволяет сделать вывод о том, что в условиях низкопроницаемых коллекторов на Приобском месторождении (ЮЛТ) гидроразрыв является не только методом интенсификации притоков, но и целенаправленной высокоэффективной технологией разработки и увеличения коэффициента нефтеизвлечения.

Эффективность работ по гидроразрыву и продолжительность эффекта по скважинам, с заметно отличающимися геолого-физическими характеристиками – различны. Однако, общим для абсолютного большинства скважин, является весьма высокий темп падения дебита жидкости за первый период (полгода – год) эксплуатации после проведения работ.

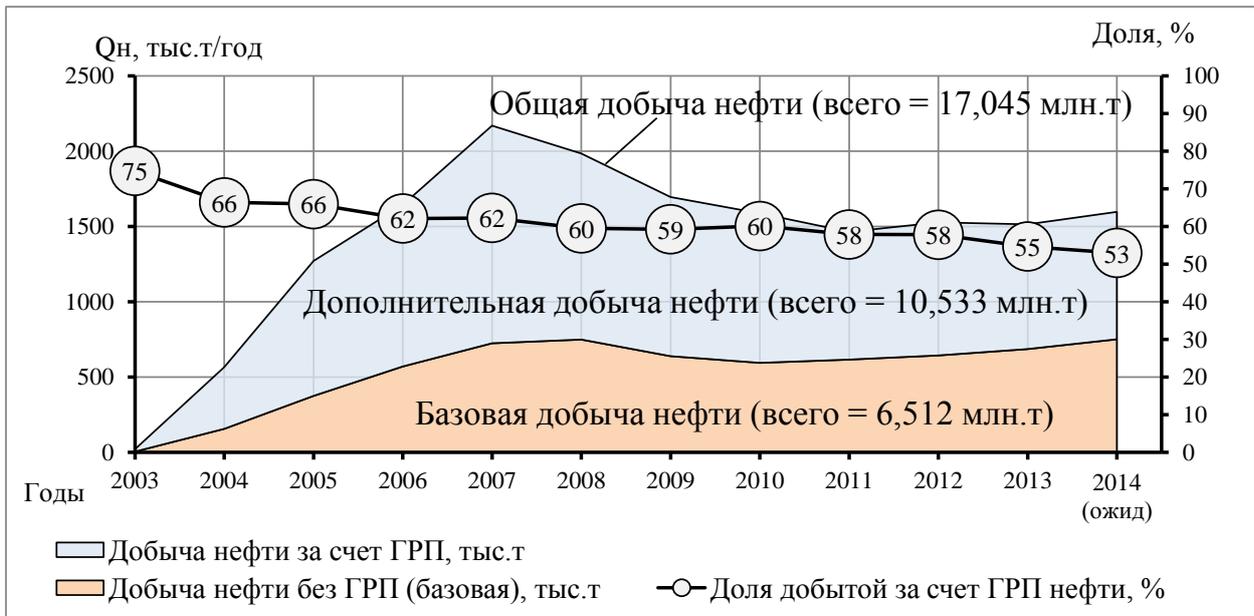


Рисунок 6.4.6 – Оценка дополнительной добычи нефти, полученной за счет ГРП

Таблица 6.4.8 – Оценка дополнительной добычи нефти, полученной за счет гидроразрыва пластов по Центральному участку

| Показатели | Фонд скважин | | |
|--|--------------|-------------|-------|
| | основной | уплотняющий | всего |
| Количество скважин на участке, шт | 194 | 91 | 285 |
| Количество гидроразрывов, шт | 667 | 201 | 868 |
| Общая добыча нефти - всего, тыс.т | 16206 | 839 | 17045 |
| в т.ч. базовая добыча, тыс.т | 6086 | 426 | 6512 |
| дополнительная за счет ГРП, тыс.т | 10120 | 413 | 10533 |
| Доля нефти, добытой за счет ГРП, % | 62,4 | 49,2 | 61,8 |
| Удельная дополнительная добыча, тыс.т/скв | 52,2 | 4,5 | 37 |
| то же на 1 операцию ГРП, тыс.т/опер. | 15,2 | 2,1 | 12,1 |
| Базовый дебит жидкости без ГРП, т/сут | 22 | 16 | 20 |
| Дебит жидкости после ГРП, т/сут | 114 | 46 | 92 |
| Прирост дебита жидкости, т/сут | + 92 | + 30 | + 62 |
| Кратность роста дебита жидкости после ГРП, б/р | 5,2 | 2,9 | 4,6 |
| Длительность эффекта от гидроразрыва, лет | 6 | 3,5 | 5,2 |

Установлено, что усредненная скважина основного фонда за первые 6 месяцев эксплуатации после гидроразрыва теряет 44% от своего начального дебита жидкости, а за полный год – 64% дебита, а скважина уплотняющего фонда – 15 и 24% начального дебита, соответственно.

Во многих скважинах объекта ЮЛТ Приобского месторождения были проведены повторные операции по гидроразрыву пласта, их эффективность как и ожидалось, оказалась ниже, чем по первичным операциям.

Выводы по главе 6

1. Пробная добыча нефти на Южной лицензионной территории Приобского месторождения ведется с 1999г., промышленное бурение начато в 2002 году. В последние семь лет объемы проходки на месторождении превышали 1 млн.м/год, достигнув максимального уровня – 1,287 млн.м в 2009 году.

2. На Приобском месторождении пробурено 2962 скважины. Проектный фонд (2013г.), насчитывающий 6727 скважин (в т.ч. добывающих – 3565, нагнетательных – 3162) реализован на 44%. Для бурения осталось 3765 скважин, расположенных в краевых зонах с меньшими толщинами продуктивных пластов. В действующем фонде предприятия числится 2896 скважин, в т.ч. 1865 добывающих и 1031 нагнетательная при их соотношении – 1,8:1.

3. Накопленная на 01.01.2015 добыча нефти по Приобскому месторождению составляет 85,211 млн.т, жидкости – 127,162 млн.т, закачка воды – 176,192 млн.м³. За 2014 год добыто нефти – 12,018 млн.т, жидкости – 22,241 млн.т, закачано воды – 31,606 млн.м³. Средний за 2014г. дебит нефти составил 18,9 т/сут, дебит жидкости – 34,9 т/сут, обводненность продукции – 46%.

4. С целью совершенствования разработки Приобского месторождения ООО «Проектное Бюро «ТЭРМ» в 2011г было выполнено целенаправленное многовариантное гидродинамическое моделирование с целью обоснования подходов к оптимальному размещению уплотняющих скважин. Бурение дополнительных нефтяных скважин на Центральном участке рекомендовалось осуществлять непосредственно на линиях добывающих рядов между скважинами основного фонда с доведением расстояния между скважинами в ряду – до 250 м, а плотности сетки скважин – до 14,4 га.

5. Извлекаемые запасы нефти по Центральному участку составляют приблизительно 1/10 от общих по объекту АС10-12. Накопленная по участку добыча нефти на 01.11.2014 составляет 16780 тыс.т (42% от НИЗ участка) или 20% от общей добычи по месторождению, в т.ч. по основному фонду отобрано нефти – 16034 тыс.т, по уплотняющему фонду – 746 тыс.т (5%).

6. Выработка запасов Центрального участка протекает – достаточно эффективно. Кратность ОИЗ нефти – умеренная, темпы отбора от НИЗ и ОИЗ – приемлемые и стабильные при умеренном росте обводненности продукции. Ввод в эксплуатацию уплотняющих скважин в последние три года способствовал улучшению характеристик вытеснения по участку.

7. Центральный участок характеризуется полной компенсацией отборов жидкости закачиваемой водой. Тем не менее, среднее пластовое давление в зоне отбора (16,5 МПа) значительно (на 39%) ниже начального, что резко снижает эффективность эксплуатации уплотняющих скважин.

8. С середины 2012 года с целью поддержания уровней добычи нефти и увеличения КИН на Центральном участке ЮЛТ проводится уплотняющее бурение. На 01.11.2014 общий фонд по участку составлял 285 скважин, в т.ч. 191 добывающая (из них 100 – основного фонда, 91 – уплотняющая) и 94 нагнетательных. Уплотняющие скважины вводились в эксплуатацию с неплохим средним дебитом нефти – 33 т/сут, дебитом жидкости – 47 т/сут. Входная обводненность по уплотняющему фонду изменялась от 7 до 67%, составляя в среднем 30%.

9. Причинами более низких входных дебитов жидкости по уплотняющему фонду является значительное падение пластового давления в зоне бурения, а так же несколько ухудшенные геолого-физические параметры по сравнению со скважинами основного фонда: перфорированная толщина (22,3 м) меньше на 19%, проницаемость (3,6 мД) – ниже на 23%, проводимость (81 мД) – хуже на 38%. Отмечается также технологически оправданный – несколько менее интенсивный режим работы уплотняющих скважин: среднее забойное давление в них составляет 4,8 МПа, что на 20% выше, чем по скважинам основного фонда.

10. Текущие показатели за октябрь 2014 года по уплотняющему фонду скважин следующие: дебит нефти – 17 т/сут, дебит жидкости – 32 т/сут, обводненность – 47%, накопленный отбор на одну скважину уплотняющего фонда – 8,3 тыс.т, накопленный ВНФ – 0,5 т/т.

11. Основные потери (34%) в дебитах жидкости уплотняющих скважин после пуска их в эксплуатацию приходятся на первые полгода работы. За последующие 6 месяцев потери дебита сокращаются до 10%.

12. Проведенный анализ разработки Центрального участка позволил установить следующие геолого-промысловые критерии целесообразности бурения уплотняющих скважин в зонах, слабозатронутых разработкой: по нефтенасыщенной толщине – не менее 15-17 м, по проводимости (kh) – не менее 50-60 мД·м. Это позволит получить входной дебит по нефти не менее – 20 т/сут.

13. Изучение динамики среднемесячных показателей эксплуатации скважин показало, что обводненность по уплотняющему фонду растет с темпами – вдвое выше, чем по основному фонду. Это связано с тем, что фронт закачиваемой воды уже достиг добывающих рядов – фактически до начала

бурения уплотняющих скважин из-за влияния массового проведения гидроразрывов пластов.

14. Сравнение результатов эксплуатации скважин добывающих и нагнетательных в отработке рядов показало существенное превышение показателей у последних: дебиты нефти и жидкости выше в 1,2 и 1,5 раза. На одну нагнетательную скважину отобрано 35 тыс.т (при среднем сроке эксплуатации 1,5года), по добывающим – 79 тыс.т при среднем сроке – 4 года.

15. Установлено опережающее обводнение скважин нагнетательных рядов, которое обусловлено более жесткими режимами эксплуатации при ускоренной их отработке с целью перевода под закачку. Однако, основное влияние на кратное опережение обводненности нагнетательных скважин (в отработке) оказала ориентация направления рядов вдоль линии стресса. Выявлено, что размещение в условиях объекта АС10-12 рядов эксплуатационных скважин, ориентированных параллельно линии стресса (т.е трещин гидроразрывов пластов) является наиболее предпочтительным.

16. Таким образом, в результате проведения детального анализа результатов работы уплотняющих скважин на Центральном участке Приобского месторождения установлена достаточная эффективность их бурения в зоне представительных нефтенасыщенных толщин, отмечено положительное влияние на уровни добычи нефти, темпы отбора запасов, характеристику обводнения и ожидаемую конечную нефтеотдачу.

Глава 7.

Технико-экономическая эффективность применения высокотехнологичных горизонтальных скважин на Приобском месторождении

С середины 2012 года на Приобском месторождении бурятся высоко-технологичные горизонтальные скважины с МсГРП [163]. На конец 2014г. их пробурено более 40. Фактическая длина горизонтальных участков в границах коллекторов изменяется от 500 до 1000м, составляя в среднем – 750м. Количество стадий ГРП, выполненных в этих ГС, варьирует от 3 до 8, в среднем – 6 стадий. Поскольку эта новая технология реализована в разных геологических условиях, а история эксплуатации скважин – непродолжительна, сделать выводы об условиях её оптимального применения только на основе фактической информация – затруднительно.

С целью поиска рационального сочетания параметров ГС с МсГРП [20], с одной стороны, и финансовых (коммерческих) результатов, с другой, в настоящей работе выполнена серия теоретических расчетов. Задача решалась путём проведения геолого-гидродинамического моделирования разработки участка объекта с ультранизкопроницаемыми расчлененными коллекторами, подобными пласту АС₁₂ Приобского месторождения (см. главу 4).

В общей сложности по участку моделирования рассмотрено несколько десятков схем размещения скважин, отличающихся сочетанием добывающих и нагнетательных скважин, их конструкцией (ННС, ГС с разной протяженностью и азимутальной ориентацией горизонтального участка), применением методов интенсификации (ГРП в ННС, МсГРП в ГС – с различным количеством стадий и параметрами трещин). Характеристики рассмотренных вариантов разработки представлены в таблицах 7.1 и 7.2, а экономические условия, принятые в расчетах – в таблицах 7.3 и 7.4.

Поиск приоритетных схем размещения скважин осуществлялся – поэтапно. На первом этапе базовая система (полностью состоящая из ННС с ГРП – вариант 1), сравнивалась с вариантами различных сочетаний добывающих ГС (без ГРП) и нагнетательных скважин. Отметим, что в итоге больший интерес по вариантам представляют не столько сами (абсолютные) значения экономических результатов (потенциальные доходы/убытки недропользователя), сколько относительное превосходство одного варианта над другим. Это связано с тем, что при изменении ценовой конъюнктуры или налогового законодательства – абсолютные результаты могут значительно измениться, а относительные оценки предпочтительности той или иной системы разработки останутся. Во всех расчётах за базу сравнения приняты показатели исходного варианта 1.

В результате расчётов получено, что любой из девяти прочих (кроме первого) вариантов (№№ 2–10) с добывающими ГС (без ГРП) из-за низких коэффициентов охвата не способен обеспечить такие же показатели добычи ($\Sigma Q_{\text{нефти}}$), как фактически реализуемая однорядная система ННС+ГРП (вариант 1). Установлено, что накопленная добыча нефти во всех девяти вариантах будет ниже – на 35-50% (рисунок 7.1).

Таблица 7.1 – Характеристика основных вариантов разработки участка скважинами – ННС (с ГРП) и ГС (без ГРП)

| Наименование | | Варианты / Азимут | | | | | | | | | | |
|-------------------------|----------------|-------------------|-------|------|-----|------------|-----------|------------|-----------|-----|-----|--|
| | | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | |
| Конструкция скважин | добывающие | ННС | ГС | | | ГС 332° | ГС 62° | ГС 332° | ГС 62° | ГС | | |
| | | | ΔLgc | | | | | | | | | |
| | 500м | 1000м | 1500м | 500м | | 750м | | 1000м | 1500м | | | |
| | нагнетательные | ННС | ННС | | | ΔLgc=500м | | | | | | |
| Количество ГРП | добывающих | 1 | нет | нет | нет | нет | нет | нет | нет | нет | нет | |
| | нагнетательных | 1 | 1 | 1 | 1 | нет | нет | нет | нет | нет | нет | |
| Полудлина трещин ГРП, м | | 50 | | | | | - | | | | | |
| Фонд скважин - всего | | 67 | 47 | 45 | 41 | 31 | 31 | 29 | 29 | 24 | 24 | |
| в т.ч. добывающих | | 34 | 14 | 12 | 8 | 14 | 14 | 12 | 12 | 8 | 8 | |
| нагнетательных | | 33 | 33 | 33 | 33 | 17 | 17 | 17 | 17 | 16 | 16 | |

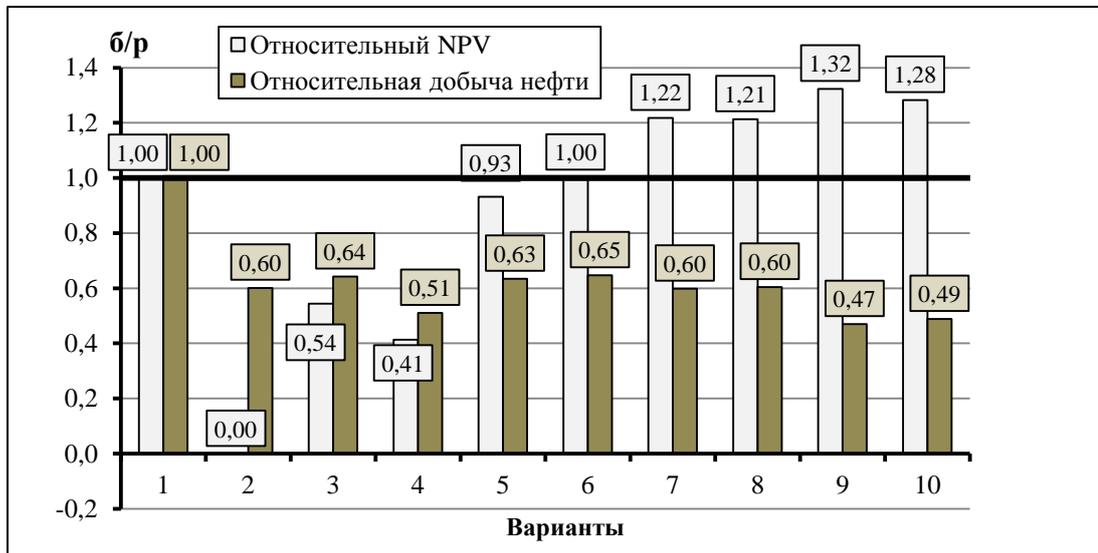


Рисунок 7.1. Сравнение вариантов по безразмерным накопленной добыче нефти и экономической эффективности

Таким образом, без реализации дополнительных геолого-технических мероприятий эти прочие варианты – нежизнеспособны, в том числе по такому ключевому параметру – как коэффициент нефтеизвлечения.

С экономической точки зрения из числа рассмотренных наиболее убыточны варианты 2, 3 и 4 с сочетанием добывающих ГС (без ГРП) и нагнетательных ННС (с ГРП). Экономическая эффективность в этих вариантах ухудшается в гораздо большей степени, нежели уменьшается КИН. Основной недостаток этих вариантов состоит не столько в ухудшенных технологических показателях, сколько в дополнительной инвестиционной нагрузке, обусловленной бурением вдвое большего количества нагнетательных скважин, а также ростом расходов на обслуживание эксплуатационного фонда.

Экономическая эффективность вариантов №№ 5-10 (с добывающими и нагнетательными ГС – без ГРП) сопоставима с базовым вариантом 1. А варианты с большей длиной горизонтального участка ГС даже чуть более привлекательны. Однако главный недостаток этих вариантов (а именно – низкий конечный КИН) может быть устранён – только за счет применения многостадийных гидроразрывов. При этом, наиболее перспективным для дальнейшей проработки являются варианты, в которых достигаются наиболее высокие относительные показатели NPV и $\Sigma Q_{\text{нефти}}$. Допуская равноценность этих показателей в принятии управленческих решений (т.е. рассматривая добычу нефти, как фактор отражающий интересы государства, а NPV – недропользователя), итоговый потенциал вариантов можно выразить через интегральный коэффициент α , учитывающий оба этих фактора (рисунок 7.2). Чем выше α , тем перспективнее технологические решения для дальнейшего совершенствования варианта с ГС – за счет проведения многостадийных гидроразрывов.

Таким образом, установлено, что наибольшим потенциалом для роста технико-экономической эффективности обладают варианты №№ 7 и 8 – с бурением горизонтальных как добывающих (с $\Delta L_{\text{гг}} = 750\text{м}$) так и нагнетательных (с $\Delta L_{\text{гг}} = 500\text{м}$) скважин. Отметим также, что при $\alpha < 0,5$ – технологические решения неконкурентоспособны.

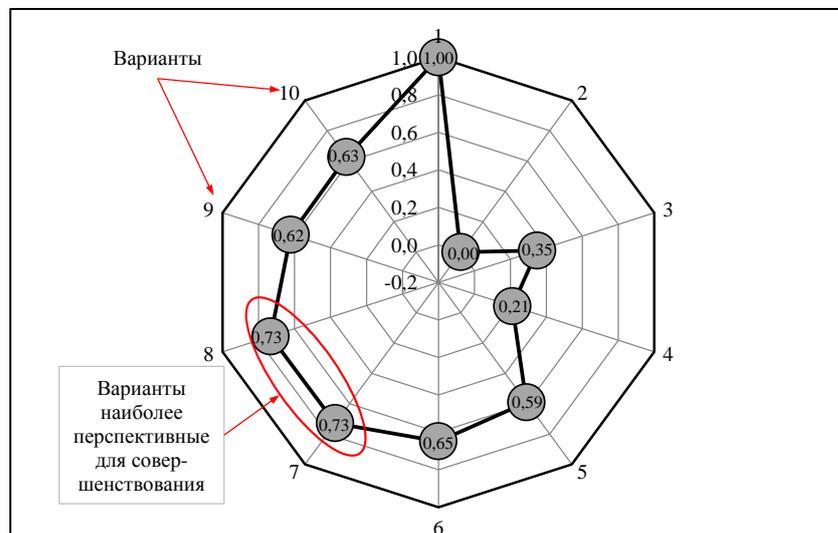


Рисунок 7.2. Условная оценка (α) стартового потенциала роста привлекательности вариантов

Несмотря на предпочтительность вариантов №№ 7 и 8, для формирования более обоснованного представления о влиянии различных факторов (длина горизонтального участка, азимут направления ствола, количество стадий МсГРП, параметры трещин) на эффективность нефтеизвлечения далее рассмотрен расширенный набор подвариантов разработки (таблица 7.2).

Обычно при выполнении в горизонтальной скважине увеличенного количества стадий гидроразрыва рассчитывают на достижение более высоких

показателей добычи нефти. В рамках исследования выполнены дополнительные экономические расчеты для определения ориентировочных объемов добычи нефти, достаточных для окупаемости расходов на проведение одной (и каждой последующей) стадии МсГРП. С учетом того, что в среднем на проведение одной стадии МсГРП необходимо затратить около 4 млн.руб., в зависимости от темпов падения дебитов и уровня условно-переменных расходов для восполнения этого потребуется добыть нефти – около 2 тыс.т/стадию.

Таблица 5.2 – Характеристика подвариантов разработки участка с МсГРП в ГС

| Наименование | | Варианты | | | | | | | | | | | |
|-------------------------|----------------|---|-----|-----|-----|-----|-----|--|-----|-----|-----|-----|-----|
| | | 5.1 | 5.2 | 5.3 | 5.4 | 5.5 | 5.6 | 6.1 | 6.2 | 6.3 | 6.4 | 6.5 | 6.6 |
| Конструкция скважин | добывающие | Азимут ГС - 332° (вдоль линии стресса) $\Delta L_{гс}=500м$ | | | | | | Азимут ГС - 62° (перпендикулярно линии стресса) $\Delta L_{гс}=500м$ | | | | | |
| | нагнетательные | $\Delta L_{гс}=500м$ | | | | | | $\Delta L_{гс}=500м$ | | | | | |
| Количество ГРП | добыв. | 2 | 3 | 5 | 2 | 3 | 5 | 2 | 3 | 5 | 2 | 3 | 5 |
| | нагнет. | 1 | 2 | 3 | 1 | 2 | 3 | 1 | 2 | 3 | 1 | 2 | 3 |
| Полудлина трещин ГРП, м | | 50 | | | 100 | | | 50 | | | 100 | | |
| Фонд скважин - всего | | 31 | 31 | 31 | 31 | 31 | 31 | 31 | 31 | 31 | 31 | 31 | 31 |
| в т.ч. добывающих | | 14 | 14 | 14 | 14 | 14 | 14 | 14 | 14 | 14 | 14 | 14 | 14 |
| нагнетательных | | 17 | 17 | 17 | 17 | 17 | 17 | 17 | 17 | 17 | 17 | 17 | 17 |

| Наименование | | Варианты | | | | | | | | | | | |
|-------------------------|----------------|--|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|------|------|------|
| | | 7.1 | 7.2 | 7.3 | 7.4 | 7.5 | 7.6 | 7.7 | 7.8 | 7.9 | 7.10 | 7.11 | 7.12 |
| Конструкция скважин | добывающие | Азимут ГС - 332° (вдоль линии стресса) $\Delta L_{гс}=750м$ | | | | | | | | | | | |
| | нагнетательные | $\Delta L_{гс}=500м$ | | | | | | | | | | | |
| Количество ГРП | добыв. | 2 | 4 | 6 | 8 | 10 | 12 | 2 | 4 | 6 | 8 | 10 | 12 |
| | нагнет. | 2 | 3 | 4 | 4 | 5 | 5 | 2 | 3 | 4 | 4 | 5 | 5 |
| Полудлина трещин ГРП, м | | 50 | | | | | | 100 | | | | | |
| Фонд скважин - всего | | 29 | 29 | 29 | 29 | 29 | 29 | 29 | 29 | 29 | 29 | 29 | 29 |
| в т.ч. добывающих | | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 |
| нагнетательных | | 17 | 17 | 17 | 17 | 17 | 17 | 17 | 17 | 17 | 17 | 17 | 17 |

| Наименование | | Варианты | | | | | | | | | | | | | | | |
|-------------------------|----------------|---|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|------|------|------|--|-----|-----|-----|
| | | 8.1 | 8.2 | 8.3 | 8.4 | 8.5 | 8.6 | 8.7 | 8.8 | 8.9 | 8.10 | 8.11 | 8.12 | 9.1 | 9.2 | 9.3 | 9.4 |
| Конструкция скважин | добывающие | Азимут ГС - 62° (перпендикулярно линии стресса) $\Delta L_{гс}=750м$ | | | | | | | | | | | | Азимут ГС - 332° (вдоль линии стресса) $\Delta L_{гс}=1000м$ | | | |
| | нагнетательные | $\Delta L_{гс}=500м$ | | | | | | | | | | | | $\Delta L_{гс}=500м$ | | | |
| Количество ГРП | добыв. | 2 | 4 | 6 | 8 | 10 | 12 | 14 | 2 | 4 | 6 | 8 | 10 | 3 | 5 | 7 | 9 |
| | нагнет. | 2 | 3 | 4 | 4 | 5 | 5 | 5 | 2 | 3 | 4 | 4 | 5 | 2 | 3 | 4 | 4 |
| Полудлина трещин ГРП, м | | 50 | | | | | | 100 | | | | | | 50 | | | |
| Фонд скважин - всего | | 29 | 29 | 29 | 29 | 29 | 29 | 29 | 29 | 29 | 29 | 29 | 29 | 24 | 24 | 24 | 24 |
| в т.ч. добывающих | | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 8 | 8 | 8 | 8 |
| нагнетательных | | 17 | 17 | 17 | 17 | 17 | 17 | 17 | 17 | 17 | 17 | 17 | 17 | 16 | 16 | 16 | 16 |

Для вариантов с приоритетной ($\Delta L_{гс} = 750$ м), наиболее часто применяемой в ООО «Газпромнефть-Хантос» длиной горизонтального участка, построена зависимость удельного накопленного за 30 лет отбора нефти – от количества стадий гидроразрыва пласта (рисунок 7.3). Здесь же продемонстрировано, что с каждой последующей стадией гидроразрыва дополнительный прирост добычи нефти – снижается.

Если в пределах первых девяти стадий ГРП (после реализации каждой последующей) прирост дебитов ГС обеспечивает дополнительное увеличение добычи нефти – более чем на 2 тыс.т (при общем нисходящем тренде), то при дальнейшем увеличении количества стадий приросты становятся – крайне малы.

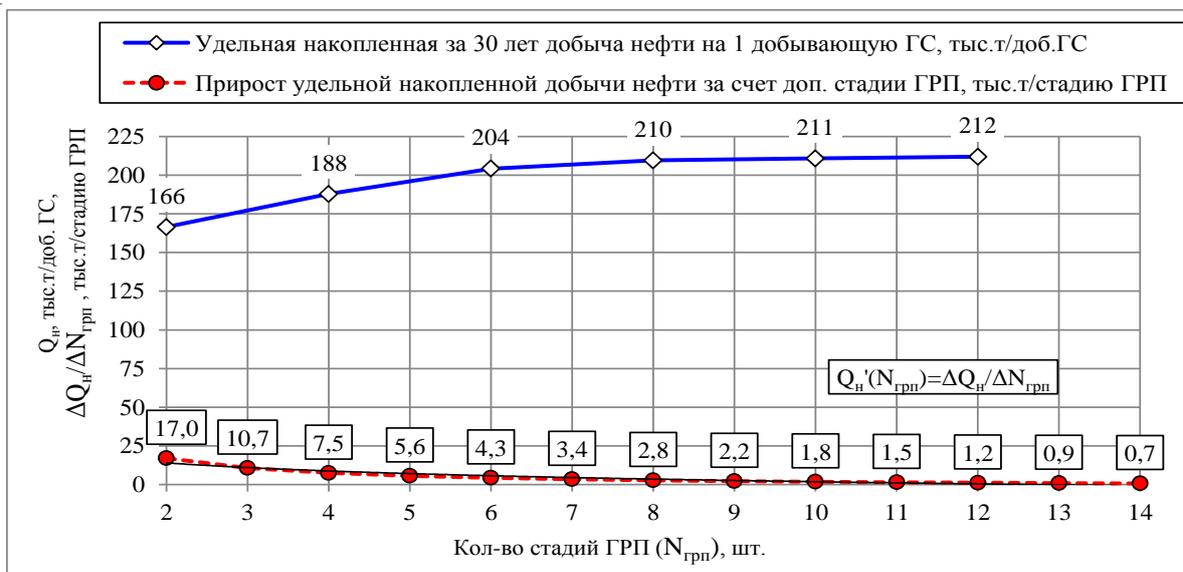


Рисунок 7.3. Эффективность МсГРП в добывающих ГС (с $\Delta L_{гс} = 750$ м и полудлиной трещин – 50 м) в зависимости от числа стадий гидроразрыва

Можно также отметить, что в данном случае направления стволов (вдоль, либо поперек линии регионального стресса) в модели не оказывают заметного влияния на удельные показатели.

Согласно технико-экономическим расчетам оптимальное количество стадий гидроразрыва в горизонтальной скважине зависит от длины $\Delta L_{гс}$ (прямая зависимость) и (в меньшей степени) – от размеров образуемых трещин. Если отбросить пороговые результаты по нефти (при $\Delta Q_{н}/\Delta N_{грп} = 2$ тыс.т, учтя, таким образом, технологические риски, возрастающие при увеличении стадийности), то для ГС с $\Delta L_{гс} = 750$ м экономически обоснованное количество ГРП (при полудлине трещин – 50 м) составит – 8 стадий, для укороченных ГС с $\Delta L_{гс} = 500$ м – 6 стадий, для удлиненных ГС с $\Delta L_{гс} = 1000$ м – 9 стадий (рисунок 7.4). Таким образом, в геологических условиях, характерных для объекта АС₁₂ ЮЛТ, при относительно небольших (50 м) полудлинах трещин МсГРП – оптимальное расстояние между фрак-портами составляет 100 м.

В условиях, когда в проекте разработки предусмотрены увеличенные значения параметров трещин гидроразрыва (полудлина и ширина), достигаемые, в первую очередь, за счет закачки на каждой стадии МсГРП большего объема пропанта, количество стадий МсГРП может быть оптимизировано (в меньшую сторону).

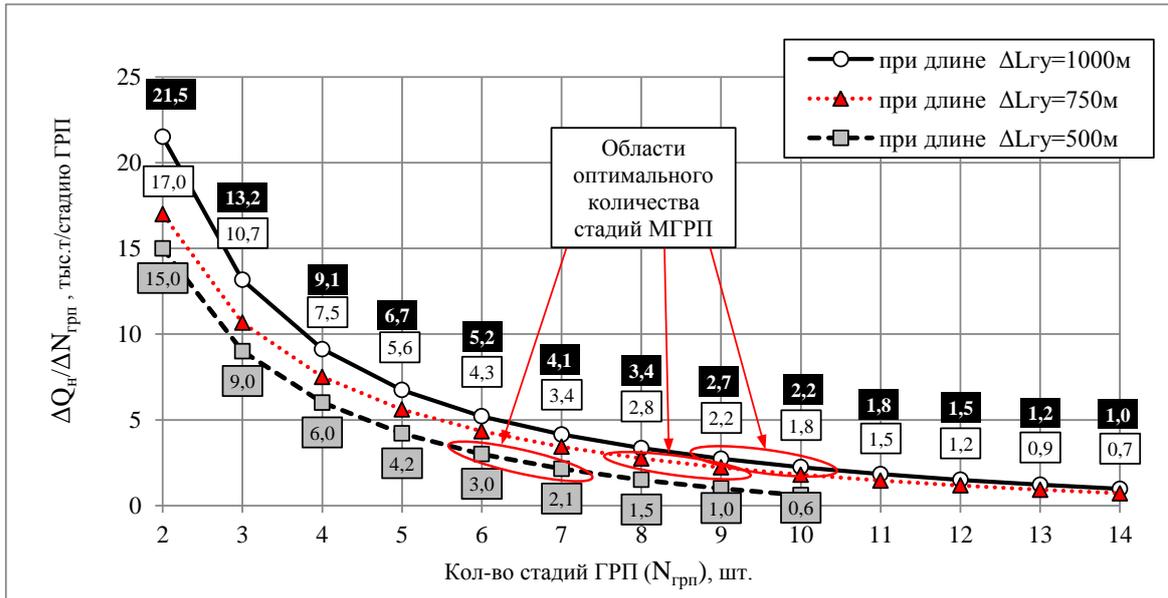


Рисунок 7.4. Прирост удельной накопленной добычи нефти в зависимости от дополнительной стадии МсГРП в ГС

Это обусловлено, во-первых, более стремительными темпами снижения прироста удельной добычи нефти, обеспечиваемого за счёт каждой последующей стадии МсГРП, а, во-вторых, увеличением минимально необходимого объема добычи нефти, достаточного для окупаемости расходов на проведение каждой (дополнительной) стадии МсГРП, вследствие более высокой стоимости большеобъемных операций гидроразрыва. Учитывая то, что в пробуренных на ЮЛТ горизонтальных скважинах (преимущественно с $\Delta L_{гУ}$ -750м) полудлины трещин МсГРП изменяются в диапазоне 130-200м (при их ширине 3-5мм), реализованные решения о проведении в них, как правило, 6-стадийных МсГРП, – экономически вполне обоснованы.

Вопрос о выборе оптимальной протяжённости горизонтального участка в условиях объекта АС₁₂ ЮЛТ Приобского месторождения также должен рассматриваться в увязке с количеством стадий МсГРП, поскольку увеличенная длина $\Delta L_{гУ}$ заведомо обуславливает расширенные возможности для установки большего количества фрак-портов. Проведено сравнение показателей по горизонтальным скважинам с актуальными для ЮЛТ потенциальными длинами ГУ – 500, 750 и 1000м. Получено, что лучшие экономические показатели обеспечивают скважины с $\Delta L_{гУ}$ -750м (рисунок 7.5). Однако преимущество этих скважин проявляется, когда в них выполнено достаточно большое количество МсГРП – не менее шести стадий (при оптимальном их диапазоне 6-8 стадий). При меньшем количестве стадий гидроразрыва высока

вероятность того, что разница между капитальными вложениями и доходами от нефти, обусловленными дополнительной (по сравнению $\Delta L_{ГС} = 500$ м) проходкой, окажется не в пользу последних. Относительное экономическое преимущество коротких ГС (500м) проявляется, когда запланированное количество стадий МсГРП – невелико (в пределах четырёх).

Наряду со сформированными воззрениями (о предпочтительности той или иной системы размещения скважин) в работе выполнена серия дополнительных технико-экономических расчетов по определению таких ориентиров, как: минимально-приемлемые (предельно-рентабельные, достаточные для окупаемости инвестиций) начальные дебиты скважин и удельная добыча нефти при различных параметрах, как самих горизонтальных скважин, так и многостадийных гидроразрывов в них.

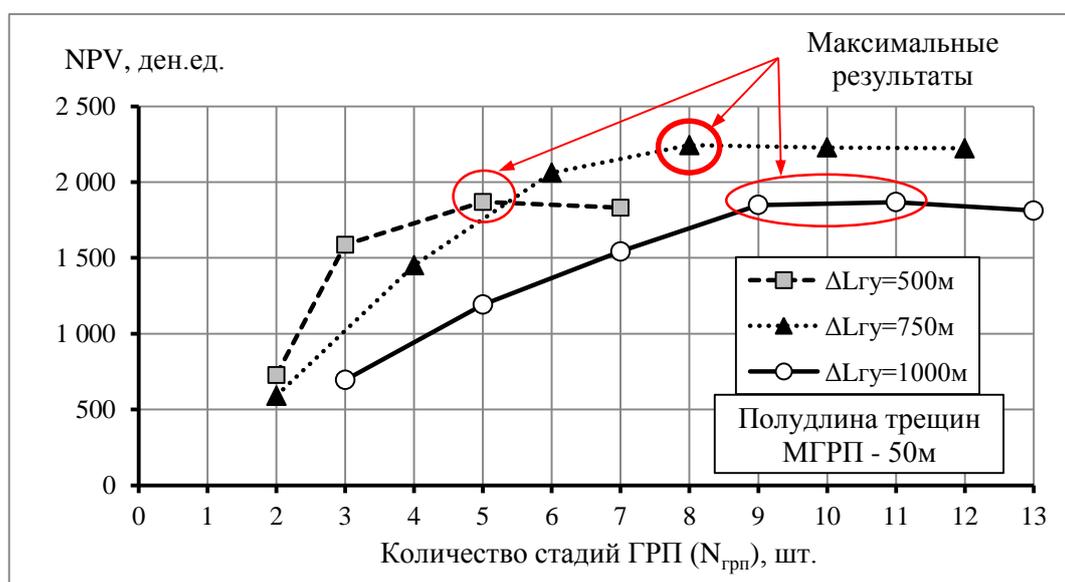


Рисунок 7.5. Зависимость экономических результатов от $\Delta L_{Гу}$ и количества стадий МсГРП

Анализ результатов применения ГС с МсГРП на ЮЛТ Приобского месторождения показал, что характерной особенностью всех типов добывающих скважин (как ГС, так и ННС) является значительное снижение дебитов нефти в первые месяцы (и годы) с момента их ввода в эксплуатацию. С учётом имеющихся фактических данных о дебитах, а также результатов гидродинамического моделирования в работе получены принципиальные закономерности изменения дебита нефти горизонтальных скважин – в период работы скважин (рисунок 7.6). Зависимости построены для случаев, когда начальный дебит нефти горизонтальных скважин изменяется в диапазоне от 10 до 150 т/сут. Этот интервал перекрывает область фактических значений дебитов, полученных по горизонтальным скважинам на Приобском месторождении.

Для установления более объективных результатов экономическая оценка выполнена за достаточно продолжительный расчетный период – 30 лет. При

оценке эффективности применения ГС с МсГРП необходимо учитывать не только прямые затраты, связанные с той или иной конкретной скважины или группой скважин, но и все затраты, сопряженные с осуществлением производственного цикла в целом [20]. В связи с этим в структуре «оттоков» денежных средств, формирующихся на этапах строительства и эксплуатации горизонтальных скважин (с различной длиной горизонтального участка и количеством стадий МсГРП), учитывали инвестиции – непосредственно в бурение горизонтальных скважин и проведение операций МсГРП.

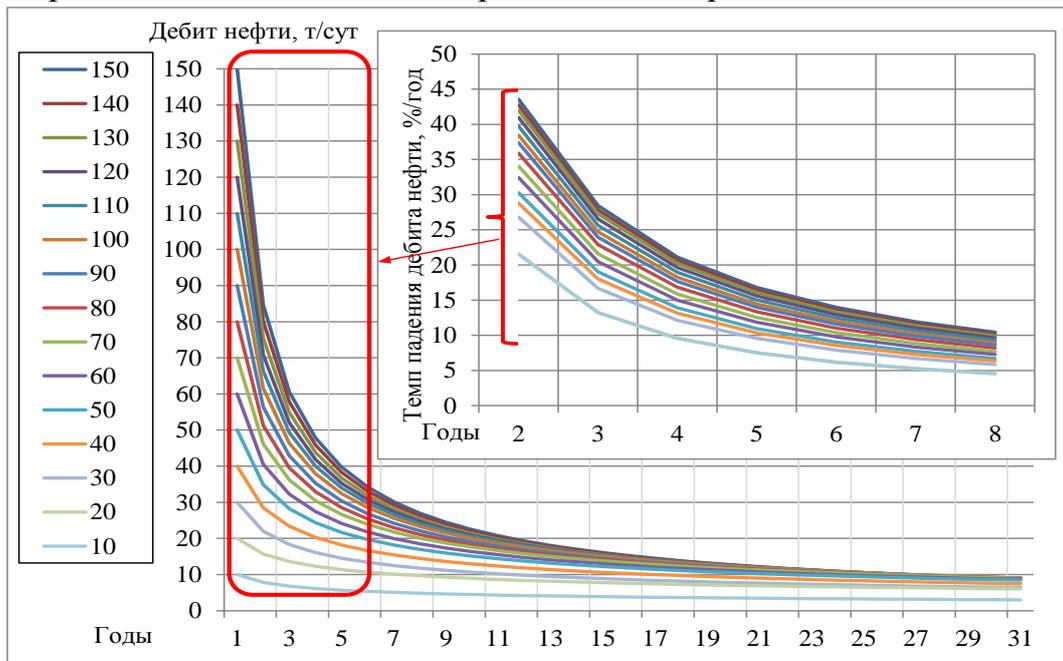


Рисунок 7.6. Принципиальная динамика изменения дебита нефти по ГС с МсГРП во времени, принятая при определении пороговых (предельно-рентабельных) показателей эксплуатации скважин

Кроме них, также учитывали инвестиции в обустройство участка, на котором запланировано бурение этих скважин. Например, на отсыпку кустовых площадок, строительство необходимых инженерных коммуникаций (трубопроводы, дороги, линии электропередачи), создание мощностей для сбора, транспорта и подготовки нефти – в объёме, соответствующем расчетному уровню добычи из этих скважин, приобретение скважинного оборудования. Кроме того, в оценке учтены операционные расходы, обусловленные затратами на электроэнергию, обслуживание и ремонт скважин, уплату налогов, а также прочие издержки производства. Принятые в этих расчётах значения нормативов капитальных и эксплуатационных затрат коррелируют с фактически сложившимися на Приобском месторождении в отчетном периоде (таблицы 7.3, 7.4).

Из прочих условий, влияющих на результаты оценки, выделим следующие:

а) для определения притоков денежных средств, формируемых за счет продажи, цена нефти «net back» (без учета коммерческих расходов по транс-

порту нефти, НДС и таможенной пошлины – при экспорте продукции), принята равной 14 тыс.руб/т.

Таблица 7.3 – Нормативы капитальных вложений

| Направление инвестиций | Единицы измерений | Значения |
|--|-------------------------|-------------|
| Бурение эксплуатационных скважин: | | |
| - наклонно-направленных | руб./м | 18 000 |
| - горизонтальных | руб./м | 23 400 |
| ГРП в наклонно-направленных скважинах | тыс.руб./опер. | 6 000 |
| МсГРП в горизонтальных скважинах | тыс.руб./стадия | 3 200-4 000 |
| Нефтепромысловое обустройство: | | |
| - обустройство скважин | тыс.руб./скв. | 3 000 |
| - подъездные а/дороги | тыс.руб./км | 22 000 |
| - нефтесборные трубопроводы | тыс.руб./км | 9 000 |
| - высоконапорные водоводы | тыс.руб./км | 10 000 |
| - линии электропередач | тыс.руб./км | 3 500 |
| - автоматизация систем управления | тыс.руб./км | 700 |
| - мощности для подготовки и транспорта нефти | тыс.руб./т.ж. | 250 |
| - мощности для организации закачки | тыс.руб./м ³ | 150 |
| Скважинное оборудование НВСС | тыс.руб./скв.ввод. | 5 000 |
| | тыс.руб./скв.доб.-год | 500 |
| Природоохранные мероприятия | % | 5 |

б) ставка НДС – 8 тыс.руб./т, принята с учетом вступивших в действие в 2015г. изменений в налоговом законодательстве РФ (вследствие, так называемого, «налогового маневра») и прочими условиями (мировая цена нефти – 60 \$/бар, курс доллара США – 60 руб/\$).

Таблица 7.4 – Нормативы эксплуатационных затрат

| Направления расходов | | Единицы измерения | Значения |
|--|---------------------|-----------------------|----------|
| Электро-энергия | на извлечение нефти | руб./т.жидкости | 50 |
| | на закачку воды | руб./м ³ | 40 |
| | на подготовку нефти | руб./т.жидкости | 5 |
| | на транспорт нефти | руб./т.нефти | 10 |
| Сырье и материалы | | руб./т.жидкости | 10 |
| Заработная плата ППП | | тыс.руб./скв.доб.-год | 232 |
| Ремонт скважин (капитальный и текущий) | | тыс.руб./скв.доб.-год | 2 000 |
| Расходы на содержание оборудования | | тыс.руб./скв.доб.-год | 1 500 |
| Прочие расходы | | тыс.руб./скв.общ.-год | 1 300 |

При обосновании предельно-рентабельных дебитов и добычи нефти более предпочтительно ориентироваться не на абсолютные величины (NPV – чистый дисконтированный доход), а на относительные показатели (PI – индекс доходности инвестиций). Это обусловлено тем, что эффективность эксплуатации скважин зависит от множества частных факторов. Целью же вы-

полняемого технико-экономического обоснования является определение пороговых ориентиров параметров горизонтальных скважин, актуальных в действующих экономических условиях. На рисунке 7.7 графически представлена оценка минимально-рентабельных начальных дебитов нефти горизонтальных скважин, достаточных для последующей экономически оправданной их эксплуатации (с разной величиной $\Delta L_{г\у}$ и количеством МсГРП).

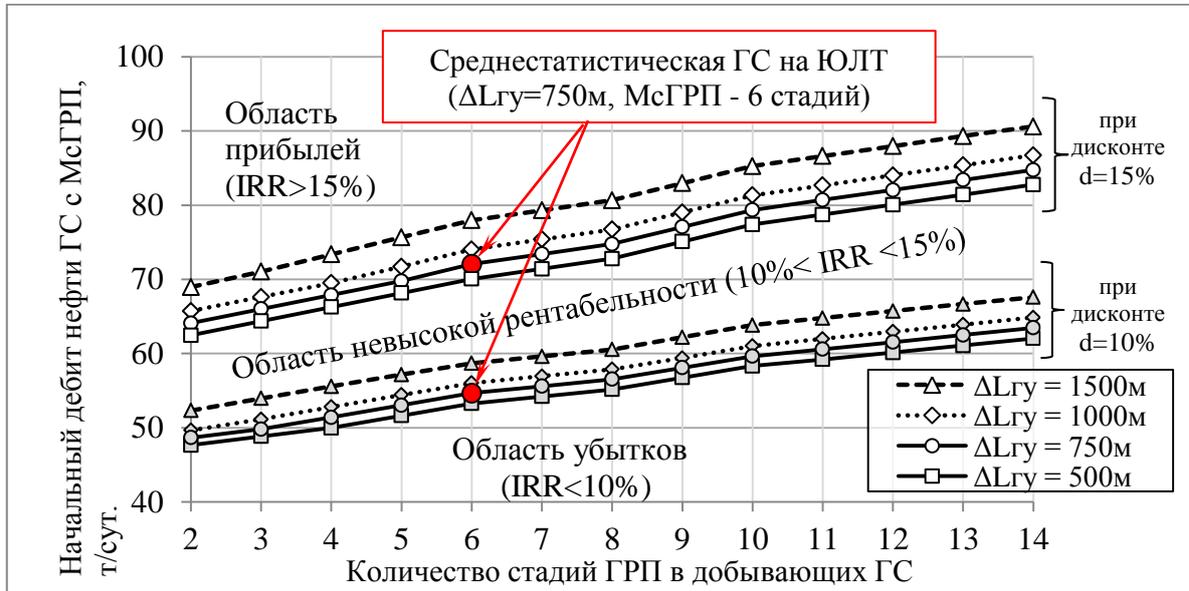


Рисунок 7.7. Зависимость предельно-рентабельных начальных дебитов нефти ГС от $\Delta L_{г\у}$ и количества стадий МсГРП

Поскольку дополнительный метраж на бурение горизонтальных скважин, равно как и большее количество стадий при выполнении МсГРП, удорожают конечную стоимость скважины, то при росте этих параметров закономерно должен расти и дебит горизонтальных скважин. Полученные результаты свидетельствуют о том, что для того, чтобы добыча нефти на участке, разбуренном горизонтальными добывающими (с $\Delta L_{г\у} = 750\text{м}$ и 6-стадийными МсГРП) и нагнетательными (с $\Delta L_{г\у} = 500\text{м}$ и 5-стадийными МсГРП) скважинами (при соотношении их количества, близком к $2/3$) за 30-летний расчетный период, оказалась экономически эффективной, необходимо обеспечить начальный дебит нефти добывающих ГС на уровне не менее 70-75 т/сут. При увеличении количества стадий МсГРП (например, – до 10) предельно-рентабельный начальный дебит оценивается в 80 т/сут.

Отметим, что полученные выше результаты основаны на дисконтировании денежных потоков по достаточно высокой (но актуальной на начало 2015г.) ставке – 15% в год. Оценка при «классической» для отрасли 10%-ной ставке дисконта снижает предельно-рентабельные начальные дебиты – на четверть (или на 15-20 т/сут). Например, для той же среднестатистической горизонтальной скважины (с $\Delta L_{г\у} = 750\text{м}$ и МсГРП с 6^{10} стадиями) минимально-рентабельный начальный дебит оценивается уже – в 55 т/сут (рисунок 7.7).

Таким образом, область значений начальных дебитов нефти, расположенная выше построенных зависимостей (рисунок 7.7) является зоной повышенной прибыли, на которую может рассчитывать недропользователь при вводе в эксплуатацию высокодебитных скважин, а ниже – зоной потенциальных убытков. Согласно данным главы 5 настоящей работы фактические средние по Приобскому месторождению начальные дебиты по всем горизонтальным скважинам с МсГРП составляют: по горизонту АС₁₀ – 88 т/сут, по горизонту АС₁₂ – 67 т/сут, что в целом позволяет рассчитывать на достижение положительных финансовых результатов от применения новой технологии.

На рисунке 7.8 представлена зависимость экономической эффективности бурения горизонтальных скважин с МсГРП от начального дебита в увязке с потенциальными удельными отборами нефти на скважину.

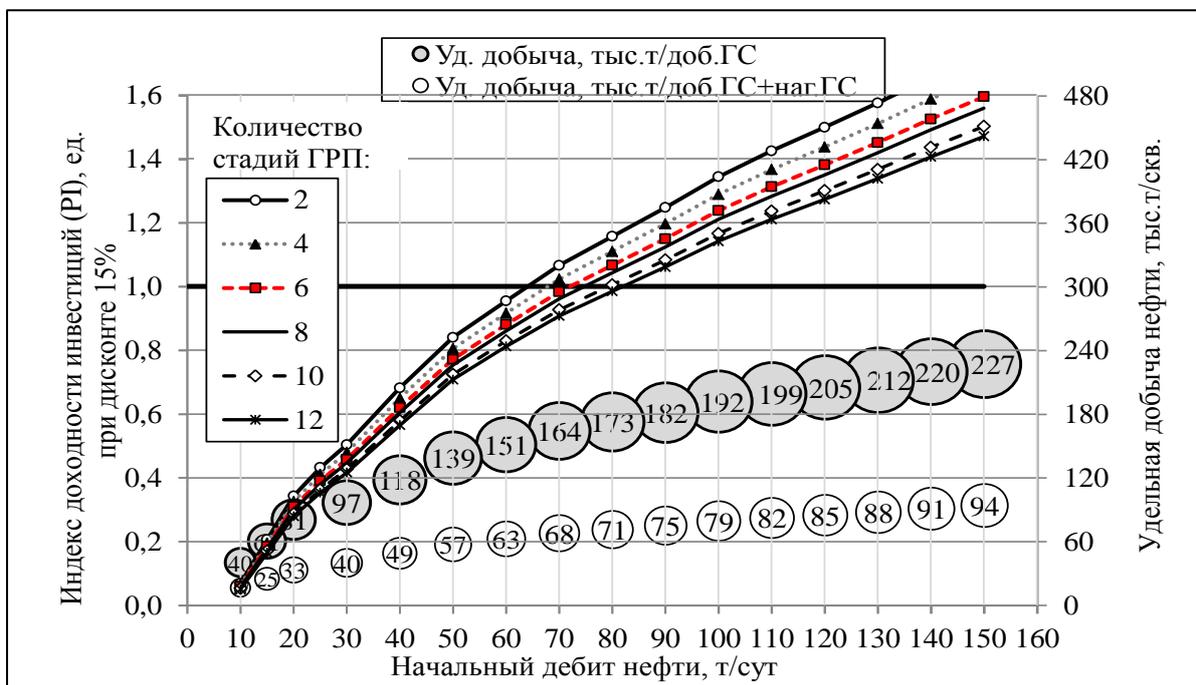


Рисунок 7.8. Зависимость ожидаемой по ГС с МсГРП экономической отдачи от вложенных инвестиций и удельной добычи нефти – от начального дебита

Например, при начальном дебите горизонтальной скважины по нефти – 70т/сут, ожидаемая накопленная добыча нефти за 30 лет по ней составит 164 тыс.т, что для случая с шестистадийным МсГРП обеспечит достижение дисконтированного (по ставке 15%) индекса доходности инвестиций, близкого к 1. При большем начальном дебите нефти – 100 т/сут накопленный удельный отбор нефти ожидается уже на уровне 192 тыс.т, а показатель PI (d=15%) – 1,25.

Наряду с предельно-рентабельными начальными дебитами нефти были оценены также и предельно-рентабельные удельные накопленные объемы добычи нефти на одну горизонтальную скважину за расчетный период – 30 лет. Используемая экономическая модель – многофакторна и полученные ре-

зультаты в иных технико-экономических условиях, могут отклониться в ту или иную сторону.

Тем не менее, в принятых условиях оценки для окупаемости всех затрат (с учетом $d=15\%$), включая инвестиции на строительство горизонтальных скважин с МсГРП (в т.ч. нагнетательных), элементов обустройства, эксплуатацию скважин и т.д. – каждая добывающая горизонтальная скважина с МсГРП должна отобрать около 160 тыс.т нефти (рисунок 7.9). В пересчете на одну общую скважину (добывающую+нагнетательную) это составит – 65тыс.т/скв. Удельные накопленные отборы нефти, попадающие в область – ниже полученных зависимостей, свидетельствуют о потенциальной убыточности бурения горизонтальных скважин с МсГРП.

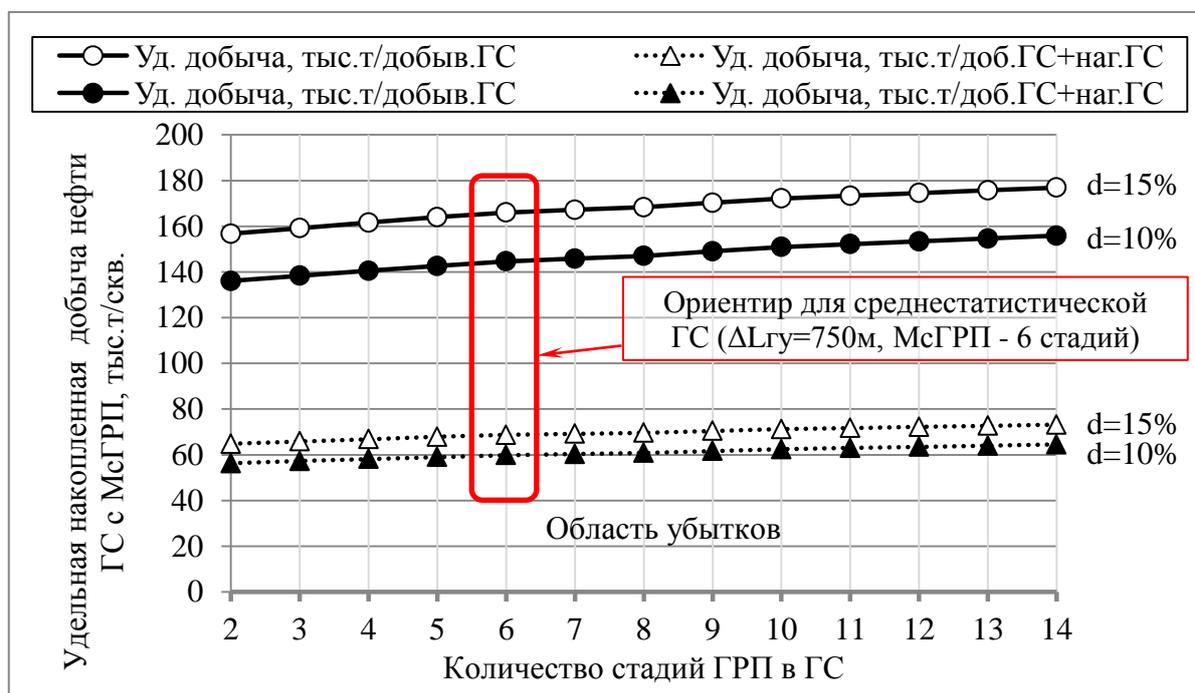


Рисунок 7.9. Зависимость удельных предельно-рентабельных отборов нефти (за 30 лет) от количества стадий МсГРП

На практике коммерческая эффективность разработки участков с плохими коллекторами при относительно небольших удельных отборах нефти может быть повышена, например, за счет перераспределения части капитальных вложений на создание элементов промысловой инфраструктуры между продуктивными пластами (в случаях их совместного залегания) или за счет проведения дополнительной интенсификации добычи, позволяющей компенсировать меньшие абсолютные накопленные объемы – более сжатыми сроками извлечения запасов нефти.

При проектировании разработки низкопроницаемых коллекторов и в процессе эксплуатации месторождения нередко приходится принимать управленческие решения, основанные на результатах сравнительного анализа. В условиях Приобского месторождения добывающие горизонтальные

скважины с МсГРП рассматриваются в качестве альтернативы технологии ННС с ГРП. Для того, чтобы оценить и проанализировать граничные параметры этих двух систем разработки, выполнен комплекс дополнительных технико-экономических расчетов.

В реализованной для этой цели экономической модели были учтены только те затраты, которые отражают специфику каждой из систем разработки (горизонтальное или наклонно-направленное бурение, объемы проходки, типы МсГРП или ГРП). Общие же для обеих сравниваемых систем затраты (на строительство и эксплуатацию нагнетательных скважин, строительство наземной инфраструктуры), принятые одинаковыми, – в расчетах не учитывались. Таким образом, модель предусматривает определение минимально приемлемых показателей: начального дебита нефти и удельной добычи нефти, достаточных для самоокупаемости скважин – ГС с МсГРП либо ННС с ГРП (рисунок 7.10).

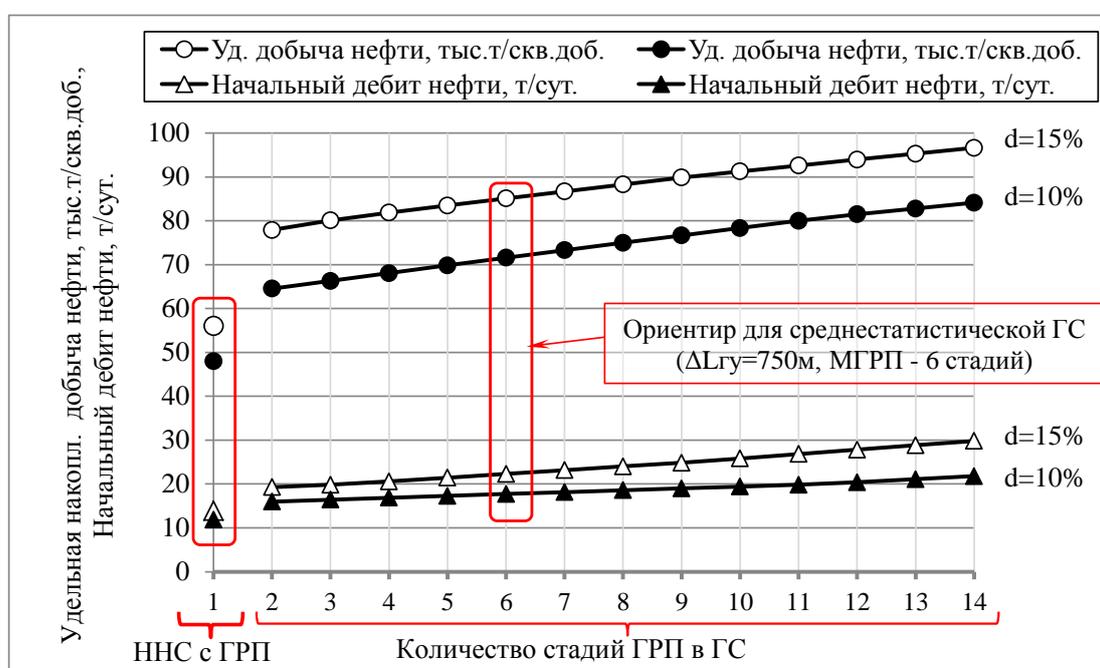


Рисунок 7.10. Предельно-рентабельные начальные дебиты нефти и удельные накопленные отборы нефти при разных ставках дисконтирования

Из представленных на рисунке 7.10 результатов видно, что:

а) для самоокупаемости добывающей горизонтальной скважины с МсГРП (при дисконте 15%) в зависимости от ее технологической "нагруженности" потребуется отобрать нефти – не менее 80-90 тыс.т/скв., тогда как для наклонно направленной скважины с гидроразрывом пласта (в аналогичных экономических условиях) – не менее 55 тыс.т/скв.

б) минимально предельный, экономически оправданный начальный дебит нефти ГС с МсГРП составляет 20-25 т/сут., а ННС с ГРП – 15 т/сут.

Выводы по главе 7

1. Разбуривание пластов с аномально низкими фильтрационными характеристиками (типа горизонта АС₁₂ Приобского месторождения) системами горизонтальных (с МсГРП) добывающих и нагнетательных скважин является наиболее конкурентноспособной (а во многих случаях, единственно экономически оправданной) альтернативой системам разработки, представленным наклонно-направленными скважинами с гидроразрывом пласта.

2. В условиях низкопроницаемых коллекторов (особенно в зонах малых толщин) бурение горизонтальных скважин без многостадийных гидроразрывов пласта – нецелесообразно, поскольку при сопоставимых с наклонно-направленными скважинами с гидроразрывом пласта показателях экономической эффективности такие системы проигрывают по величине конечной нефтеотдачи.

3. Оптимальное соотношение двух параметров: длины горизонтальных участков в горизонтальных скважинах и количества стадий МсГРП зависят от параметров трещин гидроразрывов пласта, которые, в свою очередь, зависят от объемов закачки проппанта. Большие по размерам трещины позволяют уменьшить количество стадий МсГРП в горизонтальных скважинах. При выполнении большеобъемных гидроразрывов пласта (расход проппанта – более 50 т/стадию, фактическая полудлина трещин 150-200м) оптимальное расстояние между фрак-портами гидроразрыва составляет 150м.

4. В равных геологических условиях (типичных для горизонта АС₁₂ Приобского месторождения) более предпочтительными технико-экономическими показателями характеризуются горизонтальные скважины с $\Delta L_{гг} - 750$ м и шестью стадиями большеобъемных МсГРП (либо 8^ю стадиями – среднеобъемных МсГРП).

5. Увеличивать количество стадий МсГРП в горизонтальных скважинах целесообразно лишь тогда, когда ожидаемый прирост удельной накопленной добычи нефти по этой скважине от каждой (дополнительной) стадии будет превышать – 2 тыс.т/стадию.

6. В современных экономических условиях (налоговое законодательство РФ – 2015г., мировая цена нефти – 60\$/бар, курс доллара – 60руб/\$, стоимость горизонтальной скважины – 90 млн.руб, стоимость одной стадии МсГРП – 4 млн.руб., ставка дисконтирования – 15%), для окупаемости капитальных вложений – непосредственно в "свое" строительство, за период эксплуатации каждая добывающая горизонтальная скважина (при двухстадийном МсГРП) должна отобрать не менее 75 тыс.т нефти. Каждая дополнительная стадия МсГРП прибавляет к этому значению еще примерно по 2 тыс.т нефти. Это на ¼ больше, чем по наклонно направленным скважинам с

гидроразрывом пласта, где минимально-приемлемая удельная накопленная добыча нефти в аналогичных условиях оценивается – в 55 тыс.т.

7. С учетом того, что объемы извлекаемой из залежи нефти должны окупить не только саму добывающую скважину, но и приходящиеся на нее доли нагнетательного фонда, а также наземной промысловой инфраструктуры, минимальная накопленная добыча за период эксплуатации горизонтальной скважины с МсГРП при дисконте 15% оценивается в 160 тыс.т.

8. Для того, чтобы добыча нефти на новом, требующем обустройства участке, разбуриваемом горизонтальными добывающими (с $\Delta L_{гг}$ – 750м и шестью стадиями гидроразрыва) и нагнетательными (с $\Delta L_{гг}$ – 500м и пятью стадиями гидроразрыва) скважинами (при их соотношении – $2/3$) за проектный период оказалась экономически эффективной, необходимо, чтобы начальный дебит нефти добывающих горизонтальных скважин составлял 70 т/сут (при дисконте 15%) или 55 т/сут (при дисконте 10%). Каждая новая стадия МсГРП добавляет к этому ориентиру дебита – 2 т/сут.

9. Минимальный предельно-рентабельный начальный дебит нефти горизонтальной скважины с МсГРП, достаточный лишь для окупаемости лишь "самой" добывающей скважины, оценивается в 20-25 т/сут, что на 34-67 % выше, чем по наклонно-направленной скважине с гидроразрывом пласта – 15 т/сут.

10. Фактические средние начальные дебиты по первым 15 горизонтальным скважинам с МсГРП, пробуренным по горизонту АС₁₀ Приобского месторождения, составляет 88т/сут, а по первым 17 горизонтальным скважинам с МсГРП по горизонту АС₁₂ – 67 т/сут. Учитывая эти показатели и, исходя из условий, заложенных в технико-экономической модели, каждая среднестатистическая горизонтальная скважина с МсГРП, пробуренная на объект АС₁₀ способна принести компании 40 млн.руб. чистого дисконтированного (по ставке 15%) дохода при среднегодовой норме рентабельности инвестиций (IRR) – 20%.

11. Оцениваемый экономический эффект от горизонтальных скважин с МсГРП, пробуренных на горизонт АС₁₂, близок к предельным значениям: NPV (при дисконте 15%) ожидается близким к нулевым значениям – при внутренней норме рентабельности 13-15% годовых. Тем не менее, на многопластовом Приобском месторождении конечные результаты от скважин объекта АС₁₂, с высокой долей вероятности, могут оказаться выше, например, за счет переноса части затрат на другой пласт, либо за счет снижения затрат в обустройство объектов общего назначения.

12. Учитывая, что проектными решениями и планами компании на Приобском месторождении предусмотрено бурение всего – 132 горизонтальных

скважин с МсГРП (в т.ч. добывающих – 78, нагнетательных – 54), можно ожидать, что совокупный дополнительный прирост NPV от этих мероприятий составит – 3,1млрд.руб., что внесёт значительный вклад в повышение общей экономической эффективности разработки.

13. В целом, динамика показателей эксплуатации скважин и накопленные результаты, достигнутые на Приобском месторождении за три года применения новой технологии горизонтальных скважин с многостадийными гидроразрывами пласта, позволяют охарактеризовать её как весьма перспективную для более широкого применения. Внедрение этой технологии способно улучшить как коммерческую (за счет ускорения отборов), так и бюджетную (за счет полноты извлечения запасов) эффективность разработки Приобского месторождения.

Заключение

Из проделанной работы можно сделать следующие выводы:

1) К настоящему времени в нефтедобывающей промышленности России возникла объективная необходимость существенного наращивания объёмов применения высокотехнологичных скважин нового типа, в т.ч. массового бурения горизонтальных скважин с проведением многостадийных гидроразрывов пласта. Это обусловлено увеличением доли трудноизвлекаемых запасов нефти в текущем балансе углеводородного сырья, а также в связи с наметившимся сокращением объёмов эксплуатационного бурения.

2) В работе выполнено научное обобщение опубликованных в открытой печати данных о результатах применения ведущими нефтяными компаниями новой технологии разработки низкопроницаемых пластов на нефтяных месторождениях Западной Сибири, предусматривающей бурение горизонтальных скважин с последующим проведением многостадийных гидроразрывов пласта (ГС+МСГРП).

3) Изучены фактические результаты применения многих десятков высокотехнологичных скважин в широком спектре природных геолого-физических условий на нефтяных месторождениях ООО «Газпромнефть-Хантос» в Тюменской области.

4) На основе обработки исходной информации по месторождениям ООО «Газпромнефть-Хантос» установлены геолого-физические критерии благоприятного применения технологии бурения горизонтальных скважин с многостадийными гидроразрывами пласта. К объектам, перспективным для внедрения технологии, относятся низкопроницаемые пласты, залежи нефти литологического типа, обладающие высокой расчлененностью и приемлемой нефтенасыщенностью. Указано, что объекты, приуроченные к низкопроницаемым коллекторам, представленные водонефтяными зонами, к проведению многостадийных гидроразрывов пласта в горизонтальных скважинах – не рекомендуются.

5) При обработке фактических данных установлено, что в сопоставимых геологических условиях начальные дебиты горизонтальных скважин с многостадийным гидроразрывом пласта в два раза выше, чем по наклонно-направленным скважинам (с большеобъёмными гидроразрывами) – за счет суммарно большего (в 3,5 раза) объёма закачки проппанта. По 17 горизонтальным скважинам с многостадийным гидроразрывом начальный дебит нефти составил 78 т/сут при обводненности 18 %, а по соседним 74 ННС (с большеобъёмными ГРП) – 39 т/сут при обводненности 15 %, соотношение указанных дебитов ГС и ННС составляет 2:1. Однако, в течение первого года эксплуатации горизонтальные скважины с многостадийным гидроразрывом

пласта теряют 63% от своего начального дебита нефти, в то время как наклонно-направленные скважины с гидроразрывом пласта теряют – 65% дебита. Удельная накопленная добыча нефти за 12 месяцев эксплуатации на одну горизонтальную скважину с многостадийным гидроразрывом пласта (16 тыс.т) вдвое превышает отбор по наклонно-направленным скважинам с гидроразрывом пласта (7,4 тыс.т).

6) Впервые получена обобщенная эмпирическая зависимость начальных дебитов жидкости горизонтальных скважин с многостадийным гидроразрывом пласта – от комплекса природных и технологических факторов (нефтенасыщенная толщина и проницаемость пласта, протяжённость горизонтального участка в скважине, относительная масса закачанного проппан-та), а также зависимость удельного дебита жидкости – от площади «эффективного сечения» разреза пласта вдоль горизонтальной части ствола скважины. Аналогичные эмпирические зависимости получены и для ННС с ГРП.

7) Сопоставлена эффективность проведения в горизонтальных скважинах «слепых» и многостадийных гидроразрывов пласта. На Приобском месторождении в сопоставленных условиях входные дебиты жидкости по 11^{ти} горизонтальным скважинам с многостадийным гидроразрывом (97 т/сут) – вдвое выше, чем после проведения «слепых» гидроразрывов пласта в трех горизонтальных скважинах (47 т/сут) при близкой (4-9%) начальной обводненности скважин.

8) Подтверждена ожидаемая высокая эффективность применения горизонтальных скважин с длиной горизонтального участка – 700-750 м в монолитных опесчаненных среднепроницаемых пластах типа ЮВ₁¹ Южно-Киньяминского нефтяного месторождения. Начальный дебит нефти по горизонтальным скважинам составил 83 т/сут при обводненности – 14%, а по ННС (без ГРП) – 52 т/сут при соотношении указанных дебитов – 1,7:1. По залежам с небольшими запасами применение горизонтальных скважин обеспечивает достижение высоких (7-10% в год) темпов отбора нефти от начальных извлекаемых запасов.

9) Предложено провести опытно-промышленные работы по испытанию технологии бурения горизонтальных скважин с проведением многостадийных гидроразрывов на аномальных объектах баженовского и абалакского комплексов, содержащих трудноизвлекаемые запасы нефти на Приобском, Пальяновском и Западно-Салымском месторождениях.

10) По результатам многовариантного секторного трехмерного фильтрационного моделирования для ультранизкопроницаемого пласта (типа АС₁₂ Приобского месторождения) в случае применения технологии бурения горизонтальных скважин с проведением многостадийных гидроразрывов пласта обоснованы:

- оптимальная длина горизонтального участка ствола скважины;
- оптимальное количество стадий в многозонных гидроразрывах пласта;
- приоритетное азимутальное направление проложения горизонтальной части ствола скважины относительно линии распространения максимального стресса напряжения пласта.

11) Для условий особо ультранизкопроницаемых коллекторов (K_{cp} – 3 мД) ряда нефтяных месторождений Западной Сибири впервые получены обобщённые зависимости для оценки величин остаточной нефтенасыщенности и коэффициента вытеснения нефти водой, необходимые для построения надёжных трехмерных фильтрационных моделей пластов.

12) Выполнена технико-экономическая оценка различных (ранее промоделированных) модификаций и типов горизонтальных скважин с многостадийными гидроразрывами пласта на Южной лицензионной территории Приобского месторождения, установлены наиболее перспективные варианты использования технологии. Чистый дисконтированный доход от применения многостадийных гидроразрывов пласта в утвержденных к бурению 132 горизонтальных скважинах оценивается в 3,1 млрд.руб.

13) Пробная добыча нефти на Южной лицензионной территории Приобского месторождения ведется с 1999г., промышленное бурение начато в 2002г. В последние семь лет объемы проходки на месторождении превышали 1 млн.м/год, достигнув максимума 1,287 млн.м в 2009 году. На Приобском месторождении пробурено 2962 скважины. Проектный фонд, насчитывающий 6727 скважин (в т.ч. добывающих – 3565, нагнетательных – 3162) реализован на 44%. Для бурения осталось 3765 скважин, расположенных в краевых зонах с меньшими толщинами продуктивных пластов. В действующем фонде предприятия числится 2896 скважин, в т.ч. 1865 добывающих и 1031 нагнетательная при их соотношении – 1,8/1. Накопленная на 01.01.2015 добыча нефти по Приобскому месторождению составляет 85,2 млн.т, жидкости – 127,2 млн.т, закачка воды – 176,2 млн.м³. За 2014 год добыто нефти – 2,018 млн.т, жидкости – 22,241 млн.т, закачано воды – 31,606 млн.м³. Средний дебит нефти составлял 18,9 т/сут, дебит жидкости – 34,9 т/сут, обводненность – 47%.

14) С целью совершенствования разработки Приобского месторождения ООО «Проектное Бюро «ТЭРМ» в 2011г было выполнено многовариантное гидродинамическое моделирование и намечены подходы к оптимальному размещению уплотняющих скважин. Бурение дополнительных нефтяных скважин на Центральном участке рекомендовалось осуществлять непосредственно на линиях добывающих рядов между скважинами основного фонда с доведением расстояния между скважинами в ряду – до 250 м, а плотности сетки скважин – до 14,4 га.

15) С середины 2012 года с целью поддержания уровней добычи нефти и увеличения КИН на Центральном участке ЮЛТ проводится уплотняющее бурение. На 01.11.2014 общий фонд по участку составлял 285 скважин, в т.ч. 191 добывающая (из них 100 – основного фонда, 91 – уплотняющая) и 94 нагнетательных. Уплотняющие скважины введены в эксплуатацию с неплохим средним дебитом нефти – 33 т/сут, дебитом жидкости – 47 т/сут. Входная обводненность по уплотняющему фонду изменялась от 7 до 67%, составляя в среднем 30%. Текущие показатели за октябрь 2014 года по уплотняющему фонду скважин следующие: дебит нефти – 17 т/сут, дебит жидкости – 32 т/сут, обводненность – 47%, накопленный отбор на одну скважину уплотняющего фонда – 8,3 тыс.т, накопленный ВНФ – 0,5 т/т.

16) Проведенный анализ разработки участка позволил установить геолого-промысловые критерии целесообразности бурения уплотняющих скважин в зонах, слабозатронутых разработкой, а именно: по нефтенасыщенной толщине – не менее 15-17 м, по проводимости ($k \cdot h$) – не менее 50-60 мД·м. Это обеспечит входной дебит по нефти не менее 20 т/сут.

17) Установлена опережающая обводненность находившихся в отработке скважин нагнетательных рядов. Это обусловлено более жесткими режимами эксплуатации для ускоренной их отработки и перевода под закачку. Однако, определяющее влияние на кратное опережение обводненности нагнетательных скважин (в отработке) оказала ориентация направления рядов вдоль линии стресса. Следовательно, размещение рядов эксплуатационных скважин, ориентированных параллельно линии стресса (т.е. вновь созданных трещин гидроразрывов пластов) в условиях объекта АС10-12 является наиболее предпочтительным.

18) В целом, в результате проведения детального анализа результатов работы уплотняющих скважин на Центральном участке Приобского месторождения установлена достаточная эффективность их бурения в зоне представительных нефтенасыщенных толщин, отмечено положительное влияние на уровни добычи нефти, темпы отбора запасов, характеристику обводнения и ожидаемую конечную нефтеотдачу.

Полученные в работе новые научные результаты, выданные авторами предложения и рекомендации реализованы на уникальном Приобском нефтяном месторождении (южная лицензионная территория), что обеспечило увеличение текущей добычи нефти и улучшение технико-экономических показателей его разработки.

Список сокращений

| | |
|--------------------|--|
| АУ НАЦРН – ХМАО | – Автономное учреждение Ханты-Мансийского автономного округа-Югра «Научно-аналитический центр рационального недропользования им.В.И.Шпильмана» |
| АКШ | – широкополосный акустический каротаж |
| АЦ | – аналитический центр |
| БВП | – безводный период |
| БЗС | – блочно-замкнутая система |
| БКС | – блочно-квадратная система |
| ВВП | – валовый внутренний продукт |
| ВИНК | – вертикально-интегрированная компания |
| ВНЗ | – водонефтяная зона |
| ВНК | – водонефтяной контакт |
| ВНФ | – водонефтяной фактор |
| ГИС | – геофизические исследования скважин |
| ГКЗ | – Государственная комиссия по запасам |
| ГНКТ | – гибкие насосно-компрессорные трубы |
| ГПП | – гидropескоструйная перфорация |
| ГРП | – гидравлический разрыв пласта |
| ГС | – горизонтальная скважина |
| ГТМ | – геолого-технологические мероприятия |
| ГУ | – горизонтальный участок |
| ИНЭИ | – Институт энергетических исследований |
| ЗБС | – зарезка бокового ствола |
| ЗБВС | – зарезка бокового вертикального ствола |
| ЗБГС | – зарезка бокового горизонтального ствола |
| ЗМТ | – зона малых толщин |
| ЗСД | – Западносибирский дивизион |
| ЗСНГС ЦКР | – Западно-Сибирская нефтегазовая секция ЦКР Роснедр по УВС |
| КИН | – коэффициент извлечения нефти |
| $K_{\text{прод}}$ | – коэффициент продуктивности |

Для ознакомления. Номера страниц не совпадают с официальной версией.

| | |
|-------|--|
| КРС | – капитальный ремонт скважин |
| Л.У. | – лицензионный участок |
| МзГРП | – многозонный гидроразрыв пласта |
| МЗС | – многозабойная скважина |
| МПР | – Министерство природных ресурсов и экологии |
| МсГРП | – многостадийный гидроразрыв пласта |
| МСС | – многоствольная скважина |
| МУН | – методы увеличения нефтеотдачи |
| МЭА | – Международное энергетическое агенство |
| НГЗ | – начальные геологические запасы |
| НГК | – нефтегазоносный комплекс |
| НГКМ | – нефтегазоконденсатное месторождение |
| НГП | – нефтегазоносная провинция |
| НИЗ | – начальные извлекаемые запасы |
| НК | – нефтяная компания |
| НКТ | – насосно-компрессорные трубы |
| ННК | – Независимая нефтегазовая компания |
| ННС | – наклонно-направленная скважина |
| НПЗ | – нефтеперерабатывающий завод |
| НПК | – низкопроницаемый коллектор |
| НПП | – научно-производственное предприятие |
| НПФ | – научно-производственная фирма |
| НРФ | – нераспределенный фонд недр |
| НТЦ | – научно-технический центр |
| ОАО | – открытое акционерное общество |
| ОКБ | – особое конструкторское бюро |
| ОНПК | – особо низкопроницаемые коллектора |
| ООО | – общество с ограниченной ответственностью |
| ОПЗ | – обработка призабойной зоны |
| ОПИ | – опытно-промышленные испытания |
| ОПР | – опытно-промышленные работы |

| | | |
|------|---|---------------------------------------|
| ОРЗ | – | одновременно-раздельная закачка |
| ОФП | – | относительная фазовая проницаемость |
| ПГИ | – | промыслово-геофизические исследования |
| ПГС | – | пологая горизонтальная скважина |
| ПЗ | – | подсчет запасов |
| ПЗП | – | призабойная зона пласта |
| ПЗС | – | призабойная зона скважины |
| ППД | – | поддержание пластового давления |
| ППП | – | промышленно-производственный персонал |
| ПСД | – | проектно-сметная документация |
| ПСС | – | плотность сетки скважин |
| РАН | – | Российская Академия Наук |
| РГС | – | разветвленно-горизонтальная скважина |
| РД | – | руководящий документ |
| РИР | – | ремонтно-изоляционные работы |
| РН | – | Роснефть |
| РФ | – | Российская Федерация |
| РФН | – | распределенный фонд недр |
| СКО | – | солянокислотная обработка |
| СЛТ | – | Северная лицензионная территория |
| ТИЗ | – | текущие извлекаемые запасы |
| ТНК | – | Тюменская нефтяная компания |
| ТрИЗ | – | трудноизвлекаемые запасы |
| ТЭК | – | топливно-энергетический комплекс |
| УВС | – | углеводородное сырье |
| УНПК | – | ультранизкопроницаемые коллектора |
| ФЗ | – | Федеральный закон |
| ФЕС | – | фильтрационно-емкостные свойства |
| ФНВ | – | фронт нагнетаемой воды |
| ФОЖ | – | форсированный отбор жидкости |
| ЦДО | – | целевое дочернее общество |

| | | |
|------|---|--|
| ЦДУ | – | Центральное диспетчерское управление |
| ЦКР | – | Центральная комиссия по разработке |
| ЧДД | – | чистый дисконтированный доход |
| ЧНЗ | – | чистонефтяная зона |
| ЭО | – | эксплуатационный объект |
| ЭЦН | – | электроцентробежный насос |
| ЮКМ | – | Южно-Киньяминское месторождение |
| ЮЛТ | – | Южная лицензионная территория |
| ЯМК | – | ядерный магнитный каротаж |
| ЯНАО | – | Ямало-Ненецкий автономный округ |
| BP | – | British Petroleum |
| BPS | – | BURST PORT SYSTEM |
| NPV | – | чистый дисконтированный доход |
| SPD | – | Salym Petroleum Development |
| TAML | – | Technology Advancement for Multilaterals |
| WERA | – | Well fraction |

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Асмандияров Р.Н. Оценка перспективности применения горизонтальных скважин с гидроразрывом пласта на Приразломном месторождении. / Е.В.Пономарев, А.Н.Никитин, И.И. Притула // Научно-технический вестник ОАО "НК Роснефть". – 2006. – С.48-53.
2. Бадер Аль-Матар Индивидуальный подход к проектированию гидроразрыва пласта / Маджди Аль-Мутава, Мухаммад Аслам и др. // Shlumberger, Нефтегазовое обозрение. 2008. Лето. С.4-19.
3. Балин В.П. Определение коэффициента вытеснения нефти водой с использованием метода стабилизации расчетных параметров (на примере пластов группы АВ₁₋₂ Нижневартовского района) / Н.А.Мохова // Нефтепромысловое дело, М.: ВНИИОЭНГ, 2014. №10. С.5-11.
4. Барков С.Л. Современные проблемы нефтедобычи с применением инновационных технологий / Е.Б.Грунис, А.Я.Хавкин // Вестник ЦКР Роснедра. 2012. №4. С.28-31.
5. Барышников А.В., Янин А.Н. Регулирование разработки Приобского месторождения с применением технологии одновременно-раздельной закачки воды. – Тюмень-Курган, Издательство «Зауралье», 2013. 344 с.
6. Бастриков С.Н. Строительство скважин с кустовых площадок на нефтяных месторождениях Западной Сибири. – Тюмень: "Вектор Бук", 2000. 256 с.
7. Батлер Р.М. Горизонтальные скважины для добычи нефти, газа и битумов – М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, НИЦ "Регулярная и хаотическая динамика". 2010. 536с.
8. Батурин Ю.Е. К вопросу обоснования КИН при подсчете запасов и проектировании разработки нефтегазовых месторождений // Вестник ЦКР Роснедра. 2011. №1. С.2-6.
9. Билинчук А.В. Комплексный подход к сопровождению бурения скважин в группе компаний «Газпром нефть» / А.Н.Говзич, А.Н.Ситников, Г.Д.Садецкий, В.В.Корябкин // Нефтяное хозяйство, 2014. №12. С.48-51.
10. Борисов Ю.П. Разработка нефтяных месторождений горизонтальными и многозабойными скважинами / В.П.Пилатовский, В.П.Табаков. – М.: Недра, 1964. – 154 с.
11. Борисов Ю.П. О притоке к горизонтальным и наклонным скважинам в изотропном пласте конечной мощности / В.П.Табаков // НТС по добыче нефти ВНИИнефть. – М.: Гостоптехиздат, 1962. – Вып.16. – С.34-39.
12. Бровчук А.В., Дияшев И.Р., Липлянин А.В., Грант Д., Усольцев Д., Бутула К.К. ГРП в горизонтальных скважинах с открытым стволом на месторождениях Западной Сибири //SPE 102417, 2006. С.1-19.
13. Варламов А.И. Состояние сырьевой базы углеводородов Российской Федерации и предложения по обеспечению минерально-сырьевой безопасности / А.П.Афанасенков, В.И.Пырьев, М.Б.Келлер, Б.А.Соловьев, М.И.Лоджевская, Р.М.Судо // Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала ХМАО-Югры. Материалы XV научно-практической конференции г.Ханты-Мансийск, 2012. С.7-28.
14. Варламов А.И. Перспективы наращивания минерально-сырьевой базы традиционных и трудноизвлекаемых углеводородов в России // Бурение и нефть, 2014. №1. С.18-22.
15. Вахитов Г.Г. и др. Освоение месторождений с помощью многозабойных гори-

- зонтально-разветвленных скважин: Исследования в области технологии и техники добычи нефти // Труды ВНИИнефть. – М., 1976. – Вып. 54. – С.3-14.
16. В «Варьеганнефтегазе» проводятся испытания с целью повышения нефтеотдачи пласта // «ТЕРРИТОРИЯ НЕФТЕГАЗ», 2013. №4. С. 10.
 17. В «Газпромнефть Оренбург» проведен первый многостадийный ГРП в карбонатных коллекторах //Energy от 28.09.2013.
 18. В «Славнефть-Мегионнефтегазе» освоили технологию многостадийного ГРП // Агентство нефтегазовой информации «Самотлор-экспресс», 2013. Январь.
 19. Веремко Н.А. Опыт применения многозонных ГРП в горизонтальных скважинах / В.В.Шкандратов, В.И.Шаламова, Л.Д.Рачева и др. // Вестник ЦКР Роснедра, 2012. №4. С.9-14.
 20. Виленский П.Л., Лившиц В.Н., Смоляк С.А. Оценка эффективности инвестиционных проектов: Теория и практика: Учебное пособие. – М.: Дело, 2004. 888 с.
 21. Владимиров И.В. Профиль притока к пологонаправленной добывающей скважине с ГРП / В.Ш.Шаисламов, Е.В.Пицюра, В.А.Лепихин, Д.А.Кравец // Нефтепромысловое дело, М.: ВНИИОЭНГ, 2011. №1. С.4-6.
 22. Во глубине Сибирских руд // Газета «Нефтяник Западной Сибири» – 2012, №05 от 03 февраля. С.5.
 23. Выступление Президента ОАО «НК «Роснефть» И.И.Сечина на конференции “CERA Week” (г.Хьюстон, Техас, 6 марта 2013г.) // «Вестник ЦКР Роснедра». – 2013. – № 3. – С. 2-8.
 24. Вышенская М.И. Определение плотности сетки при разработке месторождения горизонтальными скважинами // Бурение и нефть, 2013. №9. С.26-30.
 25. Газета «Нефтяник Западной Сибири», 20.10.2014. №41. С.2.
 26. «Газпром нефть» и «Schlumberger» расширяют технологическое сотрудничество для разработки запасов сланцевой нефти // Нефтяное хозяйство, 2014. №2. С.72.
 27. «Газпром нефть» планирует добывать «трудную» нефть на ямальских месторождениях // «ТЕРРИТОРИЯ НЕФТЕГАЗ». – 2013. – № 8. – С. 8.
 28. «Газпром нефть» исследовала запасы сланцевой нефти Красноленинского месторождения // «ТЕРРИТОРИЯ НЕФТЕГАЗ», 2013. №4. С. 10.
 29. «Газпромнефть-Хантос» в 2013 году пробурит более 20 горизонтальных скважин с применением многостадийного ГРП //Новости – Отрасли ТЭК. 2013.
 30. «Газпром нефть» провела 10-стадийный ГРП на горизонтальной скважине //Газпром нефть. Тарко-Сале. 18 сентября 2013 г. OilCapital.ru.
 31. Галеев Р.Р. Выбор оптимальной системы разработки низкопроницаемых пластов с применением горизонтальных скважин с множественными трещинами гидроразрыва / А.М.Зорин, А.В.Колонских и др. // Нефтяное хозяйство, 2013. №10. С.62-65.
 32. Гапонова Л.М., Карнаухов М.Л. Оптимизация системы разработки Сугмутского месторождения с использованием горизонтальных скважин // SPE 104357. – С.1-5.
 33. Гарипов В.З. Состояние разработки нефтяных месторождений и прогноз нефтедобычи на период до 2015 года // Нефтяное хозяйство. 2000. №7. С. 11-15.
 34. Гилаев Г.Г. Применение горизонтальных скважин с множественными трещинами ГРП для разработки низкопроницаемых пластов на примере опытного участка Приобского месторождения / И.С.Афанасьев, А.В.Тимонов, И.В.Судеев и др. // Научно-технический вестник ОАО «НК Роснефть», 2012. Март-апрель (выпуск 27). С.22-26.

35. Гилаев Г.Г. Внедрение технологии многостадийного гидроразрыва пласта на горизонтальных скважинах для разработки трудноизвлекаемых запасов низкопроницаемых неоднородных пластов / И.С.Афанасьев, А.В.Тимонов, Д.Р.Юлмухаметов и др. // Материалы 2-ой научно-практической конференции, посвященной памяти Н.Н.Лисовского: Состояние и дальнейшее развитие основных принципов разработки нефтяных месторождений. – М., ЦКР Роснедр по УВС 08-09.11.2011. С.26-32.
36. Главные задачи: Прирастать запасами, инновациями, социальными проектами // Газета «Нефтяник Западной Сибири» – 2012, №35 от 31 августа. С.3-4.
37. Говзич А.Н. Опыт проведения многостадийных ГРП в горизонтальных скважинах ОАО «Газпром нефть» / А.В.Билинчук, И.Г.Файзуллин // Нефтяное хозяйство, 2012. №12. С.59-61.
38. Горин В., Мариосов А. Многостадийные ГРП: перспективная технология для разработки трудноизвлекаемых запасов // Новатор, 2012. №6 (52). С.7-11.
39. Григорян А.М. Вскрытие пластов многозабойными и горизонтальными скважинами. – М: Недра, 1969. – 200 с.
40. Григорьев М.Н. Пространственная структура трудноизвлекаемых запасов нефти России // Труды ВНИИнефть "Проблемы разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти". М.: 2011. Вып.144. С.19-43.
41. Григулецкий В.Г., Коротков С.В. Основные аспекты разработки трудноизвлекаемых запасов нефти комбинированными системами горизонтальных и вертикальных скважин // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. – М.: ВНИИОЭНГ, 1997. №10. С.39-46.
42. Демаркос А.С. Горизонтальные скважины с множественными поперечными гидроразрывами: История успеха. / М.Ж.Е.Консалтанс, М.М.Порку и др. // SPE 102263. С.1-10.
43. Джоши С.Д. Основы технологии горизонтальной скважины /Пер.с англ. и ред.: В.Ф.Будников, Е.Ю.Проселков, Ю.М.Проселков. – Краснодар: «Советская Кубань», 2003. – 424 с.
44. Донской С.Е. О результатах воспроизводства запасов полезных ископаемых в России // Недропользование XXI век. 2014. Июнь. С.7-13.
45. Евченко В.С., Захарченко Н.П., Каган Я.М. и др. Разработка нефтяных месторождений наклонно-направленными скважинами. – М.: "Недра", 1986. 278 с.
46. Ерохин В.П. Строительство скважин в ОАО «Сургутнефтегаз» за 1997-2001гг. / Н.Л.Щавелев, В.А.Пустозеров, В.И.Рассадников и др. // Нефтяное хозяйство, 2002. №8. С.67-73.
47. Забродин П.И. Влияние начальной водонасыщенности продуктивных отложений на эффективность вытеснения нефти водой / А.С.Касов, А.Г.Ковалев // Нефтяное хозяйство, 1985. №1. С.29-31.
48. Заграничный С.А. Технологии освоения скважин. Проведение многостадийного ГРП по технологии BPS* (BURST PORT SYSTEM) // Время Колтюбинга, 2013. №1 (Март). С.68-71.
49. Задорожный Е.В. Выбор оптимальной технологии проводки ствола горизонтальной скважины пласта АВ₁¹⁻² Самотлорского месторождения / С.Х.Абдульмянов, Р.А.Гнилицкий, М.С.Антонов // Нефтепромысловое дело, М.: ВНИИОЭНГ, 2012. №11. С.50-53.
50. Задорожный Е.В. Расчет эффективности размещения фонда добывающих горизонтальных скважин с многоступенчатым гидроразрывом пласта в условиях латеральной анизотропии / М.А.Виноходов, С.Д.Глебов, М.С.Антонов // Нефте-

- промысловое дело, М.: ВНИИОЭНГ, 2013. №2. С.22-26.
51. Закиров С.Н. Анализ проблемы "Плотность сетки скважин – нефтеотдача". – М.: Издат.Дом "Грааль", 2002. – 314 с.
 52. Закиров С.Н. О прогнозных и фактических дебитах горизонтальных скважин / Д.К.Шайхутдинов // Нефтяное хозяйство. – 2015. – №1. – С.52-55.
 53. Зиллур Рахим. Многоступенчатый ГРП: ожидания и реальность / Хамуд Аль-Анази, Аднан Аль-Канаан и др. // Oil & Gas Journal Russia. 2012. Июнь-июль. С.64-70.
 54. Зимин А. Как реанимируют нефтяные скважины // Тюменские известия, 2013. №17.
 55. Зозуля Г.П. Опыт применения гидравлического разрыва пласта в горизонтальных скважинах / А.В.Кустышев, А.Н.Коротченко, И.С.Матиешин, А.А.Гильдерман // Сборник научных трудов ИНиГ и материалов Межрегиональной научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых нефтегазового направления, посвященной 50-летию ТюмГНГУ «Современные технологии для ТЭК Западной Сибири». – Тюмень, 2007. С.208-212.
 56. Золотухин А.А., Гапонова Л.М., Бакиев С.Н. Применение горизонтальных скважин для ограничения водопритока в условиях недонасыщенного, расчлененного коллектора Зимнего месторождения //Материалы XVII научно-практической конференции «Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала ХМАО-Югры». Ханты-Мансийск, - 2014., С. 50-53.
 57. Игнатъев А.Э. Многостадийное ГРП в горизонтальных скважинах как метод эффективной разработки газоконденсатных месторождений Арктики / И.Р.Мукминов, Е.А.Викулова, Р.В.Переляев и др. //SPE 149925, 2011. С.1-13.
 58. Идиятуллина З.С. Повышение эффективности разработки низкопроницаемых коллекторов с применением гидроразрыва в скважинах с горизонтальным окончанием / А.И.Арзамасцев, Е.Н.Музоваткина // Нефтяное хозяйство. – 2014. – №1. – С.78-82.
 59. Использование многостадийного ГРП в ЛУКОЙЛе //Бурение и нефть: Пресс-салат от 05.12.2012.
 60. Калинин В. В поисках нефтяного горизонта // Нефтяное хозяйство, 2013. №10. С. 85.
 61. Калинин А.Г., Кульчицкий Естественное и искусственное искривление скважин: Учебное пособие для вузов. – Москва-Ижевск: НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика»; Институт компьютерных исследований, 2006. – 640 с.
 62. Карнаух М. Энергетическая опасность для России // Тематическое приложение к газете «Коммерсантъ». 2013. №103. С.16.
 63. Карпов В.П. Технологические аспекты бурения наклонно-горизонтальных скважин в странах СНГ и за рубежом / Оболенцев Н.В., Лаврова Т.А., Богданов В.С. – Москва. 1994. – 71 с.
 64. Кибирева А.С. Опыт применения ГРП на горизонтальных скважинах месторождений ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь» / Э.Ф.Цыганова, И.А.Виноградова // Материалы XIII научно-практической конференции "Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала ХМАО-Югры". Ханты-Мансийск. 2010. – С.438-446.
 65. Конибир Ч.Э.Б. Палеогеоморфология нефтегазоносных песчаных тел. - М.: Недра. 1979. - 255 с.
 66. Контарев Р. Мероприятия по повышению нефтеотдачи в скважинах с протяженным горизонтальным участком. Доклад на 2-ой международной практиче-

- ской конференции «Ремонт скважин и повышение нефтеотдачи», 20-21 апреля 2005г., г.Москва
67. Корнильцев Ю.А. Гидродинамический анализ разработки залежей нефти горизонтальными скважинами – Казань: Изд. «Плутон», 2002 – 230 с.
 68. Коротченко А.Н. Селективный гидравлический разрыв пласта в горизонтальных скважинах / Д.А.Кряквин, А.П.Черепанов, Д.А.Кустышев и др. // Известия ВУЗов «Нефть и газ», 2009. №5. С.75-78.
 69. Косентино Л. Системные подходы к изучению пластов. - Ижевск: НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2007. - 400 с.
 70. Кудряшов С.И. Гидроразрыв пласта как способ разработки низкопроницаемых коллекторов / С.И.Бачин, И.С.Афанасьев, А.Р.Латыпов и др. // Нефтяное хозяйство, 2006. №7. С.80-83.
 71. Курамшин Р.М. Обобщение опыта разработки горизонтальными скважинами залежей нефти месторождений Западной Сибири / Я.В.Роженас, Л.А.Величкова // Нефтепромысловое дело, М.: ВНИИОЭНГ, 2002. №2. С.19-27.
 72. Куренков О.В. Выбор геометрии рационального размещения горизонтальных скважин в пласте / Экспресс информация – Зарубежный опыт. Серия: Нефтепромысловое дело. – М., ВНИИОЭНГ, 1994. Вып.7. С.1-11.
 73. Латыпов А.Р. Испытание технологий гидравлического разрыва пласта в горизонтальных скважинах ООО «РН-Пурнефтегаз» / А.М.Хайдаров, И.И.Вафин, А.В.Кузнецов // Нефтяное хозяйство, 2009. №5. С.58-61.
 74. Лесь И.В. О проведении «струйного» гидроразрыва пласта // Бурение и нефть. 2010. №2. С.32-36.
 75. Лидер М.Р. Седиментология. Процессы и продукты. - М.: Мир, 1986. - 439 с.
 76. Лисовский Н.Н. Состояние разработки нефтяных месторождений России и задачи по дальнейшему ее совершенствованию // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. М., ВНИИОЭНГ, №6. 1996. С. 33-37.
 77. Литвин В.В. Исследование условий эффективного применения технологий ГРП на горизонтальных стволах скважин для многопластовых систем коллекторов / С.Х.Абдульмянов, И.В.Владимиров, Н.И.Хисамутдинов // Нефтепромысловое дело. – М. ВНИИОЭНГ, 2010. №11. С.28-33.
 78. Литвин В.В. Поиск оптимальной схемы проведения 3-стадийного гидроразрыва пласта в горизонтальной скважине / И.А.Магзянов, М.С.Антонов, А.Н.Астахова // Нефтепромысловое дело. – М. ВНИИОЭНГ, 2012. №11. С.53-54.
 79. Леви Б.И. Применение горизонтальных скважин на месторождениях ПО Краснотуркменнефтегаз / Г.Н.Темнов, В.С.Евченко, В.М.Санкин // Обзорная информация. Серия "Нефтепромысловое дело". М.: ВНИИОЭНГ. 1993. – 69 с.
 80. Лутфуллин А.А. Основные методы увеличения охвата пластов воздействием в России // Бурение и нефть, 2009. №1. С.6-9.
 81. Лолон Е.П. и др. Бурение с целью уплотнения сетки скважин и многоэтапный гидроразрыв // Нефтегазовые технологии. 2010. № 9. С. 40-43.
 82. Лысенко В.Д., Грайфер В.И. Разработка малопродуктивных нефтяных месторождений. – М.: ООО "Недра-Бизнесцентр", 2001. – 562с.
 83. Мазур Г.В. Техничко-экономическое обоснование строительства многоствольных скважин в регионах деятельности ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибири» / А.О.Кузьмичева, А.В.Щербаков // Бурение и нефть, 2012. №8. С.45-48.
 84. Макиенко В.В. Гидроразрыв в западносибирском формате / А.С.Валиуллин, И.А.Самойлова // Нефтесервис – 2012, №4.

85. Мальцев В.В. Опыт применения специальных ГИС на месторождениях ООО «РН-Юганскнефтегаз» для задач оптимизации ГРП / А.Н.Никитин, Д.М.Кардымон и др. // «ТЕРРИТОРИЯ НЕФТЕГАЗ», 2010. №11. С.52-56.
86. Материалы по разработке Дорожного и Толумского лицензионных участков // Сибниинп. Тюмень, 2003. 85с.
87. «Мегионнефтегаз» делает ставку на метод многостадийного гидроразрыва // «ТЕРРИТОРИЯ НЕФТЕГАЗ», 2013. №8. С. 6.
88. Мельников К. Сырьевой документ // Тематическое приложение к газете «Коммерсантъ». 2014. №11. С.15.
89. Меркулов В.П. Фильтрация к горизонтальной скважине конечной длины в пласте конечной толщины // Известия ВУЗов. 1958. №3. С.79-88.
90. Меркулов В.П. О дебите наклонных и горизонтальных скважин // Нефтяное хозяйство. – 1958. – №6. – С.51-56.
91. Меркулов В.П. Определение дебита и эффективности наклонных скважин / М.Л.Сургучёв // Нефтяное хозяйство. – 1960. №2. С.35-41.
92. Многостадийный ГРП // Время Колтюбинга, 2012. №2 (Июнь). С.62-63.
93. Могучая тройка: максимальный эффект на российских месторождениях дает гидроразрыв пласта, горизонтальное бурение и ЗБС // Нефтесервис. Зима, 2009. С.38-40.
94. Мулявин С.Ф. Научно-методическое обоснование проектирования разработки малых залежей нефти и газа / А.Н.Лапердин, А.В.Бяков, Н.И.Зуева и др. // Санкт-Петербург: ООО Издательство «Недра», 2012. 300 с.
95. Муляк В.В. Повышение эффективности вовлечения в разработку трудноизвлекаемых запасов с применением многозонных гидроразрывов пласта в горизонтальных скважинах / М.В.Чертенков, А.А.Шамсуаров, А.А.Потрясов и др. // Нефтяное хозяйство, 2011. №11. С.48-51.
96. Мукминов И.Р. Производительность однорядных схем разработки пласта системами горизонтальных скважин // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. – М., ВНИИОЭНГ, 1999. - №3. – С.30-32.
97. Мукминов И.Р. Моделирование разработки нефтегазовых месторождений горизонтальными скважинами: автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук. – Уфа, 2004. – 49 с.
98. Мукминов И.Р. Определение оптимальной длины горизонтальной скважины // Нефтяное хозяйство, 2006. №9. С.28-30.
99. Муромцев В.С. Электрометрическая геология песчаных тел – литологических ловушек нефти и газа. - Д.: Недра, 1984, - 259 с.
100. Нагорняк Ю. Многостадийный ГРП при помощи технологии гибкой трубы // Время Колтюбинга, 2012. №3 (Сентябрь). С.92-97.
101. Наймушин Д.Г. Выбор вариантов разработки пластов с трудноизвлекаемыми запасами углеводородов на примере Майского месторождения / А.А.Попов // Известия Томского политехнического университета, 2011. Т.318. №1. С.109-115.
102. Недропользование в ХМАО-Югре в 2013 году // ИздНаукаСервис, Екатеринбург, 2014. С.131-151.
103. Никитин Б.А. Стационарный приток нефти к одиночной горизонтальной скважине в изотропном пласте / Григулецкий В.Г. // Нефтяное хозяйство, 1992. №8. С.9-10.
104. Никитин Б.А. Стационарный приток нефти к горизонтальной скважине в изотропном пласте / Григулецкий В.Г. // Нефтяное хозяйство, 1992. №10. С.10-11.

105. Новый способ прогнозирования эффективности бурения горизонтальных скважин // Нефтяное хозяйство. – 1995. – №4. – С.68.
106. Оганов С.А., Оганов Г.С. Технология бурения наклонно-направленных скважин с большим отклонением забоя от вертикали. – М.: «ВНИИОЭНГ», 2008. – 220 с.
107. Особенности добычи нефти и газа из горизонтальных скважин: учебное пособие / Г.П.Зозуля, А.В.Кустышев, И.С.Матиешин и др. – М.: Издательский центр «Академия», 2009. 176 с.
108. ОСТ 39-195-86 Нефть. Метод определения коэффициента вытеснения нефти водой в лабораторных условиях. – М.: Миннефтепром, 1986. 15 с.
109. Пилатовский В.П. Исследование некоторых задач фильтрации жидкости к горизонтальным скважинам, пластовым трещинам, дренирующим горизонтальный пласт // Труды ВНИИнефть. – 1961. – Вып.32. – С.29-57.
110. Пилюгин М.Е. Применение секторного геологического моделирования при проектировании и проводке горизонтальных скважин с последующим многосекционным гидроразрывом пласта / В.Н.Киперь, В.Э.Бадертдинов, А.Г.Нечаева и др. // Бурение и нефть, 2014. №4. С.30-35.
111. Пимонов В. Деда и отцы «сланцевой революции». Страницы истории ТЭК // ТЭК России. 2014. №2. С.46-48.
112. Питкевич В.Т. и др. Организация длительного хранения, хранение и дополнительные исследования керна по скважинам ОАО «Юганскнефтегаз». // Отчет Сибниинп. Тюмень, 1997. 190с.
113. Повалихин А.С., Калинин А.Г., Бастриков С.Н. и др. Бурение наклонных, горизонтальных и многозабойных скважин. – М., Изд.ЦентрЛитНефтеГаз. – 2011. – 647 с.
114. Полубаринова-Кочина П.Я. О наклонных и горизонтальных скважинах конечной длины // Прикладная математика. 1956. Т.20, Вып.1. С.95-108.
115. Полукеев С.М. Стабилизация добычи нефти в Югре за счет трудноизвлекаемых запасов – миф или реальность? / А.В.Шпильман, Ю.А.Кузьмин, В.В.Коркунов, М.В.Новиков, С.Г.Кузьменков // Недропользование XXI век. 2013. Октябрь. С.12-19.
116. Потрясов А.А. Разобщение интервалов волоконно-армированными пропантными пробками при многостадийном ГРП с использованием гидропескоструйной перфорации на ГНКТ в боковых горизонтальных стволах / В.Н.Ковалев, К.В.Бурдин, М.В.Опарин и др. // Время Колтубинга, 2013. №1 (Март). С.20-33.
117. Проблемы и опыт разработки трудноизвлекаемых запасов нефтегазоконденсатных месторождений: Сборник научных трудов / Национальный минерально-сырьевой университет «Горный» (Всероссийская научно-техническая конференция. 31 октября – 2 ноября 2012г.). – СПб. 2013. 180 с.
118. Райлян М. Многозонный гидроразрыв – самый эффективный // Газета «Нефтяник Западной Сибири» – №40 от 7 октября 2011г.
119. Рединг Х. т. 1,2 Обстановки осадконакопления и фации. - М.: Мир, 1990.-251 с.
120. Ровер К. Проектирование заканчивания горизонтальных скважин с гидроразрывом пласта методом ограниченного ввода / К.Гарсиз, Х.Крэбб // Нефтегазовые технологии. 2006. № 10. С. 22-28.
121. Романчев М.А. Микросейсмический мониторинг трещин многостадийного ГРП для оптимизации формируемой системы разработки месторождения / Д.Г.Черных, А.И.Кириллов, И.А.Зеленов и др. // Schlumberger Нефтегазовое обозрение, Осень 2012 – зима 2013.

122. Романчев М.А., Предварительные результаты комплексного решения задач разработки юрских отложений месторождения с трудноизвлекаемыми запасами нефти / Д.Г.Черных, А.И.Кириллов, И.А.Зеленов и др. // Нефтяное хозяйство, 2013. №10. С.66-69.
123. Самойлов М.В. Исследования эффективности проведения операций многостадийного гидроразрыва пласта в горизонтальной скважине в условиях пласта АВ₁¹⁻² Самотлорского месторождения / А.А.Чусовитин, М.С.Антонов, А.Н.Астахова // Нефтепромысловое дело. – М. ВНИИОЭНГ, 2012. №11. С.44-50.
124. Сандуца С.Г. Проблемы и решения гидравлического разрыва пласта в горизонтальных скважинах / Д.А.Кряквин, С.А.Виноградов, Д.А.Кустышев и др. // Известия ВУЗов «Нефть и газ», 2009. №5. С.80-83.
125. Саттаров М.М., Мусин М.Х., Полудень И.А. Системы разработки месторождений нефти и газа с помощью горизонтальных скважин. – М.: ВИНТИ Центр, 1991. – 140 с.
126. Синцов И.А. Оценка дебитов горизонтальных скважин / М.Ю.Климов, Л.М.Гапонова // Сборник научных трудов Международной научно-практической конференции, посвященной 40-летию кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений». ТюмГНГУ. Выпуск 3, Тюмень, 2008. С.383-388.
127. Солиман М.И. Оптимизация гидроразрыва пласта при заканчивании горизонтальных скважин / Ренгард Понгатц, Мартин Райленс, Дин Прэтер //SPE 102616, 2006. С.6-19.
128. Сонич В.П., Новые данные изучения полноты вытеснения нефти водой / С.Л.Барков, М.Ф.Печёркин, Г.А.Малышев // М.: ВНИИОЭНГ, 1997. 33 с.
129. Сонич В.П. Анализ эффективности и перспективы применения методов воздействия на пласты месторождений ОАО «Сургутнефтегаз» / Н.Я.Медведев, Ю.Е.Батурин и др. // Нефть и газ Евразия, 2002. №4. Июль-август.
130. Состояние и дальнейшее развитие основных принципов разработки нефтяных месторождений // Сборник избранных статей, посвященный 50-летию деятельности ЦКР по УВС.– отв.сост. Ю.Н.Яшин. – М.: НИИЦ «Недра-XXI», 2013. 512 с.
131. Сохошко С.К. К вопросу о поинтервальном гидравлическом разрыве пластов / И.В.Лесь, И.И.Клещенко // «ТЕРРИТОРИЯ НЕФТЕГАЗ», 2010. №12. С. 40.
132. Сохошко С.К. Продуктивность скважин при поинтервальном гидроразрыве нефтяных пластов / И.В.Лесь, И.И.Клещенко, А.К.Ягафаров и др. // Известия ВУЗов «Нефть и газ», 2012. №4. С.70-73.
133. Старицын М.Ф. Применение скважин с горизонтальным окончанием для повышения нефтеотдачи малопродуктивных месторождений // Сборник докладов Томского политехнического университета «Проблемы геологии и освоения недр». Секция 9. Разработка нефтяных и газовых месторождений. Томск, 2001. С.469-470.
134. Строительство горизонтальных скважин. Сборник докладов семинара-совещания в АО "Удмуртнефть" (г.Ижевск, 9-13 сентября 1996г.) // Москва. "СИДАНКО". 1997. 218 с.
135. Сулима С.А. Потокотклоняющие технологии – основной метод регулирования разработки высокозаводненных залежей / В.П.Сонич, В.А.Мишарин, В.М.Исаченко и др. // Нефтяное хозяйство, 2004. №2. С.44-50.
136. Сучков Б.М. Горизонтальные скважины. – М.-Ижевск: НИЦ «Регулярная и

- хаотическая динамика», 2006. 424 с.
137. Табаков В.П. Определение дебита и эффективности многозабойной скважины в слоистом пласте / Труды ВНИИнефть. – 1960. – Вып. 10. – С.47-50.
 138. Телков А.П., Грачёв С.И. Прикладные задачи разработки нефтегазоконденсатных месторождений и нефтегазодобычи – М.: Изд. ЦентрЛитНефтеГаз. – 2008. – 512 с.
 139. Техника и технология строительства боковых стволов в нефтяных и газовых скважинах: учебное пособие / В.М.Шенбергер, Г.П.Зозуля, М.Г.Гейхман и др. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2007. – 594 с.
 140. Тимонов А.В. Влияние неоднородности пласта на прогнозный коэффициент извлечения нефти на северном лицензионном участке Приобского месторождения / А.В. Сергейчев, И.Р. Ямалов, Т.Р. Мусабилов // Нефтяное хозяйство. 2012. №11. С.38-40.
 141. Трудные запасы // Тюменские известия, 20.02.2013
 142. Тэмминг Дэн Новые технологии повышают эффективность горизонтального многоступенчатого ГРП // TECHNOLOGY UPDATE, 2011. Апрель.
 143. Ушаков А.С. Анализ эффективности гидравлического разрыва пласта в горизонтальных скважинах месторождений Западной Сибири// Нефтегазовое дело, 2010. Вып.2 (Электронный журнал).
 144. Ушаков А.С. Обоснование показателей гидроразрыва пласта для горизонтальных скважин / А.В.Стрекалов, М.С.Королев // «ТЕРРИТОРИЯ НЕФТЕГАЗ», 2010. №5. С.64-66.
 145. Фатеев А. С видом на Арктику // «Тюменские известия» от 11.02.2015. С.4.
 146. Фаттахов М.М. Оптимизация профилей скважин с большой протяженностью горизонтального участка / М.М.Фаттахов, И.К.Ахметшин // «Бурение и нефть». – 2012. – № 8. – С. 42-44.
 147. Филимонов Л.И. Повышение нефтеотдачи пластов – настоятельная необходимость, а не дань моде // Нефтяное хозяйство. 1990. №9. С.3-8.
 148. Хакимзянов И.Н. Теория и практика разработки нефтяных месторождений скважинами с горизонтальным окончанием: автореферат диссертации на соискание ученой степени доктора технических наук. – Бугульма: ТатНИПИнефть, 2012. – 49 с.
 149. Халимов Э.М., Лисовский Н.Н. О классификации трудноизвлекаемых запасов // Вестник ЦКР Роснедра. 2005. №1. С.17-19.
 150. Хасанов М.М. Оценка рентабельных толщин при разработке нефтяных оторочек горизонтальными скважинами / О.С.Ушмаев, Д.А.Самоловов, В.В.Овчаров и др. // Нефтяное хозяйство. – 2012. – №12. – С.44-47.
 151. Хасанов М.М. Динамика добычи из скважин с гидроразрывом пласта в экономически оптимальных системах разработки / О.Ю.Мельчаева, А.Н.Ситников, А.П.Рощектаев // Нефтяное хозяйство. – 2013. – №12. – С.36-39.
 152. Хасанов М.М. Использование оптимизационных алгоритмов для выбора системы разработки месторождения горизонтальными скважинами / В.М.Бабин, О.Ю.Мельчаева, О.С.Ушмаев и др. // Нефтяное хозяйство, 2014. №12. С.52-55.
 153. Хасанов М.М. Стационарный дебит горизонтальных скважин в рядных системах разработки / О.Ю.Мельчаева, А.П.Рощектаев, О.С.Ушмаев // Нефтяное хозяйство. – 2015. – №1. – С.48-51.
 154. Хасанов М.М. Технологические вызовы нефтяной отрасли // Вестник ЦКР Роснедра. 2014. №4. С.36-40.
 155. Хафизов Ф.З. Проблемы освоения трудноизвлекаемых запасов // Недрополь-

- зование XXI век. 2014. Июнь. С.66-71.
156. Цыганова Э.Ф. Опыт применения ГРП на горизонтальных скважинах месторождений ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» / А.С.Кибирева, И.А.Виноградова // OilGas [НГН]. 2009. №5-6. С.58-64.
 157. Черевко М.А. Петрофациальное моделирование Приобского месторождения как основа детализации геологической модели и оптимизации мониторинга разработки / В.В.Каранов, Е.О.Беляков, А.С.Бочков и др. // "Нефтяное хозяйство", №12, 2012. с.18-22.
 158. Черевко М.А. Опыт применения горизонтальных добывающих скважин в монолитных пластах Южно-Киньяминского месторождения / К.Е.Янин, А.Н.Янин // "Бурение и нефть", №2, 2014, с.52-56.
 159. Черевко М.А. Оценка коэффициентов вытеснения нефти водой для особо низкопроницаемых пластов месторождений Западной Сибири / А.Н.Янин, К.М.Паровинчак // Известия ВУЗов. "Нефть и газ" Тюменский государственный нефтегазовый университет, 2014. №4. С.60-65.
 160. Черевко М.А. Оценка перспектив избирательного уплотнения сетки скважин на Южной лицензионной территории Приобского месторождения / А.Н.Янин, К.Е.Янин // "Бурение и нефть", 2014. №6. С.24-29.
 161. Черевко М.А. Ретроспективный анализ системного применения гидроразрыва пластов на Приобском месторождении / К.Е.Янин, А.Н.Янин // «ТЕРРИТОРИЯ НЕФТЕГАЗ», 2014. №9. С.60-65.
 162. Черевко М.А. Породы-коллекторы в разрезе баженовского горизонта Пальяновской площади Западной Сибири / К.В.Стрижнёв, В.В.Жуков, Ф.Р.Грабовская и др. // "Нефтяное хозяйство", 2014. №12. С.45-47.
 163. Черевко М.А. Первые результаты применения многостадийных гидроразрывов в горизонтальных скважинах Приобского месторождения / К.Е.Янин // "Нефтяное хозяйство", 2015. №2. С.74-77.
 164. Чертенков М.В. Совершенствование разработки юрских объектов Западной Сибири системой горизонтальных скважин с применением поинтервального ГРП / А.А.Потрясов, Н.А.Веремко, А.В.Стенькин // Сборник избранных статей, посвященных 50-летию деятельности ЦКР по УВС «Состояние и дальнейшее развитие основных принципов разработки нефтяных месторождений». – М., НИИЦ «Недра-XXI», 2013. С.269-272.
 165. Чертенков М.В., Веремко Н.А. Опыт применения горизонтальных скважин с многозонным ГРП для разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти в ОАО «ЛУКОЙЛ» // доклад на VIII Международном Технологическом Симпозиуме. – Москва, 2013.
 166. Шаманов С.А. Бурение и заканчивание горизонтальных скважин. – М.: Недра-Бизнесцентр, 2001. – 190 с.
 167. Шахов Д.С. Моделирование эффектов гидроразрыва пласта на полномасштабных моделях при помощи метода создания дополнительных соединений / М.Г.Ярышев // Бурение и нефть, 2014. №12. С.43-46.
 168. Шелепов В.В. Основные принципы научно-обоснованного проектирования разработки месторождений УВС как отражение основных принципов разработки // Вторая научно-практическая конференция «Состояние и дальнейшее развитие основных принципов разработки нефтяных месторождений», посвященная памяти Н.Н.Лисовского. М.: 8-9 ноября 2011.
 169. Шелепов В.В. О состоянии разработки месторождений УВС и мерах по совершенствованию проектирования // Недропользование XXI век. 2013. №4.

- С.56-65.
170. Шелепов В.В. О среднем проектном коэффициенте нефтеотдачи пластов / Д.Ю.Крянев, С.А.Жданов // Нефтяное хозяйство, 2012. №11. С.112-114.
 171. Шорохов А.Н. Особенности вовлечения в разработку трудноизвлекаемых запасов методом многозонного ГРП / М.А.Азаматов, А.А.Артамоно, А.В.Ившин // «Вестник ЦКР Роснедра». – 2013. – № 1. – С. 30-35.
 172. Шорохов А.Н. Основные особенности проведения многостадийного гидравлического разрыва пласта на горизонтальных скважинах / М.А.Азаматов, А.А.Артамонов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений, М., ВНИИОЭНГ. №5. 2013. С.46-51.
 173. Шпильман А.В. Актуальные задачи геологоразведочных работ в Югре в XXI веке // Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала ХМАО-Югры. Материалы XVII научно-практической конференции. Ханты-Мансийск, 2014. С.33-43.
 174. Шпуров И.В. Состояние воспроизводства запасов УВС в РФ и задачи новой классификации запасов // Недропользование XXI век. 2014. Август. С.59-67.
 175. Шпуров И.В. О проблеме освоения трудноизвлекаемых запасов нефти Западной Сибири / А.Е.Растрогин, В.Г.Браткова // Нефтяное хозяйство, 2014. №12. С.95-97.
 176. Шульев Ю.В. Внедрение новых технологий на текущих активах ОАО «Газпром нефть» / А.В.Билинчук, А.Н.Говзич // Нефтяное хозяйство, 2014. №12. С.10-13.
 177. Эдер Л.В. Современное состояние нефтяной промышленности России / И.В.Филимонова, В.Ю.Немов // Бурение и нефть, 2013. №5. С.8-13.
 178. Экономидес М. Унифицированный дизайн гидроразрыва пласта: от теории к практике. /М.Экономидес, Р.Олини, П.Валько. – М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2007. – 236 с.
 179. Эффективность ГТМ. ООО «Лукойл-Западная Сибирь» // Газета «Нефтяник Западной Сибири» – 2009, №31.
 180. Янин А.Н. Проблемы разработки нефтяных месторождений Западной Сибири. – Тюмень-Курган: "Зауралье", 2010. – 608 с.
 181. Янин А.Н. Ретроспективный обзор показателей разработки крупнейших месторождений Западной Сибири // Бурение и нефть, 2010. №7-8. С.58-61.
 182. Янин А.Н. Оценка влияния массового применения ОРЗ на нефтеотдачу многопластового низкопроницаемого объекта / А.В.Барышников, О.А.Кофанов, А.Я.Трухан // Бурение и нефть, 2011. №5. С.46-49.
 183. Янин А.Н. О взаимосвязи коэффициентов безводной и конечной нефтеотдачи пластов по промысловым данным // Бурение и нефть, 2011. №10. С.24-26.
 184. Янин А.Н. Техничко-экономическая эффективность одновременно-раздельной закачки воды на Южной лицензионной территории Приобского месторождения / К.Е.Янин, А.В.Барышников // Нефтяное хозяйство, 2011. №12. С.41-43.
 185. Янин А.Н. Предложения к проектированию одновременно-раздельной разработки многопластовых месторождений / В.А.Афанасьев, И.В.Захаров // Бурение и нефть, 2012. №5. С.43-46.
 186. Янин А.Н. О динамике добычи безводной нефти в процессе разработки месторождений Западной Сибири // Бурение и нефть. 2012. №11. С.10-14.
 187. Янин А.Н. О необходимости изучения неоднородности многопластовых объектов нефтяных месторождений геостатистическими методами // ТЕРРИТОРИЯ НЕФТЕГАЗ. 2013. №5. С.62-68.

188. Янин А.Н. Оценка коэффициента вытеснения нефти водой по обобщенным зависимостям (на примере пластов группы Ю₁ Нижневартовского свода) // Бурение и нефть. 2014. №7-8. С.28-32.
189. Яртиеv А.Ф. Применение горизонтальных скважин на нефтяных месторождениях Татарстана / Р.Т.Фазлыев, Л.М.Миронова. – М.: ОАО "ВНИИОЭНГ", 2008. – 156 с.
190. Babu D.K., Odeh A.S. Productivity of horizontal wells // SPE 18298. – 1989. – V.4. – N 4. – P.417-421.
191. Renard G., Dupuy J.M. Formation damage effects on horizontal-well flow efficiency // SPE 19414. – 1991. – V.43. – N 7. – P.767-869.
192. Joshi S.D. Augmentation of well productivity with slant and horizontal wells // SPE 15375. – 1988. – V.40. – N 6. – P.729-739.
193. Soliman M., Rose B., El Rabaa W., Hunt J. L. Planning hydraulically fractured horizontal completions//World Oil. — 1989, IX. — Vol. 209, N 3. P. 54-58.
194. Suprunowicz R., Butler R.M. The productivity and optimum pattern shape for horizontal wells arranged in staggered rectangular arrays // Journal of Canadian petroleum technology. – 1992. – V.31. – N 6. – P.41-46.



ЧЕРЕВКО МИХАИЛ АЛЕКСАНДРОВИЧ

Главный геолог – Заместитель Генерального Директора ООО «Газпромнефть-Хантос»

ОБРАЗОВАНИЕ

2006 год – Томский политехнический университет, Институт геологии и нефтегазового дела – специальность инженер по бурению нефтяных и газовых скважин.

2006 год – Международный университет Heriot-Watt University (Шотландия) – магистр нефтегазового дела (нефтяной инжиниринг).

Стаж работы в нефтяной отрасли – 9 лет, все – в предприятиях компании «Газпром нефть».

М.А.Черевко – соавтор 7 научных статей, опубликованных в научно-технической печати; соискатель ученой степени (к.т.н.) – при Тюменском государственном нефтегазовом университете.

КАРЬЕРНЫЙ ПУТЬ В ОАО «ГАЗПРОМ НЕФТЬ»

В 2006 году М.А.Черевко начал работу в ТПДН «Муравленковскнефть» ОАО «Сибнефть-Ноябрьскнефтегаз» (далее переименовано в ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз») в Цехе добычи нефти №1 Суторминского месторождения.

Последовательно занимал должности: специалист отдела разработки, ведущий инженер группы подбора скважин ГТМ, заместитель начальника геологического отдела.

В 2009 году назначен Начальником Управления геологии – Заместителем Главного геолога Филиала «Муравленковскнефть» ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз».

В 2012 году М.А.Черевко был назначен на должность Главного Геолога – Заместителя Генерального Директора Компании «Газпромнефть-Хантос», в которой он и работает – по настоящее время.

ЯНИН АНАТОЛИЙ НИКОЛАЕВИЧ



Генеральный директор ООО «Проектное бюро «ТЭРМ»

В 1973 году с отличием закончил Тюменский индустриальный институт по специальности "Технология и комплексная механизация разработки нефтяных и газовых месторождений". Поступил на работу в Гипротюменнефтегаз, в 1975 году переведен в СибНИИ НП.

1985г. – Директор департамента разработки месторождений Юганского района ОАО СибНИИ НП.

В 1973-1998гг. – Главный инженер проектов (ГИП) по разработке месторождений ОАО "Юганскнефтегаз".

С 1993 года – Директор ТОО (впоследствии – ООО) НИПФ "ТЭРМ" (г.Тюмень).

С 2008 года – Генеральный директор ООО " Проектное Бюро "ТЭРМ" (г.Тюмень).

Проектировал разработку месторождений крупных нефтяных компаний России: ОАО "Газпром нефть", ОАО НК "ЛУКОЙЛ", ОАО "Сургутнефтегаз", "ТНК-ВР", ОАО "Юганскнефтегаз", ОАО "РИТЭК", "Салым Петролеум Девелопмент Н.В.", ОАО "Славнефть-Мегионнефтегаз", ОАО "НГК "Славнефть", ОАО "НК "Русснефть", "Сургутгазпром", "Итера", ОАО "Томскнефть ВНК", ОАО "Тюменнефтегаз", ОАО "АНК "Башнефть", "ЛУКОЙЛ-Оверсиз", АО "Тургай-Петролеум", ЗАО "Независимая нефтегазовая компания" и других.

Участвовал в составлении более 300 проектных документов. По ним утверждено к бурению более 30 тысяч проектных скважин, из которых пробурено около 20 тысяч скважин с накопленной добычей нефти более 1,5 млрд.тонн.

В 1980 году с отличием закончил заочную аспирантуру ВНИИнефть по специальности "Разработка нефтяных месторождений". Автор 80 научных статей, соавтор ряда руководящих отраслевых документов, обзоров и публикаций.

- Автор монографии «Проблемы разработки нефтяных месторождений Западной Сибири», Тюмень-Курган, изд. Зауралье, 2010, 604 с.

- Соавтор монографии «Геология и разработка крупнейших и уникальных нефтяных и нефтегазовых месторождений России» (том 2). М., ВНИИОЭНГ, 1996, 349 с.

- Соавтор монографии «Регулирование разработки Приобского месторождения с применением технологии одновременно-раздельной закачки воды» /совместно с к.т.н. А.В.Барышниковым/, Тюмень-Курган, изд. Зауралье, 2013, 343 с.

- Соавтор СТП «Стандарт планирования добычи углеводородного сырья на месторождениях ООО «НОВАТЭК-ТАРКОСАЛЕНЕФТЕГАЗ», Тарко-Сале – Курган, изд. Зауралье, 2015, 223 с.

С 1994 г. – член ТО ЦКР по ХМАО-Югре, с 2011 г. – ЗСНГС ЦКР Роснедр по УВС.

В 2010г. – Лауреат Премии им.В.М.Муравленко.

В 2011г. – Инженер года Тюменской области.

Награжден медалью "За освоение недр и разработку нефтегазового комплекса Западной Сибири".

Почётный нефтяник Тюменской области.

Мастер спорта СССР по спортивному туризму. Удостоверение №265984, выдано 30 ноября 1991 года Госкомитетом СССР по физической культуре и спорту.

ЯНИН КИРИЛЛ ЕВГЕНЬЕВИЧ

**Заместитель генерального директора
ООО «Проектное бюро «ТЭРМ»
кандидат экономических наук**



В 2001 году окончил Тюменский государственный нефтегазовый университет по специальности «Экономика и управление на предприятиях топливно-энергетического комплекса» и аспирантуру.

Тема диссертации «Методическое обеспечение экономической оценки разработки нефтяных месторождений на стадиях проектирования».

В 2011 окончил Тюменский государственный нефтегазовый университет по специальности «Разработка нефтяных и газовых месторождений».

2001-2004 гг. – инженер лаборатории экономики разработки месторождений ООО «ТЭРМ» (впоследствии – ООО «Проектное Бюро «ТЭРМ»).

2004-2010 гг. – заведующий лабораторией экономики разработки месторождений ООО «Проектное Бюро Проектное Бюро «ТЭРМ».

2010-2012 гг. – заведующий отделом проектирования разработки месторождений ООО «Проектное Бюро «ТЭРМ».

2012-2015 гг. – заместитель генерального директора ООО «Проектное Бюро «ТЭРМ».

2005-2015 гг. – Доцент кафедры Менеджмента в отраслях ТЭК (Тюменский государственный нефтегазовый университет).

Участвовал в составлении нескольких десятков проектных документов на разработку нефтяных месторождений.

Автор (соавтор) более 15 научных статей, а также монографии «Экономическая оценка разработки нефтяных месторождений на стадиях проектирования».

М.А.Черевко, А.Н.Янин, К.Е.Янин

**Разработка нефтяных месторождений
Западной Сибири горизонтальными скважинами
с многостадийными гидроразрывами пласта**

**Технический редактор – Е.Купцевич
Компьютерный набор – Л.Цинн, Г.Басаргина
Компьютерная верстка – Т.Михайлова
Корректор – А.Янин**

**Подписано к печати 24.04.2015 г.
Формат 70x100/16. Объем 16,75 физ. п. л.
Печать офсетная. Тираж 275 экз. Заказ 450.**

**Отпечатано в ООО «Типография «Заураль»
640022, г.Курган, ул. К.Маркса, 106, тел./факс: +7 (3522) 655-509
E-mail: zpress@pkzaural.ru**