

**А.В.Барышников, А.Н.Янин**

**РЕГУЛИРОВАНИЕ РАЗРАБОТКИ  
ПРИБСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ  
С ПРИМЕНЕНИЕМ ТЕХНОЛОГИИ  
ОДНОВРЕМЕННО-РАЗДЕЛЬНОЙ  
ЗАКАЧКИ ВОДЫ**

**Тюмень  
2013**

УДК 622.276

ББК \_\_\_\_\_

Б \_\_\_\_\_

**Барышников А.В., Янин А.Н.** Регулирование разработки Приобского месторождения с применением технологии одновременно-раздельной закачки воды.

Тюмень–Курган, Издательство “Зауралье”, 2013 – \_\_\_\_\_ с.

ISBN \_\_\_\_\_

В монографии исследованы проблемы регулирования разработки многопластовых нефтяных месторождений с помощью технологий ОРЗ воды.

Выполнен исторический обзор публикаций по направлению применения одновременно-раздельной эксплуатации пластов.

Приведена характеристика геологического строения Приобского месторождения (ЮЛТ). Выполнен краткий анализ текущего состояния разработки. Исследована эффективность массового применения гидроразрывов в низкопроницаемых коллекторах.

Рассмотрены проблемы реализации технологий ОРЗ в нагнетательных скважинах. Определены критерии эффективного применения ОРЗ на многопластовых низкопродуктивных объектах. Приведены компоновки оборудования для ОРЗ воды.

Изложены результаты трехмерного моделирования разработки пластов ЮЛТ с применением совместно-раздельной закачки воды. Оценена технико-экономическая эффективность мероприятий по регулированию разработки объектов различными методами, в т.ч. с помощью оборудования для ОРЗ воды.

Приведены рекомендации по формированию системы долговременного стационарного мониторинга нефтедобычи в пределах ЮЛТ.

Рассмотрены перспективы избирательного бурения уплотняющих скважин в зонах наибольших толщин объекта АС<sub>10-12</sub> Приобского месторождения.

Книга адресована специалистам по технологии разработки нефтяных месторождений, интенсификации добычи нефти, применению современных способов эксплуатации многопластовых скважин, геологам-нефтяникам, производственникам, научным работникам, студентам и аспирантам нефтегазовых университетов.

Иллюстраций – 178, таблиц – 78, библиография – 214 названий

ISBN \_\_\_\_\_

Научный редактор – А.Н.Янин

Б \_\_\_\_\_

2013

без объявления

© А.В.Барышников  
А.Н.Янин, 2013

© Издательство “Зауралье”, 2013

### Список принятых сокращений

АГЗУ	–	автоматизированная групповая замерная установка
АСПО	–	асфальтеносмолопарафиновые отложения
БД	–	база данных
БВП	–	безводный период
ВН	–	винтовой насос
ВНЗ	–	водонефтяная зона
ВНК	–	водонефтяной контакт
ВНФ	–	водонефтяной фактор
ВПК	–	высокопроницаемый коллектор
ВПП	–	выравнивание профиля приемистости
ВСП	–	внутрискважинная сепарация
ГДИ	–	гидродинамические исследования
ГДМ	–	гидродинамическая модель
ГИС	–	геофизические исследования скважин
ГРП	–	гидравлический разрыв пласта
ГС	–	горизонтальная скважина
ГТМ	–	геолого-технологические мероприятия
ИД	–	индикаторная диаграмма
ЗБС	–	зарезка бокового ствола
ЗБГС	–	зарезка бокового горизонтального ствола
ЗМТ	–	зона малых толщин
ЗСП	–	Западно-Сибирская плита
ЗСТО ЦКР	–	Западно-Сибирское территориальное отделение ЦКР Роснедр по УВС
КВД	–	кривая восстановления давления
КВЧ	–	количество взвешенных частей
КИН	–	коэффициент извлечения нефти
КН	–	контур нефтеносности
КНС	–	кустовая насосная станция
КПД	–	кривая падения давления
КРС	–	капитальный ремонт скважин
МНП	–	Министерство нефтяной промышленности
МП	–	множитель продуктивности (проводимости)
МУН	–	методы увеличения нефтеотдачи
МЗС	–	многозабойная скважина
НГДУ	–	нефтегазодобывающее управление
НГДП	–	нефтегазодобывающая промышленность
НИЗ	–	начальные извлекаемые запасы
НИОКР	–	научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы
НКТ	–	насосно-компрессорные трубы
ННС	–	наклонно-направленная скважина
НПК	–	низкопроницаемый коллектор
НТО	–	научно-технический обзор
НТС	–	научно-технический сборник
ОИЗ	–	остаточные извлекаемые запасы

ОКБРЭ	–	особое конструкторское бюро по конструированию, исследованию и внедрению оборудования для раздельной эксплуатации скважин
ОПЗ	–	обработка призабойной зоны
ОПР	–	опытно-промышленная разработка
ОРД	–	одновремененно-раздельная добыча
ОРДиЗ	–	одновремененно-раздельная добыча и закачка (в одной скважине)
ОРЗ	–	одновремененно-раздельная закачка
ОРР	–	одновремененно-раздельная разработка
ОРРНЭО	–	оборудование для одновремененно-раздельной разработки нескольких эксплуатационных объектов
ОРЭ	–	одновремененно-раздельная эксплуатация
ОФП	–	относительная фазовая проницаемость
ПГИ	–	промыслово-геофизические исследования
ПДГТМ	–	постоянно действующая геолого-технологическая модель
ПЗ	–	подсчет запасов
ПЗП	–	призабойная зона пласта
ПЗС	–	призабойная зона скважины
ПОТ	–	потокоотклоняющие технологии
ППД	–	поддержание пластового давления
ПРС	–	подземный ремонт скважин
ПСС	–	плотность сетки скважин
РД	–	руководящий документ
РИР	–	ремонтно-изоляционные работы
СКО	–	солянокислотная обработка
СЛТ	–	северная лицензионная территория
СПК	–	среднепроницаемый коллектор
СПС	–	сшитые полимерные составы
СШН	–	скважинный штанговый насос
ТНТО	–	тематический научно-технический обзор
ТО ЦКР по ХМАО	–	Территориальное отделение ЦКР Роснедра по Ханты-Мансийскому автономному округу-Югра
ТрИЗ	–	трудноизвлекаемые запасы (нефти)
УВС	–	углеводородное сырье
ФЕС	–	фильтрационно-емкостные свойства
ФНВ	–	фронт нагнетаемой воды
ФОЖ	–	форсированный отбор жидкости
ЦКР	–	Центральная комиссия по разработке (месторождений УВС)
ЧНЗ	–	чистонефтяная зона
ШГНУ	–	штанговая глубиннонасосная установка
ЭВН	–	электровинтовой насос
ЭК	–	эксплуатационная колонна
ЭО	–	эксплуатационный объект
ЭЦН	–	электроцентробежный насос
ЮЛТ	–	южная лицензионная территория

## СОДЕРЖАНИЕ

<b>ВВЕДЕНИЕ</b> .....	8
<b>ГЛАВА 1. Обзор исследований, посвященных проблемам применения оборудования для одновременно-раздельной эксплуатации скважин на многопластовых месторождениях</b> .....	19
1.1. Результаты внедрения оборудования ОРЭ на нефтяных промыслах СССР в 1959-1972гг. ....	20
1.2. Опыт внедрения оборудования ОРЭ на нефтяных месторождениях Западной Сибири в начальный период (1966-1973гг.) их освоения .....	22
1.3. Исторический обзор некоторых источников, касающихся применения технологий одновременно-раздельной эксплуатации за рубежом .....	25
1.4. Результаты внедрения технологии и оборудования ОРЭ на месторождениях Республики Татарстан .....	28
1.5. Опыт внедрения одновременно-раздельной эксплуатации нескольких пластов в Республике Башкортостан .....	34
1.6. Развитие технологий одновременно-раздельной эксплуатации на многопластовых месторождениях Удмуртии .....	37
1.7. Применение оборудования для одновременно-раздельной эксплуатации на ряде месторождений Тюменской области в 2002-2011г. ....	38
1.8. Некоторые технические аспекты применения оборудования ОРЭ на многопластовых нефтяных месторождениях России .....	42
<b>Выводы по главе 1</b> .....	46
<b>ГЛАВА 2. Характеристика особенностей геологического строения Приобского месторождения</b> .....	48
2.1. Представления о геологическом строении Приобского месторождения (ЮЛТ) на стадии разведки / по состоянию на 01.01.2001 / .....	49
2.1.1 Краткая геолого-физическая характеристика продуктивных горизонтов на стадии разведки (по состоянию на 01.01.2001) .....	50
2.1.2 Характеристика запасов нефти на стадии разведки месторождения .....	54
2.1.3 Результаты испытания разведочных скважин ЮЛТ .....	58
2.1.4 Проектные документы на разработку Приобского месторождения (ЮЛТ), составленные на стадии разведки .....	67
2.2. Современные сведения о геологическом строении месторождения ...	74
2.3. Характеристика параметров геологического строения горизонтов АС <sub>10</sub> и АС <sub>12</sub> по данным геофизических исследований скважин .....	88
<b>Выводы по главе 2</b> .....	97
<b>ГЛАВА 3. Характеристика текущего состояния разработки Приобского месторождения</b> .....	101
3.1. Показатели разработки по месторождению в целом .....	102

3.2. Показатели разработки горизонта АС <sub>10</sub> .....	109
3.3. Показатели разработки горизонта АС <sub>12</sub> .....	114
3.4. Изучение зависимости дебита нефти новых скважин от нефтенасыщенной толщины объекта АС <sub>10-12</sub> .....	120
3.5. Энергетическое состояние залежей нефти .....	123
3.6. Результаты интенсификации и добычи нефти путем проведения массовых гидроразрывов пласта в сочетании с высокой депрессией .....	124
3.6.1 История применения ГРП на Приобском месторождении .....	124
3.6.2 Анализ массы проппанта, закачанного в скважины ЮЛТ .....	126
3.6.3 Усовершенствованные технологии гидроразрыва пластов .....	129
3.6.4 Анализ эффективности применения ГРП на месторождении .....	132
3.6.5 Повторные гидроразрывы пластов в скважинах объекта АС <sub>10-12</sub> ....	135
3.6.6 Анализ применяемых на месторождении дизайнов гидроразрыва .....	136
3.6.7 Изучение направления распространения трещин гидроразрыва в низкопроницаемых продуктивных пластах .....	142
3.6.8 Анализ рабочих депрессий в добывающих скважинах Приобского месторождения (ЮЛТ) .....	149
3.6.9 Особенности бурения эксплуатационных скважин на Приобском ЮЛТ месторождении .....	151
3.7. Обоснование целесообразности проведения опытно- промышленных работ по бурению уплотняющих скважин на Приобском месторождении.....	153
<b>Выводы по главе 3</b> .....	183

#### **ГЛАВА 4. Совершенствование технологий регулирования совместно-раздельной разработки низкопроницаемых пластов .....**

4.1. Критерии применимости технологий одновременно-раздельной закачки воды на Приобском месторождении .....	187
4.1.1 Особенности совместной разработки пластов многопластовых месторождений одной сеткой скважин .....	187
4.1.2 О выделении эксплуатационных объектов на месторождении ....	189
4.1.3 Характеристика пластов, разобценных с помощью оборудования ОРЗ Приобском месторождении (ЮЛТ) .....	191
4.1.4 Геологические критерии эффективного применения оборудования для одновременно-раздельной закачки воды .....	202
4.2. Внедрение, совершенствование и перспективы применения технологии одновременно-раздельной закачки воды на Приобском (ЮЛТ) месторождении .....	206
4.2.1 Этапы внедрения одновременно-раздельной закачки .....	206
4.2.2 Особенности организации одновременно-раздельной эксплуатации продуктивных пластов .....	213
4.2.3 Направления модернизации оборудования для одновременно- раздельной закачки воды .....	218

4.2.4 Совершенствование системы долговременного стационарного мониторинга разработки месторождения .....	219
4.2.5 Оценка результатов внедрения оборудования для ОРЗ воды по группе нагнетательных скважин ЮЛТ .....	220
4.3. Формирование системы промыслового мониторинга на основе долговременных исследований стационарными датчиками на приеме насоса .....	227
4.3.1 Выбор объектов для мониторинга и информативность исследований .....	227
4.3.2 Организация системы мониторинга совместной разработки продуктивных пластов .....	229
4.3.3 Особенности мониторинга одновременно-раздельной эксплуатации продуктивных пластов .....	231
4.4. Реализация концепции мониторинга процесса разработки Приобского (ЮЛТ) месторождения в реальном времени .....	236
4.5. Предложения к проектированию одновременно-раздельной разработки многопластовых нефтяных месторождений.....	247
<b>Выводы по главе 4</b> .....	<b>253</b>
<b>ГЛАВА 5. Моделирование, как основа повышения технико-экономической эффективности разработки Приобского месторождения</b> .....	<b>256</b>
5.1. Мониторинг эксплуатационного разбуривания сложнопостроенного месторождения с использованием трехмерной сейсмогеологической модели .....	257
5.2. Особенности создания цифровой трехмерной фильтрационной модели месторождения .....	261
5.3. Создание секторной гидродинамической модели участка ОРЗ .....	266
5.4. Гидродинамическое моделирование вариантов оптимизации одновременно-раздельной закачки воды в пласты АС <sub>10</sub> -АС <sub>12</sub> .....	272
5.5. Оценка влияния массового применения одновременно-раздельной закачки воды на нефтеотдачу многопластового объекта АС <sub>10-12</sub> .....	278
5.6. Техничко-экономическая эффективность применения одновременно- раздельной закачки воды на Приобском месторождении (ЮЛТ) .....	289
<b>Выводы по главе 5</b> .....	<b>294</b>
<b>ЗАКЛЮЧЕНИЕ</b> .....	<b>296</b>
<b>СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ</b> .....	<b>301</b>

## ВВЕДЕНИЕ

В первое-второе десятилетия XXI века углеводородное сырье остается базисом и фундаментальной основой, обеспечивающей поступательное развитие общемировой экономики.

По данным издания "BP Statistical Review of World Energy" суммарная добыча нефти в мире за 2011 год составила 3995,6 млн.тонн, в т.ч. по странам: Саудовская Аравия – 525,8 млн.т (13,2%), Россия – 511,4 млн.т (12,8%), США – 352,3 млн.т (8,8%), Иран – 205,8 млн.т (5,2%), Китай – 203,6 млн.т (5,1%), Канада – 172,6 млн.т (4,3%), ОАЭ – 150,1 млн.т (3,8%) /в сумме по указанным 7 странам – 2121,6 млн.т (или 53,1%). На прочие страны мира приходилось 1874,3 млн.т или 46,9%.

За 2006-2011гг. мировая добыча нефти увеличилась на 10%, т.е. она прирастала со средним темпом примерно 2% в год. Доказанные запасы нефти в мире в 2011 г. оценивались – в 234,3 млрд.тонн, причём эти запасы разрабатывались со средним темпом отбора ГИЗ – 1,7 % в год.

Нефтяная промышленность России в рассматриваемый период 2000-2012гг. демонстрировала феноменально устойчивый рост добычи жидких углеводородов. За период с 2001 по 2010г. добыча выросла с 348,067 до 505,130 млн.т или на 45% (табл. 1). В 2011г. среднесуточная добыча нефти (с конденсатом) по России составляла 1401,156 тыс.т/сут, что соответствует годовой добыче – 511,422 млн.т (табл. 1, 2, рис. 1). В 2012 г. добыча нефти по стране достигла пика – 518,042 млн.т при среднесуточной 1415,415 тыс.т/сут, что на 1,06 % выше, чем в 2011г. По мнению авторов, 2012 год – это последний год пиковой добычи нефти по России. Начиная примерно с середины 2013 г., добыча нефти по стране вновь начнет снижаться и это падение будет продолжаться в течение длительного времени.

Основная роль в нефтедобывающей промышленности страны принадлежит Западной Сибири (табл. 5), в 2011г. здесь добыто 316,3 млн.т нефти. Однако в последние годы доля западносибирской нефти в общей добыче по РФ неуклонно сокращалась: с 67,9% – в 2008г. до 61,8% – в 2011г. Тем не менее, количество нефти, извлекаемый из недр Западной Сибири, очень значительно и вполне сопоставимо, например, с общей добычей нефти по США.

Ведущие позиции по объему добычи нефти в Западной Сибири занимает ХМАО-Югра. В 2011г. здесь извлечено 262,5 млн.т нефти, что составляло 83% от добычи по Западной Сибири и 51,3% – от добычи по России. В 2012г. в ХМАО-Югре по предварительным сведениям добыто 259,938 млн.т нефти или 50,2% от добычи по стране в целом. В 2013г. добыча нефти по Югре впервые за многие десятилетия снизится ниже уровня – 50 % от добычи по России.

Ключевая роль в нефтедобыче по автономному округу Югре принадлежит гигантскому Приобскому месторождению, которое было открыто в 1982г. и введено в разработку (в пределах СЛТ) – в 1989 г. Максимальная добыча нефти по СЛТ+ ЮЛТ Приобского месторождения достигала 42 млн.т (2009г.), что составляло 15,5 % от добычи по округу в этот год, 13,6 % - по Тюменской области и 8,5 % от добычи по России. Из 42 млн.т на СЛТ в 2009г. приходилось 33,827 млн.т, на ЮЛТ – 8,179 млн.т (т.е. около 20 %) нефти.



Таблица 1 – Динамика добычи нефти и эксплуатационного бурения по России и ХМАО-Югре.

Годы	Добыча нефти (с конденсатом), млн.т/год				Изменение добычи нефти, млн.т/год			То же, %			Эксплуатационное бурение, тыс.м/год			
	РФ	ХМАО	Прочие регионы РФ	% ХМАО	РФ	ХМАО	Прочие регионы РФ	РФ	ХМАО	Прочие регионы РФ	РФ	ХМАО	Прочие регионы РФ	% ХМАО
1985	542,3	360,8	181,5	66,5	-	2,7			0,75		28700	14667	14033	51,1
1986	561,3	358,4	202,9	63,9	19	-2,4	21,4	3,50	-0,67	11,79	34115	17557	16558	51,5
1987	569,5	360,4	209,1	63,3	8,2	2	6,2	1,46	0,56	3,06	37587	20115	17472	53,5
1988	568,8	354,2	214,6	62,3	-0,7	-6,2	5,5	-0,12	-1,72	2,63	40603	21881	18722	53,9
1989	552,2	336,8	215,4	61,0	-16,6	-17,4	0,8	-2,92	-4,91	0,37	39612	21410	18202	54,0
1990	516,3	306,0	210,3	59,3	-35,9	-30,8	-5,1	-6,50	-9,14	-2,37	33270	18848	14422	56,7
1991	461,9	275,1	186,8	59,6	-54,4	-30,9	-23,5	-10,54	-10,10	-11,17	28717	16453	12264	57,3
1992	399,3	227,3	172,0	56,9	-62,6	-47,8	-14,8	-13,55	-17,38	-7,92	20398	13554	6844	66,4
1993	354,3	198,2	156,1	55,9	-45	-29,1	-15,9	-11,27	-12,80	-9,24	18428	11297	7131	61,3
1994	318,0	180,3	137,7	56,7	-36,3	-17,9	-18,4	-10,25	-9,03	-11,79	11762	7585	4177	64,5
1995	306,6	169,1	137,5	55,2	-11,4	-11,2	-0,2	-3,58	-6,21	-0,15	10296	6650	3646	64,6
1996	301,3	164,7	136,6	54,7	-5,3	-4,4	-0,9	-1,73	-2,60	-0,65	7197	4043	3154	56,2
1997	305,5	167,9	137,6	55,0	4,2	3,2	1,0	1,39	1,94	0,73	7598	4545	3053	59,8
1998	303,4	166,3	137,1	54,8	-2,1	-1,6	-0,5	-0,69	-0,95	-0,36	5206	3299	1907	63,4
1999	305,3	169,6	135,7	55,6	1,9	3,3	-1,4	0,63	1,98	-1,02	5988	3678	2310	61,4
2000	323,2	180,5	142,7	55,8	17,9	10,9	7,0	5,86	6,43	5,16	10353	5799	4554	56,0
2001	348,1	193,8	154,3	55,7	24,9	13,3	11,6	7,70	7,37	8,13	9720	6458	3262	66,4
2002	379,6	209,4	170,2	55,2	31,5	15,6	15,9	9,05	8,05	10,30	8586	5391	3195	62,8
2003	421,3	233,1	188,2	55,3	41,7	23,7	18,0	10,99	11,32	10,58	8576	5525	3051	64,4
2004	458,8	254,9	203,9	55,6	37,5	21,8	15,7	8,90	9,35	8,34	8393	5850	2543	69,7
2005	470,0	267,3	202,7	56,9	11,2	12,4	-1,2	2,44	4,86	-0,59	9481	7386	2095	77,9
2006	480,5	275,6	204,9	57,4	10,5	8,3	2,2	2,23	3,11	1,09	11583	8752	2831	75,6
2007	491,3	278,4	212,9	56,7	10,8	2,8	8,0	2,25	1,02	3,90	13761	10209	3552	74,2
2008	488,5	277,6	210,9	56,8	-2,8	-0,8	-2,0	-0,57	-0,29	-0,94	14603	11204	3399	76,7
2009	494,2	270,6	223,6	54,8	5,7	-7,0	12,7	1,20	-2,50	6,0	14091	10870	3221	77,1
2010	505,1	266,0	239,1	52,7	10,9	-4,6	15,5	2,21	-1,70	6,93	16522	12036	4486	72,8
2011	511,4	262,5	248,9	51,3	6,3	-3,5	9,8	1,25	-1,32	4,10	17995	12941	5054	71,9
2012	518,0	259,9	258,1	50,2	6,6	-2,6	9,2	1,29	-0,99	3,70	19760	н/д	н/д	н/д
<b>Всего за 28 лет</b>	<b>12256</b>	<b>7024,7</b>	<b>5231,3</b>	<b>57,3</b>							<b>492901</b>			

Таблица 2 – Среднесуточная добыча нефти по России, тыс.т/сут

Годы	Месяцы												В среднем за год
	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь	
2005	1264,2	1272,5	1273,2	1268,3	1272	1284,9	1289,7	1295,5	1301,9	1307,4	<b>1310,9</b>	1301,1	1287,63
2006	1288	1290	1302,8	1309,6	1312,6	1317,9	1320,5	1334,8	1325,4	1326,3	1331,5	<b>1337</b>	1316,52
2007	1343,8	1347,7	1349,1	1336,4	1339,3	1346,3	1350	1352,3	1346,4	<b>1356,3</b>	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	<b>1345,2</b>	1335,1	1330,5	1334,66
2009	1333,9	1331,2	1337	1346,7	1345,7	1349,7	1352,4	1360,7	1370,1	1373,7	<b>1375,3</b>	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	1395,9	1391,4	1396,7	1400,4	1392,3	1400,4	1402,1	1408,0	<b>1412,7</b>	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	<b>1430,9</b>	1428,7	1415,42

Источники: Журналы "Минтоп" и "ТЭК России".

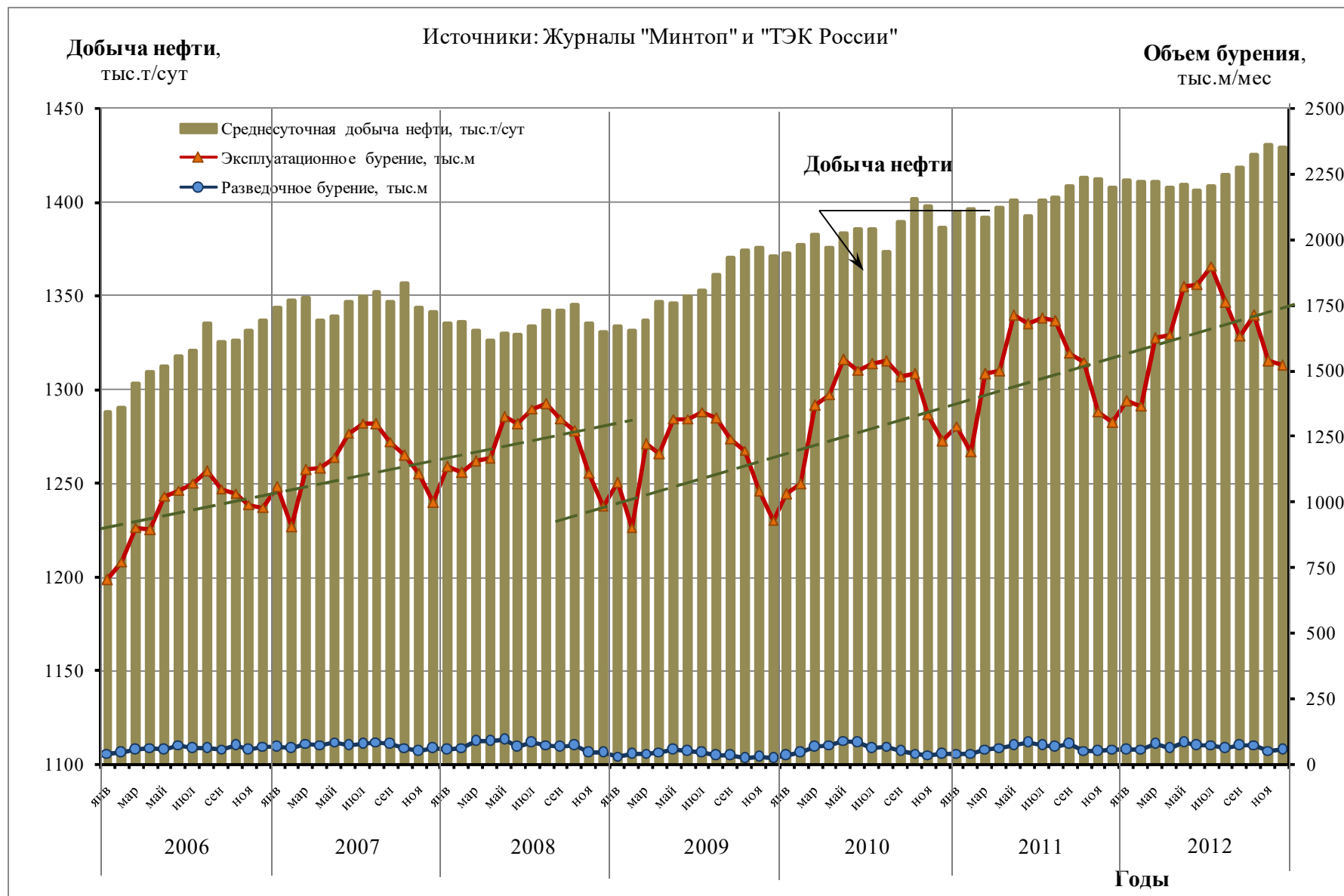


Рис.1 Динамика среднесуточной добычи нефти и объемов бурения по России

Таблица 3 – Динамика объемов эксплуатационного бурения по России,

тыс.м/мес.

Годы	Месяцы												В целом за год
	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь	
2006	703,3	771,6	902,2	895,5	1022,6	1044,7	1071,8	1117,3	1050,9	1034,3	989,5	978,8	11582,5
2007	1059	905,1	1125	1127,3	1168,9	1261,7	1301,3	1299	1229,5	1177,7	1107,6	998,7	13760,8
2008	1132,6	1114,4	1156,3	1165,4	1326,1	1297,2	1354,7	1373,8	1316,8	1270,4	1110,7	984,4	14602,8
2009	1074,6	902,6	1220,8	1184,8	1316,1	1317,3	1344,9	1319,2	1239,9	1197,2	1043,2	930,4	14091,0
2010	1031,2	1068,0	1369,9	1409,2	1543,5	1502,2	1527,2	1536,7	1477,7	1488,8	1333,1	1230,8	16518,3
2011	1288,7	1191,9	1487,7	1499,3	1713,2	1679,7	1700,3	1689,9	1567,2	1533,9	1344,1	1302,6	17998,5
2012	1386,5	1365,0	1623,4	1637,3	1821,4	1829,4	1899,7	1761,6	1664,4	1714,7	1536,5	1519,6	19759,6

Источники: журналы "Минтоп" и "ТЭК России"

Таблица 4 – Динамика объемов разведочного бурения по России, тыс.м/мес.

Годы	Месяцы												В целом за год
	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь	
2006	42,9	44,9	55,7	64,5	58	74,6	61,2	62,4	60	72,1	55,9	70,3	722,5
2007	66	63,5	80,7	75,2	86,2	72,6	79,1	86,5	78,4	65	52,7	60,7	866,6
2008	56,3	64,8	89,4	88,6	93,3	68,3	84,3	76,2	65,7	71,6	46,4	46,6	851,5
2009	32,2	41	43	49	55,3	49,5	46	35,2	35,2	24,9	30,4	22,7	464,4
2010	35,9	46,3	66,8	76	91,1	83,8	62	70,4	52,5	43,7	38,2	41	707,7
2011	42,6	42,8	59,2	65,1	72,3	83,4	71,1	68,6	78,5	53,8	50,1	59,4	746,9
2012	58,2	58,3	77,9	62,4	83,3	71,8	75,4	61,4	72,8	75	54,4	58,1	804,0

Источники: журналы "Минтоп" и "ТЭК России"

Таблица 5 – Добыча нефти по Западной Сибири за 2008-2011гг., млн.т

№ п/п	Наименование	2008	2009	2010	2011	Всего	То же в %
1	ХМАО–Югра	276,7	270,4	265,9	262,5	1075,5	53,8
2	ЯНАО	40,3	35,3	34,5	34,5	144,6	7,2
3	Юг Тюменской области	1,4	2,9	5,2	6,5	16,0	0,8
4	По Тюменской области в целом	318,4	308,6	305,6	303,5	1236,1	61,8
5	Томская область	10,5	10,6	10,6	11,6	43,3	2,2
6	Новосибирская область	2,1	2,1	1,3	0,85	6,35	0,3
7	По Западной Сибири в целом	331,8	322,1	318,3	316,3	1288,5	64,5
8	Прочие регионы	156,7	172,1	186,8	195,1	710,7	35,5
9	По России – всего	488,5	494,2	505,1	511,4	1999,2	100
10	Доля Западной Сибири от РФ, %	67,9	65,2	63,0	61,8	64,5	

Источник: журнал "Нефтяное хозяйство" – №7 за 2012г. с.67

Стабильное наращивание добычи нефти по России в рассматриваемый период времени обусловлено влиянием следующих основных факторов:

- значительная ресурсная база УВС страны, подготовленная в ходе реализации беспрецедентных объемов ГРП за несколько предыдущих десятилетий социалистического развития бывшего СССР;

- двухкратное увеличение годовых объемов эксплуатационного бурения – с 9,720 млн.м в 2001г. до 19,760 млн.м в 2012г. (табл. 3) при стагнирующем, однако, разведочном бурении (табл. 4);

- ввод в эксплуатацию и освоение новых уникальных и крупных нефтяных месторождений (Приобское, Ванкорское, Салымская группа, Уватский проект, Верхне-Чонское, Талаканское, объекты нефтедобычи на Сахалине и в Ненецком автономном округе) с использованием самых современных технологий разведки и изучения недр, разработки, нефтегазодобычи и обустройства;

- совершенствование систем и технологий доработки и эксплуатации старых, полностью разбуренных нефтяных и газонефтяных месторождений РФ;

- рост количества действующих эксплуатационных скважин в отрасли – (до 162738 – в конце 2012г.);

- неуклонное улучшение степени использования пробуренного фонда скважин (до  $K_{исп} = 0,902$  в 2012г.);

- массовое внедрение новых технологий извлечения запасов УВС и интенсификации добычи нефти (гидроразрыв пласта, горизонтальное бурение, зарезки боковых стволов, разнообразные ОПЗ, МУН и мероприятия по ИДН).

Обратим внимание читателей на весьма распространенное заблуждение специалистов-нефтяников (и неспециалистов тоже) о якобы имеющейся низкой нефтеотдаче при разработке нефтяных месторождений в России.

На самом деле, ситуация с КИН в среднем по России несколько не хуже, чем в мире в целом, а даже – несколько лучше. Так по данным В.В.Шелепова [187] средний КИН по промышленным запасам, находящимся на балансе ГКЗ, в целом по России составляет 0,386, что практически соответствует КИН по США – 0,390 и превышает средний КИН по миру в целом 0,300 примерно на 29% (отн.). Попутно также отметим, что за последнее десятилетие количество нефтесодержащих месторождений по РФ увеличилось на 14 % – с 2408 (2001г.) до 2747 (2011г.).

Среди значимых научно-технических достижений последнего времени, реализованных в нефтяной промышленности России, выделим следующие:

- серьезное развитие и усовершенствование технологий гидроразрыва пластов, значительное расширение спектра геолого-физических условиях, в которых успешно применяется эта технология;

- повышение успешности, точности и эффективности бурения горизонтальных скважин, а также боковых стволов, в т.ч. и в сильно осложненных условиях – как на новых, так и на старых месторождениях страны;

- испытание и начало промышленного внедрения рядом ведущих нефтяных компаний (НК "ЛУКОЙЛ", ОАО "Газпром нефть", ОАО "ТНК-ВР", ОАО "Сургутнефтегаз") технологий проведения многозонных гидроразрывов

расчленённых слабопроницаемых пластов в горизонтальных скважинах;

- прямое управление непосредственным процессом бурения эксплуатационных скважин в режиме реального времени с помощью самых современных компьютерных технологий в специализированных центрах моделирования ведущих нефтяных компаний России;

- повышение надежности и эффективности работы скважинного глубиннонасосного оборудования с целью создания и поддержания предельно низких забойных давлений в добывающих скважинах, включая диапазон – значительно ниже давления насыщения нефти газом;

- переход на более активное использование технологий одновременно-раздельной закачки воды (и, частично, одновременно-раздельной добычи) на многопластовых нефтяных месторождениях в различных регионах страны;

- создание и внедрение оборудования для эксплуатации "умных" скважин;

- разработка концепции организации и начало создания полностью автоматизированных, контролируемых и регулируемых интеллектуальных нефтепромыслов – в режиме реального времени.

Многие из указанных направлений успешно развиваются и применяются на практике в компании "Газпромнефть" и ООО "Газпромнефть-Хантос" на Приобском нефтяном месторождении (Южная лицензионная территория), введенном в добычу в 1999г. В 2011г. добыча нефти на ЮЛТ достигла 10,060 млн.т (+8,8% к 2010г.), в 2012г. – 11,270 млн.т (+12% к 2011г.).

Значительные успехи на Приобском (ЮЛТ) месторождении достигнуты в следующих направлениях: массовое применение гидроразрывов особо низкопроницаемых пластов; промышленное внедрение оборудования для одновременно-раздельной закачки воды – в два и более продуктивных горизонта; создание системы долговременного мониторинга эксплуатации скважин, а также контроля и регулирования выработки запасов нефти из многопластового объекта АС<sub>10-12</sub>; сопровождение эксплуатационного разбуривания месторождения с помощью высокоразрешающей сейсмики 3D; осуществление непрерывного трехмерного геолого-гидродинамического моделирования разработки этого уникального месторождения и многих других.

Одним из наиболее важных направлений по влиянию на добычу нефти и коэффициент извлечения нефти на Приобском (ЮЛТ) месторождении является внедрение системы раздельного регулирования процесса разработки путём оснащения большей части многопластовых нагнетательных скважин современными техническими средствами для одновременно-раздельной закачки воды в разные пласты.

Представленная монография, в основном, посвящена научному обобщению результатов массового и системного внедрения технологии одновременно-раздельной закачки воды в низкопроницаемые пласты Приобского (ЮЛТ) месторождения, разработке критериев оптимального применения указанной технологии, усовершенствованию технических средств для ОРЗ, созданию современной эффективной системы долговременного мониторинга разработки многопластового месторождения в условиях ОРЗ, оценке влияния внедрения ОРЗ на текущие показатели и конечный коэффициент извлечения нефти, проведению многовариантного трехмерного гидродинамического моделиро-

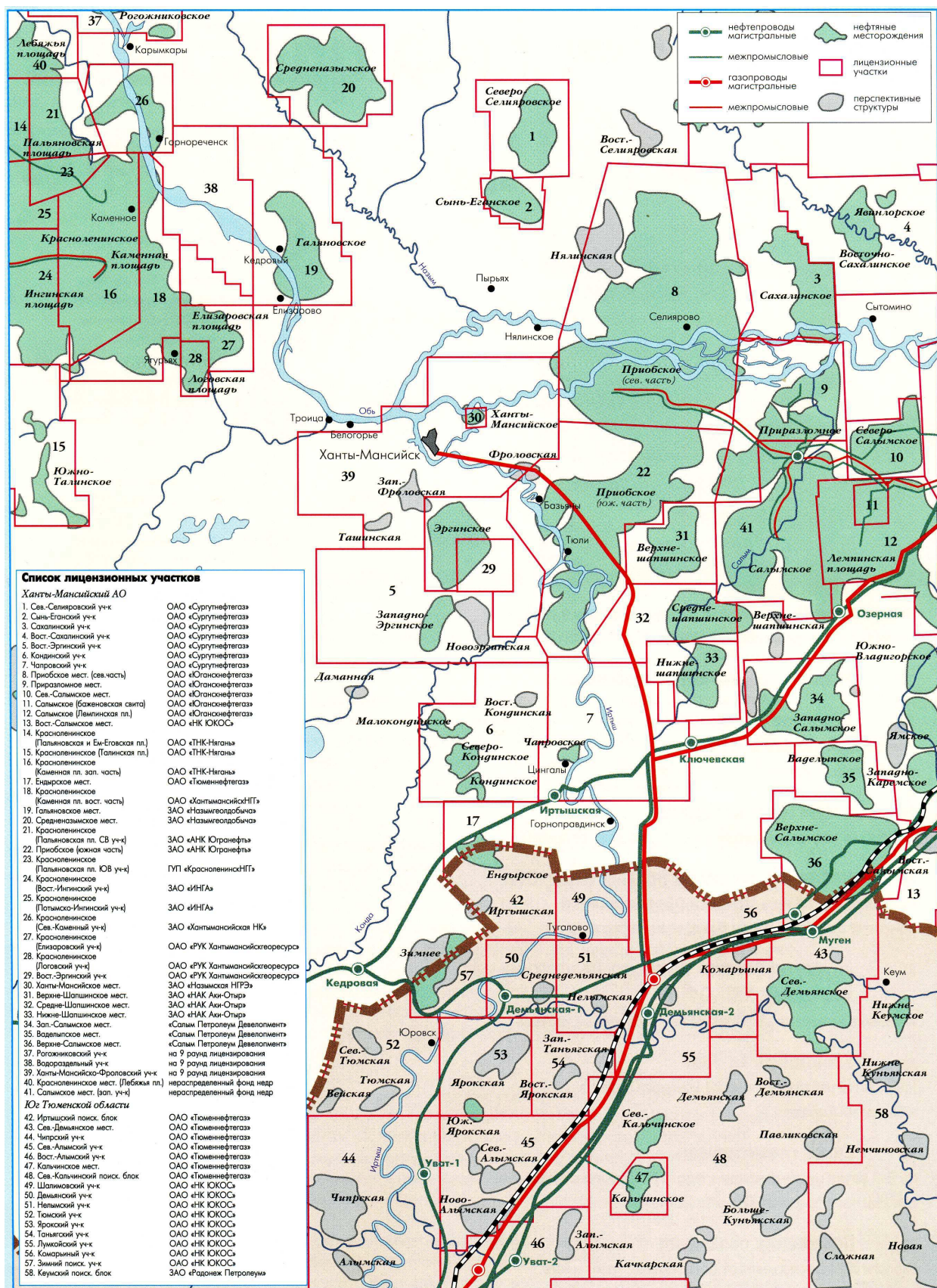


Рис. 2 Обзорная схема Приобского месторождения (ЮЛТ) /на дату ввода в разработку/

Источник: Региональное приложение к журналу "Нефть и Капитал" – Нефть Югры, 2001г.

вания разработки пластов с применением ОРЗ, технико-экономической оценке эффективности применения технологии ОРЗ на Приобском (ЮЛТ) месторождении.

**В главе 1** монографии выполнен подробный обзор научно-технических публикаций, посвященных вопросам применения оборудования ОРЗ и ОРД в России и за рубежом. Технология разработки многопластовых нефтяных месторождений с помощью одновременно-раздельной эксплуатации (ОРЭ) возникла в СССР в 1930<sup>х</sup> годах. В массовом порядке технология стала внедряться со второй половины 1960<sup>х</sup> годов. Затем в этой области наступило затишье. После долгого перерыва оборудование для ОРЭ стало вновь внедряться на многопластовых нефтяных месторождениях России – примерно с 2005 года.

Основными районами применения технологий ОРЭ являются Татарстан, Западная Сибирь, Башкортостан и др. Можно предположить, что ориентировочное количество скважин, оборудованных с целью ОРЭ двух и более пластов, в целом по России сейчас, очевидно, не превышает 0,5 % от эксплуатационного фонда. Следует отметить, что в российской нефтяной промышленности количество примеров действительно массового внедрения оборудования для ОРЭ (в масштабе сотен скважин) – крайне ограничено. По сути дела, сюда пока можно отнести только многопластовое Приобское месторождение (ЮЛТ+СЛТ).

К настоящему времени в мире разработано большое количество типоразмеров оборудования для ОРЭ двух и более пластов: ОРД по схемам, использующим фонтанный и насосный (ШГН, ЭЦН) способы эксплуатации, ОРЗ – с закачкой воды в несколько пластов. Современный этап внедрения оборудования ОРЭ характеризуется активным использованием сложных технологических схем и дистанционных компьютерных систем, позволяющих осуществлять эффективный контроль и регулирование работы разобъённых пластов в режиме реального времени – с замером на забое скважин давления, температуры и производительности отдельных пластов.

В последнее время в отрасли наблюдается переход к интеллектуальным системам управления разработкой месторождений, добычей нефти и закачкой агентов в скважинах, вскрывших многопластовый разрез – путем создания умных скважин и интеллектуальных нефтяных промыслов.

**В главе 2** книги отражены особенности геологического строения уникального Приобского месторождения (ЮЛТ), представленного особо низкопроницаемыми коллекторами, содержащими трудноизвлекаемые запасы нефти. Освещена история формирования залежей нефти, имеющих сложное клиноформное строение, низкую пористость, проницаемость и песчанность, а также высокую расчлененность и прерывистость коллекторов. Изучены закономерности распределения геологических характеристик по площади основных горизонтов АС<sub>10</sub> и АС<sub>12</sub>.

Методами нефтепромысловой геостатистики в работе исследованы такие важные геологические параметры как послойная неоднородность и прерывистость отдельных горизонтов и объекта АС<sub>10-12</sub> в целом.

После обработки данных ГИС, проведенных примерно в двух тысячах

скважин, авторами установлено, что в целом вся продуктивная толща объекта АС<sub>10-12</sub> ЮЛТ характеризуется средней (по пробуренным скважинам) нефтенасыщенной толщиной – 17,6 м, пористостью – 17,2 %, проницаемостью – 6,1 мД, нефтенасыщенностью – 63,4 %, песчаностью – 22 %, расчлененностью – 13,7.

**В главе 3** охарактеризованы проектные решения по разработке ЮЛТ. Проведен краткий анализ результатов эксплуатации продуктивных горизонтов АС<sub>10</sub> и АС<sub>12</sub> по состоянию на 01.07.2011. В динамике (по годам) показано изменение сложной структуры распределения добычи нефти и выработки запасов по отдельным горизонтам.

В главе обобщен огромный фактический материал о результатах массового применения технологии ГРП в низкопродуктивных коллекторах Приобского месторождения. Исследованы факторы, влияющие на технологическую эффективность реализованных ГРП. Установлены закономерности изменения (падения) дебитов нефти и жидкости после ГРП в различных геолого-физических условиях. Приведены данные об эффективности повторных гидроразрывов.

Выполнен подробный анализ дизайнов применяемых ГРП, определены оптимальные его параметры. В масштабе ЮЛТ оценена дополнительная добыча нефти, полученная за счёт массового проведения ГРП в период с 2002 по 2010г.

Сформулированы основные проблемы текущего и ближайших этапов разработки Приобского месторождения.

**В главе 4** рассмотрены особенности разработки многопластовых месторождений одной сеткой скважин, показаны преимущества и недостатки этой технологии. Основной проблемой здесь является снижение конечного коэффициента извлечения нефти и увеличение накопленного водонефтяного фактора за период разработки. Указанное предопределяет необходимость применения специального оборудования (ОРЗ и ОРД) для разобщения пластов в нагнетательных и добывающих скважинах.

В главе рассмотрены факторы, определяющие рациональное выделение эксплуатационных объектов на многопластовых нефтяных месторождениях. Для условий Приобского месторождения (ЮЛТ) детальным образом изучены геолого-промысловые параметры пластов, разобшённых с помощью двух- и трехпакерных компоновок ОРЗ в конкретных многопластовых нагнетательных скважинах.

Разработаны ориентировочные критерии рационального применения оборудования ОРЗ в зонах малых толщин разобщаемых низкопроницаемых пластов.

В главе освещены этапы процесса внедрения технологии и оборудования ОРЗ на Приобском месторождении (ЮЛТ), рассмотрены его особенности, типы применяемого оборудования, средства и методы контроля и регулирования работы пластов в многопластовых нагнетательных скважинах. Сформулированы направления совершенствования и создания нового оборудования для ОРЗ.



Для ознакомления. Номера страниц не соответствуют официальной версии.

**В главе 5** монографии освещены результаты мониторинга сейсмогеологической модели Приобского месторождения, полученные в ходе комплексной обработки, интерпретации сейсмике 3Д и результатов эксплуатационного бурения. Указанная технология сопровождения и развития трехмерных геологических моделей позволяет сократить количество сухих и нерентабельных скважин.

В главе дана характеристика трехмерных цифровых геологических и гидродинамических моделей Центрального участка Приобского месторождения. Освещены специальные приёмы (типа локального измельчения сетки моделирования), применяемые с целью более точного и надежного воспроизведения в трёхмерных фильтрационных моделях трещин, возникающих в пластах в результате большеобъёмных гидроразрывов.

Изложены результаты моделирования большого количества вариантов разработки участка с применением оборудования для ОРЗ воды в двухпластовом объекте. В ходе моделирования установлено положительное влияние применения одновременно-раздельной эксплуатации пластов на текущие показатели разработки и КИН объекта.

Для Приобского (ЮЛТ) месторождения в целом выполнены оценочные расчёты дополнительной добычи нефти, полученной в 2005-2010 гг. – за счёт массового внедрения оборудования ОРЗ в многопластовых нагнетательных скважинах. Показана высокая технико-экономическая эффективность применяемой технологии одновременно-раздельной закачки воды.

В целом, проведенные авторами исследования и представленные в монографии обширные материалы геолого-промысловой, технической, технологической и экономической направленности подробно раскрывают условия и причины получения недропользователем выдающихся результатов нефтедобычи в исключительно сложных природно-геологических условиях Приобского (ЮЛТ) месторождения Тюменской области.

*Компьютерный набор текста, оформление таблиц и рисунков в монографии выполнили ведущие сотрудники ООО "Проектное Бюро "ТЭРМ", работающие в предприятии с 1991 года:*

*– инженер первой категории Цинн Лидия Александровна,*

*– инженер первой категории Басаргина Галина Ивановна,*

*за что авторы работы выражают им свою глубокую признательность.*

## **БЛАГОДАРНОСТИ**

*Авторы выражают особую благодарность большой группе специалистов компании "Газпром нефть", ООО "Газпромнефть-Хантос" и ООО "Газпромнефть НТЦ" за многолетнее плодотворное сотрудничество в научно-производственной сфере, а также всем соавторам ранее опубликованных материалов по рассмотренной тематике:*

<i>Аминеву М.Х.</i>	<i>Мельникову С.И.</i>
<i>Бышову С.Н.</i>	<i>Мустафину Э.Л.</i>
<i>Брезину А.М.</i>	<i>Никуровой Л.Ф.</i>
<i>Бородзиловскому А.С.</i>	<i>Нуриеву М.Ф.</i>
<i>Верещагину С.А.</i>	<i>Овечкиной В.Ю.</i>
<i>Витке О.Т.</i>	<i>Опарину М.В.</i>
<i>Габдрашитову И.Ф.</i>	<i>Полякову Д.Б.</i>
<i>Галееву Д.Р.</i>	<i>Риделю А.А.</i>
<i>Гарипову О.М.</i>	<i>Рогачёву М.К.</i>
<i>Гладкову А.В.</i>	<i>Савельеву В.А.</i>
<i>Гладкову П.Д.</i>	<i>Сафронову Д.А.</i>
<i>Гуляеву Д.Н.</i>	<i>Сидоренко В.В.</i>
<i><u>Джафарову И.С.</u></i>	<i>Стрижневу К.В.</i>
<i>Зильберминцу Б.С.</i>	<i>Суркову А.В.</i>
<i>Золотухину А.Б.</i>	<i>Тимоховичу Ю.И.</i>
<i>Зырянову С.А.</i>	<i>Трухану Я.А.</i>
<i>Есаулову А.О.</i>	<i>Тычинскому А.Н.</i>
<i>Ипатову А.И.</i>	<i>Филимонову Д.В.</i>
<i>Кокуриной В.В.</i>	<i>Филипповичу Ю.В.</i>
<i>Колонских А.В.</i>	<i>Хасанову М.М.</i>
<i>Кондакову Д.Е.</i>	<i>Хафизову С.Ф.</i>
<i>Костюченко С.В.</i>	<i>Шаймарданову Р.Ф.</i>
<i>Кофанову О.А.</i>	<i>Ямилову Р.Р.</i>
<i>Кременецкому М.И.</i>	<i>Янину К.Е.</i>

## **Глава 1.**

**Обзор исследований, посвященных  
проблемам применения оборудования  
для одновременно-раздельной эксплуатации  
скважин на многопластовых месторождениях**

## **Глава 1. Обзор исследований, посвященных проблемам применения оборудования для одновременно-раздельной эксплуатации скважин на многопластовых месторождениях**

Совершенствование технологии разработки многопластовых нефтяных месторождений с применением оборудования для ОРЭ является важнейшим направлением обеспечения запланированных высоких уровней добычи нефти по России, вовлечения в активную разработку низкорентабельных запасов и возвратных объектов, достижения в разумные сроки утвержденных КИН при благоприятных экономических показателях для недропользователей.

Проблемами создания и применения технологий ОРЭ в СССР и России занимались Аминев М.Х., Аржанов Ф.Г., Афанасьев В.А., Баишев Б.Т., Барышников А.В., Вайсман А.М., Волков Л.Ф., Воробьев В.Д., Гарипов О.М., Гарифов К.М., Глебова Т.А., Дергунов В.Б., Евдокимов А.М., Зайцев Ю.В., Захаров И.В., Захарова Е.Ф., Иванова М.М., Киреев А.М., Кременецкий М.И., Кузьмин В.М., Леонов В.А., Максимов В.П., Максutow Р.А., Поляков А.Б., Ованесов Г.П., Рахманов А.Р., Тахаутдинов Ш.Ф., Телков А.П., Теслюк Е.В., Третьякова Г.И., Харьков В.Л., Хангильдин И.Г., Хисамов Р.С., Шаисламов Ш.Г., Шаймарданов Р.Ф., Янин А.Н., Янтурин А.Ш., Янтурин Р.А., а также многие другие ученые, специалисты и производственники.

В Западной Сибири историю внедрения ОРЭ на нефтяных промыслах можно разделить примерно на три основных этапа:

Этап 1: 1966-1975гг. – период активного внедрения оборудования ОРЭ;

Этап 2: 1976-2004гг. – период ослабления интереса к технологиям ОРЭ;

Этап 3: 2005-2013гг. – период возобновления интереса к использованию технологий ОРЭ с переходом на более широкое внедрение на нефтяных промыслах региона.

Выполним краткий ретроспективный обзор публикаций в научно-технической печати по тематике применения и совершенствования технологий ОРЭ на нефтяных месторождениях бывшего СССР, России и за рубежом.

### **1.1. Результаты внедрения оборудования ОРЭ на нефтяных промыслах СССР в 1959-1972гг.**

Указанному направлению посвящены публикации Воробьева В.Д., Дергунова П.В., Зайцева Ю.В., Ивановой М.М., Кильдибековой Л.И., Крутикова Б.С., Кузьмина В.М., Максимова В.П., Максutow Р.А., Нестеровой К.Е., Ованесова Г.П., Онищенко В.Т. [61, 63, 88, 109, 121, 122, 123, 128, 135, 139, 140, 141] и других специалистов.

*Ю.В.Зайцев и Я.Я.Шкадов [88]* отмечали, что за 1966-1969 гг. на ОРЭ в нефтяной промышленности СССР переведено 2196 скважин. За счет этого добыто 6,5 млн.т нефти и 7,5 млрд.м<sup>3</sup> газа, закачано – 28 млн.м<sup>3</sup> воды. Согласно указанию Миннефтепрома № СО-2698 от 23.05.1969 организации, проектирующие разработку многопластовых месторождений, обязаны согласовывать проекты с ОКБ РЭ Министерства химического и нефтяного машиностроения. На практике в этот период было внедрено множество конструкций оборудования ОРЭ. Доминирующее положение среди них занимало обо-

рудование ОКБ РЭ, производимое заводом им.Ф.Дзержинского (г.Баку). На 01.01.1970 компоновками ОКБ РЭ было оснащено 1162 скважины или 53% от всего фонда, оборудованного под технологии ОРЭ на нефтяных промыслах СССР.

*Максимов В.П. [121]* изучал проблемы оснащения скважин оборудованием для ОРЭ применительно к самым первым нефтяным месторождениям, введенным в разработку в Западной Сибири. Прогнозный объем применения ОРЭ в регионе автор оценивал в 2000 скважин, в т.ч. для совместно-раздельной добычи – 1500, для одновременно-раздельного нагнетания – 500 скважин. На седьмой год с начала добычи нефти в регионе под ОРЭ было переведено 127 скважин или 15% фонда. В 40% скважин спущено оборудование типа 1УФК и УФЭ; в 15% скважин – компоновки конструкции Гипротюмнефтегаза ("пакер–суфлер–клапан" и КРУЗ-1). В Западной Сибири в тот период для ОРЭ применялось также оборудование конструкции СевКавНИ-ПИНефть и Р6Ф-80-800, а также фирмы «Камко». Высокие дебиты нефти на месторождениях Западно-Сибирского региона вызвали необходимость увеличения диаметра эксплуатационной колонны (ЭК) в добывающих скважинах.

*Кузьмин В.М., Максимов В.П., Нестерова Н.Е. и др. [110]* сформулировали задачи и определили условия применения технологий ОРЭ на месторождениях СССР в тот период времени:

1) повышение эффективности разработки многопластовых месторождений за счет укрупнения ЭО, уменьшение капиталоемкости и металлоемкости оборудования, снижение себестоимости добычи нефти, сокращение времени эксплуатации месторождений;

2) уплотнение сетки эксплуатационного разбуривания при меньшем общем числе скважин на месторождении;

3) увеличение КИН за счет оптимального регулирования выработки отдельных пластов многопластового объекта.

Например, на Усть-Балыкском месторождении Тюменской области применение ОРЭ для пластов БС<sub>1-3</sub> позволило на  $\frac{1}{3}$  (~100 скважин) сократить эксплуатационный фонд, сэкономив 23 млн.руб.; на Правдинском месторождении – за счет внедрения ОРЭ фонд был уменьшен на 200 скважин, экономия средств – 34 млн.руб.

Применение ОРЭ на месторождении Узень (Казахстан) позволило существенно укрупнить ЭО. В итоге, вместо 1670 скважин здесь было пробурено 1047, достигнутая экономия фонда – 623 скважины (или 37%).

Для справки: указанные выше три месторождения за счет внедрения технологии ОРЭ обеспечивали в сумме такую же экономическую эффективность, как достигнутую от добычи нефти по всем месторождениям Азербайджана. В Азербайджане в 1966-1973 гг. на ОРЭ было переведено более 500 скважин, по ним дополнительно добыто 2,2 млн.т нефти и закачано 4 млн.м<sup>3</sup> воды. Авторы отмечали, что потребность в ОРЭ в СССР в целом по годам не снижается, а по месторождениям Западной Сибири и Казахстана – даже увеличивается.

*Воробьев В.Д., Дергунов П.В., Кузьмин В.М. и др. [61]* отмечали, что ме-

тоды ОРЭ, наряду с увеличением гидродинамического совершенства скважин с помощью ОПЗ, проведением ВПП и РИР, изменением режимов работы скважин, относятся к технологиям регулирования разработки многопластовых месторождений – *без изменения системы воздействия*. Применение ОРЭ на новых многопластовых месторождениях СССР предусматривалось заранее – уже на стадии проектирования их разработки. Основным преимуществом ОРЭ (по сравнению с совместной эксплуатацией) являлась возможность регулирования разработки отдельных пластов при существенно меньших капиталовложениях в добычу нефти.

В научно-техническом обзоре [63] отмечалось, что проблемы ОРЭ в течение многих лет в СССР были весьма злободневными и постоянно привлекали внимание специалистов-нефтяников. Впервые этот метод эксплуатации был предложен в СССР – в 1930г., однако до 1940 г. он применялся в стране лишь в единичных скважинах. В последующие годы метод получил распространение на месторождениях Азербайджана, Грозного, Краснодара – в виде многоствольного бурения и эксплуатации многорядных скважин с параллельным размещением обсадных колонн.

Методы ОРЭ двух (и ограниченно – трех) пластов более интенсивно начали применять в основных нефтедобывающих районах СССР – с 1966г. За восемь лет на ОРЭ в стране было переведено 3700 скважин. Однако работоспособность этого оборудования была низкая: в 1973 г. из 4108 скважин (оборудованных за историю для ОРЭ) в эксплуатации реально находились лишь 1600 (или 39%). Многие скважины, переведенные на ОРЭ, проработали меньше года – вследствие выхода из строя оборудования, смены режима эксплуатации, прекращения притока по одному из пластов, обводнения скважин, отсутствия эффекта от внедрения оборудования и другим причинам.

## **1.2. Опыт внедрения оборудования ОРЭ на нефтяных месторождениях Западной Сибири в начальный период (1966-1973гг.) их освоения**

Указанные вопросы освещены в публикациях Аржанова Ф.Г., Афанасьева В.А., Волкова Л.Ф., Максимова В.П., Медведского Р.И., Московцева О.А., Петрова В.И., Погонищева В.И., Фоменко А.С. [3, 7, 8, 56, 57, 58, 143, 144] и других специалистов.

Волков Л.Ф. [56] рассматривал особенности применения ОРЭ на Усть-Балыкском, Западно-Сургутском, Правдинском и Советско-Соснинском нефтяных месторождениях. Он отмечал, что при внедрении ОРЭ следует учитывать: толщины проницаемых пластов и глинистых разделов, техническое состояние и исправность ЭК, надежность цементного кольца за колонной, положение контура нефтеносности или ВНК, величины отборов жидкости по пластам, перепады пластовых давлений между ними. Рекомендуемая в старых нефтяных районах Урало-Поволжья для ОРЭ минимальная нефтенасыщенная толщина пласта – в 1 м, в Западной Сибири оказалась недостаточной для эффективной работы скважинного оборудования. Согласно новым данным требовалось, чтобы глинистая перемычка имела толщину – не менее 3 м. Под исправностью ЭК понималось постоянство её диаметра и герметич-

ность при рабочих перепадах давления. Автор отмечает, что многие из пробуренных скважин в реальности имели различные нарушения герметичности ЭК, что не позволило применить в них оборудование для ОРЭ.

*Волков Л.Ф., Максимов В.П. и Медведский Р.И. [57]* исследовали весьма важный вопрос о выборе оптимального времени для начала внедрения оборудования ОРЭ. При этом влияние длительности БВП на добычу нефти считалась аксиомой: предполагалось, что значительная безводная нефтеотдача обуславливала и более высокие конечные показатели разработки многопластового месторождения.\*) Авторы рекомендовали бороться с преждевременным обводнением, применяя компоновки для ОРЭ. Авторы считали, что вначале, при вводе месторождения в разработку, рациональнее применять совместную эксплуатацию объектов общим фильтром. Это позволило бы уточнить характеристики пластов и особенности их взаимовлияния. Впоследствии, для обеспечения относительно равнотемпературной выработки пластов, рекомендовалось переходить на ОРЭ.

*Волков Л.Ф., Максимов В.П., Московцев О.А. и др. [58]* обобщили результаты промысловых испытаний оборудования для ОРД скважин, оборудованных забойными контрольно-регулирующими устройствами. Авторами статьи в 1965г. было предложено перенести контроль и управление на забой скважин, т.е. отделить забойно-регулирующий узел – от насосного, а эксплуатацию пластов вести одним насосным агрегатом. Было разработано оборудование для раздельного отбора нефти, основным узлом которого явилось забойное устройство УКРЗ-1. Однако при промысловом испытании оборудования обнаружили, что полного разобщения пластов БС<sub>1</sub> и БС<sub>2+3</sub> Усть-Балыкской площади не было достигнуто. Вероятная причина этого – негерметичность заколонного пространства между разобщаемыми пластами. Возможно, произошло и нарушение герметичности посадки пакера. Тем не менее, в процессе испытания все узлы и элементы оборудования работали безотказно, кабельная связь была устойчива, параметры кабеля оставались неизменными.

*Петров В.И. и Волков Л.Ф. [143]* рассматривали вопросы регулирования работы фонтанного пласта при помощи оборудования ОРД из двух объектов по схемам: насос-фонтан и фонтан-насос. Многоканальные установки (группа 1) рекомендованы при раздельном отборе нефти из нескольких пластов, а одноканальные (группа 2) в случаях, когда смешивание пластовых жидкостей не вызывало каких-либо осложнений. Установки первой группы применимы в скважинах большого (6"-8") диаметра, однако с углом наклона – не более 20°.

При забойном регулировании режима фонтанного пласта  $P_{\text{буф}}$  практически не меняется, а при устьевом – поддерживается выше давления в нефтепроводе. Это ведёт к росту давления на выкиде насоса, увеличению мощности оборудования и энергетических затрат. Для ШГН растёт нагрузка на штанги и головку балансира. Было установлено, что изменение  $P_{\text{буф}}$  на 5 ат в его интервале – от 5 до 10 ат приводит к повышению  $P_{\text{заб}}$  – на 16 ат, а при вы-

---

\*) Это предположение для условий нефтяных месторождений Западной Сибири было позднее подтверждено в специальном научном обобщении [197], выполненном А.Н.Яниным.

соких  $P_{\text{буф}}$  (30-35 ат) дает приращение  $P_{\text{заб}}$  всего лишь на 6 ат. При росте  $P_{\text{буф}}$  от 0 до 35 ат –  $P_{\text{заб}}$  изменяется на 78 ат – от 90 до 168 ат. Таким образом, в схемах ОРД (насос-фонтан, фонтан-насос) забойное регулирование режимов по фонтанному пласту представлялось – более предпочтительным.

*Афанасьев В.А., Волков Л.Ф. и Петров В.И. [7]* изучали проблему образования песчаных пробок при ОРЗ воды в 87 нагнетательных скважинах – на Усть-Балыкском и Западно-Сургутском нефтяных месторождениях. Скважины были оборудованы здесь установками (типа УРЗ), состоящими из пакера, циркуляционного клапана, НКТ и устьевой арматуры. В верхний пласт вода закачивалась по ЭК, в нижний – по НКТ. Отмечено, что около 80% объема водоснабжения в целях ППД в регионе приходилось на апт-альб-сеноманский водоносный комплекс. Так как сеноманская вода содержала различные механические примеси, перед закачкой в пласт ее очищали путем отстоя в булитах. Тем не менее, даже после указанной очистки вода содержала значительное (до 1000 мг/л) количество механических примесей, которые при закачке выпадали в осадок в пакерной области скважины. Мощные песчаные пробки снижали приемистость, а также приводили к авариям при ремонте скважин. Для предупреждения песчаных пробок рекомендовано:

- устанавливать пакер в скважине на 10-15 м ниже зоны перфорации;
- замедлять рост пробки подбором оптимальной плотности перфорации;
- устанавливать выше пакера специальные промывочные клапаны.

*Петров В.И., Фомин А.С. и Погонищев В.И. [144]* изучали процесс внедрения оборудования ОРЭ на объекте БС<sub>1-4</sub> Усть-Балыкской площади. Здесь сначала переводили под ОРЗ многопластовые нагнетательные скважины. Считалось, что регулирование закачки – более эффективный метод управления разработкой. Авторы отмечали, что не все скважины переводились под ОРЭ с достаточным обоснованием. Зачастую не проводились необходимые исследования работы пластов, не проверялось состояние ЭК. На Усть-Балыкской площади ОРЭ была внедрена в 50 скважинах, в том числе в 37 добывающих и 13 нагнетательных. Для ОРД применялись установки типа 1УФЭ-60×40×168, 2УФК-168, «пакер-суфлер-клапан», а для ОРЗ воды – ОРЗ-2П и 1УРЗ. Были выявлены трудности проведения глубинных исследований верхних пластов через суфлер и НКТ с диаметром 40 мм. В первом случае – из-за заклинивания глубинного манометра на суфлере; во втором – из-за малого сечения труб и искривления их в стволе скважины.

*Афанасьев В.А. и Волков Л.Ф. в работе [8]*, опубликованной спустя 30 лет после начала добычи нефти в Западной Сибири, обсуждали итоги предыдущих этапов и указывали направления совершенствования технологии. Отмечено, что большие объемы НИОКР по разработке техники ОРЭ приходились на 1968-1972 гг., когда было создано более 120 типов скважинного оборудования. К 1973г. под ОРЭ пластов в Татарии, Башкирии, Азербайджане, Тюменской, Куйбышевской и Пермской областях было переведено более 2500 скважин. Общими недостатками оборудования ОРЭ в тот период являлось отсутствие контроля и регулирования работы отдельных объектов, низкая надежность устройств разобщения, наличие пакера, забойного штуцерно-



го блока и датчиков с кабельной связью.

Авторы напоминали, что в одном из старых ТЭО развития НГДП Тюменской области было показано, что внедрение ОРЭ позволило бы уменьшить объем годового эксплуатационного бурения – до 4,8 млн.м, при этом добыча нефти из вновь приобщенных (за счет ОРЭ) пластов могла бы достичь 25 млн.т/год. Потенциальные перспективы метода ОРЭ в Западной Сибири всегда оценивались – как высокие. Согласно указанному ТЭО в 1990 г. нагнетательный фонд в Тюменской области составлял 17,8 тысяч скважин. В 1991-1995 гг. планировалось ввести еще 15 тысяч нагнетательных скважин. Цена оборудования для ОРЭ (пакеры, регуляторы расхода воды) в тот период оценивалась в 40 тыс.руб., а затраты на строительство и обустройство нагнетательной скважины превышали 7 млн.руб. Оснащение только 25% скважин нагнетательного фонда комплектами ОРЭ обеспечило бы колоссальную экономию средств – примерно в 20 млрд.рублей.

### **1.3. Исторический обзор некоторых источников, касающихся применения технологий одновременно-раздельной эксплуатации за рубежом**

Указанные вопросы освещены в публикациях Воробьева В.Д., Кузьмина В.М., Нестеровой Н.Е., Орлова В.С., Йохансена Э.С. и других [59,60,62,99,1].

В обзоре [59] охарактеризованы тенденции развития методов раздельной эксплуатации двух и более пластов в одной скважине за рубежом. Отмечено, что ОРЭ многорядных скважин малого диаметра получила широкое распространение в США, Канаде, Мексике, Венесуэле и в других западных странах. Доля подобных вводимых скважин в США в тот период – около 10% в год. В сумме за шесть лет в США введено 14640 скважин с раздельной эксплуатацией двух или нескольких горизонтов. В нагнетательных скважинах чаще всего использовали однорядные конструкции с извлекаемыми забойными регуляторами расхода, установленными против каждого пласта. Применяли оборудование с параллельной или комбинированной подвеской (параллельной в сочетании с концентрической). Указано, что в мире известно оборудование для ОРД из шести пластов – по параллельно-расположенным НКТ. Несмотря на громоздкость и сложность исследований, регулирование и работы по воздействию на каждый пласт могут быть проведены здесь с применением специального оборудования более успешно, чем в многопластовых скважинах с однорядным или концентрическим расположением колонн НКТ.

В обзоре [59] также рассмотрены направления развития ОРЭ за рубежом:

– создание в скважине отдельных каналов для эксплуатации каждого пласта; в ряде случаев в скважину спускали на одну колонну НКТ больше, чем имеющееся число вскрытых пластов. Таким образом, оборудовали дополнительный канал для выборочной циркуляции в любом из каналов или использования его в качестве подъемного канала при ремонте основного;

– проведение глубинных исследований пластов или ремонтно-профилактических работ через НКТ без страгивания пакера и подъема труб, т.е. без глушения других пластов. ПРС проводили с применением малогабаритных глубинных приборов и инструментов, спускаемых на тросе или тру-

бах уменьшенного диаметра (иногда под давлением, без разгерметизации устьевой арматуры) и специальных облегченных установок;

- применение дистанционно управляемого подземного оборудования;
- проведение глубинных исследований продуктивных пластов или ремонтно-профилактических работ в скважинах;
- использование гибких НКТ и штанг, наматываемых на барабан.

В обзоре [62] отмечено, что за рубежом методы ОРЭ впервые начали применять в 30-х годах XX века. Основные технологические проблемы многопластового заканчивания были разрешены к 1960г. Фирмами «Вакег», «Вгown», «Самко», «Otis», «Lynes» предлагался большой выбор оборудования для ОРЭ двух, трех и четырех пластов с использованием фонтанного и механизированного способов, а также для ОРЭ – с регуляторами расхода воды для каждого пласта.

Задачи ОРЭ в работе [62] подразделены на четыре группы.

*Первая группа* – регулирование процесса разработки многопластового месторождения, вскрытого одной сеткой скважин. Цели ОРЭ здесь следующие:

- обеспечение оптимального режима работы каждого из пластов;
- регулирование разработки объекта, включающего пласты с различающимися коллекторскими свойствами, с целью обеспечения равномерной их выработки;
- ограничение водопритока по одному из вскрытых пластов для продления фонтанной эксплуатации, отдельного сбора чистой и обводненной нефти;
- добыча нефтей с различными свойствами по отдельным каналам.

*Вторая группа* – приобщение продуктивных пластов в эксплуатационных и нагнетательных скважинах с целью получения дополнительной добычи нефти.

*Третья группа* – совмещение процессов разработки нефтяных, газовых и водоносных пластов в одних и тех же скважинах специального назначения.

*Четвертая группа* – увеличение суточного дебита скважин в условиях нормированного (ограниченного) отбора нефти.

К оборудованию ОРЭ за рубежом предъявлялись [62] следующие требования:

- надежность разобщения пластов в скважине;
- обеспечение заданной пропускной способности лифта (лифтов);
- возможность проведения гидродинамических исследований пластов;
- проведение подземных ремонтов и селективных обработок призабойной зоны одного из пластов без задавливания других пластов.

Авторы [62] сделали следующие выводы из обобщения зарубежного опыта:

1. Разработанные в мировой практике методы ОРЭ отличаются технологическими схемами разобщения пластов, способами создания самостоятельных каналов сообщения каждого пласта с поверхностью, проведения контроля и регулирования эксплуатации и выполнения необходимых ПКРС.

2. За рубежом технологии ОРЭ применялись как в обычных скважинах (при эксплуатации одного пласта), так и в скважинах специальной конструкции: многорядных, с зацементированными НКТ, оснащенных полустацио-

нарным оборудованием, рассчитанным на длительный срок эксплуатации.

3. При выборе метода ОРЭ учитывались параметры пластов и флюидов, а также преимущества специальных конструкций скважин, обеспечивающих надежное разобщение пластов, возможность проведения глубинных исследований, ремонтных и профилактических работ в скважинах.

4. Достижения в области технологий ОРЭ способствовали получению прибыли на всех этапах работ – при заканчивании, эксплуатации и ПКРС многопластовых скважин.

*Йохансен Э.С. [99]* обобщил опыт создания многопластовой нагнетательной скважины с развитой логикой и датчиками для закачки воды и газа в несколько пластов на шельфовом месторождении. При ОРЭ воды в скважинах использовали оптические расходомеры и забойные регуляторы расхода.

В 2004г. компания Statoil начала закачку воды и газа в скважину 30/3 А-11 В на платформе нефтяного месторождения Веслефрик в норвежском секторе Северного моря. Заканчивание скважины осуществлено с использованием средств, обладающих развитой логикой и охватывающей четыре пласта. На глубинах 2561, 3138 и 3340 м установлены оптические однофазные расходомеры: два 3,5-дюймовых и один 4,5-дюймовый. Темпы закачки в скважину достигали 40 тыс.баррелей воды и 60 млн. кубических футов газа в сутки. Оборудование оптического контроля и клапаны продолжали хорошо функционировать после почти двухлетней закачки. Это позволило эффективно управлять пластовыми давлениями и оптимизировать добычу путем регулирования темпов закачки воды и газа – в каждый пласт. Скважинный контроль расхода позволяет проводить селективную закачку индикаторов в отдельные пласты. Получая в масштабе реального времени данные о давлениях, температурах и темпах закачки для каждого продуктивного пласта, компания Statoil стала лучше управлять разработкой пластов. Без заканчивание скважины с развитой логикой пришлось бы реализовывать дорогостоящую программу частых каротажных исследований на кабеле с дополнительными затратами в сумме около 10 млн.долларов.

*Акимкин А.В., Кузин И.Г., Исеркапов Э.Р. и Вагизов А.М. [1]* кратко рассмотрели особенности применения различных компоновок для ОРД в мировой практике нефтедобычи. Отмечено, что многие компании предлагают собственные компоновки оборудования и наборы технологий для ОРД, имеющие как преимущества, так и недостатки. Например, компания Schlumberger предлагает технологию Dual Zone, обеспечивающую:

- отдельную эксплуатацию двух объектов разработки;
- контроль депрессии (при различных её значениях) с оптимизацией отдачи пластов;
- устьевой замер всех параметров по отдельным пластам.

Среди недостатков указанной компоновки в работе [1] отмечены:

- ограничения по размеру эксплуатационной колонны: наружный диаметр должен быть не менее 178 мм. (В то время, как, например, в ОАО АНК "Башнефть" подавляющее большинство скважин имеют  $D_{\text{ЭК}} - 146$  мм);
- значительная металлоемкость компоновки;

– высокая стоимость оборудования и технологии.

Далее в статье [1] указано, что в установке для ОРД производства компании Baker Hughes предусмотрен монтаж двух установок ЭЦН, эксплуатирующих два пласта в одной скважине – с отдельными путями подъема пластовой жидкости на поверхность. Нижний ЭЦН установлен в капсуле, продукция нижнего пласта попадает в верхний ЭЦН, а затем в межкольцевое пространство двух концентрически расположенных подвесок НКТ. Таким образом, рассмотренная система позволяет извлекать продукцию пластов на поверхность, не допуская её смешивания в скважине.

Авторы [1] напоминают, что с июля 2010г. на одном из месторождений ОАО "ТНК-ВР" в Западной Сибири запущен пилотный проект с применением оборудования ЭЦН/ЭНН компании Baker Hughes – для ОРД в добывающей скважине. В данном случае была пробурена скважина с диаметром эксплуатационной колонны 245 мм. Полученные первые технологические показатели работы скважины подтвердили работоспособность оборудования. В будущем компания Baker Hughes планирует организовать применение данной технологии также и в скважинах меньшего диаметра.

#### **1.4. Результаты внедрения технологии и оборудования ОРЭ на месторождениях Республики Татарстан**

Материалы по указанной тематике опубликованы в работах Билаловой Г.А., Билаловой Г.М., Бургановой Р.И., Гарифова К.М., Глуходеда А.В., Гумарова Н.Ф., Гуськовой И.А., Доброскок Б.Е., Евдокимова А.М., Ибрагимова Н.Г., Захаровой Е.Ф., Кадырова А.К., Карповой О.М., МаксUTOва Р.А., Рахманова А.Р., Султанова А.С., Тазиева М.З., Таиповой В.А., Тахаутдинова Ш.Ф., Фадеева В.Г., Фаттахова Б.З., Хисамова Р.С. и других специалистов [13,40,49,50,51,52,70,71,77,86,92,94,111,122,131,132,134,153,161,165,166,167,173,176,182].

*Тахаутдинов Ш.Ф., Ибрагимов Н.Г., Фадеев В.Г. и др. [167], а также Хисамов Р.С., Евдокимов А.М. и Султанов А.С. [182]* обобщили материалы о совершенствовании разработки многопластовых месторождений Татарстана с использованием технологий ОРЭ. Указано, что в ОАО "Татнефть" технологии ОРЭ используют на 31 месторождении в 523 скважинах, в т.ч. ОРД – в 401 скважине, ОРЗ – в 103 скважинах, ОРДиЗ – в 19 скважинах. За счет приобщения пластов с использованием оборудования для ОРД дополнительно добыто 569 тыс.т нефти (при приросте дебита нефти – 4,1т/сут), за счет применения оборудования для ОРЗ воды – 65 тыс.т нефти, всего за счет – 634 тыс.т.

Технологии ОРД в рассматриваемом регионе представлены: двухлифтовой конструкцией с УШСН на параллельных трубах; двухлифтовой конструкцией с УШСН и концентрическим расположением полых штанг в НКТ; УЭЦН-УСШН с совместным подъемом продукции по НКТ; УЭЦН-УСШН с двухлифтовой конструкцией (полые штанги – в НКТ); УСШН для совместного подъема продукции скважин по НКТ.

Авторы указанных обобщений [167, 182] по Татарстану отметили ряд до-

стоинств применяемых технологий ОРЭ:

- возможность формирования гибких сеток скважин, обеспечивающих рациональную выработку запасов нефти из всех вскрытых пластов (в т.ч. и из НПК) многопластового объекта;
- сокращение затрат на бурение и обустройство скважин;
- разукрупнение эксплуатационных объектов на пласты;
- увеличение темпов разработки пластов и месторождения в целом;
- повышение эффективности системы ППД путем внедрения компоновок ОРЭ в нагнетательных скважинах за счет увеличения охвата пластов заводнением;
- опережающее вовлечение в разработку запасов нефти мелких и возвратных объектов;
- проектирование обустройства многопластовых месторождений осуществляется сразу с учетом применения оборудования для ОРЭ пластов.

Авторы [167,182] информируют о том, что на уникальном Ромашкинском месторождении оборудование ОРЭ спущено в 226 скважин, на Бавлинском – в 46, Ново-Елховском – в 30, Ямашинском – в 30 скважин. На Красногорском, Шегурчинском, Тюгеевском, Вишнево-Полянском, Березовском, Ерсубайкинском, Ивано-Малосульчинском месторождениях технологией ОРЭ охвачено по 11-25 скважин.

*Билалова Г.А. и Билалова Г.М. [40]* очень подробно и детально осветили и обобщили многочисленные (ранее опубликованные) сведения о внедрении технологий ОРЭ на месторождениях Татарстана. Авторы обобщения отмечают, что технологии ОРЭ двух объектов позволяют решить следующие задачи: одновременная эксплуатация объектов с различными свойствами, повышение производительности скважин за счет оптимизации работы отдельных объектов, обеспечение равномерности выработки и увеличение нефтеотдачи объектов, повышение рентабельности эксплуатации скважин за счет подключения других объектов (или пластов – внутри одного объекта) разработки, сокращение объемов бурения за счет ОРЭ объектов одной сеткой скважин, продолжение эксплуатации низкорентабельного объекта для довыработки его запасов – параллельно с рентабельной разработкой другого объекта.

*Авторы работы [40] выделяют следующие основные факторы, благоприятствующие применению ОРЭ на многопластовых месторождениях:*

- наличие в разрезе объектов, которые ранее было запрещено эксплуатировать совместно;
- когда дебит скважины с двумя объектами меньше суммы расчетных дебитов объектов, эксплуатируемых самостоятельно;
- скважины с большим отличием объектов по глубине залегания, пластовым давлениям, существенными различиями ФЕС пластов и свойств нефтей;
- скважины с ограничениями по депрессии для одного из объектов.

*Факторы, ограничивающие применение ОРЭ [40]:*

- наличие небольших (менее 5 тыс.т) ОИЗ нефти по каждому из пластов;
- текущая нефтенасыщенная толщина менее 1-2 метров для терригенных

пластов и 4-5 метров для карбонатных коллекторов;

- продуктивность скважин и доля нефти в продукции должны обеспечить окупаемость вложений и рентабельность их эксплуатации;

- глинистые разделы должны позволять герметично разобщить пласты;

- разница забойных давлений между разделяемыми пластами не должна превышать допустимой для применяемого типа пакера;

- при сборе добываемой жидкости из различных пластов (в одну линию) углеводороды и попутно добываемые воды должны быть совместимы по составу;

- техническая надежность эксплуатационной колонны. Отмечено, что ремонт ЭК установкой пластырей и летучек может сделать невозможным спуск пакеров;

- в имеющихся установках, как правило, используют только ШГН и ВН, поэтому при выборе типа установки необходимо учитывать ограничения по дебиту жидкости.

*В работе [40] также указаны принципиальные схемы одновременно-раздельной эксплуатации пластов. Эксплуатация нескольких пластов осуществляется через ствол скважины с помощью специального оборудования. Основным элементом – пакер, отделяет пласты друг от друга и обеспечивает возможность эксплуатации каждого из них в соответствии с технологическим режимом. Наиболее распространена схема ОРЭ двух пластов: это – ОРД жидкости из скважины; ОРЗ воды в одну скважину; ОРДиЗ – отбор флюидов из одного пласта при одновременном нагнетании воды в другой пласт. Напоминается, что схему ОРЭ принято называть согласно способу эксплуатации – сначала нижнего, а затем – верхнего пластов.*

*Оборудование для ОРЭ конструкций «ТатНИПИнефть» [40]: установка – однолифтовая, установка – для ОРД с раздельным подъемом жидкости по схеме ШСН-ШСН. В Татарстане разработаны также установки для ОРД с использованием схемы ЭЦН-ШГН. Созданы схемы для реализации ОРЗ воды в пласты со спуском параллельных и концентрических колонн НКТ. Перспективным является создание установок с внутрискважинным сбросом (или нагнетанием) попутно добываемой воды в пласт.*

*Технологические схемы скважинного оборудования для ОРЗ [40]:*

1) ОРЗ по одной колонне НКТ, оснащённой регуляторами расхода и пакерами (разработчик – компания «AOS», Аргентина). Достоинства:

- относительно низкая стоимость за счет использования одной колонны;

- возможность раздельной закачки воды – в три и более пласта. Отмечено, что за рубежом известны скважины, в которые на колонне НКТ спущено до 15 мандрелей;

- защита верхней части ЭК от высокого давления и коррозии;

- наличие практического опыта (компании Chevron Техасо, Persol YPF).

*Недостатки рассматриваемой технологии [40]:*

- сложность регулирования объёмов закачки воды по пластам. Мандрели перед спуском в скважину настраивают на заданный расход, а затем автоматически поддерживают его в процессе закачки воды в пласты;

Для ознакомления. Номера страниц не соответствуют официальной версии.

- возможность учёта расхода воды по пластам только путём периодического спуска в колонну НКТ глубинных расходомеров;

- отсутствие в арсенале ремонтных служб, входящих в состав ОАО «Татнефть» специального оборудования и инструмента на кабеле.

2) Закачка воды в два пласта – по двум концентрически расположенным колоннам НКТ диаметром 89 и 48 мм. Достоинства технологии: регулирование и учёт закачки по пластам; защита верхней части ЭК от высокого давления; наличие практического опыта эксплуатации. Недостатки технологии:

- относительно высокая стоимость из-за наличия двух колонн НКТ;
- интенсивная коррозия наружной поверхности колонны НКТ (Д=48 мм);
- ограниченные возможности раздельной закачки (не более, чем в два пласта);
- сложность спуска геофизических приборов в колонну НКТ (Д=48 мм).

3). Закачка воды в два пласта – по двум эксцентрично расположенным колоннам НКТ диаметром 48 мм, или 60 и 48 мм (разработчик «ТатНИПИнефть»). Достоинство технологии: возможность регулирования и учёта объёмов закачки по каждому из пластов на поверхности. Недостатки технологии:

- высокая стоимость из-за использования двух колонн НКТ;
- верхняя часть эксплуатационной колонны не защищена от избыточного давления, т.к. якорь не обеспечивает герметичности межтрубного пространства;
- возможность раздельной закачки воды не более чем в два пласта;
- сложность спуска геофизических приборов по колонне НКТ (Д=48 мм).

Отмечено [40], что ОАО «Татнефть» планирует в перспективе расширить объёмы внедрения установок, а также продолжить усовершенствование технологий ОРЭ.

*Гарифов К.М., Кадыров А.Н., Глуходед А.В. и др. [71]* обобщили опыт применения оригинального оборудования для ОРЭ и КРС в Татарстане. Это двухлифтовая установка (известная с 1950<sup>х</sup> годов) включает двуствольную арматуру, пакеры, параллельный якорь (связывающий между собой две колонны) и два штанговых насоса. Схема даёт полную информацию о дебитах, обводненности пластов и забойном давлении верхнего пласта. Многие скважины региона оборудованы контроллерами Lufkin, которые сами пересчитывают нагрузки.

В ОАО «Татнефть», в основном, применяют однолифтовые ОРЭ-установки. В них пласты также разделены пакером, а к насосу сбоку присоединен дополнительный всасывающий клапан. Однако однолифтовая схема не позволяет напрямую определить ни один из параметров пласта. Для верхнего пласта  $P_{заб}$  определяется по динамическому уровню, для нижнего – по динамограмме, через разницу нагрузок.

Отмечено [71], что ООО «ТНГ-Групп» и «ТатНИПИнефть» разработали глубинный прибор КРОТ-ОРЭ, а компания «АлойлСервис» – прибор «Фотон». Этими приборами в Татарстане оборудовано 259 скважин. Параллельный спуск колонн позволил реализовать также и более сложную схему, а

именно – ОРДиЗ.

Для реализации ОРЗ, в основном, используют схемы с параллельными НКТ, позволяющие получить информацию о пластах, снимая профили приемистости разреза путем спуска приборов. Однопакерную систему используют тогда, когда давление закачки (в верхний пласт) является допустимым для ЭК. В иных случаях требуется применение двухпакерной схемы.

По данным работы [71] в ОАО «Татнефть» ОРЭ применено в 697 скважинах, из них 449 – с однолифтовыми установками, 135 – с двухлифтовыми, 64 – ЭЦН-ШГН (включая 10 скважин с отдельным подъемом продукции по полым штангам), 2 – ЭВН-ШГН, 1 – УВШН-УВЩЦ, 5 – с дифференциальным насосом (и полыми штангами), 5 – с разделительным поршнем (с полыми штангами), 5 скважин – ОРДиЗ.

Установки для внутрискважинной сепарации (ВСП) нефти и воды в Татарстане внедрены на 7 скважинах, общий объем перекачки по подключенным пластам превысил 86 тыс.м<sup>3</sup>.

По данным [71] дополнительная добыча нефти за счет внедрения оборудования для ОРЭ составила в Татарстане 1618 тыс.тонн, прирост дебита нефти – 3,7 т/сут. В 2009 году дополнительная добыча нефти за счет ОРЭ составляла 2,2% от общего объема добычи нефти по компании. ОРЗ внедрена на 199 скважинах ОАО «Татнефть», закачка по подключенным пластам составила 3,96 млн.м<sup>3</sup>, а дополнительная добыча нефти по реагирующим добывающим скважинам – 319 тыс.тонн.

*Тазиев М.З., Гумаров Н.Ф., Рахманов А.Р. и др. [165]* рассмотрели пути интенсификации добычи нефти из НПК за счет применения ОРЭ на поздней стадии разработки пластов. Авторы отмечают, что ОИЗ нефти Ромашкинского месторождения сконцентрированы в алевролитах, глинистых песчаниках и карбонатных отложениях.

В НГДУ "Альметьевнефть" оборудование ОРД применяется – с декабря 2005г. На дату анализа в работе находилось 75 установок, накопленная дополнительная (из приобщенных объектов) добыча нефти по ним составила 138 тыс.т нефти, в том числе 61 тыс.т нефти – из глинистых коллекторов. Прирост дебита нефти по глинистым пластам – 2,4 т/сут, по песчаникам – 5 т/сут.

Технология ОРЗ применяется в НГДУ с конца 2006г. – как с дострелом пласта, так и в сочетании с ВПП. Всего работает 122 установки, накопленная дополнительная (за счет ОРЗ) добыча нефти достигла 285 тыс.т, в том числе 149 тыс.т – из глинистых пластов. Прирост дебита нефти по глинодержащим коллекторам – 2,6 т/сут, по песчаникам – 4,5 т/сут.

Технология ОРДиЗ применяется в НГДУ – с 2007г., внедрено 11 установок, дополнительная добыча нефти – 29 тыс.т.

Новое направление – это спуск установки ОРД в скважину сразу после бурения. С 2010г. практикуется внедрение оборудования ОРД и ОРЗ сразу после бурения с проведением гидроразрыва пласта.

*Захарова Е.Ф. и Гуськова И.А. [92]* рассмотрели направления использования ОРЗ для обеспечения проектной добычи на Ново-Елховской площади Татарстана. Здесь на всех скважинах применили однопакерные схемы ОРЗ с



извлекаемым пакером и параллельными колоннами НКТ. До внедрения ОРЗ производили проверку герметичности ЭК при рабочих  $P_{\text{наг}}$ , а также глубинным расходомером снимали профили приемистости пластов, подлежащих разобщению. Одновременно устьевыми приборами замеряли приемистость и рабочее давление нагнетания. В итоге определяли долю участия каждого пласта в суммарной приемистости скважины. Авторы [92] указывали, что первый месяц после внедрения ОРЗ обычно отмечался нестабильный режим работы нагнетательных скважин. Кроме того, они отметили, что необходимо учитывать, что из-за неравномерного во времени роста пластового давления в зоне закачки подбор штуцеров может носить временный характер.

*Максутов Р.А., Доброскок Б.Е. и Фаттахов Б.З. [123]* осветили исторический опыт выбора схемы раздельной закачки воды (в два пласта) на Ромашкинском месторождении. Указано, что оптимальное давление нагнетания для ВПК – 100-120 ат, для НПК – 150-200 ат. Все это предъявляет особые требования к оборудованию ОРЗ. Закачка воды может быть осуществлена: по схеме (1) – с подачей воды от КНС до скважины по двум водоводам (высокого и пониженного давления) или по схеме (2) – с подачей воды по одному водоводу под высоким давлением и последующим перераспределением её между пластами в скважине с помощью специальных дросселирующих устройств. Отметим, что схема (1) требует прокладки второго водовода, т.е. увеличивает капитальные вложения в обустройство промысла. Схема (2) требует меньших капвложений, но увеличивает эксплуатационные затраты, а также имеет ряд недостатков:

- прекращение закачки во все пласты при остановке агрегатов на КНС;
- практическая невозможность осуществления нагнетания в случае необходимости закачки воды более чем в два продуктивных пласта;
- увеличение гидравлических потерь в случае необходимости прокачки больших объемов воды по одному водоводу под высоким давлением;
- рост энергозатрат на дросселирование давления закачки со 150-200 до 100-120 ат.

Авторы [123] разработали мероприятия по повышению эффективности применения ОРЗ воды в разнопроницаемые пласты Ромашкинского месторождения.

*Бурганова Р.И. [46]* анализирует эффективность применения ОРЭ двух пластов в 41 скважине на Шегурчинском месторождении НГДУ «Ямашнефть» Татарстана. Стоимость бурения одной скважины составляет здесь 10 млн.руб, внедрение установки ОРЭ увеличивает её еще на 3,2 млн.руб. За счет ОРЭ второго горизонта дебит по нефти по скважине вырос в 2,4 раза, приобщение второго горизонта путем ОРЭ дало прирост 4 т/сут в каждой скважине. Срок окупаемости затрат на внедрение ОРЭ составлял 2 месяца.

*Евдокимов А.М., Таипова В.А., Карпова О.М. и др. [86]* рассмотрели ОРЭ как эффективный метод вовлечения в разработку ТриЗ нефти на Ромашкинском месторождении. В НГДУ «Альметьевнефть» применялась технология ОРЭ с использованием пакера М1-Х. Прирост дебита нефти в глиносодержащих коллекторах за счет ОРД превысил 4 т/сут, за счет ОРЭ – более 3

т/сут. Приросты дебитов получены также и по песчаным коллекторам, ранее не работавшим из-за разности давлений в пластах. Технология ОРЗ обеспечила необходимую приемистость низкопроницаемых глинистых пластов.

*Рахманов А.Р., Ожередов Е.В., Закиев Б.Ф. и др. [152]* рассмотрели направление предотвращения и управления рисками возникновения аварийных ситуаций при эксплуатации нагнетательных скважин с применением оборудования для ОРЗ в НГДУ «Альметьевнефть» на Ромашкинском месторождении. Возобновление работ по применению ОРЗ начато с 2006г. Из технологических схем ОРЗ в Татарстане в качестве оптимального выбран метод с двумя параллельными колоннами НКТ.

В ОАО «Татнефть» [152] определены критерии выбора нагнетательных скважин для применения ОРЗ, подготовлена технологическая документация, налажено производство необходимого оборудования и инструментов, отработана технология монтажа оборудования, оптимизированы режимы эксплуатации нагнетательных скважин, установлены условия успешного диагностирования и ремонта оборудования. Перспективным считается внедрение ОРЗ по мандрельной технологии с целью регулирования закачки в три объекта. Указанная технология испытана в четырех скважинах.

Авторы [152] выделили и проанализировали следующие группы рисков:

- риски возникновения отказа в процессе внедрения технологии ОРЗ, связанные, в основном, с техническим состоянием ствола скважин;
- риски, проявляющиеся в процессе проведения исследовательских работ в нагнетательных скважинах с ОРЗ;
- риски, имеющие место в процессе эксплуатации нагнетательных скважин с применением ОРЗ (отвороты или обрывы НКТ и др.).

В НГДУ «Альметьевнефть» разработаны рекомендации, снижающие вероятность проявления указанных рисков.

В статье [152] отмечено, что в ОАО «Татнефть» технологии ОРЗ внедрены в 300 нагнетательных скважинах, что обеспечило суммарную дополнительную добычу нефти – 402 тыс.т. Суточный прирост добычи нефти за счет ОРЗ на 1 скважину в 2010г. составлял 3 т/сут.

### **1.5. Опыт внедрения одновременно-раздельной эксплуатации нескольких пластов в Республике Башкортостан**

*Астафьев И.Г., Вайсман А.М., Хангильдин И.Г. и др. [6]* отмечали, что применение метода ОРЭ в НПУ «Октябрьскнефть» было начато в декабре 1957г., впоследствии под ОРЭ было освоено еще 5 скважин, имеющих ЭК – 168 мм. Благодаря внедрению ОРЭ на промыслах Башкирии в 1966-1969гг. было дополнительно добыто 300 тыс.т нефти.

При подборе объектов и скважин для применения ОРЭ авторы [6] рекомендуют учитывать следующие факторы:

- *геологические*: разобщаемые пласты (или пачки) должны иметь площадь распространения, охватывающую, как минимум, две-три скважины, нефтенасыщенную толщину – не менее 1 м, толщину непроницаемого раздела – не менее 3 м;
- *технологические*: текущие и суммарные отборы по скважинам, продук-

тивность пластов, выработка и положения КН и ФНВ,  $R_{пл}$  и др.;

– *технические*: диаметр, кривизна и исправность обсадной колонны, надежность цементного кольца, отсутствие межпластовых перетоков.

Установлено [6], что из 369 скважин Леонидовской, Серафимовской и Константиновской площадей требованиям перевода на ОРЭ двух объектов (по схеме насос-насос) отвечает 71 скважина, трех объектов – 32 скважины. Относительное количество скважин, перспективных для реализации ОРЭ: с 6-дюймовыми колоннами – 63%, с 5-дюймовыми колонками – 37%.

*Вайсман А.М. и Хангильдин И.Г. [49]* изучали перспективы применения оборудования для ОРД *трех пластов* на месторождениях Башкирии: Туймазинском, Шкаповском, Арланском, Манчаровском и Серафимовской группе. Глубина пластов здесь составляет 1300-2200 м, минимальное расстояние между объектами – три метра,  $R_{пл}$  верхнего объекта – 125 ат, среднего – 150 ат, нижнего – 200 ат. Температура пластов на рассматриваемых месторождениях не превышала 40°C. Содержание механических примесей в нефти – менее 0,4%. Выноса песка и пробкообразования, как правило, не наблюдалось. Различие в свойствах нефтей, в ряде случаев, требовало создания двухканальной системы их транспортировки. Из рассмотренных авторами 4642 нефтяных скважин ОРЭ *трех объектов* могло бы быть реализовано – на 32% скважин. Причем в 28% скважин более перспективной была признана одноканальная система транспортировки продукции.

*Третьякова Г.И. [173]* изучала ОРД из двух пластов с помощью установок ШГН. Отмечено, что ОРЭ внедрялась в Башкирии – с 1964г., за 10 лет на ОРД переведено 650 скважин, в т.ч. 484 оборудованы установками типа УГР. Из числа последних в 25 скважинах дебит увеличился на 20-25 т/сут, в 97 – на 5-10 т/сут, в 140 – прирост не превысил 3т/сут, однако в 212 скважинах (44%) дебит вообще не увеличился. Отмечено, что иногда даже при исправной работе УШГН, после разобщения пластов суммарный дебит оказывался даже ниже, чем при совместной эксплуатации.

*Червякова А.Н., Булавенкова А.С. и Башина Э.И. [184]* изучили возможности повышения эффективности разработки небольших месторождений Башкортостана с использованием компоновок ОРЭ. Задача вовлечения в разработку запасов мелких карбонатных залежей, различающихся по геолого-физическим характеристикам, поставленная в конце XX века, послужила стимулом для разработки и внедрения новых технологий ОРЭ. В ОАО АНК "Башнефть" первые пробные работы по внедрению оборудования для ОРЭ возобновились в 2006г. – на Воядинском месторождении. В 2009г. были начаты ОПР на Арланском, Троицком, Аскараровском и Мелеузовском месторождениях. На начало 2012г. компоновками типа СШН-СШН оборудовано 18 скважин, типа ЭЦН-СШН – 7 скважин. Из 41 проекта разработки, составленного ООО "БашНИПИнефть" в 2011г. и утвержденного ЦКР – в 10 работах принят вариант с оборудованием скважин компоновками ОРЭ.

Далее в статье [184] рассмотрены перспективы применения компоновок ОРД на примере типично малого по запасам Кипчакского месторождения. Продуктивные отложения на нем выделены в залежах турнейского, фаменского ярусов и заволжского надгоризонта. Проницаемость объектов различа-

ется в 1,5-3,5 раза, вязкость – в 1,3-5 раз, нефтенасыщенная толщина – в 4 раза. Максимальный экономический эффект при минимальных капитальных вложениях и эксплуатационных затратах ожидается по варианту с применением ОРД. К реализации рекомендуется установка типа СШН-СШН для скважин с эксплуатационной колонной диаметром не менее 146 мм.

*Акимкин А.В., Кузин И.Г., Исеркапов Э.Р., Вагизов А.М. [1]* рассмотрели современное состояние и перспективы внедрения компоновок для одновременно-раздельной добычи на нефтяных месторождениях ОАО АНК "Башнефть". В основном, эти месторождения – многопластовые. В действующем фонде региона насчитывается более 16 тысяч скважин, в которых имеется множество неперфорированных пластов и пропластков. Авторы определили условия применения компоновок для ОРД, среди которых выделяются:

- значительные различия ФЕС пластов, физико-химических свойств нефти и пластовых давлений;
- необходимость вовлечения в разработку малопродуктивных пластов, эксплуатация которых отдельными скважинами нерентабельна.

В 2007 г. компанией "Башнефть" была поставлена задача разработать установку ОРД для условно вертикальных скважин с  $D_{\text{ЭК}} - 146$  мм. ООО "БашНИПИнефть" в качестве наиболее эффективной была предложена схема ОРД – с полыми штангами. В 2007-2009гг. проведены ОПР с различными конструкциями (типа СШН-СШН с полыми штангами), подтвердившие работоспособность установок.

В 2009г. начата опытная эксплуатация оборудования для ОРД с помощью компоновок ЭЦН-СШН производства ООО "СП-Барс", а также установок типа СШН-СШН (ЗАО "Элкам-нефтемаш"). На начало 2012 г. в ОАО АНК "Башнефть" было внедрено семь установок для ОРД типа ЭЦН-СШН (Арланское месторождение), а также 17 установок типа СШН-СШН – на Аскаровском, Кипчакском, Менеузовском и Троицком месторождениях.

Авторы [1] выделяют основные критерии подбора скважин для внедрения установок ОРД:

- диаметр эксплуатационной колонны не менее 146 мм;
- расстояние между объектами не менее 3-5 м для СШН-СШН и не менее 8-10 м для ЭЦН-СШН;
- вязкость извлекаемой жидкости не более 60 мПа·с.

Авторы [1] разработали методику подбора скважин для ОРД, основанную на изучении фактической динамики дебитов нефти на приобщаемом объекте (за последние годы) в виде:

$$q_n^{cp} = q_o \cdot t^v,$$

где:  $q_n^{cp}$  – прогнозный дебит нефти на выбранную дату, т/сут,  $q_o$  – запускной дебит нефти, т/сут,  $t$  – время работы скважины, мес.,  $v$  – показатель степени, характеризующий интенсивность падения дебита.

Для повышения эффективности разработки объектов в статье [1] рекомендуется формировать "очаги внедрения", состоящие из нагнетательной скважины, оборудованной под ОРЗ воды, и окружающих добывающих скважин, переведенных на ОРД. Таким образом, технологии ОРЭ дают возмож-

ность разрабатывать мелкие пласты совместно с основными. При этом существенно сокращаются сроки и затраты, необходимые для разработки сложно-построенных месторождений. Стоимость оборудования ОРЭ – от 500 тыс.руб. В статье [1] указано, что суммарный прирост добычи нефти за счет ОРД по 22 скважинам ОАО АНК "Башнефть" в первые три месяца после внедрения составил 94,3 т/сут., в среднем на одну скважину – 4,3 т/сут.

### **1.6. Развитие технологий одновременно-раздельной эксплуатации на многопластовых месторождениях Удмуртии**

В ОАО «Удмуртнефть» ОРЭ двух объектов началась три года назад [163]. В 2008г. оборудование ОРЭ было установлено в трех скважинах, в 2009г. – в 15, в 2010г. – в 35, в 2011г. – планируется в 61 скважине. Согласно данным работы [163] были испытаны:

- **Компоновка ЭЦН-СШН** с погружным электродвигателем в высокогерметичном кожухе. Сейчас эта компоновка ОРЭ является основной в ОАО «Удмуртнефть». Особенности компоновки ЭЦН-СШН с ПЭД в высокогерметичном кожухе следующие:

- применение возможно при малых толщинах раздела между пластами;
- использование ПЭД размером 103 и 96 мм, измененного входного модуля ЭЦН, который состыковывается с высокогерметичным кожухом ПЭД;
- не полностью решены вопросы борьбы с осложнениями в скважинах;
- содержание газа на приеме насоса не должно превышать 20 %;
- так как диаметр применяемого кожуха составляет 124 мм, имеются ограничения по диаметру, кривизне и техническому состоянию эксплуатационной колонны скважины;
- существуют ограничения по добыче жидкости, мощности двигателей в 124-мм кожухе (70 кВт) при диаметре 103 мм;
- необходимость остановки одного из насосов при проведении замеров дебита жидкости и отбора проб по каждому объекту разработки.

- **Компоновка СШН-СШН** с полыми штангами (применяется с 2009г.):

Здесь используются два спаренных ШГН: верхний – дифференциальный штанговый (2СП57/Б44-2), нижний – стандартный невставной (ННБ-38). После раздельного замера возможно смешивание жидкости, добываемой из обоих объектов.

- **Компоновка ЭЦН-СШН** с пакером с кабельным вводом (внедряется с 2009г.): ЭЦН располагается под пакером, который имеет кабельный ввод. Отмечено, что минимальное расстояние между разделяемыми объектами должно быть не менее 30м.

- **Компоновка ЭВН-СШН** с пакером с кабельным вводом.

В статье [163] указано, что при эксплуатации УЭЦН образуется эмульсия с кратно повышенной вязкостью. Отмечено, что нефти месторождений ОАО «Удмуртнефть» и сами по себе являются высоковязкими. Эксплуатация низкодебитных скважин с помощью УЭЦН здесь неэффективна. Компоновки ЭВН-СШН с вентильным двигателем более перспективны. Они были успешно испытаны в конце 2010г., а в 2011 г. планируется их внедрение.

В печати имеются сведения о том, что технология ОРЭ имеет хорошие

перспективы для применения в таком старом нефтедобывающем районе, как Пермский край, где большинство месторождений являются многопластовыми, с совпадающими в плане контурами нефтеносности. ОРЭ позволяет сократить объемы буровых работ и организовать экономически эффективную добычу нефти. Всего за 2009-2012гг. на месторождениях ООО "ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ" оборудование ОРЭ установлено в 27 скважинах.

### **1.7. Применение оборудования для одновременно-раздельной эксплуатации на ряде месторождений Тюменской области в 2002-2011г.**

Эти сведения представлены в публикациях Афанасьева В.А., Асмандиярова Р.Н., Барышникова А.В., Гарипова О.М., Гордеева А.О., Гука В.Ю., Давиташвили Г.И., Дубива И.Б., Захарова И.В., Казанцева И.Ю., Комарова В.С., Маркина А.И., Пасынкова А.Г., Юдакова А.Н., Янина А.Н., Янина К.Е. и других [4, 10, 25, 26, 27, 30, 33, 34, 36, 65, 66, 67, 68, 69, 73, 75, 100, 107, 125, 168, 169, 191, 203, 204, 205, 208, 209].

*Давиташвили Г.И. и Гарипов О.М. [75]* осветили историю внедрения ОРЭ на первом этапе освоения Приобского месторождения (ЮЛТ). В этот период разработки закачка воды проводилась совместно во все вскрытые пласты объекта АС<sub>10-12</sub>. В декабре 2004 г. пять нагнетательных скважин впервые оборудовали под ОРЭ. Далее технология стала применяться во всех новых нагнетательных скважинах: в верхний пласт АС<sub>10</sub> вода закачивалась по затрубному пространству, а в пласт АС<sub>12</sub> – по колонне НКТ. Это позволило регулировать и измерять на поверхности расходы закачиваемой воды по пластам.

*Юдаков А.Н., Дубив И.Б. и др. [191]* исследовали механизм работы пластов при внедрении ОРЭ на ЮЛТ Приобского месторождения. Полученные результаты свидетельствуют об увеличении охвата ЭО воздействием после спуска оборудования ОРЭ. Например, в скважине 15537 при совместной закачке пласт АС<sub>12</sub><sup>1</sup> принимал 99% от общего объема воды. После спуска комплекта ОРЭ произошло перераспределение воды между пластами АС<sub>10</sub>, АС<sub>12</sub><sup>1</sup>, АС<sub>12</sub><sup>2</sup> – в соотношении 41:37:22%. Установлено, что после внедрения компонентов ОРЭ К<sub>рт</sub> разреза удалось увеличить на 28%.

*Маркин А.И., Комаров В.С., Пасынков А.Г. и др. [125]* рассмотрели применение ОРЭ на СЛТ Приобского месторождения, начиная с 2002-2003г. Отмечается, что в двухлифтовой схеме расходы закачиваемой воды – ограничены. В обсадной колонне 7" (178 мм) размещаются два стандартных лифта по 60 мм каждый (при использовании особо малогабаритных муфтовых соединений типа УАМ – диаметрами 73 и 60 мм). При Р<sub>заб</sub> = 40 МПа приемистость по этим лифтам не превышала 450 и 250 м<sup>3</sup>/сут, соответственно. Закачка воды по одной колонне рассматривается как более перспективная. Пакера позволяют разделить пласты на забое, а мандрели – регулировать объемы воды по пластам. Однако однолифтовая схема (в отличие от двухлифтовых) не позволяет регулировать давления закачки в каждый пласт. В целом, ОРЭ предназначена для перераспределения закачки между пластами, однако это возможно только при увеличении Р<sub>заб</sub>. Важное условие внедрения ОРЭ – от-

сутствие потерь в добыче нефти. Ограничение закачки приводит к снижению приемистости и росту  $P_{заб}$ . К концу 2012 года все скважины СЛТ (с двумя и более пластами) планируется оборудовать под ОРЗ воды.

*Гук В.Ю., Асмандияров Р.Н., Маркин А.И. и др. [73]* изучили опыт применения на СЛТ Приобского месторождения компоновок ОРРНЭО [113,137]. Для спуска геофизических приборов был увеличен диаметр проходного сечения в районе разъединителей пакеров и нижних мандрелей. В перспективе планируется внедрение двухзонных манометров нового типа, которые по перепаду давления определяют расход через штуцер и передают информацию на поверхность [65]. На СЛТ проходят апробацию компоновки со встроенными системами мониторинга параметров работы скважины (расход, температура, давление) в режиме реального времени. Оборудование ОРЗ позволяет выполнять ГТМ селективно в различных пластах. В 2008г. через компоновки ОРЗ в 14 многопластовых скважин СЛТ было закачено 14 тыс.м<sup>3</sup> потокорегулирующих химреагентов с эффективностью – 8 тыс.т нефти. Через компоновки ОРЗ на СЛТ проводили также трассерные исследования. Планируется выполнить селективные кислотные обработки отдельных пластов.

*Казанцев И.Ю., Гордеев А.О., Вахрушева И.А. и др. [100]* обобщили результаты внедрения ОРЭ на Верхнеколик-Еганском месторождении ОАО "ТНК-ВР". Отмечается, что применение технологий ОРЭ способно обеспечить:

- повышение дебита скважин и нефтеотдачи;
- оптимизацию регулирования отборов и закачки по разрезу;
- увеличение охвата многопластового месторождения;
- контроль добычи и закачки по каждому пласту;
- ввод в работу скважин с негерметичной эксплуатационной колонной;
- сокращение кап.вложений в бурение, а также эксплуатационных затрат;
- увеличение рентабельного срока разработки месторождения.

К недостаткам ОРЭ относят [100] увеличение технологических рисков при эксплуатации и ремонте скважин с ОРЭ, проведении ГТМ, а также наличие ряда ограничений (диаметр ЭК, глубина скважины, расстояние между разобщаемыми объектами, дебиты пластов, газовые факторы и др.).

На Верхнеколик-Еганском месторождении были внедрены многопакерные секционные установки для ОРД – с применением ЭЦН. В 2008-2009 годах работы по ОРЭ проводились на объектах АчБВ<sub>14-19</sub>, ЮВ<sub>1</sub>, ЮВ<sub>8-9</sub>, ЮВ<sub>10</sub>. Внедрялись системы с возможностью регистрации геофизических и технологических параметров каждого объекта. В скважинах перед спуском компоновок ОРД в приобщаемых объектах с меньшей проницаемостью проводили ГРП. Спуск многопакерных компоновок для ОРЭ осуществлен в 32 скважинах, в т.ч. в 13 добывающих и 19 нагнетательных. В результате суточная добыча нефти увеличилась на 5-7%.

Специалисты ОАО «Варьеганнефтегаз» рекомендуют [100]:

- 1) применять новые технологии ГРП с уменьшенным выносом проппанта;
- 2) проводить спуск оборудования ОРД не на начальном этапе при запуске скважины, а после вывода её на оптимальный режим работы;

3) применять для непрерывного мониторинга технологических параметров (в режиме реального времени) более совершенное оборудование "Спрут".

В целом применение ОРЭ на Верхнеколик-Еганском месторождении позволило получить хорошие результаты. Дополнительная добыча нефти за счет ОРЭ на декабрь 2009г. составила 90 тыс.т.

В печати опубликованы также сведения о том, что ОАО "ТНК-ВР" в 2010 году на Усть-Тегусском месторождении внедрило компоновку ОРД – по схеме "ЭЦН–ЭЦН" со ссылкой на то, что аналогов подобного оборудования в России не имеется.

Алеев Р.И. и Захаров И.В. [2] представили результаты и рассмотрели перспективы перевода скважин на ОРЭ по месторождениям НГДУ "Сургутнефть". В проектах на разработку многопластовых месторождений ОАО "Сургутнефтегаз", вводимых в 2013-2015гг., предусмотрено широкое применение технологий ОРЭ, как на опытных участках, так и целиком на месторождениях.

Для подбора скважинного оборудования для ОРД авторами [2] был изучен российский и зарубежный опыт, составлены требования к оборудованию, определены достоинства и недостатки предлагаемых на рынке компоновок. Отмечено, что общим недостатком является инженерное сопровождение монтажа и эксплуатации оборудования для внедрения в эксплуатационных колоннах диаметром 168 и 146 мм – сторонними фирмами.

Компоновка	Недостатки
Гидравлический регулятор (Baker Hughes)	Диаметр эксплуатационной колонны должен быть более 168 мм; высокая стоимость; длительный срок поставки; отсутствие возможности замера дебита и обводненности по пластам.
ЭЦН-ЭЦН (Schlumberger)	$D_{эк} > 168$ мм; производительность – от 50 м <sup>3</sup> /сут; высокая стоимость; длительный срок поставки; большая металлоемкость.
СШН-СШН (ОАО "Татнефть")	Глубина спуска – до 1200 м; производительность – до 20 м <sup>3</sup> /сут; невозможность прямого замера дебита и обводненности; большая металлоемкость.
СШН-СШН с полыми штангами (ОАО "Татнефть")	Глубина спуска – до 1200 м; дебит – до 20 м <sup>3</sup> /сут; применение на устье резинового шланга; большая металлоемкость.
ЭЦН с датчиками+много-пакерная компоновка с мандрелями (ООО НИИ "СибГеоТех")	Сложность спуска в ННС; погрешность при замера обводненности низкодебитных скважин; погрешность при замера дебита (влияние свободного газа); регулирование отборов по пластам только при текущем ремонте скважины.

Авторы [2] отмечают, что основные требования к оборудованию ОРЭ – это возможность эксплуатировать объекты, находящиеся на глубине более 2500 м, наличие  $D_{эк}$  – менее 168 мм, соответствие "Правилам охраны недр" в части "...обеспечения возможности реализации отдельного учета добываемой продукции, промысловых исследований каждого пласта отдельно...".

В качестве наиболее перспективной компоновки в НГДУ "Сургутнефть" выбран тандем двух установок ЭЦН. Каждый пласт должен эксплуатироваться отдельной установкой – с возможностью дифференцированного и автономного воздействия на пласты. В 2011г. предприятием были разработаны и переданы ЗАО "Новомет-Пермь" технические требования к оборудованию



для ОРД из двух пластов. К августу 2011г оборудование было изготовлено по двум схемам для добывающих скважин: с  $D_{эк} - 168$  мм с расположением одной насосной установки под пакером и для  $D_{эк} - 146$  мм, где нижний насос располагался в герметичном кожухе.

Требования к скважинам-кандидатам для ОРД [2] следующие:

- наличие в скважине не менее двух объектов разработки с различающимися эксплуатационными параметрами (забойные давления, дебиты);
- герметичность эксплуатационной колонны;
- отсутствие заколонной гидродинамической связи между объектами;
- содержание механических примесей (с микротвердостью частиц не более 7 баллов по шкале Мооса) до 500 мг/л;
- газовый фактор не более 110 м<sup>3</sup>/т.

После проведения стендовых испытаний и подбора характеристик УЭЦН – началось промысловое испытание компоновок на Восточно-Сургутском месторождении. Из недостатков этих компоновок отмечены: сложность и значительная продолжительность монтажа, необходимость подъема компоновки при выходе из строя одного из насосов, повторное глушение после срыва пакера перед подъемом, невозможность промывки нижнего насоса под пакером. Для определения параметров конкретного пласта отключали одну из установок, при этом фиксировали дебит нефти и обводненность пласта с работающей установкой. Дебит второго пласта вычисляли как разность суммарной добычи по скважине и добыче работающей установкой. Обводненность определяли аналогично. Недостаток здесь заключается в том, что во время отключения установки происходит потеря добычи нефти.

*Цику Ю.К. и Захаров И.В. [183]* обобщили опыт и рассмотрели перспективы внедрения технологии ОРЭ в НГДУ "Комсомольскнефть" ОАО "Сургутнефтегаз". Указано, что в приобшечные с помощью компоновок ОРЗ объекты закачано более 300 тыс.м<sup>3</sup> воды. Это позволило добыть дополнительно 45 тыс.т нефти. В ОАО "Сургутнефтегаз" прошли испытания комплектов ОРЗ, испытаны компоновки ОРЭ: СШН+ЭЦН и ЭЦН+ЭЦН. Разрабатываются собственные компоновки оборудования с выдачей технических заданий заводам – изготовителям, идет отработка оптимальных конструкций на практике.

В НГДУ "Комсомольскнефть" некоторые скважины эксплуатируют по технологии ОРЗ уже более 7 лет. Разработан стандарт предприятия на ОРЗ, испытаны одно- и двухрядные компоновки, выбраны оптимальные системы, показавшие высокий уровень надежности. Однако пока не существует оборудования для ОРЭ низкопродуктивных пластов с дебитами жидкости 8-12 м<sup>3</sup>/сут, залегающих на глубинах 3000 м и более.

В НГДУ "Комсомольскнефть" проводят [183] испытания компоновки для совместной эксплуатации двух пластов одной скважине – с возможностью ведения отдельного учета дебитов и обводненности продукции. В экспериментальной скважине вскрыты пласты ЮС<sub>1</sub><sup>1</sup> и ЮС<sub>2</sub><sup>1</sup>, которые эксплуатируют одной УЭЦН с вентильным погружным электродвигателем. Между пластами стационарно установлен пакер с гидравлическим клапаном-отсекателем ИРТ 500.102. В штатном режиме замеряют суммарный дебит и обводненность

двух пластов. Для определения параметров по пластам гидравлический клапан-отсекатель (созданием перепада давления на клапан) закрывают и отсекают нижний пласт. Дебит нижнего пласта определяют как разность между суммарным и дебитом верхнего пласта. Оборудование работает без сбоев – с апреля 2011 г., прирост дебита нефти – 12 т/сут.

В НГДУ "Комсомольскнефть" также внедряют [183] технологии ОРД из двух пластов в одной скважине, обеспечивающие отдельный замер по пластам с использованием электромагнитного клапана-отсекателя КЭН 25/200НО. Последний установлен в хвостовике УЭЦН и гидравлически связан с подпакерным пространством. Пакер разобщает два пласта. Приведение клапана в положение "закрыто" для замера дебита и обводненности продукции верхнего пласта осуществляется подачей постоянного напряжения 220В по кабелю КГ 3×0,75. После снятия напряжения – клапан открывается. К недостаткам данных систем при эксплуатации относится наличие одинаковой депрессии для обоих пластов.

Авторы [183] отмечают, что в настоящее время разработано и готово к внедрению оборудование, позволяющее эксплуатировать объекты с существенно различающимися пластовыми давлениями. Данное оборудование дает возможность создать дифференцированную депрессию на пласты, а также регулировать отборы и отключать верхний или нижний пласты.

Для опробования системного управления процессами закачки и отбора по пластам на Русскинском месторождении выделен опытный участок. Пласты ЮС<sub>1</sub><sup>1</sup> и ЮС<sub>1</sub><sup>2</sup> характеризуются низкими ФЕС и разобщены непроницаемой перемычкой толщиной 60 м. В скважинах опытного участка поэтапно приобщается вышележащий пласт, внедряются технологии ОРД и ОРЗ.

В статье [183] указано, что в 2015 г. НГДУ "Комсомольскнефть" начнет эксплуатацию Ненецкого месторождения, где будет построено 340 скважин с использованием оборудования для ОРД и ОРЗ (это составляет 83 % всего фонда). Разработанное НГДУ "Комсомольскнефть" и ТО "СургутНИ-ПИНЕФТЬ" оборудование для ОРЭ успешно применяется для сложнопостроенных низкопроницаемых юрских отложений Тюменской области.

В заключение в статье [183] отмечено, что в России производится надежное оборудование для ОРЗ, применяемое во многих нефтяных компаниях. Каких-либо препятствий для массового внедрения ОРЗ как экономически выгодного инструмента регулирования работы системы ППД в настоящее время – не существует.

### **1.8. Некоторые технические аспекты применения оборудования ОРЭ на многопластовых нефтяных месторождениях России**

Указанные направления освещены в публикациях Аминова М.Х., Афанасьева В.А., Барышникова А.В., Белоусова Ю.В., Валеева М.Д., Вандрика Я.Б., Ведерникова В.Я., Гарипова О.М., Захарова И.В., Калугина А.В., Киреева А.М., Леонова В.А., Рахманова А.Р., Рыжова Е.В., Светашова Н.Н., Шаисламова Ш.Г., Шарифова М.З., Янтурина А.Ш., Янтурина Р.А. и других [10, 33, 36, 50, 53, 55, 65, 113, 185, 186, 206, 208, 209].

*Янтурин А.Ш., Шаисламов Ш.Г. и Янтурин Р.А. [207] рекомендуют*

внедрять оборудование ОРЗ, обеспечивая синхронизацию скоростей продвижения ФНВ по пластам. Обычно при совместной закачке в несколько пластов фронты вытеснения перемещаются неодинаково ("асинхронно"). Это увеличивает сроки эксплуатации скважин и общие затраты на добычу нефти. Указанные недостатки нивелируются при синхронизации радиусов ФНВ с помощью скважинных регуляторов давления нагнетания. Синхронизацию вытеснения фронтов по пластам можно осуществить также с помощью гидро-разрыва пластов, сочетая его с применением многочисленных комбинаций скважинных регуляторов давления.

*Шаисламов Ш.Г., Янтурин Р.А., Янтурин А.Ш. и др. [185]* предлагают усовершенствовать технологию ОРЭ в одной скважине с помощью проведения различной перфорации пластов, в т.ч. и путем изменения формы и направления перфорационных каналов. Для предотвращения внутриколонных перетоков пласты следует изолировать с помощью дополнительных пакеров, устанавливаемых внутри ЭК. Для ОРЭ более двух-трех пластов рекомендуется применять регуляторы давления с гидравлическим сопротивлением, периодически настраиваемые с поверхности.

*Ведерников В.Я. и Рыжов Е.В. [55]* изложили способ подбора эжекторов для ОРЭ скважин с УЭЦН. Метод основан на стендовых испытаниях струйного эжектора (со сменными насадками сопла) и камеры смешения с использованием графоаналитического метода выбора УЭЦН – по кривым зависимости  $N_{дин}$  от суммарного отбора жидкости из двух пластов. Испытание, проведенное в скважине 1185/88 Южно-Ягунского месторождения (НК "ЛУКОЙЛ") подтвердило возможность применения эжектора для вызова притока из интервала с меньшим пластовым давлением. В НК "ЛУКОЙЛ" разрабатываются методы подбора струйных эжекторов для добычи из двух пластов с разными дебитами и  $P_{заб}$ , а также в скважинах – с УЭЦН.

*Вандрик Я.Б., Киреев А.М., Светашов Н.Н. и др. [53]* рассмотрели оборудование для ОРЗ воды в два пласта с использованием многопакерных компоновок. ООО "Югсон-Сервис" разработало технические средства ОРЗ с отслеживанием процесса закачки во времени. Преимущество технологии – независимое регулирование на устье скважины – как давления, так и объемов закачки воды в пласты (в т.ч. по центральному каналу – в подпакерную зону нижнего пакера). Узел закачки обеспечивает раздельное прохождение двух потоков рабочего агента через центральный канал и герметичное соединение НКТ ( $D=48$  мм) с приемным конусом узла закачки. Работы по установке двухпакерных компоновок ОРЗ на месторождениях Западной Сибири были проведены в 2004-2008 гг.

*Шарифов М.З., Леонов В.А. и Гарипов О.М. [186]* предлагают внедрять оборудование ОРРНЭО, позволяющее исследовать каждый из выделенных интервалов, устанавливая для них оптимальные значения репрессии (с учетом ограничений). Предусмотрен поочередный спуск секций (пластов), а также проверка герметичности пакера для каждой секции. Установка состоит из колонны НКТ с несколькими пакерами. Каждая секция включает одну скважинную камеру с клапаном, регулирующим поток. Пакера сверху оснащены разъединителем колонны труб или отдельным телескопическим соеди-

нением для отдельного спуска и извлечения каждой секции. Проведены работы по применению оборудования для ОРЗ для четырех пластов, показаны возможности для дальнейшего увеличения их количества.

Авторы работы [186] отмечают, что по сравнению с отдельной эксплуатацией пластов, технология ОРНЭО позволяет:

- сократить капитальные вложения на бурение скважин в 2-3 раза и снизить эксплуатационные расходы на 20-40%;
- значительно уменьшить срок освоения месторождения;
- увеличить рентабельный срок эксплуатации обводненных или загазованных пластов путем подключения их к хорошим объектам;
- увеличить КИН пластов за счет продления срока разработки;
- уменьшить вероятность замерзания арматуры и водоводов нагнетательных скважин.

По сравнению с совместной эксплуатацией технология ОРЭ позволяет [186]:

- увеличить КИН пластов за счет их разукрупнения;
- увеличить текущую добычу нефти за счет создания системы дифференцированного и управляемого воздействия на каждый из пластов;
- обеспечить учет воды, закачиваемой в каждый из пластов;
- обеспечить повышение репрессии на низкопроницаемые пласты;
- предупредить межпластовые перетоки по стволу скважины;
- повысить эффективность за счет проведения селективных ВПП.

Технология ОРНЭО более эффективно реализуется на газлифтных и нагнетательных скважинах. Указано [186], что технология ОРЗ внедрена предприятием в 37 скважинах, в том числе в 12 – с тремя продуктивными пластами и в 25 – с двумя пластами на месторождениях: Ай-Еганском, Барсуковском, Ваньеганском, Восточно-Янгтинском, Приобском, Тарасовском, Фестивальном, Южно-Тарасовском, Южно-Харампурском и других.

В обзоре [59] рассмотрено применение пакеров в скважинах на зарубежных месторождениях. Приведена классификация и описание пакеров, в т.ч. для целей ОРД и ОРЗ. Отмечено, что распространение технологий ОРЭ стало возможным только в условиях обеспечения надежного разобщения пластов в скважине пакерами.

Указано [59], что при многопластовом заканчивании скважин используют как обычные одноканальные эксплуатационные пакеры, так и многоканальные – со специальными уплотнительными соединениями для жесткой и свободной посадки колонны НКТ. Зарубежные фирмы предлагают свыше 200 модификаций пакеров: постоянных и извлекаемых, предназначенных для различных условий эксплуатации: выдерживающих высокие перепады давления сверху и снизу, уплотняющиеся от веса колонны НКТ и от гидравлического давления, для коррозионных условий, для глубоких и сверхглубоких скважин и т.д. Большое применение находят и надувные пакеры, устанавливаемые снаружи обсадных колонн с целью исключения межпластовых перетоков. Отмечено, что накопленный за рубежом богатый промысловый опыт применения пакеров может быть использован и при разработке отечествен-

ных многопластовых месторождений.

*Гарипов О.М. [65]* изложил экспресс-методику расчета расхода по переменному перепаду давления в скважинах с ОРЗ, созданную на основе ГОСТ 8.563.1-97. В канале измерительного трубопровода устанавливается сужающее устройство (СУ). Вследствие перехода части потенциальной энергии потока в кинетическую средняя скорость в суженном сечении повышается. Статическое давление в сечении становится меньше, чем перед СУ. Разность давлений тем значительнее, чем больше расход протекающей жидкости.

*В публикации [161]* представлены принципиальные технологические схемы и оборудование для ОРЭ двух пластов при оснащении скважин насосами ЭЦН и ШГН. Разработчик – НПФ "Пакер". На практике схема реализована ООО «СП-БАРС».

***В связи с высокой значимостью метода ОРЭ пластов на многопластовых месторождениях России вопрос о необходимости расширения объемов его практического применения специально рассматривался на заседаниях ЦКР и ТО ЦКР по ХМАО.***

*ТО ЦКР по ХМАО в 2007г. [137]* заслушало доклад к.т.н. В.А.Афанасьева, заведующего отделом добычи нефти ТО «СургутНИПИнефть» на тему: «Одновременная-раздельная эксплуатация нескольких пластов через одну скважину». Отмечено, что метод ОРЭ является высокоэффективной технологией разработки многопластовых месторождений. В проектных документах необходимо исследовать вопрос об эффективности применения оборудования ОРЭ, шире применять приобщение непромышленных запасов нефти, повышать рентабельность разработки НПК. На месторождениях ХМАО рекомендовано провести промышленные испытания оборудования ОРЗ конструкции ТО «СургутНИПИнефть», а также ОРЭ с методами контроля дебитов и давлений на забое скважин. Поставщикам оборудования необходимо разработать нормативно-техническую документацию на выпуск и эксплуатацию оборудования для ОРЭ. НИИ следует оказывать предприятиям научно-техническую помощь при внедрении рассматриваемого оборудования. Необходимо также разработать отечественные автоматические системы управления работой скважин с применением комплектов оборудования ОРЭ.

*Нефтяная секция ЦКР Роснедра в 2005г. [98]* заслушала сообщение к.т.н. Гарипова О.М. "Использование многопакерных компоновок для ОРЭ на многопластовых месторождениях". Секция ЦКР постановила:

– одобрить работы по созданию и промышленному внедрению новых технологий и оборудования ОРЭ. Рекомендовать технологию к применению при разработке многопластовых месторождений. При проектировании разработки учитывать возможность использования оборудования для ОРЭ нескольких эксплуатационных объектов;

– рекомендовать ООО «Сибгеотех», НТП «Нефтегазтехника» и НПО «Новые нефтяные технологии» усилить работы по созданию оборудования для ОРЭ в механизированном фонде скважин.

## Выводы по главе 1

1. Технология разработки многопластовых нефтяных месторождений с помощью ОРЭ возникла в СССР в 1930<sup>х</sup> годах. В массовое производство технология стала внедряться со второй половины 1960<sup>х</sup> годов. Однако успешность её в указанный период была невысокой. Возобновление активизации применения оборудования для ОРЭ на многопластовых месторождениях России приходится на 2005 год.

2. Основные районы применения ОРЭ в России – Татарстан, Западная Сибирь, Башкортостан и др. Предположительно, количество скважин, оборудованных с целью ОРЭ двух и более пластов, в целом по России, очевидно, не превышает 0,5 % от эксплуатационного фонда добывающих и нагнетательных скважин.

3. Лидером в России по объемам применения специального оборудования для ОРЭ воды в несколько низкопроницаемых пластов является ООО «Газромнефть-Хантос» компании «Газпром нефть». На Приобском (ЮЛТ) месторождении компоновками ОРЭ оснащено около 300 скважин нагнетательного фонда.

4. К настоящему времени в отрасли разработано большое количество образцов оборудования для осуществления ОРЭ двух и более пластов: ОРД по схемам, использующим фонтанный и насосный (ШГН, ЭЦН) способы эксплуатации, ОРЭ – с закачкой воды в несколько пластов.

5. Современный этап внедрения оборудования ОРЭ характеризуется более активным развитием и использованием сложных технологических схем, мощных и надёжных компьютерных систем, позволяющих осуществлять контроль и регулирование работы разобщённых продуктивных пластов в режиме реального времени, с замером на забое скважин – температуры, давления и производительности отдельных продуктивных пластов или их интервалов.

6. В отрасли наблюдается постепенный переход к разработке и внедрению интеллектуальных систем управления эксплуатацией нефтяных месторождений, контроля и регулирования добычи нефти и закачки агентов в скважинах, вскрывших многопластовый (многообъектный) продуктивный разрез, т.е. к созданию и внедрению так называемых умных скважин и интеллектуальных нефтепромыслов.

7. На практике эффективность применения оборудования ОРД обычно оценивают по приросту дебитов нефти и добычи в сумме по разобщенным пластам, а ОРЭ – от прироста дебитов и добычи нефти по реагирующим добывающим скважинам участка внедрения технологии.

8. В научно-технической литературе практически отсутствуют какие-либо обобщенные данные о количественном влиянии применения технологии ОРЭ на уровни добычи нефти (в целом по месторождению) в течение длительного

периода времени, а тем более о влиянии этой технологии на увеличение коэффициента извлечения нефти за весь срок разработки многопластового месторождения.

9. По скважинам, оснащенным ОРЗ, осуществляют контроль за изменением коэффициента охвата пластов ( $K_{pt}$ ) с воздействием по разрезу помощью соответствующих глубинных приборов, спускаемых в скважину на кабеле.

10. В силу особой важности и перспективности проблемы применения оборудования для ОРД и ОРЗ нескольких пластов в скважинах нефтяных месторождений России и Тюменской области специально рассматривались на заседаниях ТО ЦКР по ХМАО и ЦКР Роснедра в 2005-2007 гг.

11. В российской практике нефтедобычи количество примеров массового внедрения оборудования для ОРЭ (в масштабе – сотен скважин) невелико и ограничивается всего лишь несколькими крупными и уникальными месторождениями: Приобское (ЮЛТ), Приобское (СЛТ), Ванкорское.

12. Объемы внедрения ОРЗ на промыслах России не соответствуют имеющимся задачам стабилизации уровней добычи нефти, совершенствования разработки многопластовых нефтяных месторождений, вовлечения низко-рентабельных запасов и малопродуктивных пластов. Основная причина указанного – техническое несовершенство применяемого оборудования.

13. Перспективы для увеличения объемов внедрения оборудования ОРЗ на нефтяных месторождениях России – весьма велики. По скромным оценкам авторов количество нагнетательных скважин, оснащенных компоновками ОРЗ на многопластовых месторождениях России, к 2015 году может быть доведено до 3 тысяч, а к 2020 г. – до 5 тысяч скважин. И это не предел.

Для ознакомления. Номера страниц не соответствуют официальной версии.

## **Глава 2.**

### **Характеристика особенностей геологического строения Приобского месторождения**



## **Глава 2. Характеристика особенностей геологического строения Приобского месторождения**

### **2.1. Представления о геологическом строении**

#### **Приобского месторождения (ЮЛТ) на стадии разведки / по состоянию на 01.01.2001 /**

Приобское нефтяное месторождение (ЮЛТ) открыто в 1982 году. Первая лицензия ХМН №00012 НЭ на право пользования недрами участка была выдана в марте 1993г. ОАО АНК "Югранефть", которое располагалось тогда на территории ХМАО по адресу: г.Ханты-Мансийск, ул.Мира, д.5.

В период с 1996 по 2000г. в руководящий состав ОАО "НК "Югранефть" входили известные в Западной Сибири специалисты–нефтяники и организаторы производства:

***Ефремов Игорь Федорович, Сидорчев Виктор Васильевич, Маричев Федор Николаевич, Коптенко Иван Иванович, Китаев Виктор Васильевич, Лазарев Александр Григорьевич, Трухан Ярослав Андреевич, Суханов Виктор Николаевич, Пыталев Владимир Андреевич*** и др.

В инвестировании освоения ЮЛТ Приобского месторождения в указанный период принимала участие компания "Sibir Energy plc". В 1998г. генеральным директором ОАО "НК "Югранефть" являлся Р.Джордан.

Позднее, а именно 26.12.2001 – лицензия была переоформлена на ООО "НК "Сибнефть-Югра" под номером ХМН 11063 НЭ со сроком действия – до 18.01.2038. Добыча нефти на ЮЛТ начата в 1999 году вводом в эксплуатацию разведочной скважины 477, которая отработала тогда – 10 дней с дебитом нефти – 45 т/сут.

*По результатам проведенных геологоразведочных работ о геологическом строении Приобского месторождения (ЮЛТ) на начало 2001 года сложились следующие принципиальные представления.*

В границах ЮЛТ на тот период было пробурено 77 поисковых и разведочных скважин, среднее расстояние между ними составляло около 5 км, т.е. сеть разведочных скважин была весьма редкая. При испытании в 43 разведочных скважинах (или 56%) получены притоки нефти в диапазоне 0,4-65 т/сут практически безводной нефти. В большинстве случаев (по пласту А<sub>10</sub> – в 46%, по пласту А<sub>12</sub> – в 74%) по скважинам были получены небольшие дебиты нефти, не превышавшие 10 т/сут. На общем фоне низких дебитов, при испытании двух скважин 473 и 477 получены (не характерные для площади) высокие дебиты нефти из пласта А<sub>10</sub> – 65 и 63 т/сут, соответственно.

К основным положительным факторам, которые predeterminedили в тот период перспективность освоения ЮЛТ Приобского месторождения, были отнесены следующие:

- месторождение было включено в перечень месторождений, которые согласно Закона, принятого в 1995 г. Государственной Думой, могли разрабатываться на условиях заключения Соглашения о разделе продукции;
- значительные геологические запасы нефти – 1203 млн.т и извлекаемые – 218 млн.т при КИН – 0,181;

Для ознакомления. Номера страниц не соответствуют официальной версии.

- чисто нефтяной тип залежей, что обеспечивало бы в начальный период эксплуатации добычу безводной нефти;
- малая вязкость нефти – 1,4 мПа×с, способствующая достаточно эффективному нефтеизвлечению;
- наличие значительного объема (2000 пог.км) результатов сейсморазведки 2Д, что уменьшало риск бурения "сухих" скважин;
- неплохие фактические результаты применения гидроразрыва, полученные на соседней СЛТ Юганскнефтегаза, давали основание предполагать, что данная технология может оказаться успешной и на ЮЛТ.

К отрицательным факторам, обуславливающим высокие риски при разработке ЮЛТ, были отнесены:

- очень сложное клиноформное строение залежей нефти;
- особо низкие коллекторские свойства продуктивных пластов;
- низкая средняя удельная плотность извлекаемых запасов нефти, приходящаяся на единицу интегральной площади нефтеносности продуктивных пластов;
- необходимость массового применения эффективных, но более дорогостоящих методов интенсификации добычи нефти (большеобъемные гидроразрывы пластов, спуск в скважины высоконапорных насосов и др.);
- наличие на поверхности ЮЛТ обширных водоохраных зон, затопляемых паводковыми водами;
- неразвитая инфраструктура в районе работ;
- убыточность освоения месторождения при действовавшем в тот период в России налоговом режиме в нефтедобыче.

В силу указанных объективных причин старт освоения ЮЛТ уникального Приобского месторождения оказался отложенным фактически до начала XXI века, т.е. оно началось спустя 20 лет после его открытия.

### ***2.1.1 Краткая геолого-физическая характеристика продуктивных горизонтов на стадии разведки (по состоянию на 01.01.2001)***

В процессе разведочных работ было установлено, что основные залежи нефти ЮЛТ Приобского месторождения приурочены к песчано-алевритовым отложениям горизонтов АС<sub>10</sub>, АС<sub>11</sub> и АС<sub>12</sub> черкашинской свиты нижнего мела. Промышленная нефтеносность установлена в гидродинамически разоб- щенных основных горизонтах АС<sub>10</sub> и АС<sub>12</sub>. Горизонт АС<sub>11</sub> – маломощный и как отдельный объект ранее не рассматривался. Признаки нефтеносности установлены также и в песчаных горизонтах АС<sub>4</sub>, АС<sub>7</sub> и АС<sub>9</sub>. Эти пласты были неразведаны и крайне низкопродуктивны. Разведку указанных пластов планировалось проводить при эксплуатационном разбуривании основных горизонтов.

#### ***Горизонт АС<sub>10</sub> (по представлениям – на 01.01.2001)***

Тип залежи – чистонефтяная, структурно-литологическая, размеры – 48×12 км. Залежь имеет полосообразную форму и контролируется линиями

замещения коллекторов (рис.2.1.1). Залежь занимает в плане более 30 % территории ЮЛТ. На площади нефтеносности пласты АС<sub>10</sub> и АС<sub>12</sub> перекрываются частично.

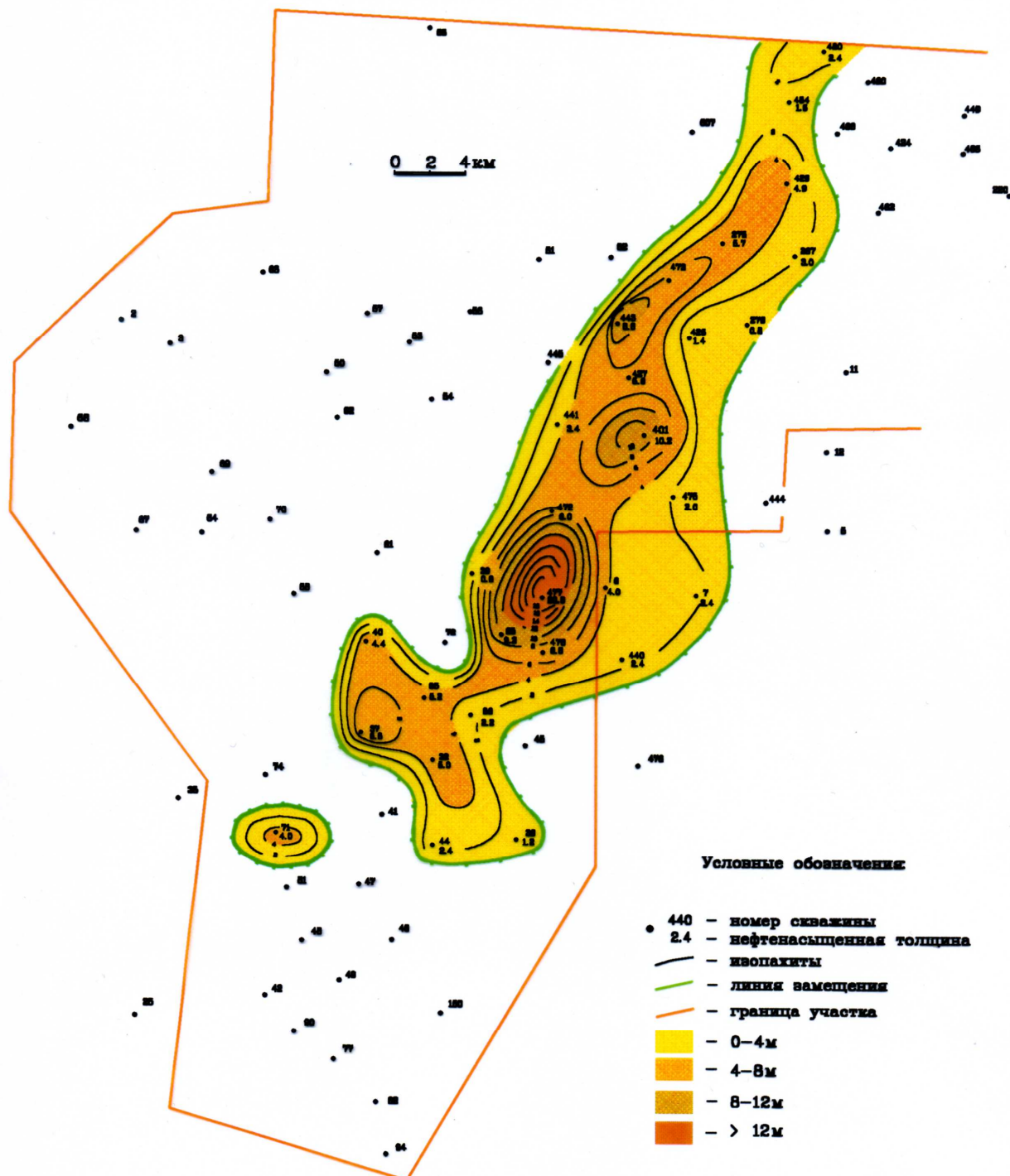


Рис.2.1.1. Приобское месторождение (ЮЛТ). Пласт АС<sub>10</sub>.  
Карта эффективной нефтенасыщенной толщины на стадии разведки

Горизонт АС<sub>10</sub> залегает на глубине 2488 м. Наивысшая глубина кровли горизонта 2376 м – на востоке (скв. 444), низшая 2646 м – на западе (скв. 68). Погружение пласта АС<sub>10</sub> на 270 м отмечается в западном направлении, где отложения представлены глубоководными бассейновыми осадками.

Продуктивная часть пласта АС<sub>10</sub> имеет линзовидный характер развития, сложное тонкослоистое строение и изменчива по коллекторским свойствам. Средняя нефтенасыщенная толщина по пробуренным скважинам невелика – 4,3 м. Наибольшая нефтенасыщенная толщина – 21,3 м вскрыта скважиной 477.

Таблица 2.1.1 – Приобское месторождение (ЮЛТ).  
Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов  
на стадии разведки

Параметры	Пласты		В целом
	АС <sub>10</sub>	АС <sub>12</sub>	
Средняя глубина залегания, м	2488	2586	2488-2586
Тип залежи	Литологически-экранированная		
Тип коллектора	Терригенный поровый		
Площадь нефтеносности, тыс.м <sup>2</sup>	586504	1880816	1932941
Средняя общая толщина, м	75	97	195
Средняя нефтенасыщенная толщина, м	4,3	8,3	9,3
Пористость, %	18,4	18,0	18,0
Средняя нефтенасыщенность, %	56	50	51
Проницаемость, мД	2,7	1,1	2
Коэффициент песчанистости, доли ед.	0,06	0,11	–
Коэффициент расчлененности, б/р	5,7	9,8	15,5
Начальная пластовая температура, °С	87	88	87-88
Начальное пластовое давление, МПа	24,2	25,1	24,2-25,1
Давление насыщения нефти газом, МПа	11,9	12,6	11,9-12,6
Вязкость нефти в пластовых усл., мПа×с	1,4	1,4	1,4
Плотность нефти в пластовых усл., т/м <sup>3</sup>	0,773	0,767	0,773-0,767
Плотность нефти в поверхн. усл., т/м <sup>3</sup>	0,870	0,870	0,870
Объемный коэффициент нефти, б/р	1,20	1,20	1,20
Содержание серы в нефти, %	1,10	1,13	1,12
Содержание парафина в нефти, %	2,48	2,46	2,47
Газосодержание нефти, м <sup>3</sup> /т	66	66	66
Средняя продуктивность, м <sup>3</sup> /(сут×ат)	0,110	0,073	0,073-0,110

Рассматриваемый горизонт АС<sub>10</sub> в пределах ЮЛТ характеризуется:

- *высокой неоднородностью*: очень низкий коэффициент песчанистости – 0,06, расчлененность – 5,7;
- *резкими изменениями толщины* на небольших расстояниях;
- *низкими фильтрационно-емкостными свойствами*: средняя проницаемость по разведочным скважинам – 2,7 мД, пористость – 18,4%, нефтенасыщенность невысокая – 56%.

#### **Горизонт АС<sub>12</sub> (по представлениям – на 01.01.2001)**

По объекту выделено две крупных залежи (рис.2.1.2) структурно-литологического типа, общие размеры – 65×30 км.

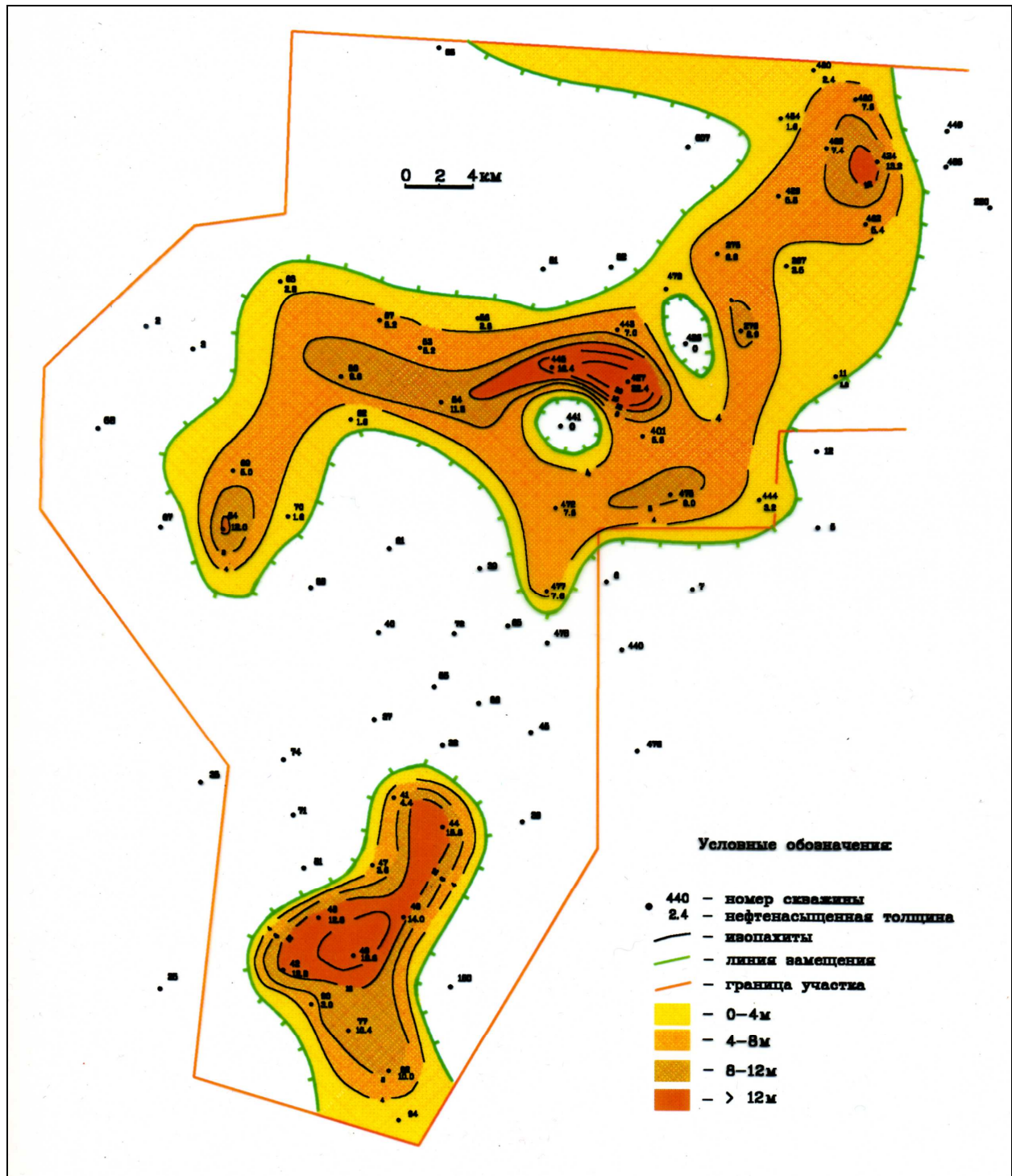


Рис.2.1.2. Приобское месторождение (ЮЛТ). Пласт  $AC_{12}^{1-2}$ .  
Карта эффективной нефтенасыщенной толщины на стадии разведки

Горизонт АС<sub>12</sub> залегает на глубине 2586 м. Наивысшая глубина кровли объекта 2433 м – на востоке (скв. 444), низшая 2689 м – на западе (скв. 40). Погружение пласта АС<sub>12</sub> на 256 м отмечается в западную сторону, где отложения представлены глубоководными бассейновыми осадками. Средняя нефтенасыщенная толщина пласта АС<sub>12</sub> по разведочным скважинам – 8,3 м. Наибольшая нефтенасыщенная толщина – 58 м вскрыта в скв. 444.

Песчаные коллектора горизонта АС<sub>12</sub> на ЮЛТ развиты достаточно широко, но имеют худшие коллекторские свойства по сравнению с горизонтом АС<sub>10</sub>. Объект АС<sub>12</sub> представлен в виде отдельных прерывистых линз и переслаивания (преимущественно тонкослоистых) песчаников и алевролитов – с пропластками уплотненных глинистых пород.

Таким образом, по данным геологоразведки горизонт АС<sub>12</sub> в пределах ЮЛТ характеризуется:

- *высокой неоднородностью*: низкий коэффициент песчаности – 0,11, высокая расчлененность – 10;
- *резким изменением толщины* на небольших расстояниях;
- *низкими фильтрационно-емкостными свойствами*: средняя проницаемость по данным разведочных скважин – 1,1 мД, пористость – 18%, нефтенасыщенность очень низкая – 50%.

### ***2.1.2 Характеристика запасов нефти на стадии разведки месторождения***

Известно, что на собственно Приобском месторождении вначале было выделено две лицензионные территории: северная (СЛТ) и южная (ЮЛТ). Недропользователем СЛТ Приобского месторождения, введенной в разработку в 1988г., являлось ОАО «Юганскнефтегаз».

Запасы нефти были утверждены ГКЗ СССР сначала по СЛТ – в декабре 1988г., а затем, спустя 10 лет, по ЮЛТ – в мае 1997г. Отметим, что конкретные сведения о величине запасов нефти Приобского месторождения и КИН (в т.ч. и отдельно по СЛТ и ЮЛТ) неоднократно публиковались в открытой печати [11, 145, 147, 149].

В качестве исторической справки, для сведения читателя, можно указать, что ранее – по состоянию на 01.01.1995 на балансе АНК "Югранефть" по югу Приобского месторождения числились запасы, подсчитанные государственным геологическим предприятием (ГПП) "Хантымансийскнефтегазгеология" в количестве: геологические – 744,825 млн.т, извлекаемые – 180,768 млн.т при достаточно высоком КИН – 0,243.

В заседании по рассмотрению вопроса о состоянии запасов по югу Приобского месторождения в г.Тюмени в 1995 году участвовали известные специалисты, геологи, ученые, производственники (см.Протокол Центральной Комиссии по запасам Роскомнедр №65 от 05.04.1995).

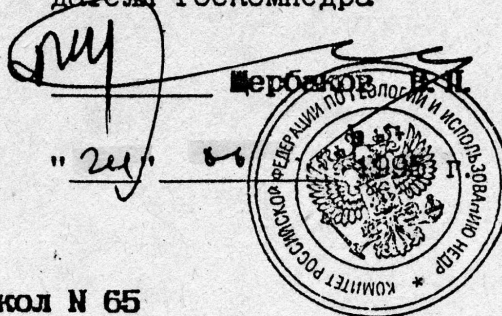
В 1996 году ОАО АНК "Югранефть" совместно с "Амоко Евразия Петролеум Компани" по южной части Приобского месторождения был выполнен первый полномасштабный подсчет запасов УВС, включая ТЭО КИН. Утвержденные ГКЗ в мае 1997г запасы нефти ЮЛТ Приобского месторождения составляли: балансовые – 1202,6 млн.т, извлекаемые – 217,5 млн.т при

уменьшенном (на 25 % отн.) КИН – 0,181.



" Утверждаю "

Первый заместитель Председа-  
теля Роскомнедра



**Протокол № 65**

заседания Центральной комиссии Роскомнедр по государственной экспертизе запасов нефти, природного газа и газового конденсата за 1994 год по АНК "ЮГРАНЕФТЬ".

**г. Тюмень**

**"5" апреля 1995 г.**

**Присутствовали:**

**члены комиссии :**

Ульянов В. С.	Зубайраев В. Л.	Петренко Г. Г.
Аккуратов О. С.	Келлер М. Б.	Пороскун В. И.
Бреев В. А.	Коваленко Е. Г.	Санин В. П.
Гудырин М. П.	Мартос В. Н.	Хафизов Ф. З.
Жаденов В. Д.	Овчаренко А. В.	Хитров А. М.
Зацепина Т. И.	Петерсилье В. И.	Яценко Г. Г.

**Приглашенные :**

от Ханты-Мансийского геолкома :	Сергеева Н. А.	
от Ямалгеолкома :	Терещенков Г. М.	
от Роскомнедра :	Пуркин Л. Б.	
от Минтопэнерго :	Гудырина Г. П.	
от АО Газпром :	Парфенов М. А.	Хадеев В. А.
от ВНИИНефть :	Каламкарлова Т. П.	
от ВНИГаз :	Кузьмук Л. Г.	
от ИГиРГИ :	Мкртчян О. М.	Силич А. М.
от Зап. Сиб. РГЦ :	Быстров Г. П.	Горбачева Г. И.
от ТТЭ :	Онищук Т. М.	Панов С. Ф.
от Госгортехнадзора Тюм. округа:	Ермаков Г. Н.	
от АНК "ЮГРАНЕФТЬ" :	Холтобин П. М.	

Слушали от АНК "Юганефть" помощника по геологии П. М. Холтобина.

В сферу деятельности АНК "Юганефть" входит южная часть Приобского месторождения - Фроловская и Эргинская площади (лицензия на право ведения работ имеется).

В результате раздела и согласования существующих запасов Приобского месторождения с АО "Юганскнефтегаз" и АНК "Аки-Отыр" согласно лицензионных границ запасы нефти южной части Приобского месторождения составляют:

- по категории С1 - 485212/131551 тыс. тонн;
- по категории С2 - 259613/49217 тыс. тонн.

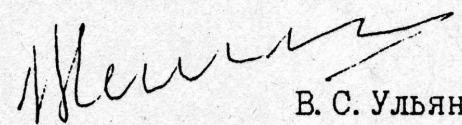
В 1994 году геолого-разведочных работ и добычи нефти на Эргинской и Фроловской площадях не проводилось. В настоящее время идёт подготовка материалов к подсчету запасов, составлению проекта пробной эксплуатации и ТЭО. Намечен ряд работ на 1995 год (проведение сейсмических исследований - З Д).

Заслушав сообщение Холтобина П. М. о балансе запасов АНК "Юганефть" и обмена мнениями Центральная комиссия

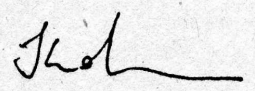
ПОСТАНОВИЛА:

1. Принять на баланс АНК "Юганефть" запасы по южной части Приобского месторождения согласно таблицы 1.
2. АНК "Юганефть" представить материалы по пересчету запасов южной части Приобского месторождения на Центральную комиссию по запасам, до утверждения ТЭО на ЦКР.
3. АНК "Юганефть" ознакомить АНК "Аки-Отыр" с результатами пересчета запасов по пластам Приобского месторождения, оказавшимся на их лицензионном участке.

Зам. председателя ЦКЗнефть

  
В. С. Ульянов.

Секретарь

  
Е. Г. Коваленко.



При рассмотрении в ГКЗ материалов подсчета запасов нефти и растворенного газа южной части Приобского месторождения, выполненных ОАО АНК "Югранефть" и "Амоко Евразия Петролеум Компани" 16 мая 1997г. на заседании присутствовали такие известные специалисты, как:

*Заборин О.В., Немченко Н.Н., Воропаев В.И., Зыкин М.Я., Воробьев Ю.Ю., Сычев К.И., Москвичева В.Г., Розман М.С., Золотов А.Н., Стасенков В.В., Пороскун В.И., Мушин И.А., Петерсилье В.И., Яценко Г.Г., Бреев В.А., Дунаев В.Ф., Кундин В.С., Новикова М.В., Манугян Питер, Спенн Френк, Смит Рон, Бейтман Чак, Бернс Кевин, Гидроз Уолтер, Ванренсбург Патрисия, Хаверкамн Дейвид, Квигел Д.С., Трухан Я.А., Булаев В.В., Мартос В.Н.*

В указанном подсчете запасов (руководитель – П.Манугян) по приоритетности было выделено три зоны:

- 1) Территория первоочередной разработки ЮЛТ месторождения, на неё приходилось 16,5% НГЗ при КИН – 0,28;
- 2) Территория потенциальной разработки ЮЛТ с долей НГЗ – 64,3% при КИН – 0,18;
- 3) "Забалансовые" запасы (находящиеся на юго-западе ЮЛТ) с долей НГЗ – 19,2% при КИН – 0,1.

Однако предложенную Амоко дифференциацию запасов ГКЗ – не приняла, а по "забалансовым" запасам КИН увеличила – до 0,14.

Степень разведанности запасов ЮЛТ в тот период формально была весьма высокой – категорией С<sub>1</sub> оценивалось 83% извлекаемых запасов. Подавляющая часть (85%) запасов нефти ЮЛТ Приобского месторождения в 1997г. была приурочена к аномально низкопроницаемым прерывистым коллекторам горизонта АС<sub>12</sub>.

Дополнительная дифференциация утвержденных в 1997г. запасов категорий С<sub>1</sub>С<sub>2</sub> по четырем зонам с разной нефтенасыщенной толщиной (условно они были названы – по цветам), выполненная в тот период А.Н.Яниным и Р.А.Закировой (ООО «ТЭРМ»), показала, что:

- в благоприятной для разработки "Зеленой" зоне с  $h_n > 15$  м содержалось 41% балансовых и 47% извлекаемых запасов нефти ЮЛТ при КИН – 0,209;
- в перспективной для освоения "Синей" зоне с  $h_n = 10-15$  м сосредоточено 32% балансовых и 31% извлекаемых запасов при КИН – 0,175;
- в неблагоприятной для разработки "Красной" зоне с  $h_n = 5-10$  м содержалось 20% балансовых и 17% извлекаемых запасов ЮЛТ при КИН – 0,160;
- в невовлекаемой в тот период в разработку "Белой" зоне с нефтенасыщенной толщиной менее 5 м содержалось 7% балансовых и 5% извлекаемых запасов ЮЛТ при КИН – 0,1

Условно выделенные зоны	НГЗ, млн.т	НИЗ, млн.т	КИН, доли ед.
"Зеленая"	492,4	102,9	0,209
"Синяя"	387,4	68,0	0,175
"Красная"	236,5	37,9	0,160
"Белая"	86,3	8,6	0,100
В сумме по ЮЛТ	1202,6	207,5	0,181

Сочетание таких неблагоприятных факторов, как очень сложное геологическое строение залежей нефти и аномально низкие коллекторские свойства пластов ЮЛТ Приобского месторождения обусловили в тот период (на стадии разведки) весьма низкие (0,181) значения прогнозируемых коэффициентов нефтеизвлечения.

### 2.1.3 Результаты испытания разведочных скважин ЮЛТ

Анализ результатов опробования скважин на стадии разведки показал (табл.2.1.2), что:

- по горизонту АС<sub>10</sub>, полученный при испытании средний дебит нефти составил 13,1 т/сут, что в 1,9 раза выше, чем по горизонту АС<sub>12</sub> – 6,9 т/сут (рис.2.1.3, 2.1.4);
- практически во всех продуктивных скважинах получены безводные притоки нефти;
- в большинстве скважин получены очень **низкие дебиты нефти**, не превышающие **10 т/сут**;
- в разведочных скважинах вскрытые коллектора имеют, в основном, очень **низкую проницаемость**: по горизонту АС<sub>10</sub> – **0,7-27 мД**, по горизонту АС<sub>12</sub> – **0,2-2 мД**.

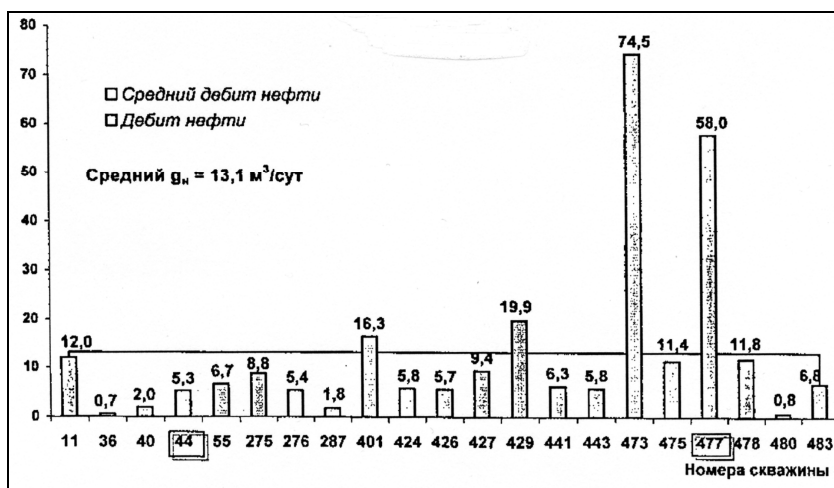


Рис.2.1.3. Дебиты нефти горизонта АС<sub>10</sub> по результатам испытания разведочных скважин ЮЛТ

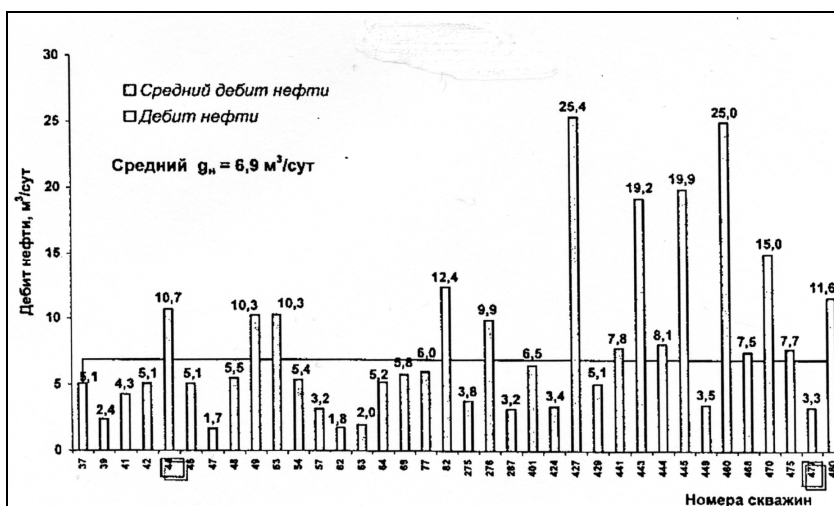
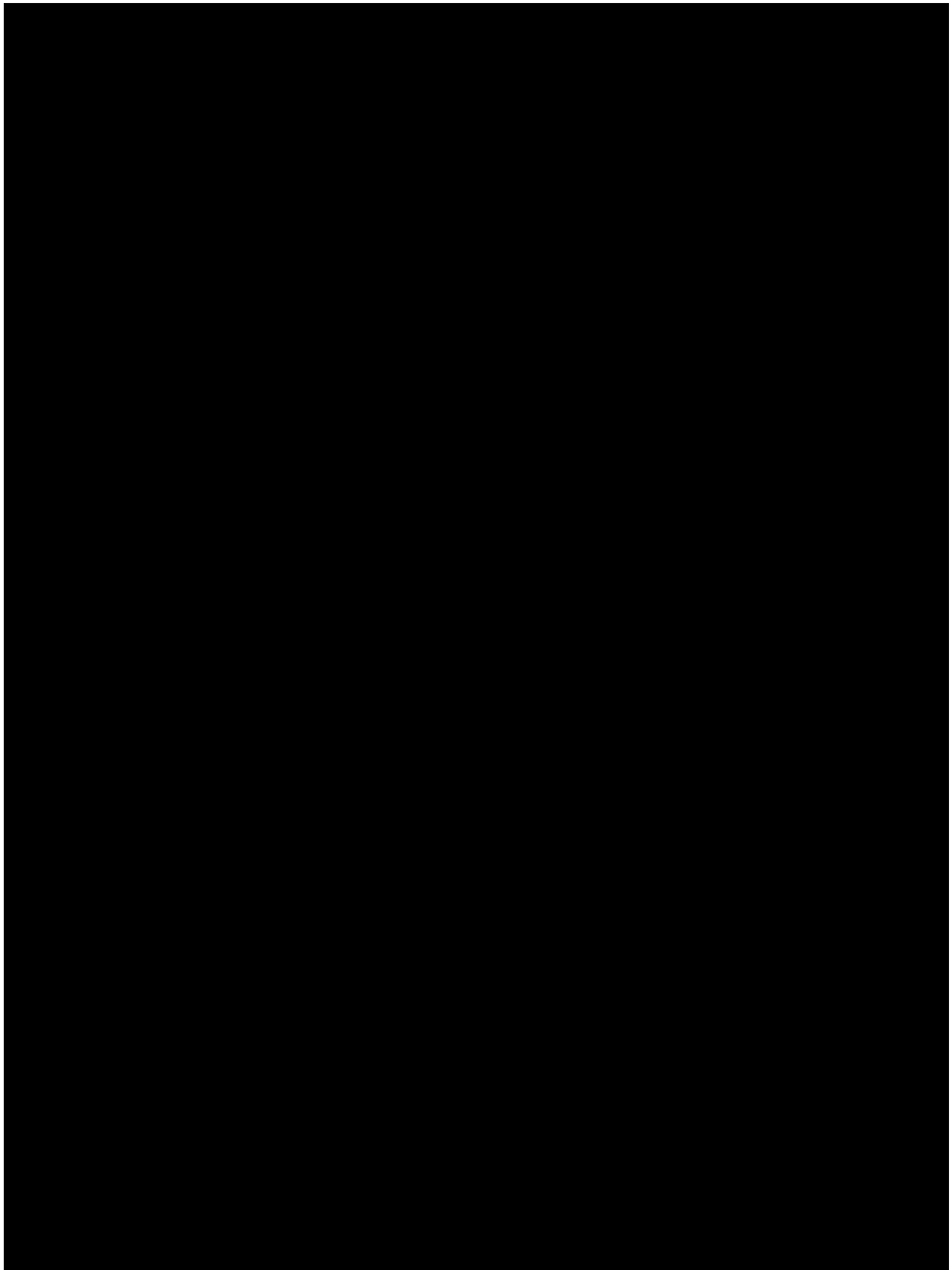


Рис.2.1.4. Дебиты нефти горизонта АС<sub>12</sub> по результатам испытания разведочных скважин ЮЛТ

Для ознакомления. Номера страниц не соответствуют официальной версии.

**Таблица 2.1.2 – Приобское месторождение (ЮЛТ).  
Результаты испытания разведочных скважин по объекту АС10-12**



Для ознакомления. Номера страниц не соответствуют официальной версии.

Окончание табл 2.1.2 – Приобское месторождение (ЮЛТ).

Результаты испытания разведочных скважин по объекту АС<sub>10-12</sub>

№ п/п	Номер скважины	Пласт	Интервал испытания, м	h <sub>нп</sub> , м	Дебит нефти, м <sup>3</sup> /сут	Дебит нефти, т/сут	Уд. дебит нефти, м <sup>3</sup> /сут/м	Уд. дебит нефти, т/сут/м	СДУ, м d <sub>шт</sub> , мм	K <sub>пр</sub> , мД	Проницаемость, мД*м	Уд. дебит нефти, т/сут (мД*м)	Плассовое давление, атм	Забойное давление, атм	Депрессия, атм
<b>Испытание пласта АС<sub>12</sub> (индексация, принятая в ПЗ 1997г.)</b>															
1	275	АС <sub>12</sub>	2645-2672	6,6	3,8	3,3	0,6	0,5	1263	1,3	9	0,38			
2	276	АС <sub>12</sub>	2612-2628 2641-2657	11,8	9,9	8,6	0,8	0,7	1031 974	1,6	19	0,45		160 (2560м)	
3	287	АС <sub>12</sub>	2592-2612 2626-2636	4,6	3,2	2,8	0,7	0,6	1343	0,5	2	1,21			
4	401	АС <sub>12</sub>	2650-2685	3,0	6,5	5,6	2,2	1,9		0,8	2	2,35	250		143,1
5	424	АС <sub>12</sub>	2550-2580	16,8	3,4	2,9	0,2	0,2	2 мм шт	2,4	40	0,07	260,5	228,8	31,7
6	427	АС <sub>12</sub>	2550-2571 2590-2605 2655-2679 2682-2698	33,5	25,4	22,0	0,8	0,7	1410 1329 1296	4,8	161	0,14		127,6	
7	429	АС <sub>12</sub>	2604-2636	6,8	5,1	4,4	0,8	0,7	1122	5	34	0,13		160 (2500м)	
8	441	АС <sub>12</sub>	2617-2630	3,0	7,8	6,8	2,6	2,3	963	4,7	14	0,48			
9	443	АС <sub>12</sub>	2592-2603 2683-2698	8,0	19,2	16,6	2,4	2,1	1080 1123	4,6	37	0,45		140,5	
10	444	АС <sub>12</sub>	2432-2444 2451-2462 2498-2521	10,4	8,1	7,0	0,8	0,7	1170 1050 1251	10,9	113	0,06		105 (2200м) 128,8 106	
11	445	АС <sub>12</sub>	2590-2600 2672-2696	21,8	19,9	17,3	0,9	0,8	1209 1163	2,6	57	0,30			
12	449	АС <sub>12</sub>	2448-2471	2,3	3,5	3,0	1,5	1,3	1357	5,3	12	0,25			
13	460	АС <sub>12</sub>	2491-2505 2567-2581	12,4	25,0	21,7	2,0	1,7	936 1057	2,6	32	0,67			
14	467	АС <sub>12</sub>	2475-2608 2547-2566	1,8	5,7	4,9	3,2	2,7	956 808	13,3	24	0,21		157,8	
15	470	АС <sub>12</sub>	2497-2557	15,2	15,0	13,0	1,0	0,9		7,8	119	0,11	262		140,7
16	477	АС <sub>12</sub>	2604-2505 2699-2491	7,0	3,3	2,9	0,5	0,4	1309 1044	5,7	40	0,07		123,3 154,3	
17	480	АС <sub>12</sub>	2495-2516 2620-2636	6,6	11,6	10,1	1,8	1,5	869,8 1237	1,7	11	0,90		121 124,3	
18	608	АС <sub>12</sub>	2664,5-2667 2669-2673,5 2677-2691,5	17	2,1	1,8	0,13	0,11	1417	2,7	45	0,04			
<b>В среднем по скважинам</b>				<b>10,5</b>	<b>9,9</b>	<b>8,6</b>	<b>1,3</b>	<b>1,1</b>	<b>1146</b>	<b>4,1</b>	<b>43</b>	<b>0,46</b>	<b>258</b>	<b>141</b>	<b>105</b>
<b>В среднем по средним значениям</b>							<b>0,9</b>	<b>0,8</b>				<b>0,20</b>			

Запланированный на 2002г. первоочередной участок разбуривания (**куст №1** в районе скв.477) оценивался недропользователем как наиболее перспективный для разработки на ЮЛТ. При испытании скв.477 первоначально (**в 1993г.**) был получен приток безводной нефти – 72 м<sup>3</sup>/сут при депрессии на пласт 81 атм, коэффициент продуктивности – 0,88 м<sup>3</sup>/сут/атм.

При повторном тестировании **в 1999г.** этой же скважины **компанией "TRACS International"** полученные результаты оказались несколько хуже (табл.2.1.3). Так продуктивность пласта составила 0,63 м<sup>3</sup>/сут/атм, т.е. уменьшилась на 28% по сравнению с предыдущим результатом. Повторно полученный приток нефти составил 58 м<sup>3</sup>/сут при депрессии 92 атм [158].

Таблица 2.1.3 – Приобское месторождение (ЮЛТ)  
Сравнение результатов гидродинамических исследований  
разведочной скважины №477 – в 1993 и 1999 годах

Параметры	Диаметр штуцера, мм	Горизонт АС <sub>10</sub>		Горизонт АС <sub>12</sub>	
		1993г	1999г.	1993г	1999г.
Дебит жидкости, т/сут	4	26,0	27,5		
	6	40,0	44,0		
	8	72,0	-		
	10	-	58,0		
	20	-	62,0		
	СДУ-1043,5	-	-	2,1	Не исслед.
Забойное давление, атм	4	220,6	208,0		
	6	199,3	187,7		
	8	176,6	-		
	10	-	166,0		
	20	-	162,0		
	СДУ-1043,5	-	-	154,3	Не исслед.
Депрессия на пласт, атм	4	37,5	50,0		
	6	58,8	70,0		
	8	81,5	-		
	10	-	92,0		
	20	-	96,0		
	СДУ-1043,5	-	-		Не исслед.
Коэффициент продуктив- ности, м <sup>3</sup> /сут×атм	4	0,69	0,55		
	6	0,68	0,62		
	8	0,88	-		
	10	-	0,63		
	20	-	0,65		
	СДУ-1043,5	-	-	0,015	Не исслед.

В целом, оценивая этап разведки ЮЛТ Приобского месторождения, можно сделать вывод о том, что количество опробованных разведочных скважин оказалось вполне достаточным для оценки продуктивности основных горизонтов АС<sub>10</sub> и АС<sub>12</sub>.

Графическое отображение результатов испытаний разведочных скважин ЮЛТ, распределение их по дебитам нефти и коэффициентам продуктивности приведены на соответствующих картах и диаграммах (рис.2.1.5-2.1.8).

Таблица 2.1.4 – Приобское месторождение (ЮЛТ).  
Результаты гидродинамических исследований разведочных скважин

Номер скважины	Дата исследования	Продуктивность, м <sup>3</sup> /сут·ат	Уд. продуктивность, м <sup>2</sup> /сут·ат	Гидропроводность, $\frac{\text{мкм}^2 \cdot \text{см}}{\text{мПа} \cdot \text{с}}$	Подвижность, $\frac{\text{мкм}^2}{\text{мПа} \cdot \text{с}}$	Проницаемость, мкм <sup>2</sup>	Перфорированная толщина, м	Интервал перфорации, м
Пласт АС <sub>10</sub> <sup>1</sup>								
275	23.10.87	0,120	0,021	1,80	0,0031	0,0048	5,7	2472-2456
401	1.07.89	0,097	0,009	0,50	0,0005	0,0007	10,2	2426-2490
426	22.09.89	0,230	0,160	3,31	0,0230	0,0359	1,4	2448-2464
427	8.12.88	0,600	0,107	9,20	0,0164	0,0249	5,6	2444-2476
429	5.08.88	0,280	0,057	4,94	0,0100	0,0150	4,9	2451-2460
477	05.93	0,610	0,0305	15,60	0,0078	0,0119	20,0	
473	06.93	0,505	0,084	3,40	0,0056	0,0090	6,0	2450-2515
Среднее		0,349	0,067	5,536	0,0082	0,0146	7,68	
Пласт АС <sub>11</sub> <sup>1</sup>								
287	16.01.88	1,250	0,480	19,5	0,075	0,102	2,6	2472-2500
424	21.08.89	0,110	0,039	2,90	0,010	0,014	2,8	2490-2510
427	29.11.88	0,970	0,085	15,10	0,013	0,018	11,4	2590-2605
429	31.08.88	0,800	0,129	11,55	0,018	0,025	6,2	2501-2512
477	9.05.93	0,220	0,078	3,43	0,0095	0,013	2,8	2604-2615
Среднее		0,670	0,162	10,50	0,025	0,034	5,2	
Пласт АС <sub>12</sub> <sup>1-2</sup>								
275	16.10.87	0,200	0,03	3,10	0,0045	0,0061	6,8	2645-2672
424	24.07.89	0,110	0,01	2,25	0,0017	0,0023	13,2	2550-2580
427	23.10.88	0,680	0,03	10,60	0,0047	0,0064	22,4	2682-2698
429	24.07.89	0,540	0,09	7,60	0,0050	0,0070	5,8	2604-2636
477	2.05.93	0,190	0,025	2,96	0,0039	0,0052	7,6	2699-2709
Среднее		0,344	0,037	5,302	0,0040	0,0054	11,2	

Из представленных материалов следует, что рентабельная разработка ЮЛТ Приобского месторождения с перспективным фондом в 5-6 тысяч скважин, возможна лишь при условии массового применения технологии большеобъемных гидроразрывов продуктивных горизонтов.

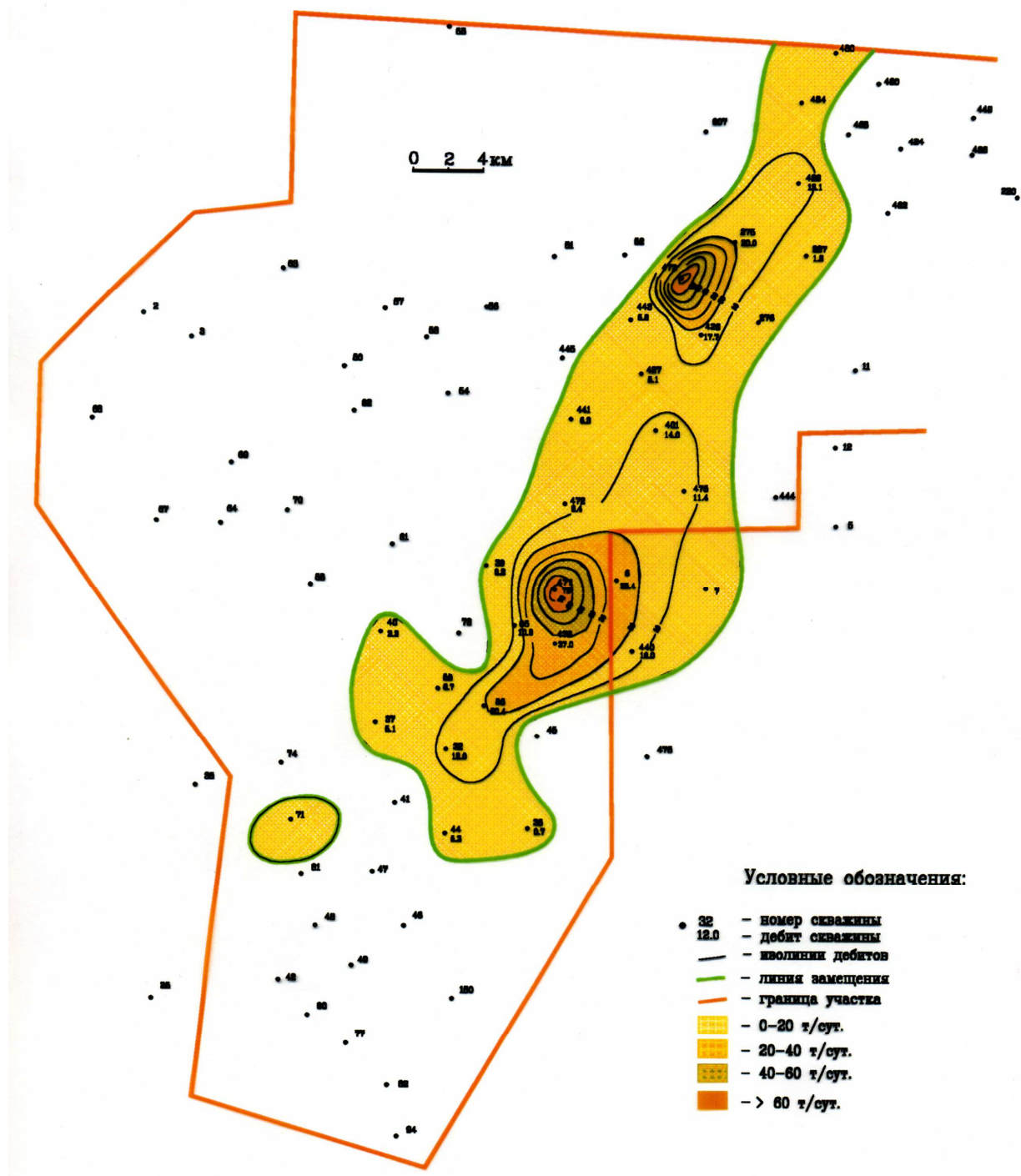


Рис.2.1.5. Приобское месторождение (ЮЛТ)  
Карта дебитов нефти по данным испытаний пласта АС<sub>10</sub>  
в разведочных скважинах

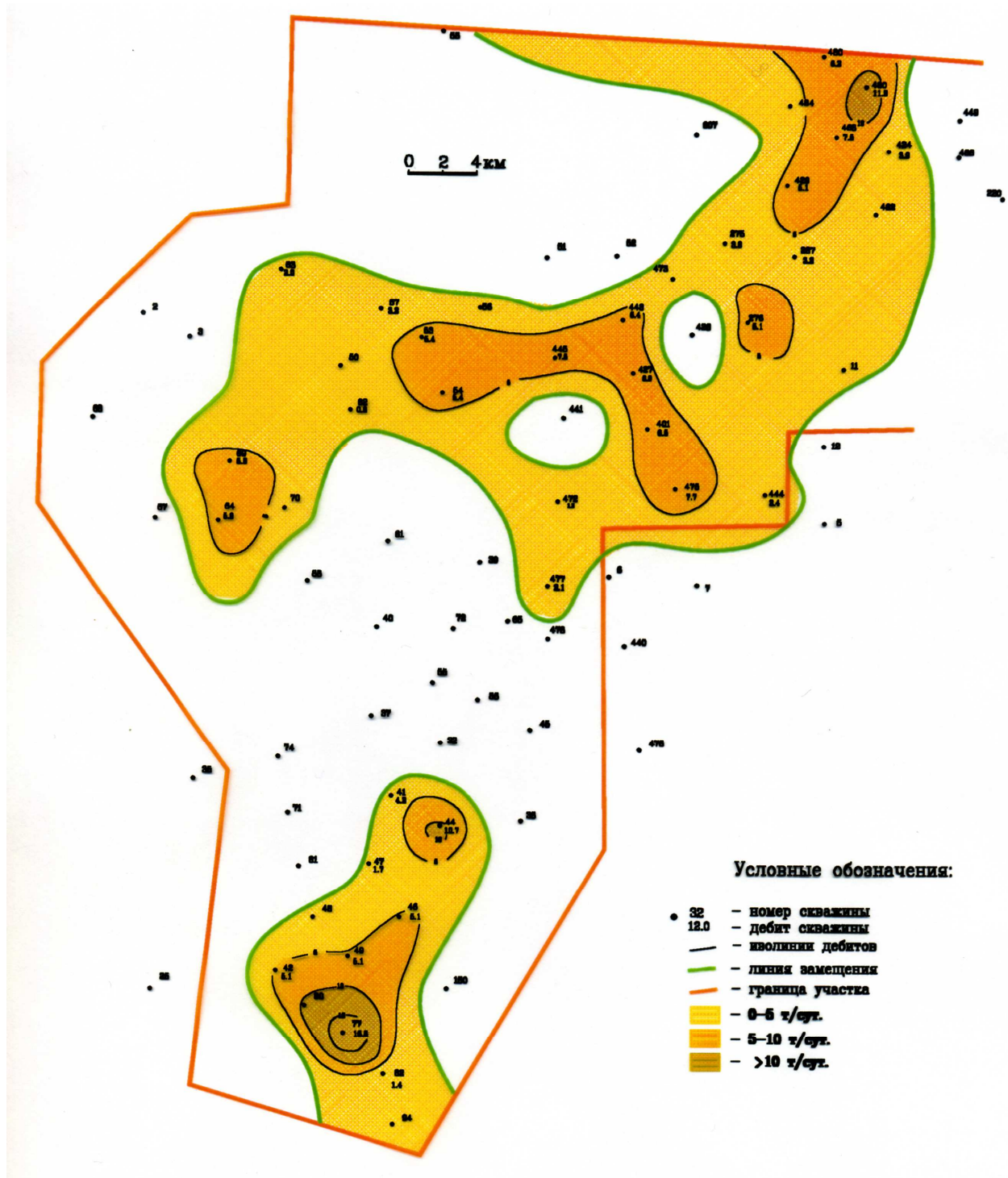


Рис.2.1.6. Приобское месторождение (ЮЛТ)  
Карта дебитов нефти по данным испытаний пласта АС<sub>12</sub>  
в разведочных скважинах



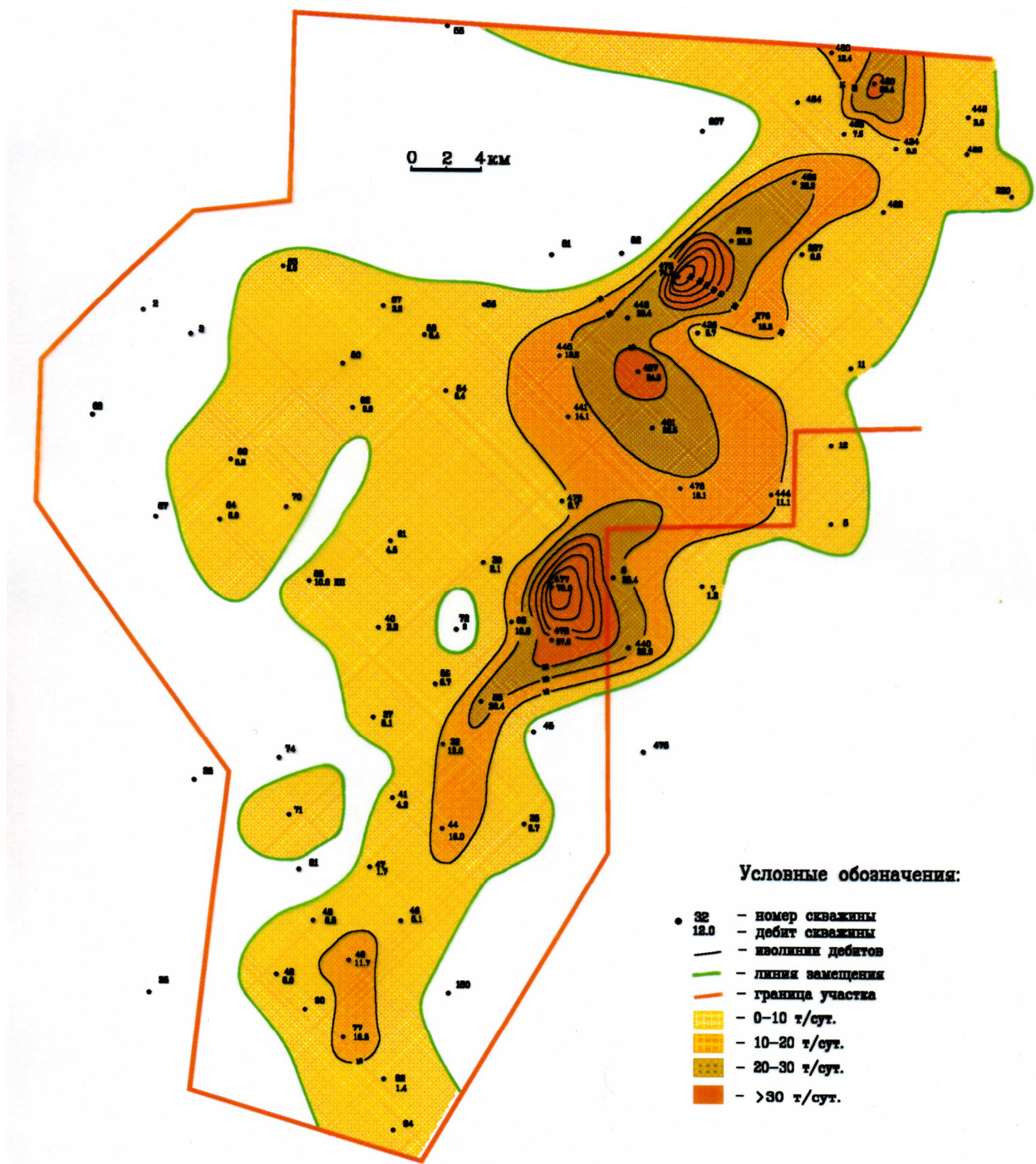


Рис.2.1.7. Приобское месторождение (ЮЛТ)  
Карта суммарных дебитов нефти по данным испытаний  
объекта АС<sub>10-12</sub> в разведочных скважинах

Для ознакомления. Номера страниц не соответствуют официальной версии.

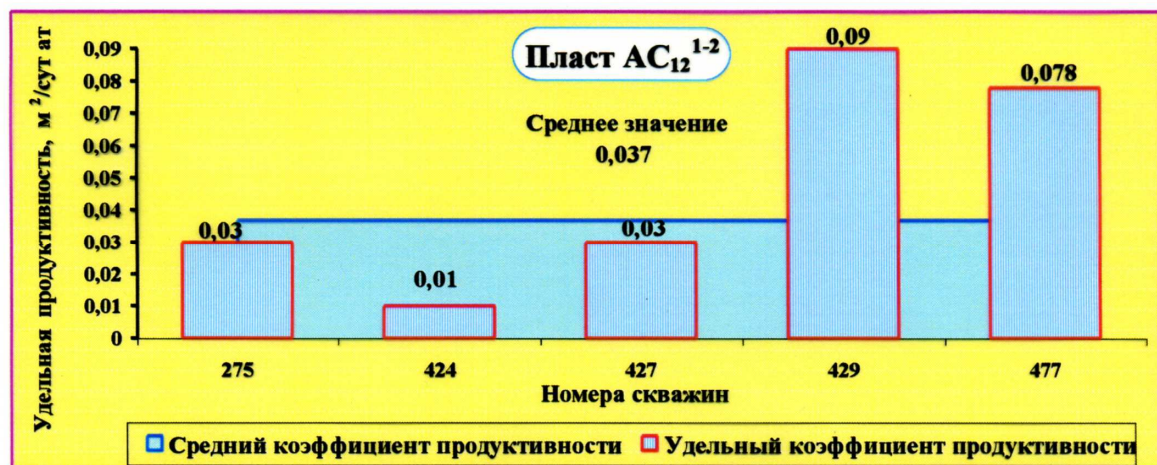
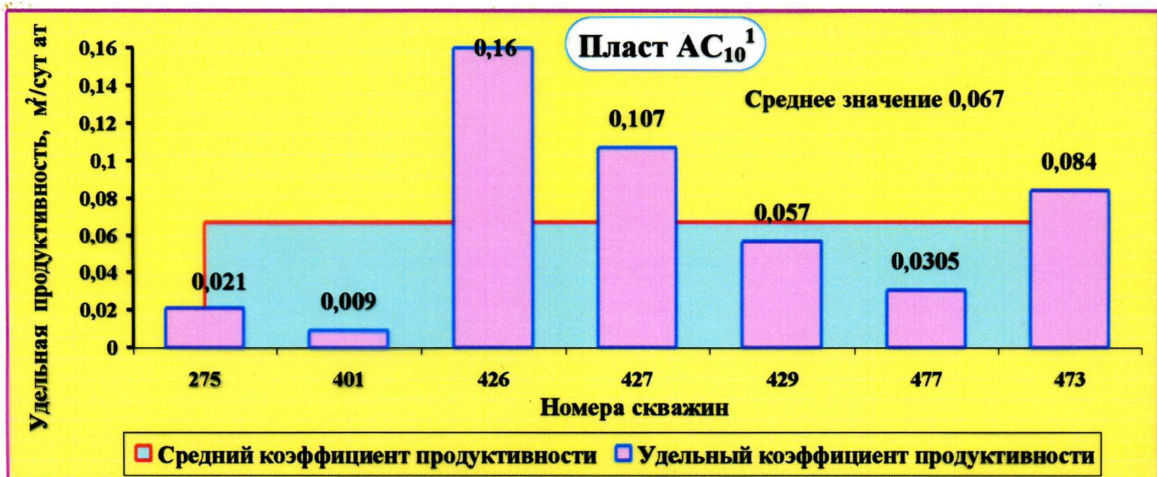


Рис.2.1.8. Приобское месторождение (ЮЛТ)  
Результаты гидродинамических исследований разведочных скважин

#### **2.1.4 Проектные документы на разработку Приобского месторождения (ЮЛТ), составленные на стадии разведки**

В период разведки южной части Приобского месторождения было выполнено два первичных проектных документа на разработку:

- *"Технологическая схема опытно-промышленной эксплуатации"*, утвержденная на геолого-техническом совещании ПО «Юганскнефтегаз» – 21.10.1991.

- *"Проект пробной эксплуатации Южной части Приобского месторождения"* (исп. ООО "ТЭРМ", руководитель проекта – Янин А.Н.), утвержден протоколом ЦКР Минтопэнерго №2191 от 13.11.1997 в качестве технологической схемы опытно-промышленной разработки сроком на пять лет – с технологическими показателями по варианту 3.

Следует отметить, что состав ЦКР Минтопэнерго в тот (в отличие от настоящего) период времени был весьма представительен. Для сведения молодых специалистов укажем эти известные в отрасли фамилии членов ЦКР:

*Гарипов В.З., Лисовский Н.Н., Жданов С.А., Пастух П.И., Храмов П.Ф., Америка Л.Д., Арешев Е.Г., Базив В.Ф., Баишев Б.Т., Бученков Л.Н., Васильев И.П., Вахитов Г.Г., Виноградова С.Д., Гавура А.В., Гавура В.Е., Головин А.В., Гудырина Г.П., Гутман И.С., Дияшев Р.Н., Егоров Б.М., Жечков А.И., Зайцев Г.С., Иоффе О.П., Исхаков И.А., Казаков В.А., Карганов В.С., Кац Р.М., Келлер М.Б., Корниенко В.Н., Коришунов А.Ю., Кудинов В.И., Кулаков А.И., Кульпин Л.Г., Лapidус В.З., Лебединец Н.П., Маслянец Ю.В., Мухаметзянов Р.Н., Орел В.Е., Праведников Н.К., Стасенков В.В., Стекольников Л.Н., Теплов О.М., Типикин С.И., Устимов С.К., Халимов Ю.Э., Цейхмestрюк А.К., Шаевский О.Ю., Щербаков В.П., Щитов Б.В., Юфин П.А., Янин А.Н.*

В активном обсуждении указанного выше проекта приняли участие:

*Гарипов Валерий Зайнуллович, Базив Василий Федорович, Баишев Булат Тагирович, Вахитов Гадель Галяутдинович, Дияшев Расим Нагимович, Джавадян Александр Андроникович, Жданов Станислав Анатольевич, Зайцев Геннадий Сергеевич, Кац Рафаил Михайлович, Лapidус Вилен Зиновьевич, Лисовский Николай Николаевич* и др.

Основные положения принятого проектного документа следующие:

- Выделение для опытно-промышленной разработки трех участков, различающихся геолого-физическими характеристиками: участок 1 – в районе скважины №477, участок 2 – в районе скважины №473, участок 3 – в районе скважины №427 (рис. 2.1.9).

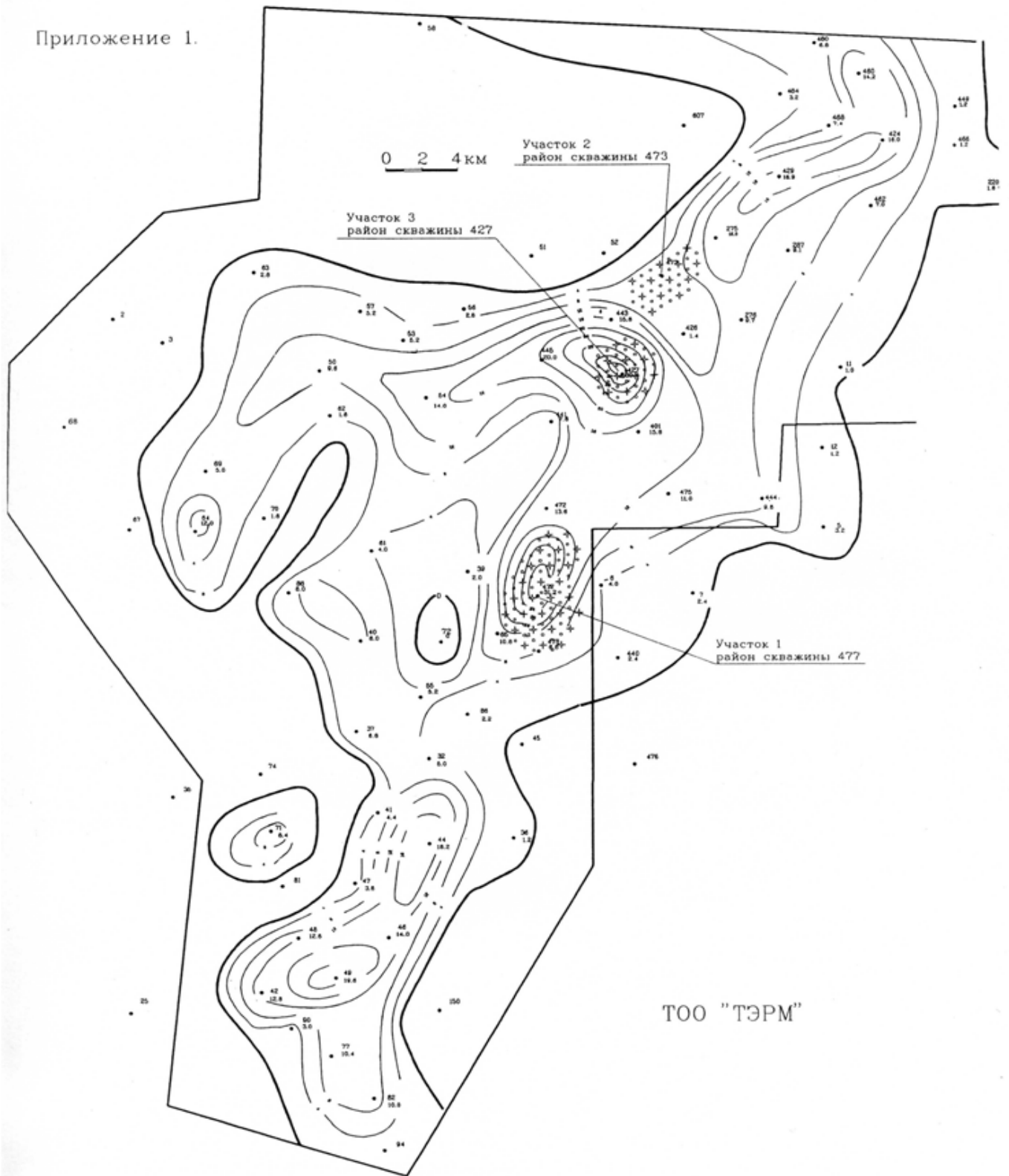
- Выделение одного объекта разработки –  $AC_{10}+AC_{11}+AC_{12}$ , с обеспечением отдельной закачки воды по пластам.

- Применение площадной обращенной семиточечной системы разработки с возможным переходом на избирательное заводнение. Плотность сетки: участок 1 – 31,2 га/скв., участок 2 – 21,6 га/скв. и участок 3 – 13,9 га/скв.

- Количество вовлекаемых запасов нефти в сумме по участкам ОПР: НГЗ – 6767,4 тыс.т, НИЗ – 2040,9 тыс.т при КИН – 0,302.

- Максимальный уровень добычи нефти по трем участкам – 1 млн.т/год (на 7й год разработки), добычи газа – 70 млн.м<sup>3</sup>/год, добычи жидкости – 1,244 млн.м<sup>3</sup>/год, объем закачки воды – 1,813 млн.м<sup>3</sup>/год, в том числе:

Приложение 1.



**Рис. 2.1.9 – Приобское месторождение (Южная часть)  
Схема расположения проектного фонда скважин на участках  
опытно-промышленной разработки объекта АС10-12 (1997г.)**

Для ознакомления. Номера страниц не соответствуют официальной версии.

– по участку 1: добыча нефти – 0,750 млн.т, добыча газа – 53 млн.м<sup>3</sup>, добыча жидкости – 0,853 млн.т, закачка воды – 1,262 млн.м<sup>3</sup>;

– по участку 2: добыча нефти – 0,196 млн.т, добыча газа – 14 млн.м<sup>3</sup>, добыча жидкости – 0,20 млн.т, закачка воды – 0,298 млн.м<sup>3</sup>;

– по участку 3: добыча нефти – 0,196 млн.т, добыча газа – 14 млн.м<sup>3</sup>, добыча жидкости – 0,199 млн.т, закачка воды – 0,304 млн.м<sup>3</sup>.

• Общий фонд по трем участкам – 157 скважин, из них 99 добывающих, (в т.ч. 1 разведочная), 51 нагнетательная, 1 контрольная, 6 водозаборных), из них:

– по участку 1 – 83 скважины: 51 добывающая (в т.ч. 1 разведочная), 27 нагнетательных, 1 контрольная, 4 водозаборных;

– по участку 2 – 37 скважин: 24 добывающих, 12 нагнетательных, 1 водозаборная;

– по участку 3 – 37 скважин: 24 добывающих, 12 нагнетательных, 1 водозаборная.

Таблица 2.1.5 – Приобское месторождение (ЮЛТ)  
Проектные показатели разработки по участкам ОПР,  
утвержденные ЦКР Минтопэнерго в 1997г.

Показатели	1997	1998	1999	2000	2001
Добыча нефти - всего, тыс.т	72	345,1	594,4	726,1	839
в т.ч. из новых скважин, тыс.т	72	177	184,8	172,8	121,6
Ввод новых скважин, шт.	9	17	21	24	22
Дебит нефти новой скважины, т/сут	80	65	55	45	34,5
Глубина новой скважины, м	2850	2850	2850	2850	2850
Эксплуатационное бурение, тыс.м	34,2	53	72,1	72,1	70,1
Процент падения добычи нефти, %	-	-28,7	-31,3	-25,6	-21,0
Действующий добывающий фонд скв.	8	22	35	50	61
Фонд добывающих скважин, шт	9	24	39	55	68
Выбытие добывающих скважин, шт	-	2	6	8	9
в т.ч. под закачку воды, шт.	-	2	6	8	9
Добыча нефти накопленная, тыс.т	72	417	966	1693	2532
Добыча нефти от НИЗ нефти, %	0,4	2,0	4,7	8,3	12,4
Темп отбора от НИЗ нефти, %	0,4	1,7	2,7	3,6	4,1
Обводненность, %	-	0,5	2,9	5,2	8,3
Добыча жидкости, тыс.т	72	347	566	766	915
Закачка воды, тыс.м <sup>3</sup>	-	534	866	1165	1322
Средний дебит нефти, т/сут	80	72	63,3	55,8	49
Средний дебит жидкости, т/сут	80	72,4	65,2	58,9	53,4
Фонд нагнетательных скважин, шт	-	2	8	16	27

- Осуществление отдельной закачки воды в пласты АС<sub>10</sub> и АС<sub>12</sub> с помощью оборудования ОРЗ при дифференцированном давлении нагнетания: по пласту АС<sub>10</sub> – 18 МПа, по пласту АС<sub>12</sub> – 20 МПа.
- Механизированный способ добычи – ЭЦН, ЭДН.

Для ознакомления. Номера страниц не соответствуют официальной версии.

- Диаметр эксплуатационной колонны буримых скважин:  
в зонах больших толщин – 168 мм, в зонах малых толщин – 146 мм.
- Применение гидроразрыва пластов и высоконапорных насосов при эксплуатации скважин.
- Тип закачиваемой воды – сеноманская, степень очистки от мехпримесей – не крупнее 5 мг/л.
- Изучение добывных возможностей невовлекаемых при ОПР участков ЮЛТ осуществить путем подключения в добычу нефти ранее пробуренных разведочных скважин.

**Для сведения читателя укажем, что кроме проектных документов по южной части Приобского месторождения в период разведки было также выполнено несколько ТЭО и других оценочных работ:**

1. "Технико-экономическое обоснование разработки Приобского месторождения (ЮЛТ) на условиях заключения Соглашения о разделе продукции". Исполнитель – ООО "ТЭРМ" (руководитель работы – Янин А.Н.), февраль 2000. В ЦКР МТЭ данное ТЭО не рассматривалось.

2. "Уточнение уровней добычи нефти по месторождениям АНК "Югра-нефть" на период 1996-2000 гг". Исполнитель – ООО "ТЭРМ". Работа утверждена ЦКР Минтопэнерго РФ (протокол № 1975 от 19.12.1995).

3. "Предварительный анализ для разработки южной лицензионной территории Приобского месторождения". Исполнитель – "Амоко Евразия Петролеум Компани", январь 1995 г. ЦКР МТЭ документ не рассматривался.

4. "Инвестиционный проект на разработку первоочередного участка (район скв. 477) южной части Приобского месторождения". Исполнитель – ТФК "ТРАЙ ОУШН - ТЭРМ ЛТД", 1996 г.

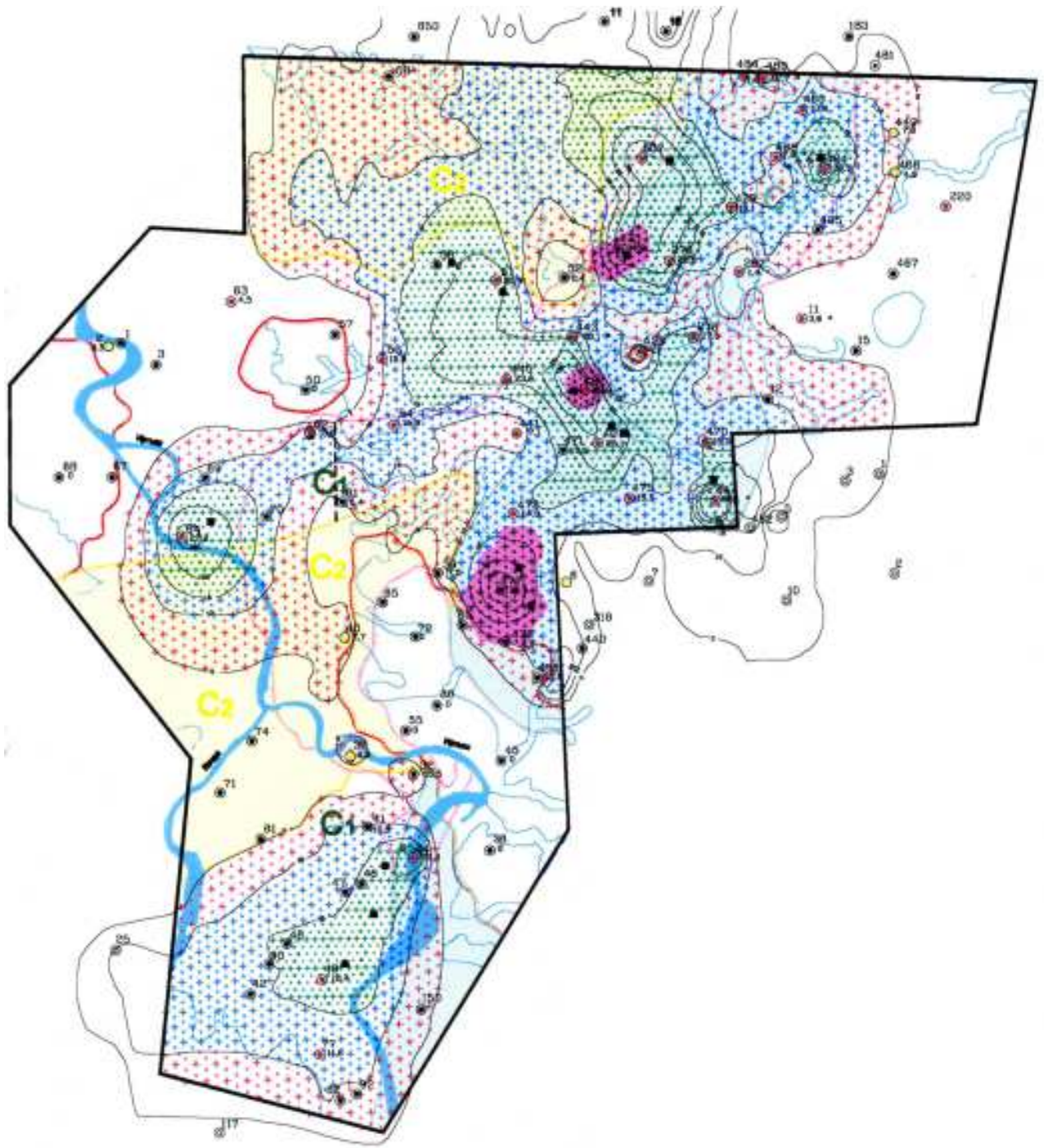
5. Пробная эксплуатация разведочных скважин №№477, 478, 86 южной части Приобского месторождения. Технико-экономические предложения. Исполнитель: ТФК "ТРАЙ ОУШН - ТЭРМ ЛТД", 1997 г.

Однако эти работы в период до 2001г. так и не были реализованы.

Для справки укажем, что в ТЭО СРП 1999г. по южной части Приобского месторождения были обоснованы следующие показатели и максимальные уровни:

Добыча нефти при объемах бурения:

а) 400 тыс.м/год	–	4,570 млн.т
б) 650 тыс.м/год	–	5,890 млн.т
в) 900 тыс.м/год	–	6,777 млн.т
Общий фонд скважин	–	4950
в т.ч. добывающих	–	3101
нагнетательных	–	1399
Основной фонд скважин	–	4500
Фонд резервных скважин	–	450
Средняя глубина 1 <sup>й</sup> скважины	–	3005 м
Сумм.объем экспл.бурения	–	14,874 млн.м



**Рис. 2.1.10. – Приобское месторождение (ЮЛТ)  
Схема размещения скважин из ТЭО СРП 2000г.**

Накопленная добыча нефти:

за период с 1999 по 2005гг – 170 млн.т

за общий срок разработки – 217,5 млн.т

Уд.накопленная добыча нефти на 1 скважину:

добывающего фонда – 70,1 тыс.т/скв.

основного фонда – 48,5 тыс.т/скв.

с учетом резервных – 43,9 тыс.т/скв.

В ТЭО СРП 2000г. было представлено три варианта разработки с различными максимальными объемами годового бурения: 400, 650 и 900 тыс.м/год. При этом получены следующие максимальные уровни отборов и другие показатели (табл. 2.1.6, 2.1.7):

Таблица 2.1.6 – Приобское месторождение (ЮЛТ). ТЭО СРП 2000г.

*Вариант с темпом разбуривания 900 тыс.м/год*

**Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости**

Го-ды	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накоп - ленная добыча нефти, млн.т	Отбор извлекаемых запасов, %	Коэф-фици-ент неф-те-извле-чения, доли ед.	Добыча жидкости, млн.т		Об-вод-нен-ность про-дук-ции, %	Закачка рабочих агентов, млн.м <sup>3</sup>		Ком-пен-са-ция отбо-ра закач-кой, %	Добыча нефтяного газа	
		начал ь ных	теку-щих				годо-вая	накоп - ленная		годо-вая	накоп - ленная		годо-вая, млн. нм <sup>3</sup>	накоп - ленная, млрд. нм <sup>3</sup>
1999	1,8	0,0	0,0	0,002	0,0	0,0	0,002	0,002	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0001
2000	35,1	0,0	0,0	0,04	0,0	0,0	0,035	0,037	0,2	0,0	0,0	35,0	2,3	0,002
2001	321,5	0,1	0,1	0,4	0,2	0,000	0,3	0,4	3,5	0,3	0,3	70,0	21,2	0,02
2002	812,4	0,4	0,4	1,2	0,5	0,001	0,9	1,2	6,5	1,2	1,5	100,0	53,6	0,1
2003	1536,0	0,7	0,7	2,7	1,2	0,002	1,8	3,0	12,4	2,6	4,1	110,0	101,4	0,2
2004	2522,1	1,2	1,2	5,2	2,4	0,004	3,1	6,0	17,4	4,6	8,7	115,0	166,5	0,3
2005	3597,2	1,7	1,7	8,8	4,1	0,007	4,7	10,8	23,9	7,0	15,7	115,0	237,4	0,6
2006	4506,4	2,1	2,2	13,3	6,1	0,011	6,3	17,1	28,6	8,8	24,5	110,0	297,4	0,9
2007	5157,7	2,4	2,5	18,5	8,5	0,015	7,6	24,7	32,4	10,5	35,1	110,0	340,4	1,2
2008	5586,4	2,6	2,8	24,1	11,1	0,020	8,9	33,6	36,9	12,1	47,1	110,0	368,7	1,6
2009	5859,2	2,7	3,0	29,9	13,8	0,025	10,2	43,8	42,5	13,6	60,8	110,0	386,7	2,0
2010	6145,7	2,8	3,3	36,1	16,6	0,030	11,4	55,1	46,0	15,1	75,9	110,0	405,6	2,4
2011	6382,0	2,9	3,5	42,5	19,5	0,035	12,5	67,6	48,7	16,4	92,2	110,0	421,2	2,8
2012	6644,7	3,1	3,8	49,1	22,6	0,041	13,7	81,3	51,4	17,8	110,0	110,0	438,5	3,2
2013	6740,1	3,1	4,0	55,8	25,7	0,046	14,5	95,7	53,5	18,8	128,8	110,0	444,8	3,7
2014	6776,9	3,1	4,2	62,6	28,8	0,052	15,2	110,9	55,4	19,5	148,3	110,0	447,3	4,1
2015	6751,1	3,1	4,4	69,4	31,9	0,058	15,6	126,5	56,7	20,0	168,3	110,0	445,6	4,6
2016	6715,7	3,1	4,5	76,1	35,0	0,063	16,1	142,7	58,4	20,6	188,8	110,0	443,2	5,0
2017	6634,4	3,1	4,7	82,7	38,0	0,069	16,3	159,0	59,4	20,8	209,6	110,0	437,9	5,5
2018	6463,1	3,0	4,8	89,2	41,0	0,074	16,4	175,4	60,5	20,7	230,3	110,0	426,6	5,9
2019	6221,9	2,9	4,9	95,4	43,9	0,079	16,2	191,6	61,6	20,4	250,7	110,0	410,6	6,3
2020	5960,1	2,7	4,9	101,4	46,6	0,084	16,0	207,5	62,7	20,1	270,7	110,0	393,4	6,7



Для ознакомления. Номера страниц не соответствуют официальной версии.

Окончание табл. 2.1.6 – Приобское месторождение (ЮЛТ). ТЭО СРП 2000г.

Вариант с темпом разбуривания 900 тыс.м/год

**Характеристика основных показателей разработки  
по отбору нефти и жидкости**

Го- ды	До- бы- ча неф- ти, тыс.т	Темп отбора от извлекае- мых запасов, %		Накоп- лен- ная добы- ча неф- ти, млн.т	Отбор извле- кае- мых запа- сов, %	Коэф- фици- ент нефте извле- че- ния, доли ед.	Добыча жидкости, млн.т		Об- вод- нен- ность про- дук- ции, %	Закачка рабочих агентов, млн.м <sup>3</sup>		Ком- пен- са- ция отбо- ра закач- кой, %	Добыча нефтяного газа	
		начал ьных	теку- щих				годо- вая	накоп- лен- ная		годо- вая	накоп- лен- ная		годо- вая, млн. м <sup>3</sup>	накоп- лен- ная, млрд. м <sup>3</sup>
2021	5664,8	2,6	4,9	107,0	49,2	0,089	15,7	223,3	64,0	19,7	290,4	110,0	373,9	7,1
2022	5342,7	2,5	4,8	112,4	51,7	0,093	15,4	238,6	65,3	19,2	309,6	110,0	352,6	7,4
2023	5075,5	2,3	4,8	117,5	54,0	0,098	15,1	253,7	66,3	18,7	328,2	110,0	335,0	7,8
2024	4821,8	2,2	4,8	122,3	56,2	0,102	14,7	268,4	67,3	18,2	346,5	110,0	318,2	8,1
2025	4585,5	2,1	4,8	126,9	58,3	0,105	14,4	282,8	68,2	17,8	364,2	110,0	302,6	8,4
2026	4360,8	2,0	4,8	131,2	60,3	0,109	14,1	296,9	69,1	17,3	381,6	110,0	287,8	8,7
2027	4147,1	1,9	4,8	135,4	62,2	0,113	13,8	310,7	69,9	16,9	398,5	110,0	273,7	8,9
2028	3943,9	1,8	4,8	139,3	64,1	0,116	13,6	324,3	70,9	16,6	415,0	110,0	260,3	9,2
2029	3754,6	1,7	4,8	143,1	65,8	0,119	13,3	337,6	71,8	16,2	431,2	110,0	247,8	9,4
2030	3574,4	1,6	4,8	146,6	67,4	0,122	13,1	350,7	72,7	16,6	447,8	115,0	235,9	9,7
2031	3402,8	1,6	4,8	150,0	69,0	0,125	12,8	363,5	73,5	16,2	464,1	115,0	224,6	9,9
2032	3239,5	1,5	4,8	153,3	70,5	0,127	12,6	376,1	74,2	15,9	479,9	115,0	213,8	10,1
2033	3084,0	1,4	4,8	156,4	71,9	0,130	12,3	388,4	75,0	15,5	495,5	115,0	203,5	10,3
2034	2936,0	1,4	4,8	159,3	73,3	0,132	12,1	400,5	75,7	15,2	510,6	115,0	193,8	10,5
2035	2795,0	1,3	4,8	162,1	74,5	0,135	11,8	412,3	76,3	14,8	525,4	115,0	184,5	10,7
2036	2660,9	1,2	4,8	164,8	75,8	0,137	11,5	423,8	76,9	14,4	539,8	115,0	175,6	10,9
2037	2533,1	1,2	4,8	167,3	76,9	0,139	11,2	435,0	77,4	14,0	553,8	115,0	167,2	11,0
2038	2411,6	1,1	4,8	169,7	78,0	0,141	10,9	446,0	77,9	13,6	567,5	115,0	159,2	11,2
2039	2295,8	1,1	4,8	172,0	79,1	0,143	10,7	456,7	78,6	13,3	580,8	115,0	151,5	11,4
2040	2185,6	1,0	4,8	174,2	80,1	0,145	10,5	467,1	79,1	13,0	593,8	115,0	144,2	11,5
2041	2080,7	1,0	4,8	176,3	81,1	0,147	10,2	477,4	79,7	12,7	606,4	115,0	137,3	11,6
2042	1980,8	0,9	4,8	178,2	82,0	0,148	10,0	487,4	80,2	12,4	618,8	115,0	130,7	11,8
2043	1885,7	0,9	4,8	180,1	82,8	0,150	9,8	497,1	80,7	12,0	630,8	115,0	124,5	11,9
2044	1795,2	0,8	4,8	181,9	83,7	0,151	9,5	506,6	81,1	11,7	642,6	115,0	118,5	12,0
2045	1709,1	0,8	4,8	183,6	84,4	0,153	9,3	515,9	81,6	11,4	654,0	115,0	112,8	12,1
2046	1627,0	0,7	4,8	185,3	85,2	0,154	9,0	525,0	82,0	11,1	665,1	115,0	107,4	12,2
2047	1548,9	0,7	4,8	186,8	85,9	0,155	8,8	533,8	82,4	10,8	675,9	115,0	102,2	12,3
2048	1474,6	0,7	4,8	188,3	86,6	0,157	8,6	542,4	82,8	10,5	686,4	115,0	97,3	12,4
2049	1403,8	0,6	4,8	189,7	87,2	0,158	8,4	550,7	83,2	10,2	696,7	115,0	92,7	12,5
2050	1336,4	0,6	4,8	191,0	87,8	0,159	8,1	558,9	83,6	9,9	706,6	115,0	88,2	12,6

Таблица 2.1.7 Показатели на полное развитие ЮЛТ (ТЭО СРП, 2000г.)

Показатели на полное развитие /запасы категорий С <sub>1</sub> С <sub>2</sub> /	Максимальный объем бурения, тыс.м/год		
	400	650	900
Добыча нефти, млн.т/год	4,570	5,890	6,777
Добыча жидкости, млн.т/год	12,3	14,8	16,4
Закачка воды, млн.м <sup>3</sup> /год	15,2	18,7	20,8
Добыча газа, млн.м <sup>3</sup> /год	301,6	388,7	447,3
Темп отбора НИЗ, %	2,1	2,7	3,1
Темп добычи жидкости от НИЗ, %	5,65	6,80	7,54
Темп бурения (без резервных скважин), %	3	4,8	6,65
Срок разбуривания основного фонда, лет	43	28	22
Средний дебит в год макс.добычи нефти:	(2023г.)	(2017г.)	(2014г.)
нефти, т/сут	10	9,9	10,5
жидкости, т/сут	23,3	22,8	23,5
при обводненности в этот год, %	57,1	56,6	55,3
Период выхода на максим.добычу нефти, лет	23	17	14
Отбор от НИЗ в год максим.добычи нефти, %	31,5	31,9	28,8

Фактически достигнутые к 2012 году по Приобскому месторождению результаты показывают, что при сопоставимом с ТЭО СРП 2000г. пробуренном фонде скважин уровни добычи нефти по ЮЛТ практически вдвое выше. Это достигнуто за счет двукратного превышения средних дебитов нефти и жидкости. Указанные приросты обеспечены благодаря массовому применению самых современных технологий интенсификации притока нефти.

## 2.2 Современные сведения о геологическом строении месторождения<sup>\*)</sup>

### *Стратиграфические особенности месторождения*

Геологический разрез Приобского месторождения представлен мощной толщей осадочных пород мезозойского и кайнозойского возраста. *Фундамент* на рассматриваемой территории залегает на глубинах 3200-3300 м.

*Юрская система* включает два комплекса пород: нижний – континентального генезиса и верхний – морского. В нижнем комплексе выделены осадки ягельной, горелой и тюменских свит, в верхнем – абалакской и баженновской свит позднеюрского возраста.

*Меловая система* развита повсеместно и представлена нижним и верхним отделами. В нижнем отделе присутствуют отложения ахской, черкашинской, алымской, викуловской и ханты-мансийской свит. Верхний отдел сложен осадками верхов ханты-мансийской, уватской, кузнецовской, березовской и ганькинской свит. Возраст отложений черкашинской свиты – готерив-барремский. Общая толщина отложений свиты изменяется от 290 до 610 м. Песчано-алевритовые осадки сгруппированы в нефтеносные пласты АС<sub>7</sub>,

<sup>\*)</sup> Раздел подготовлен с использованием материалов подсчета запасов 2009г.

Для ознакомления. Номера страниц не соответствуют официальной версии.

АС<sub>8</sub>, АС<sub>9</sub>, АС<sub>10</sub>, АС<sub>11</sub> и АС<sub>12</sub>. Для них характерна существенная неоднородность по простиранию, частое литологическое замещение коллекторов глинами. Пласты имеют линзовидный клиноформный характер, погружаясь сверху-вниз в широтном направлении – от востока к западу.

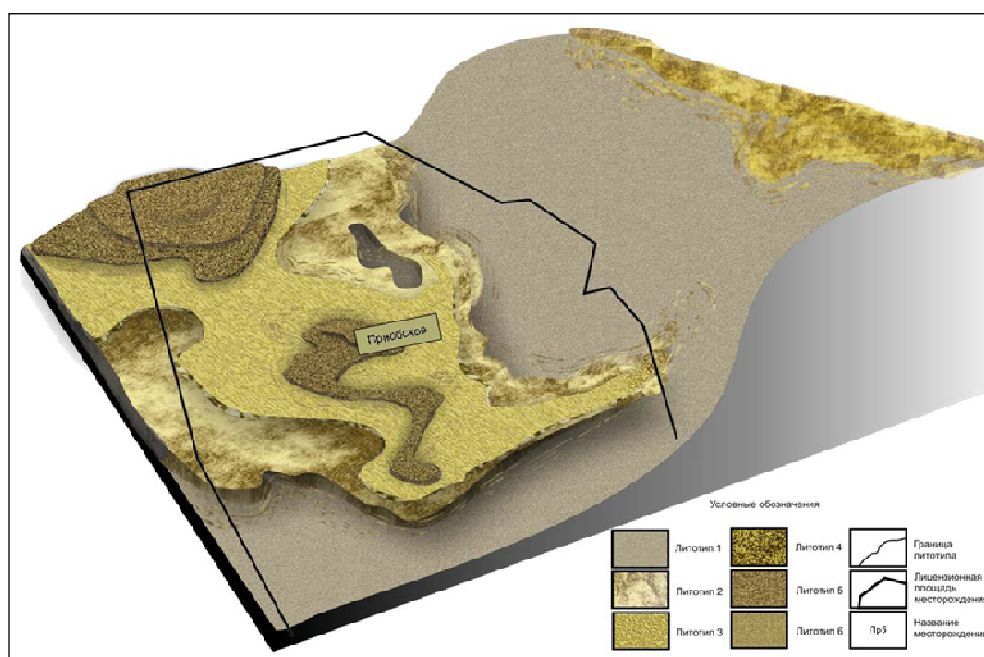
### ***Тектоническое строение месторождения***

Приобская структура локализована в пределах Западно-Сибирской плиты, которая представляет собой молодой комплекс земной коры, выраженный в виде огромной зоны прогибания. Этот комплекс сложен, главным образом, терригенными платформенными формациями триасово–палеогенового возраста с прерывистым развитием маломощных неогеновых и антропогенных осадков.

Толщина осадочного чехла, залегающего несогласно на гетерогенном фундаменте, от районов обрамления впадины к центру возрастает до 9 км. Приобская структура приурочена к Фроловской впадине и находится между Сырьегайской террасой и Тундринской седловиной. Приобское куполовидное поднятие представляет собой антиклинальную изометричную складку с локальным осложнением в южной части.

### ***Условия формирования продуктивных горизонтов***

Раздел представлен на основании материалов, представленных в работах [11,126,129,130,136,138,181]. Приобская клиноформа начинается внизу – глинами, в средней части она сложена, преимущественно, песчаниками и алевролитами, в верхней – отмечается ритмичное переслаивание алевролитовых и глинистых пластов (рис. 2.2.2). Это дает основание отнести клиноформу к отложениям регрессивно-трансгрессивного цикла с выделением в её составе трех пачек – А, В и С. Нижняя пачка А (это пласт АС<sub>12</sub>) соответствует начальной стадии развития регрессивно-трансгрессивного ритма.



**Рис. 2.2.2 Концептуальная модель осадконакопления Приобского месторождения [Источник: подсчет запасов 2009г.]**

Для ознакомления. Номера страниц не соответствуют официальной версии.

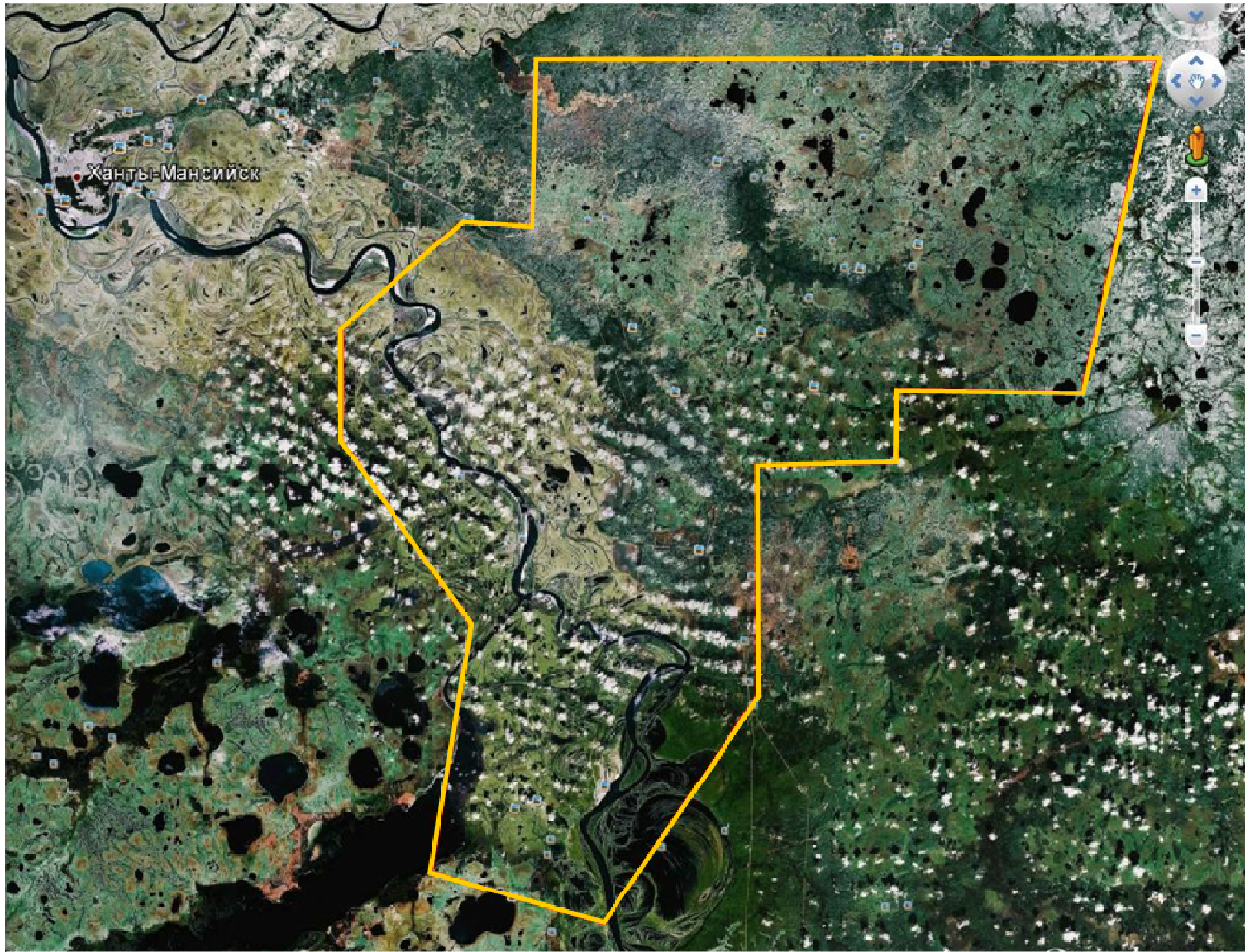


Рис. 2.2.1 Космоснимок Приобского месторождения (Южная лицензионная территория)

Для ознакомления. Номера страниц не соответствуют официальной версии.

Верхняя пачка С (пласты АС<sub>7</sub>–АС<sub>10</sub>), соответствующая трансгрессивной стадии седиментационного цикла, формировалась при ограниченном поступлении обломочного материала. В это время непродолжительные регрессии, формировавшие, преимущественно, алевроитовые пласты, часто сменялись трансгрессиями.

Основные перспективы продуктивных неокомских отложений Приобского месторождения связаны с регрессивными пачками, особенно – с пачкой В. Последняя характеризуется повышенной песчанистостью и развитием наиболее крупных и продуктивных песчаных тел. Зоны максимального развития в разрезе регрессивных и трансгрессивных пачек сменяют друг-друга вкрест простирания клиноформ. Границы зон соответствуют местоположению кромок палеошельфа – к началу и окончанию формирования соответствующих пачек.

Кромки палеошельфа пластов АС<sub>10</sub>, АС<sub>11</sub>, АС<sub>12</sub> закартированы по данным сейсморазведки ЗД. По простиранию клиноформы участки резкого опесчанивания разреза сменяют области с преимущественно глинисто-алевролитовыми породами. Это опесчанивание обусловлено поступлением части обломочного материала по каналам транспортировки – непосредственно на склон, а также формированием конусов выноса, главным образом, в регрессивной пачке В.

В составе клиноформы в подсчете запасов 2009г. выделены шельфовые, кромкошельфовые, склоновые и депрессионные типы песчаных тел. Шельфовые – наиболее распространены в пластах регрессивных пачек и характеризуются резкой фациальной изменчивостью, линзовидным развитием песчаных пластов и, как правило, небольшой толщиной.

Депрессионные песчаные тела в пласте АС<sub>12</sub> соответствуют фондоформной части клиноформы и имеют большую толщину и крайне низкие ФЕС.

При подсчёте запасов УВС Приобского месторождения в 2009г. проведено детальное расчленение разреза и трассировка реперов, являющихся разделами между отдельными пластами. В горизонте АС<sub>10</sub> выделено четыре, в горизонте АС<sub>11</sub> – два, в горизонте АС<sub>12</sub> – четыре продуктивных пласта.

Детальное изучение геологии показало, что горизонт АС<sub>12</sub> существенно более неоднороден, чем все вышележащие продуктивные отложения и характеризуется следующими особенностями (рис.2.2.5):

- границы пластов огибают пимскую глину;
- пласты развиты неповсеместно – как в широтном, так и в субмеридиональном направлениях;
- более молодые пласты присутствуют только в западной части.

Горизонт АС<sub>12</sub> имеет клиноформное строение глубоководного генезиса и представлен в пределах восточной части ЮЛТ. Пласты здесь сменяют друг друга в западном направлении, однако линии выклинивания прослеживаются с разной степенью достоверности. Вкрест простирания клиноформы наблюдается – вначале постепенное наращивание толщины, а затем резкое ее сокращение.

Для ознакомления. Номера страниц не соответствуют официальной версии.

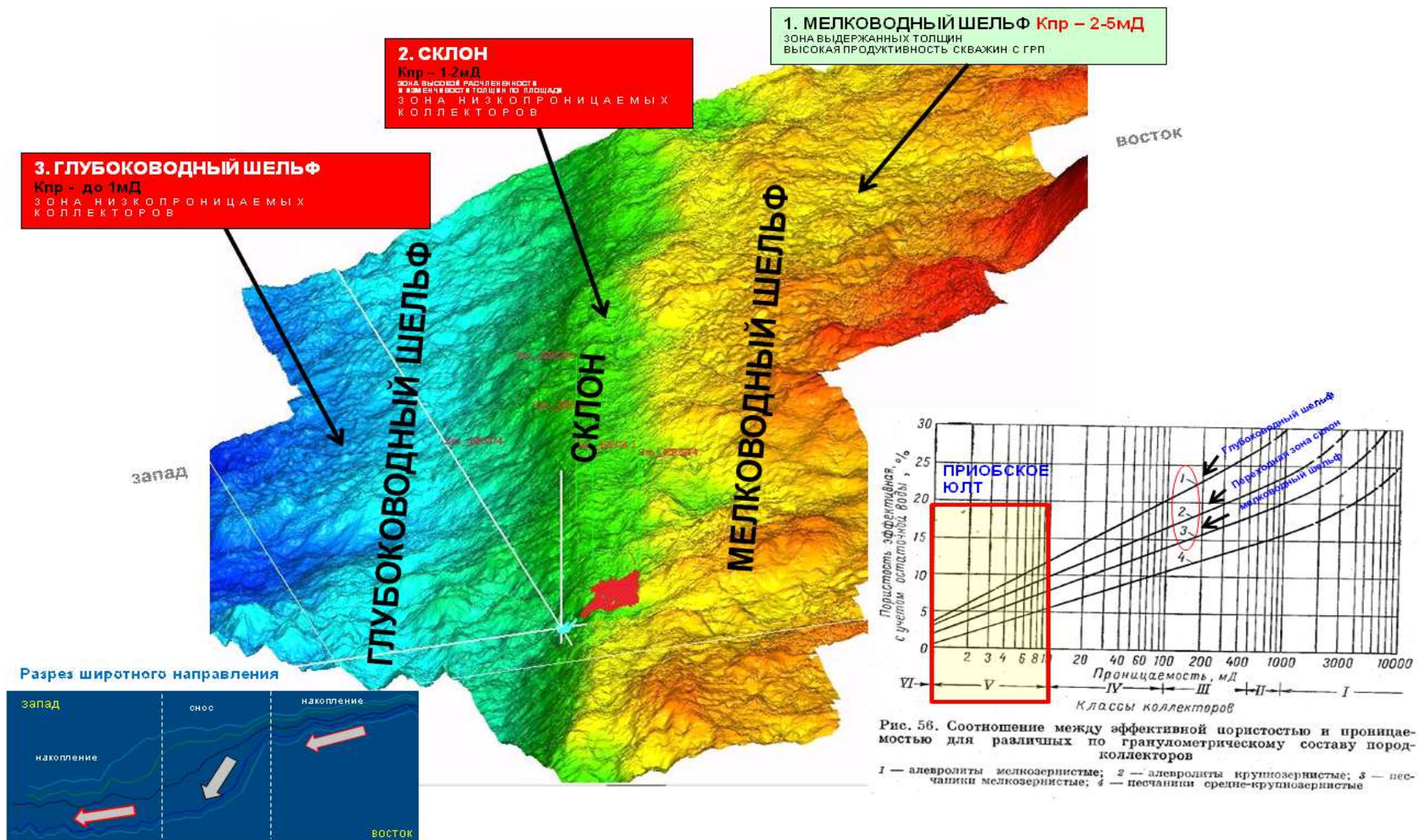
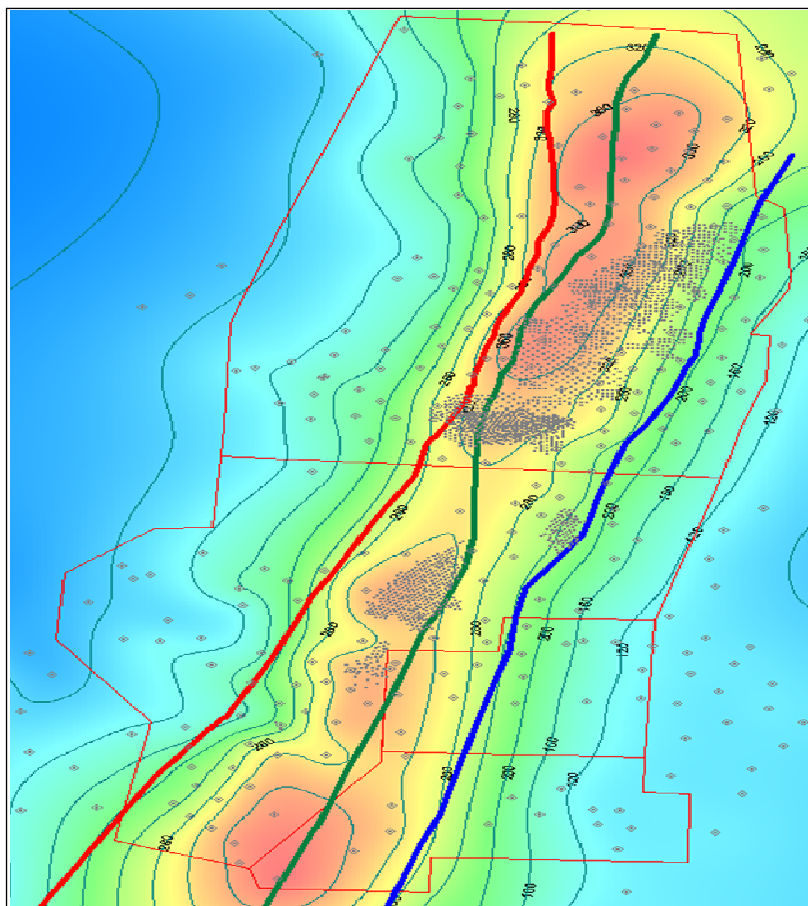


Рис.2.2.3 Основные геоморфологические элементы Приобского месторождения (ЮЛТ)

Источник: ООО "Газпромнефть НТЦ"



**Рис.2.2.4 Положения кромок палеошельфа основных продуктивных горизонтов [Источник: подсчет запасов 2009г.]**

Горизонт АС<sub>11</sub> представлен, преимущественно, шельфовыми отложениями. Внутри этого горизонта наблюдается постепенное смещение эпицентра осадконакопления каждого отдельного пласта – в западном направлении.

Горизонт АС<sub>10</sub> и все вышележащие отложения отражают третий этап осадконакопления. Его эпицентр выделяется в западной части зоны эксплуатационного разбуривания. Клиноформенные тела внутри горизонта имеют более крутое падение в зоне формирования склона шельфа, а также большие амплитуды изменения толщин по сравнению с горизонтом АС<sub>11</sub>.

Помимо данных ГИС при обобщении геологических материалов специалистами использовались также и результаты сейсмических исследований 3Д (см. п.5.1 настоящей книги).

Ряд исследователей полагает, что снос и накопление терригенного материала происходили на фоне глобального погружения дна бассейна осадконакопления. Формирование горизонта АС<sub>12</sub> происходило, очевидно, в условиях некомпенсированного бассейна. Заполнение его осуществлялось путем лавинной седиментации терригенного материала в западном направлении – с шельфовой зоны на дно бассейна. Поступление обломочного материала осуществлялось по каналам транспортировки с последующим формированием конусов выноса.

Для ознакомления. Номера страниц не соответствуют официальной версии.

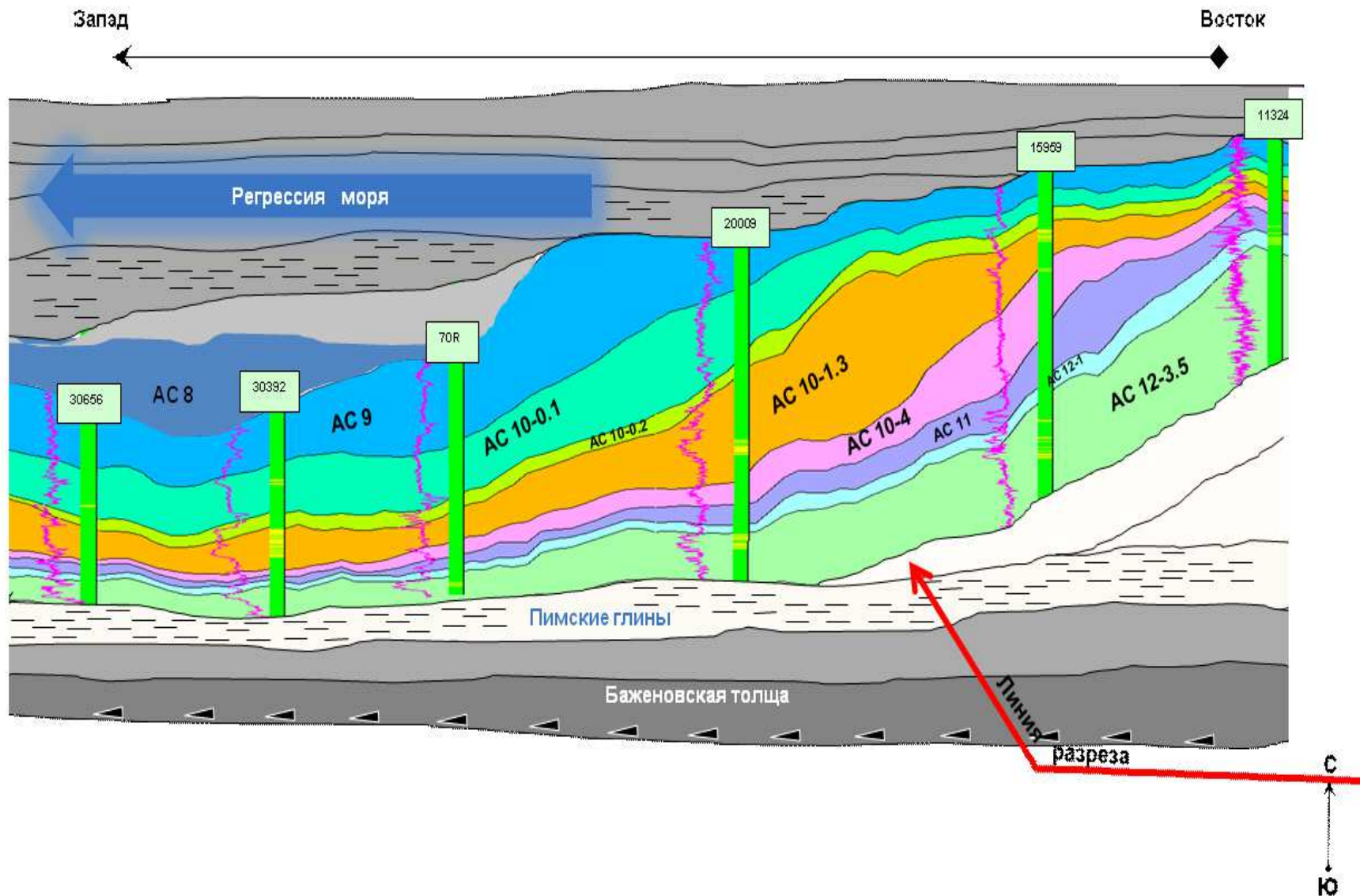
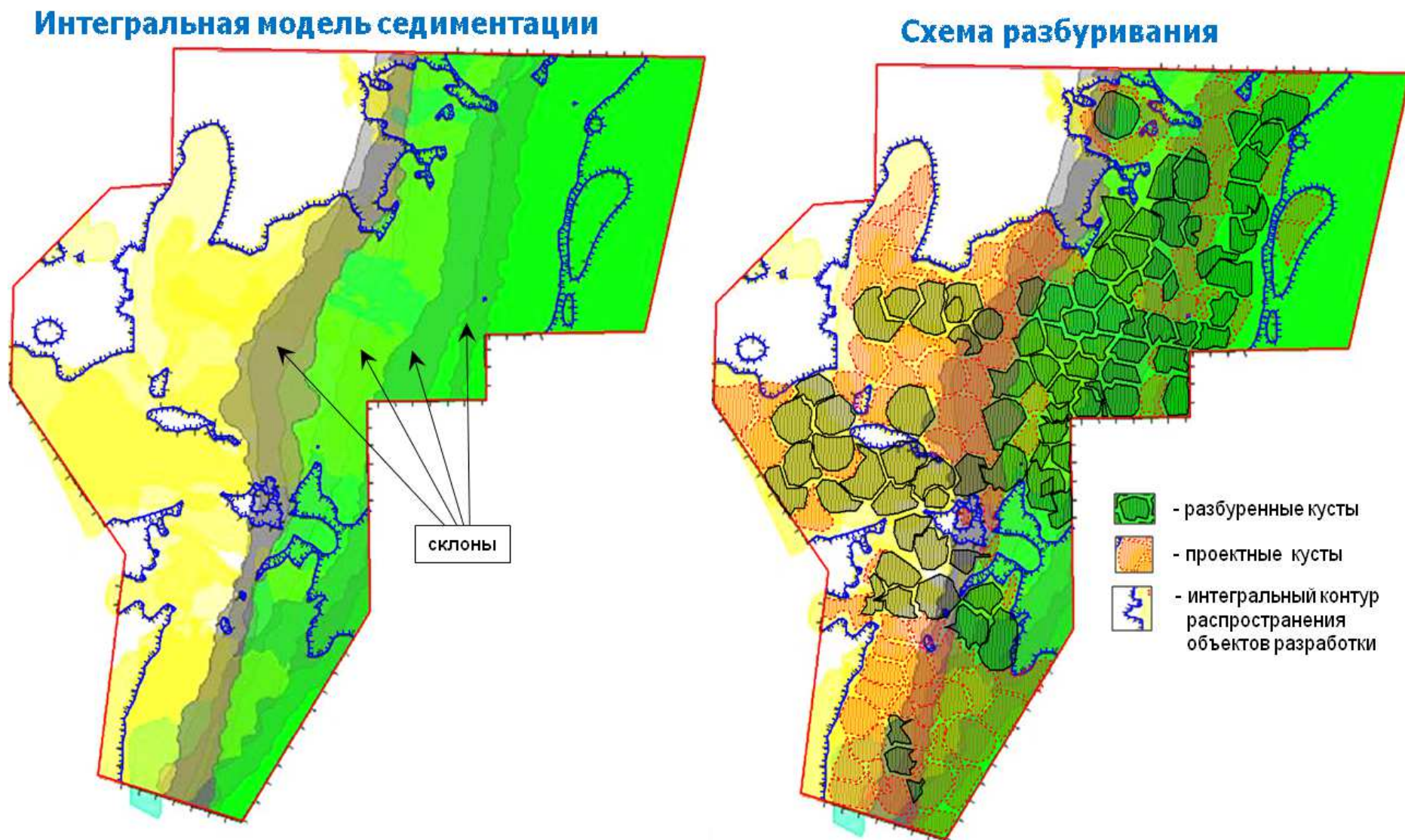


Рис.2.2.5 Стратификация разреза Приобского месторождения (ЮЛТ) в широтном направлении.

Источник: ООО "Газпромнефть НТЦ"



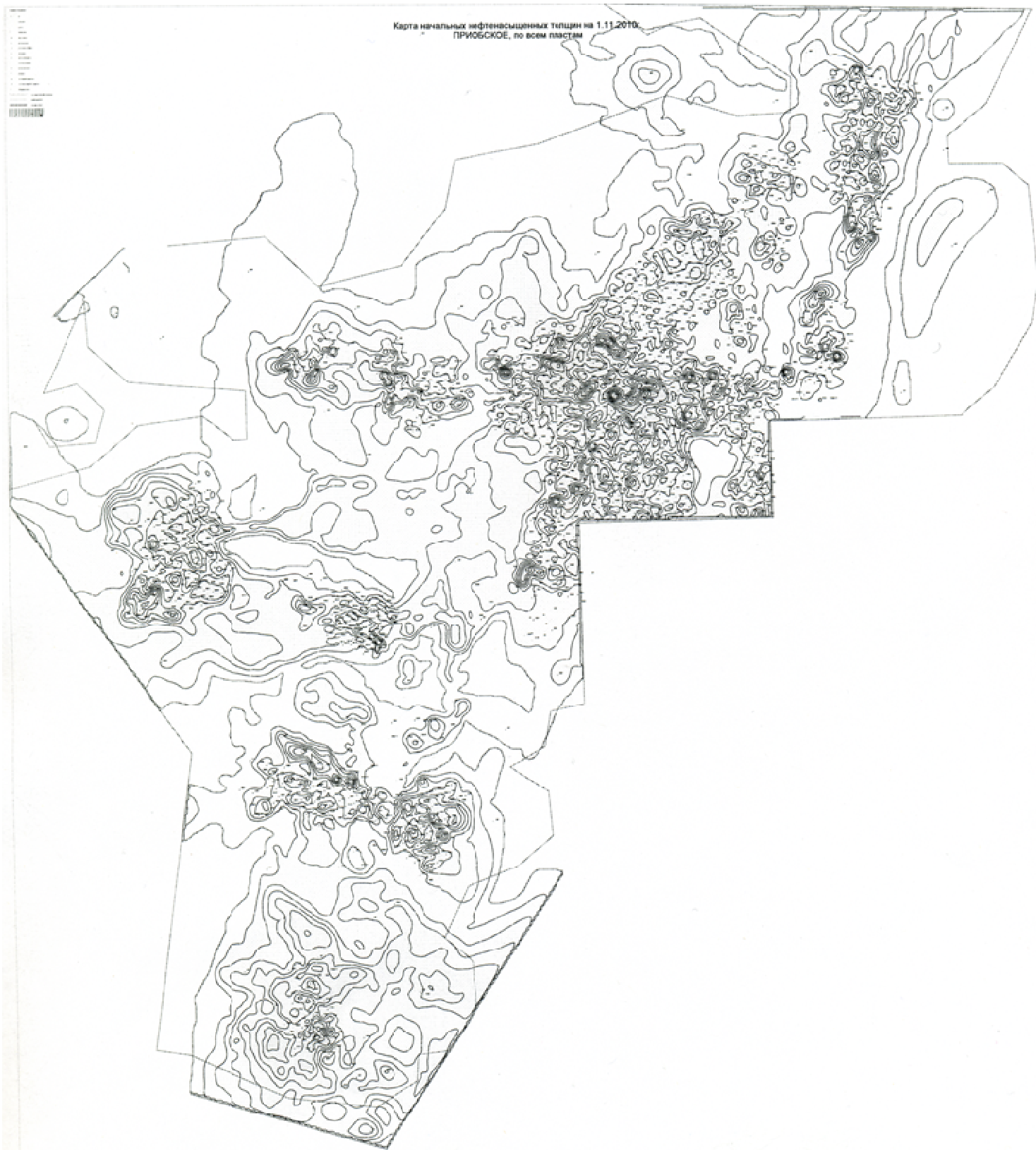


**Рис.2.2.6** Состояние эксплуатационного разбурирования Приобского месторождения (ЮЛТ)

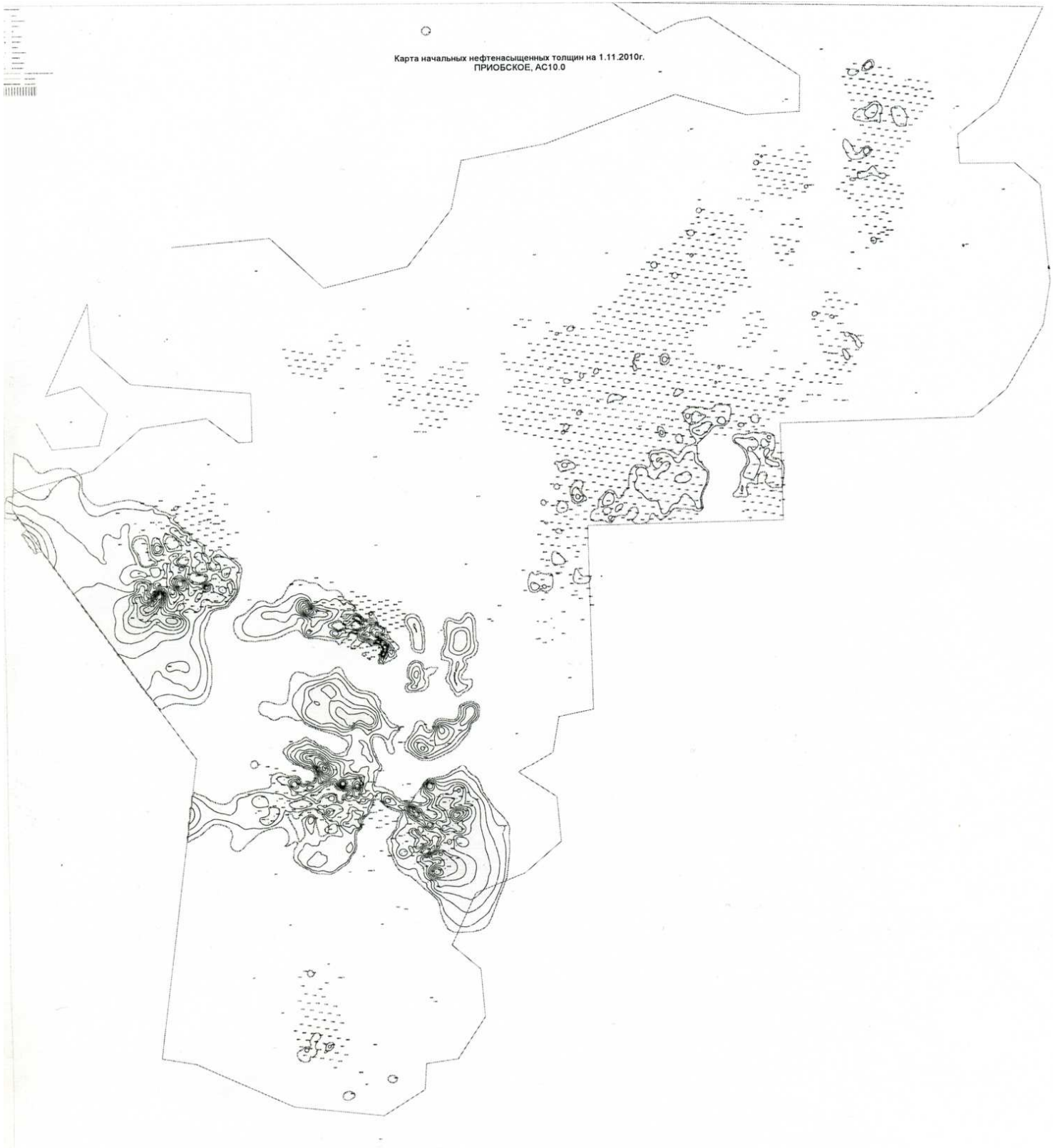
*Источник: ООО "Газпромнефть НТЦ"*



**Рис.2.2.7 Приобское месторождение. Карта пробуренного фонда на 1.11.2010.**  
*Источник: ООО "Газпромнефть НТЦ"*



**Рис.2.2.8 Приобское месторождение. Объект АС<sub>10-12</sub>.**  
**Карта начальной нефтенасыщенной толщины на 1.11.2010.**  
*Источник: ООО "Газпромнефть НТЦ"*



**Рис.2.2.9 Приобское месторождение. Объект АС10.**  
**Карта начальной нефтенасыщенной толщины на 1.11.2010.**  
*Источник: ООО "Газпромнефть НТЦ"*



**Рис.2.2.10 Приобское месторождение. Объект АС10<sub>1</sub> (АС10<sub>1-3</sub>)**  
**Карта начальной нефтенасыщенной толщины на 1.11.2010.**  
*Источник: ООО "Газпромнефть НТЦ"*



**Рис.2.2.11 Приобское месторождение. Объект АС12<sub>0</sub>.**  
**Карта начальной нефтенасыщенной толщины на 1.11.2010.**  
*Источник: ООО "Газпромнефть НТЦ"*



**Рис.2.2.12 Приобское месторождение. Объект АС12.**  
**Карта начальной нефтенасыщенной толщины на 1.11.2010.**  
*Источник: ООО "Газпромнефть НТЦ"*

Горизонт АС<sub>11</sub> формировался при постепенной проградации шельфа в сторону моря. В области формирования склона шельфа наблюдается пологое падение пластов. В развитии бассейна преобладали процессы осадконакопления, свойственные склону и бровке шельфа.

Формирование горизонта АС<sub>10</sub> приходилось на трансгрессивную стадию развития клиноформы с ограниченным поступлением осадочного материала. Это привело к образованию маломощных отложений шельфового генезиса.

Результаты детальной корреляции, проведенной в подсчете запасов 2009г., показали, что значительные изменения строения разреза наблюдаются также и в субмеридиональном направлении. С юга на север выделяются две области различного строения продуктивной толщи. Их отличия проявляются в строении горизонта АС<sub>12</sub>. В южной части хорошо развиты пласты нижнего интервала указанного горизонта. В северной (кроме упомянутых стратиграфических интервалов) развиты пласты верхнего интервала. В южной части месторождения отмечается довольно резкое сокращение толщин горизонта АС<sub>11</sub>, сопровождаемое падением пластов в южном направлении, которое компенсируется отложениями горизонта АС<sub>10</sub>.

Важная особенность строения Приобского месторождения в пределах ЮЛТ – это перераспределение толщин нижних и верхних горизонтов группы АС на северной и южной перифериях. На севере сокращение толщины горизонта АС<sub>12</sub> частично компенсируется ее увеличением по горизонту АС<sub>10</sub>. На юге также наблюдается увеличение толщин в глинистых пластах горизонта АС<sub>10</sub>. Это позволяет предположить, что на разных этапах формирования продуктивных отложений в пределах ЮЛТ снос материала происходил не только в западном, но также – в северном и южном направлениях. Вероятно, это было вызвано разновременным погружением дна бассейна в рассматриваемых зонах.

### **2.3 Характеристика параметров геологического строения горизонтов АС<sub>10</sub> и АС<sub>12</sub> по данным геофизических исследований скважин**

Основными объектами промышленной эксплуатации на ЮЛТ Приобского месторождения являются продуктивные пласты двух горизонтов – АС<sub>10</sub> и АС<sub>12</sub>. Их нефтеносность связана с литологически–экранированными ловушками, приуроченными к линзам коллекторов, не имеющим водонефтяных контактов.

Ранее (в 1997г) ГКЗ в подсчете запасов в составе черкашинской свиты утвердила выделение всего лишь двух крупных продуктивных горизонтов – АС<sub>10</sub> и АС<sub>12</sub>. В последнем подсчете запасов нефти, утвержденном ГКЗ в 2009г, в составе объектов АС<sub>10</sub> и АС<sub>12</sub> выделено уже семь продуктивных пластов – АС<sub>10</sub><sup>0-1</sup>, АС<sub>10</sub><sup>0-2</sup>, АС<sub>10</sub><sup>1-3</sup>, АС<sub>10</sub><sup>4</sup>, АС<sub>11</sub><sup>1</sup>, АС<sub>12</sub><sup>1</sup>, АС<sub>12</sub><sup>3-5</sup>.

Морфологические характеристики и ФЕС коллекторов горизонтов АС<sub>10</sub> и АС<sub>12</sub> в пределах ЮЛТ изучены авторами по материалам геофизических исследований, проведенных в 1962 скважинах<sup>1</sup>. Особенности геологического строения отложений ключевого объекта ЮЛТ – АС<sub>10-12</sub> являются: наличие

<sup>1</sup> В статистической обработке данных ГИС принимала участие О.Н.Босых /ООО "ПБ "ТЭРМ"/



большого количества залежей нефти, клиноформное строение пластов-коллекторов, высокая степень неоднородности отложений – по площади и разрезу, присутствие зон замещения коллекторов, большая расчлененность разреза, значительная прерывистость пластов.

Дадим ниже сводную характеристику основных геологических параметров пластов, полученных на стадии эксплуатационного разбуривания ЮЛТ (рис.2.3.1-2.3.6).

**Горизонт АС<sub>10</sub> содержит 11 продуктивных залежей, в которых сосредоточено 44% от общих геологических запасов нефти ЮЛТ.**

Эти залежи вскрыты в 1538 скважинах или 78% скважин ЮЛТ (рис.2.3.1-2.3.6) и характеризуются следующими средними параметрами:

Параметры	Диапазон	Среднее
Общая толщина горизонта	28 – 252 м	159 м
Нефтенасыщенная толщина	0,4 – 50 м	12,6 м
Толщина неколлектора (глин)	27 – 242 м	146 м
Песчанистость (в коллекторах)	3 – 100 %	38 %
Расчлененность горизонта	1 – 39	9,3

Пористость коллекторов горизонта АС<sub>10</sub> в среднем невысокая – 17,2%, она изменяется по скважинам: от максимальной – 21,1%, до минимальной – 13,1%. Наиболее массовая (36%) доля определений пористости приходится на интервал 17-18% (рис. 2.3.4).

Средняя проницаемость горизонта АС<sub>10</sub> низкая – 8,3 мД, диапазон изменения её средних величин по скважинам – от 0,7 до 75 мД. Основная часть (69%) определений проницаемости по ГИС горизонта АС<sub>10</sub> приходится на интервал значений от < 2 до 10 мД (рис. 2.3.5). Доля особо низкопроницаемых (менее 4 мД) коллекторов невелика – 17%.

Средняя начальная нефтенасыщенность объекта АС<sub>10</sub> весьма высока и составляет 64,3%, этот параметр изучен по 1533 определениям ГИС. По скважинам средняя нефтенасыщенность горизонта АС<sub>10</sub> изменяется от 33 до 82%. Более половины (57%) определений ГИС характеризуются высокой нефтенасыщенностью – 60-70% (рис. 2.3.6).

Средняя проводимость коллекторов горизонта АС<sub>10</sub> равна 104 мД×м; по скважинам она изменяется – от 0,1 до 1403 мД×м. Повышенная проводимость объекта АС<sub>10</sub> отмечается в районе скважин 77р, 15682, 30753–30765.

**Горизонт АС<sub>12</sub> содержит 11 залежей нефти, к которым приурочено 51% запасов УВС по ЮЛТ.**

Изучение геологических параметров горизонта АС<sub>12</sub> проведено по данным ГИС в 1391 скважине (71% от общего количества скважин ЮЛТ). Получены следующие результаты:

Параметры	Диапазон	Среднее
Общая толщина горизонта	39 – 380 м	153 м
Нефтенасыщенная толщина	0,4 – 48,5 м	11 м
Толщина неколлектора (глин)	34 – 371 м	142 м
Песчанистость (в коллекторах)	2 – 100 %	40 %
Расчлененность горизонта	1 – 38	9

Средняя пористость коллекторов горизонта АС<sub>12</sub> невысокая – 17%, интервал изменения её средних значений по скважинам – от 14 до 21,6%. На диапазон от 16 до 17% приходится наибольшее количество определений пористости – 432 (или 31%) – рис. 2.3.4.

Средняя проницаемость горизонта АС<sub>12</sub> аномально низкая – 2,8мД, диапазон изменения её средних значений по скважинам – от 0,3 до 58 мД. Доля низкопроницаемых (менее 5 мД) коллекторов в горизонте АС<sub>12</sub> очень велика и составляет 87% от всего количества определений (рис.2.3.5).

Начальная нефтенасыщенность объекта АС<sub>12</sub> составляет 60,7%, она изучена по данным 1383 определений; по скважинам средняя нефтенасыщенность изменяется от 33 до 82%. Наибольшая доля (47%) определений ГИС приходится на интервал весьма высоких (60-70%) значений нефтенасыщенности. Доля скважин с нефтенасыщенностью менее 50% очень мала – всего 6% (рис. 2.3.6).

В среднем гидродинамическая проводимость коллекторов горизонта АС<sub>12</sub> весьма низкая – 31 мД×м; по скважинам она изменяется от 0,1 до 855 мД×м. Зона повышенных значений проводимости приурочена к району скважин 259р, 13181, 13974, 15918, 15977, 24352. Таким образом, проницаемые продуктивные породы основного по запасам горизонта АС<sub>12</sub> по ГИС (по сравнению с горизонтом АС<sub>10</sub>) характеризуются: удовлетворительной пористостью и начальной нефтенасыщенностью, аномально низкой проницаемостью.

***Продуктивная толща объекта АС<sub>10-12</sub> в целом содержит 22 литологически-экранированных залежи нефти, в которых сосредоточено 96% от всех запасов ЮЛТ Приобского месторождения.***

Геологические характеристики и ФЕС рассматриваемого объекта АС<sub>10-12</sub> определены по данным ГИС в 1962 скважинах. Получены следующие результаты:

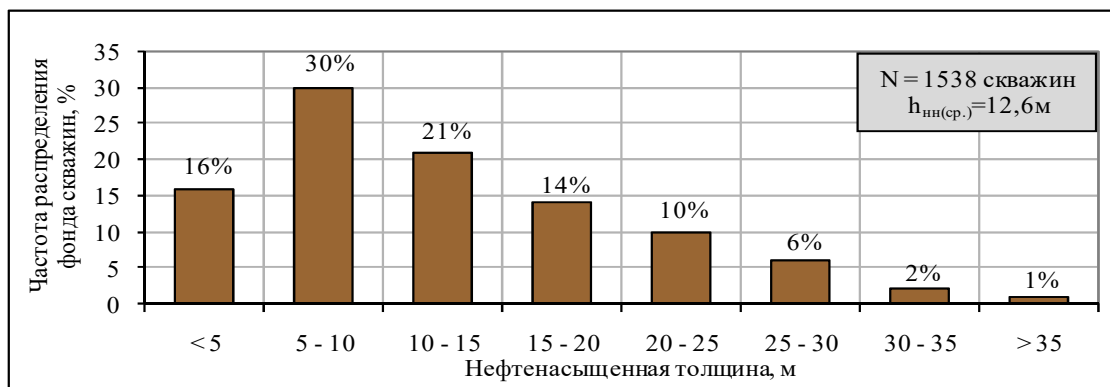
Параметры	Диапазон	Среднее
Общая толщина объекта	65,4 – 459 м	268 м
Нефтенасыщенная толщина	0,8 – 69,6 м	17,6 м
Толщина неколлектора (глин)	60 – 435 м	250 м
Песчанистость (в коллекторах)	1 – 100 %	22 %
Расчлененность объекта	1 – 53	13,7

Средняя пористость коллекторов объекта АС<sub>10-12</sub> невысокая – 17,2% и изменяется по скважинам – от 11,8 до 21%. Наибольшая (41%) доля определений пористости по ГИС приходится на интервал 17-18% (рис. 2.3.4).

Средневзвешенная проницаемость объекта очень низкая – 6,1 мД, по скважинам она изменяется от 0,3 до 58 мД. Основная часть (83%) определений проницаемости по ГИС приходится на интервал значений от < 2 до 10 мД. Доля особо низкопроницаемых (менее 4 мД) коллекторов весьма значительна – 40% (рис. 2.3.5).

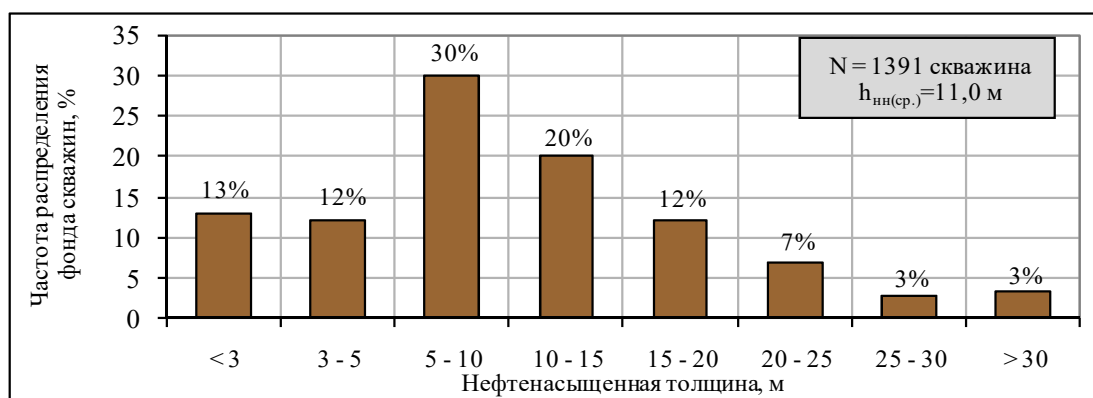
### Горизонт АС<sub>10</sub>

Показатели	Значения $h_{нн}$ , м								Всего
	< 5	5 - 10	10 - 15	15 - 20	20 - 25	25 - 30	30 - 35	> 35	
Фонд скважин	251	464	327	213	148	85	31	19	1538
Доля, %	16	30	21	14	10	6	2	1	100



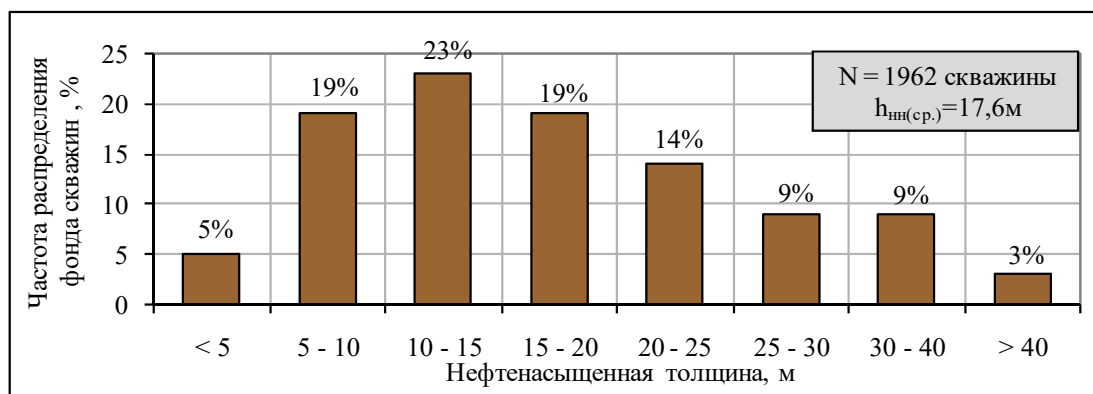
### Горизонт АС<sub>12</sub>

Показатели	Значения $h_{нн}$ , м								Всего
	< 3	3 - 5	5 - 10	10 - 15	15 - 20	20 - 25	25 - 30	> 30	
Фонд скважин	179	164	423	277	160	99	42	47	1391
Доля, %	13	12	30	20	12	7	3	3	100



### Объект АС<sub>10-12</sub>

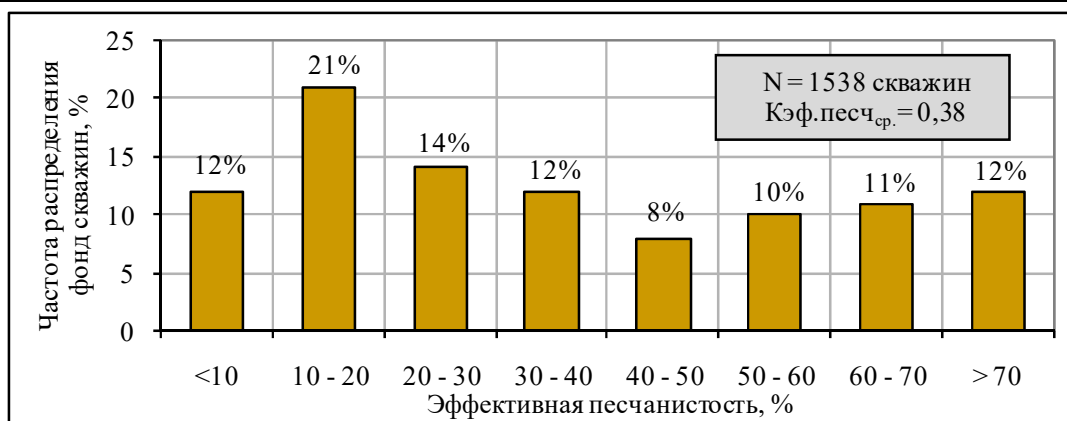
Показатели	Значения $h_{нн}$ , м								Всего
	< 5	5 - 10	10 - 15	15 - 20	20 - 25	25 - 30	30 - 40	> 40	
Фонд скважин	94	379	447	367	272	175	167	61	1962
Доля, %	5	19	23	19	14	9	9	3	100



**Рис. 2.3.1** Гистограммы распределения скважин по нефтенасыщенным толщинам горизонтов

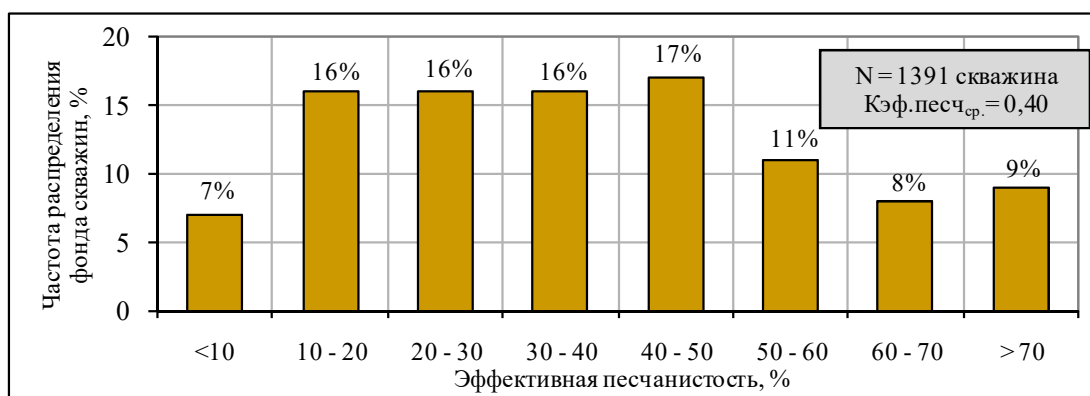
**Горизонт АС<sub>10</sub>**

Показатели	Песчанность коллектора, %								Всего
	<10	10 - 20	20 - 30	30 - 40	40 - 50	50 - 60	60 - 70	> 70	
Фонд скважин	188	323	208	187	127	149	170	186	1538
Доля, %	12	21	14	12	8	10	11	12	100



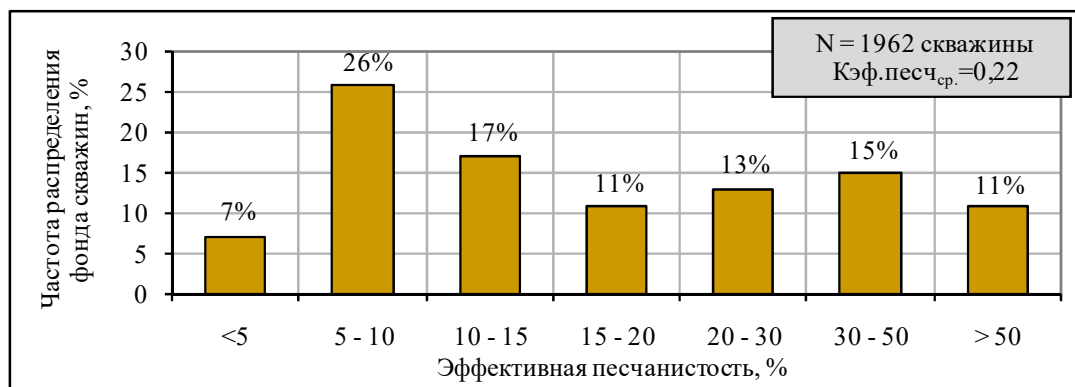
**Горизонт АС<sub>12</sub>**

Показатели	Песчанность коллектора, %								Всего
	<10	10 - 20	20 - 30	30 - 40	40 - 50	50 - 60	60 - 70	> 70	
Фонд скважин	94	217	220	225	232	158	113	132	1391
Доля, %	7	16	16	16	17	11	8	9	100



**Объект АС<sub>10-12</sub>**

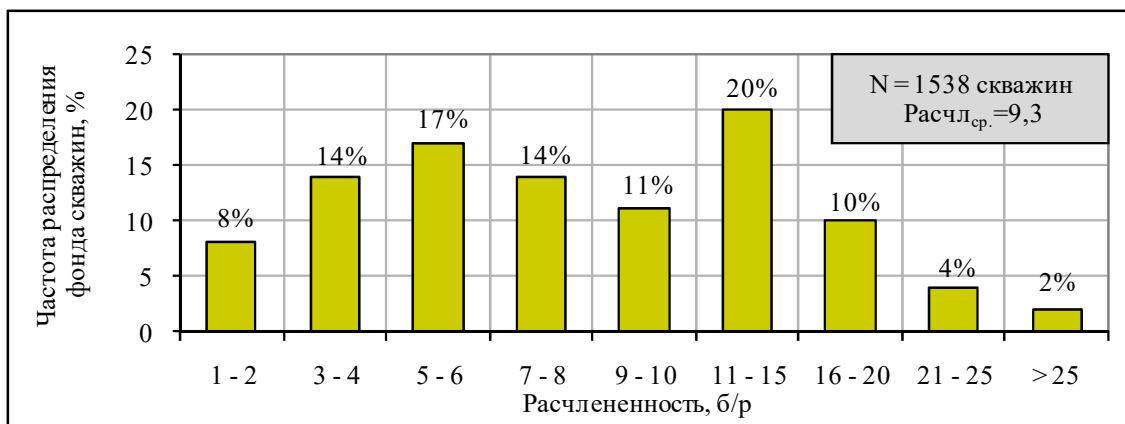
Показатели	Песчанность коллектора, %							Всего
	<5	5 - 10	10 - 15	15 - 20	20 - 30	30 - 50	> 50	
Фонд скважин	137	515	338	212	261	286	213	1962
Доля, %	7	26	17	11	13	15	11	100



**Рис. 2.3.2** Гистограммы распределения скважин по эффективной песчанности

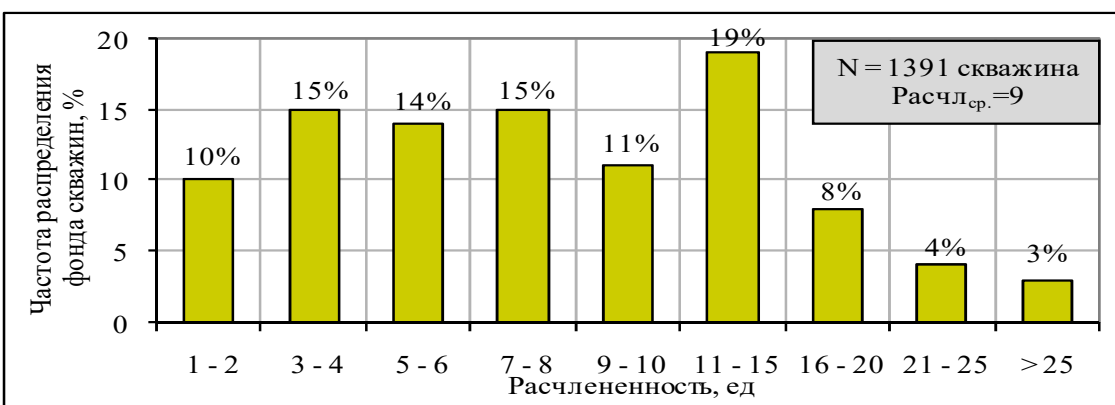
Горизонт АС<sub>10</sub>

Показатели	Расчлененность, б/р									Всего
	1 - 2	3 - 4	5 - 6	7 - 8	9 - 10	11 - 15	16 - 20	21 - 25	> 25	
Фонд скважин	118	216	268	217	164	313	153	58	31	1538
Доля, %	8	14	17	14	11	20	10	4	2	100



Горизонт АС<sub>12</sub>

Показатели	Расчлененность, б/р									Всего
	1 - 2	3 - 4	5 - 6	7 - 8	9 - 10	11 - 15	16 - 20	21 - 25	> 25	
Фонд скважин	143	212	196	207	159	270	116	50	38	1391
Доля, %	10	15	14	15	11	19	8	4	3	100



Объект АС<sub>10-12</sub>

Показатели	Расчлененность, б/р								Всего	
	1 - 3	4 - 7	8 - 10	11 - 13	14 - 17	18 - 20	21 - 25	26 - 30		> 30
Фонд скважин	65	336	374	344	330	193	161	80	79	1962
Доля, %	3	17	19	18	17	10	8	4	4	100

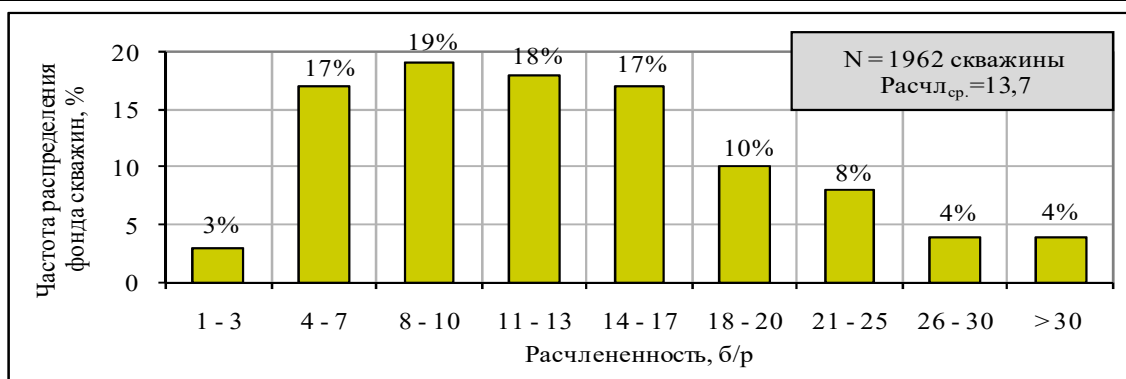
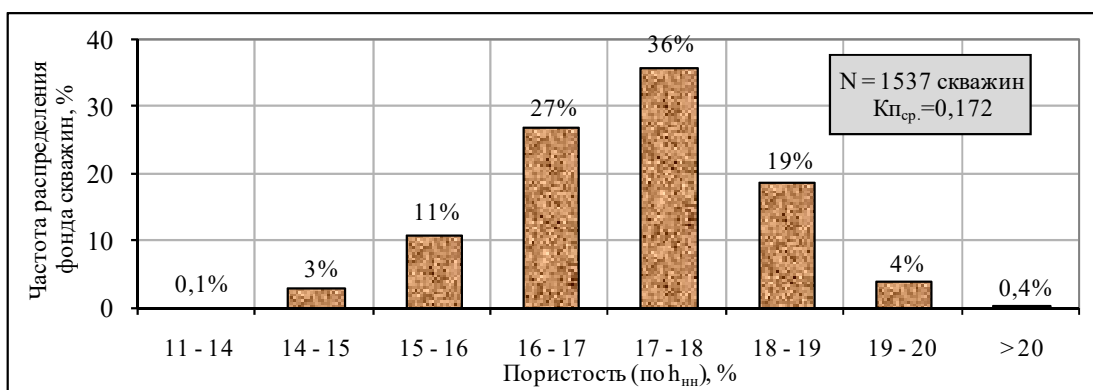
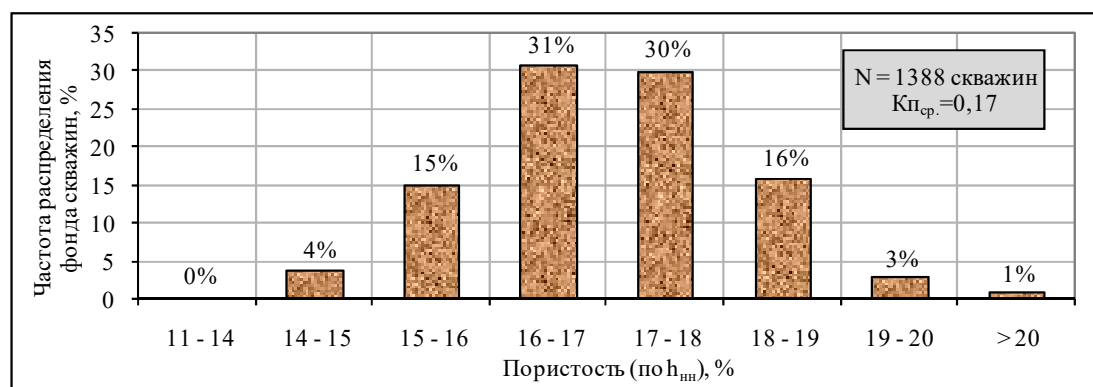


Рис. 2.3.3 Гистограммы распределения скважин по расчлененности

Показатели	Горизонт АС <sub>10</sub> Пористость, %								Всего
	11 - 14	14 - 15	15 - 16	16 - 17	17 - 18	18 - 19	19 - 20	> 20	
Фонд скважин	1	53	165	409	552	295	56	6	1537
Доля, %	0,1	3	11	27	36	19	4	0,4	100



Показатели	Горизонт АС <sub>12</sub> Пористость, %								Всего
	11 - 14	14 - 15	15 - 16	16 - 17	17 - 18	18 - 19	19 - 20	> 20	
Фонд скважин	0	60	208	432	414	217	46	11	1388
Доля, %	0	4	15	31	30	16	3	1	100



Показатели	Объект АС <sub>10-12</sub> Пористость, %								Всего
	11 - 14	14 - 15	15 - 16	16 - 17	17 - 18	18 - 19	19 - 20	> 20	
Фонд скважин	1	13	151	614	805	333	40	4	1961
Доля, %	0,1	0,7	8	31	41	17	2	0,2	100

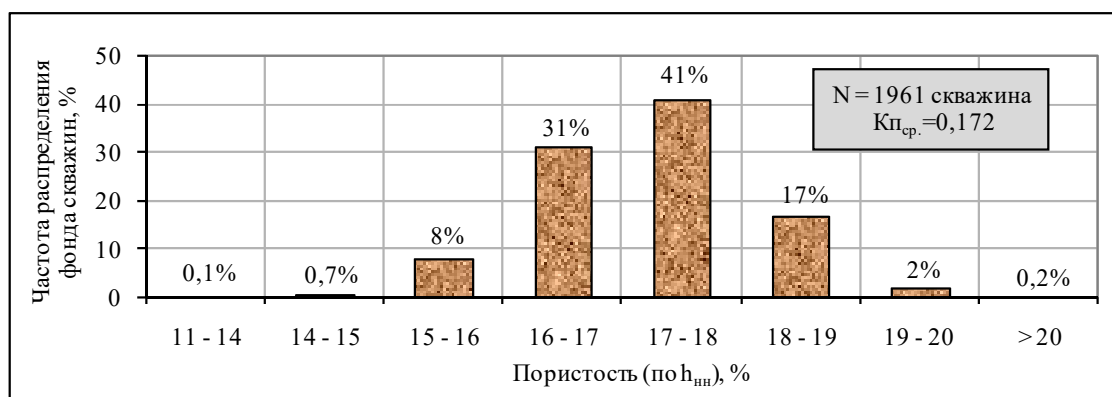
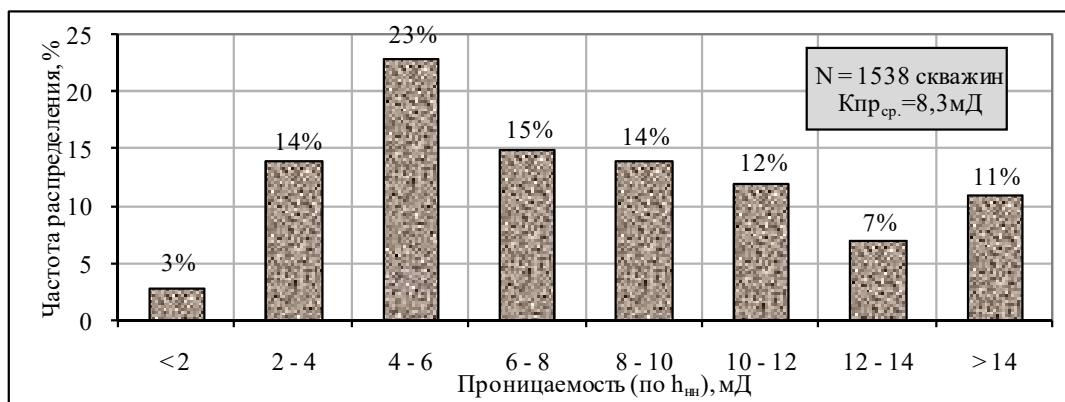
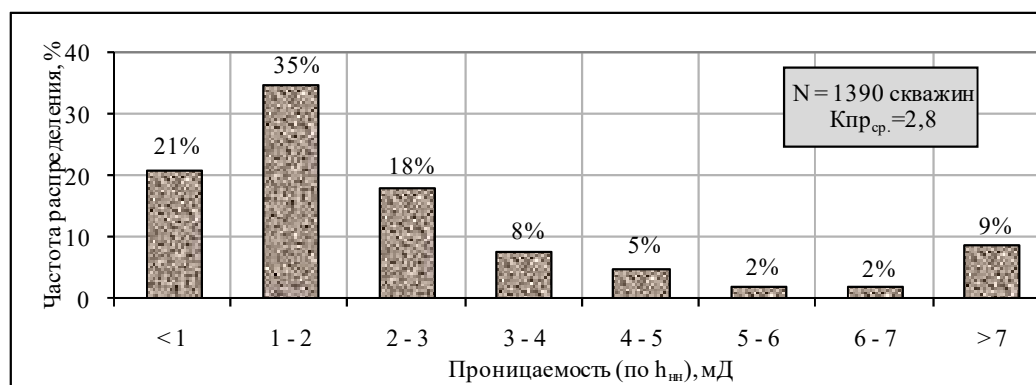


Рис. 2.3.4 Гистограммы распределения скважин по пористости (по ГИС)

Показатели	Горизонт АС <sub>10</sub> Проницаемость, мД								Всего
	< 2	2 - 4	4 - 6	6 - 8	8 - 10	10 - 12	12 - 14	> 14	
Фонд скважин	45	221	351	232	223	186	108	172	1538
Доля, %	3	14	23	15	14	12	7	11	100



Показатели	Горизонт АС <sub>12</sub> Проницаемость, мД								Всего
	< 1	1 - 2	2 - 3	3 - 4	4 - 5	5 - 6	6 - 7	> 7	
Фонд скважин	296	491	254	106	64	33	27	119	1390
Доля, %	21	35	18	8	5	2	2	9	100



Показатели	Объект АС <sub>10-12</sub> Проницаемость, мД								Всего
	< 2	2 - 4	4 - 6	6 - 8	8 - 10	10 - 12	12 - 14	> 14	
Фонд скважин	278	501	393	246	194	165	75	110	1962
Доля, %	14	26	20	13	10	8	4	6	100

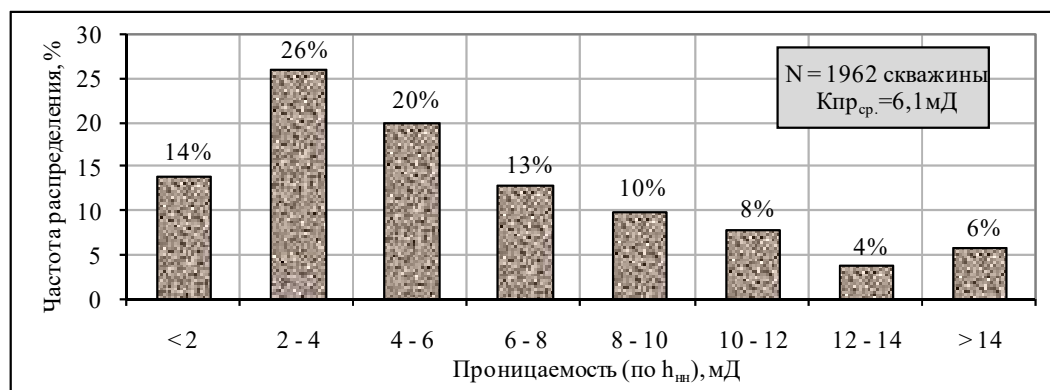
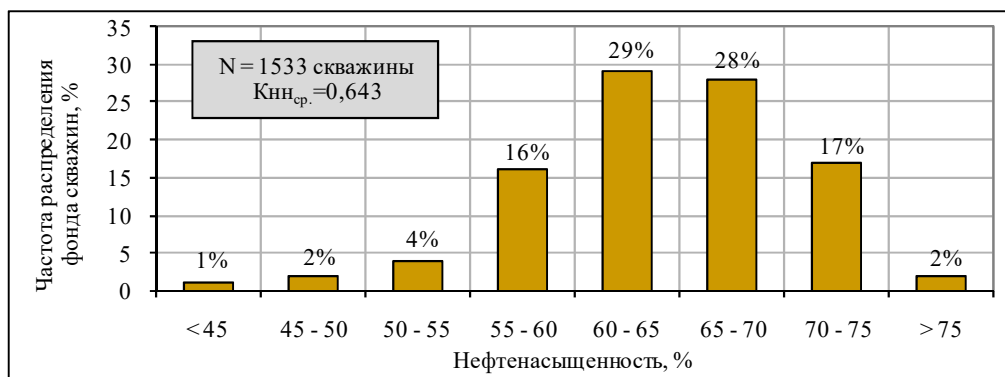


Рис. 2.3.5 Гистограммы распределения скважин по проницаемости (по ГИС)

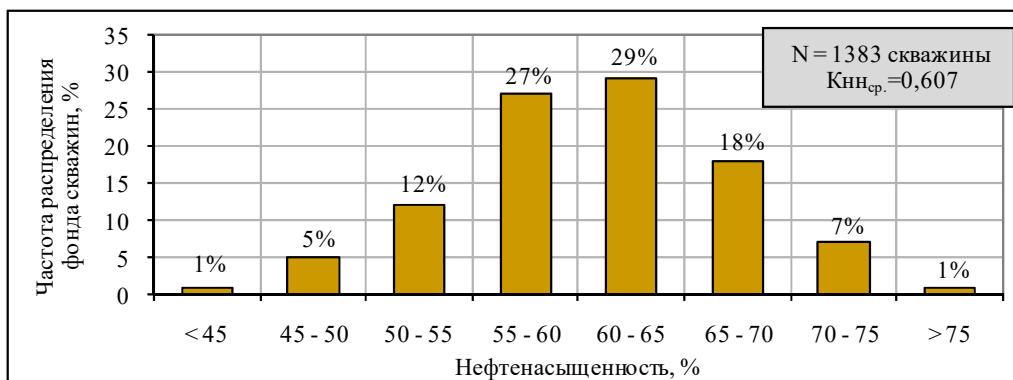
Горизонт АС<sub>10</sub>

Показатели	Нефтенасыщенность, %								Всего
	< 45	45 - 50	50 - 55	55 - 60	60 - 65	65 - 70	70 - 75	> 75	
Фонд скважин	16	25	67	247	442	436	268	32	1533
Доля, %	1	2	4	16	29	28	17	2	100



Горизонт АС<sub>12</sub>

Показатели	Нефтенасыщенность, %								Всего
	< 45	45 - 50	50 - 55	55 - 60	60 - 65	65 - 70	70 - 75	> 75	
Фонд скважин	18	66	168	374	403	247	91	16	1383
Доля, %	1	5	12	27	29	18	7	1	100%



Объект АС<sub>10-12</sub>

Показатели	Нефтенасыщенность, %								Всего
	< 45	45 - 50	50 - 55	55 - 60	60 - 65	65 - 70	70 - 75	> 75	
Фонд скважин	1	11	101	421	656	536	212	17	1955
Доля, %	0,1	0,6	5	22	34	27	11	1	100

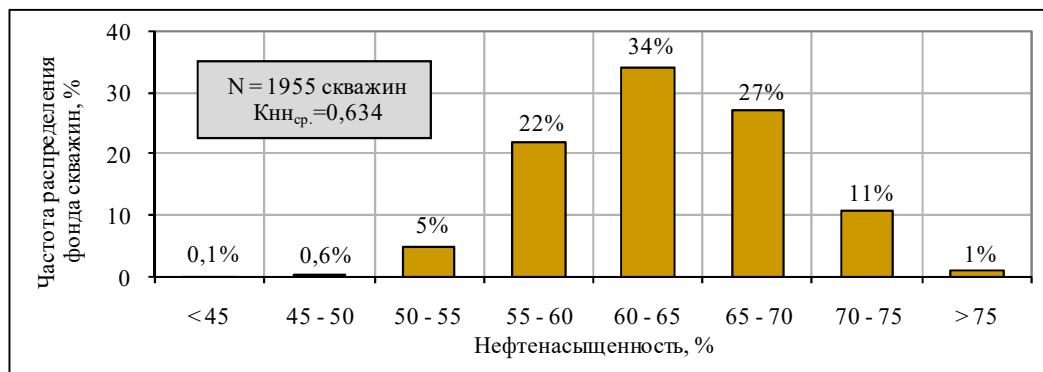


Рис. 2.3.6 Гистограммы распределения скважин по нефтенасыщенности (по ГИС)



Начальная нефтенасыщенность объекта, изученная по 1955 определениям, составляет 63,4%. По скважинам средняя нефтенасыщенность объекта АС<sub>10-12</sub> изменяется от 43 до 80%, причём более половины (61%) определений нефтенасыщенности по ГИС характеризуется высокими значениями – 60-70%. Доля скважин с нефтенасыщенностью <50% очень мала и не превышает 1% (рис. 2.3.6).

В среднем проводимость объекта АС<sub>10-12</sub> – удовлетворительная и составляет 103 мД×м, по скважинам она варьирует от 0,5 до 1441 мД×м. Зона наибольших значений проводимости по объекту АС<sub>10-12</sub> в целом приурочена к районам скважин №№77р, 15682, 30753–30765.

## Выводы по главе 2

1. Геологическое строение уникального Приобского месторождения (ЮЛТ) характеризуется исключительной сложностью. К характерным особенностям объекта АС<sub>10-12</sub> относятся:

- большой этаж нефтеносности;
- значительное количество продуктивных пластов;
- большое количество залежей нефти;
- клиноформное строение пластов (с выделением четырех типов их формирования);
- высокая зональная и послойная неоднородность пластов;
- прерывистость отложений; невысокая песчанистость и значительная расчлененность продуктивного разреза;
- присутствие зон замещения коллекторов;
- повышенная в целом нефтенасыщенность пластов-коллекторов;
- особо низкая проницаемость коллекторов.

2. В подсчёте запасов 2009г. на изучаемой Приобской (ЮЛТ) площади в широтном направлении выделено три зоны осадконакопления. Граница между восточной и центральной зонами соответствует положению кромки палеошельфа основного горизонта АС<sub>12</sub>, между центральной и западной зонами она приурочена к кромке палеошельфа второстепенного горизонта АС<sub>11</sub>.

3. Проведенное в подсчёте запасов 2009г. изучение карт эффективных толщин позволило установить следующие закономерности распределения коллекторов в широтном направлении:

- в горизонте АС<sub>12</sub> зоны развития коллекторов совпадают с зонами увеличения общей толщины. Распределение крупнозернистого материала здесь контролировалось, в первую очередь, морфологией дна бассейна;
- в горизонте АС<sub>11</sub> субмеридионально вытянутые зоны увеличения общей толщины примерно совпадают с местоположением склона шельфа. Распространение песчаного материала контролировалось кромкой палеошельфа;
- в горизонте АС<sub>10</sub> субмеридионально вытянутые зоны увеличения общей толщины также совпадают с положением склона шельфа. Линзы коллекторов развиты, преимущественно, на периферии указанных зон, а именно – в шельфовой и глубоководной частях бассейна.

4. В меридиональном направлении распределение песчаного материала также подчиняется определенной закономерности. На изучаемой площади выделено несколько зон развития коллекторов. В отложениях разного возраста в пределах этих зон отмечается – либо локальное увеличение эффективных толщин, либо в заглинизированных пластах появляются линзы коллекторов. Указанная тенденция затрагивает как шельфовую, так и глубоководную части пластов. Очевидно, на ЮЛТ Приобского месторождения основной объем крупнозернистого терригенного материала привносился в глубоководную часть шельфа крупными подводными потоками, являвшимися продолжением русел палеорек.

5. Сложное строение продуктивных пластов неокомских отложений в пределах ЮЛТ связано с комплексным влиянием на распределение терригенного материала – палеоморфологии бассейна осадконакопления, а также процессами, протекавшими в зоне шельфа.

6. За счет бурения большого количества эксплуатационных и разведочных скважин удалось довести долю промышленных запасов категорий ВС<sub>1</sub> по Приобскому (ЮЛТ) месторождению к 2011г. – до 91% от общих запасов УВС.

7. Проведенное авторами детальное изучение материалов ГИС объекта АС<sub>10-12</sub> по пробуренному фонду, состоящему из 1962 скважин, позволило установить основные закономерности распределения основных геологических параметров в 22 имеющихся залежах нефти.

8. На разбуренной площади (42500 га) ЮЛТ Приобского месторождения средние геологические параметры по горизонту АС<sub>10-12</sub> в целом составляют:

общая толщина – 268 м, нефтенасыщенная толщина – 17,6 м, пористость – 17,2%, проницаемость – 6,1 мД, нефтенасыщенность – 63,4%, песчанистость (в интервале коллекторов) – 22%, расчлененность – 13,7, проводимость коллекторов – 103 мД·м.

Средняя толщина одного выделяемого по ГИС проницаемого пропластка по объекту АС<sub>10-12</sub> невелика – 1,28 м.

9. По более продуктивному горизонту АС<sub>10</sub> по данным ГИС 1538 скважин, пробуренных в пределах 11 залежей нефти, на разбуренной площади в 33300 га (или 78% от общей разбуренной площади объекта АС<sub>10-12</sub> ЮЛТ) получены следующие средние геологические параметры:

общая толщина – 159 м, нефтенасыщенная толщина – 12,6 м, пористость – 17,2%, проницаемость – 8,3 мД, нефтенасыщенность – 64,3%, песчанистость (в интервалах коллекторов) – 38%, расчлененность – 9,3, проводимость – 104 мД·м.

Толщина одного проницаемого пропластка в составе горизонта АС<sub>10</sub> в среднем равна 1,35 м.

10. По (основному по запасам), особо низкопроницаемому и сложнопостроенному горизонту АС<sub>12</sub> по данным ГИС 1391 скважины, пробуренной в пределах 11 залежей нефти, на разбуренной площади – в 30115 га (или 71%

от общей разбуренной по объекту АС<sub>10-12</sub>), получены следующие геологические параметры:

общая толщина – 153 м, нефтенасыщенная толщина – 11 м, пористость – 17%, проницаемость – 2,8 мД, нефтенасыщенность – 60,7%, песчанистость (в пределах коллекторов) – 40%, расчлененность – 9, проводимость – 31 мД·м.

Толщина одного проницаемого пропластка невелика – 1,2 м.

11. Толщины непроницаемых разделов, разобщающих отдельные продуктивные пласты в составе горизонта АС<sub>10</sub>, изменяются в пределах от 27 до 242 м, составляя в среднем 146 м; по горизонту АС<sub>12</sub> – в пределах от 34 до 371 м, в среднем – 142 м; по объекту АС<sub>10-12</sub> (в целом) между горизонтами АС<sub>10</sub> и АС<sub>12</sub>: в пределах от 60 до 435 м, в среднем – 250 м. Указанные значительные толщины глинистых разделов позволяют уверенно и с высокой степенью надежности осуществлять разобщение отдельных пластов и горизонтов в случае необходимости применения оборудования для ОРЗ воды на ЮЛТ Приобского месторождения.

12. Выявленные особенности геологического строения основных продуктивных горизонтов Приобского месторождения (ЮЛТ) учитывались специалистами ООО "Газпромнефть-Хантос" при формировании более эффективной (адресной) системы воздействия на каждый продуктивный пласт объекта АС<sub>10-12</sub> с учетом зонального их строения и прерывистости коллекторов.

Для ознакомления. Номера страниц не соответствуют официальной версии.

## **Глава 3.**

### **Характеристика текущего состояния разработки Приобского месторождения**

### **Глава 3. Характеристика текущего состояния разработки Приобского месторождения**

#### **Утвержденные проектные решения**

Сведения о результатах разработки Приобского месторождения ЮЛТ представлены в монографии по состоянию на 01.07.2011. Первым по времени (в 1999г) на Приобском месторождении пуском разведочной скважины №477 в эксплуатацию был введен горизонт АС<sub>10</sub> (на который приходится 70% накопленной добычи нефти), далее (в 2003г.) – горизонт АС<sub>12</sub>, позже (в 2006г.) – второстепенный пласт АС<sub>11</sub>. Эксплуатационное разбуривание ЮЛТ началось с 2001 года, когда было пробурено 7,2 тыс.м.

На разработку Приобского месторождения (ЮЛТ) по состоянию на 01.01.2013 составлено пять проектных документов:

1. "Технологическая схема опытно-промышленной разработки южной части Приобского месторождения". Исполнитель – ООО "ТЭРМ", руководитель проекта А.Н.Янин. Документ утвержден ЦКР Минтопэнерго (протокол №2191 от 13.11.1997).

2. "Анализ разработки и прогноз технологических показателей разработки ОАО АНК "Югранефть" на период 1999-2015гг.". Исполнители – ООО "ТЭРМ" и ОАО "Сибниинп", руководители работы – А.Н.Янин, В.В.Гузеев. Документ утвержден ЦКР Минтопэнерго (протокол №2457 от 20.10.1999).

3. "Дополнение к технологической схеме разработки Приобского месторождения". Исполнитель – Департамент проектирования разработки месторождений ОАО "Сибнефть". Документ утвержден протоколом ЦКР Роснедра №3635 от 13.04.2006.

4. "Технологическая схема разработки южной лицензионной территории Приобского месторождения". Исполнитель – ООО "Газпром нефть НТЦ". Документ утвержден протоколом ЦКР Роснедра №4728 от 12.11.2009.

5. Протоколом №5334 от 29.11.2011 заседания Московской нефтяной секции ЦКР Роснедр по УВС была утверждена последняя "Технологическая схема разработки Приобского месторождения", включающая лицензионные участки компаний ОАО "НК "Роснефть", ООО "НК "Сибнефть-Югра" и ОАО "НАК "Аки-Отыр" (Северная и Южная лицензионные территории Приобского месторождения, Верхне-Шапшинское и Средне-Шапшинское месторождения).

В 2011г. в сумме по всем рассмотренным площадям Приобского месторождения ЦКР Роснедр утвердила следующие максимальные проектные уровни: добыча нефти – 38,360 млн.т (2011г.), добыча жидкости – 187,1 млн.т (2037г.), добыча газа – 2,641 млрд.м<sup>3</sup>, закачка воды – 213,025 млн.м<sup>3</sup> (2027г.).

Технологической схемой 2011г. предусмотрено:

– выделение шести объектов разработки: пласты АС<sub>10-12</sub>, АС<sub>7</sub>, АС<sub>8</sub>, АС<sub>9</sub>, Ач<sub>2</sub><sup>1-4</sup>, ЮС<sub>0</sub>;

– общий фонд скважин – 19336, в т.ч. добывающих – 12013, нагнетательных – 7187, водозаборных – 136;

Для ознакомления. Номера страниц не соответствуют официальной версии.

- фонд скважин для бурения – 14408, в т.ч. добывающих – 8795, нагнетательных – 5608, водозаборных – 5;
- системы разработки эксплуатационных объектов:
  - на СЛТ – площадная обращенная девятиточечная система с расстоянием между скважинами 500 и 400 м, ПСС – 25-16 га/скв.;
  - на ЮЛТ – блочная однорядная система с расстоянием между скважинами 500 м, ПСС – 21,65 га/скв.

Повторим, что на дату проведения анализа разработки (т.е. по состоянию на 01.07.2011) действующим проектным документом для южной части Приобского месторождения являлась технологическая схема разработки (исп. ООО "Газпромнефть НТЦ"), утвержденная протоколом ЦКР Роснедра №4728 от 12.11.2009.

Технологическая схема 2009г. предусматривала:

- проектные уровни: добычи нефти – 9,022 млн.т (2010г.), добычи жидкости – 35,511 млн.т (2036г.), добычи газа – 511 млн.м<sup>3</sup>, закачки воды – 37,149 млн.м<sup>3</sup> (2036г.);
- выделение одного ЭО (пласты АС<sub>10</sub>-АС<sub>12</sub>);
- система разработки однорядная блоковая;
- расстояние между скважинами 500 м, плотность сетки 21,65 га/скв.;
- общий фонд скважин – 8040, в т.ч. добывающих – 4151, нагнетательных – 3384;
- предусмотрено бурение 7 ГС и 83 боковых стволов;
- применение ГРП во всех добывающих и нагнетательных скважинах.

### **3.1. Показатели разработки по месторождению в целом**

Ранее утвержденный по ЮЛТ проектный фонд (8040 скважин) реализован на 25%. Пробурено 2122 скважины, в т.ч. 1108 добывающих, 918 нагнетательных, 90 водозаборных и 6 поглощающих (табл. 3.1.1). Осталось для бурения 6014 скважин, из них 3043 добывающих и 2971 нагнетательная.

Достигнутое фактическое соотношение числа действующих добывающих и нагнетательных скважин равно 1,9. Коэффициенты эксплуатации и использования фонда скважин для столь сложных геологических условий – достаточно высоки и составляют 0,925 и 0,903, соответственно.

Приобское месторождение (ЮЛТ) находится в стадии растущей добычи нефти, в 2010г. она составила 9,250 млн.т (табл. 3.1.2, рис. 3.1.2, 3.1.5). Накопленная добыча нефти достигла 44,852 млн.т.

Обводненность продукции за 6 месяцев 2011г. составила 35%, средний дебит нефти – 25 т/сут, дебит жидкости – 38 т/сут. Добыча жидкости в 2010г. достигла 13,449 млн.т, накопленный отбор жидкости – 59,512 млн.т, накопленный ВНФ – 0,327 т/т.

Таблица 3.1.1 – Приобское месторождение (ЮЛТ) в целом  
Характеристика фонда скважин по состоянию на 01.07.2011

Наименование	Характеристика фонда скважин	Количество скважин
Добывающие скважины	Пробурено	1108
	в т.ч.: действующие	883
	из них: фонтанные ЭЦН	-
	бездействующие	883
	в освоении после бурения	3
	в консервации	11
	пьезометрические	2
	переведены под закачку	106
	ликвидированные	73
Нагнетательные скважины	Пробурено	918
	Переведены из добывающих	73
	Всего	991
	в т.ч.: под закачкой	640
	в освоении после бурения	1
	в отработке на нефть	349
Водозаборные скважины	Всего	90
	в т.ч.: действующие	39
	бездействующие	50
	в освоении	1
Поглощающие скважины	Всего	6
	в т.ч.: действующие	3
	бездействующие	2
Итого скважин		2122

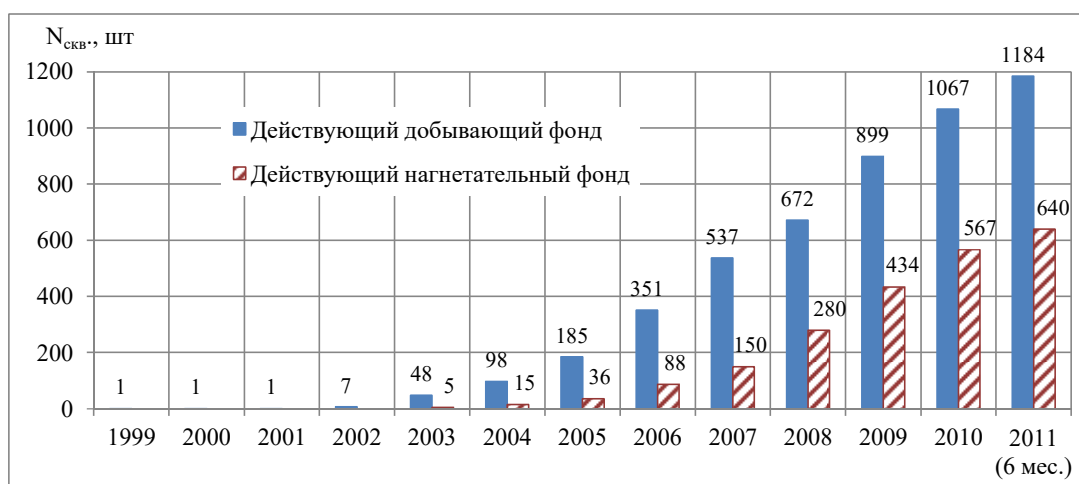


Рис. 3.1.1. Динамика действующего фонда скважин по Приобскому месторождению (ЮЛТ)

Таблица 3.1.2 – Фактические показатели разработки Приобского месторождения (ЮЛТ)

Показатели	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011 (6 мес.)
Добыча нефти, тыс.т	0,5	2,4	4,4	65,6	552,3	1511,5	2697,1	4312,5	6281,2	7110,6	8178,8	9249,9	4884,8
в т.ч. из новых скважин, тыс.т	0,5	0	3,8	34,7	351,1	753,9	1181,2	1670,8	1741,4	1521,3	1762,7	1548,8	465,0
Ввод новых скважин	1	0	3	7	46	68	114	210	254	304	396	360	193
Дебит нефти новой скважины, т/сут	45	0	29,1	56	55,6	83,2	77,2	54,3	43,8	32,5	30,3	27	28,5
Число дней работы новой скважины	10	0	44	89	137	133	134	147	157	154	147	159	85
Глубина новой скважины, м	0	0	2850	2850	2850	3077	2900	2891	3062	3223	3250	3307	
Эксплуатационное бурение, тыс.м	0	0	7,2	64	142	209,2	414,1	616,2	785,6	1015	1287,1	1190,4	
Изменение добычи нефти из перех.скв., %	-	-85	-77	0	21	-30	-44	-42	-31	-33	-29	-27	
Фонд добывающих скважин	1	1	4	22	66	117	208	361	546	681	920	1098	1209
Действующий добывающий фонд	1	1	1	7	48	98	185	351	537	672	899	1067	1184
Фонд механизированных скважин	1	1	4	11	50	108	197	351	536	669	900	1067	1187
Ввод нагнетательных скважин	0	0	0	0	5	11	28	49	68	149	137	136	69
Фонд нагнетательных скважин	0	0	0	0	5	15	43	90	153	302	437	573	641
Действ.фонд нагнетат. скважин	0	0	0	0	5	15	36	88	150	280	434	567	640
Дебит действ.скважин по жидкости, т/сут	45,0	39,7	29,5	59,3	65,4	68,7	69,9	55,7	50,1	41,9	40,4	38,6	37,6
Дебит перех.скважин по жидкости, т/сут	0	39,7	30,5	63,5	87,8	56,4	63,9	53,6	51,1	42,9	42,2	40,1	38,2
Дебит новых скважин по жидкости, т/сут	45,0	0	29,4	56,0	57,2	89,7	82,0	59,8	47,4	38,1	33,8	30,6	31,3
Обводненность действ.скважин, %	0	0,3	0,8	0,1	2,3	10,4	16,8	15,0	17,9	22,4	26,7	31,2	34,5
Обводненность переход.скважин, %	0	0,3	0,0	0,3	1,7	13,3	23,7	18,2	21,2	24,3	30,2	34,1	36,4
Обводненность новых скважин, %	0	0	0,9	0	2,7	7,2	5,8	9,3	7,7	14,6	10,2	11,8	8,9
Дебит действ. скважин по нефти, т/сут	45,0	39,5	29,3	59,2	63,9	61,6	58,1	47,4	41,2	32,5	29,6	26,5	24,6
Дебит переход. скважин по нефти, т/сут	0	39,5	30,5	63,3	86,4	48,9	48,7	43,9	40,3	32,5	29,4	26,4	24,3
Приемистость скважин, м <sup>3</sup> /сут	0	0	0	0	474	483	331	251	216	173	142	130	121
Добыча жидкости, тыс.т	0,5	2,4	4,4	65,7	565	1687	3242	5071	7650	9161	11153	13449	7461
в т.ч. из новых скважин, тыс.т	0,5	0	3,9	34,7	361	812	1254	1842	1886	1781	1962	1756	510
Добыча жидкости накопленная, тыс.т	0,5	2,8	7,3	72,9	638	2325	5567	10638	18287	27448	38602	52051	59512
Добыча нефти накопленная, тыс.т	0,5	2,8	7,2	72,8	625	2137	4834	9146	15427	22538	30717	39967	44851
Закачка воды, тыс.м <sup>3</sup>	0	0	0	0	288	1546	2598	5123	9120	12974	16982	20313	10940
Закачка воды с начала разработки, тыс.м <sup>3</sup>	0	0	0	0	288	1834	4432	9555	18675	31649	48632	68945	79885
Компенсация отбора текущая, %	0	0	0	0	43	73	64	81	96	116	126	126	123
Компенсация накопленная, %	0	0	0	0	38	64	64	72	82	93	102	108	110

Примечание: В 2011г. фактические сведения приведены за 6 месяцев (январь-июнь) или на 01.07.2011



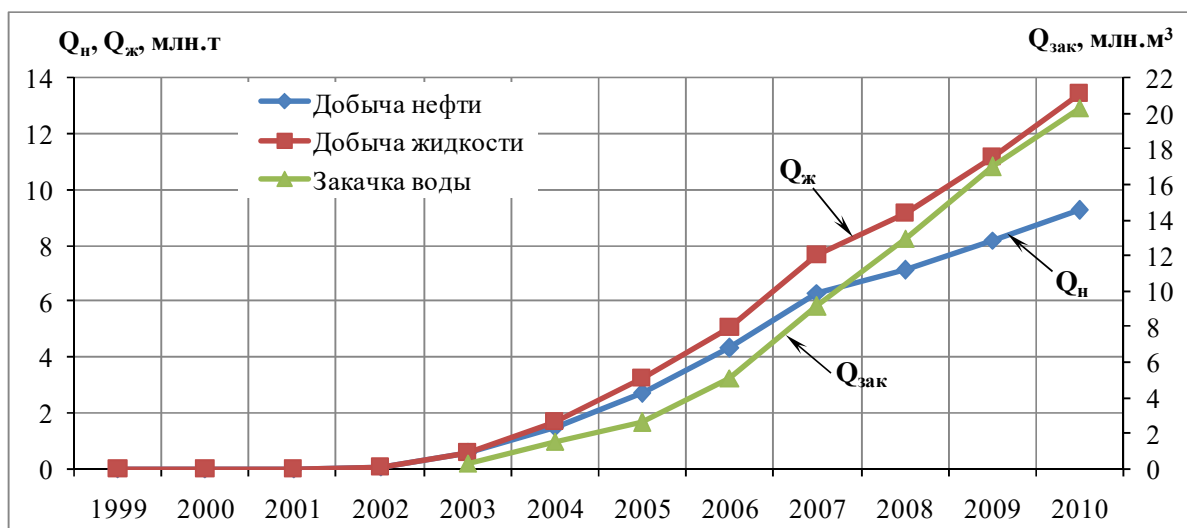


Рис. 3.1.2. Динамика добычи и закачки по Приобскому месторождению (ЮЛТ)

За историю разработки ЮЛТ в добыче на нефть перебивало 1969 скважин, в т.ч. 1921 эксплуатационная и 48 разведочных. Накопленная добыча нефти по отдельным скважинам изменяется в интервале от 2 тонн до 244 тыс.т, составляя в среднем – 22,8 тыс.т/скв. (рис. 3.1.3).

Показатели	Накопленная добыча нефти, тыс.т								Всего
	< 5	5-10	10-20	20-30	30-50	50-70	70-100	> 100	
Фонд скважин, шт	654	395	314	134	191	100	101	80	1969
То же в %	33	20	16	7	10	5	5	4	100

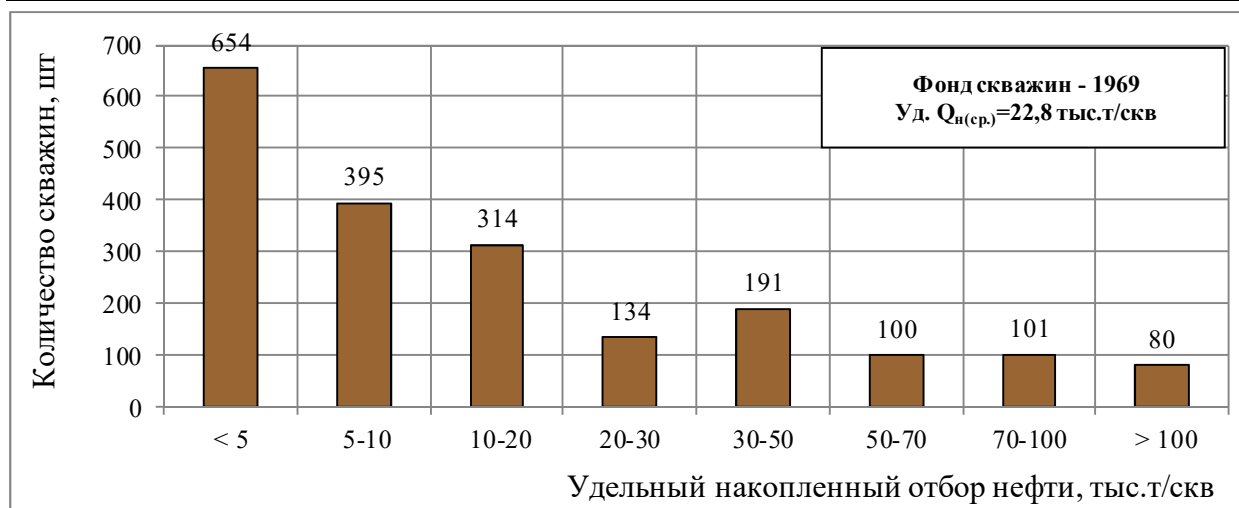
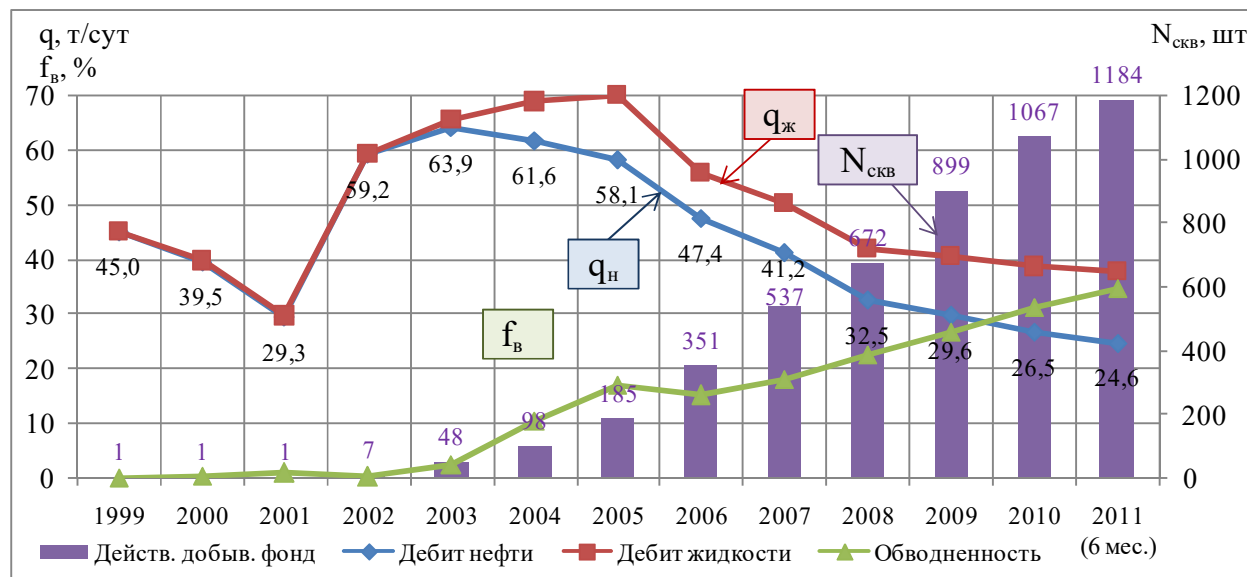


Рис. 3.1.3. Распределение добывающих скважин по удельной добыче нефти

Наибольшие (выше 100 тыс.т/скв.) накопленные отборы нефти имеют 80 скважин (4 % фонда), расположенных в центральной части ЮЛТ с высокими нефтенасыщенными толщами. Удельные отборы нефти в 30-100 тыс.т/скв. получены в 392 скважинах (20 % фонда); невысокие отборы – 5-30 тыс.т/скв. – в 843 скважинах (или 43 %); минимальные (менее 5 тыс.т/скв.) – в 654 скважинах (33 % фонда). Таким образом, в связи с небольшим сроком эксплуатации основная часть (76%) фонда скважин ЮЛТ Приобского месторождения характеризуется пока невысокими удельными накопленными отборами.

Средние дебиты новых скважин (за первый месяц их эксплуатации) были

весьма высоки: нефти – 53 т/сут, жидкости – 59 т/сут. Среднегодовые дебиты нефти по скважинам за историю находились в пределах 25-64 т/сут, дебиты жидкости – 30-70 т/сут.



**Рис. 3.1.4. Динамика дебитов и обводненности по Приобскому месторождению (ЮЛТ)**

В первой половине 2011г. средний по ЮЛТ дебит нефти снизился до 25 т/сут, жидкости – до 38 т/сут. В июне 2011г. максимальный (139 т/сут) дебит нефти среди всех скважин был отмечен в скв.15888.

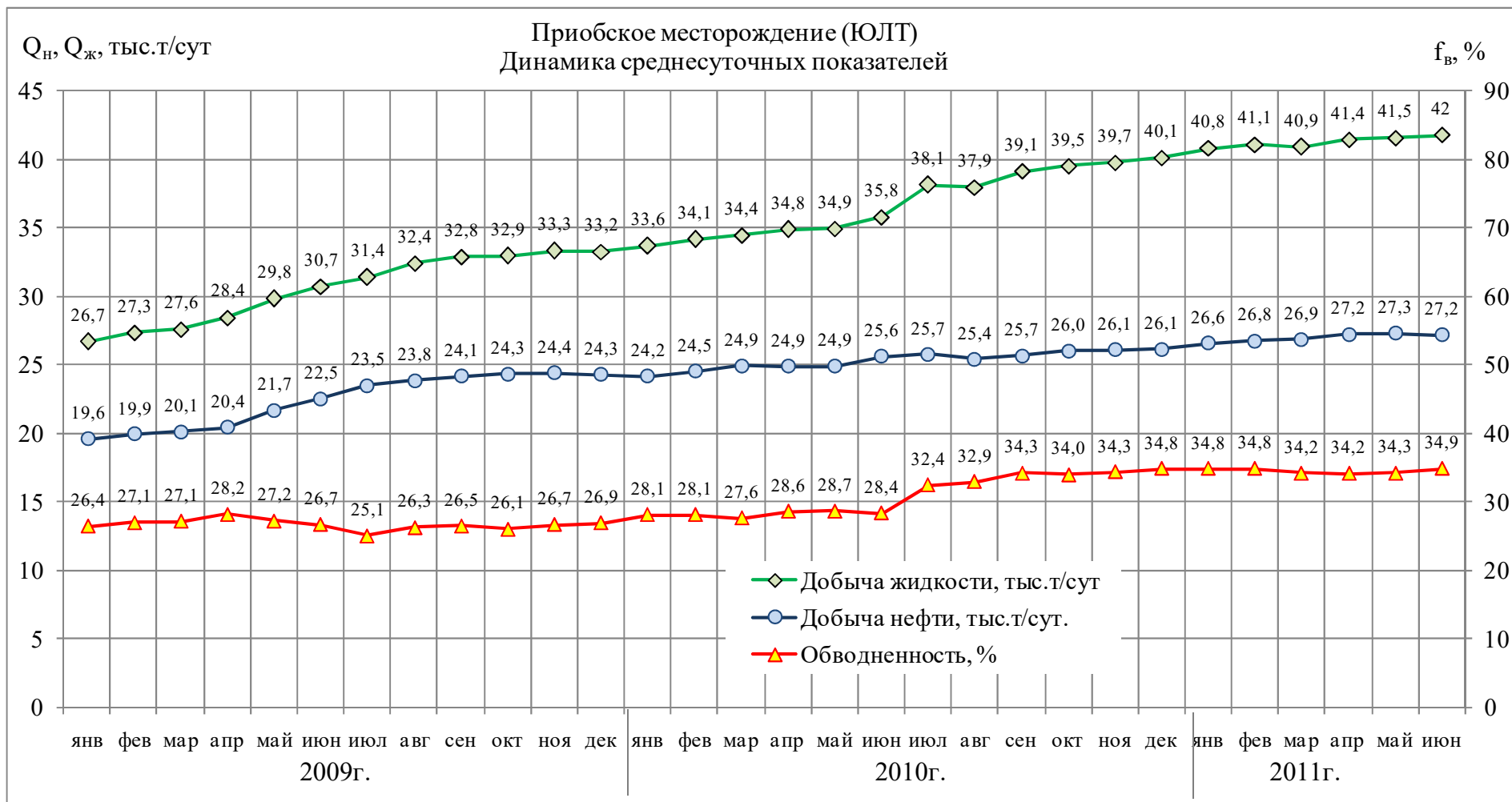
За историю разработки скважины вводились в добычу с невысокой средней обводненностью (в первый месяц – 11%), причем это было связано с проведением ГРП. Из гистограмм (рис. 3.1.6) распределения действующего по ЮЛТ добывающего фонда скважин по дебитам и обводненности за июнь 2011г. видно, что:

- с дебитами нефти менее 5 т/сут работали 85 скважин (7% фонда), из их числа с обводненностью более 90% – 2 скважины;
- основная часть (977 скважин или 83%) фонда работала с дебитами нефти 5-30 т/сут;
- с дебитами нефти 30-70 т/сут работали 298 скважин или 25% фонда;
- с дебитами нефти выше 70 т/сут работала 41 малообводненная добывающая скважина.

Накопленный ВНФ по месторождению в целом невелик – 0,327 т/т, тем не менее в 22<sup>х</sup> наиболее обводненных скважинах (2% фонда) ВНФ уже превысил 1,5 т/т.

Текущее состояние системы ППД по Приобскому месторождению характеризуется следующими показателями:

действующий нагнетательный фонд – 640 скважин, закачка воды за 6 месяцев 2011г. – 10,940 млн.м<sup>3</sup>, накопленная закачка – 79,885 млн.м<sup>3</sup>, среднегодовая приемистость – 121 м<sup>3</sup>/сут, компенсация отборов текущая – 123 %, компенсация накопленная – 110 %.

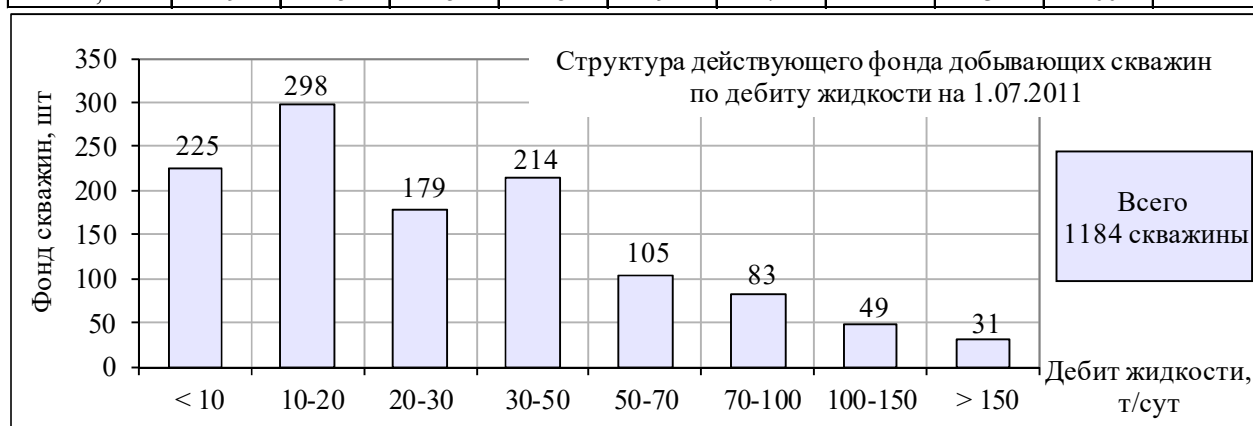


**Рис. 3.1.5. Динамика среднесуточной добычи нефти, жидкости и обводненности по Приобскому месторождению (ЮЛТ) за 2009-2011гг.**

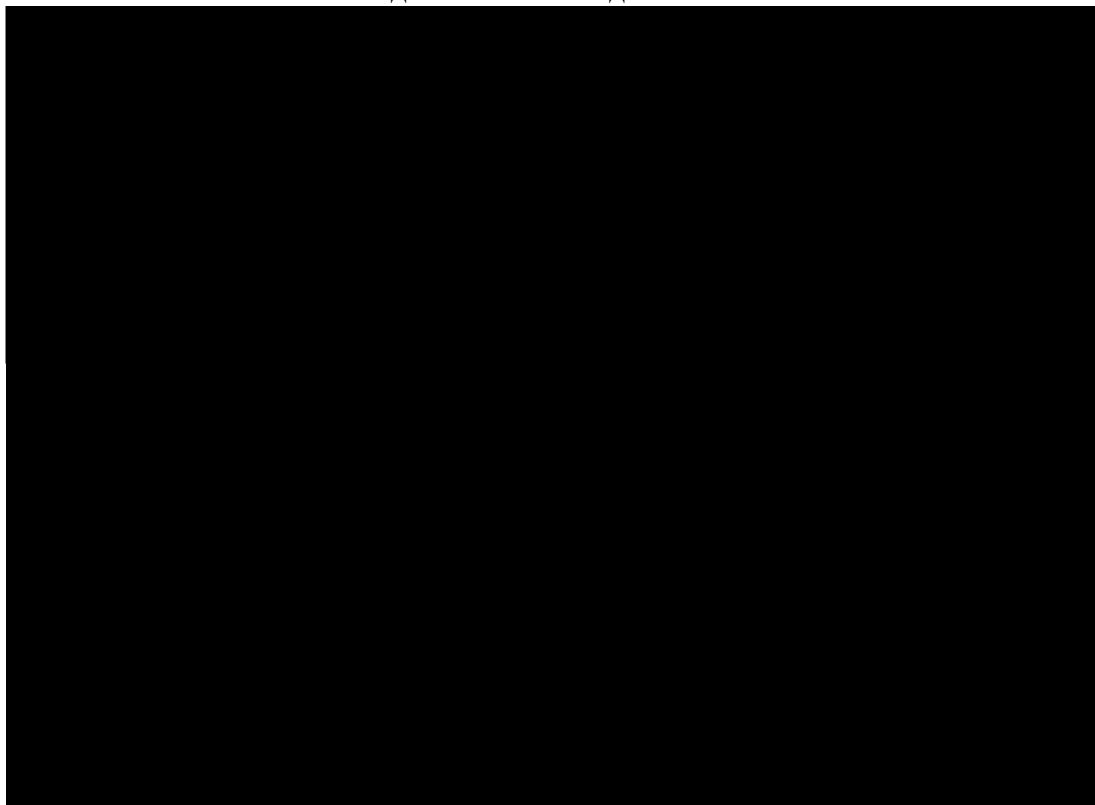
Обводненность, %	Текущий дебит нефти, т/сут								Всего	То же, в %
	< 3	3 - 5	5 - 10	10 - 20	20 - 30	30 - 50	50 - 70	> 70		
< 5	4	16	49	85	37	52	22	12	277	23
5 - 10	4	19	71	111	64	43	20	10	342	29
10 - 20	2	10	48	64	44	52	11	7	238	20
20 - 30	1	1	11	16	12	20	6	8	75	6
30 - 50	1	5	19	24	18	19	13	3	102	9
50 - 70	2	4	8	9	16	17	8	1	65	5
70 - 90	7	7	7	19	18	14	1		73	6
>90		2	4	4	2				12	1
Всего	21	64	217	332	211	217	81	41	1184	100
То же, в %	2	5	18	28	18	18	7	3	100	



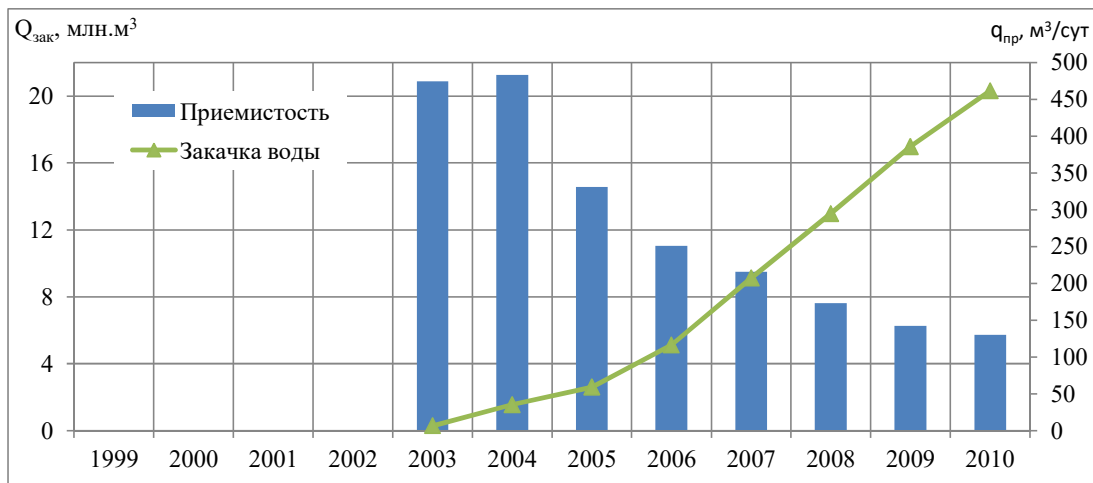
Обводненность, %	Текущий дебит жидкости, т/сут								Всего	То же, в %
	< 10	10-20	20-30	30-50	50-70	70-100	100-150	> 150		
< 5	66	81	40	55	21	10	4		277	23
5 - 10	85	108	64	52	20	11	2		342	29
10 - 20	46	64	42	54	19	12		1	238	20
20 - 30	7	13	12	17	14	7	5		75	6
30 - 50	14	18	12	21	15	16	5	1	102	9
50 - 70	3	9	3	8	12	15	10	5	65	5
70 - 90	4	5	6	7	4	8	22	17	73	6
>90						4	1	7	12	1
Всего	225	298	179	214	105	83	49	31	1184	100
То же, в %	19	25	15	18	9	7	4	3	100	



**Рис. 3.1.6. Распределение скважин Приобского месторождения (ЮЛТ) по дебитам и обводненности**



**Рис. 3.1.7. Распределение добывающих скважин месторождения по накопленному ВНФ**



**Рис. 3.1.8. Динамика закачки воды по Приобскому месторождению (ЮЛТ)**

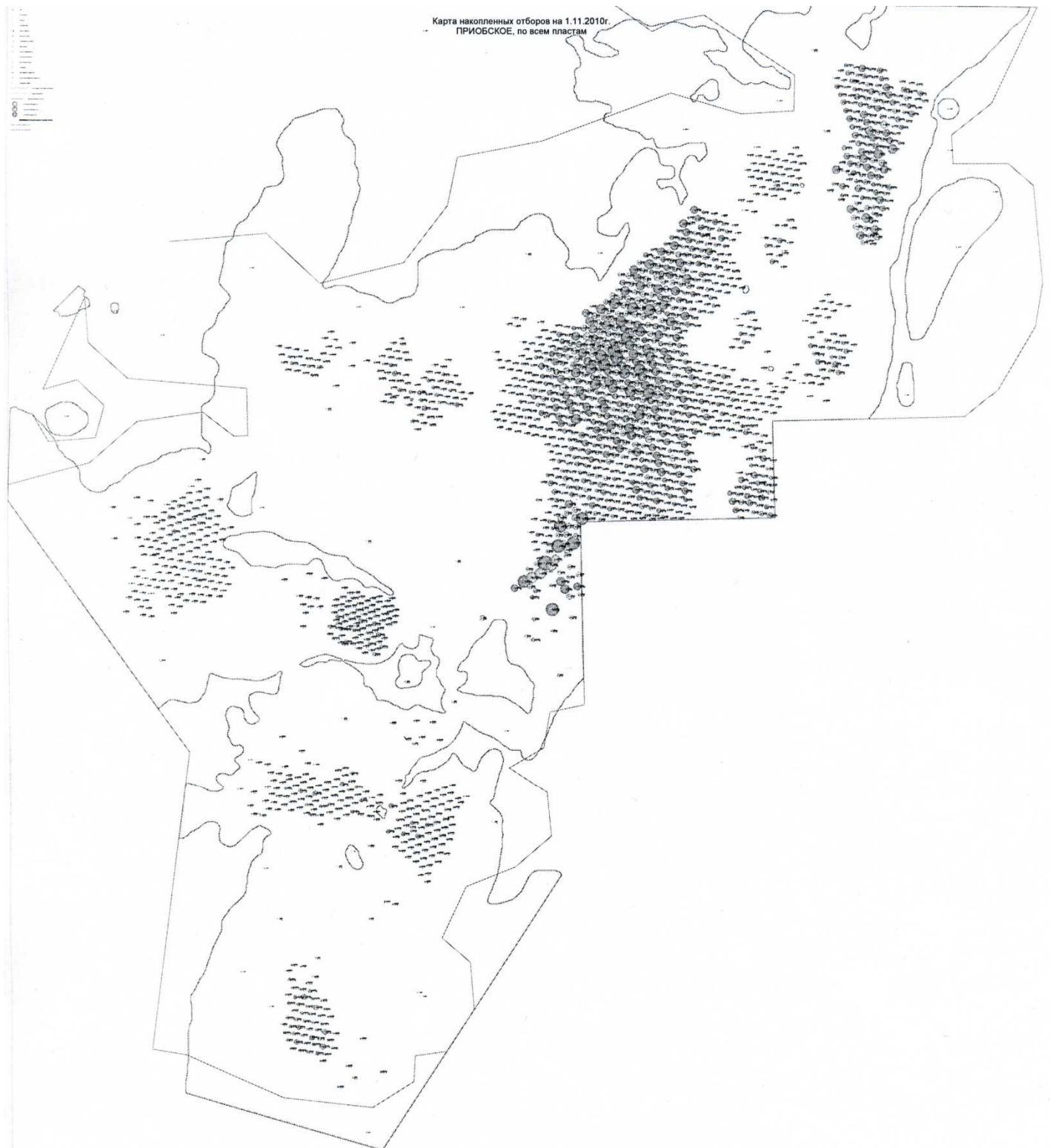
Далее рассмотрим состояние разработки по горизонтам АС<sub>10</sub> и АС<sub>12</sub>.

### 3.2. Показатели разработки горизонта АС<sub>10</sub>

Общий пробуренный фонд горизонта АС<sub>10</sub> включает 1534 скважины, в т.ч. 1044 добывающих и 490 нагнетательных. В добывающем фонде числится 962 скважины (из них 222 нагнетательных в отработке), в т.ч. 938 действующих, 3 бездействующих, 21 в освоении, 69 пьезометрических, 13 ликвидированных. Нагнетательный фонд составляют 489 действующих скважин, ликвидирована одна скважина. Соотношение числа действующих добывающих и

Для ознакомления. Номера страниц не соответствуют официальной версии.

нагнетательных скважин по горизонту АС<sub>10</sub> весьма "жесткое" – 1,9.



**Рис. 3.1.9. Приобское месторождение (ЮЛТ). Объект АС<sub>10-12</sub>.  
Карта накопленных отборов по скважинам (на 01.11.2010).**

Таблица 3.2.1 – Показатели разработки горизонта АС<sub>10</sub> ЮЛТ

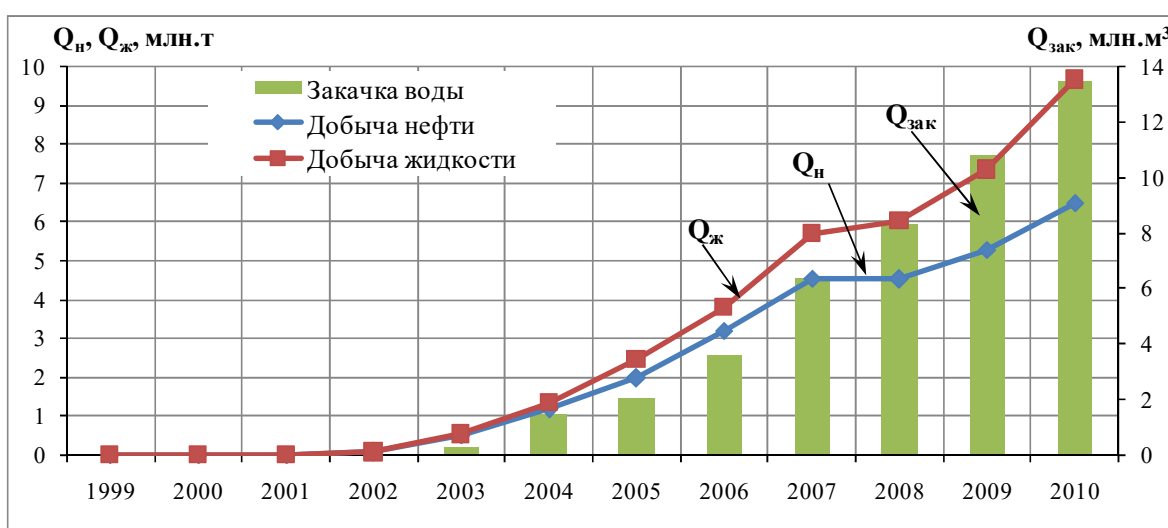
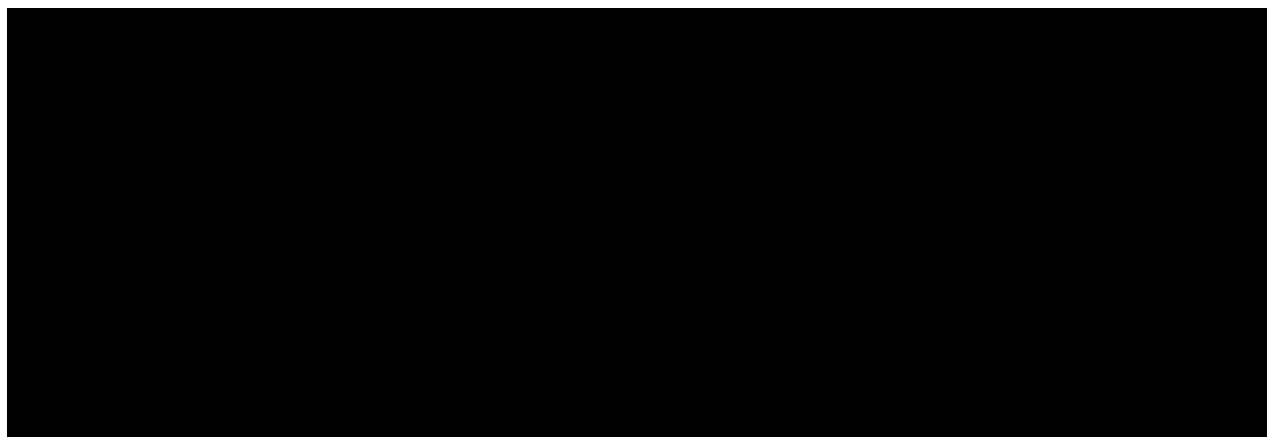


Рис. 3.2.1. Динамика добычи и закачки по горизонту АС<sub>10</sub>

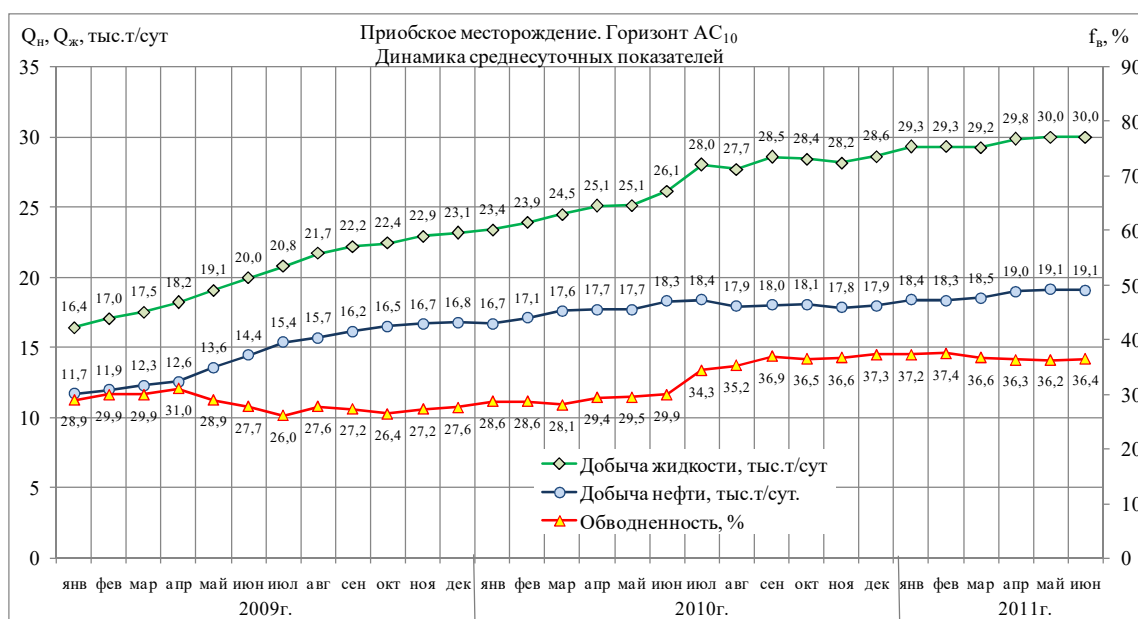
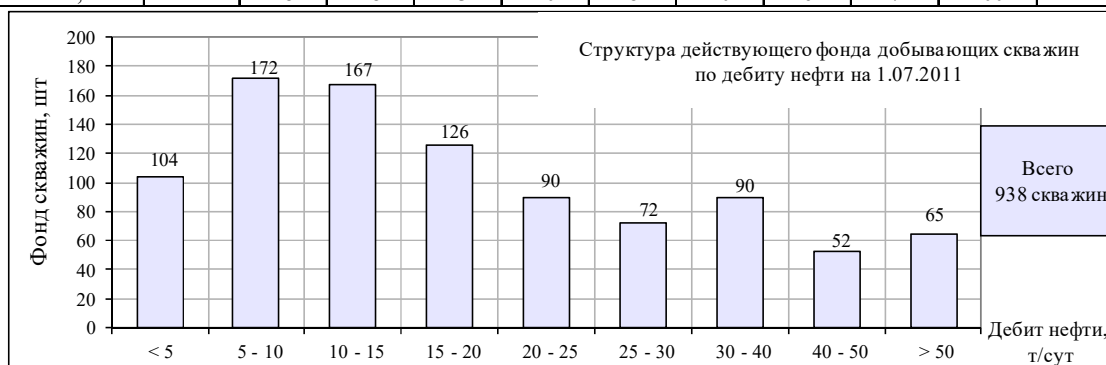


Рис. 3.2.2. Динамика среднесуточной добычи нефти, жидкости и обводненности по горизонту АС<sub>10</sub> за 2009-2011гг.

Обводненность, %	Текущий дебит нефти, т/сут									Всего	То же, в %
	< 5	5 - 10	10 - 15	15 - 20	20 - 25	25 - 30	30 - 40	40 - 50	> 50		
< 5	21	43	36	32	19	16	26	13	18	224	24
5 - 10	36	56	56	30	25	22	19	10	13	267	28
10 - 20	16	35	35	25	19	18	15	10	11	184	20
20 - 30	3	11	11	11	3	2	7	5	10	63	7
30 - 40	5	12	7	3	4	3	3	3	7	47	5
40 - 50	1	6	2	8	2	3	3	4	1	30	3
50 - 70	6	3	6	5	7	6	7	7	4	51	5
70 - 90	14	4	11	10	10	2	10		1	62	7
> 90	2	2	3	2	1					10	1
Всего	104	172	167	126	90	72	90	52	65	938	100
То же, в %	11	18	18	13	10	8	10	6	7	100	



Обводненность, %	Текущий дебит жидкости, т/сут									Всего	То же, в %
	< 5	5 - 10	10 - 20	20 - 30	30 - 40	40 - 50	50 - 70	70 - 100	> 100		
< 5	17	44	67	35	28	13	11	7	2	224	24
5 - 10	32	54	85	50	17	12	9	6	2	267	28
10 - 20	14	28	61	30	25	5	13	7	1	184	20
20 - 30	2	6	17	12	4	5	7	7	3	63	7
30 - 40	2	13	7	4	7	2	5	5	2	47	5
40 - 50		2	6	3	7	2	4	5	1	30	3
50 - 70	1	2	6	4	2	5	8	13	10	51	5
70 - 90	1	1	7	6	1	3	5	12	26	62	7
> 90					1			2	7	10	1
Всего	69	150	256	144	92	47	62	64	54	938	100
То же, в %	7	16	27	15	10	5	7	7	6	100	



**Рис. 3.2.3. Горизонт АС<sub>10</sub>. Распределение действующих скважин по дебитам и обводненности**

Максимальный за историю уровень добычи нефти по горизонту АС<sub>10</sub> – 6,488 млн.т приходится на 2010г., накопленная добыча – 31,194 млн.т. Объем добычи жидкости в 2010г. достиг 9,662 млн.т, накопленный отбор жидкости – 42,309 млн.т, накопленный ВНФ – 0,356 т/т.

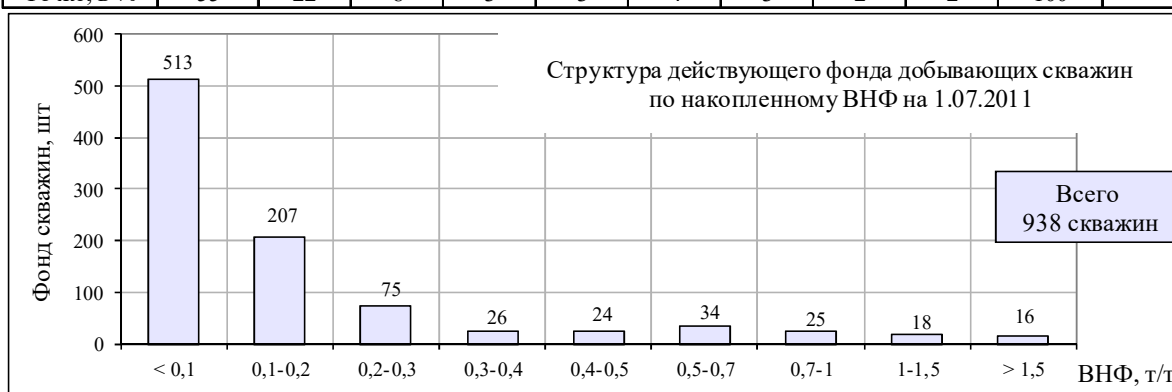


Показатели	Накопленная добыча нефти, тыс.т									Всего
	< 5	5 - 10	10 - 20	20 - 30	30 - 40	40 - 50	50 - 70	70 - 100	> 100	
Фонд скважин, шт	552	302	210	92	88	48	75	69	52	1488
То же в %	37	20	14	6	6	3	5	5	4	100



**Рис. 3.2.4. Распределение добывающих скважин горизонта АС<sub>10</sub> по удельной добыче нефти**

Обводненность, %	Водонефтяной фактор, т/т									Всего	То же, в %
	< 0,1	0,1-0,2	0,2-0,3	0,3-0,4	0,4-0,5	0,5-0,7	0,7-1	1-1,5	> 1,5		
< 5	212	10	1	1						224	24
5 - 10	198	55	9	2		2	1			267	28
10 - 20	80	78	18	5	1	1		1		184	20
20 - 30	18	25	11	4	3	1	1			63	7
30 - 40	4	18	5	7	5	5	3			47	5
40 - 50	1	11	6		1	6	2	2	1	30	3
50 - 70		10	18	5	4	7	5		2	51	5
70 - 90			7	1	10	10	11	13	10	62	7
> 90				1		2	2	2	3	10	1
Всего	513	207	75	26	24	34	25	18	16	938	100
То же, в %	55	22	8	3	3	4	3	2	2	100	



**Рис. 3.2.5. Горизонт АС<sub>10</sub>. Распределение добывающих скважин по накопленному ВНФ**

За историю эксплуатации в добыче на нефть по объекту АС<sub>10</sub> перебивало 1488 скважин, в т.ч. 1457 эксплуатационных и 31 разведочная. Удельная накопленная добыча нефти по скважинам изменяется в пределах от 0,5 до 240 тыс.т/скв., в среднем составляя 21 тыс.т/скв. (рис. 3.2.4). Значительная часть (78%) фонда характеризуется невысокими и низкими отборами нефти. В первой половине 2011г. средние дебиты нефти и жидкости по горизонту АС<sub>10</sub> составляли, соответственно, 21 и 34 т/сут при средней обводненности – 37%.

Система ППД по горизонту АС<sub>10</sub> характеризуется следующими показателями: действующий нагнетательный фонд – 489 скважин, закачка воды за 6 месяцев 2011г. – 7,492 млн.м<sup>3</sup>, накопленная закачка – 53,685 млн.м<sup>3</sup>, среднегодовая приемистость – 107 м<sup>3</sup>/сут, компенсация отборов текущая – 119 %, компенсация накопленная – 106 %.

Таким образом, достигнутые фактические результаты разработки объекта АС<sub>10</sub> по ЮЛТ в имеющихся сложных геологических условиях можно признать вполне успешными.

### 3.3. Показатели разработки горизонта АС<sub>12</sub>

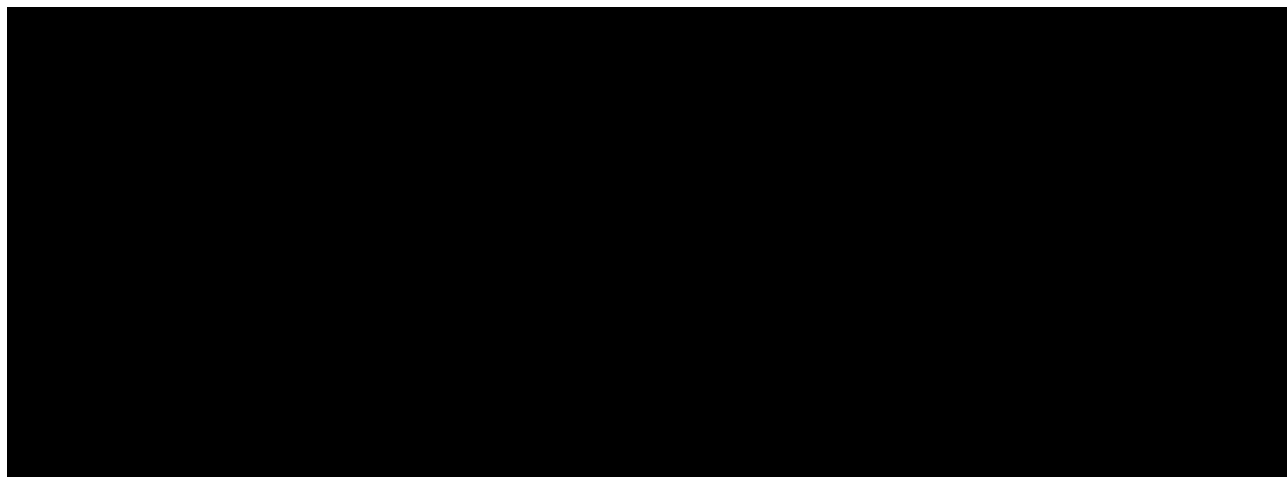
Общий пробуренный фонд по горизонту АС<sub>12</sub> составляет 1189 скважин, в т.ч. 750 добывающих и 439 нагнетательных. Добывающий эксплуатационный фонд насчитывает 645 скважин (из них 156 нагнетательных в отработке), в т.ч. 639 действующих, 2 бездействующих, 102 пьезометрических, 4 в освоении, 1 в консервации, 2 ликвидировано. В нагнетательном фонде числится 439 скважин, из них действующих – 438. Соотношение числа действующих добывающих и нагнетательных скважин по наихудшему во ФЕС горизонту АС<sub>12</sub> очень «жесткое» – 1,5 (!). Интересно, каковы будут последствия такого соотношения в будущем.

Максимальный уровень добычи нефти по горизонту АС<sub>12</sub> – 2,893 млн.т приходится на 2009г., накопленная добыча нефти на 01.07.2011 – 13,653 млн.т. Объем добычи жидкости достиг максимума 3,806 млн.т в 2009г., накопленная добыча жидкости – 17,199 млн.т, накопленный ВНФ – 0,26 т/т.

За историю разработки в добыче на нефть по горизонту АС<sub>12</sub> перебивало 1179 скважин, в т.ч. 1149 эксплуатационных и 30 разведочных. Удельная накопленная добыча нефти по скважинам изменяется в пределах от 2 тонн до 134 тыс.т, в среднем она очень мала – 11,6 тыс.т/скв. (рис. 3.3.3), что почти вдвое ниже, чем по горизонту АС<sub>10</sub>.

Таким образом, значительная часть (90%) фонда скважин рассматриваемого горизонта АС<sub>12</sub> пока характеризуется лишь невысокими и низкими отборами нефти. Динамика среднесуточной добычи нефти, жидкости и обводненности по горизонту АС<sub>12</sub> представлена на рис. 3.3.2.

Таблица 3.3.1 – Показатели разработки горизонта АС<sub>12</sub> ЮЛТ



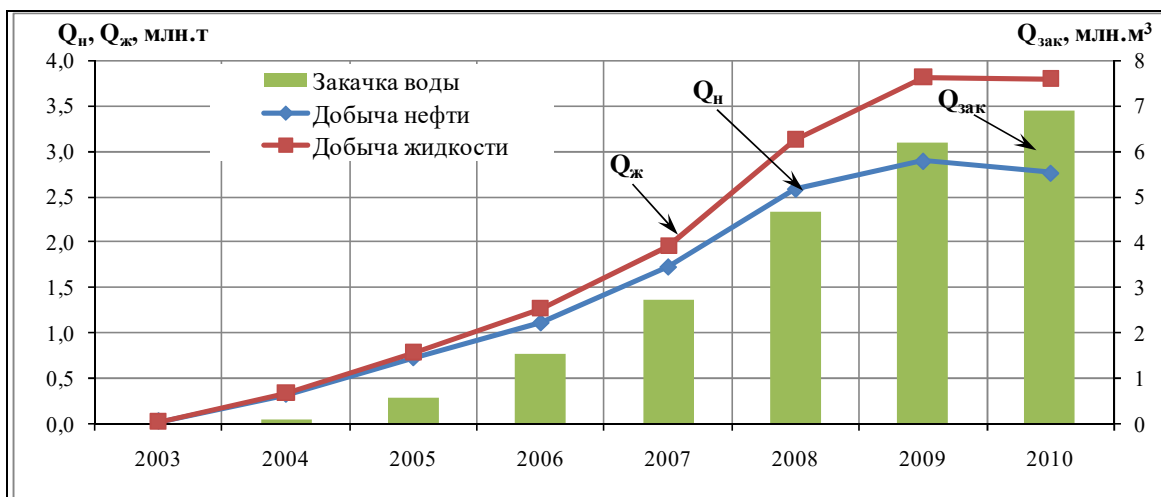


Рис. 3.3.1. Динамика добычи и закачки по горизонту АС<sub>12</sub>

За первую половину 2011г. средние дебиты нефти и жидкости по объекту АС<sub>12</sub> были невелики и составляли, соответственно, 13,6 и 19 т/сут при обводненности 29%. На рис. 3.3.4, 3.3.5 показано распределение действующего фонда скважин рассматриваемого горизонта по дебитам нефти, жидкости и обводненности – за июнь 2011г.

Текущее состояние системы ППД по горизонту АС<sub>12</sub> характеризуется следующими показателями: действующий нагнетательный фонд – 438 скважин, закачка воды за 6 месяцев 2011г. – 3,448 млн.м<sup>3</sup>, накопленная закачка – 26,2 млн.м<sup>3</sup>, среднегодовая приемистость – 54 м<sup>3</sup>/сут, компенсация отборов текущая – 135 %, компенсация накопленная – 123 %.

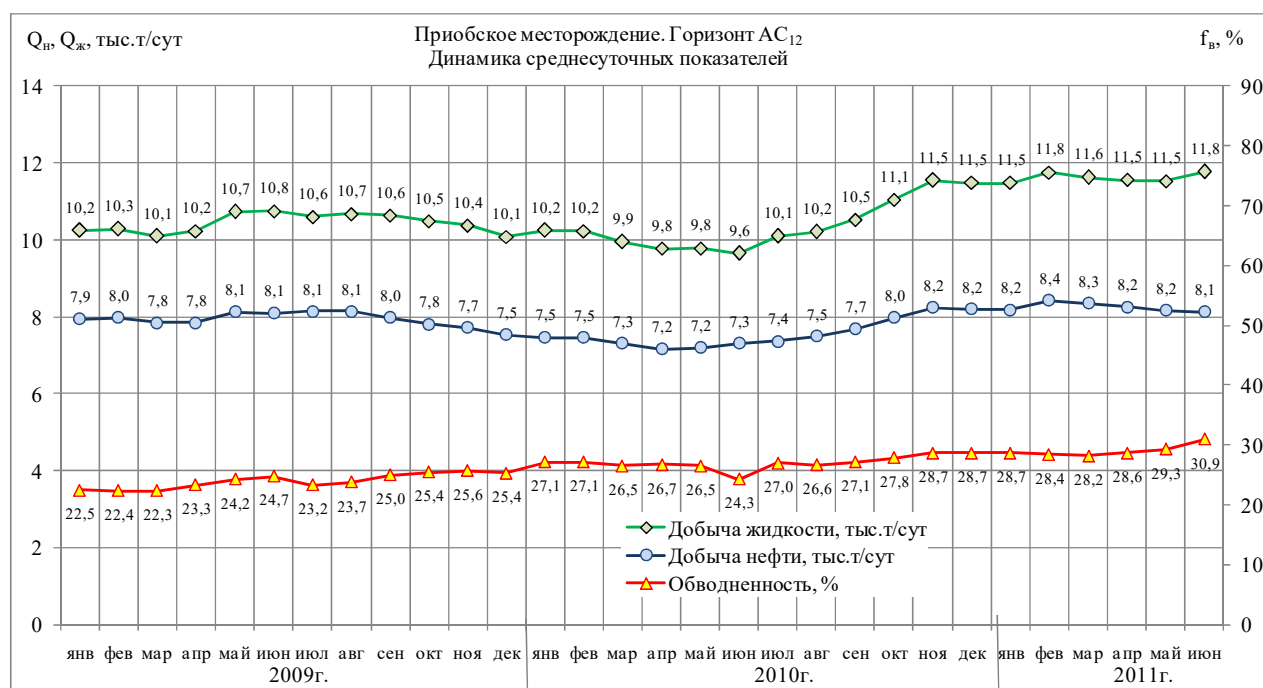
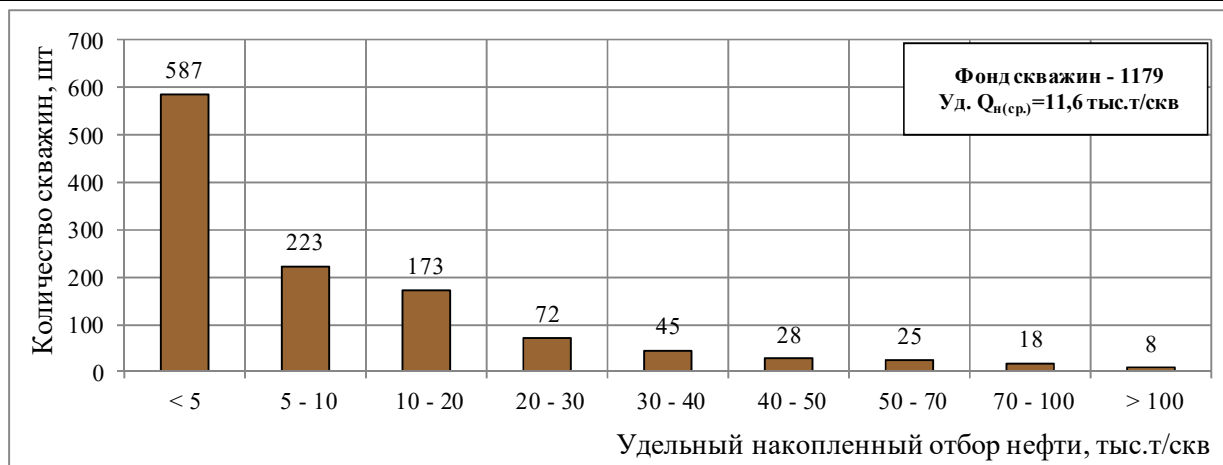
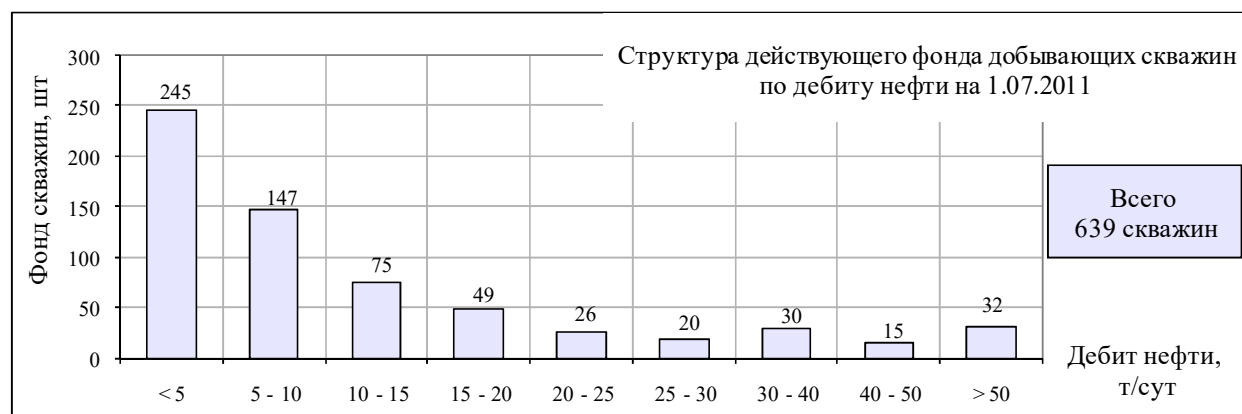
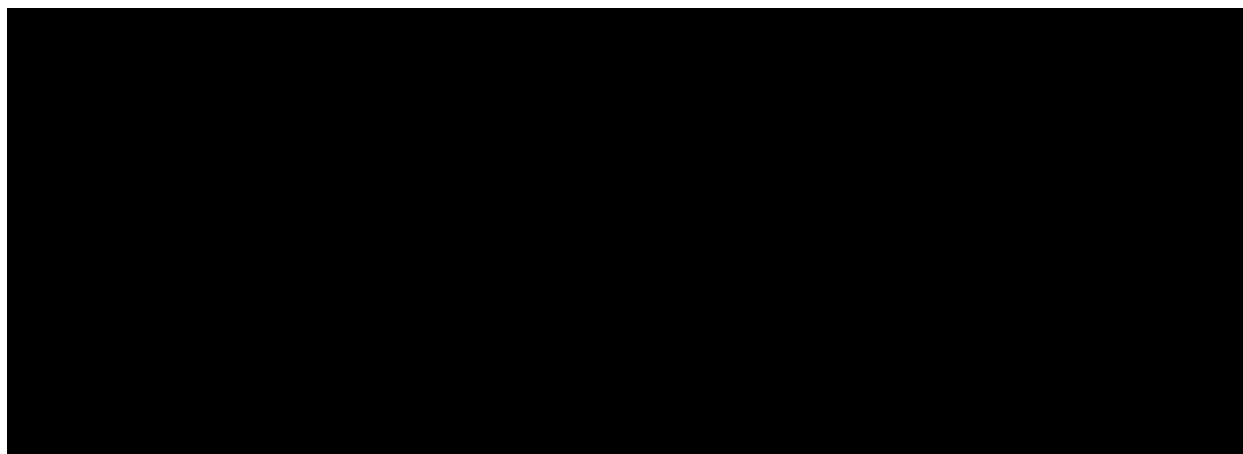


Рис. 3.3.2. Динамика среднесуточной добычи нефти, жидкости и обводненности по горизонту АС<sub>12</sub> за 2009-2011гг.

Показатели	Накопленная добыча нефти, тыс.т									Всего
	< 5	5 - 10	10 - 20	20 - 30	30 - 40	40 - 50	50 - 70	70 - 100	> 100	
Фонд скважин, шт	587	223	173	72	45	28	25	18	8	1179
То же в %	50	19	15	6	4	2	2	2	< 1	100



**Рис. 3.3.3. Распределение добывающих скважин горизонта АС<sub>12</sub> по удельной добыче нефти**



**Рис. 3.3.4. Горизонт АС<sub>12</sub>. Распределение действующих скважин по дебиту нефти и обводненности**

Обводненность, %	Текущий дебит жидкости, т/сут									Всего	То же, в %
	< 5	5 - 10	10 - 20	20 - 30	30 - 40	40 - 50	50 - 70	70 - 100	> 100		
< 5	37	23	20	9	6	4	7	4	1	111	17
5 - 10	66	37	44	14	9	6	6	3		185	29
10 - 20	49	40	29	12	7	3	6	1		147	23
20 - 30	9	12	14	5	4	2	3	1		50	8
30 - 40	4	8	6	5	2	1	3	4	1	34	5
40 - 50	7	7	1		1	1	1		1	19	3
50 - 70	3	7	9	7	3	1	4	2	2	38	6
70 - 90	7	6	8	4	4	3	1		6	39	6
> 90	9	1	1		1		1	2	1	16	3
Всего	191	141	132	56	37	21	32	17	12	639	100
То же, в %	30	22	21	9	6	3	5	3	2	100	

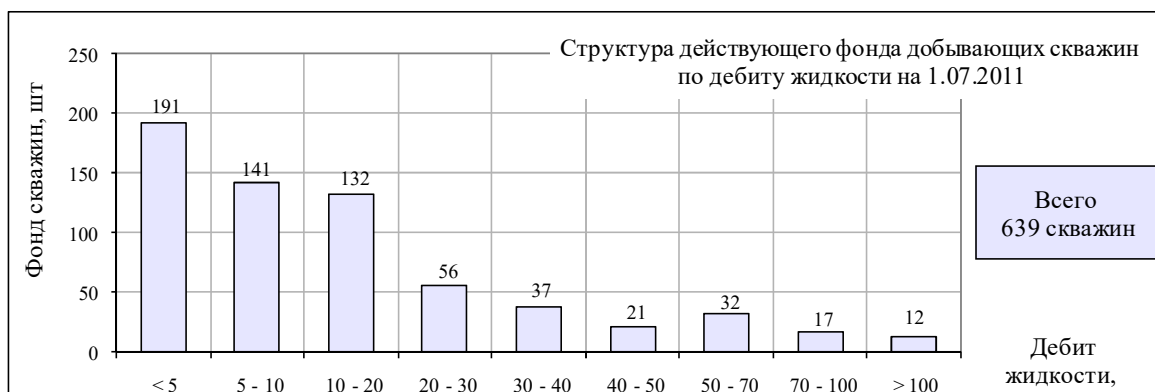


Рис. 3.3.5. Горизонт АС<sub>12</sub>. Распределение действующих скважин по дебиту жидкости и обводненности

Обводненность, %	Водонефтяной фактор, т/т									Всего	То же, в %
	< 0,1	0,1-0,2	0,2-0,3	0,3-0,4	0,4-0,5	0,5-0,7	0,7-1	1-1,5	> 1,5		
< 5	105	5	1							111	17
5 - 10	160	19	4	1		1				185	29
10 - 20	107	25	4	5	1	4		1		147	23
20 - 30	27	15	3	3		1	1			50	8
30 - 40	9	14	2	1	3	5				34	5
40 - 50	6	5	1		2	1	3	1		19	3
50 - 70	2	5	12	3	5	5	1	2	3	38	6
70 - 90		1	5	5	4	7	4	4	9	39	6
> 90	8	1		1			1	5		16	3
Всего	424	90	32	19	15	24	10	13	12	639	100
То же, в %	66	14	5	3	2	4	2	2	2	100	



Рис. 3.3.6. Горизонт АС<sub>12</sub>. Распределение добывающих скважин по накопленному ВНФ



**Рис. 3.3.7. Приобское месторождение (ЮЛТ). Пласт АС10<sub>1</sub> (АС10<sub>1-3</sub>).  
Карта накопленных отборов по скважинам (на 01.11.2010).**



**Рис. 3.3.8. Приобское месторождение (ЮЛТ). Пласт АС12<sub>2</sub>.  
Карта накопленных отборов по скважинам (на 01.11.2010).**

Таким образом, особо низкопроницаемый горизонт АС<sub>12</sub> Приобского месторождения характеризуется по сравнению с горизонтом АС<sub>10</sub> весьма ухудшенными показателями разработки:

- уровни добычи нефти меньше в 2,3 раза;
- добывающий фонд меньше в 1,5 раза;
- средний дебит нефти меньше в 1,5 раза;
- средний дебит жидкости ниже в 1,8 раза;
- удельный накопленный отбор нефти на 1 скважину – меньше в 1,8 раза;
- обводненность ниже на 8% (абс.);
- накопленный ВНФ меньше в 1,35 раза;
- степень выработки запасов нефти (НИЗ) отстает в 2,8 раза.

Учитывая указанное, можно отметить, что основной проблемой будущих этапов разработки Приобского (ЮЛТ) месторождения станет интенсификация выработки запасов нефти именно из отстающего горизонта АС<sub>12</sub>.

#### ***Показатели добычи по второстепенному горизонту АС<sub>11</sub>.***

Пласт АС<sub>11</sub> введен в разработку в мае 2006г., в эксплуатации на нефть перебывало три добывающие скважины. За первое полугодие 2011г. добыча нефти по пласту составила 301 т, накопленная – 3,9 тыс.т.

#### **3.4. Изучение зависимости дебита нефти новых скважин от нефтенасыщенной толщины объекта АС<sub>10-12</sub><sup>\*)</sup>**

С целью проведения оценки перспектив освоения неразбуренных участков Приобского месторождения по 1905 скважинам изучена зависимость (с учетом ГРП) дебита нефти новых скважин (а также удельного дебита нефти, приходящегося на 1м разреза) – от величины нефтенасыщенной толщины эксплуатационного объекта АС<sub>10-12</sub> (рис. 3.4.1, 3.4.2). Далее было изучено изменение темпов падения дебита нефти и удельного дебита по каждой группе скважин – с различной нефтенасыщенной толщиной в динамике (во времени), а именно: через 6 и 12 месяцев после пуска скважин в работу.

Из анализа полученных результатов можно сделать ряд важных выводов:

1) удельный (на 1 метр) входной дебит нефти в интервале толщин менее 5м (6,3 т/м) примерно в 2,5-3 раза выше, чем в зонах больших (выше 25-30 м) нефтенасыщенных толщин объекта (2,2 т/м);

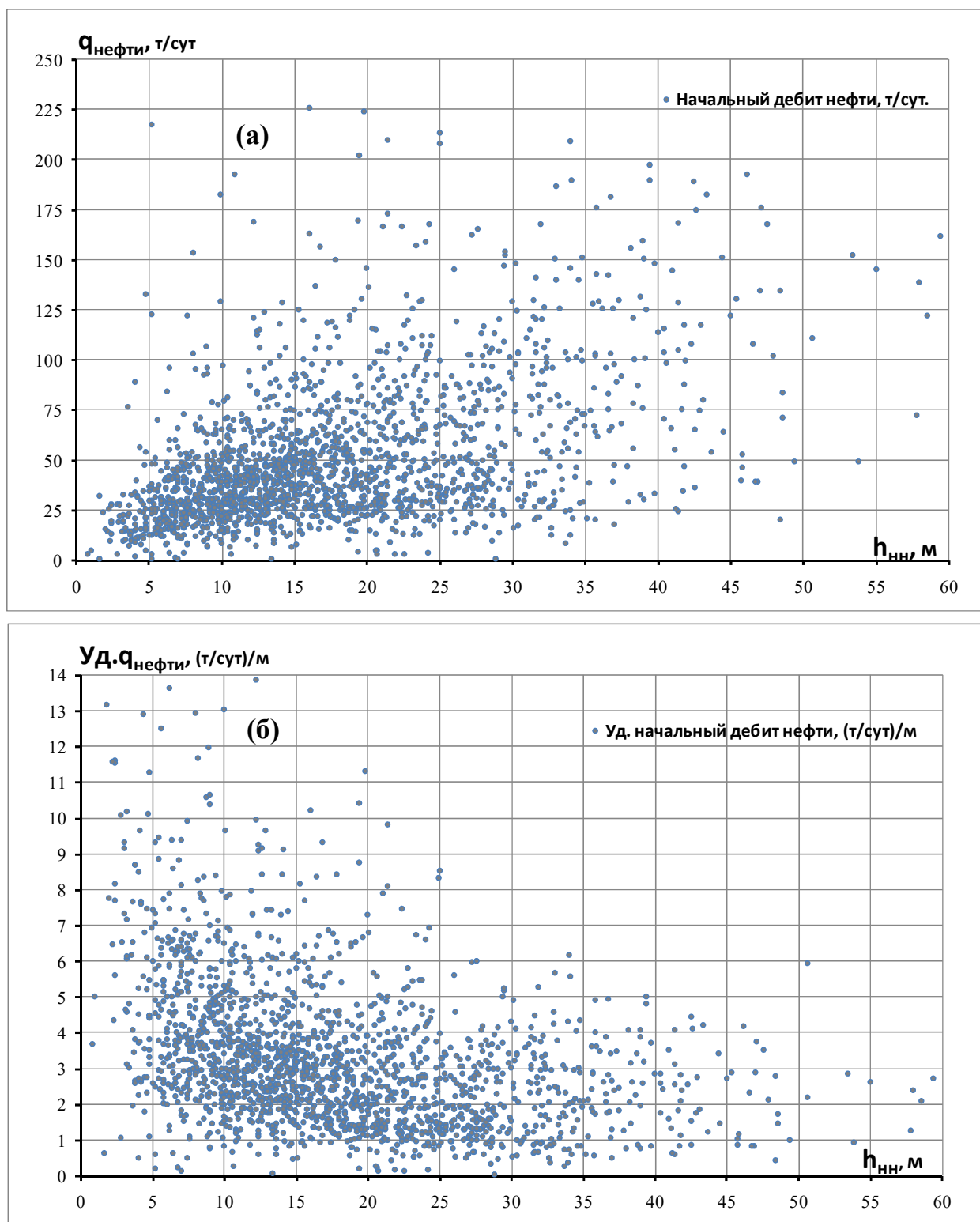
2) переход в зоны с наибольшими нефтенасыщенными толщинами (выше примерно 35-40 м) более не приводит к дальнейшему росту дебитов нефти новых скважин и они стабилизируются на уровне 95 т/сут;

3) основные потери в дебитах нефти добывающих скважин (после пуска их в эксплуатацию) приходятся на первые полгода работы. В последующие 6 месяцев темпы дальнейшего снижения дебита нефти – сильно сокращаются;

4) падение дебита нефти скважин за первые 6 месяцев работы в зонах малых толщин (менее 5 м) объекта АС<sub>10-12</sub> составляет 48% от пускового дебита, что заметно выше, чем в зонах со средними толщинами – 10-15 м (-37%) и высокими толщинами – 25-30 м (-36%).

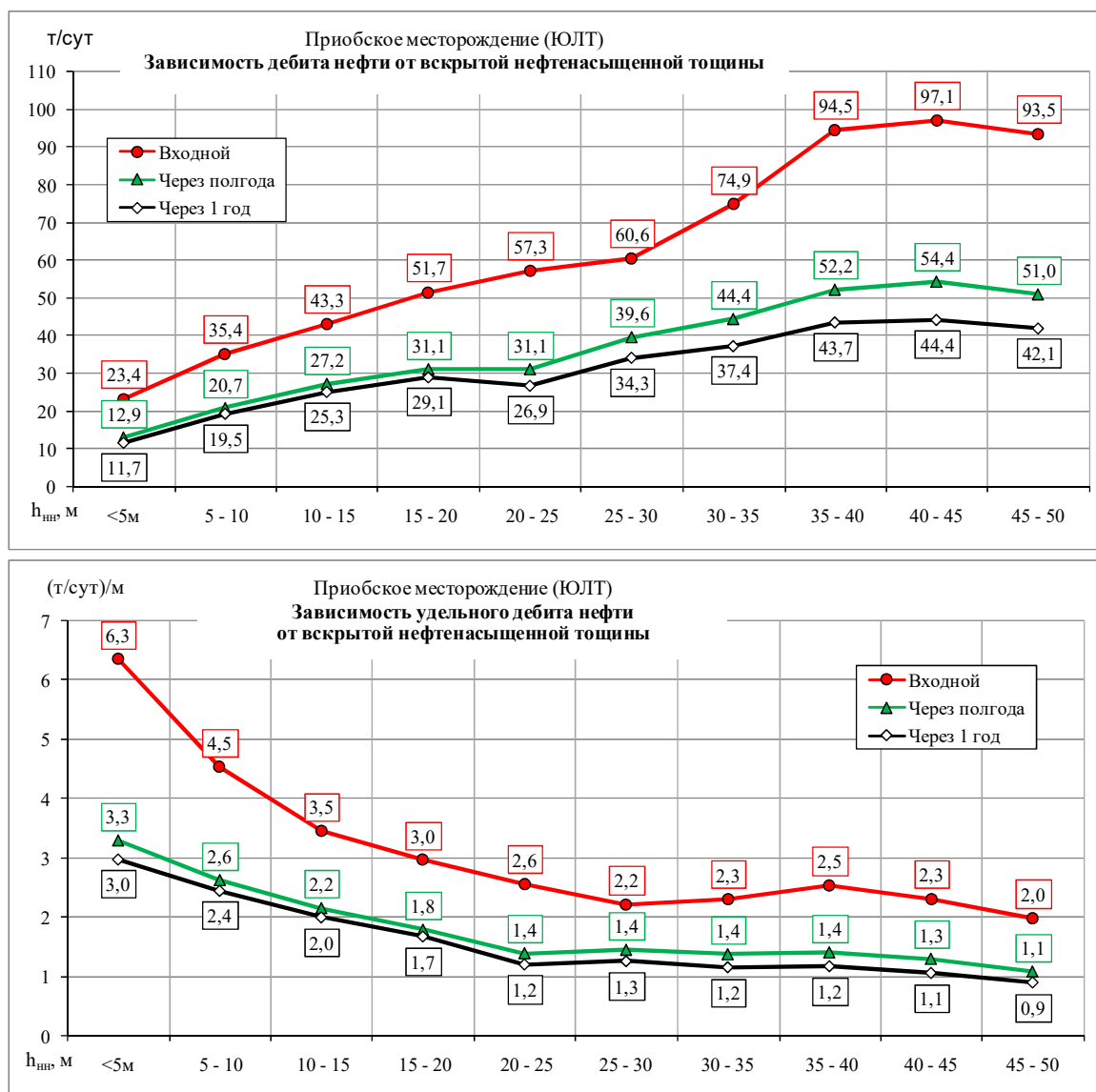
<sup>\*)</sup> В написании подраздела 3.4 принимал участие К.Е.Янин (ООО "ПБ "ТЭРМ")





**Рис. 3.4.1. Сопоставление по скважинам ЮЛТ начального (а) и удельного (б) дебита нефти с нефтенасыщенной толщиной объекта АС<sub>10-12</sub>**

В результате обработки большого массива поскважинных данных, выполненной К.Е.Яниным, получены следующие приближенные зависимости дебита (и удельного дебита) нефти от нефтенасыщенной толщины объекта АС<sub>10-12</sub> – в различные моменты времени, на протяжении одногодичного (12 месяцев) периода анализа их изменения (табл. 3.4.1 и 3.4.2).



**Рис. 3.4.2. Усредненные зависимости дебита нефти и удельного дебита новых скважин от нефтенасыщенной толщины объекта АС<sub>10-12</sub> ЮЛТ**

**Таблица 3.4.1 – Приобское месторождение (ЮЛТ). Объект АС<sub>10-12</sub>.**

**Динамика темпов падения дебитов нефти в течение 12 месяцев после пуска, в зависимости от интервалов нефтенасыщенных толщин**

h <sub>нп</sub> , м	Средний дебит нефти, т/сут			Темп падения, %			Средний уд. дебит нефти, (т/сут)/м		
	В 1 <sup>ый</sup> месяц (по 1905 скв.)	через полгода (по 1407 скв.)	через 1 год (по 1107 скв.)	цепной		базисный	В 1 <sup>ый</sup> месяц (по 1905 скв.)	через полгода (по 1407 скв.)	через 1 год (по 1107 скв.)
				через полгода	через 1 год				
<5м	23,4	12,9	11,7	-45	-9	-50	6,3	3,3	3,0
5 - 10	35,4	20,7	19,5	-41	-6	-45	4,5	2,6	2,4
10 - 15	43,3	27,2	25,3	-37	-7	-42	3,5	2,2	2,0
15 - 20	51,7	31,1	29,1	-40	-6	-44	3,0	1,8	1,7
20 - 25	57,3	31,1	26,9	-46	-13	-53	2,6	1,4	1,2
25 - 30	60,6	39,6	34,3	-35	-13	-43	2,2	1,4	1,3
30 - 35	74,9	44,4	37,4	-41	-16	-50	2,3	1,4	1,2
35 - 40	94,5	52,2	43,7	-45	-16	-54	2,5	1,4	1,2
40 - 45	97,1	54,4	44,4	-44	-18	-54	2,3	1,3	1,1
45 - 50	93,5	51,0	42,1	-45	-17	-55	2,0	1,1	0,9
В среднем	51,3	31,1	28,2	-39	-9	-45	2,9	1,68	1,49

Таблица 3.4.2 – Приближенные зависимости среднего дебита нефти и удельного дебита от толщины объекта в различные периоды времени

Объект АС <sub>10-12</sub>	Дебит нефти, т/сут	Уд. дебит нефти, т/сут/м
При пуске скважин (n = 1905 скважин)	$q_n = 22,319 h_n^{0,6295}$	$\bar{q}_{уд} = 6,0694 h_n^{-0,485}$
На 6 <sup>й</sup> месяц (n = 1407 скважин)	$q_n = 13,097 h_n^{0,622}$	$\bar{q}_{уд} = 3,4128 h_n^{-0,469}$
На 12 <sup>й</sup> месяц (n = 1107 скважин)	$q_n = 12,557 h_n^{0,562}$	$\bar{q}_{уд} = 3,2563 h_n^{-0,526}$

Полученные зависимости использовались далее при эмпирическом прогнозе дебитов нефти по проектным скважинам на неразбуренных участках Приобского месторождения (ЮЛТ), а также учитывались при планировании ОПР в виде первоочередного уплотняющего бурения на объекте АС<sub>10-12</sub>.

### 3.5. Энергетическое состояние залежей нефти

Начальные пластовые давления по пластам составляли: АС10<sub>0</sub><sup>1</sup> – 26,6; АС10<sub>1-3</sub> – 26,8; АС10<sub>4</sub>+АС11<sup>1</sup> – 27,2; АС12<sub>1</sub>+ АС12<sub>3-5</sub> – 27,3 МПа. Первые 4,5 года объект АС<sub>10-12</sub> Приобского месторождения (ЮЛТ) эксплуатировался на естественном режиме. В целях поддержания пластового давления в июне 2003г. начата закачка воды в горизонт АС<sub>10</sub>.

Таблица 3.5.1 – Начальные и текущие пластовые давления по залежам

Пласты	Пластовое давление, МПа				Отклонение текущего Р <sub>пл</sub> от начального			
	Начальное	Текущее на 01.07.2011			в зоне отбора		в целом по залежи	
		в зоне отбора	в зоне нагнетания	в целом по залежи	МПа	%	МПа	%
АС10 <sub>0</sub> <sup>1</sup>	26,6	23,8	28,2	24,8	-2,8	-11	-1,8	-7
АС10 <sub>1-3</sub>	26,8	24,0	30,0	25,0	-2,8	-10	-1,8	-7
АС10 <sub>4</sub> +АС11 <sup>1</sup>	27,2	25,0	32,4	26,0	-2,2	-8	-1,2	-4
АС12 <sub>1</sub> +АС12 <sub>3-5</sub>	27,3	24,8	33,2	26,2	-2,5	-9	-1,1	-4

Из данных табл. 3.5.1 видно, что в условиях НПК пластов АС<sub>10-12</sub> Приобского (ЮЛТ) месторождения степень снижения текущего пластового давления относительно начального, в среднем, невысока. Отсюда следует важный вывод, что созданная к настоящему времени система поддержания пластового давления – достаточно эффективна. Тем не менее, на ЮЛТ имеются участки, где текущее Р<sub>пл</sub> снижено – до 50% от начального пластового давления.

### **3.6 Результаты интенсификации добычи нефти путем проведения массовых гидроразрывов пласта в сочетании с высокой депрессией <sup>1</sup>**

#### **3.6.1 История применения гидроразрыва пластов на Приобском месторождении**

Одним из ключевых проектных решений по Приобскому месторождению (ЮЛТ) является проведение ГРП на всем фонде добывающих и нагнетательных скважин. Причиной этого явились специфические геологические условия и особенности режима работы пластов (низкая проницаемость, отсутствие газовой шапки и водонапорной системы, недонасыщенность нефти газом в пластовых условиях и др.). Время работы скважин на естественном режиме чаще всего невелико. В этих условиях разработка месторождения без широкомасштабного применения гидроразрывов пластов была бы нерентабельной. Технологической схемой разработки ЮЛТ предусмотрено проведение ГРП сразу в цикле строительства добывающих и нагнетательных скважин.

Известно [29,142,154,190], что гидравлический разрыв предназначен для повышения проницаемости низкопродуктивных пластов путем расширения существующих естественных и создание новых искусственных трещин. Наличие микротрещин связано с первичным вскрытием пласта на этапе бурения вследствие взаимодействия долота с напряженными горными породами, а также с процессами вторичного вскрытия (перфорации) пласта.

При строительстве скважины и в ходе ее последующей эксплуатации обычно происходит повреждение призабойной зоны и ухудшение коллекторских свойств пласта. Основными причинами изменения ФЕС являются кольматационное загрязнение коллектора растворами бурения, изменение термобарических условий и физико-химических характеристик флюидов в пласте. В этой связи большое значение приобретают методы, позволяющие оперативно и эффективно восстанавливать и улучшать фильтрационные характеристики коллектора.

Сущность гидроразрыва заключается в нагнетании в пласт под давлением специальной жидкости, которая заполняет и расклинивает имеющиеся микротрещины, а также формирует новые трещины. Если при этом ввести в трещины гранулированный материал (проппант), то после снятия давления в скважине трещины не смыкаются, проницаемость же их многократно повышается по сравнению с матрицей пласта.

Технологическая результативность метода определяется эффективной толщиной пласта, степенью истощения пластовой энергии, количеством проницаемых и непроницаемых прослоев в интервале перфорации, толщиной перекрывающих и подстилающих глинистых перемычек, обводненностью обрабатываемой и ближайших добывающих скважин, удаленностью от нагнетательных скважин, другими геологическими, технологическими, техническими и экономическими факторами.

---

<sup>1</sup> Раздел 3.6 подготовлен в соавторстве с К.Е.Яниным (ООО "ПБ "ТЭРМ")

Первые данные об операциях ГРП на ЮЛТ датируются 2002 годом (подрядчик работ – "Schlumberger"). Начиная с 2004 г. количество привлеченных сервисных компаний было увеличено и работы по гидроразрыву начала проводить компания "Halliburton", а с 2006 г. – также "BJ" и "CWS". Тем не менее, основным оператором проведения работ по ГРП на ЮЛТ является фирма "Schlumberger". На начало 2011 года на месторождении проведено (считая гидроразрыв по каждому горизонту – за отдельный ГРП) – свыше трех тысяч операций (табл. 3.6.1, рис. 3.6.1).

Таблица 3.6.1 – Динамика количества ГРП, выполненных на Приобском месторождении (ЮЛТ), скв.-операций

Горизонты	Годы									Всего	То же, в %
	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010		
АС <sub>10</sub>	3	69	76	132	247	250	151	370	486	1784	59
АС <sub>12</sub>	1	22	59	101	156	234	283	195	172	1223	41
Всего	4	91	135	233	403	484	434	565	658	3007	100

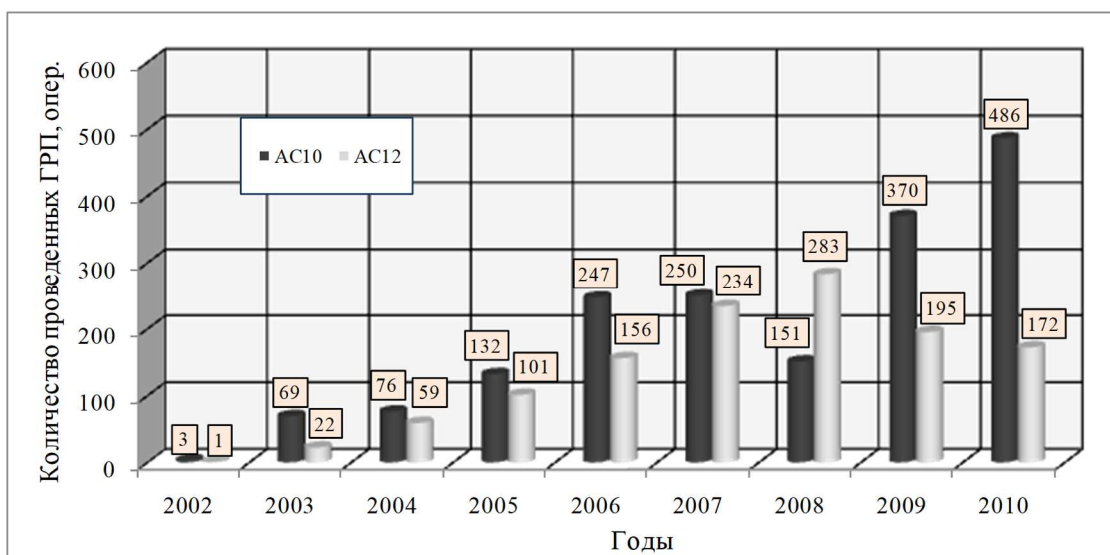


Рис. 3.6.1 Динамика гидроразрывов, выполненных на Приобском месторождении (ЮЛТ) по продуктивным горизонтам АС<sub>10</sub> и АС<sub>12</sub>

Объемы ежегодно выполняемых на месторождении операций гидроразрыва имеют растущую (за исключением 2008 года) тенденцию. В целом, около 60% от числа выполненных за историю операций ГРП пришлось на горизонт АС<sub>10</sub>. При этом активность применения технологии на другом горизонте – АС<sub>12</sub>, характеризующемся наихудшими геолого-физическими характеристиками, несколько замедлилась.

Многочисленные лабораторные исследования, проведенные компанией и привлекаемыми подрядными организациями, позволили усовершенствовать методики и дизайн ГРП, выбрать оптимальные рецептуры жидкостей разрыва, разработать более прочные марки проппанта и улучшить способы его закрепления в призабойной зоне пласта. Для оптимизации дизайна ГРП ООО «Газпромнефть-Хантос» привлекало современные зарубежные методы исследования коллекторов: MDT, FMI, DSI. В результате, к настоящему времени на ЮЛТ Приобского месторождения сложилась весьма эффективная си-

стема управления процессами проведения гидроразрыва особо низкопроницаемых пластов.

### 3.6.2 Анализ массы пропанта, закачанного в скважины ЮЛТ

Масса закачанного в скважины пропанта за историю разработки Приобского месторождения изменялась в диапазоне: от менее, чем 20 – до более 200 т/скв. Распределение выполненных 2927 гидроразрывов по массе закачанного в пласт пропанта показано в табл.3.6.2 и на рис.3.6.2.

Таблица 3.6.2 – Распределение выполненных операций гидроразрывов по массе закачанного пропанта. Объект АС<sub>10-12</sub>

Масса закачанного пропанта, т	Периоды			Всего	То же, в %
	2002-2004гг.	2005-2007гг.	2008-2010гг.		
менее 20	1	29	43	73	2,5
20-40	11	61	317	389	13,3
40-60	14	162	331	507	17,3
60-80	33	189	256	478	16,3
80-100	46	209	224	479	16,4
100-120	48	126	169	343	11,7
120-140	28	69	92	189	6,5
140-160	28	67	62	157	5,4
160-180	12	36	30	78	2,7
180-200	5	44	24	73	2,5
более 200	6	99	56	161	5,5
Итого	232	1091	1604	2927	100
То же в %	7,9	37,3	54,8	100	

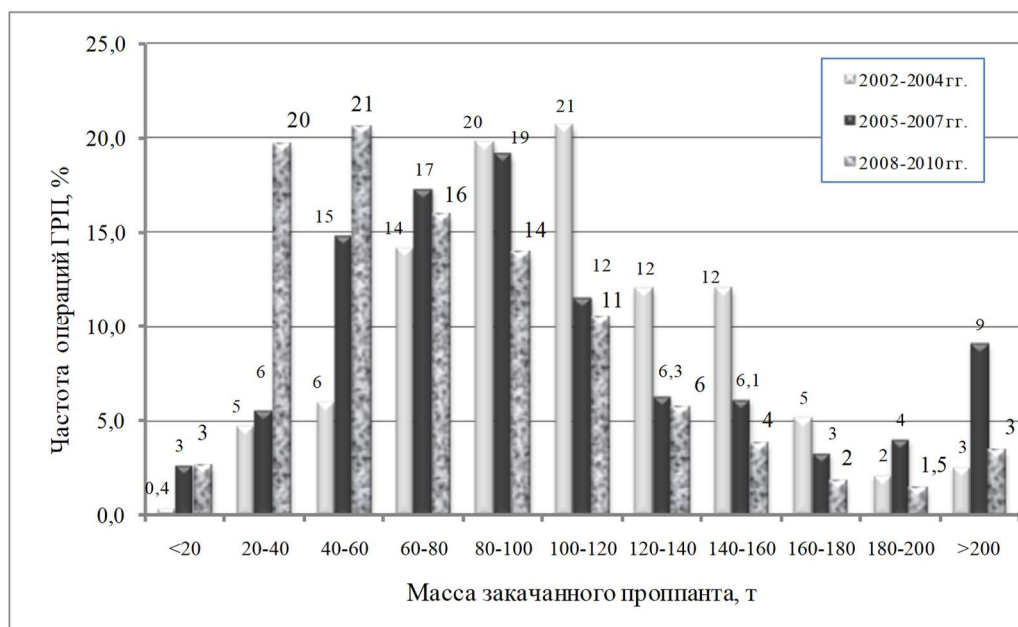


Рис. 3.6.2 Распределение выполненных ГРП по массе закачанного в пласт пропанта по периодам времени

Несмотря на то, что за 2008-2010гг. совокупный объем выполненных гидроразрывов на 68% превышал их количество за предыдущий трехлетний период (2005-2007гг.), в структуре операций наблюдались заметные измене-

ния. Если в 2005-2007гг. на долю большеобъемных (более 100т проппанта) ГРП приходилось около 40% количества операций, то в 2008-2010гг. объем проппанта превышал 100т – только лишь в каждой четвертой операции. И наоборот, доля относительно малообъемных операций (масса проппанта < 40т/опер.) при этом увеличилась – с 9 до 23%. В основном, это явление обусловлено переносом гидроразрывов пласта в зоны с меньшими нефтенасыщенными толщинами (табл. 3.6.3). Например, средняя нефтенасыщенная толщина в скважинах, пробуренных в 2008-2010гг. составляла 16 м, что на 4,4м (или 22%) меньше, чем в 2005-2007гг. (20,4 м).

Таблица 3.6.3 – Распределение количества вводимых эксплуатационных скважин по величине нефтенасыщенной толщины  $h_{нн}$  объекта АС<sub>10-12</sub>

$h_{нн}$ , м	Ввод скважин по годам, шт									Всего скважин	То же, в %
	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010		
<3							3	6	6	15	1
3 - 5	1				1	4	12	25	15	58	3
5 - 10		11	3	14	27	34	68	115	58	330	19
10 - 15	1	12	7	19	53	58	62	85	88	385	22
15 - 20	2	6	8	22	36	56	54	65	78	327	19
20 - 25		4	9	12	30	39	43	51	49	237	14
25 - 30	1	2	8	12	18	28	30	22	37	158	9
30 - 35		1	9	9	21	14	18	13	18	103	6
35 - 40		1	6	10	10	7	6	2	7	49	3
40 - 45		1	2	8	7	7	4		3	32	2
45		1	10	7	3	1	4	1	1	28	2
Итого скважин	5	39	62	113	206	248	304	385	360	1722	100
Средняя $h_{нн}$ , м	15,7	16,5	29,6	23,8	20,3	18,9	17,3	14,1	17,0		
	24,1			20,4			16,0				

Анализ гидроразрывов в разрезе отдельных горизонтов – АС<sub>10</sub> и АС<sub>12</sub> показал, что количество большеобъемных операций (> 100т проппанта), выполненных в 2002-2010гг., примерно одинаковое: по АС<sub>10</sub> – 517 ГРП (или 29% от всех выполненных на этом же горизонте операций), по АС<sub>12</sub> – 484 ГРП (или 42%) – табл. 3.6.4. Вследствие более высокой доли большеобъемных гидроразрывов в структуре операций по горизонту АС<sub>12</sub> средняя масса проппанта на одну скважино-операцию здесь весьма велика – 103 т/опер., что на 15 тонн (17%) выше аналогичного показателя по горизонту АС<sub>10</sub> – 88 т/опер.

Важно отметить то, что на протяжении последних четырех лет (2007-2010гг.) по горизонтам АС<sub>10</sub> и АС<sub>12</sub> наблюдалось сближение средних величин массы проппанта – на одну скважино-операцию, а также имела место достаточно синхронная динамика их изменения во времени (рис. 3.6.3).

В результате анализа данных о выполненных гидроразрывах установлено, что в половине всех операций удельный расход проппанта на 1м эффективной толщины продуктивного разреза составлял 5-10т (табл. 3.6.5). Еще в 1/3 всех случаев этот показатель находится в пределах от 10 до 15 т/м. В целом за историю разработки ЮЛТ среднее значение удельного расхода проппанта составляет – 8,7т/м. В динамике по годам средний удельный расход проппанта изменялся в пределах от 7,2 до 10,6 т/м, в т.ч. в 2010 году составил 7,7 т/м.

Таблица 3.6.4 – Распределение количества выполненных операций ГРП по массе проппанта по горизонтам АС<sub>10</sub> и АС<sub>12</sub>

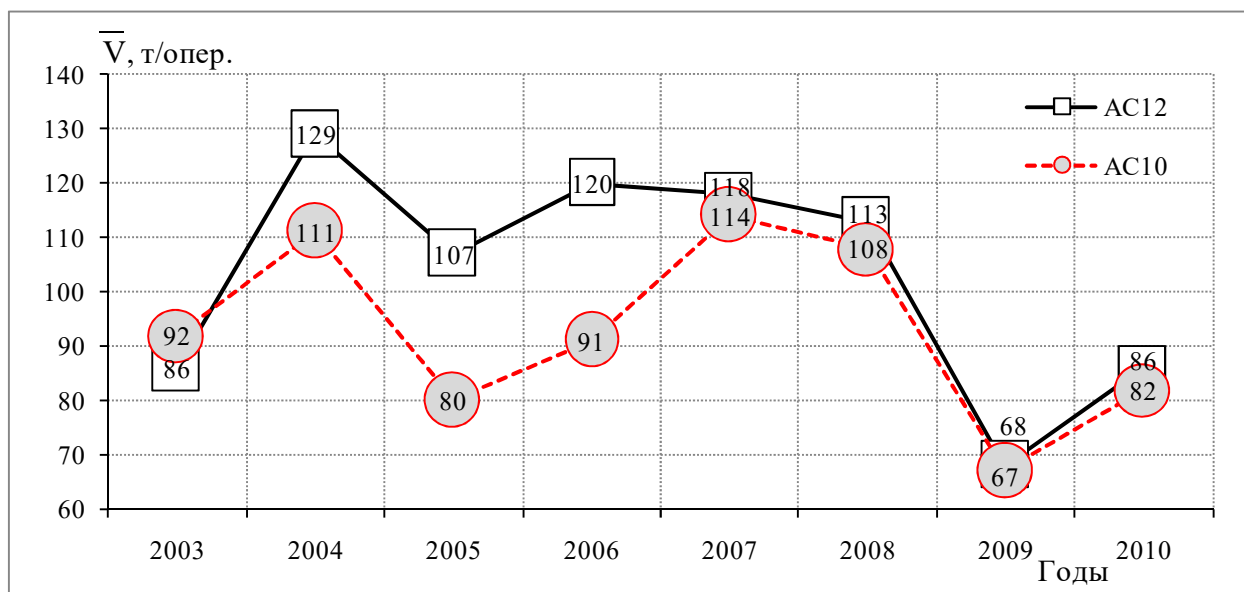
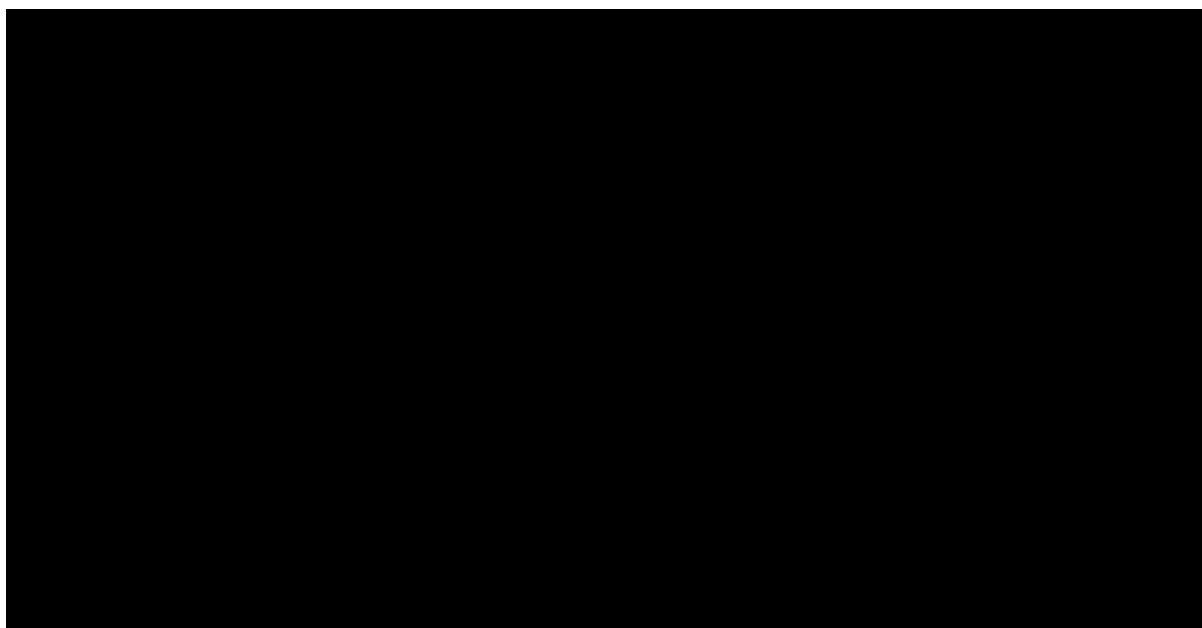


Рис. 3.6.3 Динамика удельной массы проппанта ( $\bar{V}_{уд}$ ), закачанного в 1 скважину по горизонтам (во времени)

Структура выполненных гидроразрывов по отдельным горизонтам АС<sub>10</sub> и АС<sub>12</sub> в части удельного расхода проппанта на 1 м – также идентична. Примерно 84% всех операций характеризуется удельным расходом проппанта – от 5 до 15 т/м. Близкие значения среднего удельного расхода проппанта (рис. 3.6.4) по продуктивным горизонтам АС<sub>10</sub> (8,5 т/м) и АС<sub>12</sub> (9,1 т/м) свидетельствуют о схожих, в целом, подходах к технологии выполнения рассматриваемого вида работ.



Таблица 3.6.5 – Динамика распределения количества гидроразрывов по удельной массе пропанта на 1метр эффективной толщины по объекту АС<sub>10-12</sub> – во времени

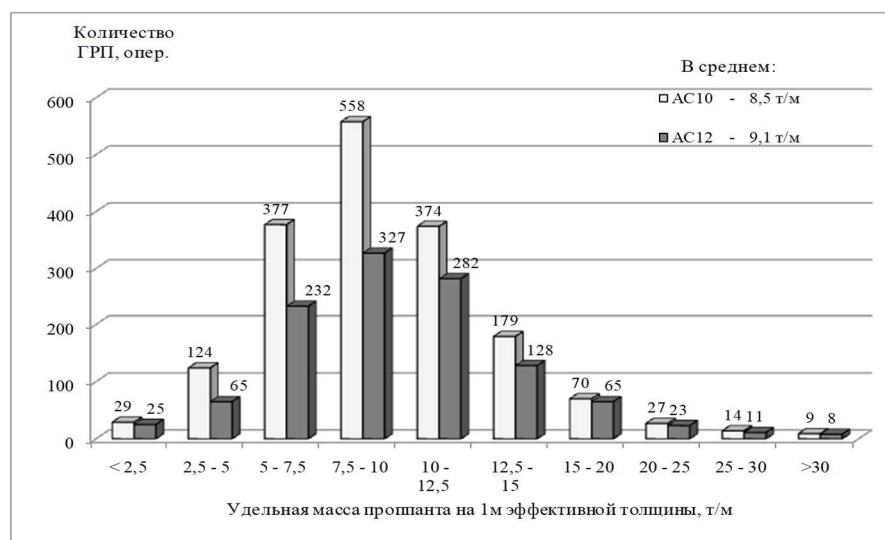
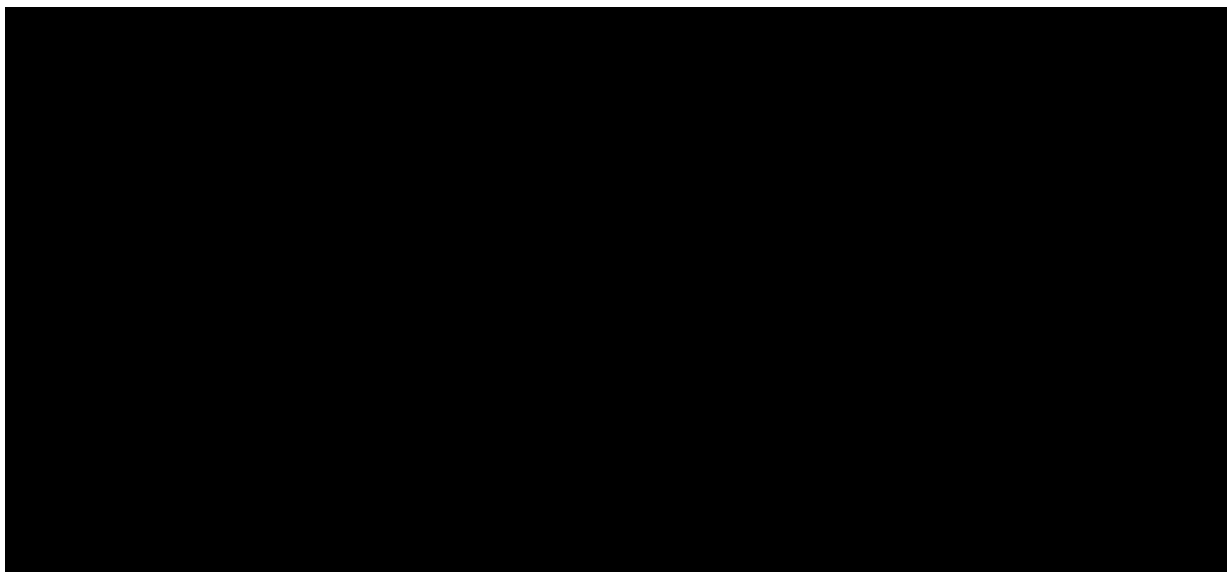


Рис. 3.6.4 Распределение количества выполненных гидроразрывов по удельной массе пропанта

### 3.6.3 Усовершенствованные технологии гидроразрыва пластов

#### а) Технология гидроразрыва “Opti-Stim”

Специально для условий многопластовых месторождений компанией "Schlumberger" разработана (и впервые опробована на Приобском (ЮЛТ) месторождении) технология под названием “Opti-Stim”, предусматривающая проведение гидроразрыва сразу нескольких продуктивных пластов за одну спускоподъемную операцию.

Внедрение этой технологии позволило снизить время проведения работ и их стоимость, а также решить задачу по подключению в разработку дополнительных запасов нефти, сосредоточенных в малопродуктивных пластах. Совершенствование применяемых технологий гидроразрыва пласта, использо-

вание различных методов борьбы с выносом проппанта (в т.ч. PropNet, закачка покрытого смолой проппанта в конце операции) направлено, в конечном итоге, на увеличение кратности роста дебитов нефти и увеличение продолжительности эффекта от проведённых гидроразрывов пласта.

***б) Первые результаты проведения пенных гидроразрывов на Приобском (ЮЛТ) месторождении [31]***

В настоящее время нефтедобывающие компании, проводя выбор геолого-технических мероприятий, нередко ограничиваются использованием традиционных технологий. А именно, выполнением гидроразрывов пласта с применением стандартных гелированных водных растворов на полимерной основе. Однако эти растворы, как и буровые растворы, а также жидкости глушения вызывают значительное повреждение, как продуктивного пласта, так и самой трещины. Это существенно снижает остаточную проводимость трещин после гидроразрыва, а, следовательно, и дебиты скважин и добычу нефти. Особо серьезные последствия кольматация пласта и трещин ГРП проявляется на объектах, имеющих текущие пластовые давления на уровне – менее, чем 80 % от первоначального давления.

Устранить указанные отрицательные последствия позволяют технологии, использующие смеси жидкостей и газов, например: вспененные (в частности, азотированные) жидкости – с содержанием газа не более 52 % от общего объема смеси; пенные гидроразрывы – с содержанием газа в смеси более 52 %.

ООО «Газпромнефть-Хантос» и компания Schlumberger провели опытно-промышленные работы по опробованию пенных ГРП на Приобском месторождении. Пенный гидроразрыв, как и обычный, направлен на создание в пласте трещины, высокая проводимость которой обеспечивает хороший приток углеводородов к скважине. При пенном гидроразрыве за счет замены части (в среднем 60% объема) гелированного водного раствора – на сжатый газ (азот или углекислый газ) значительно возрастают проницаемость и проводимость трещин.

В мировой практике также отмечается большая эффективность использования пенных жидкостей при гидроразрывах пласта в скважинах, где пластовой энергии недостаточно для выноса отработанной жидкости ГРП в ствол скважины при ее освоении. Например, по многим выбранным для пенных ГРП скважинам Приобского месторождения, пластовое давление снизилось весьма значительно – до 50 % от первоначального.

При проведении пенных ГРП сжатый газ, который был закачан в составе пены, помогает вытеснить отработанный раствор из пласта. Это увеличивает объемы выноса отработанной жидкости и снижает время отработки скважины. При проведении опытных работ по гидроразрыву на Приобском месторождении в качестве газовой фазы был выбран наиболее универсальный газ – азот. Преимущества азота следующие:

- азот повсеместно используется при освоении скважин с гибкими НКТ;
- азот инертен и совместим с жидкостями гидроразрыва.

Отработка скважин после выполнения работ, представляющая собой часть пенного сервиса, также осуществлялась силами компании Schlumberger.

Особенностью ОПР явилось выполнение ГРП не только в новых скважинах, но и в действующем (старом) фонде – в пластах с ранее созданными трещинами. При этом в качестве жидкой фазы пенной смеси была выбрана сшитая полимерная система. Полученная пенная смесь помогает успешно решать проблему сохранения свойств призабойной зоны. Концентрация полимера в системе невелика – всего 7 кг/т проппанта; для сравнения – в добывающих скважинах ближайшего окружения при обычном ГРП – 11,8 кг/т проппанта.

В целом, отмечается [31] успешное проведение пенных ГРП с использованием азота в скважинах горизонтов АС<sub>10</sub> и АС<sub>12</sub> Приобского месторождения. Повторные ГРП в действующем фонде скважин позволяют вовлечь в разработку новые пласты и прослои, ранее не затронутые разработкой.

При анализе эффективности пенных ГРП их результаты сравнили с результатами, полученными по соседним добывающим скважинам, в которых были проведены обычные ГРП (табл.3.6.6).

Таблица 3.6.6 – Результаты пенного гидроразрыва пласта на ЮЛТ Приобского месторождения [31]

Разновидность ГРП	Потенциал дебита жидкости, м <sup>3</sup> /сут	
	При P <sub>заб</sub> = 8 МПа	При P <sub>заб</sub> = 6 МПа
Обычный (в соседних скважинах)	39,1	45,6
Пенный гидроразрыв /5 скважин/	46,3	52,4
Прирост дебита, м <sup>3</sup> /сут	+7,2	+6,8
То же, %	+18,4	+14,9

Сравниваемые скважины вскрыли пласты с примерно одинаковыми нефтенасыщенными толщинами. Фактические дебиты старых скважин после пенного ГРП (при среднем давлении на приеме насоса 5 МПа) превысили дебиты соседних скважин по жидкости и нефти, соответственно, на 20 и 50 % (рис. 3.6.5). Из сравнения средних показателей работы скважин нового фонда после обыкновенного и пенного гидроразрыва пласта следует, что дебиты жидкости и нефти близки (рис. 3.6.6).



Рис. 3.6.5 Сравнение средних пусковых показателей по ранее работавшим скважинам с обычными пенными ГРП [31]

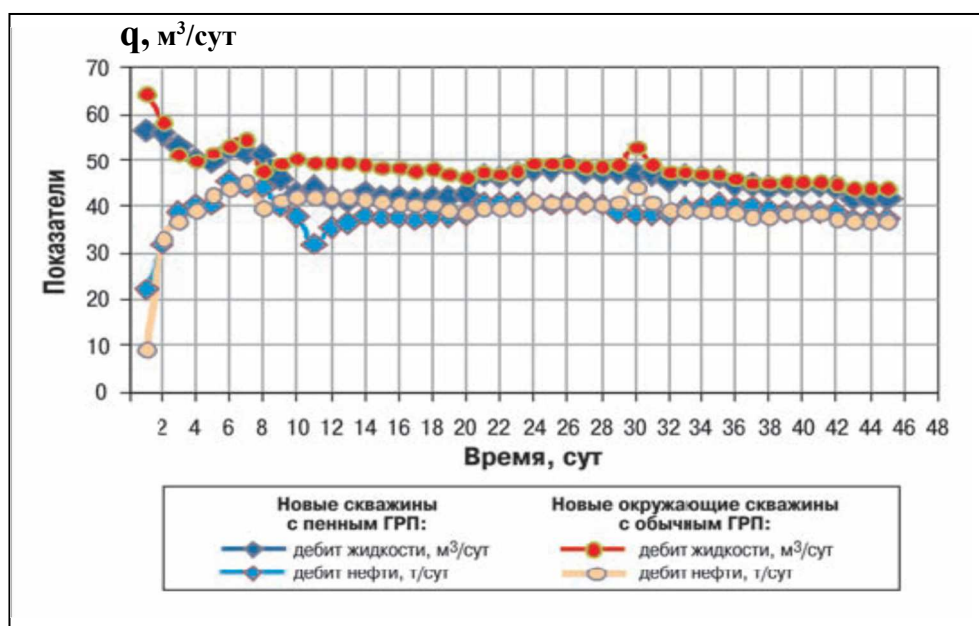


Рис. 3.6.6 Сравнение средних пусковых показателей эксплуатации новых скважин с обычными пенными ГРП [31]

Однако рабочее забойное давление в обработанных скважинах после пенных ГРП оказалось более высоким и составляло в среднем 8,9 МПа, а в окружающих добывающих скважинах всего лишь – 5,9 МПа, т.е. ниже на 34%. Выполненный перерасчет потенциала скважин на величину забойного давления позволяет более реально оценить эффект от проведенных пенных гидроразрывов.

Таким образом:

1. Проведение пенных ГРП в пяти скважинах Приобского месторождения (ЮЛТ) показало свою эффективность как в действующем (старом) добывающем фонде, так и по новым скважинам. Дебиты добывающих скважин после проведения пенных оказались на 15-18% выше, чем по скважинам с обычными ГРП [31].

2. Более высокое давление на приеме насоса в скважинах после применения пенных смесей свидетельствует об образовании трещин с более высокой проводимостью, что обеспечивает получение дополнительной добычи нефти.

### 3.6.4 Анализ эффективности применения ГРП на месторождении

Проведение анализа в указанном направлении осложнено тем, что операции в массовом порядке проводились сразу после бурения, при вводе скважин в эксплуатацию. Вследствие этого, практически по всему эксплуатационному фонду скважин отсутствуют базовые значения параметров работы добывающих скважин – до проведения интенсификации притоков. Тем не менее, ориентировочная оценка прироста добычи нефти за счет ГРП выполнена как по каждой скважине, так и по месторождению в целом.

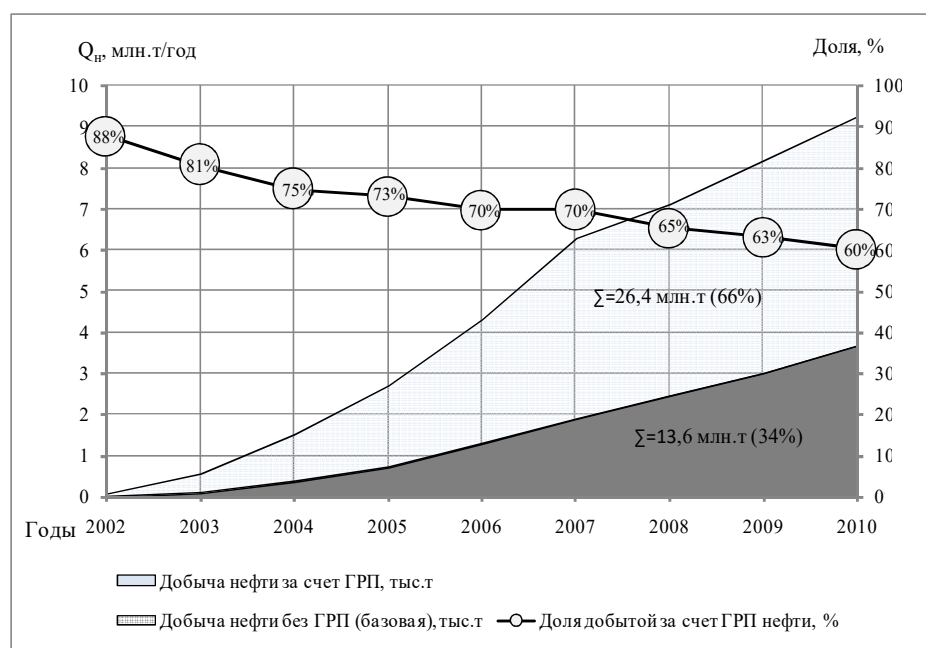
С целью оценки базовых дебитов (без ГРП) были исследованы результаты, полученные при первичных испытаниях разведочных скважин ЮЛТ.

Для осреднения полученных при испытании горизонтов АС<sub>10</sub> и АС<sub>12</sub> результатов и соответствующих им геолого-физических и динамических харак-

теристик использованы сведения более, чем по 30 достоверным испытаниям пластов. Базовые (начальные) дебиты нефти и жидкости для каждой перебивавшей в добыче эксплуатационной скважины также оценивались с учетом вскрытых в ней горизонтов и их геолого-физических параметров ( $h_{нн}$ ,  $K_{пр}$ , проводимость).

**В итоге получено, что за историю разработки ЮЛТ месторождения около  $\frac{2}{3}$  от всей накопленной добычи нефти обеспечено за счет массового применения гидроразрыва пластов.**

Столь значительный эффект позволяет сделать вывод о том, что в условиях низкопроницаемых коллекторов Приобского месторождения гидроразрыв пластов является не столько традиционным методом интенсификации добычи, сколько целенаправленной высокоэффективной технологией разработки.



**Рис. 3.6.7 Оценка дополнительной добычи нефти, полученной за счет проведения ГРП на Приобском месторождении (ЮЛТ)**

Плавное снижение совокупной доли нефти, полученной за счет ГРП, – до 60% в 2010г. обусловлено увеличением в структуре добывающего фонда доли скважин, имеющих продолжительный период эксплуатации после проведения гидроразрывов и, как следствие, вполне закономерное снижение дополнительной добычи нефти по ним.

Для сведения читателя укажем, что согласно опубликованным [149] по СЛТ Приобского месторождения НК "Роснефть" данным эффективность ГРП (в виде доли дополнительной добычи нефти в составе общей добычи) практически совпадает с оценкой, полученной нами по ЮЛТ.

А именно: КИН по СЛТ без применения ГРП был оценен авторами проекта [149] всего лишь в 0,109, а дополнительная добыча нефти за счет ГРП за весь период разработки месторождения оценена в 628 млн.т, ожидаемый конечный КИН по СЛТ с учетом применения гидроразрывов составит 0,337 (см.табл.3.6.7).

**Таким образом, прирост КИН за счет внедрения ГРП по СЛТ Приобского месторождения за весь период разработки составит  $\Delta=+0,228$ , а относительный прирост НИЗ нефти за счет использования технологии ГРП достигнет 68% от суммарной накопленной добычи нефти.**

Таблица 3.6.7 – СЛТ Приобского месторождения /НК "Роснефть"/  
Составляющие КИН с учетом гидроразрыва пластов, доли ед.

Пласты	Принято в техсхеме 2006г. [149]									Предыдущий КИН на гос. балансе	Прирост КИН, доли ед.
	$h_n$ , м	K, мД	$K_{песч}$	$K_{расчл}$	$K_{ни}$	$K_{он}$	$K_{выт}$	$K_{охв}$	КИН с ГРП		
АС <sub>10</sub>	10	6	0,25	8,0	0,70	0,354	0,495	0,670	0,331	0,241	+0,090
АС <sub>11</sub>	13	10	0,32	8,7	0,71	0,339	0,523	0,765	0,400	0,367	+0,033
АС <sub>12</sub>	15,1	3	0,17	14,5	0,68	0,358	0,481	0,629	0,303	0,244	+0,059
Всего									0,337	0,281	+0,056

Приведенные выше данные по уникальному Приобскому месторождению убедительно опровергают ошибочные мнения отдельных специалистов (в т.ч. и из РГУ нефти и газа им.И.М.Губкина) о якобы имеющем место "вреде недрам", наносимым технологиями гидроразрыва пластов. Отнесение рассматриваемого высокоэффективного метода интенсификации добычи нефти и увеличения нефтеотдачи низкопроницаемых пластов к "варварским" технологиям разработки может рассматриваться пока только лишь как околонуучная спекуляция, не подтвержденная ни теоретическими расчетами, ни результатами трехмерного моделирования, ни практическими примерами из разработки конкретных месторождений.

В пределах ЮЛТ Приобского месторождения эффективность гидроразрыва пласта и её продолжительность по скважинам с заметно отличающимися геолого-физическими характеристиками – различны. Тем не менее, некоей общей закономерностью для абсолютного большинства скважин, является достаточно высокий темп падения дебита нефти за первый период (полгода – год) эксплуатации после проведения гидроразрыва.

В ходе исследования установлено, что в целом за историю разработки Приобской площади "усредненная" скважина за первые 6 месяцев эксплуатации после ГРП теряла 39% от своего начального дебита нефти, за год потери составляли около 45%. В абсолютных величинах средний начальный дебит скважин составлял 51 т/сут, через 6 месяцев он снижался до ~ 31 т/сут (табл. 3.6.8), а через 12 месяцев – до 28 т/сут.

Длительность эффекта от проведенных гидроразрывов, выраженного в кратности роста дебита жидкости (относительно его значения до проведения операции) – достаточно продолжительна. В условиях отсутствия достоверных характеристик начального периода работы скважин (без интенсификации) за базу принимались расчетные дебиты жидкости, полученные с учетом проводимости горизонтов в каждой эксплуатационной скважине (по ГИС) и имеющихся достоверных результатов испытаний разведочных скважин.

Представленная на рис. 3.6.8 динамика изменения кратности дебита демонстрирует более резкое падение дебита жидкости в течение первых 6-9 месяцев с момента проведения гидроразрыва и замедление темпов снижения кратности дебита жидкости в последующие месяцы эксплуатации.

Таблица 3.6.8 – Динамика падения дебита нефти после ГРП за первый год эксплуатации (по скважинам, сгруппированным по величине вскрытых нефтенасыщенных толщин)

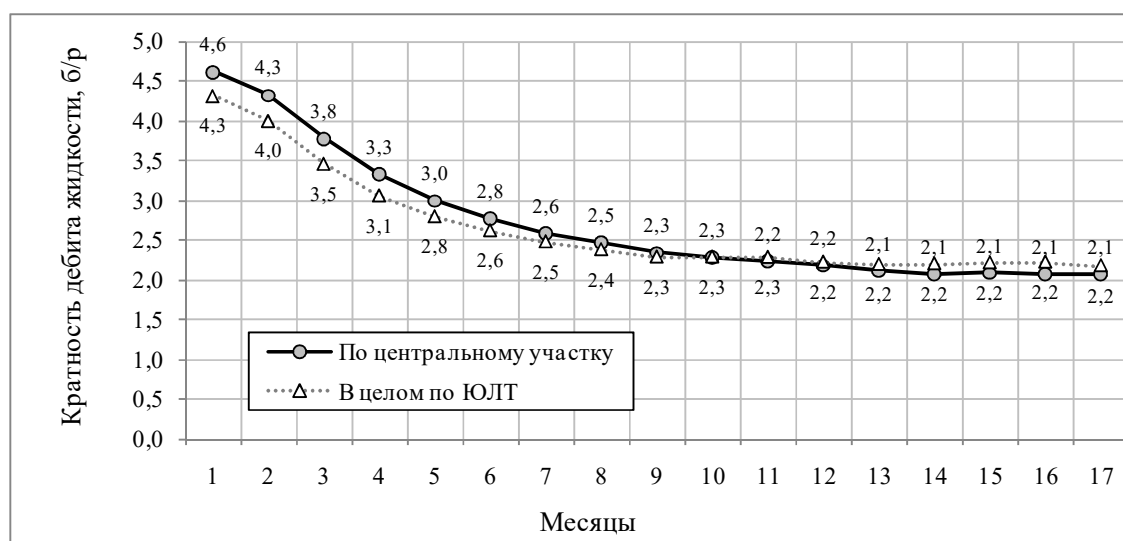
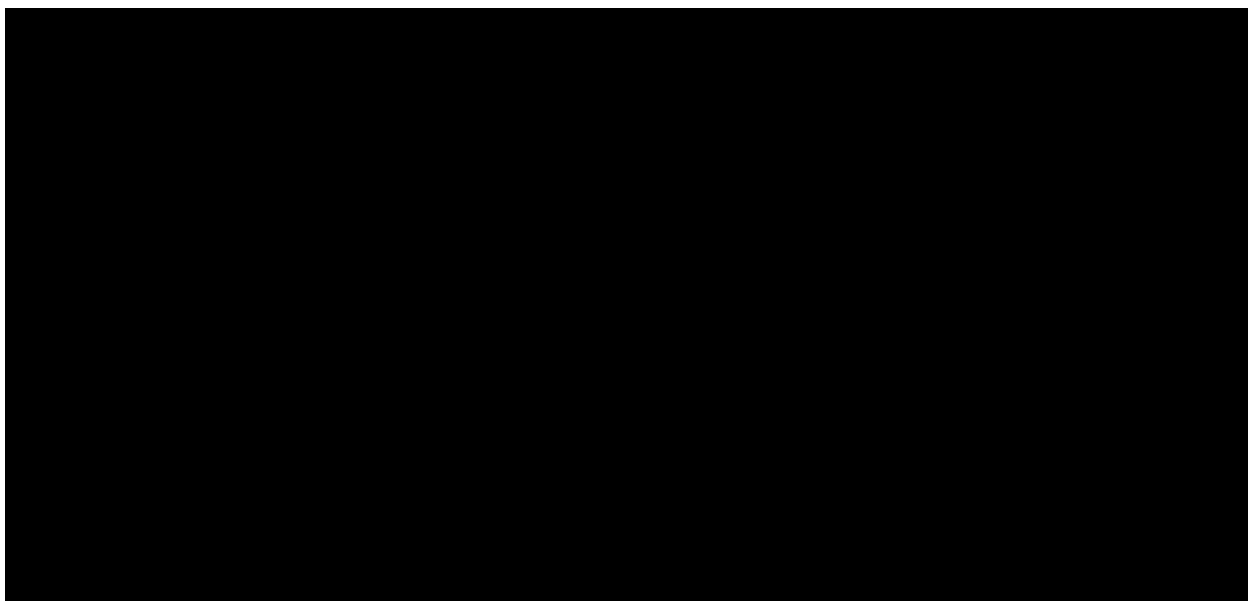


Рис. 3.6.8 Динамика средней кратности прироста дебита жидкости по скважинам после ГРП

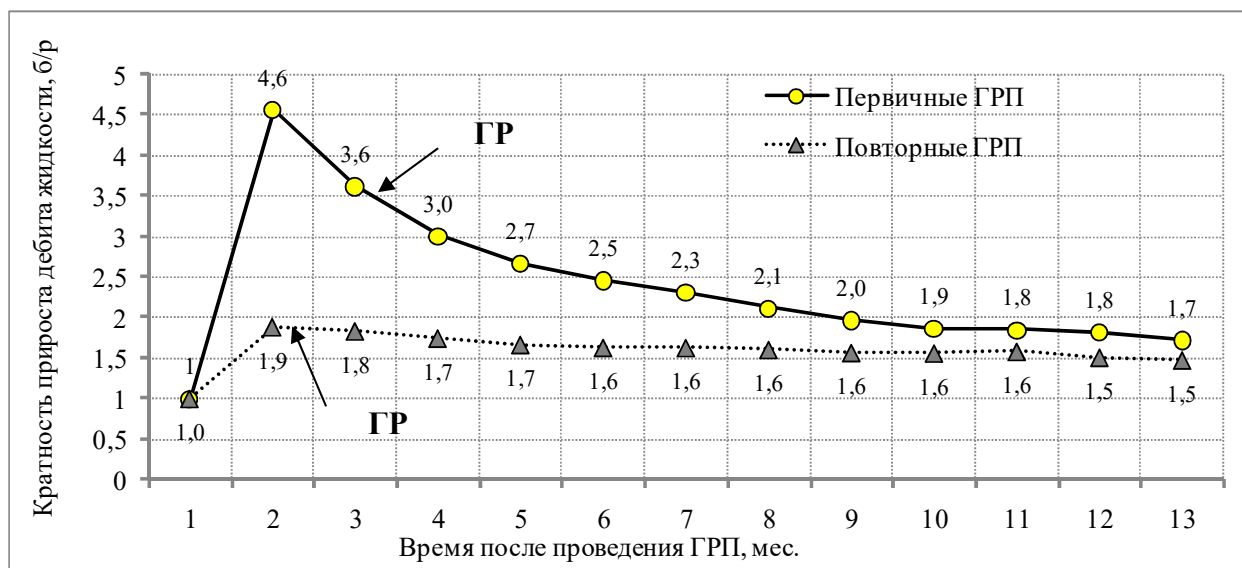
Операции ГРП, выполненные по Центральному (основному) участку месторождения (где, кстати, также реализована комплексная программа одновременно-раздельной закачки в горизонты АС<sub>10</sub> и АС<sub>12</sub>), характеризуются несколько повышенной кратностью прироста дебитов жидкости – в первые девять месяцев работы скважин после проведения гидроразрыва.

### 3.6.5 Повторные гидроразрывы пластов в скважинах объекта АС<sub>10-12</sub>

Важно отметить, что во многих скважинах Приобского месторождения

гидроразрывы выполнялись не по одному разу. Поскольку объектом разработки является пачка пластов АС<sub>10-12</sub>, а величина глинистого раздела между составляющими его горизонтами АС<sub>10</sub> и АС<sub>12</sub> весьма значительна (от десятков до 200м и более) то при вводе скважины в эксплуатацию ГРП выполнялись, как правило, на каждом из них.

В ряде скважин были проведены повторные операции, однако их эффективность оказалась несколько ниже, чем по первичным операциям. Например, за 8 месяцев 2010 года в 50 скважинах (введенных в эксплуатацию в период с 2002 по 2009г.) были выполнены повторные гидроразрывы. На рис. 3.6.9 представлено сравнение эффективности выполненных в этих скважинах первичных и повторных ГРП, выраженной в кратности прироста дебита жидкости. При этом в случае анализа эффекта от повторного ГРП за исходную базу принимался дебит жидкости по скважине – непосредственно перед выполнением повторного гидроразрыва.



**Рис. 3.6.9** Динамика средней кратности прироста дебита жидкости после ГРП (по 50 скважинам, в которых в течение первых 8 месяцев 2010г. были выполнены повторные ГРП)

Более скромные относительные показатели увеличения дебита жидкости и более плавная динамика его снижения после повторных гидроразрывов – вполне закономерны, если предположить наличие в пласте остаточных трещин, созданных в процессе первичных операций гидроразрыва.

### 3.6.6 Анализ применяемых на месторождении дизайнов гидроразрыва

Получение хороших результатов от гидроразрыва пласта и высокая доля успешных операций в значительной степени обуславливаются детальностью проработки дизайна. Оптимальная геометрия трещин обеспечивает минимальный скин-фактор и максимальный безразмерный коэффициент продуктивности.

Для скважины с расклиненной трещиной эффект от ГРП можно выразить через безразмерный коэффициент продуктивности –  $J_d$  с использованием параметра "псевдоскина" или параметра "эквивалентного радиуса скважины"



[190]:

$$J_d = \frac{1}{\ln\left(\frac{0.472r_e}{r_w}\right) + S_f}; \quad (1)$$

где:  $r_e, r_w$  – радиус, соответственно, контура питания скважины и скважины, м;

$S_f$  – скин-фактор, б/р.

Скин-фактор определяет степень изменения ФЕС в призабойной зоне пласта, а также потери депрессии на преодоление дополнительного фильтрационного сопротивления, вызванного: несовершенством скважины, изменением проницаемости ПЗП, разгазированием нефти, отклонением от линейного закона фильтрации Дарси, инерционным эффектом и другими факторами.

Параметр  $J_d$  является функцией геометрии области дренирования, а также двух безразмерных параметров, определяемых геометрией трещины [190]:

1) безразмерная проводимость трещины разрыва  $C_{fD}$ , связывающая пропускную способность трещины и пласта:

$$C_{fD} = \frac{k_f \cdot w}{k x_f}, \quad (2)$$

где  $k$  – проницаемость пласта

$k_f$  – проницаемость пропантной пачки

$w$  – средняя (расклиненная) ширина трещины

$x_f$  – полудлина трещины

2) коэффициент  $I_x$ , определяющий глубину проникновения трещины в продуктивный пласт:

$$I_x = \frac{2x_f}{x_e}, \quad (3)$$

где  $x_f$  – полудлина трещины

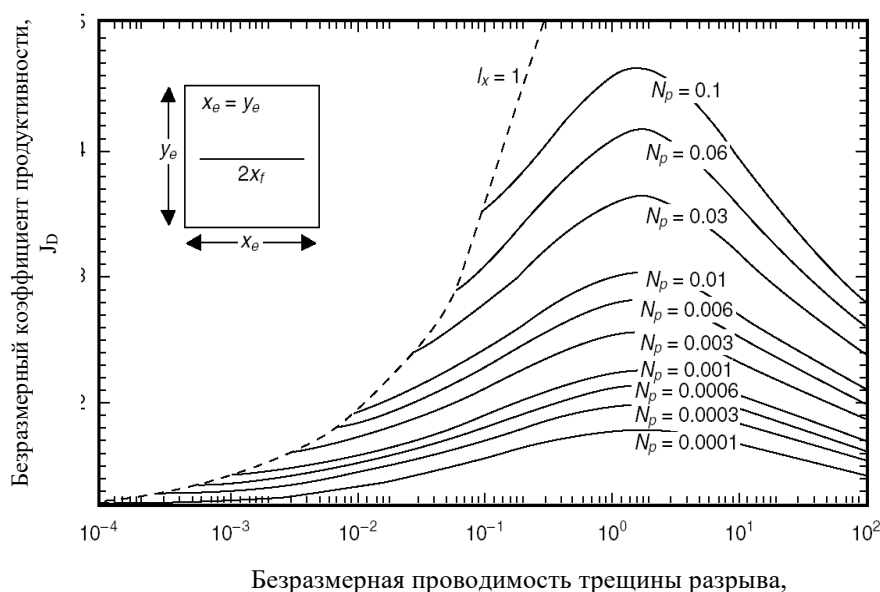
$x_e$  – длина стороны квадратной площади дренирования

Для характеристики геометрии трещин принято использовать [190] безразмерное "число пропанта", как весовое отношение объема упакованной трещины к объему пласта в пределах зоны дренирования:

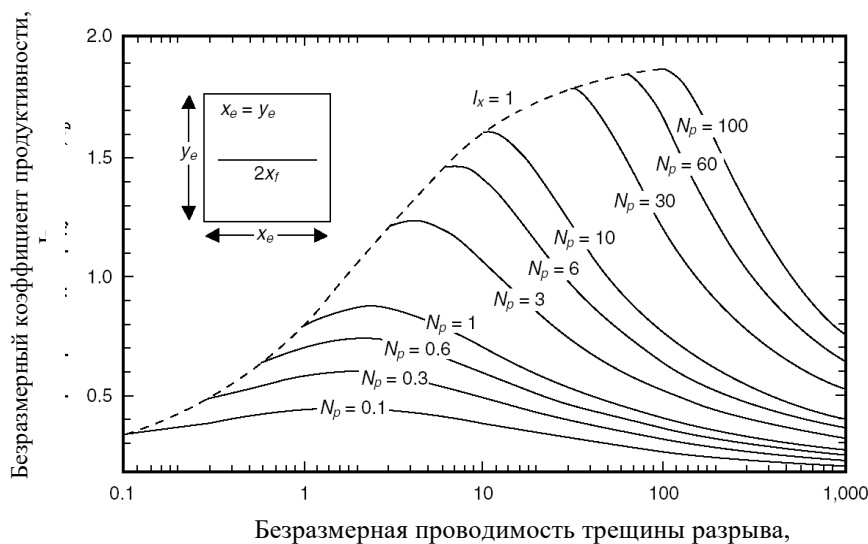
$$N_{prop} = I_x^2 C_{fD}. \quad (4)$$

В связи с тем, что число пропанта определяется коэффициентом проникновения и безразмерной проводимостью трещины, безразмерный  $K_{prod}$  можно представить как функцию  $N_{prop}$  и  $C_{fd}$ . Для фиксированной массы пропанта (т.е. и для  $N_{prop}$ ) существует некая оптимальная  $C_{fd}$ , при которой  $J_d$  – максимален.

Как видно из рис. 3.6.10 и 3.6.11, взятых из работы [190], для фиксированного значения  $N_{prop}$  максимальный  $K_{prod}$  достигается при строго определенной безразмерной проводимости трещины. Поскольку заданное число пропанта представляет собой фиксированный объем пропанта, достигающего продуктивного горизонта, наилучший компромисс между длиной и шириной достигается при безразмерной проводимости трещины, расположенной в районе пика отдельных кривых (рис. 3.6.10, 3.6.11).



**Рис. 3.6.10. Зависимость безразмерного коэффициента продуктивности от безразмерной проводимости трещины. Параметр  $N_{prop}$  – число проппанта (для  $N_{prop} < 0,1$ ) – [190]**



**Рис. 3.6.11 Зависимость безразмерного коэффициента продуктивности от безразмерной проводимости трещины. Параметр  $N_{prop}$  – число проппанта (для  $N_{prop} > 0,1$ ) – [190]**

Один из главных результатов, который виден из рис. 3.6.10 и 3.6.11, заключается в том, что при числах проппанта – меньше 0,1 (а это характерно для 15% всех гидроразрывов, выполненных на ЮЛТ) такой оптимальный компромисс всегда имеет место при  $C_{fd} = 1,6$ . При возрастании расклиненного объема оптимальный компромисс имеет место при более высоких безразмерных проводимостях трещины.

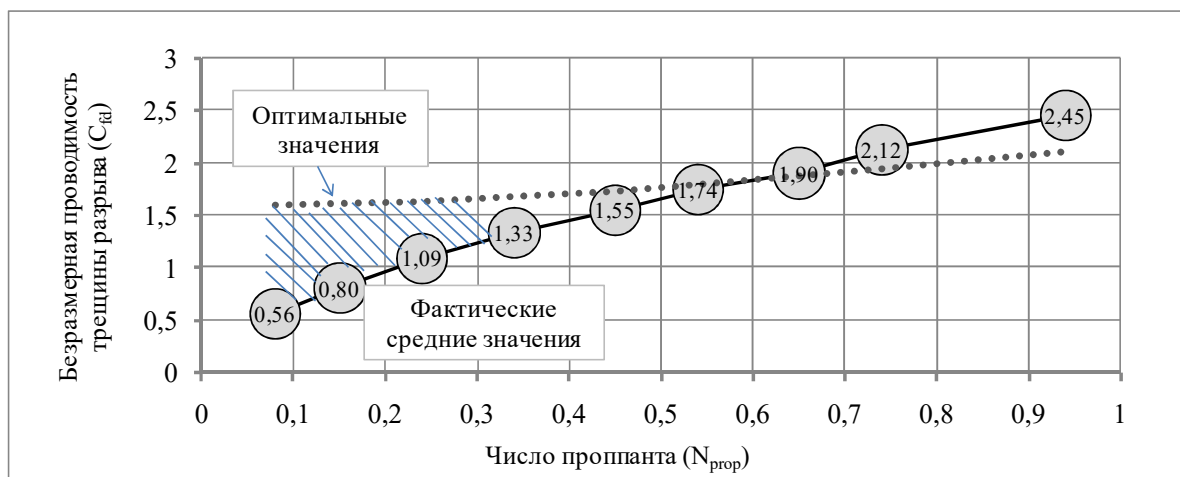
При этом безразмерный коэффициент вскрытия пласта не может быть больше единицы. Это означает, что когда трещина доходит до границы продуктивного пласта, дополнительный проппант тратится только на увеличение ширины трещины. На рис.3.6.11 видно, что абсолютный максимум, которого может достигнуть безразмерный коэффициент продуктивности, равен 1,909.

В пластах со средней (~ 50 мД) и высокой проницаемостью практически

невозможно достигнуть числа проппанта больше 0,1. Для ГРП типа "фрак-пак" числа проппанта лежат в диапазоне от 0,0001 до 0,01. Таким образом, для пластов средней и высокой проницаемости оптимальная безразмерная проводимость трещины  $C_{fd}$  всегда составляет 1,6 (рис. 3.6.10). Для низкопроницаемых коллекторов оптимальные значения будут выше 1,6 (см.рис. 3.6.11).

Теоретически в плотных низкопроницаемых пластах можно достигнуть высоких (более 1) безразмерных чисел проппанта [190], однако на практике это осуществить чрезвычайно сложно. При крупнообъемных гидроразрывах проппант может мигрировать вверх, создавая излишнюю незапланированную высоту трещины, или же он может проникнуть по латерали за пределы проектируемой области дренирования.

Для анализа соответствия фактических параметров геометрии трещин по горизонту АС<sub>10-12</sub> Приобского месторождения оптимальным значениям К.Е.Яниным (ООО "ПБ "ТЭРМ") актуализированные данные по проведенным операциям ГРП были сгруппированы по девяти интервалам числа проппанта – от 0,05 до 1. Далее, для каждого числа проппанта, превышающего 0,1, согласно известным алгоритмам [190], рассчитаны оптимальные значения безразмерной проводимости, с которыми и сравнивались фактические показатели (рис. 3.6.12).

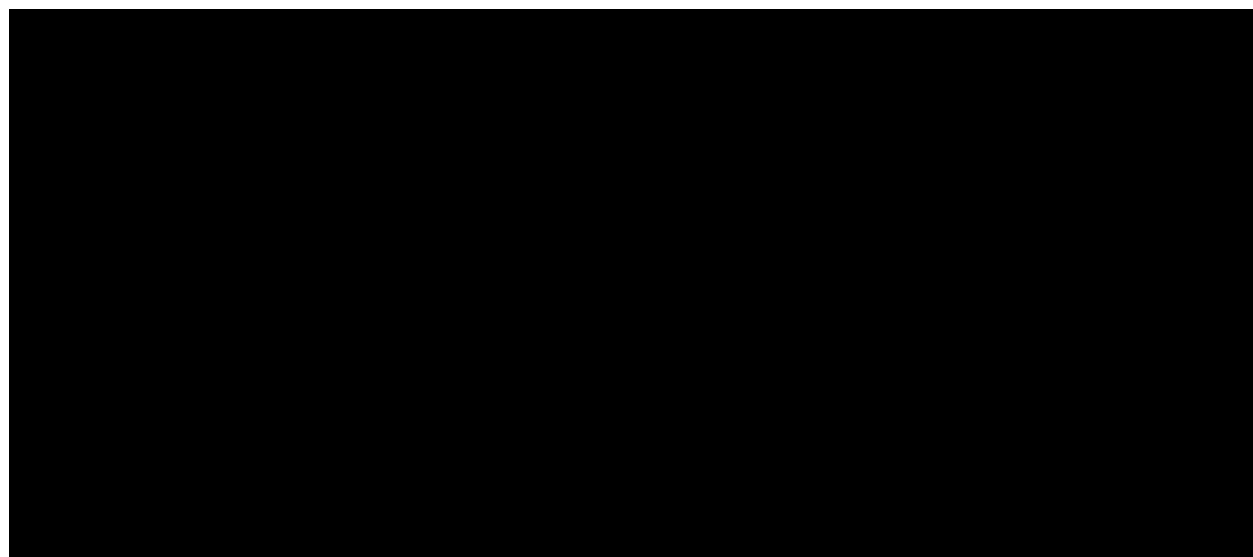


**Рис. 3.6.12 Сравнение фактической и оптимальной безразмерной проводимости трещин объекта АС<sub>10-12</sub> Приобского месторождения (ЮЛТ)**

Можно заметить, что при относительно низких значениях  $N_{prop}$  наблюдается наибольшее отклонение показателя  $C_{fd}$  от оптимальных значений. Пониженные значения безразмерной проводимости косвенно свидетельствуют о том, что созданные в пласте параметры (длина и ширина) трещин не являются оптимальными. Гидроразрывы с  $N_{prop} < 0,1$ , характеризующиеся в среднем трехкратным отклонением параметра  $C_{fd}$  от оптимальной величины, можно рассматривать как операции, в результате которых образовались относительно узкие трещины гидроразрыва.

Анализ расчетных и фактических данных (табл. 3.6.9) показал, что 60% от числа операций ГРП на ЮЛТ характеризуется безразмерными числами проппанта – от 0,1 до 0,3, а еще 15% – значениями от 0,05 до 0,1.

Таблица 3.6.9 – Качественная оценка ГРП, выполненных по объекту АС<sub>10-12</sub>, основанная на соотношении безразмерной проводимости и числа проппанта



Среднее значение  $N_{\text{проп}}$  для всей ЮЛТ по данным К.Е.Янина составляет 0,22. Следовательно, оптимальное значение параметра  $C_{\text{fd(опт)}}$ , отражающего соотношение пропускной способности трещины ГРП и фильтрационной способности пласта, для большинства операций должно быть несколько выше «базового значения» – 1,6.

В табл. 3.6.9 представлены расчетные значения  $C_{\text{fd(опт)}}$  для операций ГРП с  $N_{\text{проп}} > 0,1$ . Максимальный коэффициент продуктивности  $J_d$  достигается при значениях безразмерной проводимости трещин  $C_{\text{fd}}$ , близких к оптимальным. Следовательно, сопоставляя фактическую безразмерную проводимость  $C_{\text{fd}}$  и  $C_{\text{fd(опт)}}$ , можно оценить то количество выполненных ГРП, которое в наибольшей степени соответствует требуемым критериям эффективности.

В табл.3.6.9 затонированы и оконтурены те ячейки, в которых выполненные операции ГРП (по соотношению расчетных параметров, влияющих на изменение коэффициента продуктивности), можно отнести к наиболее успешным. В общей сложности к этой группе относится порядка 50% всех выполненных ГРП.

Из рис. 3.6.11 следует, что максимально возможный безразмерный коэффициент продуктивности (для  $N_{\text{проп}}=1$ ) составляет примерно 0,9, а из уравнения (1), что безразмерный коэффициент продуктивности неповрежденной вертикальной скважины равен 0,12-0,14, в зависимости от расстояния между скважинами и принятого радиуса скважины.

Таким образом, имеется гипотетический максимум кратности увеличения  $K_{\text{прод}}$  для псевдостационарного режима (относительно случая нулевого скина), равный приблизительно 7 (т.е. 0,9, поделенное на 0,13). Более высокие кратности могут быть достигнуты относительно изначально поврежденной скважины, где скин-фактор (до ГРП) имеет большую положительную величину. Поскольку в условиях ЮЛТ более чем в 99% случаев  $N_{\text{проп}} < 1$ , то и потенциал кратности роста безразмерного коэффициента продуктивности ( $J_d$ ) будет значительно ниже 7.

В процессе анализа установлено, что в среднем по ЮЛТ значение безразмерной проводимости трещин ( $C_{fd}$ ) находится на уровне единицы,  $N_{prop}$  – около 0,22, величина безразмерного коэффициента продуктивности ( $J_d$ ) – около 0,52. Таким образом, в целом по ЮЛТ кратность роста безразмерного  $K_{prod}$  будет составлять приблизительно 4, т.е. в четыре раза превышать значение, соответствующее скважине с нулевым скин-фактором (рис. 3.6.13).

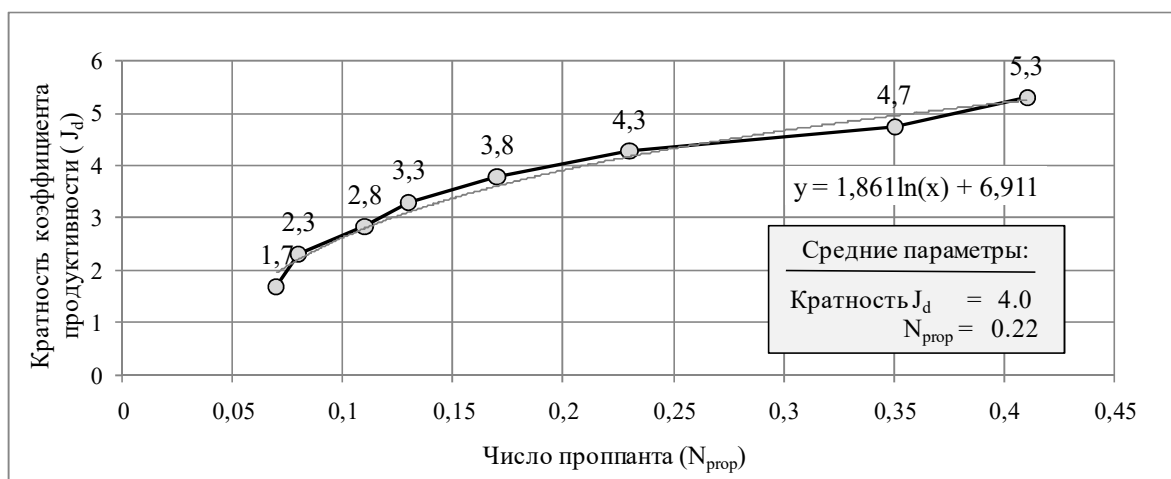
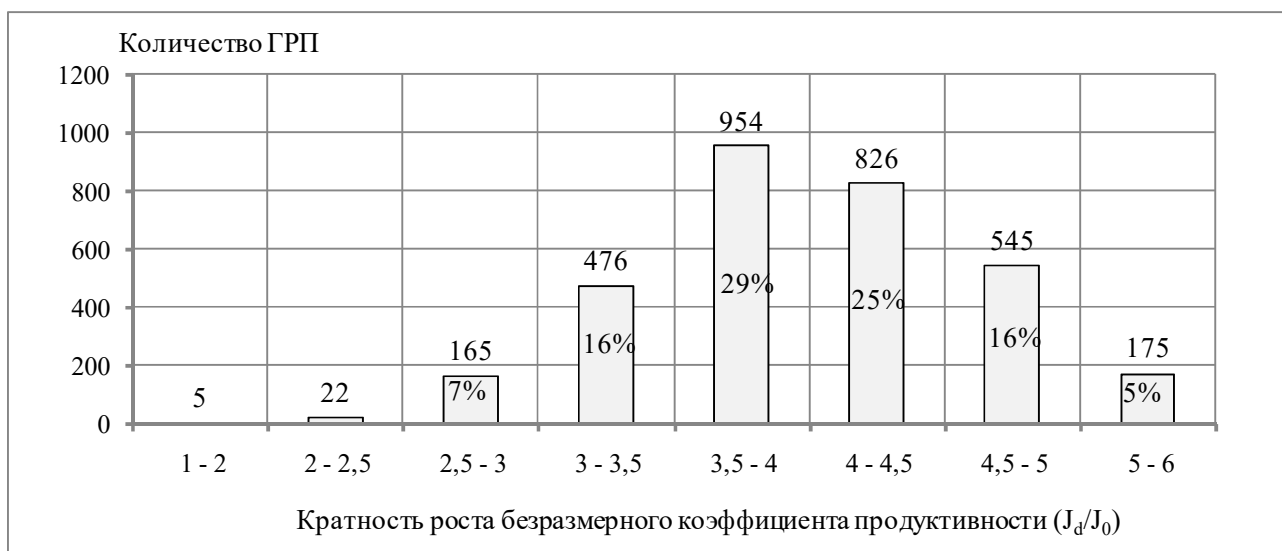


Рис. 3.6.13. Зависимость кратности роста безразмерного коэффициента продуктивности от безразмерного числа проппанта

Представленная на рис. 3.6.13 зависимость построена К.Е.Яниным по расчетным данным более, чем для трех тысяч операций ГРП, проведенных на Приобском месторождении (ЮЛТ). Закономерно то, что следствием более высоких значений чисел проппанта является повышенная кратность роста коэффициента продуктивности.

В 70% скважин с гидроразрывами пласта кратность роста безразмерного  $K_{prod}$  равна 3-4,5 (рис. 3.6.14), а еще в 23% случаев – более 4,5. На Центральном участке площади структура распределения выполненных гидроразрывов по кратности роста  $K_{prod}$  подобна картине на Приобском месторождении в целом, а именно, более 90% операций ГРП характеризуются величиной кратности роста  $J_d/J_0$ , превышающей 3.

В целом объективная картина по применяемым на Приобском месторождении (ЮЛТ) дизайнам ГРП представляется весьма благоприятной. Имеющиеся среднестатистические отклонения фактических параметров (ширина и полудлина) созданных трещин от оптимальных значений, полученных с использованием палеток из работы [190], – вполне умеренные.



**Рис. 3.6.14** Распределение числа ГРП, выполненных на ЮЛТ Приобского месторождения по ориентировочной кратности роста безразмерного коэффициента продуктивности

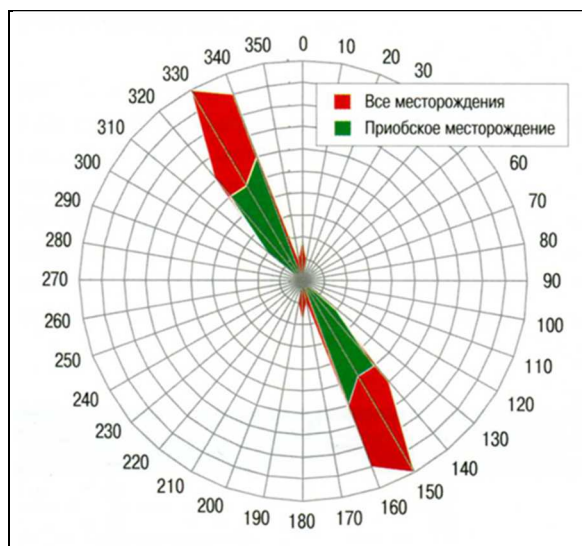
Тем более, что сами обоснованные в работе [190] "оптимальные" параметры, не всегда могут удовлетворять имеющимся на практике геологическим и техническим условиям и ограничениям. Например, максимальная ширина трещины в значительной степени зависит от механических свойств породы коллектора и максимального эффективного давления, которое может создать оборудование для проведения гидроразрыва. Максимальная длина трещины зависит от окружения скважины, положения фронта нагнетания воды и многих других факторов [12].

### **3.6.7 Изучение направления распространения трещин гидроразрыва в низкопроницаемых продуктивных пластах**

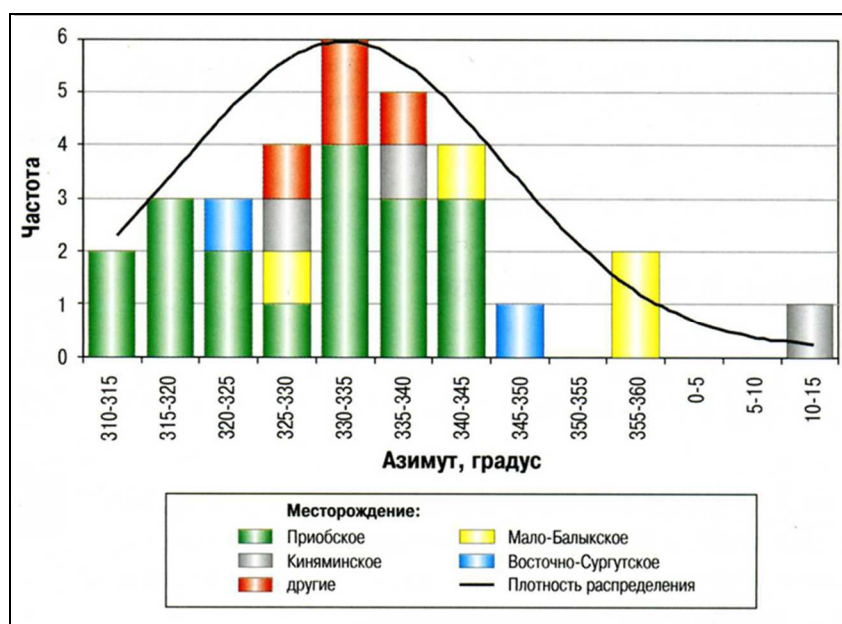
Нефтяные компании, разрабатывающие крупные месторождения, приуроченные к НПК, как правило, проводят специальные исследования по выявлению азимутального направления развития трещин, образующихся при гидроразрыве пластов.

Например, ООО "РН-Юганскнефтегаз" к маю 2010г. провело специальные ГИС в этом направлении на 199 скважино-объектах разработки [112]. Оказалось, что большинство (87%) азимутов трещины "первого" ГРП располагаются в интервале  $310^{\circ}$ - $345^{\circ}$ , независимо от принадлежности пластов к каким-либо месторождениям (рис.3.6.15). Обработав данные исследований методами математической статистики авторы [112] установили, что азимуты распространения трещин первого ГРП распределяются по нормальному закону с математическим ожиданием  $\approx 332^{\circ}$  при стандартном отклонении  $14^{\circ}$  (рис.3.6.16).

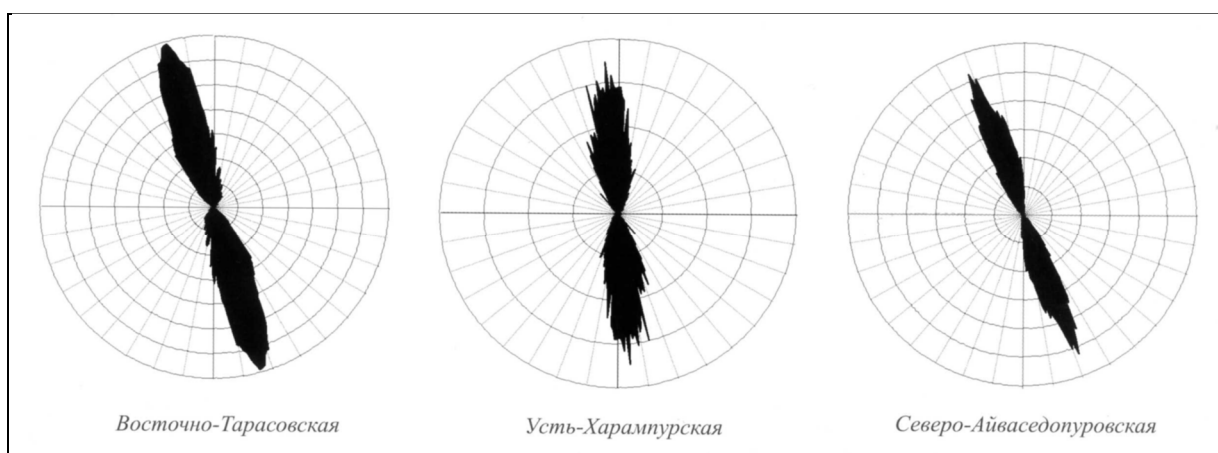
В первом приближении, близкие к вышеуказанным результаты, заимствованные из работы А.И.Тимурзиева [170], были получены по Восточно-Тарасовской, Усть-Харампурской и Северо-Айваседопуровской площадям ЯНАО – (рис.3.6.17).



**Рис.3.6.15. Результаты исследований по определению азимутов трещин первого гидроразрыва пласта [112]**



**Рис.3.6.16. Распределение азимутов развития трещин первого ГРП на месторождениях ООО "РН-Юганскнефтегаз" [112]**



**Рис.3.6.17. Тренды трещин ГРП по некоторым площадям ЯНО [170]**

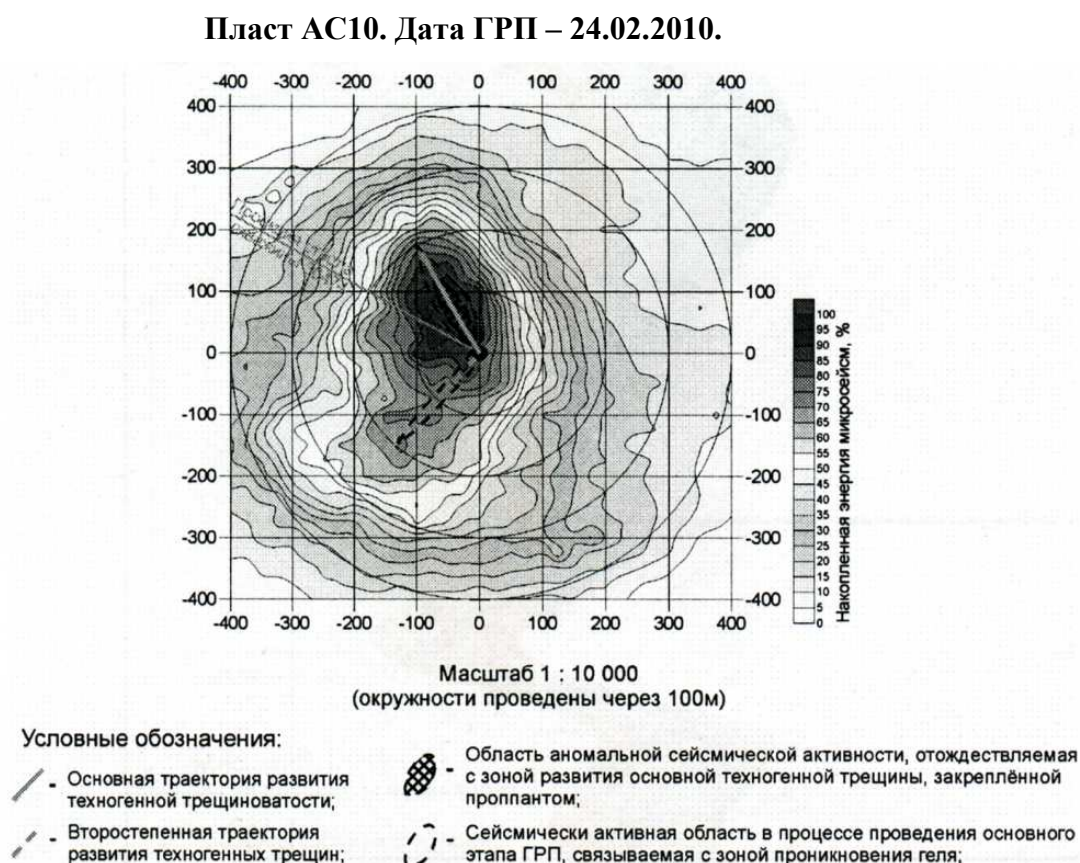
Компания "Газпром нефть" и ООО "Газпромнефть-Хантос" также провели серию исследований по установлению трендов трещин, возникающих при гидроразрыве пластов АС<sub>10-12</sub> Приобского (ЮЛТ) месторождения. Исполнитель работ – ОАО "Хантымансийскгеофизика". Период выполнения работ – с 2005 по 2011г.

Исследования провели по 10 скважинам: №№ 13232 (2005г.), 16552 (2009г.), 16552 (2009г.), 30474 (2010г.), 15808 (2010г.), 20500 (2010г.), 30281 (2010г.), 35782 (2011г.), 16088 (2011г.), 16088 (2011г.).

Технология выполнения исследований – обработка наземных сейсмических данных, полученных специальными регистраторами в процессе производства гидравлического разрыва пласта в скважинах Приобского месторождения.

Результаты обработки данных наземных исследований по контролю за процессом создания искусственных трещин ГРП приведены на рис.3.6.18-3.6.25.

Результаты исследований достаточно противоречивы, как по азимутам трещин ГРП в различных скважинах, так и в различных пластах одной и той же скважины. Представляется, что исследования в указанном направлении необходимо продолжить.

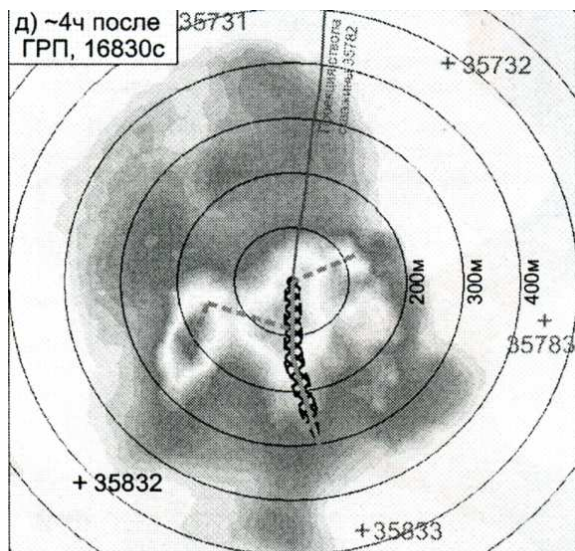


**Рис.3.6.18. Приобское месторождение (ЮЛТ). Скважина №30474. Результаты интерпретации сейсмически активных зон, возникших в процессе проведения ГРП. Основная область техногенной трещиноватости, закреплённая проппантом.**

*Источник: ОАО "Хантымансийскгеофизика"*

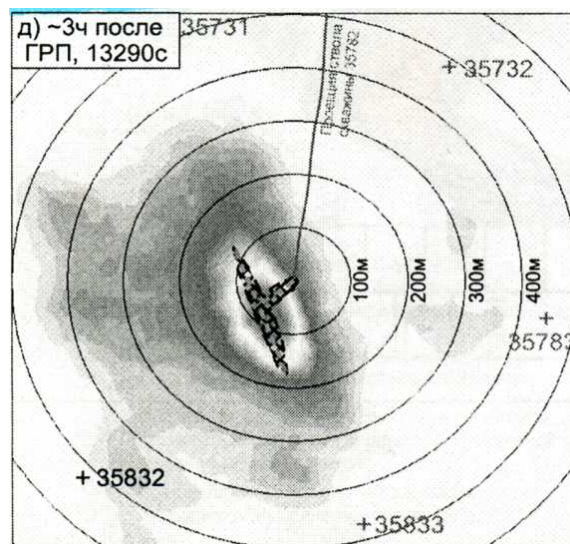


Пласт АС10<sub>1-3</sub>. Дата ГРП – 01.02.2011.



расход геля 130.4м<sup>3</sup>, пропанта – 49.8т

Пласт АС10<sub>0-1</sub>. Дата ГРП – 07.02.2011.



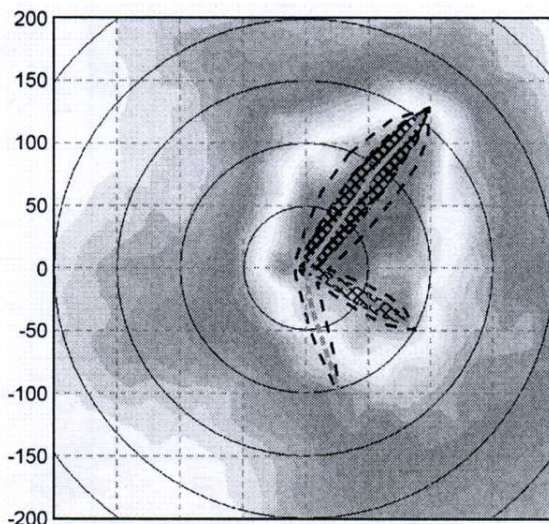
расход геля 165.3м<sup>3</sup>, пропанта – 60.2т

- Условные обозначения:
- Основная траектория развития техногенной трещиноватости;
  - Второстепенная траектория развития техногенных трещин;
  - Область аномальной сейсмической активности, отождествляемая с зоной развития основной техногенной трещины, закреплённой пропантом;
  - Сейсмически активная область в процессе проведения основного этапа ГРП, связываемая с зоной проникновения геля;

**Рис.3.6.19. Приобское месторождение (ЮЛТ). Скважина №35782. Результаты интерпретации сейсмически активных зон, возникших в процессе проведения ГРП. Основная область техногенной трещиноватости, закреплённая пропантом.**

Пласт АС10. Дата ГРП – 04.01.2010.

(Основное направление образования трещин – 32,5°).



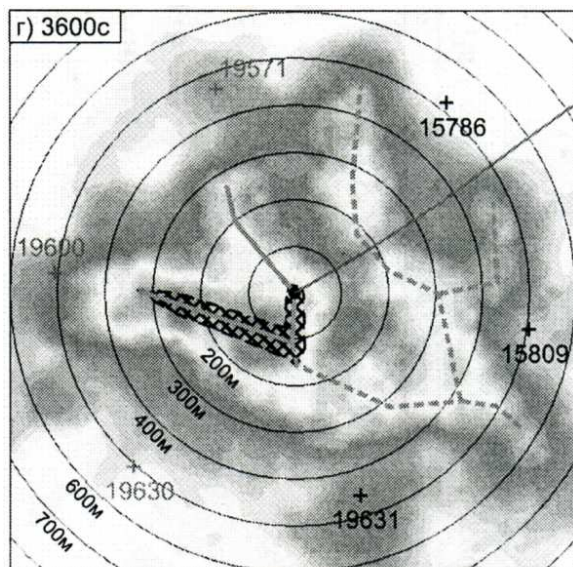
в) 1842с (0:30:42) от начала ГРП (до команды "Стоп") в пласт закачано 89.5т геля и ~25.5т пропанта

- Условные обозначения:
- Основная траектория развития техногенной трещиноватости;
  - Второстепенная траектория развития техногенных трещин;
  - Второстепенная трещина, получившая развитие лишь на начальном этапе ГРП;

**Рис.3.6.20. Приобское месторождение (ЮЛТ). Скважина №30281. Результаты интерпретации сейсмически активных зон, возникших в процессе проведения ГРП. Основная область техногенной трещиноватости, закреплённая пропантом.**

Источник: ОАО "Хантымансийскгеофизика"

Пласт АС12<sub>3-5</sub>. Дата ГРП – 16.04.2010.

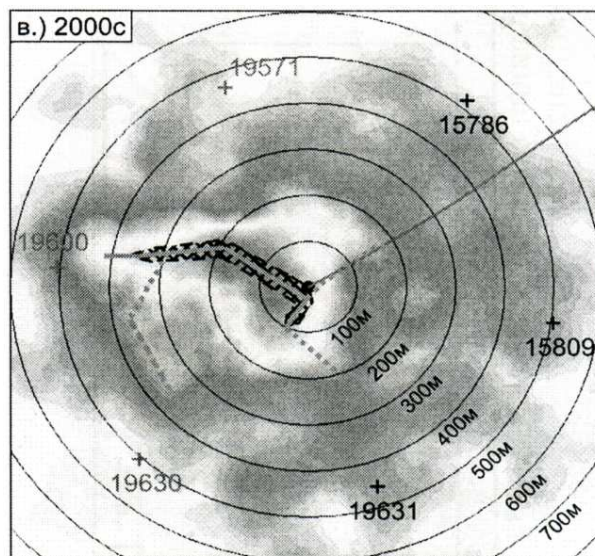


окончание ГРП: расход геля 190куб.м,  
пропанта 73.3т

Условные обозначения:

- Основная траектория развития техногенной трещиноватости при ГРП
- Сейсмически активная область, связываемая с тектонически ослабленной зоной пласта
- Область аномальной сейсмической активности, отождествляемая с зоной развития основной техногенной трещины, закреплённой пропантом

Пласт АС10<sub>4</sub>. Дата ГРП – 19.04.2010.

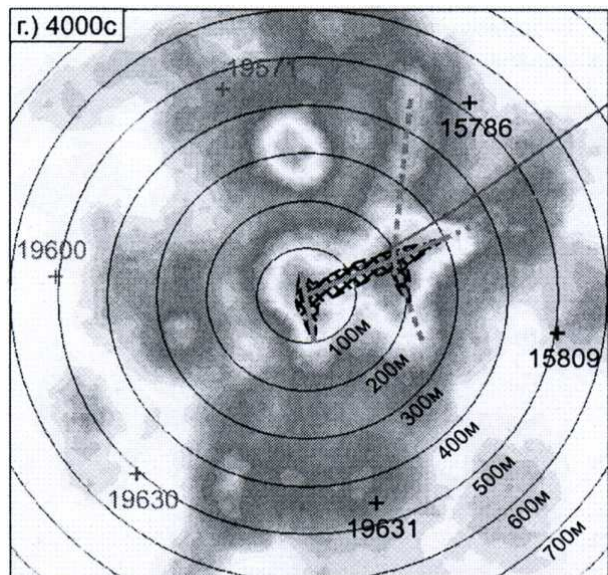


окончание ГРП: расход геля 93.4куб.м,  
пропанта 32.9т

Условные обозначения:

- Основная траектория развития техногенной трещиноватости при ГРП
- Сейсмически активная область, связываемая с зоной проникновения геля
- Сейсмически активная область, связываемая с тектонически ослабленной зоной пласта

Пласт АС10<sub>1-3</sub>. Дата ГРП – 26.04.2010.



окончание ГРП: расход геля 186.1куб.м,  
пропанта 71.2т

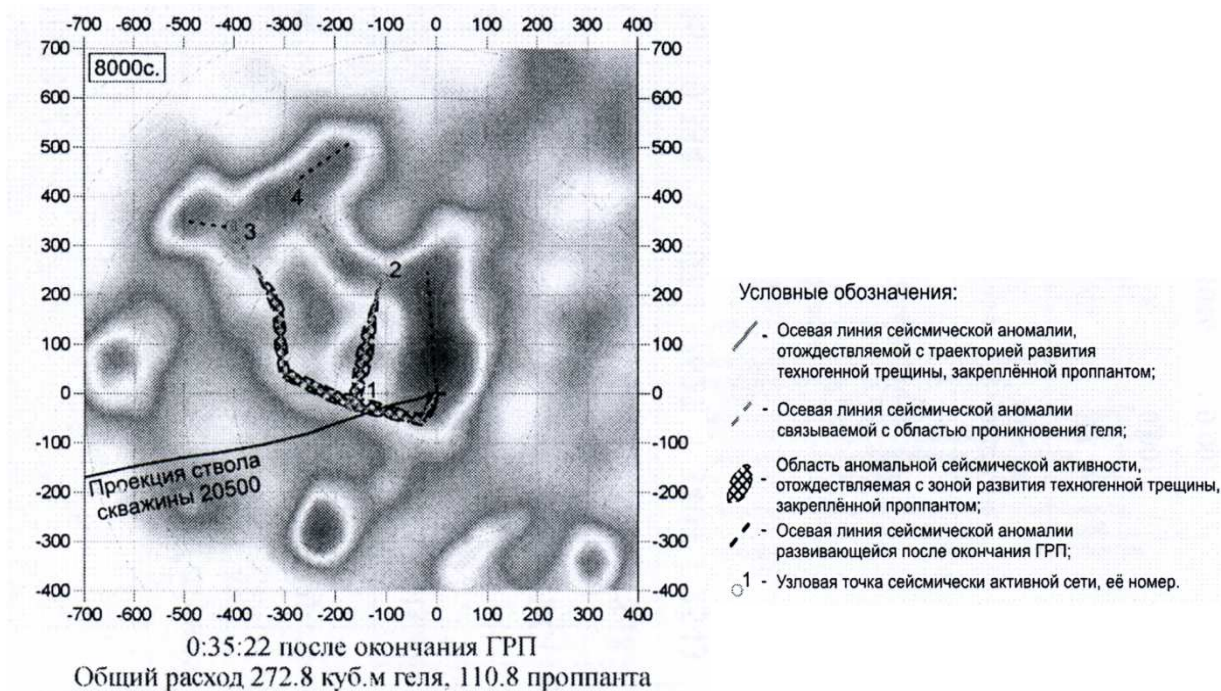
Условные обозначения:

- Основная траектория развития техногенной трещиноватости при ГРП
- Сейсмически активная область, связываемая с зоной проникновения геля
- Сейсмически активная область, связываемая с тектонически ослабленной зоной пласта
- Область аномальной сейсмической активности, отождествляемая с зоной развития основной техногенной трещины, закреплённой пропантом

**Рис.3.6.21. Приобское месторождение (ЮЛТ). Скважина №15808. Результаты интерпретации сейсмически активных зон, возникших в процессе проведения ГРП. Основная область техногенной трещиноватости, закреплённая пропантом.**

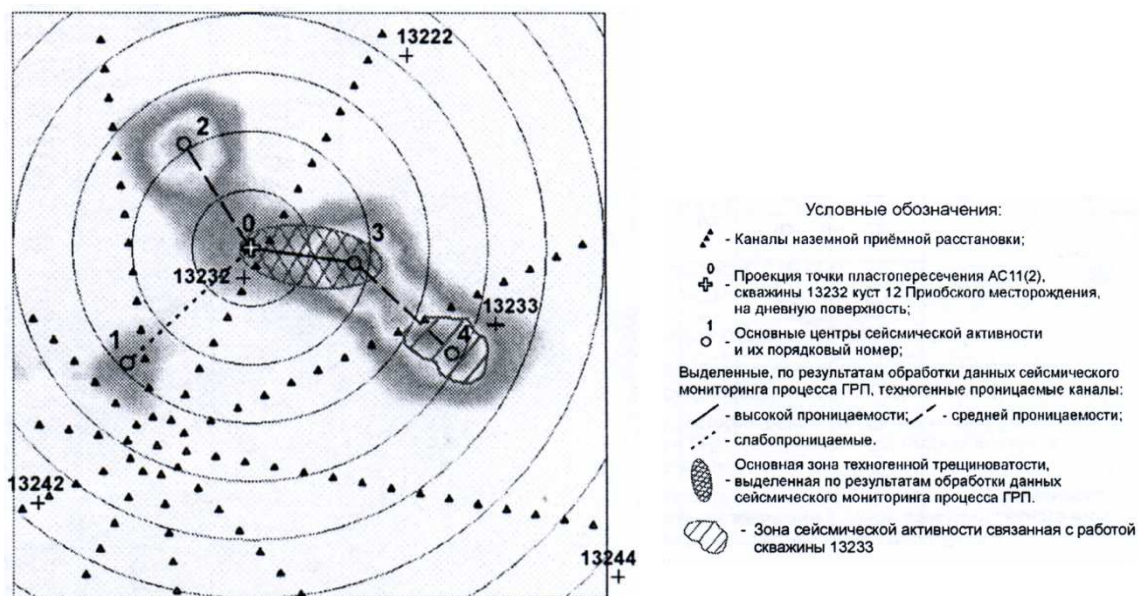
*Источник: ОАО "Хантымансийскгеофизика"*

Пласт АС10. Дата ГРП – 27.03.2010.



**Рис.3.6.22. Приобское месторождение (ЮЛТ). Скважина №20500.**  
Результаты интерпретации сейсмически активных зон, возникших в процессе проведения ГРП. Основная область техногенной трещиноватости, закреплённая проппантом.

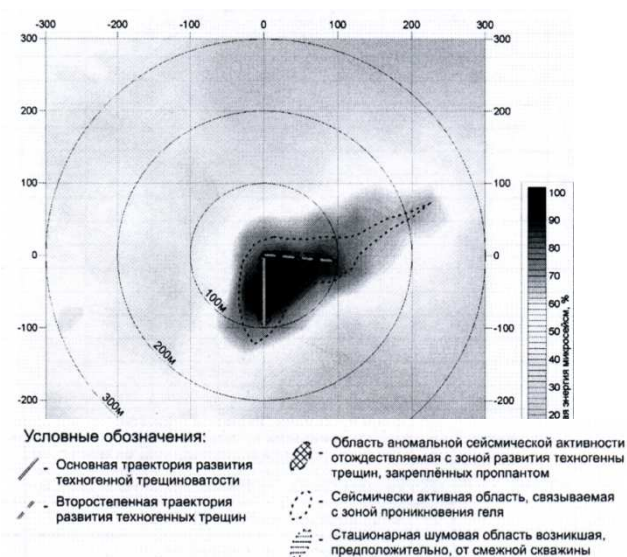
Пласт АС11<sub>2</sub>. Дата ГРП – 24.11.2005.



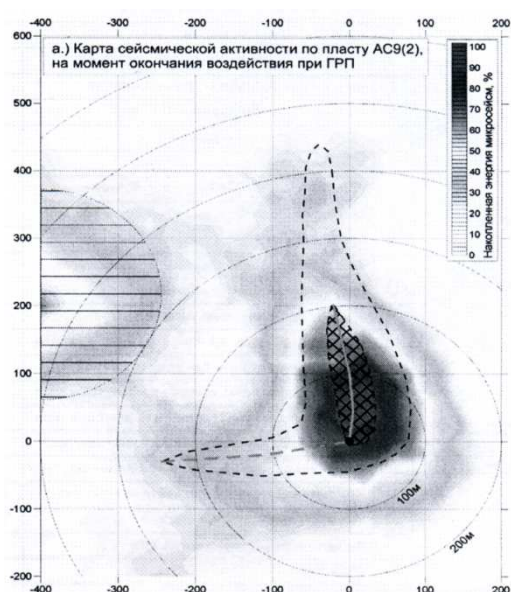
**Рис.3.6.23. Приобское месторождение (ЮЛТ). Скважина №13232.**  
Результаты интерпретации сейсмически активных зон, возникших в процессе проведения ГРП. Основная область техногенной трещиноватости, закреплённая проппантом.

Источник: ОАО "Хантымансийскгеофизика"

**Пласт АС10<sub>2</sub>. Дата ГРП – 30.03.2009.**  
(Основное направление образования трещин – 170°-210°).

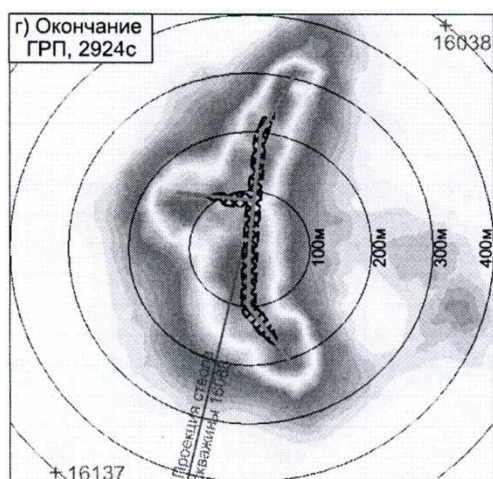


**Пласт АС9<sub>2</sub>. Дата ГРП – 04.04.2009.**  
(Основное направление образования трещин – 350°-0°)



**Рис.3.6.24. Приобское месторождение (ЮЛТ). Скважина №16552.**  
Результаты интерпретации сейсмически активных зон, возникших в процессе проведения ГРП. Основная область техногенной трещиноватости, закреплённая проппантом.

**Пласт АС10<sub>4</sub>. Дата ГРП – 18.03.2011.**  
Расход геля – 151 м<sup>3</sup>, проппанта – 52т



**Пласт АС10<sub>0-1</sub>. Дата ГРП – 22.03.2011.**  
Расход геля – 110 м<sup>3</sup>, проппанта – 38т



**Рис.3.6.25. Приобское месторождение (ЮЛТ). Скважина №16088.**  
Результаты интерпретации сейсмически активных зон, возникших в процессе проведения ГРП. Основная область техногенной трещиноватости, закреплённая проппантом.

Источник: ОАО "Хантымансийскгеофизика"

### 3.6.8 Анализ рабочих депрессий в добывающих скважинах Приобского месторождения (ЮЛТ)

В результате анализа, выполненного В.А.Шибановым (ООО "ПБ "ТЭРМ") установлено, что большинство скважин добывающего фонда Приобского месторождения работают при высоких и повышенных депрессиях на пласт (табл. 3.6.10). В июне 2011г. средняя депрессия по ЮЛТ составила 12,6 МПа при среднем пластовом давлении по добывающим скважинам (в окрестностях их забоев) – 18 МПа и забойном давлении – 5,4 МПа (начальное  $P_{пл}$  равно 27 МПа).

Из распределения видно, что около 10% рассмотренных скважин имеют резерв по оптимизации за счет снижения  $P_{заб}$ , а 4% скважин, наоборот, работают с очень низкими  $P_{заб}$  (до 3МПа). На рис. 3.6.18 и 3.6.19 приведены средние фактические показатели работы добывающих скважин Приобского месторождения в зависимости от величины депрессии на пласт и забойного давления.

Из рисунка 3.6.18 можно заметить, что с увеличением депрессии на пласт прослеживаются следующие тенденции изменения отдельных показателей работы: а) увеличиваются дебиты скважин по нефти, жидкости, обводненность продукции, пластовое давление – высокое; б) несколько снижаются (с последующей стабилизацией) – забойное давление и коэффициент продуктивности.

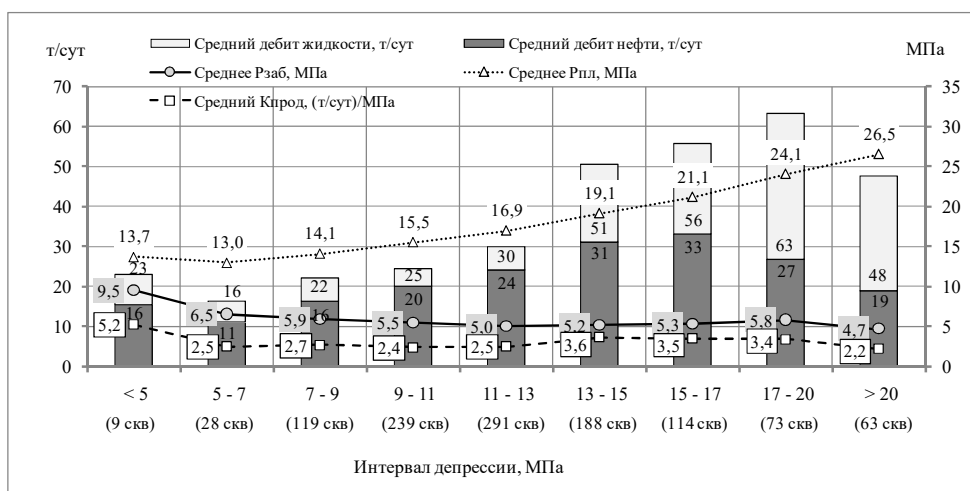


Рис. 3.6.18 Показатели работы добывающих скважин в зависимости от депрессии

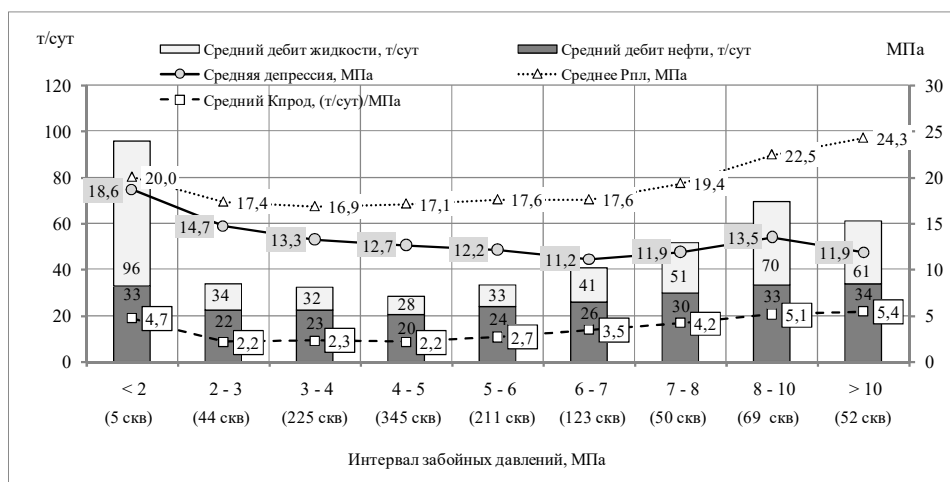


Рис. 3.6.19 Показатели работы добывающих скважин в зависимости от величины  $P_{заб}$

Таблица 3.6.10 – Распределение добывающих скважин ЮЛТ Приобского месторождения по энергетическим условиям эксплуатации

а) Пластовое давление – депрессия

Р <sub>пл</sub> , МПа	Депрессия, МПа									Всего	То же, в %
	< 5	5 - 7	7 - 9	9 - 11	11 - 13	13 - 15	15 - 17	17 - 20	> 20		
< 12	2	10	10							22	2
12 - 14	4	13	64	39						120	11
14 - 16	1	3	30	120	84	1				239	21
16 - 18	1	1	6	61	154	54	2			279	25
18 - 20			3	10	35	95	45	3		191	17
20 - 22	1		1	5	7	18	40	11		83	7
22 - 24			3	2	7	10	7	24	2	55	5
24 - 26		1			1	3	4	9	16	34	3
> 26			2	2	3	7	16	26	45	101	9
Всего	9	28	119	239	291	188	114	73	63	1124	100
То же, в %	1	2	11	21	26	17	10	6	6	100	

б) Забойное давление – депрессия

Р <sub>заб</sub> , МПа	Депрессия, МПа									Всего	То же, в %
	< 5	5 - 7	7 - 9	9 - 11	11 - 13	13 - 15	15 - 17	17 - 20	> 20		
< 2							1	3	1	5	0,4
2 - 3				8	5	12	13	1	5	44	4
3 - 4		1	16	40	67	39	32	18	12	225	20
4 - 5		6	35	67	113	61	25	14	24	345	31
5 - 6		8	27	50	52	39	16	5	14	211	19
6 - 7	1	6	20	43	30	12	2	5	4	123	11
7 - 8	3	2	6	12	7	7	5	8		50	4
8 - 10	1	3	9	10	9	8	8	19	2	69	6
> 10	4	2	6	9	8	10	12	0	1	52	5
Всего	9	28	119	239	291	188	114	73	63	1124	100
То же, в %	0,8	2	11	21	26	17	10	6	6	100	

в) Дебит жидкости – депрессия

Текущий дебит жидкости, т/сут	Депрессия, МПа									Всего	То же, в %
	< 5	5 - 7	7 - 9	9 - 11	11 - 13	13 - 15	15 - 17	17 - 20	> 20		
< 10	2	13	34	54	49	24	8	5	8	197	17,5
10 - 20	2	9	41	89	82	27	13	16	25	304	27
20 - 30	3	1	20	29	58	28	22	14	9	184	16
30 - 40		4	5	26	38	19	12	10	8	122	11
40 - 50	2		8	14	16	15	9	2	1	67	6
50 - 60			2	13	12	14	12	4	1	58	5
60 - 70			3	3	11	15	4	2		38	3
70 - 100		1	5	8	17	23	18	4	3	79	7
> 100			1	3	8	23	16	16	8	75	7
Всего	9	28	119	239	291	188	114	73	63	1124	100
То же, в %	1	2	11	21	26	17	10	6	6	100	

Фактическая эксплуатация скважин осуществлялась при забойных давлениях от 0,8МПа (скважина № 13285) до 21 МПа (скважина № 15811), составляющих в среднем – 5,4 МПа. Это ниже давления насыщения (8,3МПа) на 2,9МПа или 35% [54].

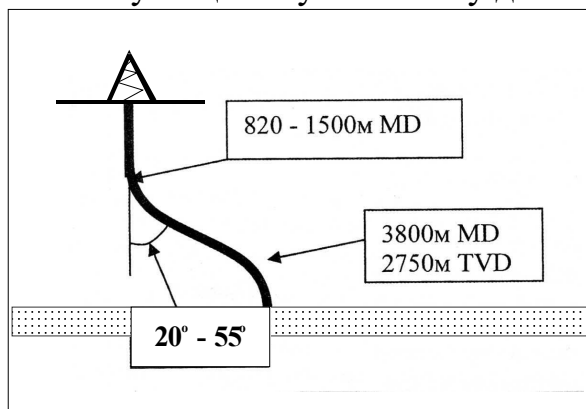
Средние значения пластового давления (по добывающим скважинам – в окрестностях забоев), депрессии на пласт, коэффициента продуктивности, дебита скважин по нефти и жидкости по объекту АС<sub>10-12</sub> Приобского (ЮЛТ) месторождения составили: 18 МПа, 12,6 МПа, 2,87 м<sup>3</sup>/сут·МПа, 24 т/сут, 37 т/сут, соответственно.

Из представленной на рис. 3.6.19 информации можно заметить, что с увеличением забойного давления прослеживаются следующие общие тенденции изменения отдельных показателей работы: снижается депрессия на пласт; последовательно снижается, стабилизируется и растет дебит скважин по нефти, жидкости, пластовое давление, обводненность и коэффициент продуктивности.

Построенные графики подтверждают предположение о том, что часть скважин Приобского месторождения, работающих с забойным давлением выше давления насыщения, имеет резерв оптимизации за счет снижения  $P_{заб}$ , поскольку эти скважины характеризуются также высокой продуктивностью и необходимым уровнем пластового давления. А тот факт, что скважины при работе с низким забойным давлением дают низкие дебиты жидкости, может свидетельствовать либо о снижении пластового давления в зоне дренирования, либо об ухудшенной проницаемости призабойной зоны скважин.

### **3.6.9 Особенности бурения эксплуатационных скважин на Приобском (ЮЛТ) месторождении [177, 178]**

На Приобском месторождении скважины строят в соответствии с S-образным профилем, зенитный угол – от 20° до 55° (рис. 3.6.20). Типовая конструкция скважины включает в себя: направление – 120-300м, кондуктор – глубиной 820-1500м и эксплуатационную колонну длиной – 2800-3800м.



**Рис. 3.6.20. Профиль наклонно-направленной скважины на ЮЛТ Приобского месторождения [178]**

В статье [178] Феценец Р.М., С.Н.Лях, А.Ю.Кузнецов, Э.В.Найко отмечают, что ООО «Газпромнефть-Хантос» уделяет большое внимание качеству строительства скважин. Цементирование эксплуатационных колонн – завер-

шающий и наиболее ответственный этап работ, успешность которого обуславливает длительную и безаварийную эксплуатацию скважин.

В области совершенствования качества крепления скважин на Приобском месторождении успешно работает компания Halliburton Int. Inc. В 2005-2009гг. с применением эффективных методов крепления скважин на ЮЛТ было зацементировано более 650 эксплуатационных колонн. Большой практический опыт позволил компании достичь к 2009г. высокого качества цементирования эксплуатационных колонн, превысив отметку 90%-ного сплошного сцепления на контакте "цемент-колонна" в интервале продуктивных пластов.

Повышение качества крепления обсадных колонн на ЮЛТ достигнуто за счет применения комплекса организационных, технических и технологических мер, а именно: центрирование обсадных колонн, применение новой оснастки, совершенствование дизайна цементных растворов и буферов с применением различных химических добавок, оптимизация технологических режимов при цементировании, подбор более эффективных буровых растворов.

Качественное разобшение пластов определяется комплексом мер [178], учитывающих технические особенности и горно-геологические условия разреза скважины:

- наличие в разрезе месторождения неустойчивых пород березовской свиты в интервале 900-1050м (по вертикали), кошайской свиты – в интервале 1900-2100м, нередко осыпающихся и дающих осложнения, как в процессе бурения, так и при спуске эксплуатационных колонн;

- наличие слабых зон в интервале глубин 1000-1600м с низким (11 МПа) давлением гидроразрыва, создающих угрозу потери циркуляции во время бурения скважин и цементирования эксплуатационных колонн;

- повышенные требования к прочности цементного камня из-за стрессовых механических нагрузок, возникающих во время перфорации колонны и проведения гидроразрыва пласта;

- увеличение отходов проектных забоев – до 2500м от оси скважин.

В работе [178] отмечается, что уменьшение диаметра эксплуатационных колонн со 178 до 168 мм на ЮЛТ увеличило зазор между колонной и стенками скважины и снизило гидравлические сопротивления в процессе цементирования. Это позволило повысить производительность насосов во время продавки – с 1,6 до 2,1 м<sup>3</sup>/ч, оптимизировав режим течения жидкостей в затрубном пространстве и обеспечив наилучшее замещение бурового раствора.

Одним из важных факторов, влияющих на качество цементирования, является оптимально подобранный состав и плотность цементных растворов. Для использования в качестве гелцементного раствора был выбран [178] цемент марки ПЦТ-1-50 плотностью 1,5 г/см<sup>3</sup>, что позволило осуществлять процесс бурения без потери циркуляции. Для изоляции интервалов нефтяных пластов применялся цемент класса «G» с плотностью 1,95 г/см<sup>3</sup>. Применение современных понизителей водоотдачи в гелцементном и цементном растворах с оптимально подобранной долей расширяющейся добавки в растворе



значительно улучшили качество контакта цемента с колонной, о чем свидетельствуют данные геофизических исследований.

Параллельно с успехами в области крепления эксплуатационных колонн на ЮЛТ Приобского месторождения достигнуто также значительное сокращение общих сроков строительства скважин [177] – см.рис.3.6.21.

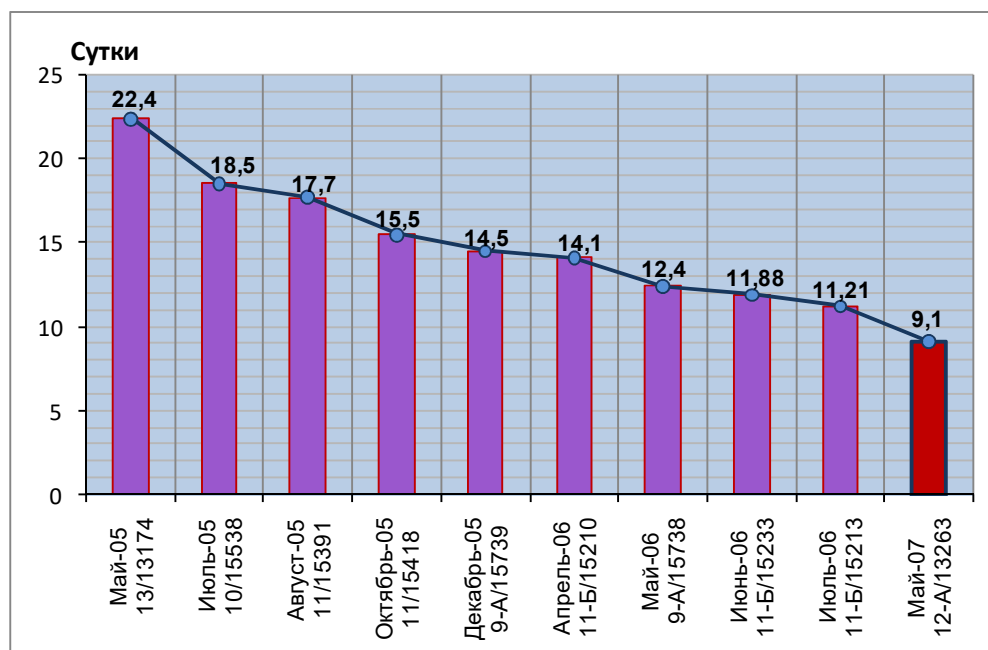


Рис. 3.6.21. Динамика наилучших показателей времени строительства скважин на Приобском (ЮЛТ) месторождении в 2005-2007 гг. [177]

### 3.7 Обоснование целесообразности проведения опытно-промышленных работ по бурению уплотняющих скважин на Приобском месторождении<sup>2</sup>

В течение первых 25 лет с начала освоения нефтяных месторождений Западной Сибири интерес к направлению "уплотняющее бурение" был исключительно высок [201, 206]. В последующие годы объемы уплотняющего бурения в регионе заметно снизились, уступив место проводке боковых стволов (БС) из старых скважин. Это было связано с тем, что к этому времени в Западной Сибири появился огромный фонд выбывших из эксплуатации скважин, пригодный для бурения БС. Тем не менее, рассматриваемое направление – уплотнение сетки в соответствующих условиях имеет определенные перспективы и сейчас на отдельных участках разрабатываемых месторождений.

Уплотнение сетки на ранней стадии разработки объекта (сразу после разбуривания эксплуатационной сетки на участке) целесообразно проводить в зонах с большими нефтенасыщенными толщинами в средне- и низкопроницаемых коллекторах, где извлечение утвержденных запасов скважинами основной сетки может растянуться на длительный период времени (многие десятки лет), а неработающий фонд, пригодный для бурения БС – появится не

<sup>2</sup> Раздел 3.7 подготовлен в соавторстве с К.Е.Яниным (ООО "ПБ "ТЭРМ")

скоро. Этому критерию в настоящее время вполне соответствует объект АС<sub>10-12</sub> Приобского месторождения (ЮЛТ).

Цель исследования – изучить целесообразность частичной корректировки первичной сетки объекта АС<sub>10-12</sub> путем избирательного уплотняющего бурения в зонах с чрезмерно высокими потенциальными удельными запасами нефти, приходящимися на 1 скважину.

Приобское месторождение (ЮЛТ) является ключевым активом ОАО «Газпром нефть», обеспечившим в 2011г.  $\frac{1}{3}$  добычи нефти по компании. По количеству запасов относится к разряду уникальных месторождений, имеющих очень сложное геологическое строение.

На ЮЛТ промышленно нефтеносны терригенные отложения нижнего мела. Продуктивны 10 пластов: АС7, АС8, АС9, АС10<sub>0</sub><sup>1</sup>, АС10<sub>0</sub><sup>2</sup>, АС10<sub>1-3</sub>, АС10<sub>4</sub>, АС11<sub>1</sub>, АС12<sub>1</sub>, АС12<sub>3-5</sub>. Первые три пласта являются самостоятельными объектами (пока – не разрабатываются). Пласты с АС10<sub>0</sub><sup>1</sup> по АС12<sub>3-5</sub> (всего их семь) – объединены в эксплуатационный объект АС<sub>10-12</sub>. В нем сосредоточено более 95% запасов ЮЛТ. Геологические параметры по пробуренным ~ 2 тыс.скважин приведены в табл.3.7.1.

Таблица 3.7.1 – **Параметры продуктивных горизонтов АС<sub>10</sub> и АС<sub>12</sub> на стадии эксплуатационного разбуривания ЮЛТ**

Параметры	Горизонты		По АС <sub>10-12</sub>
	АС <sub>10</sub>	АС <sub>12</sub>	
Общая толщина, м	159	153	268
Нефтенасыщенная толщина, м	12,6	11,0	17,6
Коэф.песчанистости, доли ед.	0,38	0,4	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
Проводимость по ГИС, мД·м	105	31	108
Посл.неоднородность, доли ед.	0,46	0,45	0,73

Средняя глубина залегания кровли объекта АС<sub>10-12</sub> – 2400м. Составляющие толщу горизонты АС<sub>10</sub> и АС<sub>12</sub>, в основном, схожи по геологическим характеристикам, исключая проницаемость и проводимость, которые по нижнему горизонту АС<sub>12</sub> – в три раза меньше.

Суммарная интегральная площадь нефтеносности объекта АС<sub>10-12</sub> превышает 1500 км<sup>2</sup>. Эксплуатационное разбуривание его началось с 2002 года и активно продолжается до настоящего времени. Пока регулярной сеткой скважин охвачено 407 км<sup>2</sup> или 27% от общей площади. Последние (2008-2011) годы характеризуются высокими темпами бурения, превышающими 1 млн.м/год. За счет этого обеспечивался существенный ежегодный прирост добычи нефти (рис. 3.7.1).

Месторождение находится в стадии растущей добычи, постепенно приближающейся к потенциально максимальной. Фактический уровень – 10060 тыс.т нефти достигнут в 2011г. при темпе отбора от активных (вовлеченных) НИЗ – 5%. Накопленная добыча нефти – 50 млн.т или 25% от активных НИЗ, текущий КИН от вовлеченных НГЗ – 0,071.

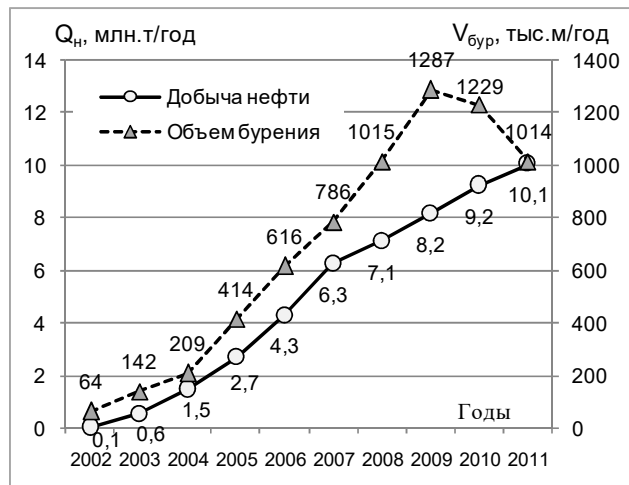


Рис. 3.7.1. Динамика добычи нефти и эксплуатационного бурения

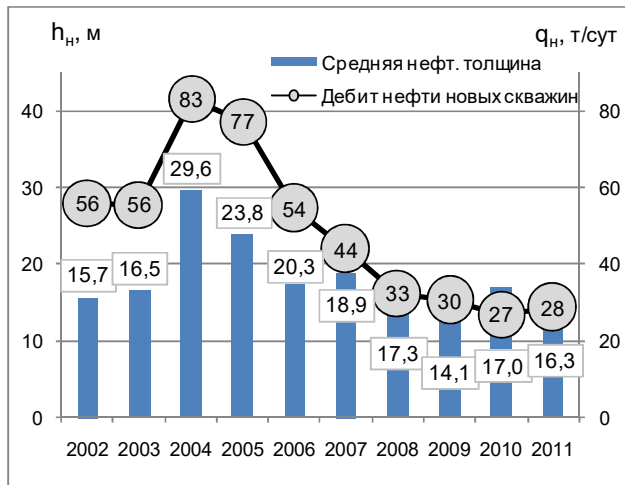


Рис. 3.7.2. Динамика средней нефтенасыщенной толщины ( $h_n$ ) и дебитов нефти новых скважин ( $q_n$ ) по годам их ввода

Однако эффективность новых скважин в последние годы заметно снизилась. Это связано с падением дебитов нефти вследствие уменьшения вводимых нефтенасыщенных толщин (рис. 3.7.2, табл. 3.7.2).

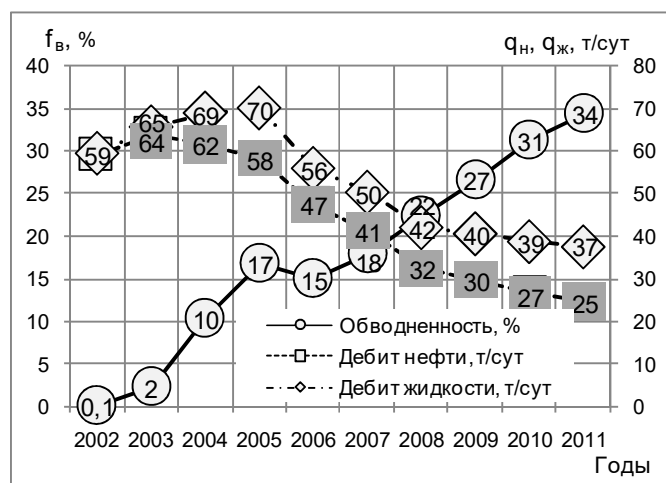


Рис. 3.7.3. Динамика средних дебитов и обводненности продукции по ЮЛТ

Обводненность продукции за 2011г. – 34%, средний дебит нефти – 24,5 т/сут, жидкости – 37,3 т/сут (рис. 3.7.3). Разработка объекта осуществляется на жестком водонапорном режиме. В действующем фонде числится 1904 скважины, в т.ч. 1194 добывающих и 710 нагнетательных; их соотношение равно 1,7.

Ключевой технологией при разработке ЮЛТ является гидро-разрыв пласта, который проведен во всех добывающих и нагнетательных скважинах. Во многих скважинах выполнены повторные и последующие гидроразрывы, показавшие неплохую эффективность.

По пробуренному фонду накоплен обширный материал для анализа эффективности работы скважин. В частности, изучение зависимости дебитов скважин от вскрытых нефтенасыщенных толщин позволило выявить:

- общую тенденцию – чем выше  $h_n$ , тем больше дебиты скважин, однако зависимость эта нелинейная;

Таблица 3.7.2 – Характеристика новых скважин объекта АС<sub>10-12</sub> ЮЛТ

Показатели	Годы								
	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Ввод новых добывающих скважин, шт.	46	68	114	210	254	304	396	368	337
Число дней работы новых скважин	137	133	134	147	157	154	147	156	172
Добыча нефти из новых скважин, тыс.т	351	754	1181	1671	1741	1521	1763	1549	1596
Уд.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
Уд.мощность новых скв. за 1-й год, тыс.т/скв.	19,3	29	27	19	15	11	11	9	10

- двукратное снижение дебитов нефти за первый (после ГРП) год;
- зависимость удельного дебита нефти также имеет выраженный нелинейный тренд, особенно на участках с  $h_n < 20$ м.

На объекте реализуется однорядная система разработки при треугольном размещении скважин с расстоянием 500 м при ПСС – 21,65 га/скв. Основываясь на ожидаемых (согласно подсчетным планам) толщинах неосвоенных участков, статистически был спрогнозирован потенциал новых проектных добывающих скважин. Средняя нефтенасыщенная толщина объекта АС<sub>10-12</sub> в разбуренной части – 17,6м, а в неразбуренной – 8,5м, т.е. вдвое меньше.

На неразбуренной части по проекту разработки 2011г. размещено еще более пяти тысяч новых добывающих скважин. Причем из них лишь 10% попадают в зоны с  $h_n > 20$ м, а примерно 3,5 тыс. скважин (или 70%) расположены в зонах с  $h_n < 10$ м. В том числе на участки с  $h_n$  менее 5м приходится 45% нового фонда (рис. 3.7.4).

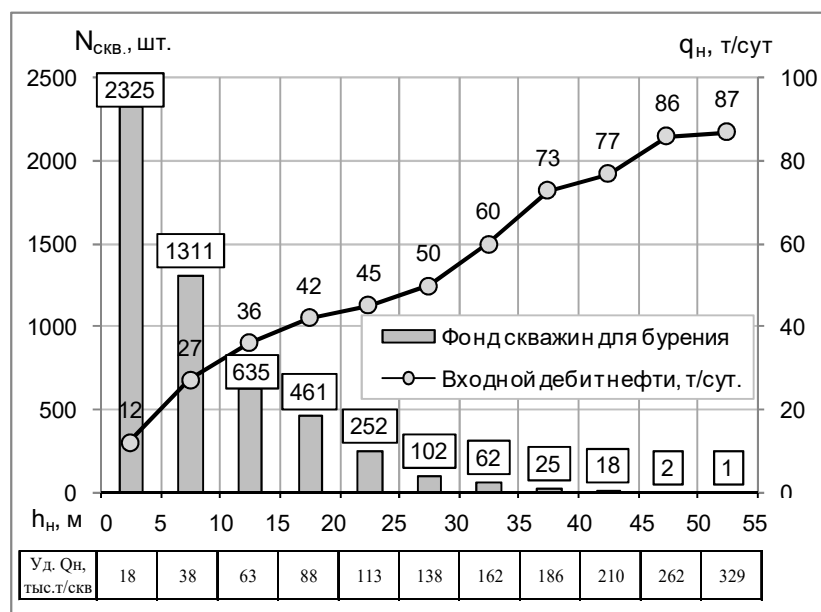


Рис. 3.7.4 Распределение непробуренного проектного фонда N<sub>скв</sub> по величине h<sub>n</sub>, дебиту нефти и ожидаемому удельному отбору нефти на 1 скважину

Удельная накопленная добыча нефти по последним скважинам согласно расчетам не превысит 20 тыс.т/скв, что априори недостаточно для окупаемости капитальных вложений на их строительство. Таким образом, экономическая эффективность бурения значительной части оставшегося проектного добывающего фонда вызывает большое сомнение.

Одним из вспомогательных направлений поддержания добычи нефти параллельно с освоением неразбуренных участков может стать избирательное уплотнение сетки на разбуренных площадях в зонах с излишней (неоптимальной) плотностью текущих подвижных извлекаемых запасов нефти.

Понятно, что при обосновании зон, перспективных для уплотнения сетки, должны использоваться качественно актуализированные модели пластов. Тем не менее, некоей исходной базой могут служить также и геолого-промысловые оценки НИЗ (в расчете на одну скважину) в зонах возможного уплотнения. В таблице 3.7.3 представлены сведения об удельных НИЗ в зависимости от  $h_n$  и ПСС по объекту АС<sub>10-12</sub> (в тыс.т/скв.). Видно, что на разбуренных площадях при ПСС 21,65 га/скв. удельные НИЗ в зонах максимальных  $h_n$  (более 60м) могут превышать 300 тыс.т/скв.

Таблица 3.7.3 – Диаграмма перспективности бурения уплотняющих скважин

а) При отсутствии интерференции										б) То же с учетом интерференции ( $K_{инт.}=0,5$ )									
$h_{нн},$ м	ПСС, га/скв									$h_{нн},$ м	ПСС, га/скв								
	8	10	12	14	16	18	20	21,6	25		8	10	12	14	16	18	20	21,6	25
5	10	13	15	17	19	21	23	24	28	5	5	6	7	8	10	10	12	12	14
10	20	25	30	34	38	42	46	49	55	10	10	13	15	17	19	21	23	24	28
15	31	38	44	51	57	63	69	73	83	15	15	19	22	25	29	31	35	37	42
20	41	50	59	68	76	84	92	98	111	20	20	25	30	34	38	41	46	49	55
25	51	63	74	85	95	105	115	122	139	25	25	31	37	42	48	52	58	61	69
30	61	75	89	102	114	126	138	147	166	30	31	38	44	51	57	62	69	73	83
35	71	88	104	119	133	148	161	171	194	35	36	44	52	59	67	72	81	86	97
40	82	100	118	136	152	169	184	196	222	40	41	50	59	68	76	83	92	98	111
45	92	113	133	153	172	190	207	220	250	45	46	56	67	76	86	93	104	110	125
50	102	125	148	170	191	211	230	245	277	50	51	63	74	85	95	104	115	122	139
55	112	138	163	187	210	232	253	269	305	55	56	69	81	93	105	114	127	135	153
60	122	150	177	204	229	253	276	293	333	60	61	75	89	102	114	124	138	147	166
65	132	163	192	221	248	274	299	318	360	65	66	81	96	110	124	135	150	159	180
70	143	175	207	238	267	295	322	342	388	70	71	88	104	119	133	145	161	171	194

В качестве ориентира для возможного уплотнения сетки вначале рассмотрели пять перспективных участков с удельными НИЗ более 120 тыс.т/скв. (рис.3.7.5, табл.3.7.4). Учитывая то, что уплотняющие скважины будут буриться на 7-10 лет позже основного фонда (и их потенциал будет снижен и ограничен текущими запасами нефти) вначале можно сориентироваться на удельные НИЗ с учетом коэффициента интерференции, принятого на уровне – 0,5 (табл. 3.7.3 «б»).

Из практики разработки месторождений Западной Сибири известно, что экономически оправданной (при глубинах ~ 2,5 км) считается скважина с накопленным отбором нефти не менее 50 тыс.т. Исходя из этого интерес для уплотняющего бурения на ЮЛТ представляют участки с  $h_n > 25$ м.

Таких участков в пределах разбуренной части ЮЛТ было выделено – пять (рис.3.7.5, табл.3.7.4):

- Участок №1 – Центральный;
- Участки №№2, 5 – на западе ЮЛТ;
- Участки №№3, 4 – на юге площади.

Суммарная площадь участков 1-5 – 78 км<sup>2</sup> или ~5% от общей площади нефтеносности ЮЛТ. Здесь сосредоточено 17% от общих запасов нефти. Средняя нефтенасыщенная толщина по участкам 1-5 – 32,6 м, что примерно вдвое выше, чем в среднем по разбуренной части и втрое выше – чем в среднем в контуре нефтеносности объекта АС<sub>10-12</sub>.

Более половины (58%) от запасов участков №№1-5 приходится на Центральный участок №1 (табл.3.7.4), который характеризуется следующими геологическими параметрами (табл.3.7.7):

площадь нефтеносности	– 4159 га
общая толщина объекта	– 297 м
нефтенасыщенная толщина	– 33 м
проницаемость	– 4,7 мД
проводимость	– 155 мД·м
нефтенасыщенность	– 62%
расчлененность	– 27
послойная неоднородность ( $V_{\text{посл}}^2$ )	– 1,03

НГЗ – 120,3 млн.т; НИЗ – 34,2 млн.т; КИН – 0,284

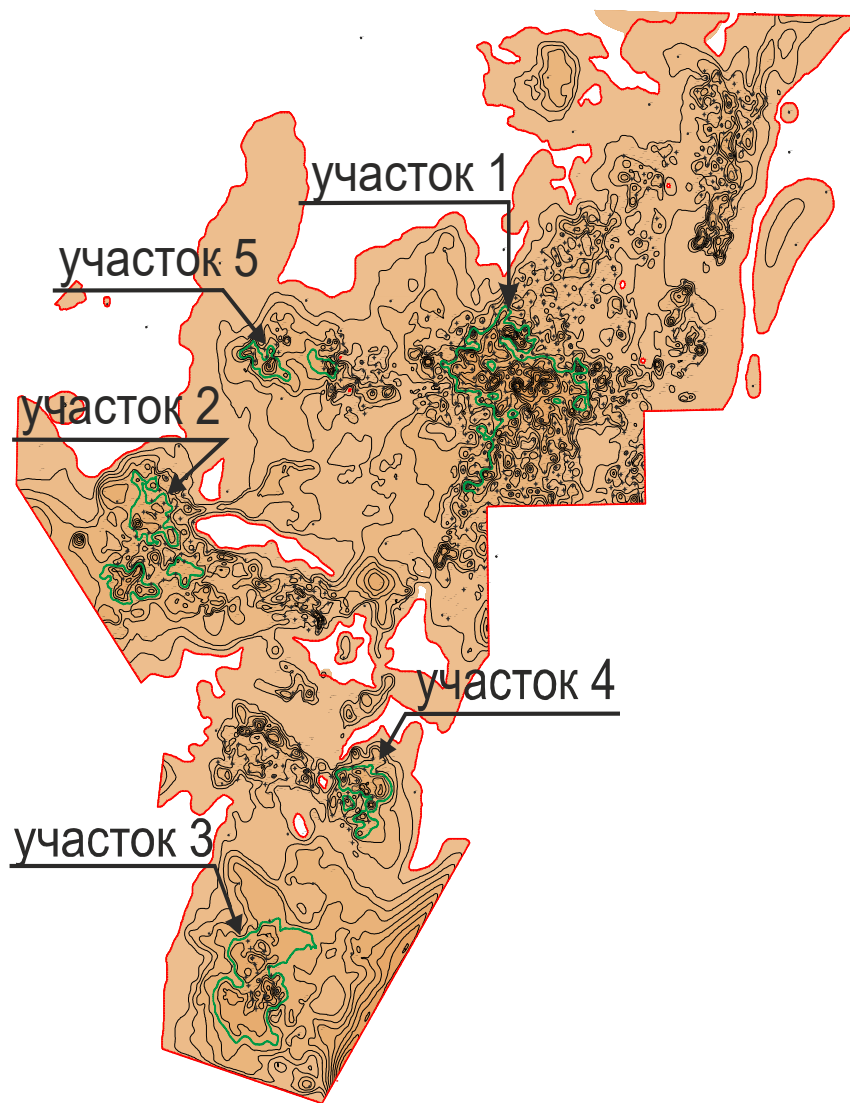
Интегральные накопленные показатели разработки 5<sup>ти</sup> участков, перспективных для уплотнения, приведены в табл.3.7.5, 3.7.6. Видно, что на основной Центральный участок №1 приходится:

- 53% фонда скважин;
- 86% накопленной добычи нефти;
- 70% закачки воды;
- наибольший отбор от НИЗ (34%) при текущем КИН = 0,1.

Геологический разрез объекта АС<sub>10-12</sub> в пределах Центрального участка №1 приведен на рис.3.7.6, а ГИС изображения одной из характерных скважин №427 – на рис.3.7.7. Из указанных рисунков следует, что основной проблемой при разработке Центрального участка будет отставание с выработкой запасов из горизонта АС<sub>12</sub>, т.к. его проницаемость в среднем в 3,5 раза хуже, чем по горизонту АС<sub>10</sub> (табл.3.7.7).

Динамика показателей разработки по Центральному участку №1 приведена в табл.3.7.9. Из нее следует, что:

- максимальный уровень добычи нефти 2,170 млн.т при темпе отбора от НИЗ – 6,34% был достигнут в 2007г.;
- максимальная добыча жидкости – 2,684 млн.т (2007г.), максимальная закачка воды – 4,139 млн.м<sup>3</sup> (2009г.);
- к 2010-2011гг. все рассмотренные выше показатели снизились, что требует принятия мер по стабилизации добычи нефти.



**Приобское месторождение.  
Общие сведения о ЮЛТ и участках,  
перспективных для уплотнения сетки**

Параметры	Объект АС <sub>10-12</sub> в целом	Сумма участков 1-5
Площадь нефтеносности, км <sup>2</sup>	1529	78
в т.ч. – разбуренная, км <sup>2</sup>	407	78
– неразбуренная, км <sup>2</sup>	1122	-
Средняя $h_{нн}$ – всего, м	10,9	32,6
– по разбуренной части, м	17,6	32,6
– по неразбуренной части, м	8,5	-
Запасы нефти (НГЗ), %	100	17
Утвержденный КИН, доли ед.	0,283	0,285

**Рис.3.7.5 Обзорная схема расположения участков №№1-5 объекта АС<sub>10-12</sub> ЮЛТ,  
перспективных для уплотнения сетки скважин**

**Таблица 3.7.4 – Запасы нефти и параметры пластов по пяти участкам, перспективным для уплотняющего бурения по ЮЛТ**

Номер участка	Пласты	НГЗ, тыс.т	НИЗ, тыс.т	КИН, доли ед.	Уд. НИЗ, тыс.т/скв.	ОИЗ на 1 скв. пробур., тыс.т	Нефте-насы-щенная толщина, м	Прони-цае-мость, мД	k·H, мД·м	V <sup>2</sup> <sub>посл.</sub> , б/р
1 (Централь-ный)	АС10 <sub>1-3</sub>	34323	9955	0,290						
	АС10 <sub>4</sub>	32807	9516	0,290						
	АС12 <sub>3-5</sub>	53123	14718	0,277						
	по АС <sub>10-12</sub>	120253	34189	0,284	176	116	33	4,7	155	1,03
4	АС10 <sub>0</sub> <sup>1</sup>	8999	2608	0,290						
	АС10 <sub>4</sub>	6663	1931	0,290						
	АС12 <sub>1</sub>	241	67	0,277						
	по АС <sub>10-12</sub>	15903	4606	0,290	154	128	29,8	8,9	265	0,41
2	по АС <sub>10-12</sub>	38744	11236	0,290	142	136	31,5	2,3	72	0,61
3	АС10 <sub>0</sub> <sup>1</sup>	65	19	0,290						
	АС12 <sub>1</sub>	23279	6448	0,277						
	АС12 <sub>3-5</sub>	1770	490	0,277						
	по АС <sub>10-12</sub>	25049	6939	0,277	158	149	27,6	8,4	232	0,74
5	по АС <sub>10-12</sub>	8172	2297	0,281	128	120	32,8	4,5	148	1,05
<b>Итого</b>	<b>АС<sub>10-12</sub></b>	<b>208187</b>	<b>59285</b>	<b>0,285</b>	<b>162</b>	<b>126</b>	<b>32,6</b>	<b>5,0</b>	<b>163</b>	<b>0,87</b>



По результатам анализа пяти выделенных перспективных зон (рис.3.7.5, табл.3.7.4) для дальнейших расчетов выбран Центральный участок площадью 42 км<sup>2</sup> со средней  $h_n - 33$  м (табл.3.7.4-3.7.6, рис.3.7.5). Удельные НИЗ здесь весьма высоки – 175 тыс.т/скв. При этом средний отбор нефти уже составил около 60 тыс.т/скв. Таким образом, удельные остаточные запасы (ОИЗ) нефти оцениваются в 115 тыс.т/скв.

Текущие показатели по участку (табл.3.7.9) значительно выше средних по месторождению: дебит нефти 41 т/сут (по ЮЛТ – 25 т/сут), дебит жидкости – 75 т/сут (по ЮЛТ – 37 т/сут), обводненность – 46% (по ЮЛТ – 34%).

Энергетическое состояние объекта АС<sub>10-12</sub> на Центральном участке – вполне удовлетворительное (рис.3.7.12).

Аргументом в пользу проведения уплотнения сетки на Центральном участке является также тенденция к снижению среднесуточной добычи нефти (с 5,9 тыс.т/сут – в 2007 г до 4 тыс.т/сут – в 2011г.) при сохранении стабильно высоких (более 200 тыс.т/скв.) и практически не снижающихся удельных ОИЗ на 1 действующую скважину (рис. 3.7.8).

**Таблица 3.7.5 – Показатели разработки по пяти участкам ЮЛТ, перспективным для уплотнения сетки скважин**

Показатели	Участок объекта АС <sub>10-12</sub>					В сумме
	1	2	3	4	5	
Накопленная:						
– добыча нефти, тыс.т	11679	525	393	775	133	13505
– добыча жидкости, тыс.т	15528	642	829	841	158	17998
– закачка воды, тыс.м <sup>3</sup>	20597	500	1262	353	278	22990
Текущая обводненность, %	46	20	36	9	23	36
Фонд скважин – всего	194	79	44	30	18	365
в т.ч. добывающих	105	62	26	24	11	228
нагнетательных	89	17	18	6	7	137
Соотношение $N_{доб}/N_{наг}$ , б/р	1,2	3,6	1,4	4	1,6	1,7
Дебит нефти, т/сут	41	16	12	38	9	31
Дебит жидкости, т/сут	75	20	18	42	11	49
Компенсация текущая, %	115	93	396	75	298	117
Компенсация накопленная, %	109	63	134	33	141	105
Уд. добыча нефти, тыс.т/доб.скв	115	9	33	32	13	59
Отбор нефти от НИЗ, %	34	5	5	17	6	23
Текущий КИН, доли ед.	0,097	0,014	0,014	0,049	0,016	0,059

**Таблица 3.7.6 – Показатели закачки воды по участкам ЮЛТ, перспективным для уплотнения сетки скважин**

Показатели	Участок объекта АС <sub>10-12</sub>					В сумме
	1	2	3	4	5	
Закачка воды, тыс.м <sup>3</sup> /год	1776	279	235	173	62	2525
Количество нагнетательных скважин	89	17	18	6	7	137
Приемистость скв., м <sup>3</sup> /сут	137	152	80	181	98	135
Устьевое давление нагнетания, МПа	18,6	18,1	20,1	17,1	21,4	19,0

**Таблица 3.7.7 – Геологическая характеристика Центрального участка №1, наиболее перспективного для уплотнения сетки скважин**

Параметры	Горизонты		По АС <sub>10-12</sub>
	АС <sub>10</sub>	АС <sub>12</sub>	
Отметка кровли пласта, м	-2393	-2603	-2393
Площадь нефтеносности, га	4159	4159	4159
Общая толщина, м	153	94	297
Нефтенасыщенная толщина, м	18	15	33
Коэффициент пористости, доли ед.	0,169	0,170	0,169
Коэффициент нефтенасыщенности, доли ед.	0,64	0,60	0,62
Проницаемость, мД	6,9	2	4,7
Песчанистость, %	48	45	14
Расчлененность, б/р	15	12	27
Проводимость k·Н, мД·м	125	30	155

**Таблица 3.7.8 – Охват объекта АС<sub>10-12</sub> перфорацией. Центральный участок №1**

Категория скважин	Количество скважин	Суммарная, м		Коэффициенты, б/р	
		h <sub>н</sub>	h <sub>н</sub> <sup>перф</sup>	K <sub>вскр.</sub>	K <sub>рт</sub>
Добывающие	105	3451	2921	0,85	0,99
Нагнетательные	89	3283	2548	0,78	0,89
В сумме	194	6734	5469	0,82	0,94

Из табл.3.7.8 следует, что полнота вторичного вскрытия пластов перфорацией по разрезу – недостаточна, особенно по нагнетательным скважинам. Представляется, что программа работ по перфорации ранее пропущенных интервалов по объекту АС<sub>10-12</sub> ЮЛТ Приобского месторождения может оказаться достаточно перспективной.

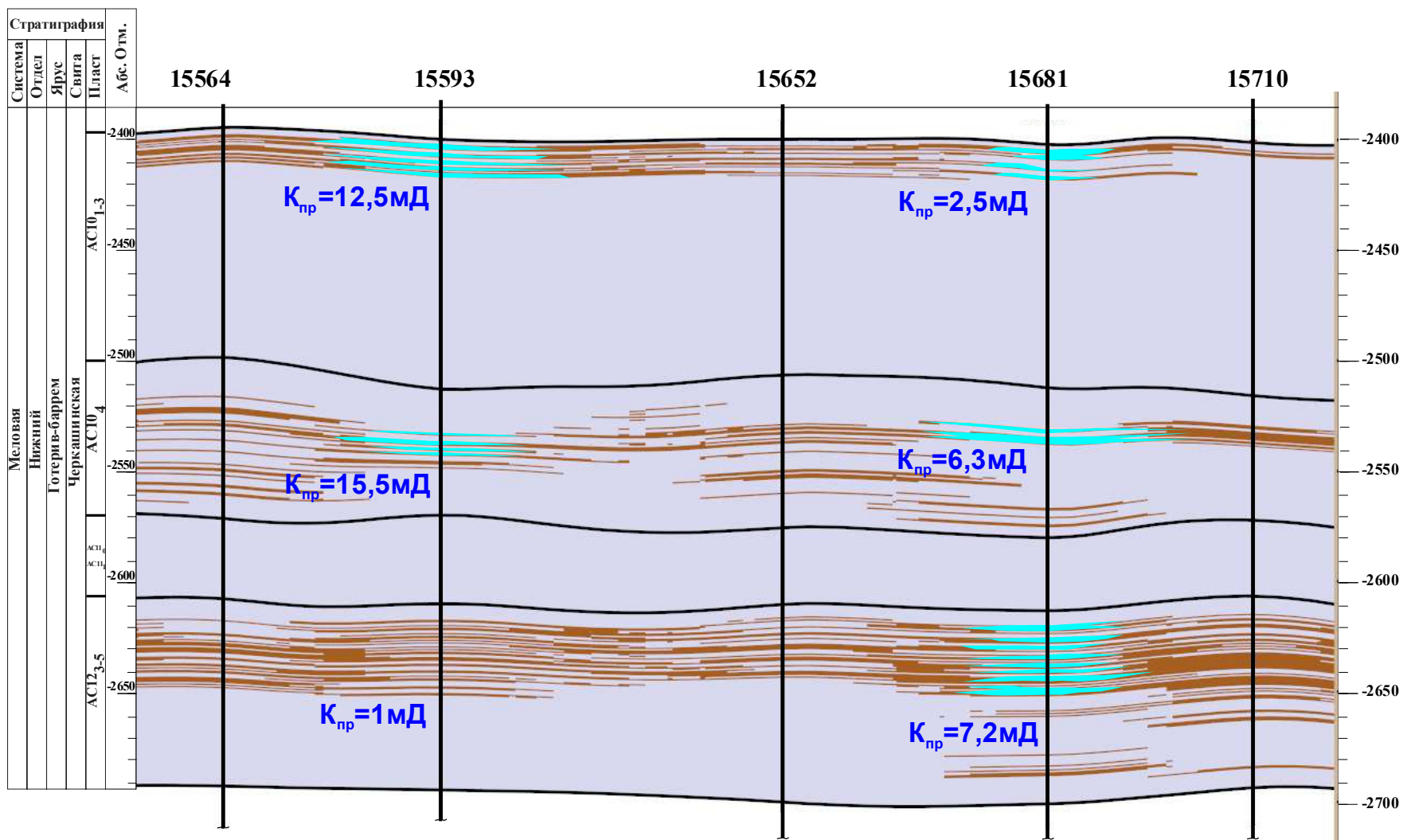
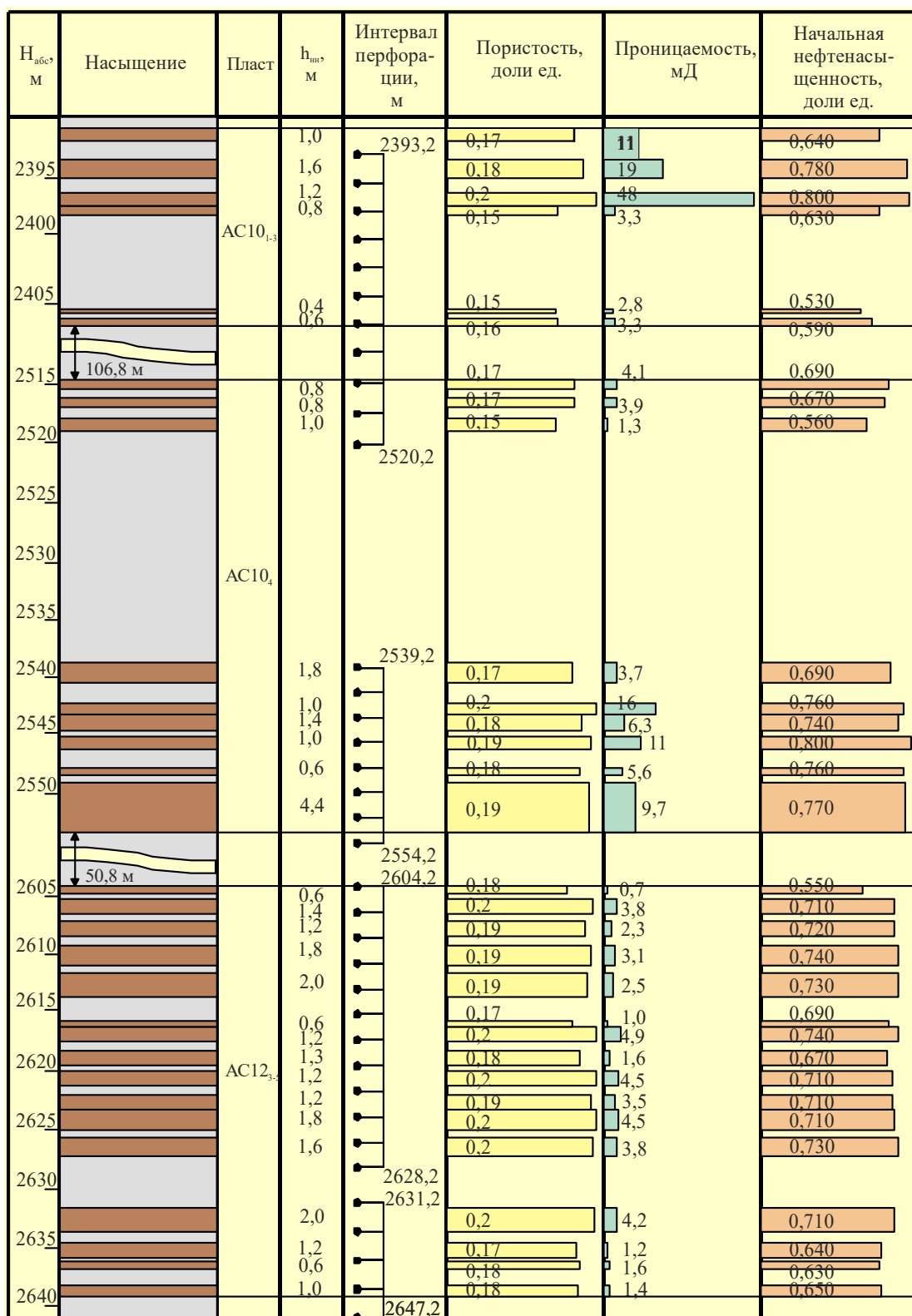


Рис.3.7.6 Геологический разрез объекта АС10-12 по линии скважин №№15564-15710.  
Центральный участок №1 ЮЛТ



Параметры пластов в скважине №427Р

Пласты	h <sub>пл</sub> , м	К <sub>п</sub> , доли ед.	К <sub>пр</sub> , мД	К <sub>нп</sub> , доли ед.
АС10 <sub>1-3</sub>	5,6	0,17	18,6	0,700
АС10 <sub>4</sub>	12,8	0,18	7,6	0,730
АС12 <sub>3-5</sub>	20,7	0,19	3,1	0,700
В сумме	39,1	0,18	6,8	0,710

Рис.3.7.7 Результаты интерпретации данных ГИС. Скважина №427Р. Объект АС<sub>10-12</sub>. Центральный участок №1 ЮЛТ

**Таблица 3.7.9– Показатели разработки по Центральному участку №1. Объект АС10-12**

Показатели		2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011 (6 мес.)	Всего
Годовая добыча, тыс.т	нефти	21	566	1271	1644	2170	1985	1696	1588	736	11679
	жидкости	22	609	1485	1930	2684	2573	2374	2523	1327	15528
Текущая обводненность, %		3	7	14	15	19	23	29	37	44	25
Годовая закачка воды, тыс.м <sup>3</sup>		–	509	1389	1905	3140	3739	4139	4000	1776	20597
Накопленные показатели	добыча нефти, тыс.т	21	588	1859	3503	5673	7658	9354	10942	11679	11679
	добыча жидкости, тыс.т	22	632	2116	4046	6731	9304	11678	14201	15528	15528
	закачка воды, тыс.м <sup>3</sup>	–	509	1898	3802	6942	10682	14821	18821	20597	20597
	ВНФ, т/т	0,035	0,075	0,139	0,155	0,187	0,215	0,248	0,298	0,330	0,330
Компенсация отбора закачкой	текущая, %	–	66	75	79	95	119	145	134	115	109
	накопленная, %	–	64	72	75	83	93	103	108	109	109
Кол-во скважин, перебывавших в эксплуатации	добывающих	5	41	79	118	156	144	117	109	104	194
	нагнетательных	–	9	16	27	49	70	83	87	88	90
Средний дебит	нефти, т/сут	103	88	71	59	50	43	42	43	41	49
	жидкости, т/сут	107	95	83	70	62	55	58	68	75	65
Текущая приемистость, м <sup>3</sup> /сут		–	619	465	272	248	192	165	152	137	192
Темп отбора нефти от НИЗ, %		0,06	1,6	3,71	4,8	6,34	5,8	4,96	4,64	–	–
Темп отбора нефти от ГИЗ, %		0,06	1,65	3,78	5,08	7,07	6,96	6,39	6,39	–	–
Текущий КИН, доли ед.		–	0,005	0,0154	0,0291	0,0431	0,0636	0,0777	0,091	0,097	0,097
Отбор нефти от НИЗ, %		0,06	1,7	5,4	10,2	16,6	22,4	27,4	32,0	34,2	34,2

Примечание: ГИЗ = 120253 тыс.т; НИЗ = 34189 тыс.т; КИН = 0,284.

Для ознакомления. Номера страниц не соответствуют официальной версии.

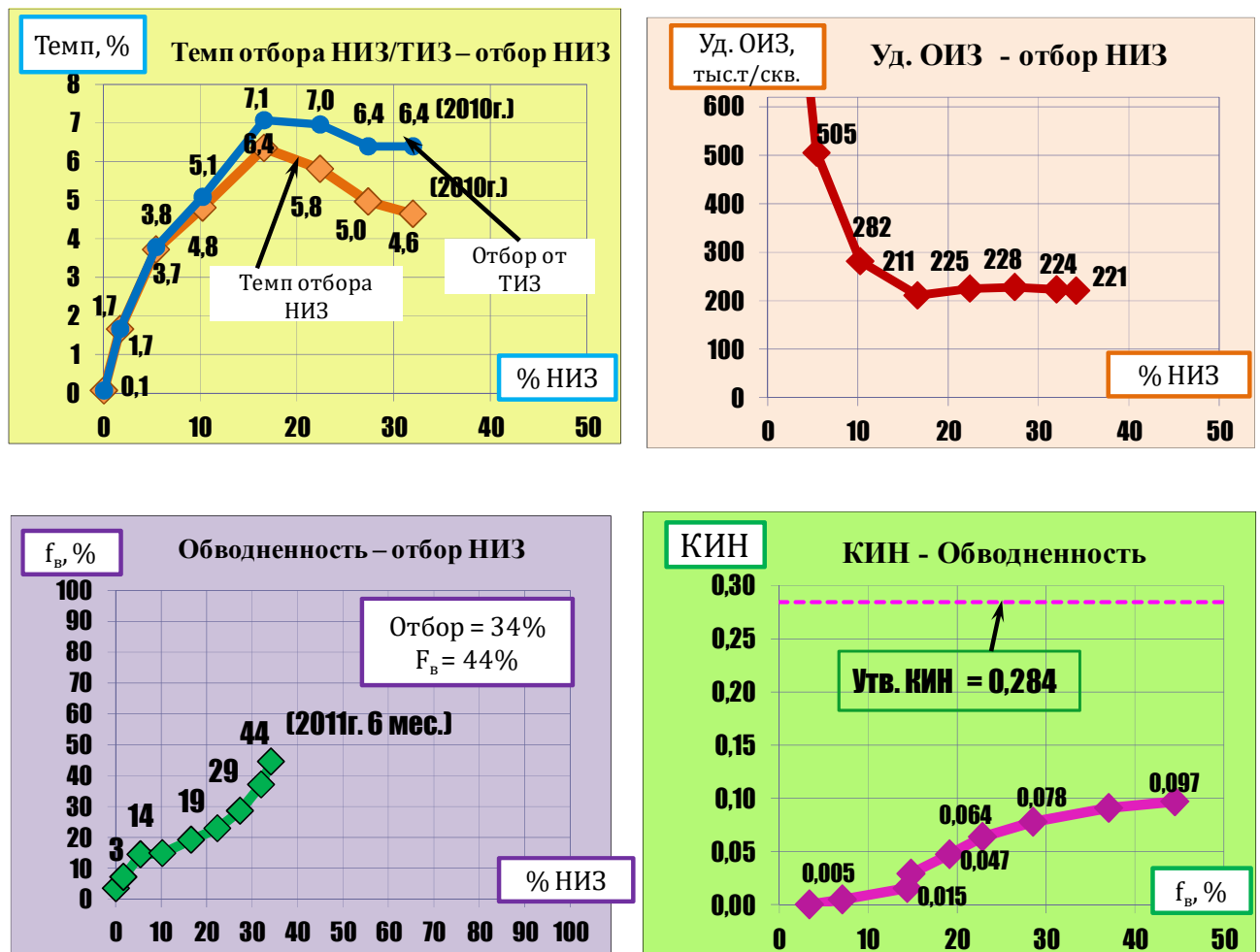


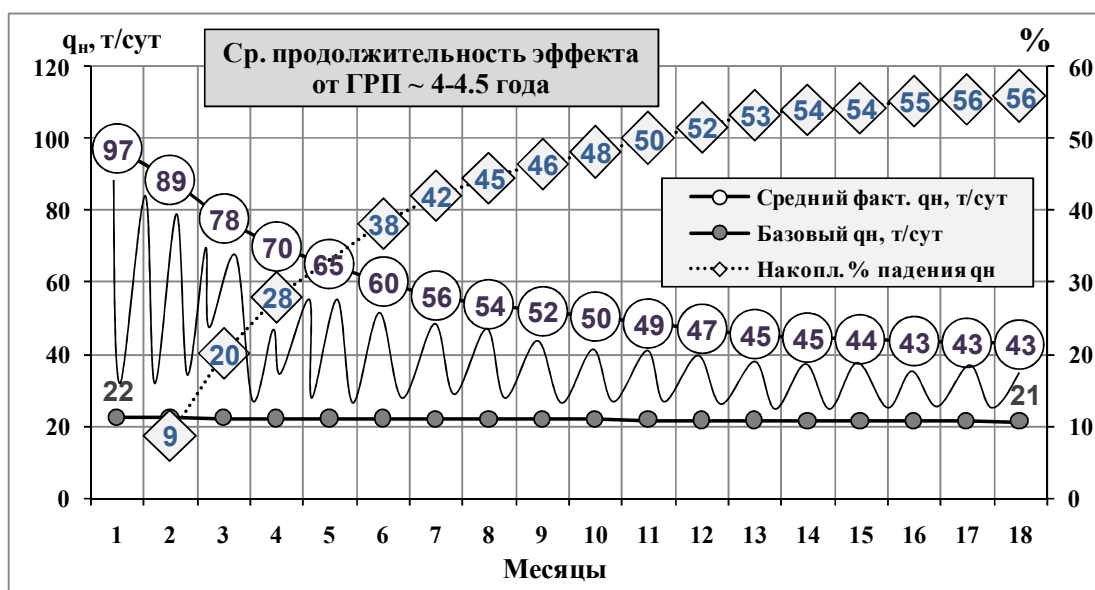
Рис.3.7.8 Характеристики разработки по Центральному участку №1. Объект АС<sub>10-12</sub> (ЮЛТ).

Таблица 3.7.10 – Технологические режимы работы добывающих скважин по участкам, перспективным для уплотнения сетки

Показатели	Участок уплотнения					В целом по ЮЛТ
	№1	№2	№3	№4	№5	
Средняя глубина спуска насоса, м	2594	2873	2605	2791	2885	2733
Средний динамический уровень, м	2022	2583	2360	2549	2536	2331
Дебит жидкости, м <sup>3</sup> /сут	81	21	20	45	13	40
Текущая обводненность, %	39	18	35	9	20	28
Текущее пластовое давление, МПа	18,8	18,6	18,2	16,5	15,2	18,2
Забойное давление, МПа	5,6	5,2	4,6	4,6	6,1	5,6
Депрессия на пласт, МПа	13,2	13,5	13,5	11,9	9	12,6
Затрубное давление, МПа	1,2	1,1	1	1,5	2	1,5
Давление на приеме насоса, МПа	4,7	4	3,7	3,6	4,6	4,5
Газосодержание на приеме насоса, %	31	38	38	42	28	34
Газосодержание на забое скважины, %	23	25	28	32	15	24
Коэфф.продукт.скважин, м <sup>3</sup> /сут·МПа	5,9	1,7	1,5	3,7	1,7	3,2

**Таблица 3.7.11 – Характеристика гидроразрывов пласта, выполненных по Центральному участку №1 ЮЛТ**

Показатели	В целом по АС <sub>10-12</sub>	в т.ч. по горизонтам	
		АС10	АС12
Количество ГРП, шт.	670	418	252
Уд. расход пропанта, т/опер.	118	109	132
То же, на 1 м $h_{нн}$ , т/м	9,7	9,7	9,7



**Рис.3.7.9 Динамика падения среднего дебита нефти после ГРП по Центральному участку №1 ЮЛТ.**

**Таблица 3.7.12 – Эффективность ГРП по объекту АС<sub>10-12</sub> в пределах Центрального участка №1 ЮЛТ**

Показатели	Значение
Общая добыча нефти – всего, млн.т	12,3
в т.ч. добыча за счет ГРП, млн.т	7,5
Доля нефти, добытой за счет ГРП, %	62
Удельная доп.добыча нефти за счет ГРП, тыс.т/скв.	51
То же, на 1 операцию ГРП, тыс.т/опер.	16
Пусковой дебит нефти после ГРП, т/сут	97
Базовый дебит нефти (без ГРП), т/сут	22
Длительность эффекта от ГРП, лет	4-4,5

**Приобское месторождение (ЮЛТ).  
Объект АС<sub>10-12</sub>.  
Накопленные показатели разработки  
по участку №1**

Показатели	Значения
Всего скважин	194
N доб. скв.	105
N наг. скв.	89
Добыча нефти	11679 тыс.т
Уд. добыча нефти, тыс.т/скв.	114 (добыв.) 60 (общую)
Добыча воды	3849 тыс.т
Добыча жидкости	15528 тыс.т
Σ ВНФ	0,33 т/т
Закачка воды	20597 тыс.м <sup>3</sup>
Накопл. компенсация	109%
Отбор НИЗ	34%
Текущий КИН	0,097

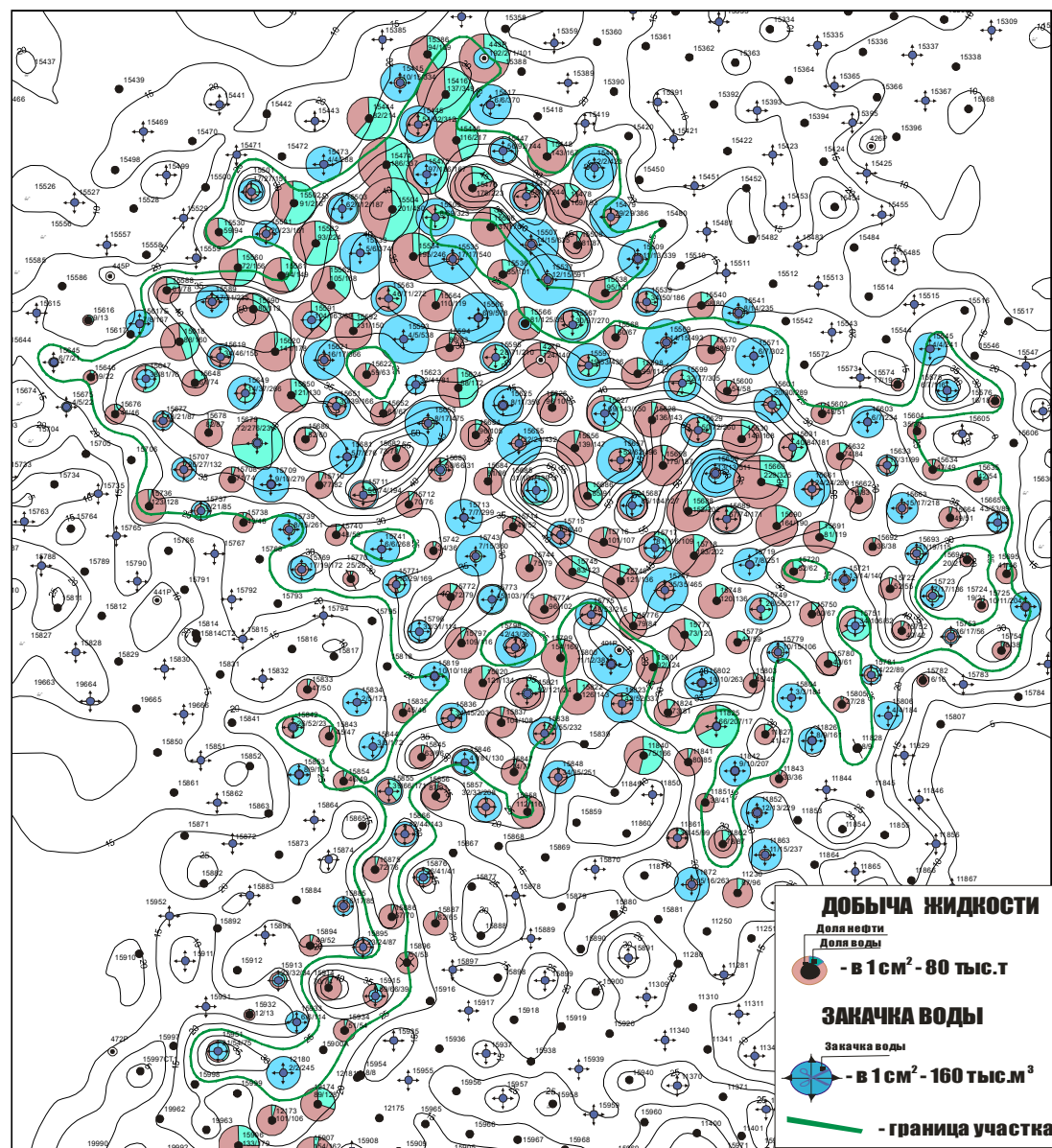


Рис.3.7.10 Карта накопленных отборов по Центральному участку №1 (на 01.07.2011).



**Приобское месторождение (ЮЛТ).  
Объект АС<sub>10-12</sub>.  
Текущие показатели разработки  
по участку №1**

Показатели		Значения
Всего скважин		191 шт.
Действ. доб. скв.		102 шт.
Действ. наг. скв.		89 шт.
Дебит нефти		41 т/сут.
Дебит жидкости		75 т/сут.
Средние за историю	QH	49 т/сут.
	QЖ	65 т/сут.
Обводненность		46%
Приемистость		137 м <sup>3</sup> /сут.
Тек. компенсация		115%

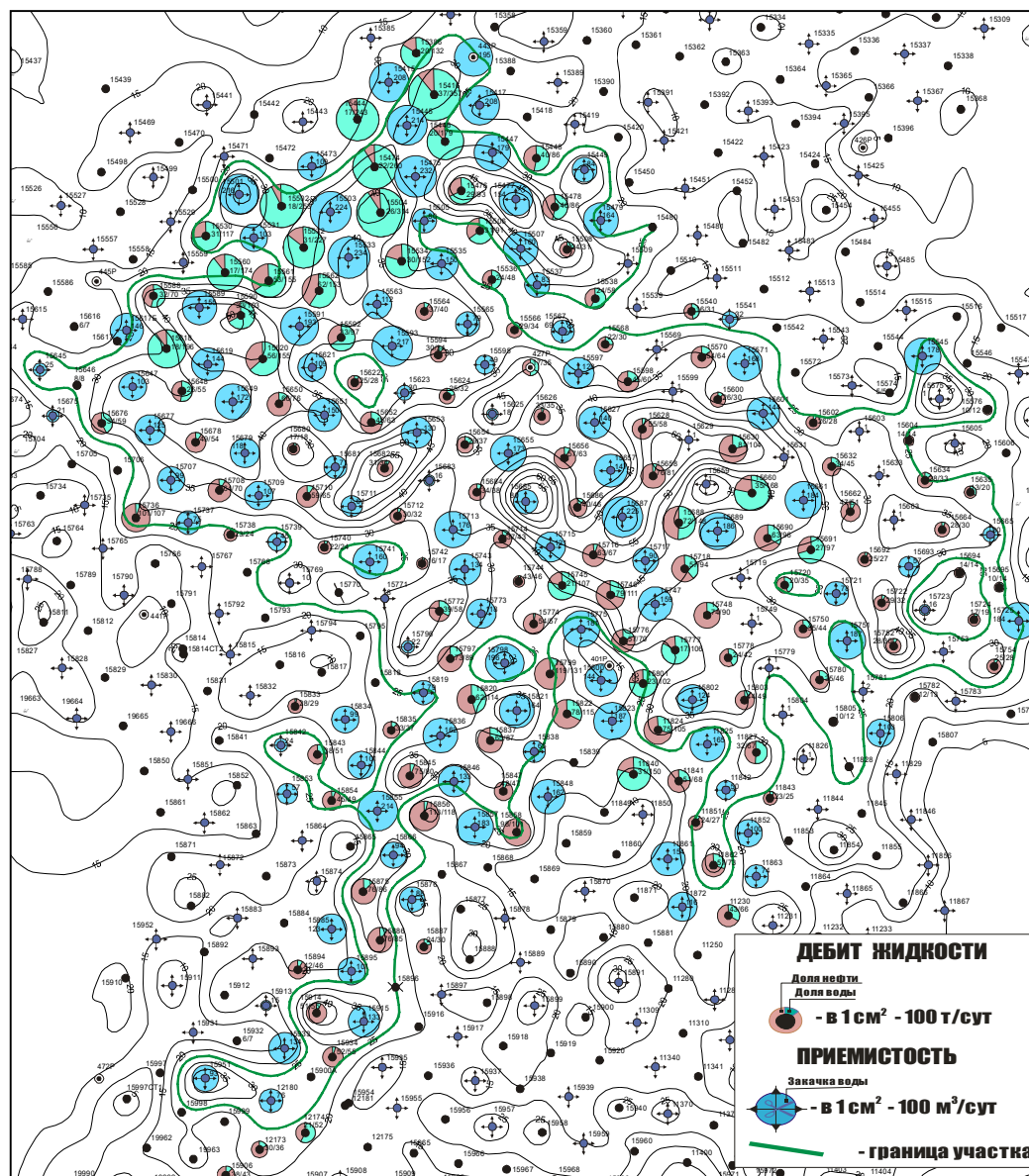


Рис.3.7.11 Карта текущего состояния разработки по Центральному участку №1 (на 01.07.2011).

**Приобское месторождение (ЮЛТ).  
Объект АС<sub>10-12</sub>.  
Сведения о текущем пластовом давлении**

Пластовое давление				
Участок	$P_{пл \text{ нач.}}$ , атм	$P_{пл \text{ тек.}}$ , атм	$\Delta P$ , атм	$\Delta P$ , %
Зона отбора	268	212	-56	-21
Зона нагнетания		318	+50	+19
В целом		258,2	-9,8	-4

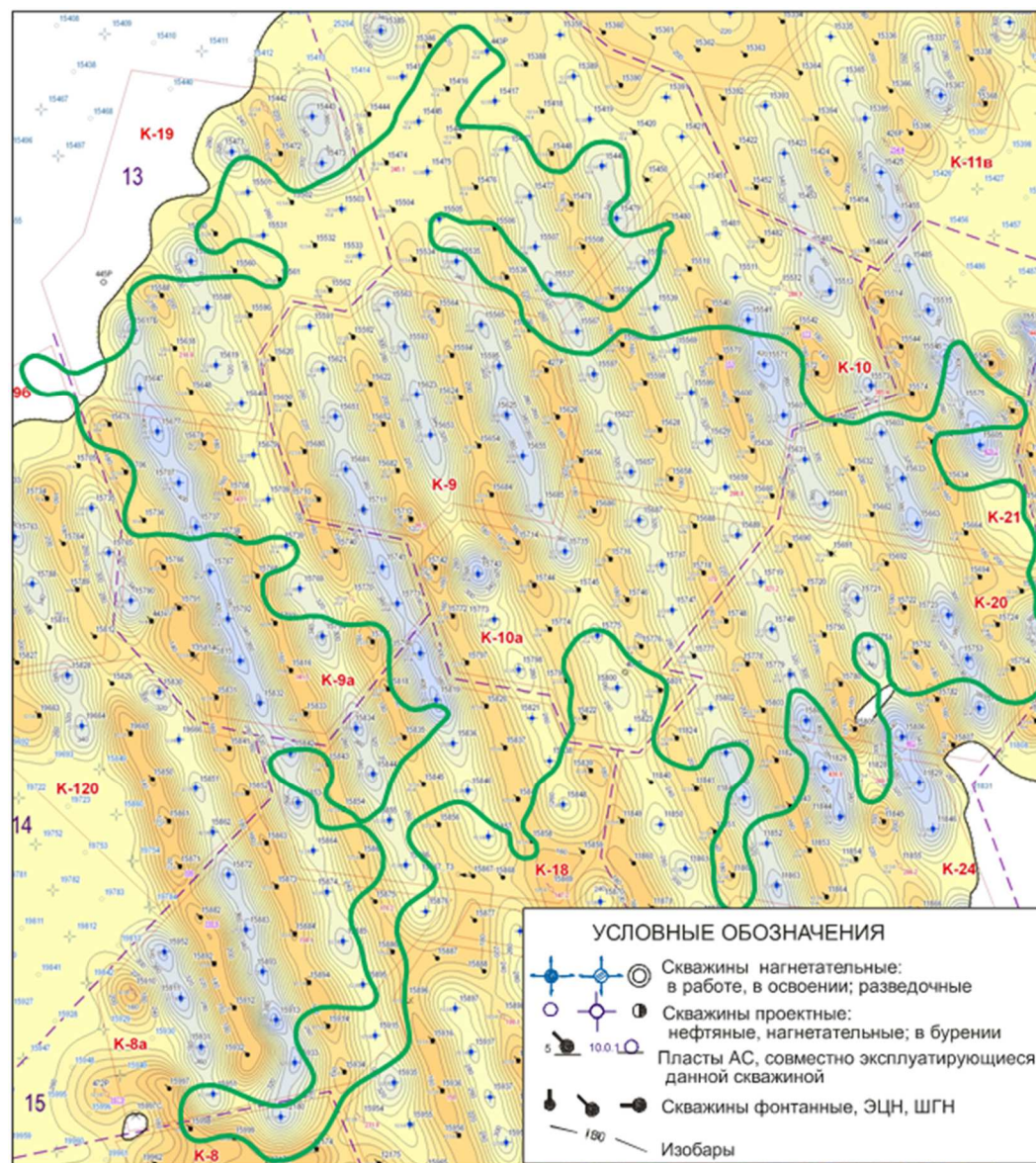


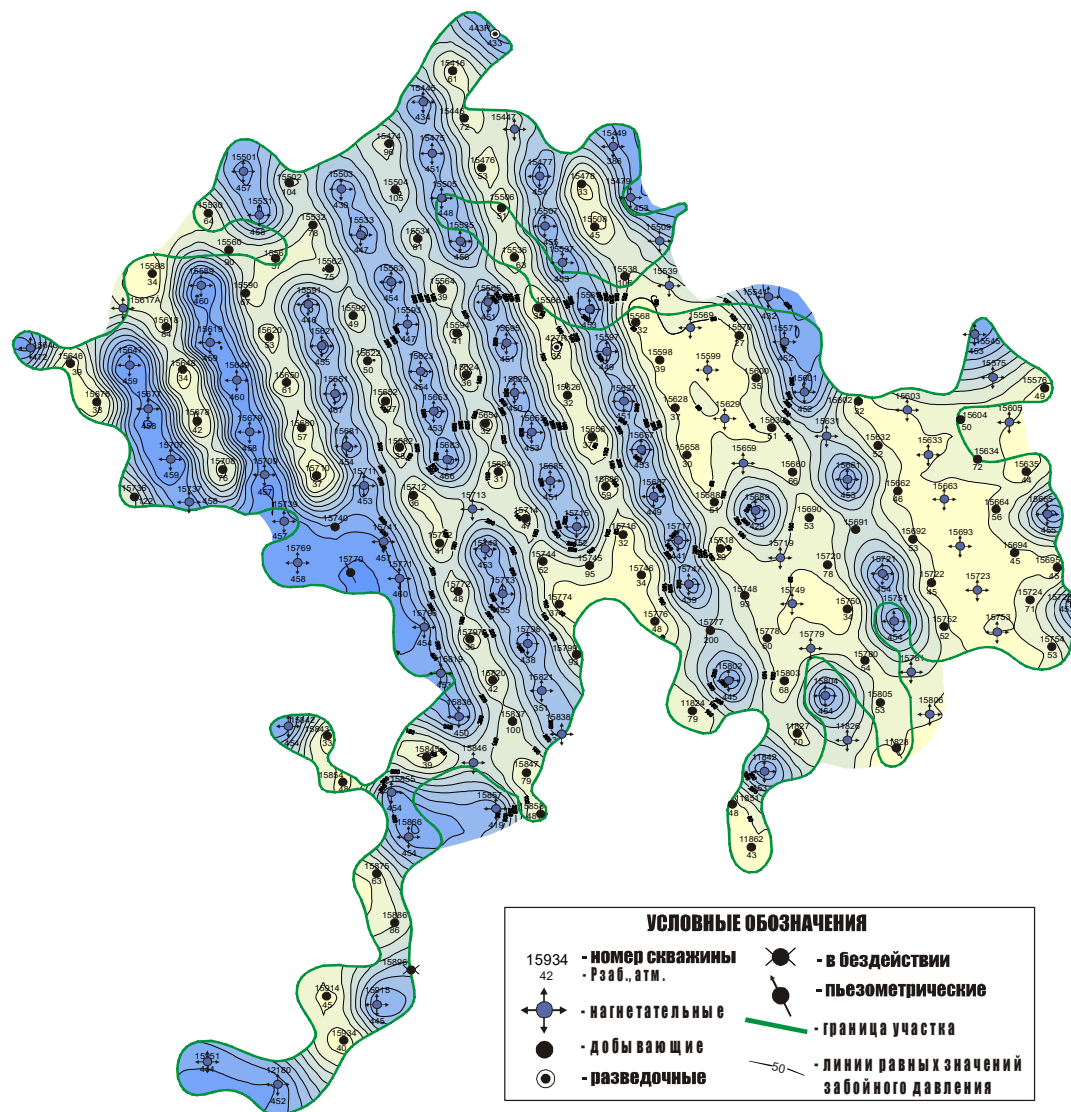
Рис.3.7.12 Карта изобар по Центральному участку №1(на 01.07.2011).

**Приобское месторождение (ЮЛТ).  
Объект АС<sub>10-12</sub>.**

**Сведения о текущих забойных давлениях в скважинах**

<b>Добывающие скважины</b>	
Среднее P <sub>заб.</sub>	57 атм (по 107 скважинам)
Max P <sub>заб.</sub>	197 атм (скв. 15777)
Min P <sub>заб.</sub>	27 атм (скв. 15568)

<b>Нагнетательные скважины</b>	
Среднее P <sub>заб.</sub>	448 атм (по 79 скважинам)
Max P <sub>заб.</sub>	472 атм (скв. 15645)
Min P <sub>заб.</sub>	345 атм (скв. 15838)



**Рис.3.7.13 Карта забойных давлений по Центральному участку №1.**

**Приобское месторождение (ЮЛТ).  
Объект АС10-12.  
Сведения о текущих депрессиях в скважинах**

Депрессия	
Средняя	– 129 атм (по 100 скважинам)
Максимальная	– 234 атм (скв. №15416)
Минимальная	– 62 атм (скв. №15777)

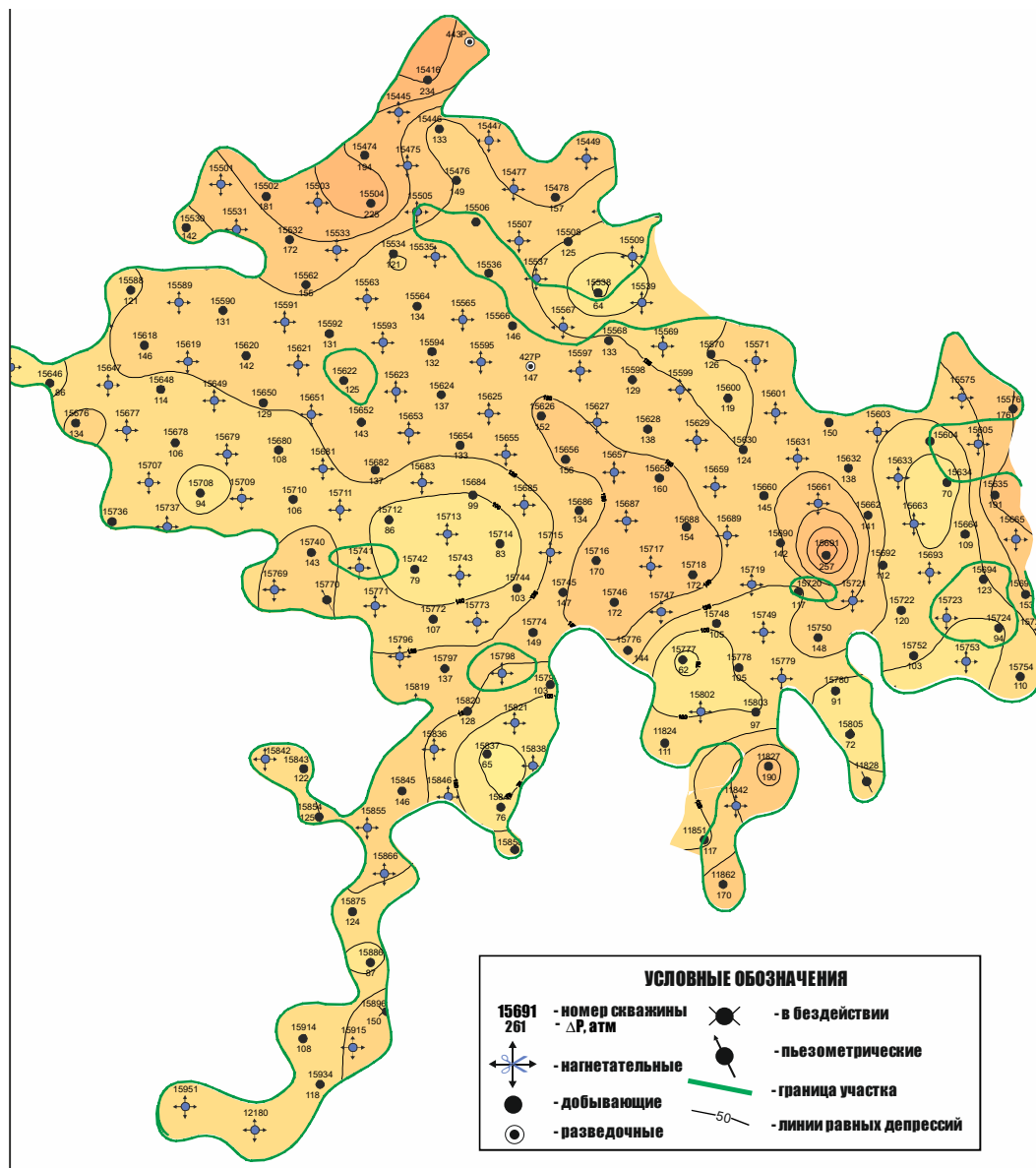


Рис.3.7.14 Карта депрессий в добывающих скважинах Центрального участка №1.

### ***Варианты уплотнения сетки***

С целью выбора оптимальной стратегии рассмотрели 6 технологических вариантов уплотнения сетки (рис. 3.7.15) вплоть до предельной ПСС – 7,2 га/скв.

**Вариант 1** – базовая однорядная система разработки с ПСС – 21,65 га/скв;

**Вариант 2** – уплотнение сетки по линии добывающего ряда до расстояния между добывающими скважинами 250м. ПСС – 14,4 га/скв, соотношение  $N_{\text{доб}}/N_{\text{нагн}} = 2:1$ ;

**Вариант 3** – преобразование однорядной системы в блочно-квадратную путем бурения в добывающих рядах уплотняющих – как добывающих, так и нагнетательных скважин. Расстояние между добывающими скважинами – 290м. Среднее расстояние между скважинами в стандартном элементе  $2\sigma$  – 352м, ПСС – 12,4 га/скв, соотношение скважин – 4:3.

**Вариант 4** – преобразование однорядной системы в блочно-замкнутую путем перевода в ППД части скважин добывающих рядов и бурения уплотняющих добывающих скважин. Расстояние между добывающими скважинами в зонах уплотнения – 270м,  $2\sigma$  – 344м, ПСС – 11,8 га/скв, соотношение скважин – 7:4.

**Вариант 5** – преобразование однорядной системы в блочно-квадратную путем бурения в добывающих рядах уплотняющих – как добывающих, так и нагнетательных скважин. Расстояние между добывающими скважинами в зонах уплотнения – 270м,  $2\sigma$  – 295м, ПСС – 8,7 га/скв, соотношение скважин – 7:3.

**Вариант 6** отличается технологически наиболее плотной сеткой – 7,2 га/скв. Расстояние между добывающими скважинами – 240м,  $2\sigma$  – 270м, соотношение скважин – 3:1.

Варианты 3-6, предусматривающие уплотнение сетки одновременно с переходом на блочно-замкнутую систему, обеспечивают заметный прирост  $K_{\text{охв}}$ , оцененный геостатистически по методике А.Н.Юрьева (рис. 3.7.17).

В целях экономии времени на выполнение модельных расчетов оценка вариантов была выполнена в границах наиболее представительного (как по количеству скважин, так и по  $h_n$ ) – основного "блока" Центрального участка. На рисунке 3.7.15 представлены варианты размещения скважин уплотняющего фонда в указанном "блоке", а в табл.3.7.13 – результаты расчетов.

Гидродинамическое моделирование (см.табл. 3.7.13) по основному "блоку" показало, что:

- все варианты с уплотнением сетки за 20 лет обеспечивают существенный прирост добычи нефти;
- сплошное уплотнение сетки экономически неэффективно;
- лучшим выглядит вариант 2 (32 тыс.т/упл.скв.), хуже остальных – варианты 3 и 4;
- в варианте 3 с бурением дополнительных нагнетательных скважин, образующих замкнутые блоки, заметно ускоряется рост обводненности и ВНФ;

Для ознакомления. Номера страниц не соответствуют официальной версии.

– в варианте 4 уплотняющее бурение не компенсирует потерю мощностей по добыче;

– в вариантах 5 и 6 с наиболее плотными сетками обеспечивается наибольший прирост добычи нефти, однако по удельному за 20 лет отбору на уплотняющую скважину они уступают варианту 2.

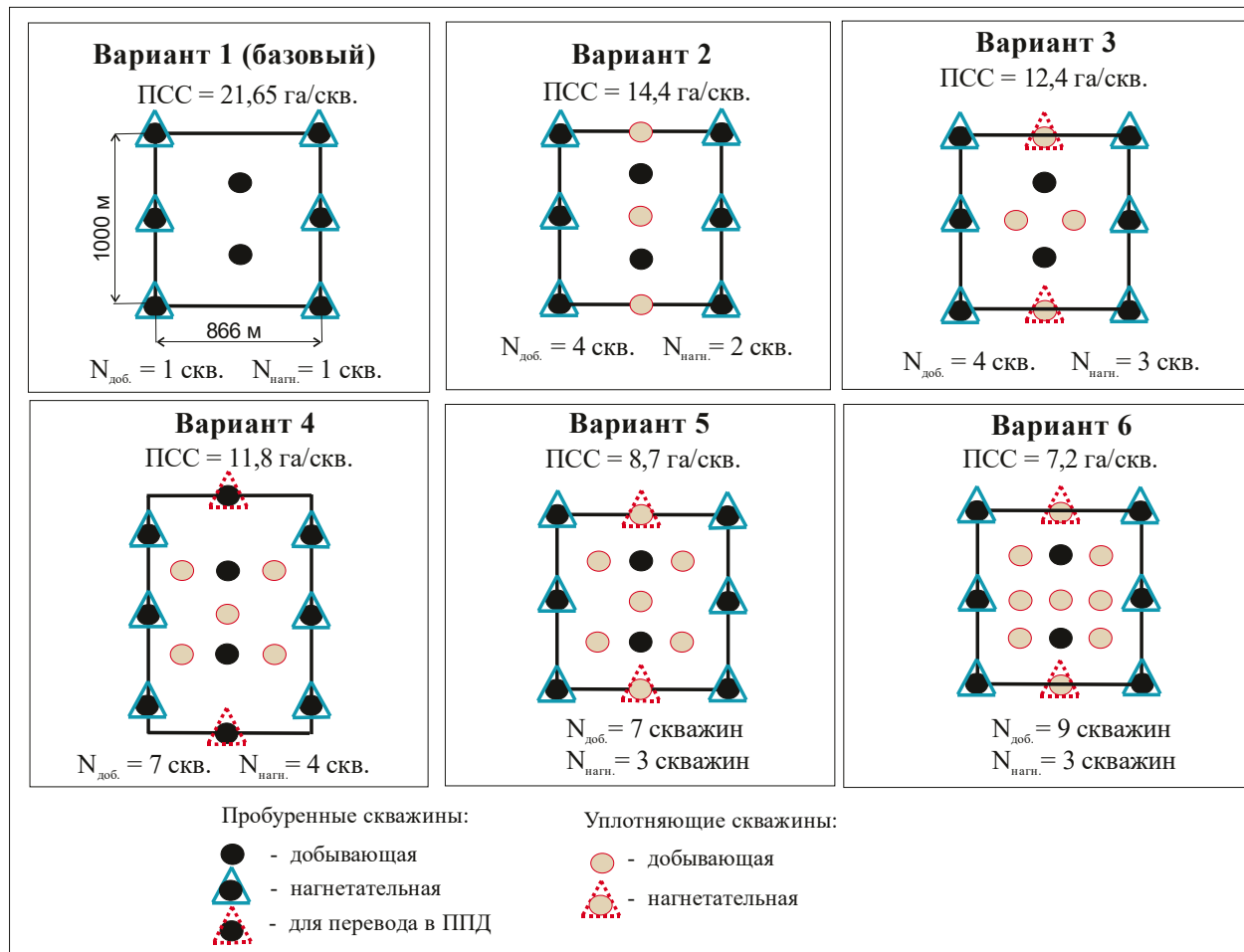


Рис. 3.7.15. Варианты уплотнения сетки скважин по объекту АС<sub>10-12</sub>

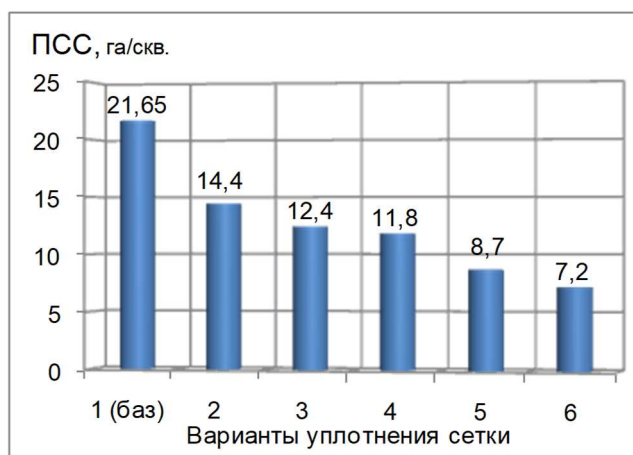


Рис.3.7.16. Плотность сетки скважин по вариантам разработки

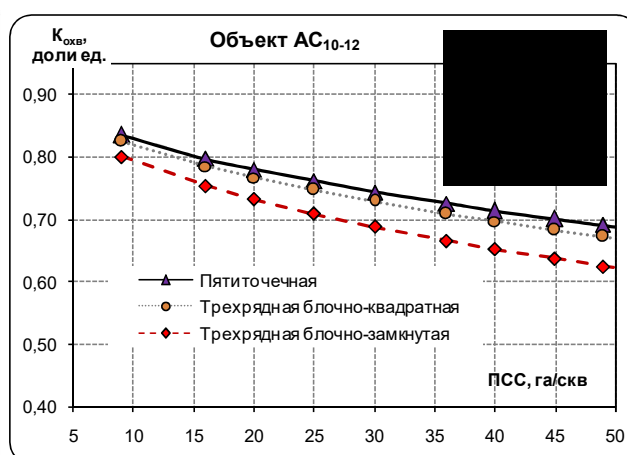
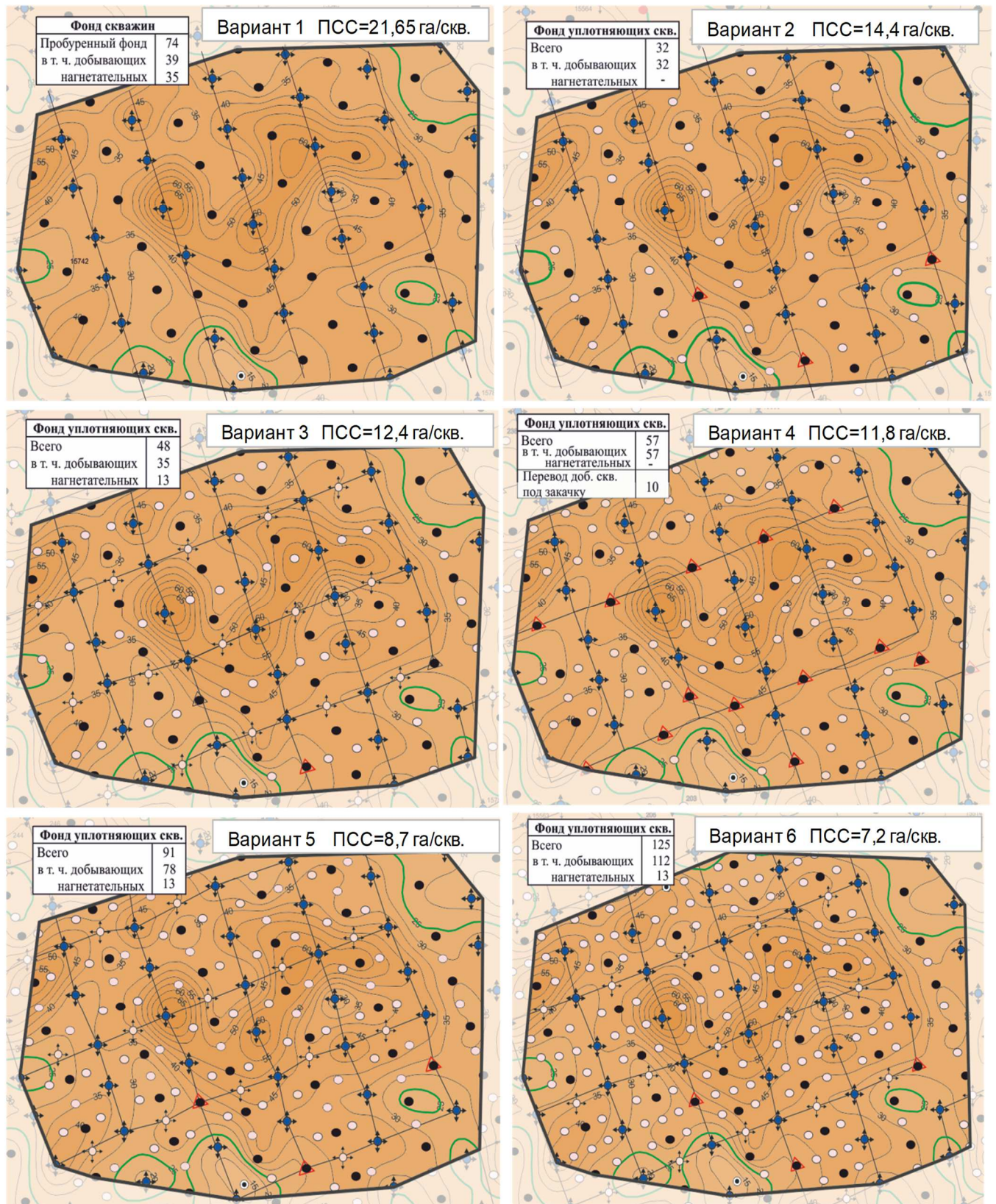


Рис. 3.7.17. Зависимости  $K_{\text{оув}}$  от ПСС для различных систем разработки

Для ознакомления. Номера страниц не соответствуют официальной версии.



**Рис. 3.7.18. Варианты размещения уплотняющих скважин в основном "блоке" объекта АС<sub>10-12</sub> ЮЛТ Приобского месторождения**

Таблица 3.7.13 – Показатели вариантов разработки участка с уплотнением сетки

Показатели / Варианты	1 (баз)	2 (рек)	3	4	5	6
Средняя ПСС, 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 - всего:	-	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
Уд. накопл. добыча нефти, тыс.т/общ.скв.	126	98	81	76	70	62
Уд. накопл. добыча нефти, тыс.т/доб.скв.	239	146	133	116	99	82
Прирост добычи нефти за 2012-2031гг, тыс.т	-	1029	529	688	2273	3079
Уд. доп. добыча нефти, тыс.т/упл.общ.скв.	-	32	11	12	25	25
Уд. доп. добыча нефти, тыс.т/упл.доб.скв.	-	32	15	12	29	27
Кратность ОИЗ нефти в 2031 году, лет	48	34	40	37	24	17

Таким образом, многовариантное гидродинамическое моделирование основного "блока" позволило сформировать оптимальный подход (вариант 2) к размещению уплотняющих скважин. Прочие варианты (3, 4, 5, 6) уплотнения с переходом от однорядной на блочно-замкнутые системы – экономически убыточны.

Для оценки "потенциала" каждой уплотняющей скважины по варианту 2 они были расставлены по всему Центральному участку. Всего здесь было размещено 99 уплотняющих добывающих скважин (рис. 3.7.19, 3.7.20). Прирост добычи нефти (по сравнению с базовым вариантом) от бурения 99 уплотняющих скважин за 20-летний расчетный период оценивается в 2,5 млн.т, т.е. в среднем по 25 тыс.т/скв.

Видно, что массовое бурение всех 99 скважин – нецелесообразно.

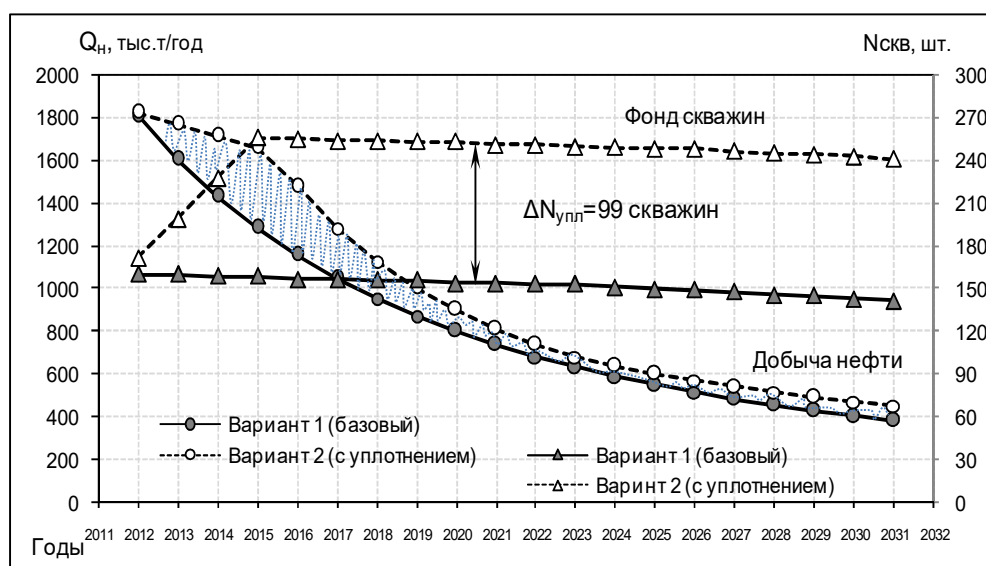


Рис. 3.7.19. Динамика показателей разработки Центрального участка с уплотнением и без уплотнения сетки



№№ скв.	Бурение с куста	ДН накопл., тыс.т		№№ скв.	Бурение с куста	ДН накопл., тыс.т		№№ скв.	Бурение с куста	ДН накопл., тыс.т	
		К <sub>вскр</sub>				К <sub>вскр</sub>				К <sub>вскр</sub>	
		0,65	1			0,65	1			0,65	1
113	8А	102	186	150	11	39	64	174	24	17	35
153	9	77	173	114	19	36	63	189	20	50	33
157	10А	31	169	164	11	29	63	111	18	19	32
139	9	53	147	209	18	47	62	129	10А	25	32
127	9	91	142	117	9	17	62	135	11	49	32
151	9	73	134	109	9А	32	60	143	10А	21	32
152	9	59	130	195	20	47	60	145	10А	2	31
142	10А	61	125	188	21	29	59	140	9	16	30
112	8А	71	123	190	20	62	58	158	10А	19	28
154	10А	48	120	120	18	26	58	133	18	20	27
179	10	72	120	163	11	45	55	206	10А	17	27
170	10А	32	119	134	18	13	55	108	19	21	26
156	10А	65	115	175	24	41	54	123	19	14	26
141	9	47	112	104	8А	30	54	173	20	23	22
200	9А	80	108	162	11	74	53	183	20	16	21
167	10	62	98	182	20	30	53	203	10А	8	20
125	9	69	96	149	11	63	52	202	11	45	19
196	8	59	94	191	20	43	52	193	21	15	17
168	10	50	92	103	196	13	51	192	20	9	17
169	10А	42	92	205	11	21	51	132	18	9	16
119	9А	64	92	198	19	16	48	131	18	11	14
177	10	48	91	105	8А	15	44	184	20	11	12
181	20	9	90	128	10А	25	43	148	11	36	11
126	9	62	85	130	10А	31	43	107	19	9	11
138	9	45	83	136	11	29	43	185	24	9	9
118	9	32	82	121	18	18	43	147	11	9	8
208	20	58	80	166	10	17	43	207	24	5	5
137	11	63	80	106	19	26	43	160	24	2	4
110	9А	44	78	172	20	26	43	159	24	6	3
180	20	25	78	124	19	32	42	Среднее по 99 скв.	36	61	
178	10	35	72	194	21	40	42				
165	10	54	71	144	10А	22	41	Итого:	3530	6059	
155	10А	43	70	187	21	27	41				
115	19	40	69	116	9	28	38				
171	10А	38	68	102	8	27	36				

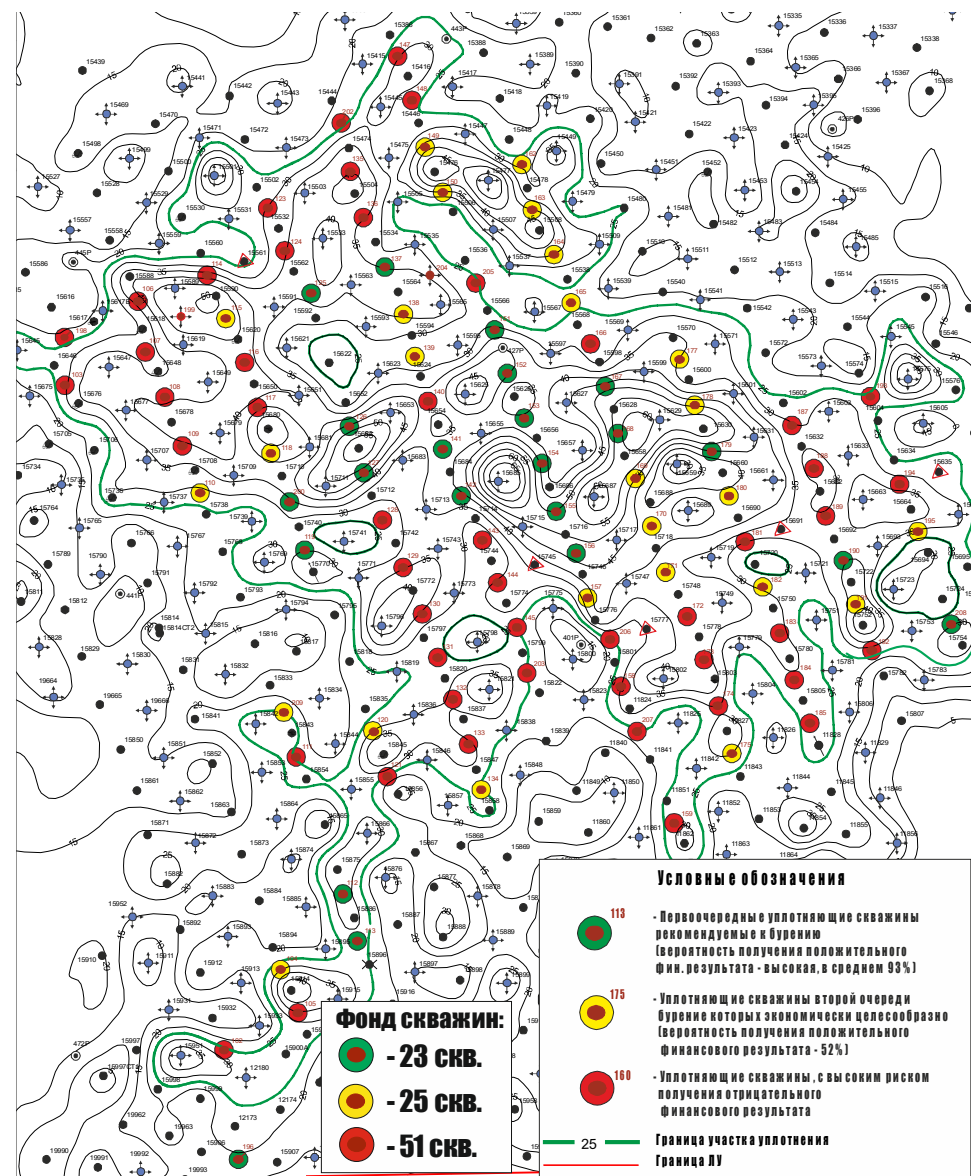


Рис.3.7.20 Карта ранжировки уплотняющих скважин по надежности бурения. Центральный участок №1. Объект АС10-12.

Для ознакомления. Номера страниц не соответствуют официальной версии.

Номер скважины.	Бурение с куста №	Добыча нефти за 20 лет, тыс.т	
		$K_{вскр} = 65\%$	$K_{вскр} = 100\%$
113	8А	102	186
153	9	77	173
139	9	53	147
127	9	91	142
151	9	73	134
152	9	59	130
142	10А	61	125
112	8А	71	123
154	10А	48	120
179	10	72	120
156	10А	65	115
141	9	47	112
200	9А	80	108
167	10	62	98
125	9	69	96
196	8	59	94
168	10	50	92
119	9А	64	92
126	9	62	85
208	20	58	80
137	11	63	80
155	10А	43	70
190	20	62	58
Сумма		1490	2580
Среднее		65	112

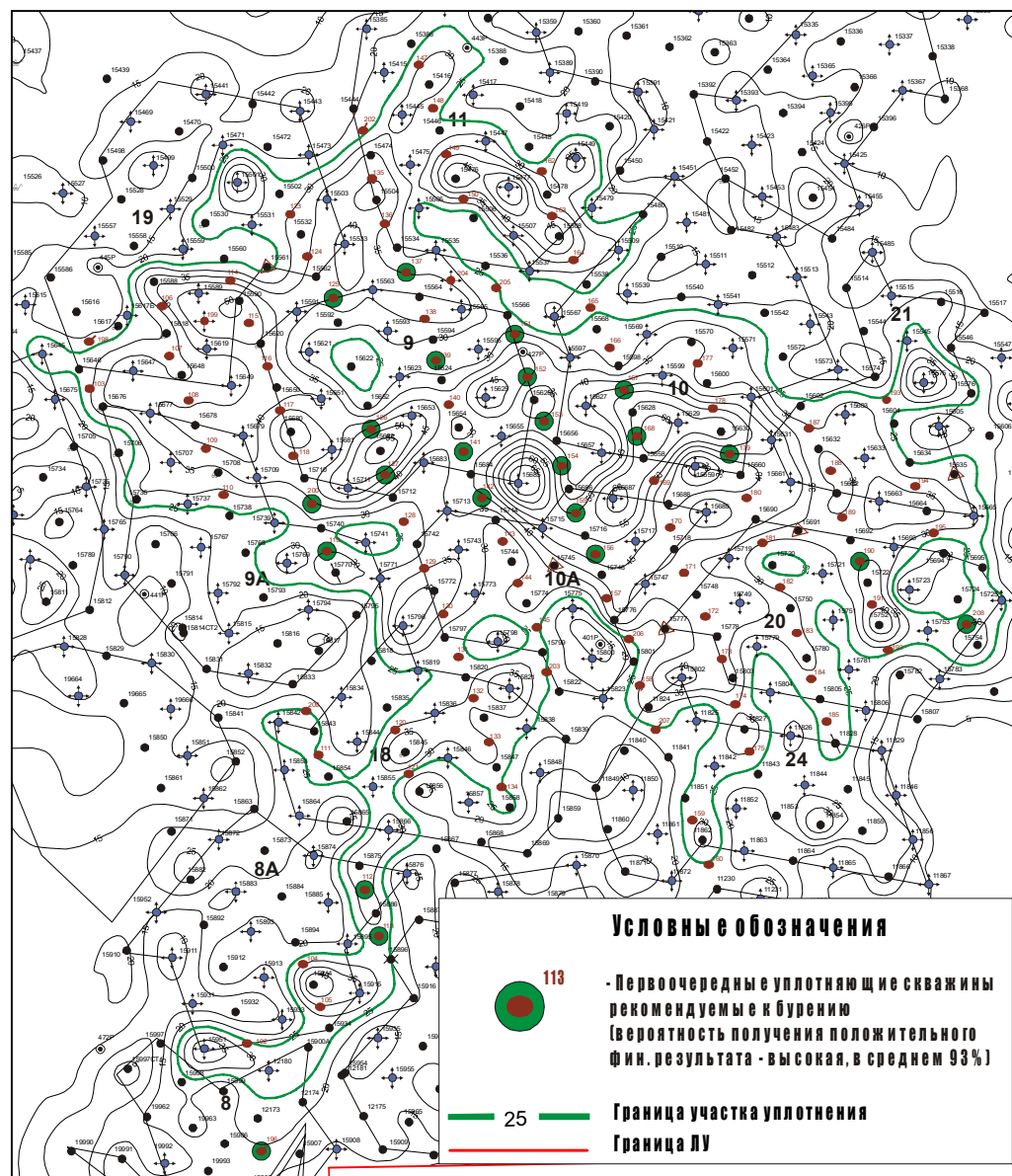


Рис.3.7.21 Карта размещения первоочередных 23-х уплотняющих скважин. Центральный участок №1. Объект АС10-12.

Таблица 3.7.14 – Входные параметры и экономическая эффективность бурения первоочередных 23 уплотняющих скважин фонда.  
Центральный участок №1.  $K_{вскр} = 65\%$

Номер скважины	Входные параметры			$Q_n$ за 20 лет, тыс.т	При дисконте 15%			IRR, %	Вероятность положит. NPV, %
	$q_n$ , т/сут	$q_ж$ , т/сут	$f_b$ , %		NPV, млн. руб	PI, б/р.	Срок окупаемости, годы		
113	64	105	39	102	54	2,17	2,2	83	100
153	24	66	63	77	14	1,31	5,8	27	98
139	28	42	32	53	-4	0,91	нет	11	42
127	55	71	23	91	39	1,84	2,8	58	100
151	25	31	21	73	11	1,24	7,2	23	92
152	30	68	56	59	2	1,05	8,5	17	71
142	46	79	42	61	16	1,35	3,0	44	98
112	47	109	57	71	25	1,54	2,6	53	100
154	20	35	42	48	-7	0,85	нет	7	28
179	29	49	41	72	15	1,33	4,8	29	98
156	56	64	12	65	34	1,74	1,9	98	100
141	39	58	33	47	-3	0,94	нет	14	49
200	37	39	6	80	30	1,66	1,0	>100	100
167	42	46	9	62	16	1,36	3,9	36	98
125	27	38	30	69	12	1,26	5,9	24	93
196	22	23	1	59	2	1,04	12,3	16	70
168	61	83	27	50	7	1,14	2,9	39	86
119	23	23	0	64	9	1,20	6,9	22	91
126	27	52	48	62	3	1,07	9,6	18	73
137	38	38	0	63	27	1,58	2,8	51	100
155	38	49	23	43	3	1,07	2,5	45	76
190	42	42	0	62	7	1,15	8,0	21	82
208	47	49	4	58	10	1,22	4,6	28	91
Итого	868	1261		1490	322				
Среднее	38	55	26	65	14	1,31	5,0	35	84

Путем ранжировки выделено 23 первоочередные уплотняющие скважины (рис.3.7.21). Кроме них 25 уплотняющих скважин (с невысокой коммерческой эффективностью) условно отнесены к "зависимым". Оставшиеся 51 уплотняющая скважина – отменены из-за нерентабельности.

Таблица 3.7.15 – Ранжировка уплотняющих скважин по их эффективности

Наименование	Входные параметры			Добыча нефти за 20 лет, тыс.т	PI, доли ед.	NPV, млн.руб.	Срок окуп., годы	Вероятность положительного результата, %
	Дебит нефти, т/сут	Дебит жидкости, т/сут	Обводненность, %					
• Первоочередные уплотняющие скважины, рекомендуемые для ОПР								
В сумме по 23 скв.	1463	2317	-	2580		1643		
В среднем на 1 скв.	64	101	37	112	2,56	71	3	95
• Зависимые уплотняющие скважины второй очереди бурения								
В сумме по 25 скв.	1016	1989	-	1916		581		
В среднем на 1 скв.	41	80	49	77	1,51	23	5	70
• Нерентабельные, высокорискованные уплотняющие скважины								
В сумме по 51 скв.	1240	2812	-	1634		-1400		
В среднем на 1 скв.	24	55	56	32	0,40	-27	нет	12
• Итого по всем уплотняющим скважинам								
В сумме по 99 скв.	3719	7118	-	6130		112		
В среднем на 1 скв.	38	72	48	62	1,18	8	-	-

Представленные в таблице 3.7.15 показатели по группам уплотняющих скважин указывают на высокую ожидаемую эффективность бурения 23 уплотняющих скважин. За 20-летний период (при  $K_{вскр} = 100\%$ ) они отберут в сумме около 2,6 млн.т нефти или по 112 тыс.т/скв. Инвестиционная привлекательность этих скважин – высокая: индекс доходности инвестиций – 2,5, период окупаемости для скважины – около 3 лет.

Следует учитывать, что из-за интерференции часть добычи нефти, которую извлекают уплотняющие скважины, могла бы быть отобрана скважинами основной сетки. В этой связи интерес вызывают не столько собственные накопленные отборы нефти из новых скважин, сколько реальный дополнительный прирост добычи – по участку в целом.

Для оценки указанной эффективности на 3D модели:

- рассчитан базовый вариант разработки основного "блока";
- вариант с бурением 23 наиболее перспективных уплотняющих скважин.

Из расчетов получено, что истинная разница по накопленной добыче между вариантами составляет 1,575 млн.т (рис. 3.7.22). Таким образом, реальный дополнительный прирост за счет уплотнения составит около 68 тыс.т/упл.скв., а коэффициент интерференции равен 40%. Полученный результат в текущих на 2012г. экономических условиях представляется весьма привлекательным.

Бурение в 2012-2015гг. 23 наилучших скважин способно ощутимо повысить уровни добычи по Центральному участку. Максимальный годовой прирост – 262 тыс.т может быть достигнут в 2015г. О хороших перспективах уплотнения сетки свидетельствует и сравнительная динамика дебитов нефти

по 23 уплотняющим и проектным скважинам, утвержденным для нового бурения в пределах ЮЛТ по технологической схеме 2011г. (рис. 3.7.23).

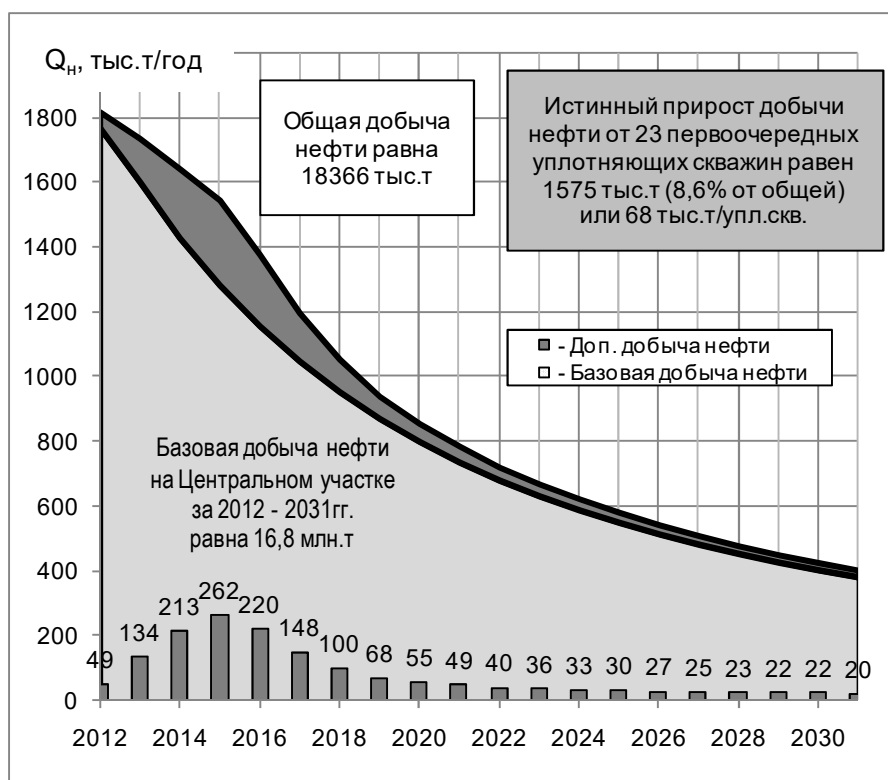


Рис. 3.7.22. Истинный дополнительный эффект в добыче нефти от бурения 23 уплотняющих скважин

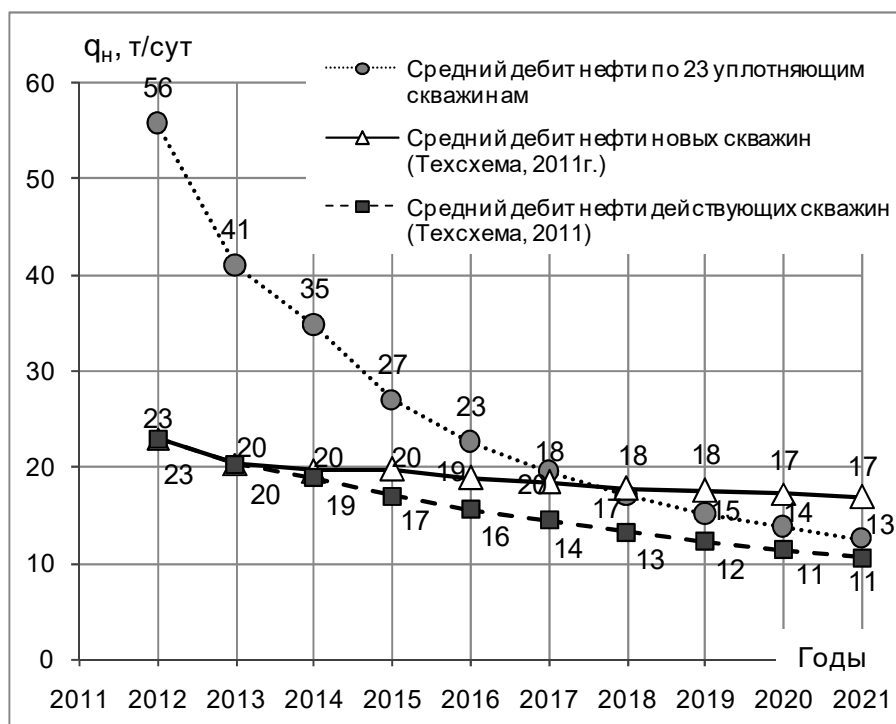
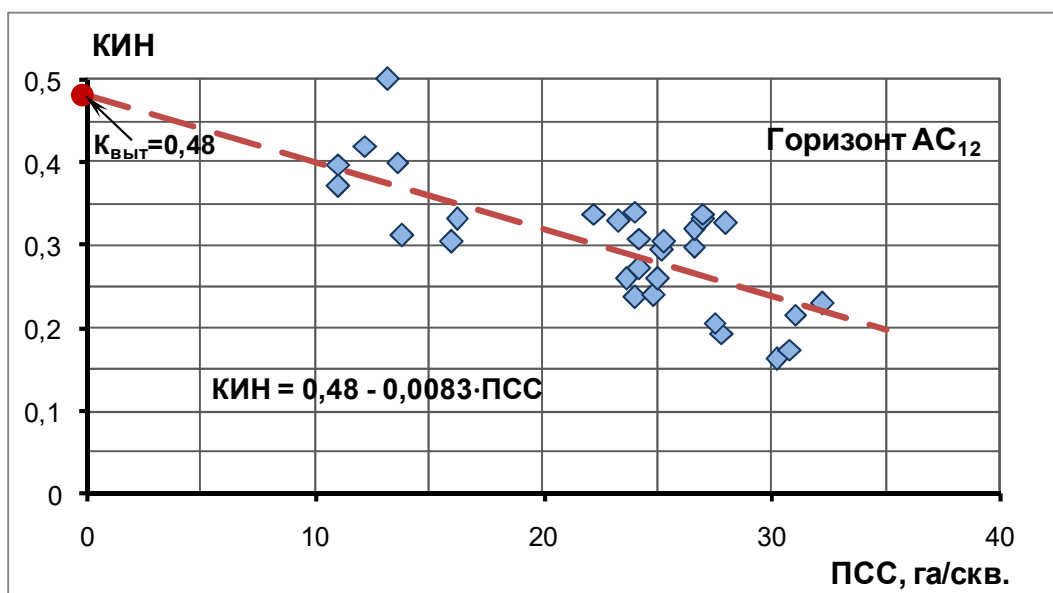


Рис. 3.7.23. Динамика ожидаемых средних дебитов нефти по непробуренным проектным скважинам основного фонда и 23 уплотняющим скважинам

Для сведения читателя укажем, что по СЛТ Приобского месторождения специалисты ОАО НК "Роснефть" выполнили [149] весьма интересный геостатистический анализ величин ожидаемых (прогнозных) КИН, исходя из фактических данных о разработке 55 обводненных (более чем на 50%) участков объекта  $АС_{10}+АС_{11}+АС_{12}$  в зависимости от таких геологических параметров, как:

- средняя проницаемость объекта;
- доля условно "несвязанных" коллекторов (т.е. прослоев с  $h_n < 2$  м);
- доля толщины "плохого" пласта  $АС_{12}$  в общей толщине объекта;
- коэффициент Лоренца;
- коэффициент Дикстра-Парсонса.

В результате проведенного анализа авторы [149] выявили, в частности, весьма существенную зависимость  $КИН = f(ПСС)$  для горизонта  $АС_{12}$  (рис.3.7.24).



**Рис.3.7.24. Приближенная зависимость прогнозного КИН от ПСС по горизонту  $АС_{12}$  (перестроенная А.Н.Яниным) по фактическим данным [149] разработки обводненных участков СЛТ Приобского месторождения**

Из рис. 3.6.24 следует, что уплотнение сетки, например, с 21,65 га/скв. (это именно та сетка, что реализуется сейчас на ЮЛТ) – до 14,4 га/скв. (с предлагаемым авторами уплотнением – по линии скважин добывающих рядов) может обеспечить увеличение КИН – на +0,06 (или 6 процентных пунктов).

Таким образом, в условиях горизонтов  $АС_{10}$  и  $АС_{12}$  ЮЛТ, содержащих долю условно "несвязанных" коллекторов в относительном количестве, соответственно – 0,2 до 0,6, уплотнение сетки скважин способно обеспечить существенное приращение КИН и пренебрегать этим при разработке ЮЛТ было бы опрометчиво и недальновидно.

### Выводы по главе 3

1. Уникальное по запасам Приобское месторождение (ЮЛТ) введено в добычу в 1999 году путём подключения разведочной скважины №477. Эксплуатационное разбуривание южной лицензионной территории началось в 2001 году. В 2008-2011 г. объёмы эксплуатационного бурения на месторождении превышали 1 млн.м/год, достигнув максимума – 1,287 млн.м в 2009г. (при вводе новых скважин – 396 в год). Суммарный накопленный объём проходки на ЮЛТ за 10 лет превысил величину 5,7 млн.м.

2. На месторождении пробурено 2122 скважины. Проектный фонд реализован на 25 %, для бурения осталось 6014 скважины, расположенные в худших, более сложных в геологическом плане краевых зонах объекта АС<sub>10-12</sub>. Характеристики времени эксплуатации пробуренного на месторождении фонда – высокие, коэффициент использования общего фонда превышает 0,9.

3. Максимальный уровень годовой добычи нефти за историю – 9,25 млн.т достигнут в 2010г. при темпе отбора менее 3% от запасов разрабатываемых пластов. При продолжении активного разбуривания Приобское месторождение (ЮЛТ) имеет хорошие перспективы превысить знаковый рубеж – в 10 млн.т годовой добычи нефти, заняв в ближайшие годы третье место в ХМАО-Югре по уровню текущей годовой добычи нефти после Самотлорского и Приобского /СЛТ/ месторождений [196].

4. Благодаря массовому применению гидроразрыва пластов средний дебит нефти по месторождению удалось нарастить с 29 т/сут (в 2001г.) до 83 т/сут (в 2004 г.), а также обеспечить высокую среднюю приёмистость нагнетательных скважин на необходимом уровне – 250-480 м<sup>3</sup>/сут. Средневзвешенный (по годам и количеству вводимых скважин) дебит нефти новых скважин за весь период 1999-2010 гг. составил 40,65 т/сут, удельный дебит на 1 м нефтенасыщенной толщины – 2,31 т/сут/м. Удельный дебит на 1 единицу проводимости ( $K \cdot h_n$ ) – 0,379 т/сут/мД·м.

5. За счёт применения высокоинтенсивной однорядной системы разработки объекта АС<sub>10-12</sub>, а также, благодаря ускоренному формированию системы ППД, удалось в значительной степени снивелировать негативное влияние таких ключевых геологических природных факторов – как особо низкая проницаемость и проводимость коллекторов.

6. Если в начальный период разработки соотношение числа действующих добывающих и нагнетательных скважин было неблагоприятным (до 10 – в 2003г.), то в 2010-2011гг. это соотношение резко снизилось – до 1,9-1,8. За счёт усиления системы ППД удалось существенно замедлить темпы падения дебитов жидкости скважин во времени. Процент падения добычи нефти по переходящему фонду добывающих скважин в 2007-2010гг. находился на уровне 33-27% в год.

7. За счет создания жесткой системы воздействия и благодаря быстрым темпам формирования системы ППД удалось поддержать текущее пластовое давление в зонах отбора залежей объекта АС<sub>10-12</sub> на необходимом уровне, а именно – на 8-11% ниже начального. Однако на ЮЛТ пока еще имеются

участки с сильно сниженным пластовым давлением.

8. Благодаря отсутствию ВНЗ, литологическому типу строения залежей и повышенной нефтенасыщенности продуктивных пластов по месторождению удалось обеспечить удовлетворительную характеристику вытеснения. При отборе менее  $\frac{1}{7}$  от НИЗ текущая обводненность не превысила 35%, а накопленный ВНФ составил 0,33 т/т. Годовой темп добычи жидкости находился на вполне удовлетворительном уровне – около 14 % в год.

9. Важную роль в обеспечении процесса равноскоростного вытеснения нефти из разнопроницаемых пластов сыграло массовое (на половине нагнетательного фонда месторождения) применение оборудования для одновременно-раздельной закачки воды.

10. Гидроразрывы пласта являются неотъемлемой (ключевой) высокоэффективной составляющей комплексной технологии разработки особо низкопроницаемых объектов, системно реализуемой на Приобском месторождении (ЮЛТ). Операции ГРП выполнены практически в 100% добывающих и нагнетательных скважин. Всего за историю разработки на середину 2011 года по ЮЛТ выполнено более 3,3 тысяч "попластовых" операций гидроразрыва.

11. С каждым годом количество выполняемых операций увеличивалось. Это обусловлено как продолжающимся активным (с темпами более 1 млн.м в год) эксплуатационным разбуриванием месторождения, так и выполнением повторных гидроразрывов пласта (рефраков) – на действующем ранее пробуренном фонде скважин.

12. Около 60% от всех выполненных операций гидроразрыва приходится на более продуктивный горизонт АС<sub>10</sub>, примерно 40% – на нижезалегающий особо низкопроницаемый, сложнопостроенный горизонт АС<sub>12</sub>.

13. Выполненные операции гидроразрыва пластов относятся, преимущественно, к средне- и большеобъемным. Средняя масса проппанта, приходящаяся на одну операцию, – около 94 тонн, в т.ч. по горизонту АС<sub>10</sub> – 88 тонн, по АС<sub>12</sub> – 103 тонны. Средний удельный расход проппанта, приходящийся на один метр эффективной нефтенасыщенной толщины по объекту АС<sub>10-12</sub> в целом, составляет – 8,7т/м, в т.ч. по горизонту АС<sub>10</sub> – 8,5т/м, по горизонту АС<sub>12</sub> – 9,1т/м.

14. Из добытых за историю Приобского месторождения 40 млн.т нефти за счет проведения массовых гидроразрывов извлечено около 26,4 млн.т (66%).

15. Длительность эффекта от выполненных гидроразрывов для имеющих крайне сложных геолого-физических условий достаточно продолжительна во времени. В среднем (за историю) значение показателя кратности роста дебита жидкости за счет гидроразрыва относительно его расчетного значения до проведения операции составляет 4,3. За первые 6 месяцев после ГРП кратность снижается – до 2,6 (-40%), за первые 12 месяцев – до 2,2 (-49%).

16. Повторные операции, выполненные на добывающих скважинах эксплуатационного фонда ЮЛТ, а также достаточно эффективны. Средняя кратность роста дебита жидкости по сравнению с его значением на дату останов-



ки составляет около 2.

17. Реализуемые на месторождении дизайн-проекты ГРП, в целом, соответствуют оптимальным критериям [190], разработанным для имеющихся на месторождении геолого-физических условий. Образующиеся в пластах трещины гидроразрыва (при среднем числе проппанта – 0,22) обеспечивают вполне приемлемые значения скин-фактора, в среднем по всем выполненным операциям – (-5,25). Среднее значение кратности роста безразмерного коэффициента продуктивности после ГРП находится на уровне около 4.

18. Целенаправленное создание и длительное поддержание высоких рабочих депрессий на пласт при эксплуатации добывающих скважин Приобского месторождения (ЮЛТ) – также является ключевой составляющей эффективной разработки имеющихся особо низкопродуктивных пластов. Среднее фактическое забойное давление по 1124 добывающим скважинам ЮЛТ находится на уровне примерно на 35% ниже давления насыщения нефти газом.

19. Избирательное уплотнение основной сетки скважин на объекте АС<sub>10-12</sub> ЮЛТ является перспективным вспомогательным направлением поддержания добычи нефти, которое может быть реализовано параллельно с освоением новых неразбуренных периферийных участков.

20. В целях снижения рисков уплотняющее бурение на ЮЛТ следует осуществлять на участках с наибольшими нефтенасыщенными толщинами и максимально высокой концентрацией текущих (на момент бурения) подвижных запасов нефти в объекте. Для реализуемой на ЮЛТ рядной системы на первом этапе предпочтительным является проведение избирательного уплотняющего бурения на линиях основных добывающих рядов.

21. Эффективными являются уплотняющие скважины, которые за 20 лет отберут не менее 70 тыс.т/скв нефти. Этот показатель как минимум в 1,5 раза превышает объем, необходимый для окупаемости затрат на их строительство и эксплуатацию, поскольку из-за интерференции скважин значительная часть (40%) этих отборов могла бы быть извлечена скважинами основного фонда (в т.ч. и в более поздний период).

22. Бурение уплотняющих скважин в пределах ЮЛТ целесообразно начинать в небольших объемах в виде опытно-промышленных работ. Решение о дальнейшей реализации программы уплотнения сетки на объекте АС<sub>10-12</sub> можно будет принять по результатам анализа эксплуатации первоочередных 10 скважин Центрального участка ЮЛТ.

23. Приобское месторождение (ЮЛТ) имеет, в целом, хорошие перспективы для дальнейшего наращивания и поддержания высоких уровней добычи нефти на последующий длительный период времени [196].

## **Глава 4.**

### **Совершенствование технологий регулирования совместно-раздельной разработки низкопроницаемых пластов**

## **Глава 4. Совершенствование технологий регулирования совместно-раздельной разработки низкопроницаемых пластов**

### **4.1. Критерии применимости технологий одновременно-раздельной закачки воды на Приобском месторождении**

#### **4.1.1 Особенности совместной разработки пластов многопластовых месторождений одной сеткой скважин**

В теорию и практику разработки многопластовых нефтяных месторождений в СССР и России большой вклад внесли известные в отрасли ученые, производственники, специалисты и организаторы производства:

*Асмоловский В.С., Базив В.Ф., Баишев Б.Т., Баймухаметов К.С., Батулин Ю.Е., Белевич Г.К., Блинов А.Ф., Бочаров В.А., Быков Н.Е., Васильев И.П., Владимиров И.В., Гавура В.Е., Гузеев В.В., Дементьев Л.Ф., Демиденко А.Г., Дияшев Р.Н., Долгих М.Е., Ефремов Е.П., Ефремов И.Ф., Закиров С.Н., Канапин В.Г., Каптелинин Н.Д., Кувшинов А.С., Леценко В.Е., Литваков В.У., Лысенко В.Д., Мананов Т.Ф., Медведев Н.Я., Московцев О.А., Муслимов Р.Х., Мухаметзянов Р.Н., Мухарский Э.Д., Павлов Н.Е., Саттаров Д.М., Саттаров М.М., Сургучев М.Л., Суханов Н.А., Телишев А.Г., Тимашев Э.М., Туров В.А., Фаин Ю.Б., Халимов Э.М., Хасанов М.М., Юрьев А.Н., Янин А.Н. и др.*

[5,14,16,17,18,19,21,22,23,24,38,39,42,43,44,45,47,48,64,72,74,76,78,79,80,81,82,83,84,85,87,89,90,91,93,101,102,103,104,105,106,114,115,116,117,118,119,124,127,128,131,132,133,135,142,146,148,151,155,156,157,159,160,162,164,171,172,174,175,179,180,188,189,192,195,197,198,199,200,201,202,206].

При выделении ЭО на месторождениях Западной Сибири в различные периоды времени реализовывалось четыре основных сценария разработки:

- 1 – максимальное объединение пластов в общий ЭО;
- 2 – максимально дробное выделение ЭО;
- 3 – промежуточные варианты выделения ЭО;
- 4 – массовое применение оборудования для ОРЗ и частично – ОРД.

Первая тенденция отчётливо проявилась в Западной Сибири в первое десятилетие (1964-1973гг.) разработки. Это было связано со стремлением сделать процесс освоения первых крупных многопластовых месторождений максимально прибыльным.

Известно, что преимуществами совместной разработки пластов являются:

– быстрое вовлечение в активную разработку больших объемов запасов, содержащихся, в основном, в монолитных высокопроницаемых коллекторах (их, пользуясь известным определением Г.Г.Вахитова, можно отнести к "золотым запасам");

– обеспечение более высоких дебитов скважин по нефти и жидкости;

– возможность ввода в разработку запасов нефти в зонах малых толщин отдельных пластов на площади их совместного (в плане) залегания с другими пластами;

– высокая экономическая эффективность освоения месторождения.

Известны также и недостатки совместной разработки пластов единым фильтром. К ним относятся:

- "потери" удельного дебита жидкости, приходящегося на единицу вскрытой нефтенасыщенной толщины многопластового разреза;
- консервация запасов нефти в коллекторах с (относительно) ухудшенными характеристиками по сравнению с улучшенными или средними пластами;
- невозможность регулирования разработки отдельных пластов в составе ЭО;
- увеличение темпов обводнения многопластовых добывающих скважин и рост накопленного ВНФ за весь период разработки;
- снижение конечного коэффициента нефтеизвлечения по эксплуатационному объекту в целом.

Примерами реализации совместной разработки пластов на первом этапе могут служить месторождения: Быстринское, Западно-Сургутское, Мамонтовское, Правдинское, Самотлорское, Усть-Балыкское, Южно-Сургутское и др. В целом внедренное на рассматриваемом этапе оборудование ОРЭ не сыграло сколь-нибудь заметной роли в повышении эффективности нефтеизвлечения из многопластовых объектов.

В связи с этим второй этап разработки нефтяных месторождений в Западной Сибири (1974-1983гг.) характеризовался переходом к выделению нескольких самостоятельных объектов разработки, иногда даже чрезмерно мелких или неоправданно дробных (например, на Суторминском, Ермаковском и других месторождениях).

*Достоинства отдельной разработки пластов самостоятельными сетками:*

- наличие возможностей гибкого регулирования процесса вытеснения нефти из отдельных пластов;
- как правило, сокращение общих сроков разработки месторождения;
- возможность детального изучения геологии продуктивных пластов за счёт проектирования нескольких сеток разбуривания отдельных объектов, при сквозном их вскрытии бурением;
- возможность массового возврата /перевода/ отработавших скважин на другие объекты;
- максимально высокая конечная нефтеотдача в целом по месторождению.

*Недостатки отдельной эксплуатации пластов на месторождении:*

- значительное ухудшение общей прибыльности проекта;
- нарастание сложностей кустования скважин, а также обеспечения рациональной стыковки нескольких сеток разбуривания;
- возрастание рисков пересечения стволов скважин в приустьевой зоне;
- появление на поздней (завершающей) стадии разработки крупных месторождений огромного количества нерентабельных высокообводненных скважин, требующих проведения значительных объемов ликвидационных работ.

Начиная примерно с 1980г., в Западной Сибири на некоторых месторождениях начали проектировать также некие "промежуточные" системы разработки многопластовых ЭО, предусматривающие, например, совместный отбор жидкости в добывающих скважинах и отдельную закачку воды (в разные пласты) через самостоятельные нагнетательные скважины (Мамонтовское, Южно-Балыкское, Быстринское, Нивагальское и другие месторождения).

На последнем этапе разработки западносибирских месторождений (примерно с 2005г.) логичным развитием технологий ОРЭ стал переход к более совершенным методам разработки, предусматривающим широкое применение современного оборудования для ОРЗ (и частично ОРД) в многопластовых скважинах. Наиболее масштабное применение технология ОРЗ воды в несколько пластов в условиях единой сетки скважин нашла на уникальном Приобском (ЮЛТ) месторождении ООО "Газпромнефть-Хантос" (г.Ханты-Мансийск).

#### **4.1.2 О выделении эксплуатационных объектов на месторождении**

При обосновании выделения эксплуатационных объектов в технологических проектных документах на разработку месторождений продуктивный разрез обычно разделяют на *базисные, приобщаемые и возвратные* пласты.

При выделении ЭО анализируются [47,48,79,87,101,102,103,104,105,118,124,206]:

##### **а) геологические факторы:**

характер неоднородности пластов продуктивного разреза, глубины залегания пластов (табл. 4.1.1), толщины глинистых прослоев, разделяющих пласты в скважинах, величины запасов нефти по пластам, литологические характеристики, коллекторские свойства, проницаемость, эффективная толщина, продуктивность, плотность запасов нефти на единицу площади и другие параметры;

##### **б) технологические факторы:**

различные сетки размещения скважин и схемы воздействия на пласты, возможности контроля и регулирования процесса выработки запасов по каждому из пластов, допустимые пределы давлений нагнетания в пласты и забойных давлений в добывающих скважинах, дебиты скважин, динамика добычи нефти и закачки воды, накопленные ВНФ, величины достигаемых КИН, объемы применения ГРП и МУН, удельные накопленные отборы нефти на одну скважину – за первые 15 лет, 30 лет и весь срок разработки;

##### **в) технические факторы:**

качество и надежность цементирования скважин, диаметр эксплуатационной колонны, возможности применения приборов контроля за разработкой пластов, способы эксплуатации скважин, эффективность изоляции обводненных пластов, работоспособность и надежность глубиннонасосного оборудования (включая компоновки ОРД и ОРЗ), осложнения при эксплуатации скважин и др.;

##### **г) экономические факторы:**

объемы капитальных вложений, величина эксплуатационных затрат, приоритетность вариантов разработки, параметры прибыльности различных вариантов и схем выделения объектов разработки.

При выделении эксплуатационных объектов на Приобском (ЮЛТ) месторождении в технологической схеме разработки 2009г. учитывались следующие особенности:

1. Чрезвычайно низкая проницаемость продуктивных отложений. Это предопределяет необходимость проведения массовых мероприятий по интенсификации добычи в каждой скважине.

Таблица 4.1.1 – Геолого-физическая характеристика продуктивных горизонтов Приобского (ЮЛТ) месторождения на стадии промышленной разработки

Параметры	Горизонты	
	АС <sub>10</sub>	АС <sub>12</sub>
Средняя глубина залегания, м	2394,2	2526,8
Тип залежи	литологический	
Тип коллектора	терригенный	
Средняя общая толщина, м	159	153
Средняя нефтенасыщенная толщина, м	12,6	11,0
Пористость, %	17,2	17,0
Средняя нефтенасыщенность, %	64	61
Проницаемость, мД	8,3	2,8
Песчанистость в границах коллекторов, %	38	40
Песчанистость общая, %	8	8
Расчлененность, б/р	9,3	9,0
Начальное пластовое давление, МПа	25,7	26,8
Давление насыщения нефти газом, МПа	8,26	7,84
Разница между пластовым и давлением насыщения, МПа	17,44	18,96
Начальная пластовая температура, °С	90	92
Вязкость нефти в пласт. условиях, мПа·с	1,8	1,4
Вязкость нефти в поверхн. условиях, мПа·с	20,5	15,6
Плотность нефти в пласт. условиях, кг/м <sup>3</sup>	834	818
Плотность нефти в поверхн. условиях, кг/м <sup>3</sup>	879	870
Объемный коэффициент нефти, б/р	1,125	1,144
Содержание серы в нефти, %	1,52	1,15
Содержание парафина в нефти, %	3,02	2,67
Газосодержание нефти, м <sup>3</sup> /т	55	58
Вязкость воды в пласт. условиях, мПа·с	0,38	0,38
Плотность воды в пласт. условиях, т/м <sup>3</sup>	0,980	0,980
Плотность воды в поверхн. условиях, т/м <sup>3</sup>	1,006	1,006
Коэффициент вытеснения, доли ед.	0,548	0,475

2. Низкие ФЕС продуктивных пластов обусловили то, что гидроразрывы были реализованы для ЮЛТ – не как обычная операция по заканчиванию скважин, а как важнейший и неотъемлемый элемент системы разработки объекта АС<sub>10-12</sub>. ГРП проводили во всех добывающих и нагнетательных скважинах, а далее периодически выполняли повторные гидроразрывы.

3. Важнейшей проблемой на ЮЛТ являлся выбор правильного расположения рядов скважин, при котором можно было бы минимизировать риски преждевременных прорывов закачиваемой воды в добывающие скважины (см.п.3.6.7).

4. Из-за крайне низкой проницаемости даже повышенная толщина объектов не позволяет обеспечить рентабельную добычу в случае индивидуального вскрытия каждого из пластов самостоятельными сетками скважин. В этой си-

туации единственно приемлемым становится вариант совместной разработки всех пластов объекта АС<sub>10-12</sub> одной сеткой скважин при условии массового применения специального оборудования для ОРЗ (и, частично, ОРД).

Для успешной реализации системы совместной разработки пластов необходимо обеспечить индивидуальный контроль по каждому объекту и осуществить раздельное управление работой каждого из пластов.

#### **4.1.3 Характеристика пластов, разобщенных с помощью оборудования ОРЗ на Приобском месторождении (ЮЛТ)**

Нагнетательный фонд из 619 скважин ЮЛТ оборудован пакерами фирм ООО "Лифт Ойл", ООО "Пакер Сервис", ООО НПО "Новые нефтяные технологии" (ННТ) и СМИТ (табл.4.1.2).

Таблица 4.1.2 – **Распределение нагнетательных скважин ЮЛТ по количеству установленных пакеров**

Наименование организации	Количество пакеров				Всего	
	1	в т.ч. с целью ОРЗ			Количество	%
		2	3	В сумме		
ООО "Лифт Ойл"	69	81	37	118	127	30,2
ООО "Пакер Сервис"	131	77	22	99	230	37,2
ООО НПО "ННТ"	42	58	25	83	125	20,2
СМИТ	41	21	15	36	77	12,4
Итого	283	237	99	336	619	100
То же, %	45,7	38,3	16,0	54,3	100	

В главе 1 уже отмечалось, что в предыдущие периоды истории освоения технологий ОРЗ в различных нефтяных регионах России были сформулированы некие общие критерии и определены рациональные условия применения этого метода. Сейчас считается, что при подборе скважин-кандидатов для перевода на ОРЗ необходимо учитывать:

- толщину, проницаемость и проводимость разобщаемых пластов;
- расстояние между разобщаемыми пластами или объектами;
- типы коллекторов /чистый или заглинизированный песчаник, карбонаты и др./;
- РVT свойства флюидов /нефть, вода, газ, конденсат/;
- диаметр эксплуатационной колонны в уже пробуренных и новых скважинах;
- фактические и проектируемые профили скважин (ННС, ГС, МЗС и т.п.);
- фактическая и проектная глубины скважин;
- прочность и надежность эксплуатационной колонны;
- отсутствие заколонных перетоков, надежность перемычек между продуктивными пластами;
- планируемые перепады давления между разобщаемыми пластами;
- ожидаемые расходы жидкости по пластам и требуемые давления нагнетания;
- прочие геолого-технологические и экономические факторы.

Тем не менее, разработанные ранее критерии подбора скважин для применения ОРЗ были характерны, в большей степени, для высоко- и средне-продуктивных пластов. Эти критерии сейчас вряд ли применимы для низко-продуктивных пластов, обладающих малой пористостью, особо низкой проницаемостью и проводимостью. В связи с массовым вводом в Западной Сибири низкопродуктивных многопластовых месторождений нижние пределы применимости компоновок ОРЗ требуют пересмотра и уточнения.

Ниже эти критерии исследуются на примере основных горизонтов  $AC_{10}$  и  $AC_{12}$  Приобского (ЮЛТ) месторождения (табл. 4.1.3-4.1.4). В основу разработки новых критериев положен такой интегральный геологический параметр, как проводимость пластов –  $K \cdot h_n$  (мД·м), в значительной мере определяющий как приемистость, так и дебиты скважин по жидкости.

Для установления "граничного предела" величины проводимости (ниже которого применять ОРЗ нецелесообразно) рассмотрены геологические параметры разобращенных пластов по группе из 259 нагнетательных скважин ЮЛТ. Эти скважины оснащены оборудованием для ОРЗ, в т.ч. 166 скважин – двухпакерными и 93 – трехпакерными установками (рис.4.1.1).

В скважинах с ОРЗ были проанализированы следующие геологические параметры: нефтенасыщенная толщина, проницаемость и проводимость разобращаемых пластов, расстояние между этими пластами, возможность и ожидаемая эффективность проведения гидроразрыва пласта в "пограничных" условиях (минимальные толщины и проводимость).

***а) Скважины с двухпакерными установками  
для одновременно-раздельной закачки воды в пласты***

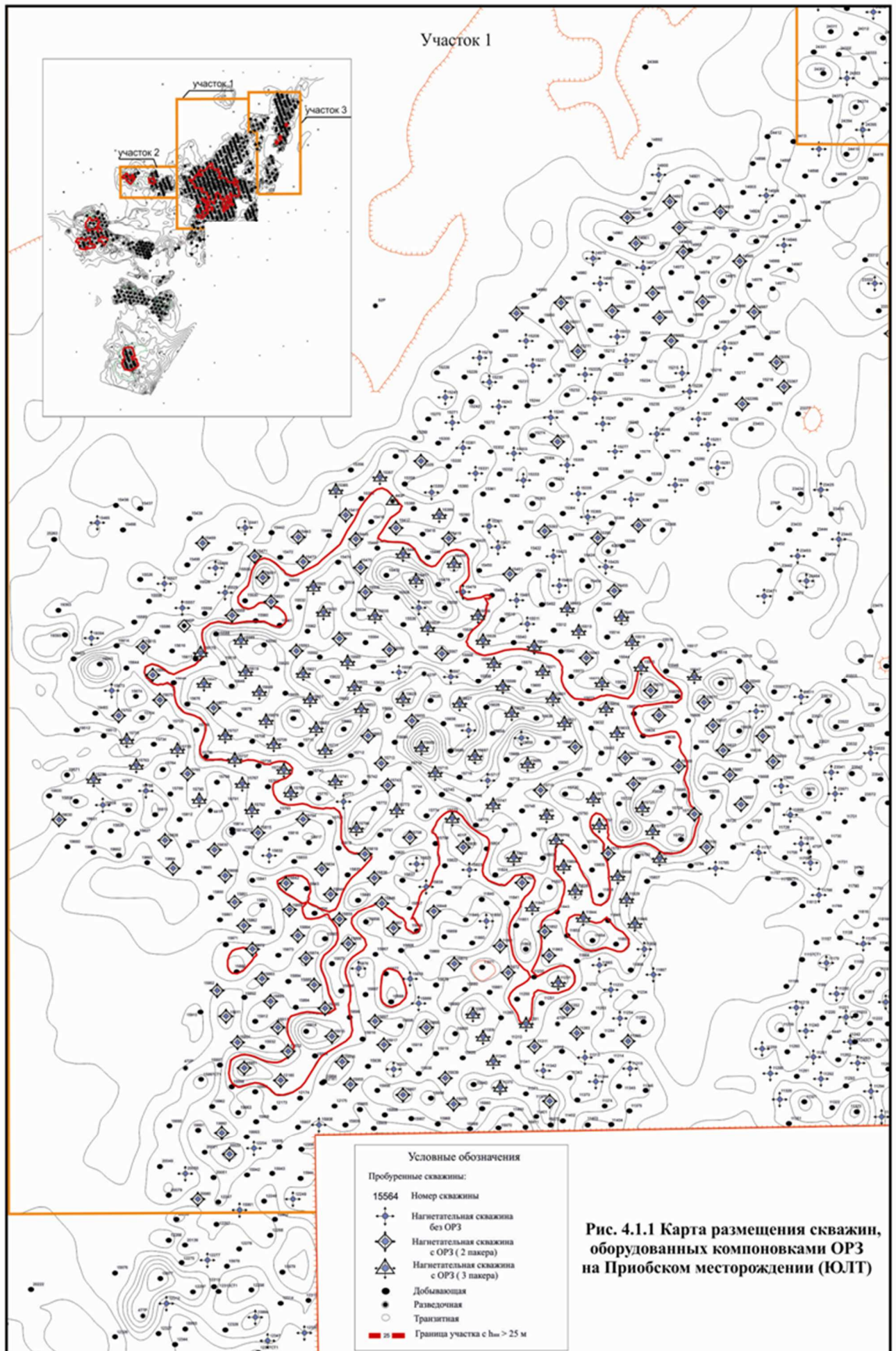
**• *Разделяемые пласты –  $AC_{10}^{1-3}$  и  $AC_{12}^{3-5}$  (рис.4.1.2).***

Рассмотрено всего 166 нагнетательных скважин, оборудованных двумя пакерами в целях ОРЗ. Нефтенасыщенная толщина  $h_n$  верхнего пласта  $AC_{10}^{1-3}$  изменяется в рассмотренных скважинах от 1,6 до 29 м, в среднем составляя 9,8 м; нижнего пласта  $AC_{12}^{3-5}$  – 1,6-32 м, в среднем – 10,4 м. Проницаемость пласта  $AC_{10}^{1-3}$  по ГИС варьирует в диапазоне 1,7-22 мД, составляя в среднем – 7,7 мД; для пласта  $AC_{12}^{3-5}$  – 0,3-15 мД, в среднем – 2,3 мД. Проводимость пласта  $AC_{10}^{1-3}$  изменяется от 5 до 416 мД·м, в среднем составляя – 73 мД·м; для пласта  $AC_{12}^{3-5}$  – 1-204 мД·м, в среднем – 25 мД·м, что втрое меньше, чем у соседнего пласта.

Соотношения средних величин параметров разобращаемых пластов  $AC_{10}^{1-3}/AC_{12}^{3-5}$  в нагнетательных скважинах следующие: толщин пластов  $h_n$  – 0,94, проницаемостей – 3,3, проводимостей  $K \cdot h_n$  – 2,9. В работах [162,202] показано, что если соотношение гидропроводностей пластов различается более, чем в 2,5 раза, эти пласты следует разрабатывать раздельно.

Таким образом, применение оборудования ОРЗ в рассматриваемых нагнетательных скважинах пластов  $AC_{10}^{1-3}$  и  $AC_{12}^{3-5}$  Приобского (ЮЛТ) месторождения с геологических позиций – в целом вполне обоснованно. Тем более, что толщина глинистого раздела между разобращаемыми пластами  $AC_{10}^{1-3}$  и  $AC_{12}^{3-5}$  велика и изменяется в пределах от 21 до 249 м, составляя в среднем – 145 м.

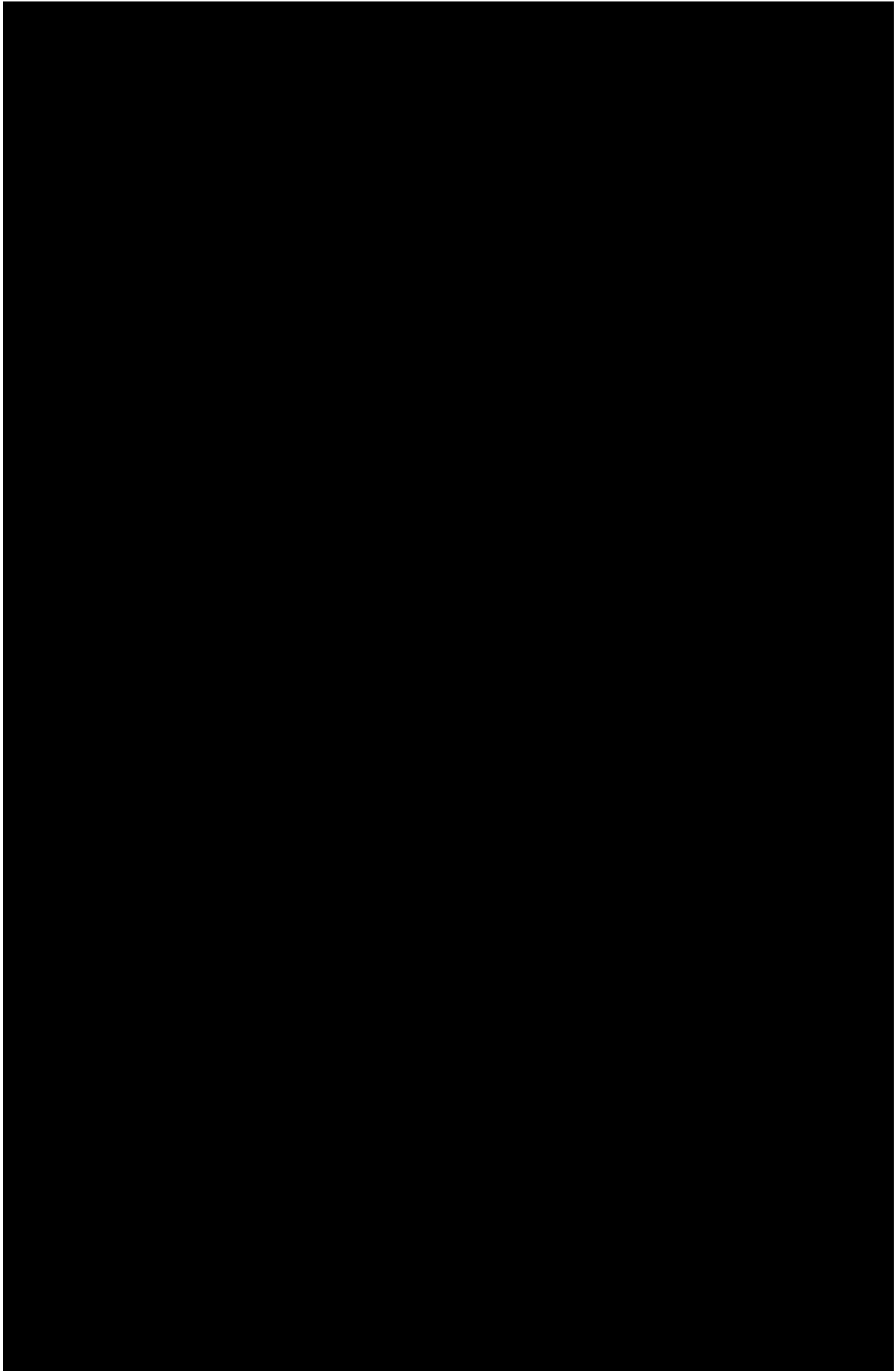




Для ознакомления. Номера страниц не соответствуют официальной версии.

Таблица 4.1.3 – Приобское месторождение (ЮЛТ).

**Нагнетательные скважины, оборудованные с целью ОРЗ (2 пакера)**



Продолжение табл. 4.1.3 – Приобское месторождение (ЮЛТ).

**Нагнетательные скважины, оборудованные с целью ОРЗ (2 пакера)**

№ п/п	№№ скважин	h <sub>шт</sub> , м		K <sub>пр</sub> , мД		Проводимость, мД·м		Толщина глинистого раздела AC <sub>10</sub> -AC <sub>12</sub> , м
		AC <sub>10</sub>	AC <sub>12</sub>	AC <sub>10</sub>	AC <sub>12</sub>	AC <sub>10</sub>	AC <sub>12</sub>	
61	15794	5,2	9,8	5,7	2,8	30	28	100
62	15798	13,8	5,4	7,9	2,5	108	14	105
63	15800	10,6	5,0	9,6	2,9	102	15	198
64	15815	9,4	11,2	8,2	1,8	77	20	121
65	15819	13,7	11,0	3,6	0,6	49	7	101
66	15828	11,7	6,8	15,4	1,6	180	11	135
67	15830	5,2	7,2	8,1	1,3	42	9	146
68	15834	6,1	10,3	8,1	2,3	50	24	107
69	15836	23,5	5,6	4,7	0,3	110	2	94
70	15842	17,2	10,6	8,6	2,6	148	27	176
71	15844	8,8	8,4	5,7	1,3	50	11	112
72	15846	17,8	8,0	3,7	2,2	66	17	100
73	15848	8,6	7,0	5,5	1,4	47	10	199
74	15851	4,0	11,4	5,0	2,6	20	29	212
75	15853	11,3	10,6	8,1	4,8	92	51	180
76	15855	15,8	11,8	6,1	1,9	96	22	184
77	15857	19,4	3,4	3,5	1,5	68	5	189
78	15862	6,2	6,0	3,7	1,9	23	12	215
79	15864	18,7	6,6	22,2	1,6	416	11	173
80	15866	24,9	8,0	11,1	1,1	278	9	180
81	15870	11,6	7,0	8,7	2,7	101	19	189
82	15872	15,6	5,6	10,7	3,9	166	22	170
83	15874	9,2	5,2	11,3	2,5	104	13	182
84	15883	9,4	5,6	6,3	2,7	59	15	201
85	15885	9,9	5,6	5,3	2,2	52	13	193
86	15893	11,6	9,4	7,7	5,1	89	48	180
87	15895	12,7	9,4	4,4	2,8	56	26	190
88	15897	5,0	10,0	5,5	2,0	27	20	189
89	15899	7,7	21,0	4,4	1,7	34	36	182
90	15911	3,4	4,4	4,3	1,4	15	6	196
91	15913	8,4	7,8	6,3	1,1	53	8	198
92	15915	16,0	19,8	2,6	1,8	42	37	173
93	15917	5,6	13,4	8,3	2,8	47	38	189
94	15931	6,2	7,4	4,1	7,6	26	56	174
95	15933	7,0	7,8	6,5	2,8	45	22	188
96	15935	3,6	8,6	12,5	1,7	45	14	206
97	15939	8,3	10,0	6,4	8,3	53	83	177
98	15951	27,3	11,0	3,6	0,5	100	5	171
99	15952	11,0	4,2	4,0	3,4	44	14	166
100	15955	8,8	9,2	10,2	1,4	89	13	204
101	15957	12,6	16,9	8,3	0,8	104	14	201
102	15959	8,4	11,8	11,8	13,2	99	156	182
103	15994	8,6	13,2	5,2	2,9	45	38	203
104	19500	4,8	21,1	3,2	3,9	15	83	55
105	19518	14,2	17,8	8,1	1,9	115	34	64
106	19548	9,4	25,0	21,1	8,2	199	204	63
107	19562	7,0	11,8	8,9	1,4	62	17	92
108	19564	7,8	6,4	2,7	2,7	21	17	99
110	19594	11,8	15,4	4,0	2,5	48	38	86
112	19630	7,9	4,2	3,9	1,8	31	8	110
113	19664	10,2	6,0	5,3	2,7	54	16	138
114	19666	6,6	7,6	3,6	2,3	23	17	212
116	19709	3,6	6,6	13,9	9,2	50	61	89
117	19992	3,4	7,2	5,0	2,0	17	15	199
118	20022	15,8	10,6	5,7	2,3	90	25	186
119	20080	8,2	5,6	5,3	2,9	43	16	199
120	23352	2,2	1,6	17,7	1,8	39	3	139

Для ознакомления. Номера страниц не соответствуют официальной версии.

Окончание табл. 4.1.3 – Приобское месторождение (ЮЛТ).

**Нагнетательные скважины, оборудованные с целью ОРЗ (2 пакера)**

№ п/п	№№ скважин	h <sub>инт</sub> , м		K <sub>пр</sub> , мД		Проводимость, мД·м		Толщина глинистого раздела AC <sub>10</sub> -AC <sub>12</sub> , м
		AC <sub>10</sub>	AC <sub>12</sub>	AC <sub>10</sub>	AC <sub>12</sub>	AC <sub>10</sub>	AC <sub>12</sub>	
121	23367	3,2	5,8	5,1	1,5	16	9	168
122	24275	4,8	5,2	10,9	1,8	52	9	189
123	24292	6,0	2,0	12,1	0,4	73	1	189
124	24315	4,8	4,4	12,6	3,2	60	14	145
125	24334	6,0	7,6	6,8	1,1	41	9	165
126	24336	3,6	16,6	19,9	1,6	71	27	143
127	24353	4,8	7,0	15,3	5,1	73	36	158
128	24357	2,4	15,4	5,6	1,3	13	20	144
129	24376	3,6	4,0	16,3	1,1	59	5	147
130	24395	4,9	8,8	20,7	11,9	102	105	166
131	445р	4,2	17,6	4,0	2,3	17	40	73
132	15469	2,4	17,2	6,6	1,8	16	32	60
133	15543	12,6	11,0	7,5	2,4	94	26	110
134	15549	1,6	14,6	15,4	1,5	25	22	147
135	15575	21,2	20,4	6,0	1,5	127	30	103
136	15615	4,8	16,4	13,7	1,1	66	17	62
137	15645	9,2	20,7	13,5	1,6	124	33	61
138	15665	19,4	12,2	5,9	1,0	115	12	109
139	15675	8,2	10,2	8,2	3,2	67	33	43
140	15683	11,6	21,0	3,2	1,9	37	40	77
141	15693	21,8	5,8	4,3	0,7	95	4	97
142	15703	16,6	3,8	2,0	2,7	34	10	38
143	15713	14,0	21,0	3,2	1,3	45	27	80
144	15781	15,5	8,3	5,1	1,7	79	14	105
145	19434	5,6	27,0	5,1	2,3	28	63	66
146	19470	6,8	13,2	8,0	2,4	55	32	30
147	19492	7,8	8,2	12,5	1,2	98	10	31
148	19520	8,2	14,8	13,9	0,9	114	13	36
149	11872	10,9	8,4	6,0	2,4	66	20	159
150	15445	19,4	12,2	9,1	1,1	176	14	110
151	15563	20,2	15,7	4,4	0,5	90	8	52
152	15565	14,4	24,4	7,0	0,7	101	17	139
153	15607	6,8	7,6	2,7	1,2	19	9	126
154	15637	9,2	15,5	3,8	1,3	35	20	134
155	15655	18,0	18,5	5,5	1,6	98	30	42
156	15663	28,6	10,4	6,6	2,9	189	30	102
157	15677	21,6	16,7	4,5	1,4	98	24	58
158	15725	15,1	11,5	6,5	1,4	99	16	121
159	15743	18,5	16,0	2,0	3,1	37	49	59
160	19442	3,6	13,6	12,9	14,7	47	200	34
162	19506	3,8	11,6	1,7	5,4	6	63	63
164	19550	14,6	32,3	12,1	3,0	176	98	29
165	19566	5,6	13,0	6,0	6,4	34	83	52
166	19596	15,4	11,4	11,3	4,6	174	53	21
<b>Среднее</b>		<b>9,8</b>	<b>10,4</b>	<b>7,7</b>	<b>2,3</b>	<b>73</b>	<b>25</b>	<b>145</b>
<b>min</b>		<b>1,6</b>	<b>1,6</b>	<b>1,7</b>	<b>0,31</b>	<b>5</b>	<b>1</b>	<b>21</b>
<b>max</b>		<b>28,6</b>	<b>32,3</b>	<b>22,2</b>	<b>14,7</b>	<b>416</b>	<b>204</b>	<b>249</b>

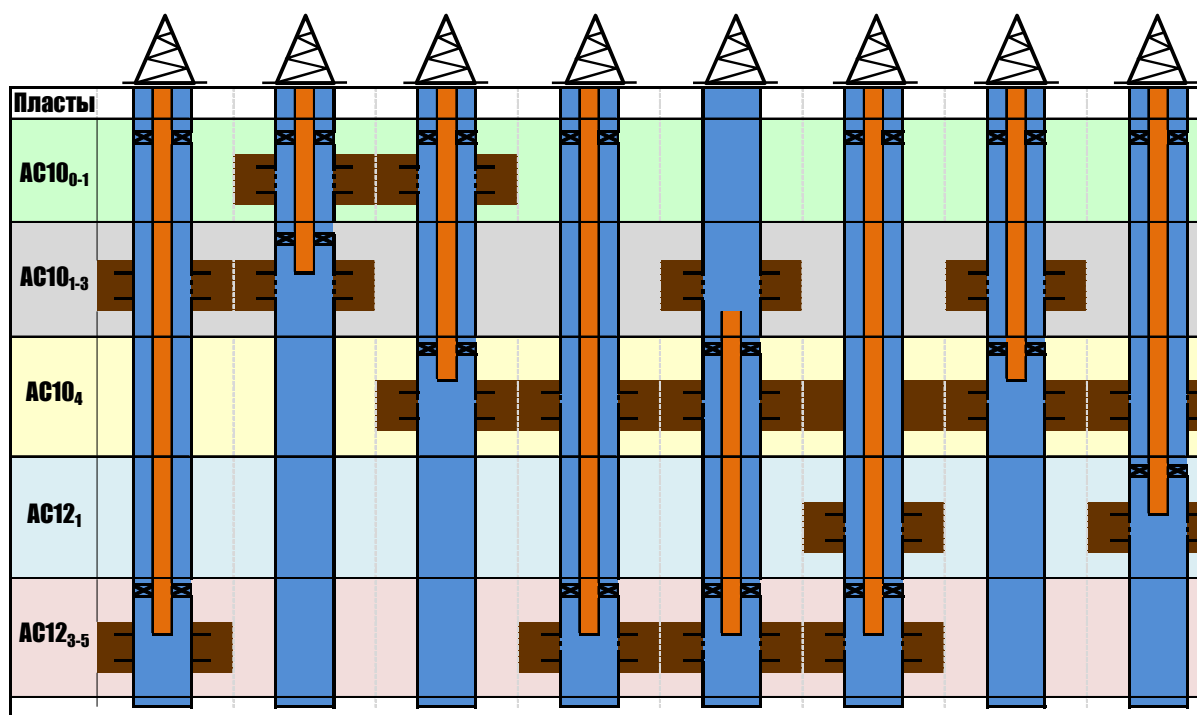


Рис.4.1.2 Принципиальные схемы разобщения пластов ЮЛТ компоновками ОРЗ на ЮЛТ Приобского месторождения

• *Разобьенные в нагнетательных скважинах пласты  $AC_{10}^4$  и  $AC_{12}$ .*

Толщина  $h_n$  пласта  $AC_{10}^4$  изменяется по скважинам от 1,6 до 29 м, в среднем – 11,8 м; для пласта  $AC_{12}$  – 3,8-32 м, в среднем – 14,8 м. Проницаемость по ГИС для пласта  $AC_{10}^4$  варьирует от 1,7 до 15 мД, в среднем – 6,9 мД; для пласта  $AC_{12}$  – 0,5-15, в среднем – 2,7 мД. Проводимость  $K \cdot h$  пласта  $AC_{10}^4$  изменяется в интервале от 6 до 189 мД·м, составляя в среднем – 75 мД·м; для пласта  $AC_{12}$  – 4-200 мД·м, в среднем – 38 мД·м. Соотношение средних значений проводимостей пластов  $AC_{10}^4 / AC_{12}$  равно примерно 2.

Учитывая повышенные значения толщин  $h_n$  пластов, а также перспективность проведения в них эффективных ГРП, их разобщение в нагнетательных скважинах с помощью оборудования ОРЗ в целом следует признать правильным. Значительная толщина глинистых разделов позволяет это сделать с высокой степенью надёжности.

*б) Скважины с трехнакерными установками для одновременно-раздельной закачки воды в пласты*

Рассмотрено 93 скважины ЮЛТ, в которых организована раздельная закачка воды в три пласта –  $AC_{10}^{1-3}$ ,  $AC_{10}^4$  и  $AC_{12}^{3-5}$  (рис.4.1.2). Указанные пласты в рассматриваемых скважинах характеризуются следующими геологическими параметрами. Нефтенасыщенная толщина пласта  $AC_{10}^{1-3}$  изменяется в пределах от 0,8 до 20 м, составляя в среднем 6,8 м; для пласта  $AC_{10}^4$  – 0,8-30 м, в среднем – 9,6 м; для пласта  $AC_{12}^{3-5}$  – 1,2-36 м, в среднем – 13,4 м.

Проницаемости пластов  $AC_{10}^{1-3}$  и  $AC_{10}^4$  по ГИС близки и варьируют в диапазоне от 0,9 до 21 мД, составляя в среднем – 7,4 мД; по пласту  $AC_{12}^{3-5}$  0,3-7,7 мД, в среднем – 1,8 мД.

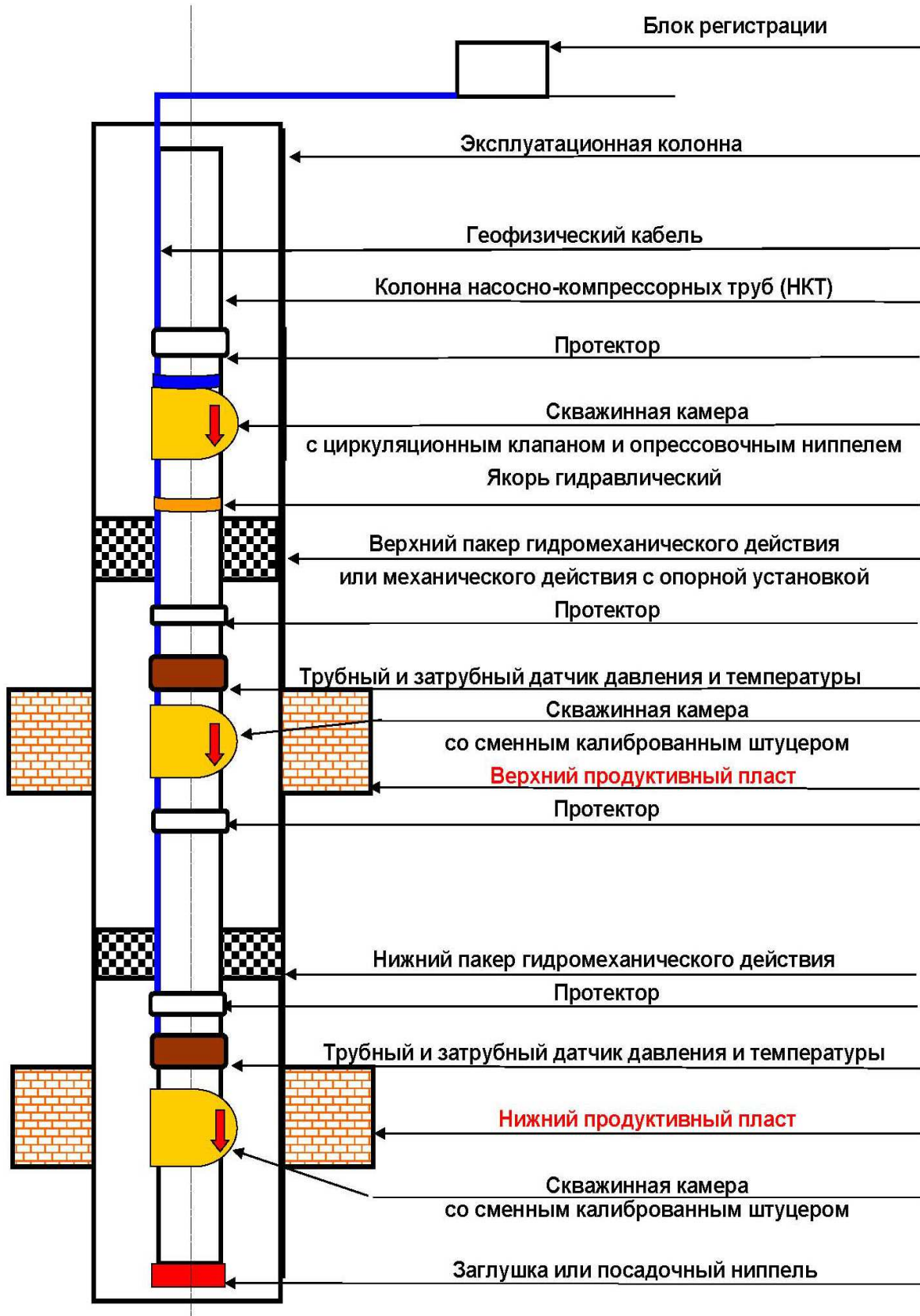


Рис.4.1.3 Принципиальная схема устройства для одновременно-раздельной закачки воды в два продуктивных пласта ЮЛТ Приобского месторождения (Патент №102368 РФ, RU 21В 43/14)

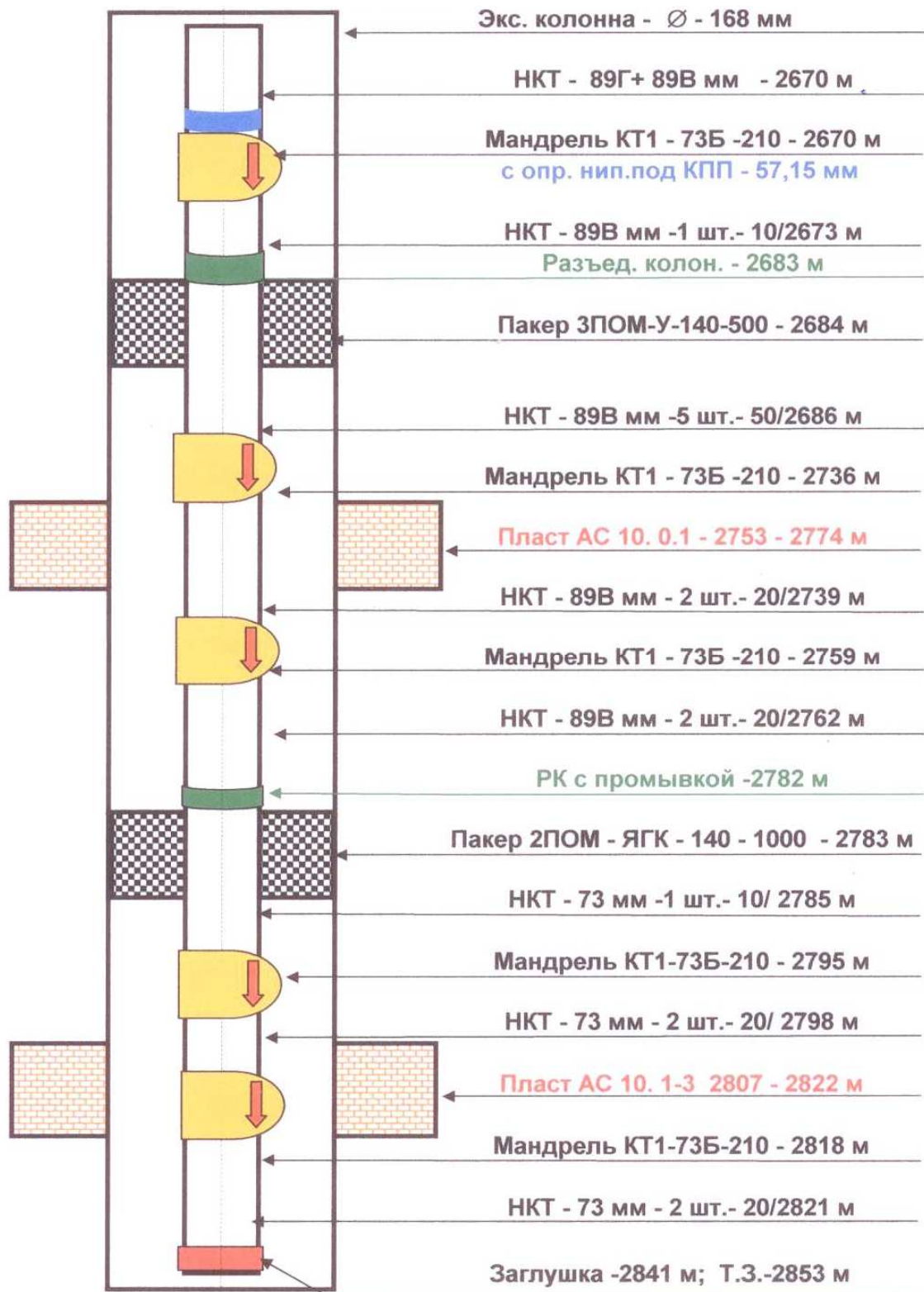
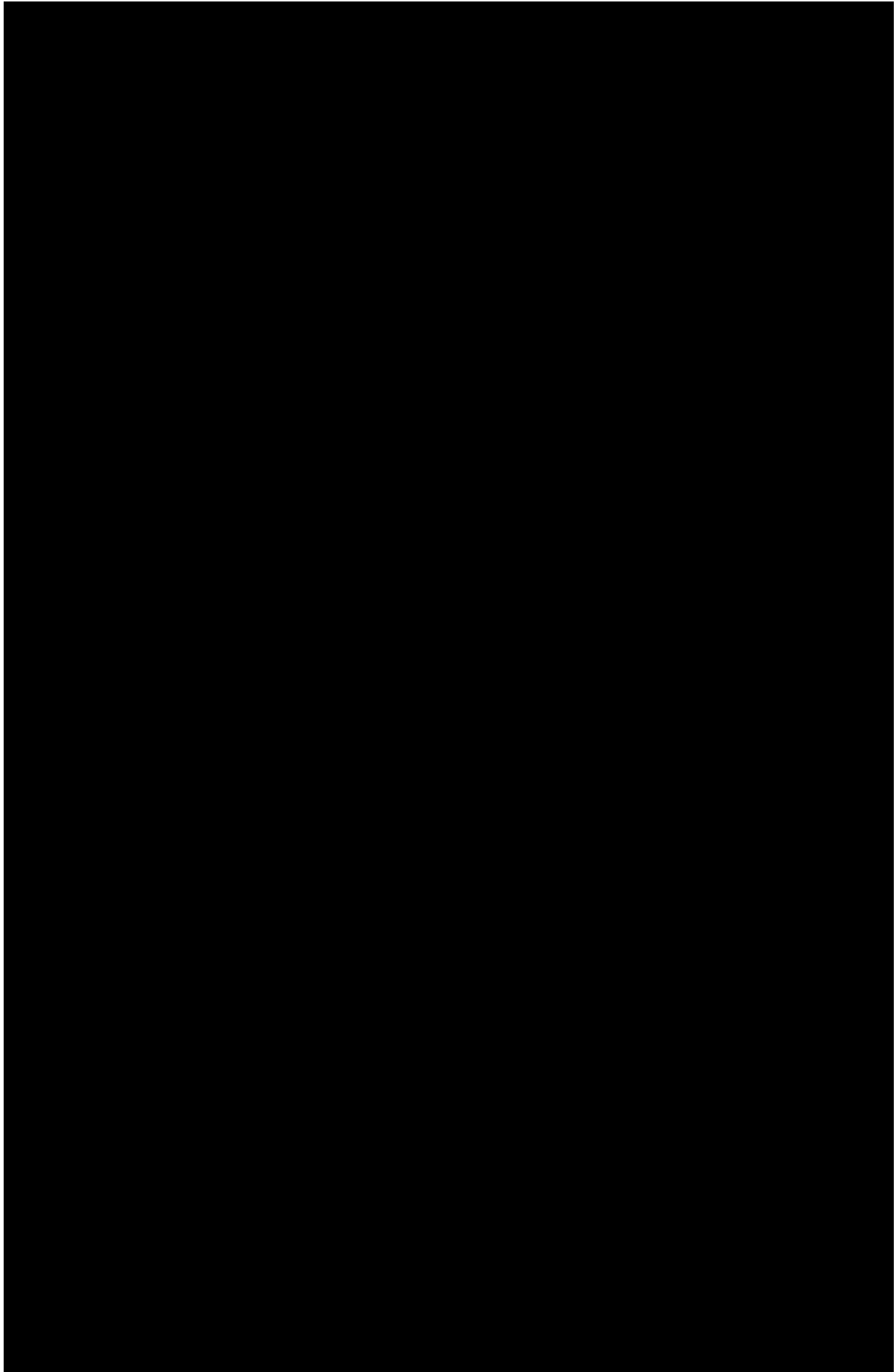


Рис.4.1.4 Схема компоновки подземного оборудования для ОРЗ воды в пласты АС<sub>10</sub><sup>0-1</sup>/АС<sub>10</sub><sup>1-3</sup> в скважине №30714/73 ЮЛТ Приобского месторождения

Для ознакомления. Номера страниц не соответствуют официальной версии.

Таблица 4.1.4 – Приобское месторождение (ЮЛТ).

**Нагнетательные скважины, оборудованные с целью ОРЗ (3 пакера)**





Для ознакомления. Номера страниц не соответствуют официальной версии.

Окончание табл. 4.1.4 – Приобское месторождение (ЮЛТ).

**Нагнетательные скважины, оборудованные с целью ОРЗ (3 пакера)**

№ П/П	№№ скважин	h <sub>нп</sub> , м			K <sub>пр</sub> , мД		Проводимость, мД·м			Толщина глинистого раздела, м	
		AC <sub>10</sub> <sup>1-3</sup>	AC <sub>10</sub> <sup>4</sup>	AC <sub>12</sub> <sup>3-5</sup>	AC <sub>10</sub> <sup>1-3</sup> + AC <sub>10</sub> <sup>4</sup>	AC <sub>12</sub> <sup>3-5</sup>	AC <sub>10</sub> <sup>1-3</sup>	AC <sub>10</sub> <sup>4</sup>	AC <sub>12</sub> <sup>3-5</sup>	AC <sub>10</sub> <sup>1-3</sup> AC <sub>10</sub> <sup>4</sup>	AC <sub>10</sub> <sup>4</sup> AC <sub>12</sub> <sup>3-5</sup>
56	15685	19,5	30,5	19,6	5,1	0,9	100	157	18	66	52
57	15687	16,1	22	23,6	6,0	3,0	96	132	71	61	77
58	15689	7,8	28	12,8	5,6	0,8	44	157	10	71	61
59	15707	10,4	9,2	13	20,8	6,4	216	191	83	120	57
60	15709	4,6	9	23,9	4,0	1,5	18	36	36	124	65
61	15711	9	14,8	24,6	7,3	1,8	66	108	44	-	106
62	15715	18,4	11,4	17,2	9,7	4,7	178	110	80	101	59
63	15717	12,2	17,2	17,2	3,8	0,8	46	65	14	68	-
64	15721	6,6	12,4	8,4	4,3	0,3	28	53	2	61	79
65	15723	1,2	4,6	7,5	5,8	3,1	7	27	23	38	133
66	15733	1,8	2,2	14,8	5,8	2,1	10	13	32	56	73
67	15735	4	2	4,4	8,6	2,1	35	17	9	140	88
68	15737	6,2	9	12	6,6	1,1	41	60	13	131	68
69	15739	3,8	5,6	12,2	10,7	1,0	41	60	13	54	88
70	15741	3,8	5,4	12,2	4,4	1,2	17	24	15	111	92
71	15747	11,6	10,8	15,8	7,0	1,2	81	75	19	88	66
72	15749	8,2	18,4	13,6	3,9	1,0	32	72	14	36	88
73	15751	5,2	3,6	11,8	4,1	1,7	21	15	20	20	114
74	15753	0,8	6,2	20,4	4,6	1,4	4	28	29	22	119
75	15763	2,4	3,6	2,7	4,8	2,1	11	17	6	65	90
76	15767	5,2	3,4	9,4	3,3	1,3	17	11	12	137	69
77	15769	6,4	5,2	20,4	4,7	0,9	30	24	19	46	63
78	15771	9,6	7	13,6	10,3	1,2	99	72	16	89	-
79	15773	10,2	9,2	12	12,4	2,6	126	114	31	102	64
80	15775	6	7,6	1,4	7,5	4,4	45	57	6	113	76
81	15779	5	13,6	7,8	5,7	0,9	29	78	7	73	98
82	15783	2,2	10,2	6	7,0	1,4	16	72	8	16	119
83	15786	4,6	3,4	6,8	3,7	2,3	17	13	16	41	67
84	15790	9	6,6	4	7,2	1,1	64	47	4	128	81
85	15792	4,4	7,8	9,2	19,0	0,8	84	148	8	132	71
86	15796	11,5	7,8	23,2	6,6	1,6	75	51	37	93	68
87	15802	10,3	11,8	10,2	3,4	0,7	35	40	7	60	92
88	15804	3,8	5,2	11,4	2,1	0,7	8	11	8	67	115
89	15806	6,1	13,5	2,6	4,9	0,7	30	66	2	43	109
90	15891	10,7	10,8	10,4	7,7	2,3	82	83	24	21	138
91	16352	3,1	11,9	4	10,6	2,5	33	127	10	158	47
92	16504	13,5	2,7	4	9,3	1,3	126	25	5	158	-
93	16577	3,2	5	8,2	3,4	7,7	11	17	63	80	55
<b>Среднее</b>		<b>6,8</b>	<b>9,6</b>	<b>13,4</b>	<b>7,4</b>	<b>1,8</b>	<b>52</b>	<b>69</b>	<b>25</b>	<b>83</b>	<b>84</b>
<b>min</b>		<b>0,8</b>	<b>0,8</b>	<b>1,2</b>	<b>0,9</b>	<b>0,3</b>	<b>3,6</b>	<b>4,4</b>	<b>0,6</b>	<b>16</b>	<b>41</b>
<b>max</b>		<b>19,5</b>	<b>30,5</b>	<b>36,3</b>	<b>20,8</b>	<b>7,7</b>	<b>216</b>	<b>204</b>	<b>169</b>	<b>158</b>	<b>151</b>

Проводимость верхнего пласта  $AC_{10}^{1-3}$  в "трехпластовых" скважинах с ОРЗ изменяется от 4 до 216 мД·м, составляя в среднем – 52 мД·м; по среднему пласту  $AC_{10}^4$  – 4-204 мД·м, в среднем – 69 мД·м; по нижнему пласту  $AC_{12}^{3-5}$  – 0,6-169 мД·м, в среднем – 25 мД·м.

Соотношение средних величин проводимостей разобщенных пластов  $AC_{10}^{1-3}/AC_{10}^4/AC_{12}^{3-5}$  составляет 2,1:2,8:1. С учётом представительных значений толщин  $h_n$  пластов и соотношений их проводимостей применение трехпакерных компоновок для ОРЗ трех пластов произведено – вполне обосновано. Тем более, что величины глинистых разделов весьма велики: в среднем между пластами  $AC_{10}^{1-3}/AC_{10}^4$  – 83 м; между пластами  $AC_{10}^4/AC_{12}^{3-5}$  – 84 м.

#### **4.1.4. Геологические критерии эффективного применения оборудования для одновременно-раздельной закачки воды**

В плане обоснования "нижних пределов" рационального применения оборудования ОРЗ особый интерес представляют скважины, находящиеся в "пограничной", наиболее рискованной области, а именно – обладающие минимальными толщинами и проницаемостью.

По горизонту  $AC_{10}$  в группу с  $h_n \leq 5$  м попало 34 нагнетательные скважины (14 % от общего числа скважин с ОРЗ) или примерно каждая седьмая скважина; по горизонту  $AC_{12}$  таких скважин 31 (или 12%).

По горизонту  $AC_{10}$  из числа скважин, оборудованных для ОРЗ, минимальные значения проницаемости имеет следующее количество скважин: до 2 мД – 3 скважины (1 %); от 2 до 4 мД – 38 скважин ( $\leq 5$  %); в сумме при менее 4 мД – 41 скважина (17 %). То же по горизонту  $AC_{12}$  в рассматриваемой группе скважин: до 0,5 мД – 12 скважин (5 %); 0,5-1 мД – 40 скважин (16 %); 1-1,5 мД – 66 скважин (27 %); 1,5-2 мД – 39 скважин (16 %); в сумме при менее 2 мД – всего 157 скважин (63 %), т.е. очень много.

По параметру проводимости невысокие значения  $k \cdot h$  для горизонта  $AC_{10}$  в нагнетательных скважинах с ОРЗ имеют: до 25 мД·м – 27 скважин (11 %); 25-50 мД·м – 62 скважины (25 %); в сумме менее 50 мД·м всего 89 скважин (36 %).

То же для горизонта  $AC_{12}$  по проводимости в указанной группе скважин: до 10 мД·м – 71 скважина (29 %); 10-15 мД·м – 52 скважины (21 %); 15-20 мД·м – 31 скважина (13 %); в сумме при менее 20 мД·м – всего 154 скважины (63 %).

Из приведенных данных видно, что основным объектом, для которого на месторождении необходимо решать проблему определения геологического "нижнего предела" рационального применения оборудования ОРЗ в нагнетательных скважинах, является горизонт  $AC_{12}$ , обладающий аномально низкими фильтрационно-емкостными свойствами.

Проведенный авторами анализ имеющихся геолого-промысловых данных показал, что в 2010г. в среднем по объекту  $AC_{10-12}$  на 1 метр вскрытой нефтенасыщенной толщины приходился удельный дебит жидкости (с учетом всех фактически выполненных ГРП) – 2,18 т/сут·м и удельная приемистость – 7,34 м<sup>3</sup>/сут·м; таким образом, их соотношение равно ~3,4.

Таблица 4.1.4 – Распределение скважин, оборудованных ОРЗ, по нефтенасыщенной толщине верхнего горизонта АС<sub>10</sub>

Показатели	Значения $h_{нн}$ , м									Всего
	< 5	5 - 10	10 - 15	15 - 20	20 - 25	25 - 30	30 - 35	35 - 40	> 40	
Фонд скважин	34	87	49	45	21	8	1	2	1	248
Доля, %	14	35	20	18	8	3	0,4	0,8	0,4	100

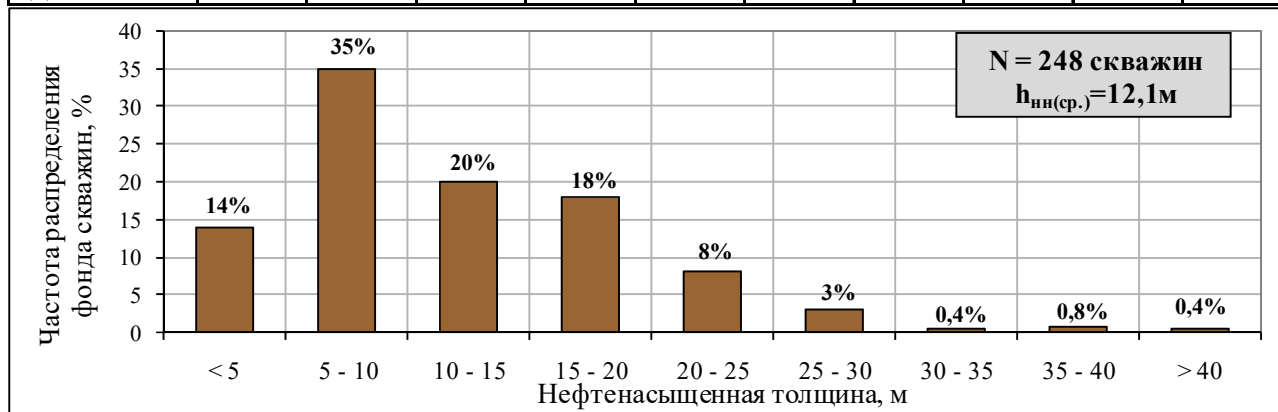


Таблица 4.1.5 – Распределение скважин, оборудованных ОРЗ, по нефтенасыщенной толщине нижележащего горизонта АС<sub>12</sub>

Показатели	Значения $h_{нн}$ , м									Всего
	< 5	5 - 10	10 - 15	15 - 20	20 - 25	25 - 30	30 - 35	35 - 40	> 40	
Фонд скважин	31	90	69	27	20	6	4	1	0	248
Доля, %	13	36	28	11	8	2	1,6	0,4	0	100

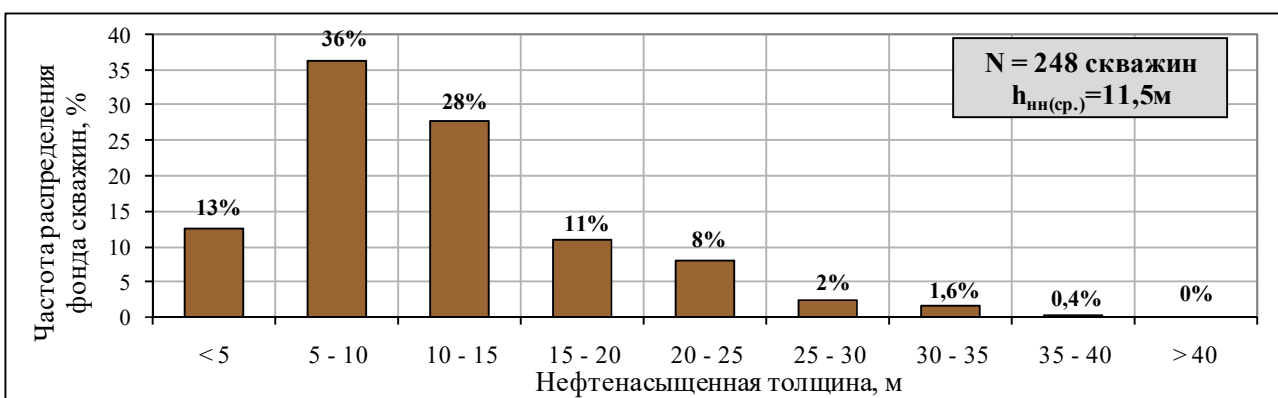


Таблица 4.1.6 – Распределение скважин, оборудованных ОРЗ, по нефтенасыщенной толщине горизонтов АС<sub>10</sub> и АС<sub>12</sub>

$h_{нн}$ горизонта АС <sub>12</sub> , м	$h_{нн}$ горизонта АС <sub>10</sub> , м									Всего	То же, в %
	< 5	5 - 10	10 - 15	15 - 20	20 - 25	25 - 30	30 - 35	35 - 40	> 40		
< 5	8	11	4	6	2					31	13
5 - 10	11	41	21	11	4	2				90	36
10 - 15	9	28	8	14	5	4		1		69	28
15 - 20	5	1	7	6	5	2			1	27	11
20 - 25	1	3	6	6	2		1	1		20	8
25 - 30		2		2	2					6	2
30 - 35		1	3							4	2
35 - 40					1					1	0
Всего	34	87	49	45	21	8	1	2	1	248	100
То же, в %	14	35	20	18	8	3	0	1	0	100	

Для ознакомления. Номера страниц не соответствуют официальной версии.

Таблица 4.1.7 – Распределение скважин, оборудованных ОРЗ, по проницаемости верхнего горизонта АС<sub>10</sub>

Показатели	Проницаемость, мД									Всего
	< 2	2 - 4	4 - 6	6 - 8	8 - 10	10 - 12	12 - 14	14 - 16	> 16	
Фонд скважин	3	38	75	46	33	16	16	8	13	248
Доля, %	1	15	30	19	13	6	6	3	5	100

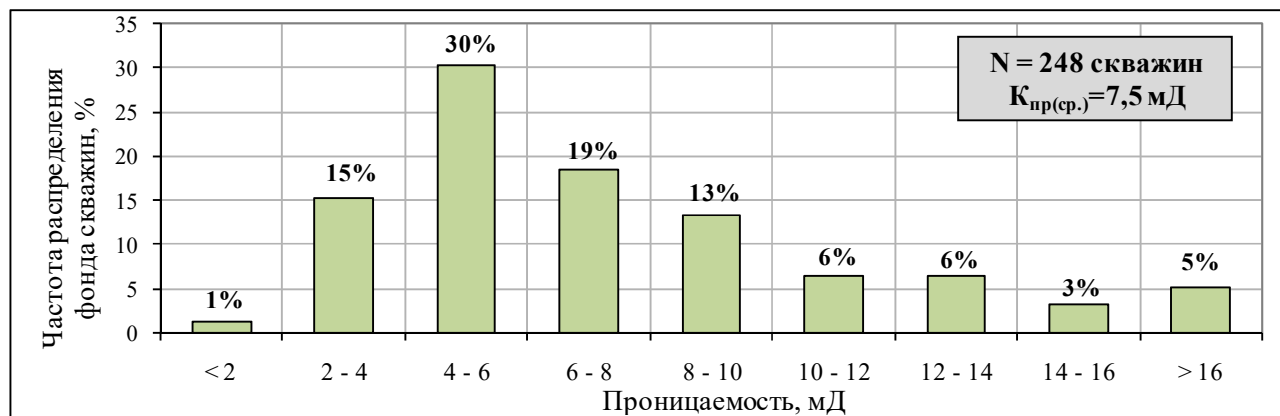


Таблица 4.1.8 – Распределение скважин, оборудованных ОРЗ, по проницаемости нижележащего горизонта АС<sub>12</sub>

Показатели	Проницаемость, мД									Всего
	< 0,5	0,5 - 1	1 - 1,5	1,5 - 2	2 - 2,5	2,5 - 3	3 - 3,5	3,5 - 4	> 4	
Фонд скважин	12	40	66	39	31	24	9	4	23	248
Доля, %	5	16	27	16	13	10	4	2	9	100

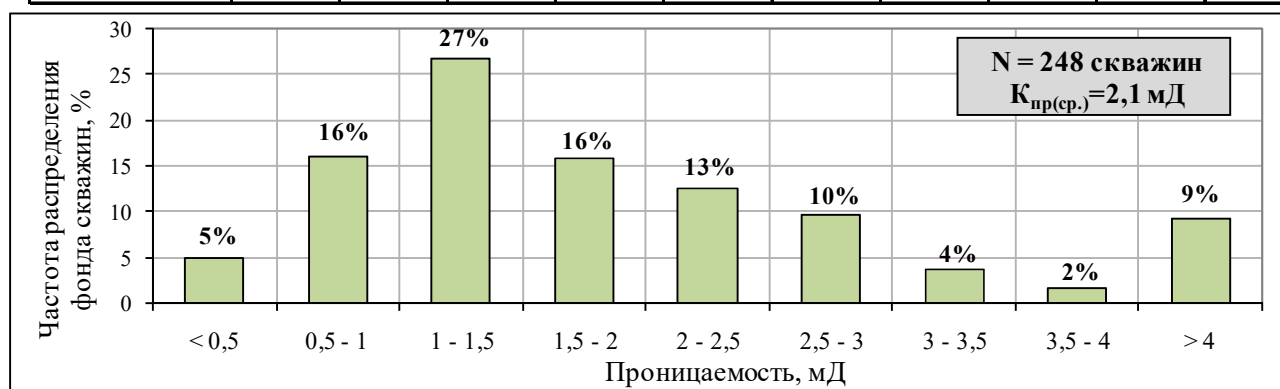


Таблица 4.1.9 – Распределение скважин, оборудованных ОРЗ, по проницаемости горизонтов АС<sub>10</sub> и АС<sub>12</sub>

К <sub>пр</sub> горизонта АС <sub>12</sub> , мД	К <sub>пр</sub> горизонта АС <sub>10</sub> , мД									Всего	То же, в %
	< 2	2 - 4	4 - 6	6 - 8	8 - 10	10 - 12	12 - 14	14 - 16	> 16		
< 0,5	1	4	3	2	1		1			12	5
0,5 - 1	1	5	16	9	5		1	1	2	40	16
1 - 1,5		11	21	14	5	8	4	2	1	66	27
1,5 - 2		8	9	7	3	3	4	2	3	39	16
2 - 2,5		5	12	6	7	1				31	13
2,5 - 3		2	8	5	4	2	1	1	1	24	10
3 - 3,5		1	2		2		3	1		9	4
3,5 - 4			1		1	1				4	2
Всего	3	38	75	46	33	16	16	8	13	248	100
То же, в %	1	15	30	19	13	6	6	3	5	100	

Таблица 4.1.10 – Распределение скважин, оборудованных ОРЗ, по проводимости верхнего горизонта АС<sub>10</sub>

Показатели	Проводимость, мД×м									Всего
	< 25	25 - 50	50 - 75	75-100	100-150	150-200	200-250	250-300	> 300	
Фонд скважин	27	62	46	34	42	17	10	6	4	248
Доля, %	11	25	19	14	17	7	4	2	2	100

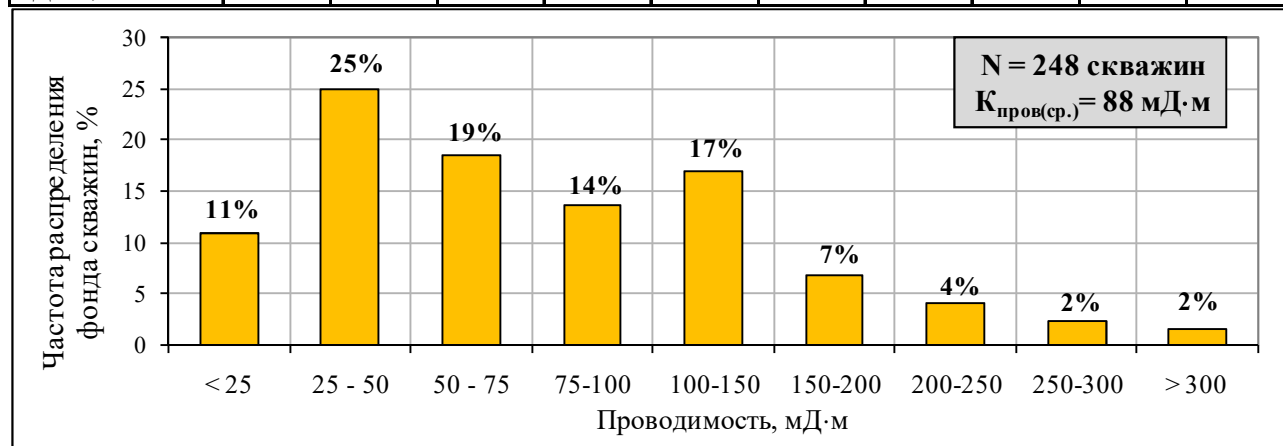


Таблица 4.1.11 – Распределение скважин, оборудованных ОРЗ, по проводимости нижезалегающего горизонта АС<sub>12</sub>

Показатели	Проводимость, мД×м									Всего
	< 10	10 - 15	15 - 20	20 - 30	30 - 40	40 - 50	50 - 60	60 - 70	> 70	
Фонд скважин	71	52	31	33	26	9	4	9	13	248
Доля, %	29	21	13	13	10	4	2	4	5	100

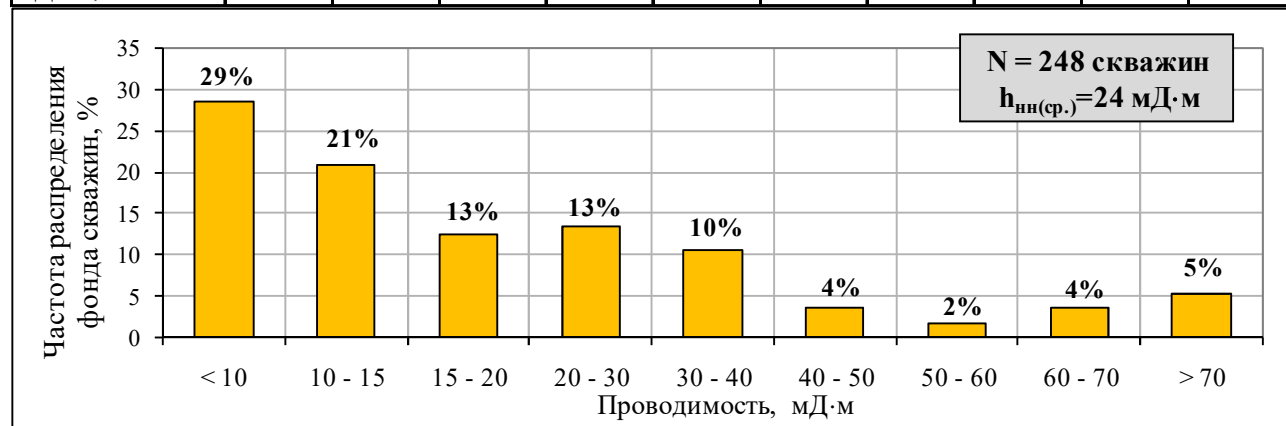


Таблица 4.1.12 – Распределение скважин, оборудованных ОРЗ, по проводимости горизонтов АС<sub>10</sub> и АС<sub>12</sub>

Проводимость горизонта АС <sub>12</sub> , мД*м	Проводимость горизонта АС <sub>10</sub> , мД·м									Всего	То же, в %
	< 25	25 - 50	50 - 75	75-100	100-150	150-200	200-250	250-300	> 300		
< 10	9	18	17	12	10	2	1	2		71	29
10 - 15	6	11	6	4	17	5	2		1	52	21
15 - 20	2	10	9	4	3	1	1	1		31	13
20 - 30	5	10	3	9	3	2			1	33	13
30 - 40	3	6	5	1	4	2	4		1	26	10
40 - 50		2	3	1		1	1	1		9	4
50 - 60		1		1	1	1				4	2
60 - 70	1	2	2		2	1		1		9	4
Всего	27	62	46	34	42	17	10	6	4	248	100
То же, в %	11	25	19	14	17	7	4	2	2	100	

Для ознакомления. Номера страниц не соответствуют официальной версии.

Зная среднюю проводимость (108 мД·м) вскрытого нефтенасыщенного разреза, можно определить, что на единицу проводимости объекта приходится: удельный дебит жидкости – 0,357 т/сут·мД·м и удельная приемистость – 1,204 м<sup>3</sup>/сут·мД·м. Имея эти усреднённые исходные данные, можно попытаться приближенно оценить расчётные ожидаемые приёмистости скважин по горизонтам АС<sub>10</sub> и АС<sub>12</sub> (табл. 4.1.13) – в зонах с наименьшими  $h_n$  и наилучшими  $k \cdot h$ .

Таблица 4.1.13 – **Расчетная приемистость пластов при ОРЗ воды в зонах малых толщин и проводимостей горизонтов АС<sub>10</sub> и АС<sub>12</sub> ЮЛТ**

Горизонт	Показатели		Нефтенасыщенная толщина ( $h_n$ ), м							
			1	2	3	4	5	6	7	8
АС <sub>10</sub> (K=7,5 мД)	К·h, мД·м		7,5	15	22,5	30	37,5	45	52,5	60
	Приемистость, м <sup>3</sup> /сут		9	18,1	27	36	45	54	63	72
АС <sub>12</sub> (K=2,1 мД)	К·h, мД·м		2,1	4,2	6,3	8,4	10,5	12,6	14,7	16,8
	Приемистость, м <sup>3</sup> /сут		2,5	5,1	7,6	10,1	12,6	15,2	17	20

Если принять минимальную граничную приемистость в нагнетательных скважинах, которую способно замерить имеющееся в скважинах оборудование, применяемое при ОРЗ (т.е. учесть чувствительность приборов), – в 15-20 м<sup>3</sup>/сут, то расчетно "нижние пределы" проводимости и нефтенасыщенной толщины разобщаемых пластов составят ориентировочно (с учетом "реальности/нереальности" перспектив выполнения гидроразрывов пласта в рассматриваемых зонах малых толщин):

<ul style="list-style-type: none"> <li>• Для горизонта АС<sub>10</sub></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Для горизонта АС<sub>12</sub></li> </ul>
<p>проводимость <math>K \cdot h \approx 20</math> мД·м</p> <p>нефтенасыщенная толщина <math>h_n \approx 3</math> м</p>	<p>проводимость <math>K \cdot h \approx 10</math> мД·м</p> <p>нефтенасыщенная толщина <math>h_n \approx 5</math> м</p>

Таким образом, если исходить из полученных критериев, (оценивая историю предыдущего внедрения ОРЗ на ЮЛТ), то можно сделать вывод о том, что в 31 скважине горизонта АС<sub>12</sub> и в 8 скважинах горизонта АС<sub>10</sub> обоснованность их отделения (с помощью пакера) в самостоятельные объекты для отдельного нагнетания воды – требует дополнительного подтверждения.

## 4.2. Внедрение, совершенствование и перспективы применения технологии одновременно-раздельной закачки воды на Приобском (ЮЛТ) месторождении

### 4.2.1. Этапы внедрения одновременно-раздельной закачки [25, 26, 27, 30, 33, 36]

Внедрение оборудования для одновременной закачки воды в продуктивные пласты на ЮЛТ началось – с июня 2003г. Приемистость скважин контролировалась путем проведения промыслово-геофизических исследований, расход регулировался устьевыми штуцерами.

До середины 2005г. применялись однопакерные компоновки ОРЗ, которые разобщали пласты АС<sub>10</sub> и АС<sub>12</sub><sup>1</sup>+АС<sub>12</sub><sup>2</sup>. По НКТ воду закачивали в верхний пласт АС<sub>10</sub>, а по межтрубному пространству – в пласты АС<sub>12</sub><sup>1</sup> и АС<sub>12</sub><sup>2</sup>.

Для ознакомления. Номера страниц не соответствуют официальной версии.

Недостатки компоновки: отсутствие контроля за распределением закачки в нижние два пласта АС<sub>12</sub><sup>1</sup>/АС<sub>12</sub><sup>2</sup>, а также невозможность спуска в межтрубное пространство нагнетательных скважин глубинных приборов для проведения ГДИ, износ ЭК.

С июля 2005г. с целью отказа от закачки по затрубному пространству начали устанавливать трехпакерные компоновки для ОРЗ в три пласта [23, 26, 69, 184]. Общий расход воды по скважине регулировался устьевым штуцером, закачка воды по объектам – глубинными штуцерами. Контроль за расходом воды по пластам обеспечивался также средствами ПГИ. Одновременно с внедрением скважинных многопакерных компоновок (СМК) ООО «Газпромнефть-Хантос» стало больше внимания уделять гидродинамическим и индикаторным исследованиям многопластовых разрезов.

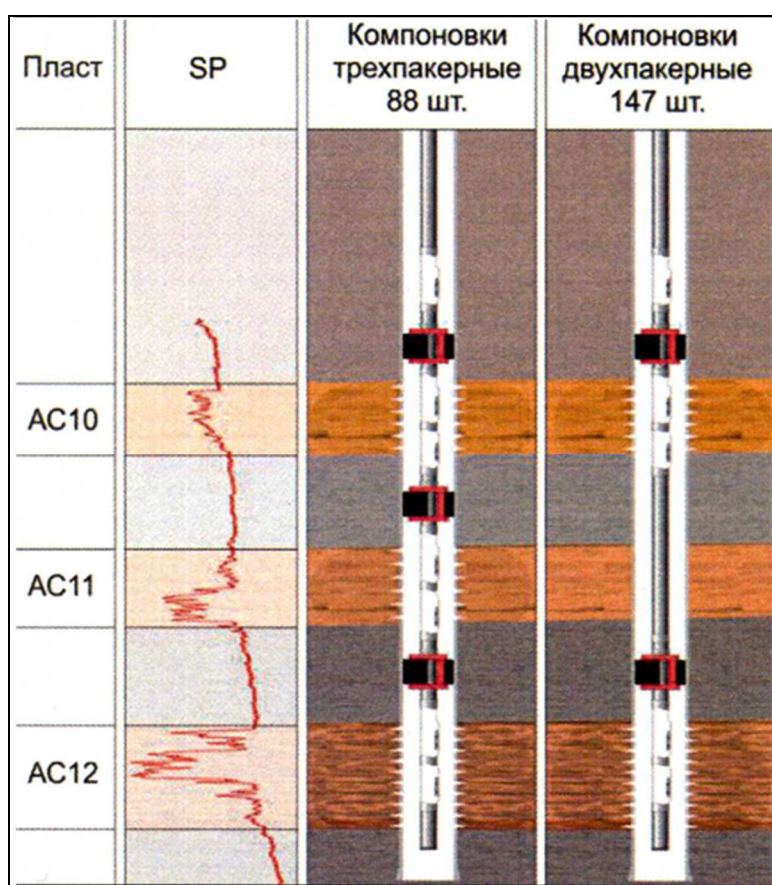
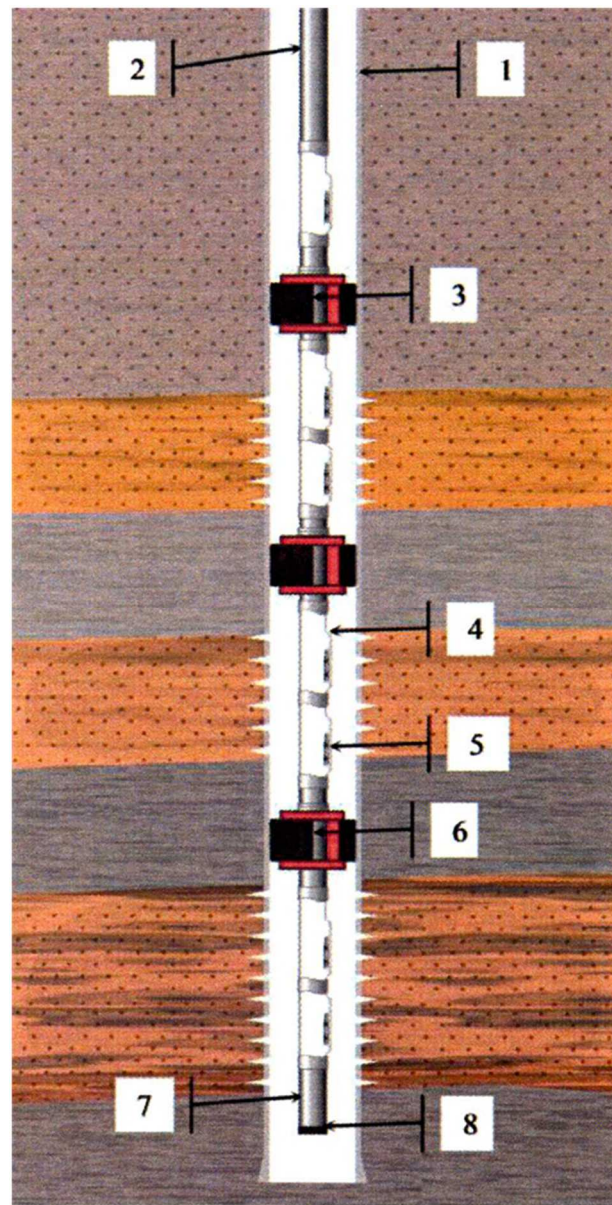


Рис.4.2.1 Количество трех- и двухпакерных компоновок ОРЗ на ЮЛТ Приобского месторождения по состоянию на 01.01.2010

С 2006г. для повышения качества регулирования ОРЗ начали систематически проводить отдельные замеры давления в пластах АС<sub>10</sub>, АС<sub>12</sub><sup>1</sup> и АС<sub>12</sub><sup>2</sup> глубинными автономными манометрами PPS и МАСК-1, установленными в скважинных камерах. Замеры Р<sub>пл</sub> глубинными манометрами обычно проводили в течение недели – нескольких месяцев.

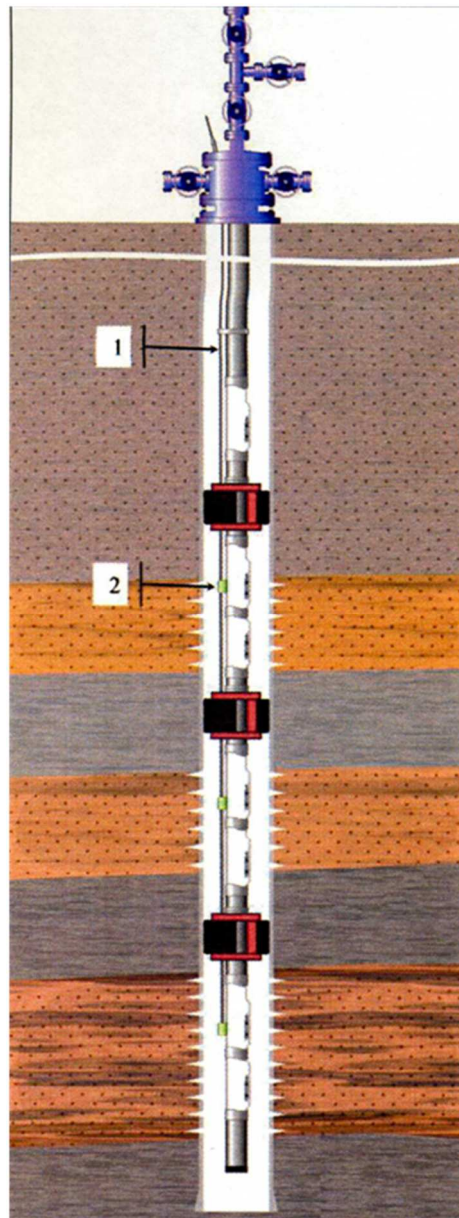
По полученным данным строили кривые изменения Р<sub>заб</sub>, температуры во времени, а также отрисовывали и карты изобар.



**Рис.4.2.2 Компоновка ОРЗ на ЮЛТ Приобского месторождения**

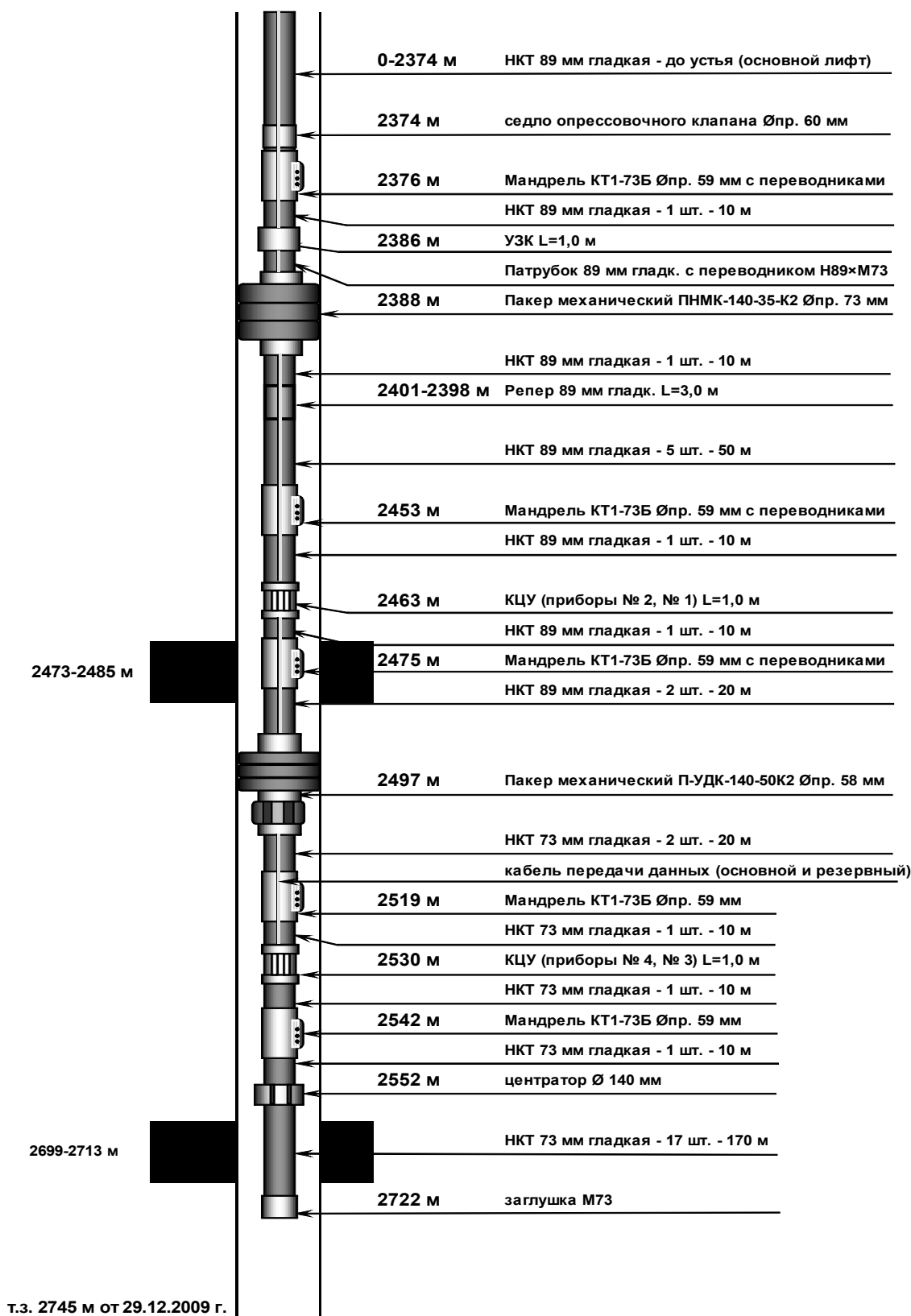
1 – эксплуатационная колонна; 2 – НКТ; 3 – пакер механический; 4 – мандрель;  
5 – клапан со штуцером; 6 – пакер механический; 7 – хвостовик; 8 - заглушка





**Рис.4.2.3 Компоновка системы ОРЗ следующего этапа с датчиками в затрубном пространстве напротив каждого пласта для расчета приемистости из перепада давления через штуцер**

- 1 – кабель для питания и передачи информации с датчиков;
- 2 – датчик давления и температуры



**Рис.4.2.4** Схема скважинной многопакерной компоновки (СМК) для ОРЗ воды в пласты АС<sub>10</sub><sup>1</sup>/АС<sub>12</sub><sup>2</sup> с глубинным комплексом ИСДК-2 G. Скважина №15851 (куст 120) ЮЛТ Приобского месторождения

Для ознакомления. Номера страниц не соответствуют официальной версии.

В 2007г. манометр МАСК-1 начали размещать в глубинном регуляторе 5РД-25 со штуцером для регистрации изменения давления закачки (за штуцером). По перепаду давления можно было рассчитать расход отдельно по каждой скважинной камере. Однако от подобных расчетов вскоре отказались из-за больших погрешностей, т.к. на давление в НКТ (до штуцера) влияло множество факторов.

В 2009г. была решена проблема размещения двух манометров МАСК-2 в глубинном мандрельном регуляторе 5РД-25 (до и после штуцера) для определения расхода по каждой скважинной камере (рис. 4.2.5).

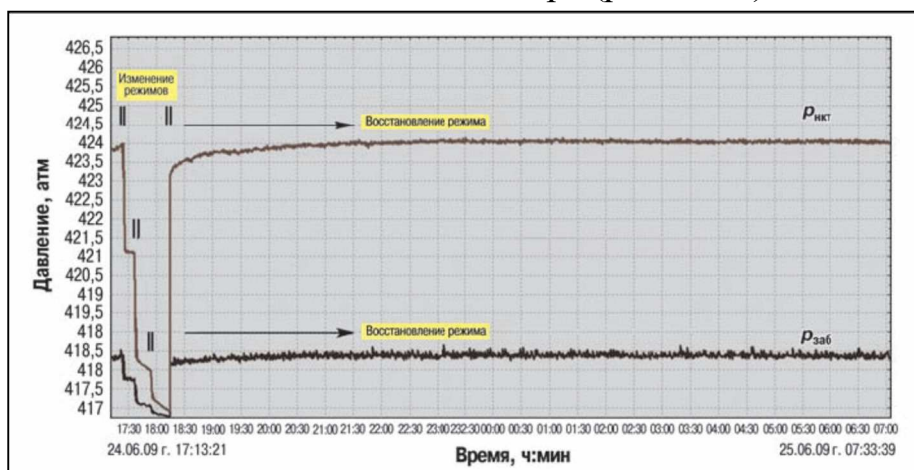


Рис. 4.2.5. Диаграмма изменения давления в глубинном регуляторе до  $P_{\text{нкт}}=424$  атм и после  $P_{\text{заб}}=418$  атм штуцера по нагнетательной скважине 11285

Для сопоставления результатов расчета расхода по перепаду давления с фактическими данными замера (по ПГИ) были проведены дополнительные исследования скважины 11285 – на четырех режимах закачки с замерами давлений  $P_{\text{нкт}}$  и  $P_{\text{заб}}$  (рис. 4.2.6).

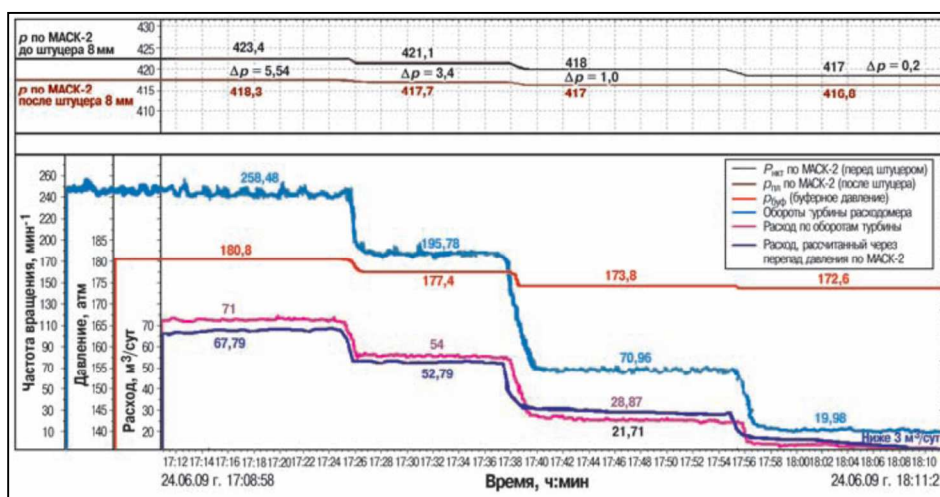


Рис. 4.2.6. Диаграмма изменения давления в глубинном регуляторе (до и после штуцера) и расхода на четырех режимах по скважине 11285

Получена хорошая сходимость расчетной и фактической кривых расхода. Для повышения точности определения приемистости по каждой скважинной камере (с глубинным штуцером) рекомендуется применять отдельный алгоритм расчета расхода воды по перепаду давления на штуцере, адаптированный

для заданного режима работы конкретной нагнетательной скважины.

В 2010г. начали проводить тестовые испытания глубинного дифференциального манометра, как средства измерения перепада давления и расхода воды – на глубинном штуцере, установленном в регуляторе 5РД-25. Применение манометров МАСК-2 с дифференциальным манометром МАСК-3 обеспечивает возможности для максимальной гидродинамической изученности нагнетательных скважин с ОРЗ. Исследования указанными манометрами позволяют получить (через заданные промежутки времени) сведения о  $P_{\text{заб}}$ ,  $P_{\text{пл}}$ ,  $\Delta P$  и температуре по каждой скважинной камере.

НПО «Новые нефтяные технологии» (ННТ) провело испытания измерительной системы с передачей данных по GSM-каналу связи в режиме реального времени (рис. 4.2.7).

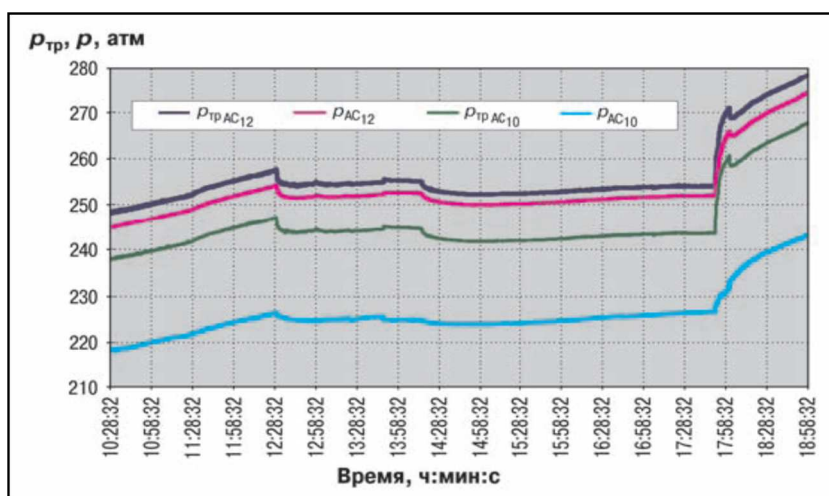


Рис. 4.2.7. Характерная диаграмма измерения забойных давлений в режиме реального времени комплексом ИСДК с передачей данных по GSM-каналу связи по скважине 15851 на 30.05.10

На рис. 4.2.8 приведены изменения давлений в процессе опрессовки нагнетательной скважины 24335 Приобского (ЮЛТ) месторождения после установки СМК с ИСДК-2G и пуска ее в эксплуатацию.

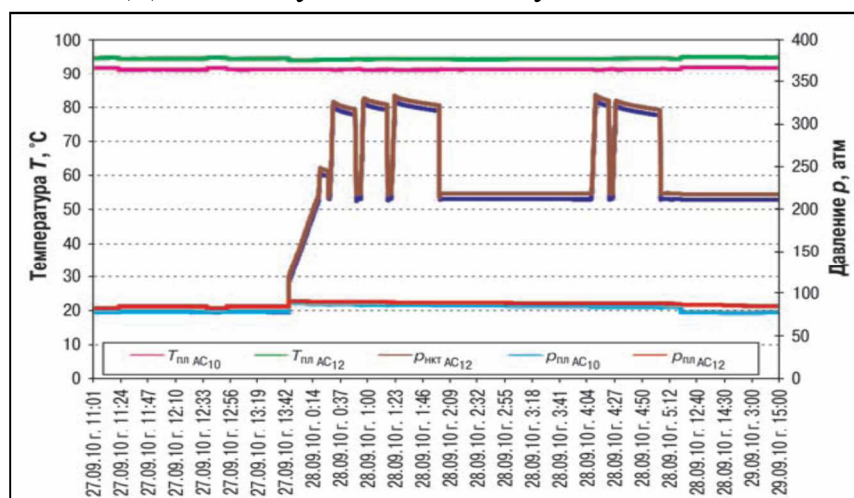


Рис. 4.2.8. Диаграмма замеров давлений глубинным комплексом ИСДК-2 в режиме реального времени с передачей данных по GSM – каналу связи по скважине 24335

Для ознакомления. Номера страниц не соответствуют официальной версии.

Согласно результатам исследований пластов АС<sub>10</sub> и АС<sub>12</sub> указанной скважины 24335 в интервале забоев отмечался рост пластовых давлений. Перспективы внедрения СМК связаны с применением ИСДК-2 для дистанционного контроля параметров закачки и распределения  $P_{пл}$  в режиме реального времени – с синхронизацией показаний устьевых манометров.

Дальнейшая интеллектуализация скважинных компоновок связана с внедрением систем дистанционного регулирования и управления закачкой воды в нагнетательных скважинах с ОРЗ в режиме реального времени (система ИСДК-2G).

#### ***4.2.2. Особенности организации одновременно-раздельной эксплуатации продуктивных пластов***

Применяемые на Приобском (ЮЛТ) месторождении компоновки ОРЗ к настоящему времени достаточно полно опробованы и приведены к одному стандарту, включающему: нижний механический пакер – осевой установки; второй и последующие пакеры – с опорой на нижний пакер и защитой от преждевременной распаковки и регулировкой нагрузки распаковки; гидроякорь, замыкающий компоновку. Обязательной является установка над каждым пакером разъединителя колонны, чтобы при возникновении аварийных ситуаций (например, при выпадении над пакером механических примесей) имелась возможность ступенчатого извлечения компоновки.

ООО «Лифт Ойл» применяет разъединитель колонны с возможностью промывки при:

- а) росте нагрузки сверх расчетной, когда открываются окна для прямой промывки от механических примесей;
- б) дальнейшем росте нагрузки, когда происходит отсоединение колонны труб от пакера и ступенчатое извлечение компоновки с применением НКТ;
- в) штатном подъеме спущенной компоновки.

В интервале закачки воды устанавливаются две скважинные камеры: одна со штуцером-регулятором; другая – с автономным манометром-термометром (АМТ). Изменение режимов закачки по разобщенным объектам осуществляется с помощью канатной техники путем смены штуцеров-регуляторов в скважинных камерах.

Что касается оборудования ОРД, то здесь отметим, что с 2009г. ООО «Газпромнефть-Хантос», «Лифт Ойл» и ОАО НПФ «Геофизика» проводят совместные опытные работы по применению этой технологии в многопластовых добывающих скважинах ЮЛТ. Компоновка оборудования для ОРД спускается ниже глубины установки насоса, разобщая межколонное пространство так, чтобы каждый из пластов работал через свою систему скважинных камер. Подбирая соотношение диаметров, можно регулировать дебиты объектов (вплоть до полного отключения одного из них), обеспечивая более равномерную выработку запасов нефти.

Для ознакомления. Номера страниц не соответствуют официальной версии.

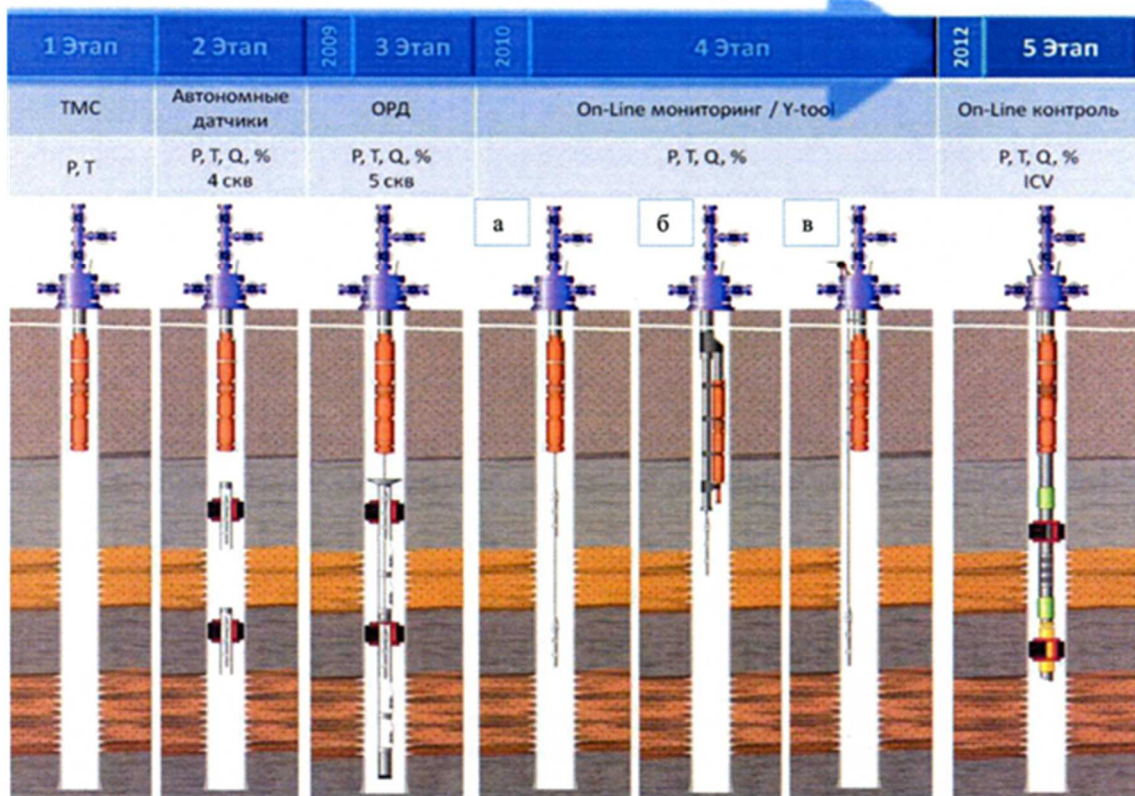


Рис. 4.2.9 Этапы развития систем совместной эксплуатации пластов на ЮЛТ Приобского месторождения

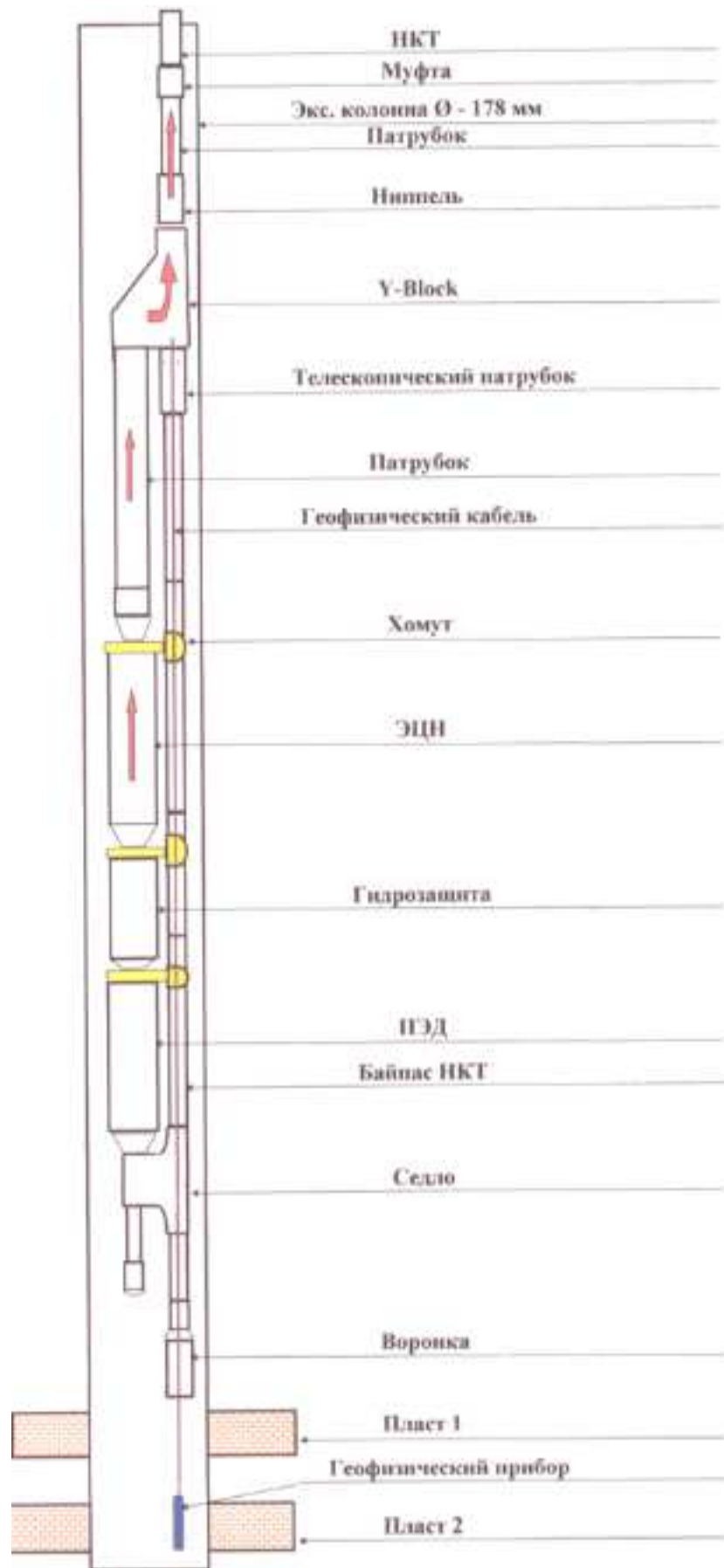


Рис. 4.2.10. Типовая схема Zenit Bypass System для внедрения на скважинах ООО "Газпромнефть-Хантос"

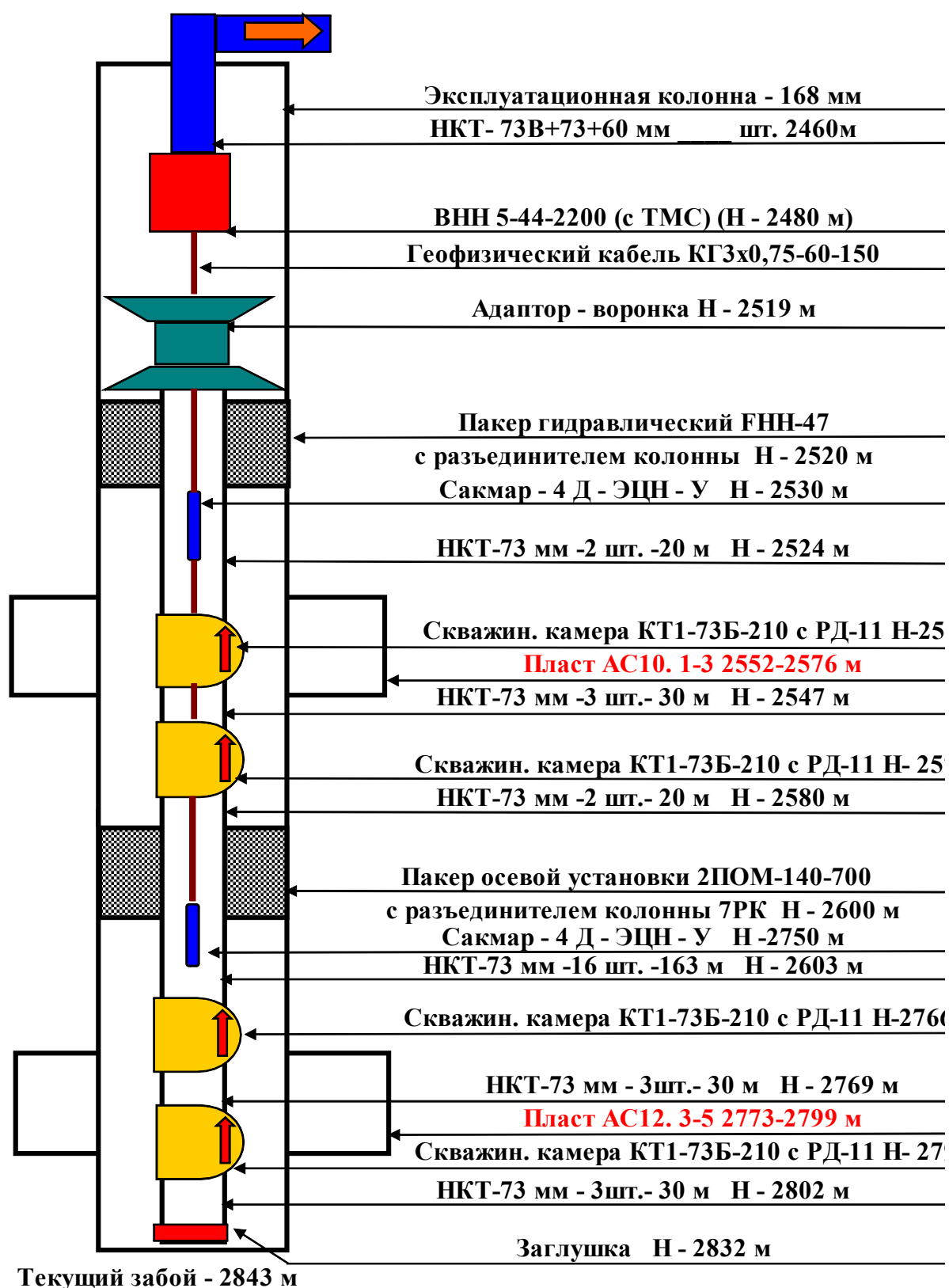


Рис. 4.2.11. Схема компоновки подземного оборудования для ОРЭ в скважине №15956 (куст 8Б) Приобского месторождения (ЮЛТ)



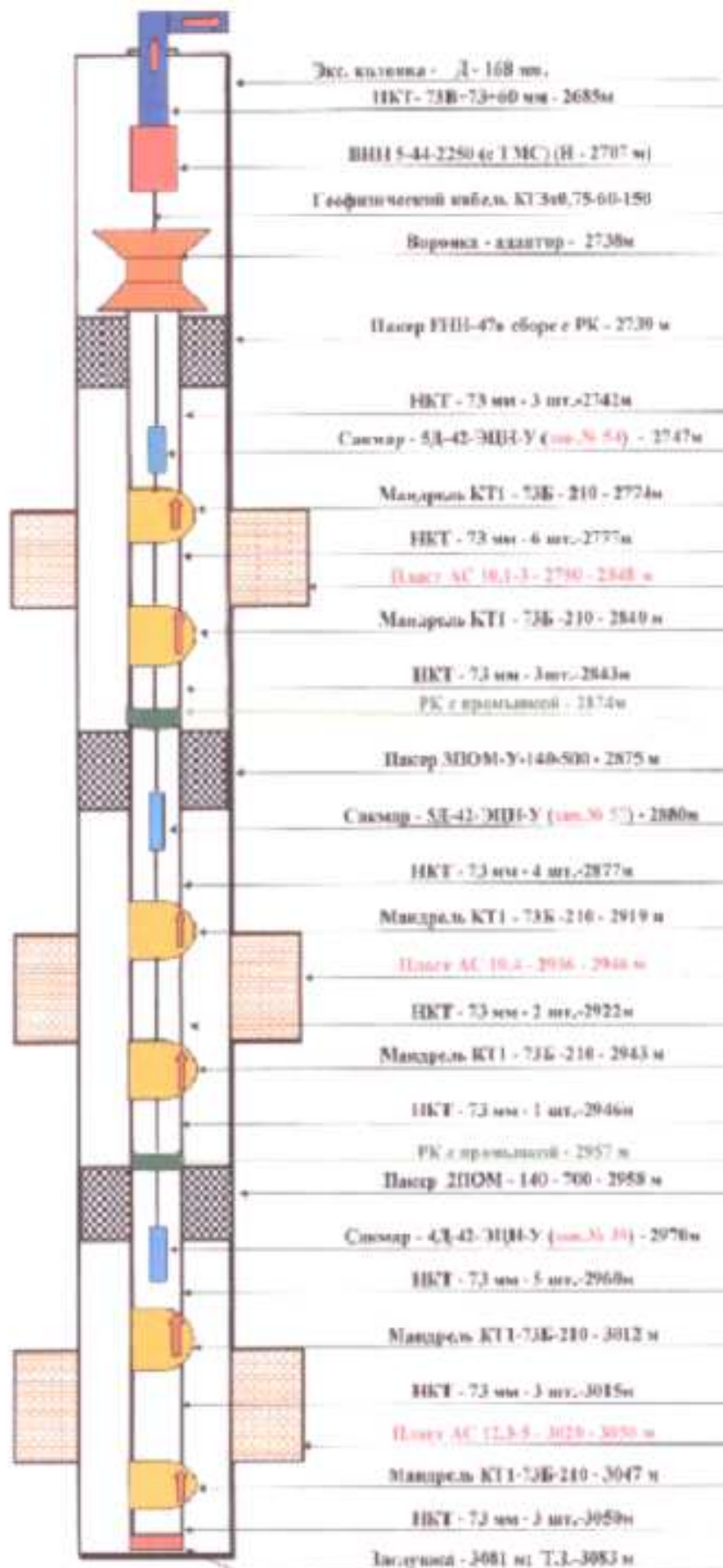
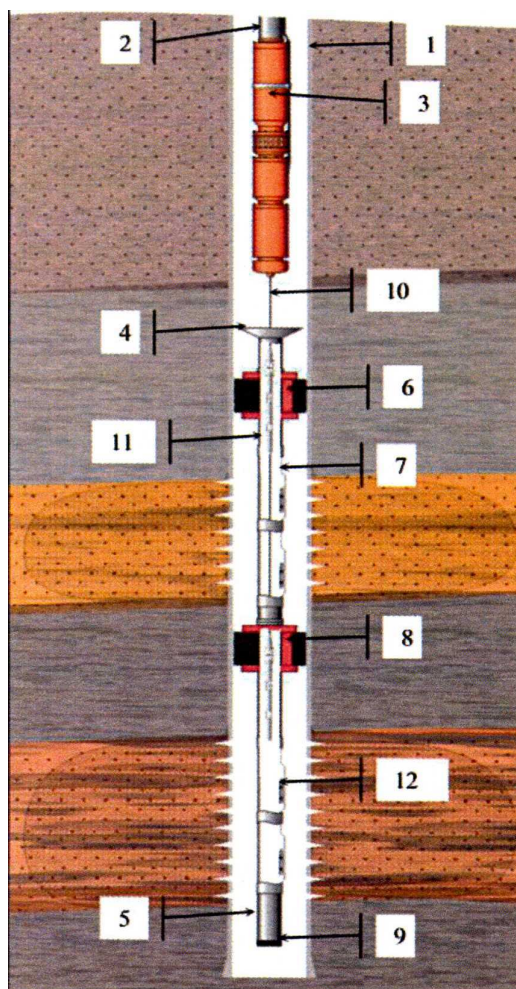


Рис. 4.2.12. Схема компоновки подземного оборудования для ОРД в скважине №15843 Приобского месторождения (ЮЛТ)



**Рис. 4.2.13. Компоновка ОРД, применяемая в скважинах ЮЛТ Приобского месторождения (разработчик ООО "ЛифтОйл")**

1 – эксплуатационная колонна; 2 – НКТ; 3 – насос; 4 – воронка;  
5 – хвостовик; 6 – пакер; 7 – мандрели; 8 – пакер механический; 9 – заглушка;  
10 – кабель; 11 – геофизические приборы; 12 – обратный клапан

#### ***4.2.3. Направления модернизации оборудования для одновременно-раздельной закачки воды***

Пути дальнейшего совершенствования скважинного оборудования для осуществления одновременно-раздельной закачки воды следующие:

- переход на спуск цельнопроходных компоновок диаметром 89 мм;
- установка дополнительной скважинной камеры над верхним пакером;
- проведение работ по определению приемистости пластов в нагнетательных скважинах, смене регулятора расхода воды и исследованию этих скважин – с применением двухбарабанных подъемников (на проволоке и на тросе).

ООО «Лифт Ойл» и ООО «Газпромнефть-Хантос» провели стендовые испытания компоновки ОРЗ, передающей информацию по объемам закачки воды в разобценные пласты – пообъектно, в режиме реального времени.

#### **4.2.4. Совершенствование системы долговременного стационарного мониторинга разработки месторождения**

[25, 27, 30, 32, 34, 35, 95, 96, 97, 108]

Внедрение оборудования ОРЭ позволяет организовать мониторинг разработки совместно вскрытых пластов на Приобском (ЮЛТ) месторождении. Пьезометрический фонд на ЮЛТ контролируется АМТ, устанавливаемыми в скважинных камерах и извлекаемыми канатной техникой. АМТ сохраняет во Flash-памяти информацию о давлении и температуре за весь период нахождения в скважине. Для исследования скважин нагнетательного фонда, оборудованных для ОРЗ, подготовлена компоновка с применением аппаратно-программного комплекса САКМАР-5, спускаемого на проволоке. При этом:

а) сокращается время выполнения замеров;

б) исключается проблема обеспечения герметизации кабеля при высоких устьевых давлениях (следовательно, улучшается экологическая ситуация на месторождении);

в) в начале спуска приборов на проволоке режим закачки воды в скважину не изменяется, так как нет необходимости ограничивать закачку при спуске кабеля. Достаточно использовать стандартную схему монтажа устьевого оборудования, а также набор утяжелителей;

г) интерпретация данных исследования проводится сразу после подъема прибора.

Для дистанционного контроля параметров закачки воды при заданных диаметрах штуцеров-регуляторов используется УЗПД с датчиком давления и температуры. Для преобразования текущих данных и хранения информации применяется минирегистратор – наземный блок регистрации и индикации.

В ближайшее время планируется провести скважинные испытания компоновки с условным названием «Промежуточная интеллектуальная ОРЗ». Одновременно ООО «Лифт Ойл» проводит испытания СУР, который сигналом с поверхности дискретно изменяет диаметр – от открытия до полного закрытия. При удачных стендовых испытаниях СУР в компоновке ОРЗ можно будет провести скважинные испытания "интеллектуальной ОРЗ".

Попутно отметим, что в плане контроля за работой добывающих скважин ООО «Лифт Ойл» имеет опыт ОРД как в бесприборном варианте, так и с применением автономных комплексных приборов АКП-42 (с Flash-памятью). Однако информацию здесь можно снимать только после подъема приборов на поверхность.

В 2009г. на двух скважинах ЮЛТ Приобского месторождения ООО «Лифт Ойл» (с привлечением НПФ «Геофизика») впервые в России провело внедрение оборудования ОРД, позволяющего осуществлять прямой инструментальный замер по объектам разработки: количества продукции, давления, температуры, влажности с передачей этих данных на поверхность – в непрерывном режиме. Основным преимуществом технологии является возможность непрерывного мониторинга совместной работы пластов.

Для измерений на кабеле (подсоединенном к силовому кабелю УЭЦН) спускается комплексная компоновка из геофизических приборов с передачей данных на поверхность совместно с информацией телеметрической системы (ТМС).

ООО «Газпромнефть-Хантос» совместно с «Газпромнефть НТЦ» провели работы с компоновками ОРД по долговременному мониторингу совместно работающих пластов. Подтверждена эффективность испытанного комплекса для решения промыслового контроля: оценка параметров технологического режима работы скважины, определение относительных расходов, состава притока, энергетических и фильтрационных характеристик пластов и других параметров.

Результаты испытания указанных компоновок ОРД на ЮЛТ Приобского месторождения – достаточно успешны. С целью повышения надежности оборудования внесены изменения в систему защиты от высокочастотных помех; осуществлена техническая доработка фильтров линии связи; улучшена герметизация погружных приборов и кабельных наконечников; прибор комплектуется дополнительным блоком расходомера.

Испытания усовершенствованных компоновок ОРД продолжаются в 2010г. Компания «Лифт Ойл» проводит испытания СУР, который при применении в компоновках ОРД позволит проводить отключение и подключение (или частичное ограничение дебитов) отдельных объектов разработки – по команде с поверхности. Таким образом, речь может идти о создании полноценной интеллектуальной системы ОРД из скважин на многопластовых объектах Западной Сибири.

#### ***4.2.5. Оценка результатов внедрения оборудования для ОРЗ воды по группе нагнетательных скважин ЮЛТ***

Для краткого анализа выбрана небольшая группа из 14 скважин ЮЛТ, имеющих историю эксплуатации до спуска компоновок ОРЗ (табл.4.2.1). Основная задача, которая решалась по рассматриваемой группе скважин, это вовлечение в разработку пласта АС<sub>12</sub>, имеющего проницаемость в 2-6 раз ниже, чем у пласта АС<sub>10</sub>. Анализировались такие показатели, как приемистость по отдельным пластам и скважине в целом, а также динамика устьевого давления нагнетания по скважине.

Выполненный анализ показал (рис.4.2.14-4.2.18), что определенные положительные результаты в виде увеличения приемистости по особо низкопроницаемому пласту АС<sub>12</sub> после спуска компоновок ОРЗ достигнуты по 11 скважинам или 78% рассмотренного количества скважин. При этом по ряду скважин наблюдался также рост устьевого давления нагнетания.

Для получения более достоверных результатов данные о замерах приемистости и давлений следует дополнить результатами расходомерии разрезов пластов АС<sub>10</sub> и АС<sub>12</sub> в конкретных нагнетательных скважинах до и после спуска компоновок ОРЗ воды.

Таблица 4.2.1 – Приобское месторождение (ЮЛТ)  
Группа нагнетательных скважин, переведенных под ОРЗ воды

Номер скважины	Вскрытые пласты	Дата ввода в ППД	Дата внедрения ОРЗ	Срок эксплуатации скважины до внедрения ОРЗ, мес.	Количество пакеров
15389	АС10 <sub>1-3</sub> АС10 <sub>4</sub> АС12 <sub>3-5</sub>	22.05.2005	05.10.2005	4,5	3
15449	АС10 <sub>1-3</sub> АС10 <sub>4</sub> АС12 <sub>3-5</sub>	13.04.2005	19.12.2005	8	3
15481	АС10 <sub>1-3</sub> АС10 <sub>4</sub>	18.02.2006	18.04.2007	14	2
15535	АС10 <sub>1-3</sub> АС10 <sub>4</sub> АС12 <sub>3-5</sub>	15.08.2004	19.09.2005	14	3
15537	АС10 <sub>1-3</sub> АС10 <sub>4</sub> АС12 <sub>3-5</sub>	04.10.2004	22.02.2006	17	3
15565	АС10 <sub>1-3</sub> АС10 <sub>4</sub> АС12 <sub>3-5</sub>	04.10.2004	24.12.2005	15	2
15593	АС10 <sub>1-3</sub> АС10 <sub>4</sub> АС12 <sub>3-5</sub>	13.04.2005	06.04.2007	24	3
15653	АС10 <sub>1-3</sub> АС10 <sub>4</sub> АС12 <sub>3-5</sub>	21.11.2004	01.11.2005	11	3
15655	АС10 <sub>1-3</sub> АС10 <sub>4</sub> АС12 <sub>3-5</sub>	18.12.2004	19.10.2005	1	2
15657	АС10 <sub>1-3</sub> АС10 <sub>4</sub> АС12 <sub>3-5</sub>	06.12.2005	19.02.2006	2,5	3
15681	АС10 <sub>1-3</sub> АС10 <sub>4</sub> АС12 <sub>3-5</sub>	23.11.2005	30.12.2005	1	3
15741	АС10 <sub>1-3</sub> АС10 <sub>4</sub> АС12 <sub>3-5</sub>	10.04.2006	22.12.2010	56	3
15994	АС10 <sub>1-3</sub> АС12 <sub>3-5</sub>	14.03.2005	08.07.2006	15	2
19594	АС10 <sub>1-3</sub> АС12 <sub>3-5</sub>	07.10.2008	06.01.2011	27	2

### Параметры пластов в скважине №15389

Наименование	АС <sub>10</sub>	АС <sub>12</sub>	АС <sub>10-12</sub>
h <sub>плн</sub> , м	21,6	3,4	25,0
K <sub>пр</sub> , мД	9,1	5,3	7,9
K <sub>п</sub> , %	17,6	15,2	17,2
K <sub>пр</sub> *D <sub>плн</sub>	197	18	198

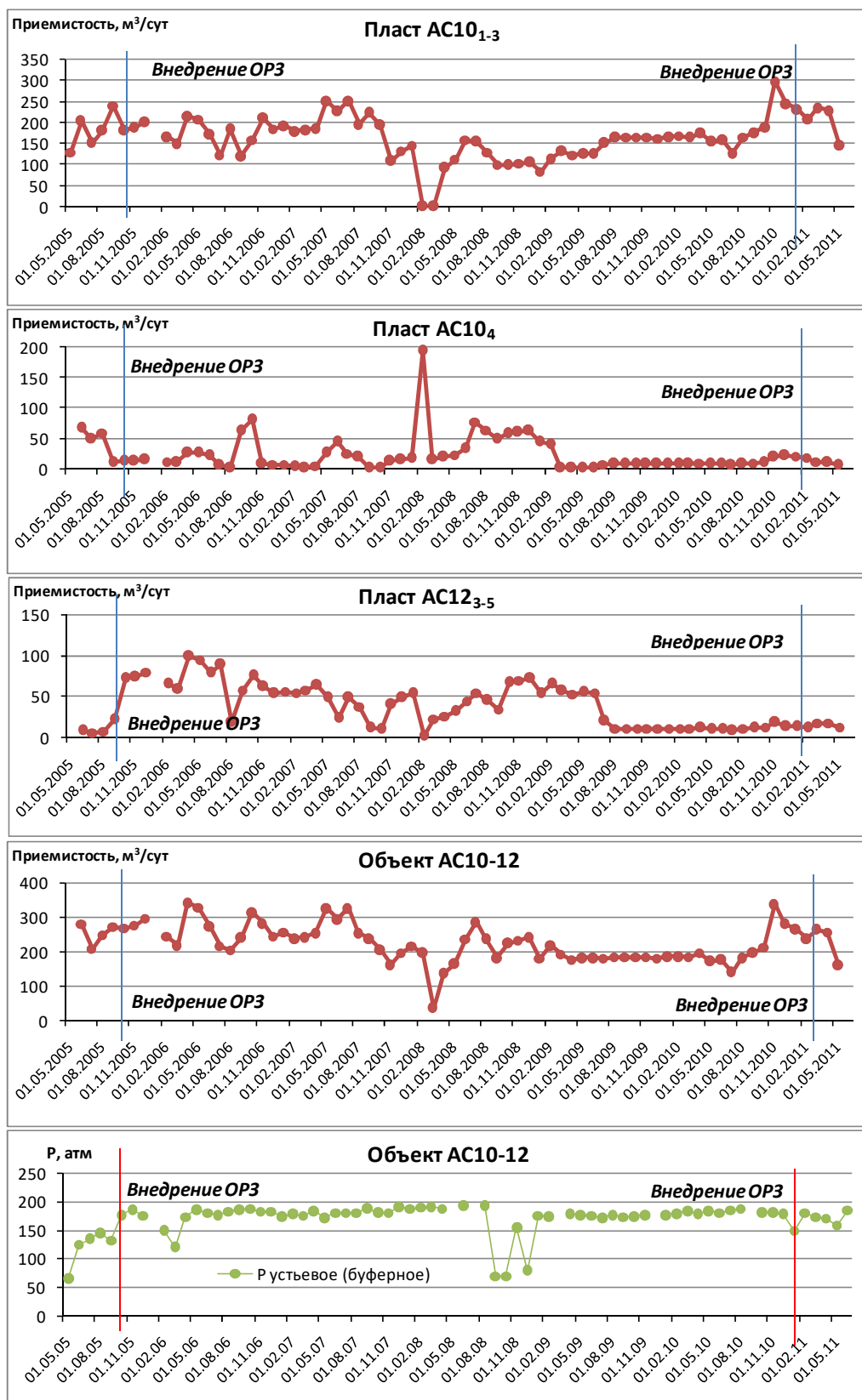
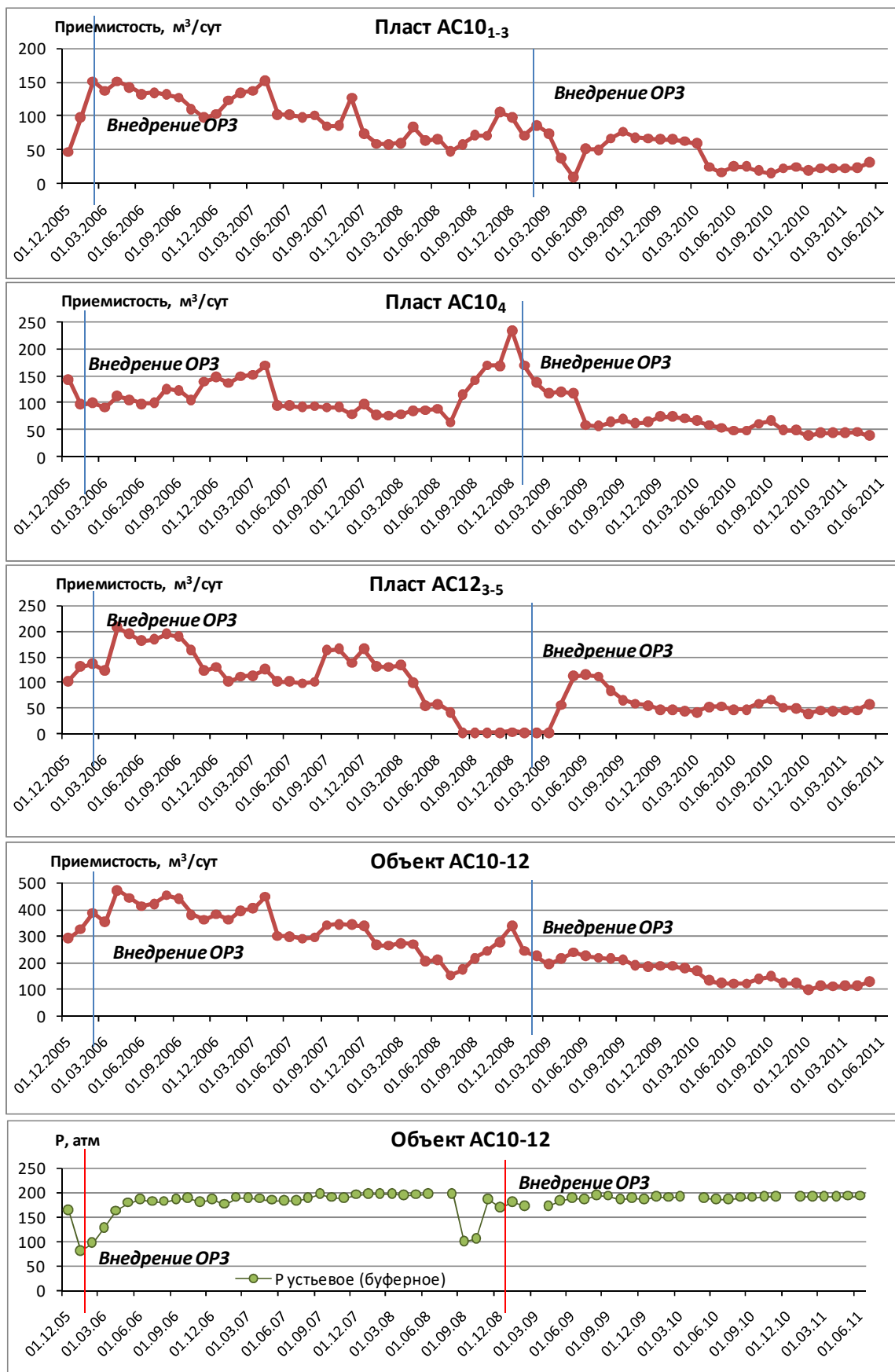


Рис. 4.2.14. Скважина №15389 (ЮЛТ).

Динамика показателей нагнетания воды до и после внедрения ОРЗ



**Рис. 4.2.15. Скважина №15657 (ЮЛТ).  
Динамика показателей нагнетания воды до и после внедрения ОРЗ**

### Параметры пластов в скважине №15741

Наименование	АС <sub>10</sub>	АС <sub>12</sub>	АС <sub>10-12</sub>
h <sub>плн</sub> , м	9,2	12,2	21,4
K <sub>пр</sub> , мД	4,4	1,2	2,0
K <sub>п</sub> , %	16	16,8	16,6
K <sub>пр</sub> *D <sub>плн</sub>	40,5	14,6	42,8

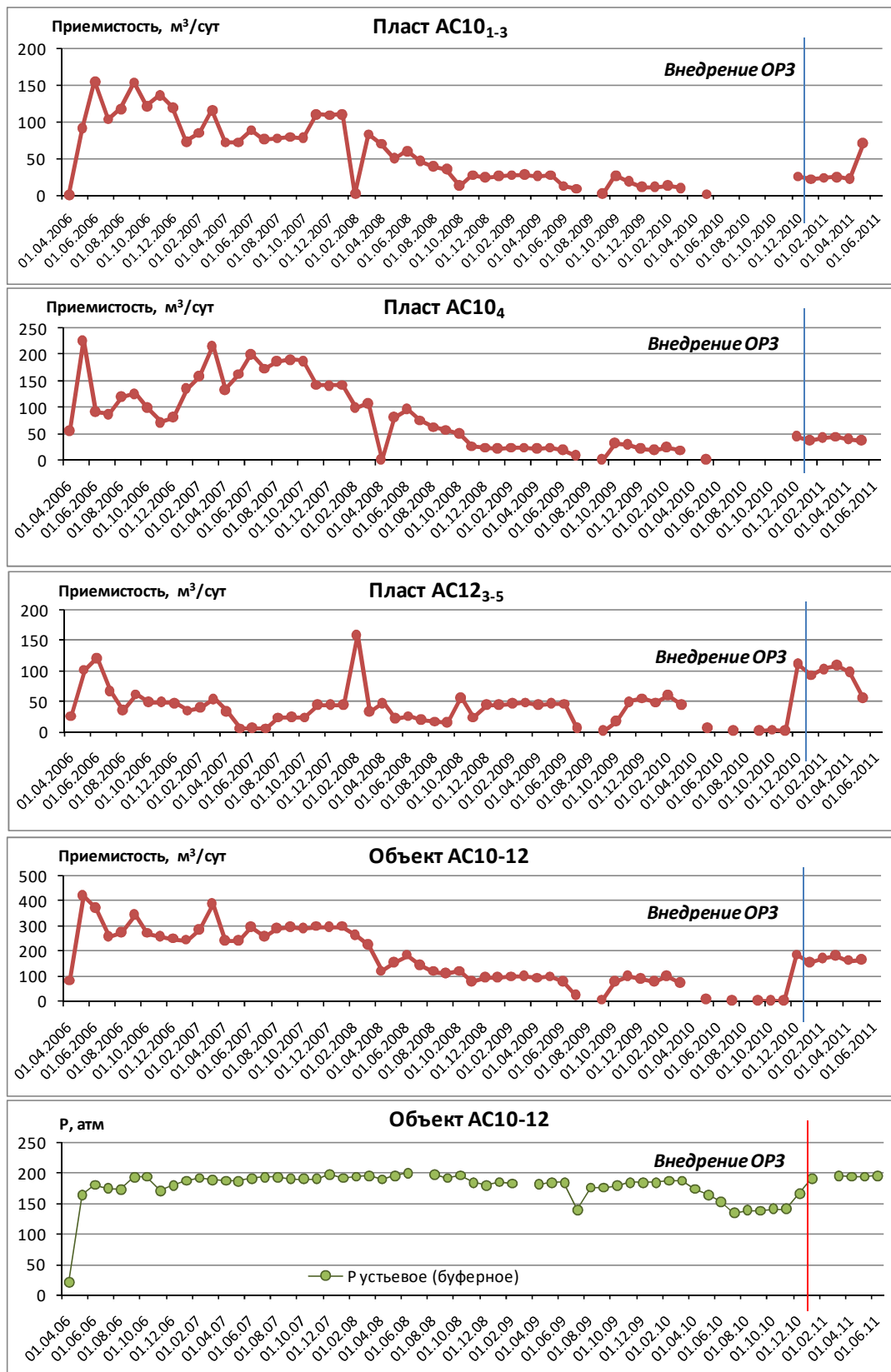


Рис. 4.2.16. Скважина №15741 (ЮЛТ).

Динамика показателей нагнетания воды до и после внедрения ОРЗ



### Параметры пластов в скважине №15994

Наименование	АС <sub>10</sub>	АС <sub>12</sub>	АС <sub>10-12</sub>
h <sub>плн</sub> , м	8,6	13,2	21,8
K <sub>пр</sub> , мД	5,2	2,8	3,8
K <sub>п</sub> , %	15,8	18,4	17,4
K <sub>пр</sub> *D <sub>плн</sub>	44,7	37,0	82,8

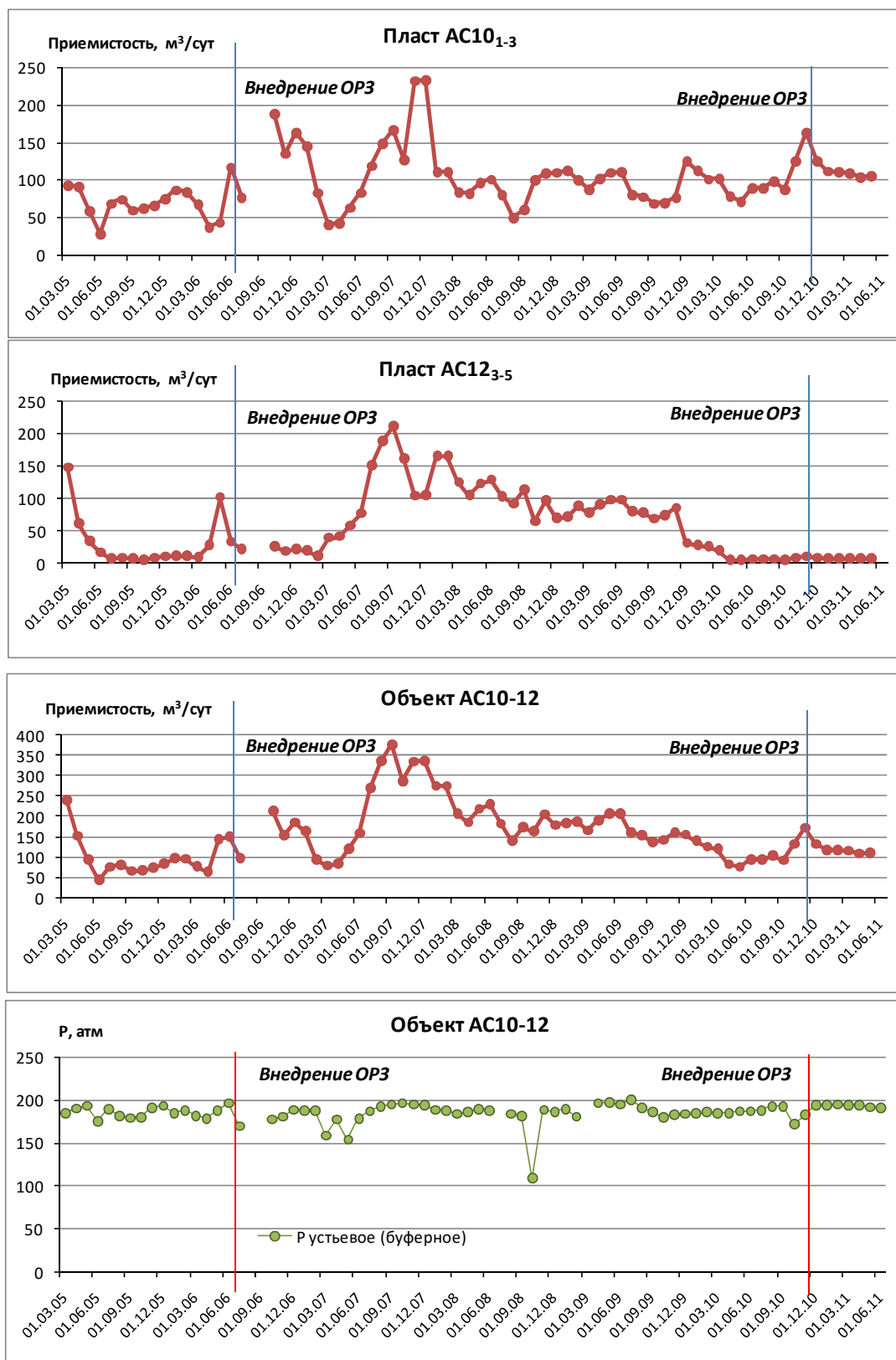


Рис. 4.2.17. Скважина №15994 (ЮЛТ).

Динамика показателей нагнетания воды до и после внедрения ОРЗ

### Параметры пластов в скважине №19594

Наименование	АС <sub>10</sub>	АС <sub>12</sub>	АС <sub>10-12</sub>
h <sub>плн</sub> , м	11,8	15,4	27,2
K <sub>пр</sub> , мД	4,1	2,5	3,2
K <sub>п</sub> , %	16,4	17,6	17,1
K <sub>пр</sub> *D <sub>плн</sub>	48,4	38,5	87,0

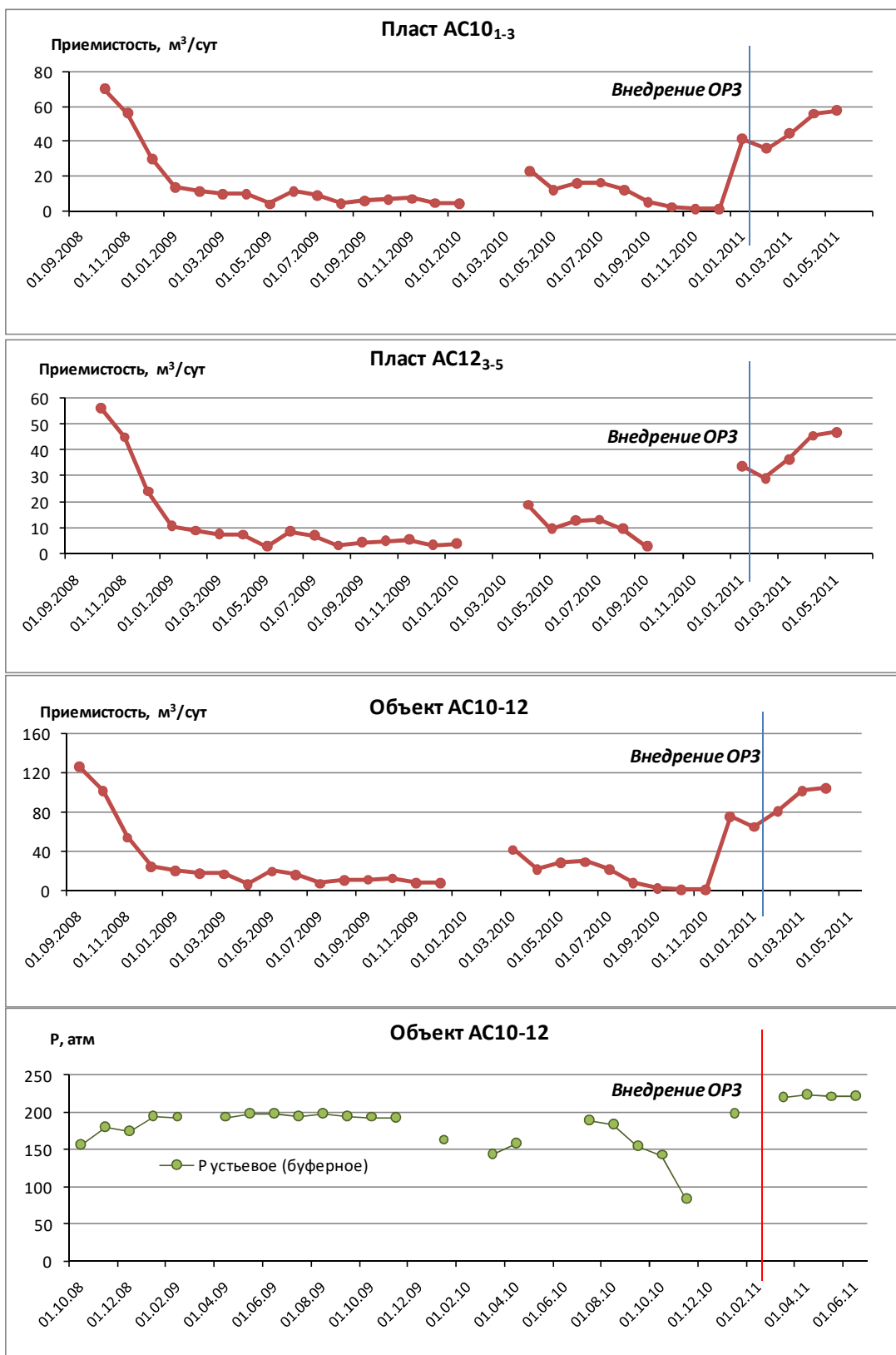


Рис. 4.2.18. Скважина №19594 (ЮЛТ).

Динамика показателей нагнетания воды до и после внедрения ОРЗ

### 4.3. Формирование системы промышленного мониторинга на основе долговременных исследований стационарными датчиками на приеме насоса [27, 32, 34, 41, 97, 108]

#### 4.3.1. Выбор объектов мониторинга и информативность исследований

Известно, что в малопроницаемых коллекторах для получения достоверных параметров длительность остановки скважин на снятие КВД должна достигать нескольких недель. Это практически нереально из-за потерь в добыче нефти. Для решения проблемы на ЮЛТ Приобского месторождения создана эффективная система мониторинга  $P_{\text{заб}}$  стационарными датчиками, устанавливаемыми на приеме (или ниже) ЭЦН. Это позволяет непрерывно измерять  $P_{\text{заб}}$  и температуру с передачей результатов вверх по силовому кабелю.

Внедрение погружных датчиков давления и температуры на ЮЛТ началось в 2005г., на конец 2008г. охват ими скважин добывающего фонда достиг 90%.

Для интерпретации данных применяется модуль Toraze фирмы КарраEngineering. В результате можно оценить  $P_{\text{пл}}$ , проницаемость, скин-фактор, размеры области дренирования и т.п. В периферийных зонах ЮЛТ с аномально низкой проницаемостью подобные исследования эффективнее стандартных ГДИ, поскольку не требуют длительных остановок скважин.

В 2008-2009гг. обработаны данные наиболее информативных измерений – более чем в 200 скважинах ЮЛТ. Характерный пример исследования приведен на рис. 4.3.1.

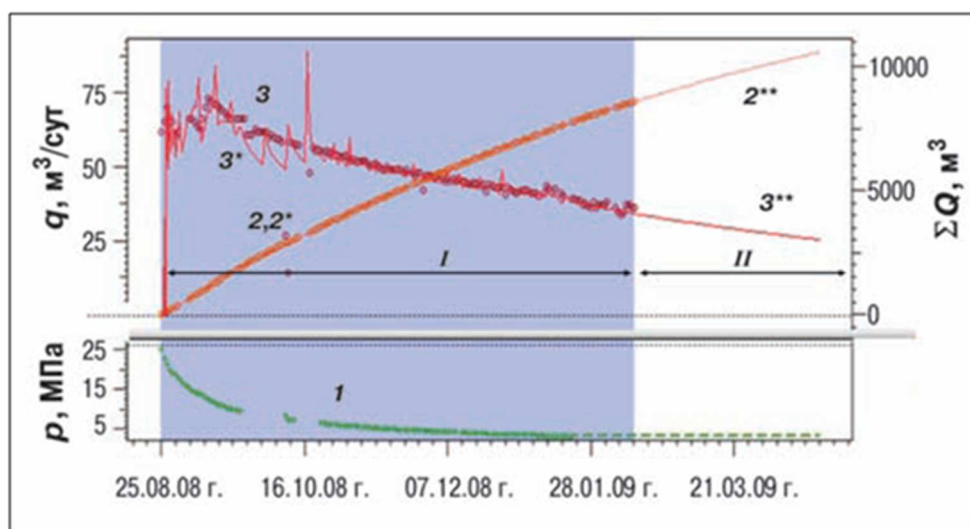
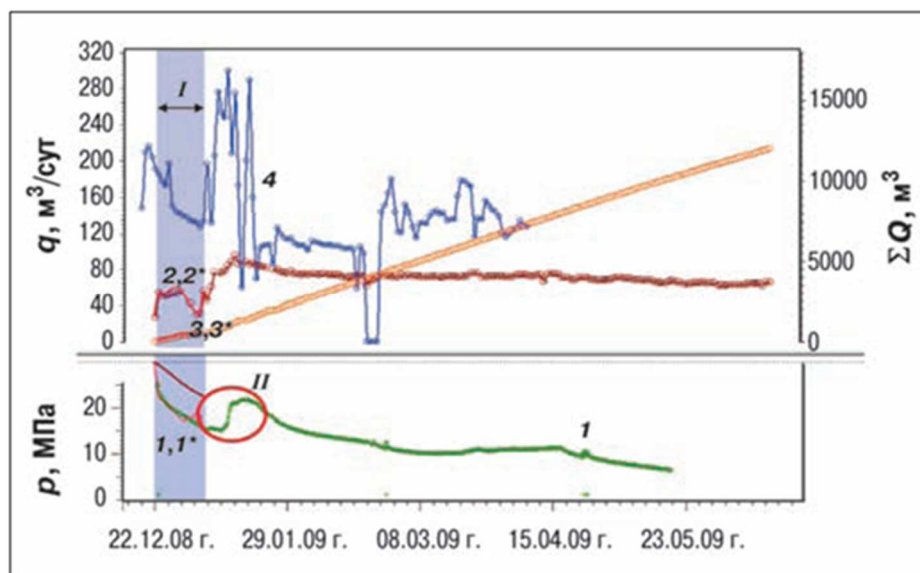


Рис. 4.3.1. Динамика показателей эксплуатации скважины ЮЛТ при отсутствии влияния соседних скважин:

$I, II$  – интервал, соответственно, совмещения и прогноза;  $1$  – измеренное забойное давление  $p$ ;  $2, 3$  (точки) – соответственно, измеренный дебит нефти  $q$  и суммарная добыча нефти  $\Sigma Q$ ;  $2^*, 3^*$  (сплошные линии) – результаты воспроизведения истории, соответственно, дебита и добычи методом наилучшего совмещения (проницаемость пласта 0,5 мД, скин-фактор -6);  $2^{**}, 3^{**}$  – прогноз, соответственно, дебита и суммарной добычи в предположении поддержания постоянного давления на забое скважины

Из рис.4.3.1 видно, что здесь удалось выполнить хорошее совмещение результатов измерений и расчетных данных на достаточно длительном (около полугода) временном интервале. На основе оцененных параметров пласта (проницаемость, скин-фактор, дренируемый объем) по рассматриваемой скважине сделан прогноз добычи при постоянном  $P_{заб}$ . На рис. 4.3.2 приведены результаты исследований в условиях близкого расположения нагнетательной скважины. Ее приемистость была увеличена от 100 до 300 м<sup>3</sup>/сут; через несколько дней это отразилось на работе исследуемой добывающей скважины (однако позже в ней на 20% увеличилась обводненность).



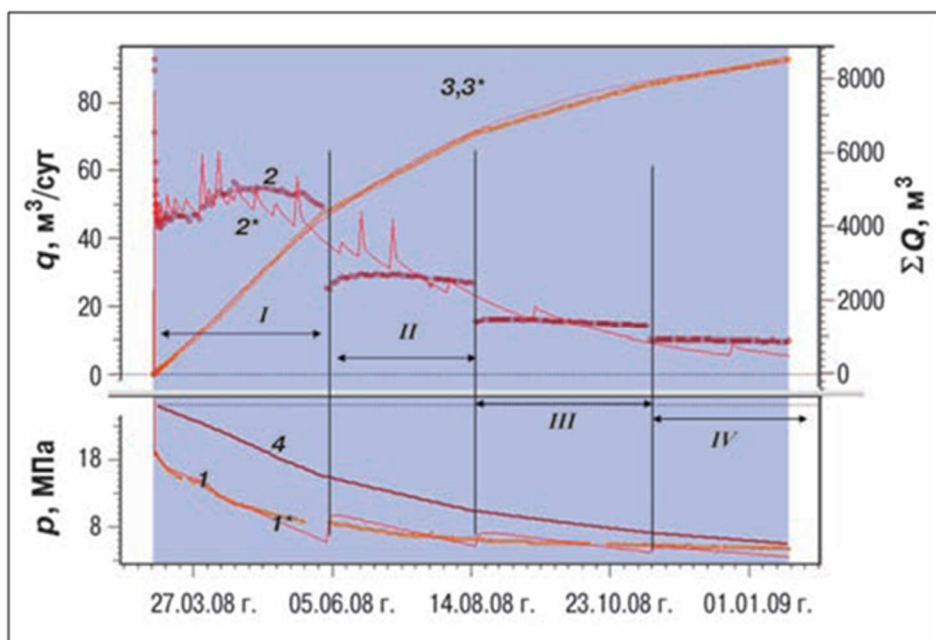
**Рис. 4.3.2. Динамика показателей эксплуатации скважины при влиянии соседней нагнетательной скважины:**

*I, II* – интервал, соответственно, совмещения и влияния со стороны нагнетательной скважины; *1, 2, 3* – то же, что на рис. 1; *1\*, 2\*, 3\** (сплошные линии) – воспроизведение истории, соответственно, забойного давления, дебита и добычи методом наилучшего совмещения (проницаемость пласта 0,5 мД, скин-фактор -4,1); *4* – измеренная приемистость соседней нагнетательной скважины

Однако формальное использование данного способа без учета сопутствующей геологической и промысловой информации может привести к ошибкам. Причиной ошибок может быть наложение особенностей (например, снижение  $P_{пл}$ ) разработки ограниченного резервуара и изменения во времени скин-фактора (рис. 4.3.3). В основу модели положена полученная по одной из скважин кривая падения давления на забое. На ее базе рассчитано изменение дебита и суммарной добычи при изменении скин-фактора от начального значения (-5) до текущего (+3). Эти результаты использованы при решении обратной задачи: определение фильтрационных свойств пласта и скин-фактора на основе данных об изменении во времени давления и дебита. В итоге была подтверждена возможность оценки фильтрационных параметров пласта и начального скин-фактора.

При формально проведенной интерпретации эффект загрязнения трещины может быть практически неотличим от естественного процесса снижения давления в пласте. Для разделения этих эффектов необходимо использовать альтернативную информацию. Радикальным способом их учета являются

измерения текущего  $P_{пл}$  в пьезометрических скважинах. Контроль процесса загрязнения созданной трещины ГРП возможен также путем проведения периодической экспресс-оценки текущей продуктивности скважины.



**Рис. 4.3.3. Информативность диагностики изменения скин-фактора во времени:**

- I* – начальное изменение забойного давления; 2, 3, 4 – рассчитанные в ПО Toraze на основе давления, соответственно, дебит, суммарная добыча и среднее давление в резервуаре (толщина пласта 10 м, начальное  $P_{пл}$  25 МПа, пористость 0,2, проницаемость 5 мД, радиус дренирования 500 м, скин-фактор в интервалах *I-IV* составляет соответственно -5, -3, 0 и 3);  
*I\**, *2\**, *3\** – аналогичный расчет, соответственно, давления, дебита и суммарной добычи при радиусе дренирования 400 м и не меняющемся скин-факторе -4.

#### **4.3.2. Организация системы мониторинга совместной разработки продуктивных пластов**

Совместная разработка пластов в составе многопластовых объектов единой сеткой скважин допускается лишь при условии обеспечения непрерывного контроля за производительностью отдельных пластов. Периодический мониторинг поведения каждого пласта можно проводить с помощью ПГИ после подъема ЭЦН. Однако при этом условия исследования могут существенно отличаться от характерных при разработке пласта. Здесь также сложно организовать постоянный контроль за дебитами пластов. В последние годы в ОАО «Газпромнефть» начали применять автономные измерительные комплексы, устанавливаемые в скважинах под ЭЦН – в кровле каждого пласта на якорях с помощью автоотцепов. Однако эти системы не обеспечивают непрерывную дистанционную регистрацию параметров.

Кардинальным способом преодоления указанного недостатка является внедрение дистанционных систем мониторинга в режиме реального времени. При этом не нарушается технология добычи нефти, невелики стоимостные и эксплуатационные издержки, средства измерения характеризуются высокой надежностью и информативностью, а результаты удовлетворяют требованиям контрольных государственных органов по технологическим и методическим

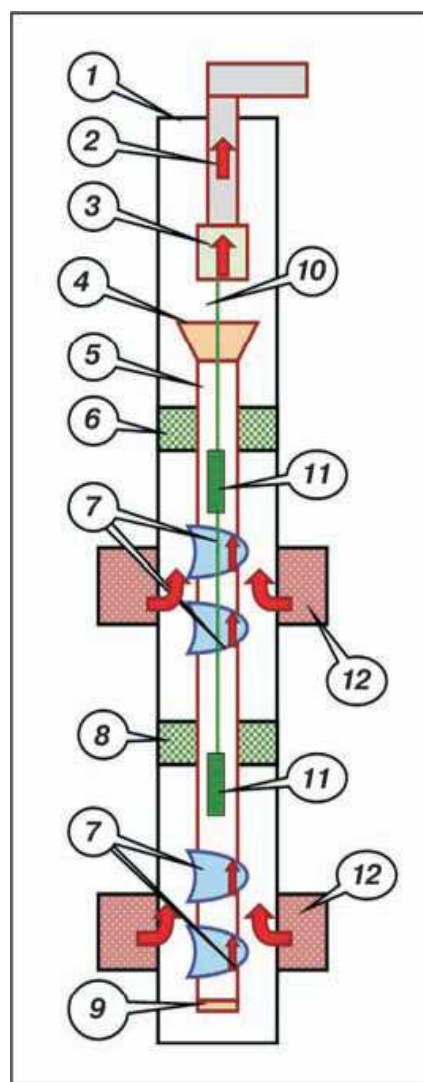
критериям. Однако может считаться такая система эффективной, если она позволяет не только осуществлять долговременные непрерывные измерения основных эксплуатационных параметров в скважине, но и управлять работой пластов. В настоящее время на объектах ООО «Газпромнефть-Хантос» все шире используются технологии одновременно-раздельной эксплуатации, основанные на использовании в скважинах специального оборудования с многопакерно-секционными компоновками.

Технология мониторинга ОРЭ пластов в многопластовом объекте разработана ООО «Лифт Ойл», которое согласно лицензионному договору осуществляет также ее внедрение в ООО «Газпромнефть-Хантос». Компоновка включает несколько изолированных секций (соответственно числу совместно разрабатываемых пластов), отделенных друг от друга пакерами. Каждая секция оснащена оборудованием для регулирования потока. Предусмотрена возможность ведения непрерывного контроля добычи из каждого пласта одновременно с измерением в режиме реального времени технологических параметров работы ЭЦН (с помощью дистанционных глубинных приборов) и передачи результатов наверх по геофизическому или силовому кабелю ЭЦН. Техническое решение данной задачи реализовано ОАО НПФ «Геофизика» совместно с ОАО «Ижевский радиозавод» (комплекс «Спрут»).

Внедрение систем ОРД в скважинах ЮЛТ началось в 2008г. В 2009г. по инициативе ООО «Газпромнефть-Хантос» и «Газпромнефть-НТЦ» комплексом «Спрут» были выполнены долговременные исследования добывающих скважин ЮЛТ, эксплуатирующих совместно несколько продуктивных пластов компоновками УЭЦН.

На рис. 4.3.4 представлена компоновка ОРД из двух объектов эксплуатации. Здесь

УЭЦН-2ВННП5А-159-2100 установлен на 73-мм НКТ выше продуктивной толщи. В интервал нефтеносных пластов спущен хвостовик 73-мм НКТ с



**Рис. 4.3.4. Характерная компоновка оборудования для системы ОРД в скважинах Приобского месторождения (ЮЛТ):**

1 – обсадная колонна; 2 – НКТ; 3 – насос; 4 – воронка; 5 – хвостовик; 6 – пакер гидравлический; 7 – мандрели; 8 – пакер механический; 9 – заглушка; 10 – кабель; 11 – геофизические приборы; 12 – пласты

мандрелями КТ1-73Б-21 (глубина установки 2495 м) и нижней заглушкой. В межколонном пространстве за НКТ расположены гидравлический пакер ФНН-47 (в кровле пластов) и механический пакер осевой установки 2ПОМ-140-700 (между пластами). С помощью пакеров достигается разобщение межколонного пространства. Каждый из пластов работает через свою систему мандрелей. Соотношение дебитов между пластами регулируется подбором соотношения диаметров мандрелей.

С целью непрерывного мониторинга совместной работы пластов под прием насоса на геофизическом кабеле спущена компоновка из двух комплексных геофизических приборов САКМАР-4Д, включающая датчики расхода, давления, температуры, влажности и способная непрерывно работать в течение – не менее 730 сут. Один из приборов спущен в кровлю верхней продуктивной толщи, другой – между пластами эксплуатационного объекта.

#### ***4.3.3. Особенности мониторинга одновременно-раздельной эксплуатации продуктивных пластов***

По результатам ГДИ ряда совместных скважин ЮЛТ Приобского месторождения определена их фактическая начальная продуктивность –  $5\text{м}^3/(\text{сут}\cdot\text{МПа})$ , проводимость пластов – 31 мД·м, проницаемость – 1,4 мД, интегральный скин-фактор составил (-5,6).

#### ***О достоверности результатов потокометрии разрезов скважин***

С мая по ноябрь 2009г. в ряде скважин ЮЛТ проводился непрерывный мониторинг параметров: дебиты, давление, температура и содержание воды. К числу наиболее репрезентативных следует отнести цикл, показанный на рис.4.3.5, где сопоставлены суммарные дебиты жидкости по результатам измерений – на устье (кривая 1) и глубинным расходомером (кривая 2) при запуске скважины.

В начальный период запуска (интервал I) измеренные на устье и забое дебиты – практически одинаковы. Затем наблюдается небольшое превышение дебита, измеренного на забое, – над устьевым (интервал II). На заключительном этапе дебит на забое существенно увеличился (интервал III).

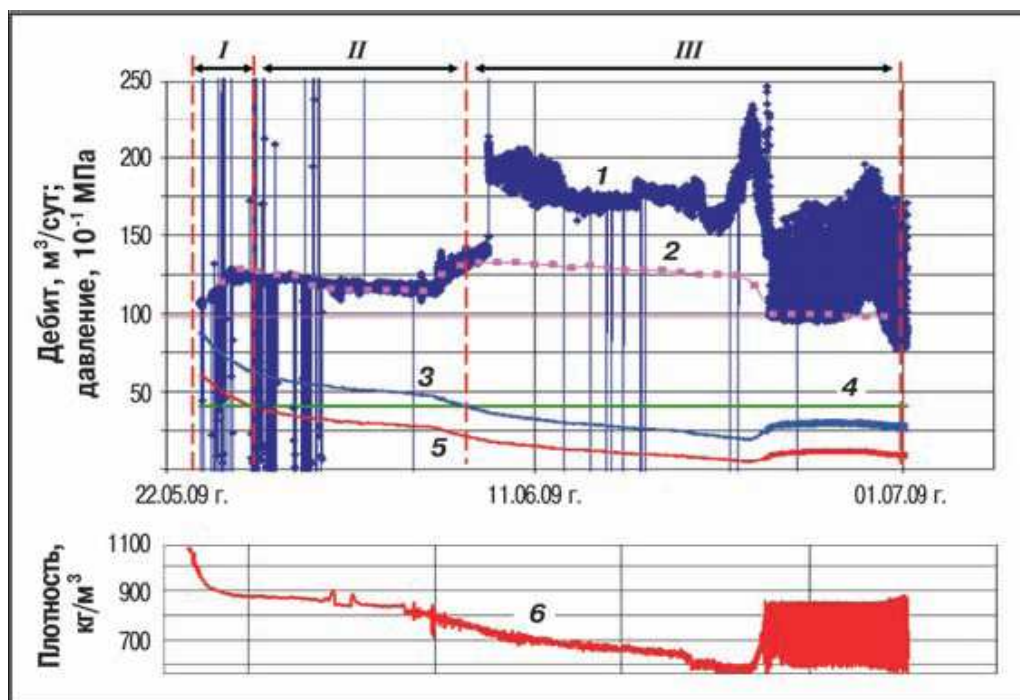
Чтобы понять причину расхождения в дебитах, рассмотрим характер снижения забойного давления во времени. Расхождение в дебитах появляется после того, как давление в стволе, в пределах кровли продуктивной толщи (рис.4.3.5, кривая 3) – становится ниже  $P_{\text{нас}}$ . При дальнейшем уменьшении  $P_{\text{заб}}$  это расхождение растет, достигая максимума, когда давление в подошве продуктивной толщи (рис.4.3.5, кривая 4) также становится ниже  $P_{\text{нас}}$ .

Таким образом, основная причина увеличения показаний дебитомера заключается в резком повышении концентрации газа в продукции скважины.

#### ***Оценка плотности флюида в стволе добывающей скважины***

Индикатором увеличения содержания газа в стволе скважины (при  $P_{\text{заб}} < P_{\text{нас}}$ ) является снижение средней плотности флюида, которую можно рассчитать по разности показаний верхнего и нижнего манометров (рис.4.3.5, кривая 6). Появление газа в продукции при  $P_{\text{заб}} < P_{\text{нас}}$  отражается на динамике соот-

ношения дебитов пластов (рис. 4.3.6). Если давление в стволе выше  $P_{нас}$  в интервалах обоих пластов (рис.4.3.6, интервал I), то отношение дебитов относительно стабильно. Когда давление в интервале верхнего пласта ниже  $P_{нас}$ , а в пределах нижнего – выше (интервал II), доля нижнего пласта в дебите скважины снижается. При давлении ниже  $P_{нас}$  во всем интервале продуктивной толщи соотношение дебитов пластов снижается, приближаясь к первоначальному значению (интервал III).



**Рис. 4.3.5. Обзорный график исследований скважины с использованием системы ОРД:**

*I, II, III* – временные интервалы, характеризуемые условиями, соответственно,  $P_{нас} < P_v < P_n$ ,  $P_v < P_{нас} < P_n$  и  $P_v < P_n < P_{нас}$ ;

*1, 2* – дебит, оцененный по результатам измерений, соответственно, на забое и устье (верхний датчик расхода) скважины;

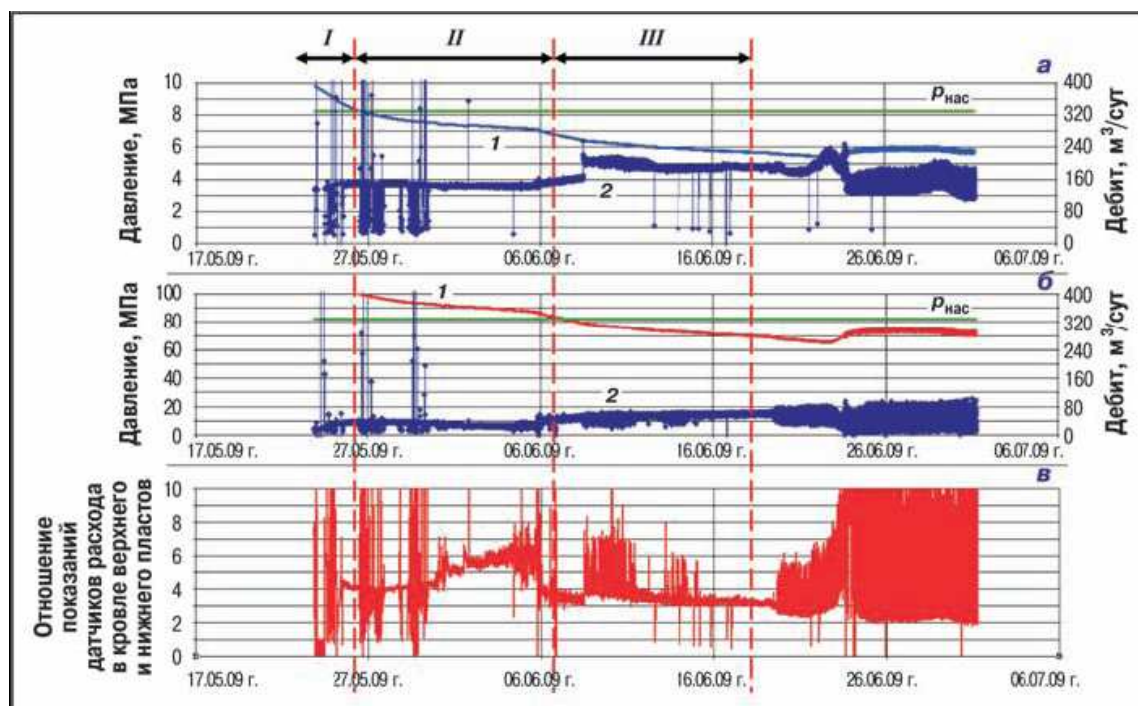
*3, 5* – давление на забое, соответственно, по верхнему  $P_v$  и нижнему  $P_n$  датчику; *4* –  $P_{нас}$ ;

*6* – плотность, рассчитанная по разности показаний верхнего и нижнего датчиков

При организации подобных исследований необходимо планировать специальный цикл измерений при давлении в стволе, превышающем  $P_{нас}$ . Для оценки относительных дебитов при высоких депрессиях необходимо введение поправки в показания расходомера на влияние свободного газа на основе данных о плотности флюида в стволе скважины. Технология измерений позволяет оценить пока только среднюю плотность флюида в пределах продуктивной толщи (по разности показаний между "разноглубинными" датчиками давления).

Более точно задачу можно решить, включив в измерительный блок дополнительные датчики давления (по одному – в кровле каждого из контролируемых пластов). Однако вряд ли подобное усложнение будет технологично оправданным. Решить задачу можно также путем расчета газосодержания смеси в зависимости от изменения термобарических условий на забое на основе изучения PVT-моделей пластовых флюидов.





**Рис. 4.3.6. Результаты измерения давления и расхода в скважине датчиками в кровле верхнего (а) и нижнего (б) пластов и характеристика относительной продуктивности (в): I, II, III – то же, что на рис.2; 1 – давление; 2 – дебит**

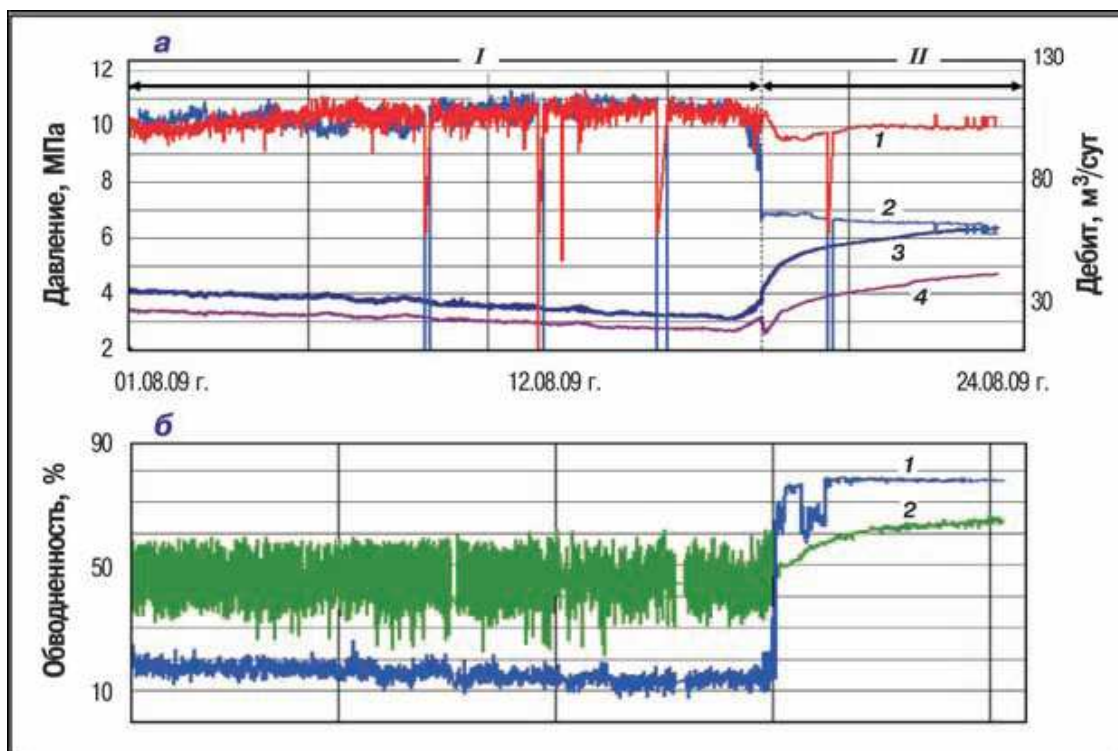
### ***Оценка относительных дебитов по данным потокометрии разрезов***

Дебит нижнего из совместно эксплуатируемых интервалов регистрируется нижним датчиком, а верхнего – определяется, как разность показаний двух датчиков, когда давление в стволе выше  $P_{нас}$ . Возможно, такое сравнение (с некоторой погрешностью) справедливо и когда  $P_{заб}$  в пределах всего ствола существенно ниже  $P_{нас}$ . Однако для доказательства подобного предположения необходимо провести специальные исследования влияния выделяющегося из нефти растворенного газа – на турбинку механического дебитомера. Полученные по ЮЛТ Приобского месторождения результаты измерений показывают, что в целом дебиты вскрытых пластов сопоставимы, однако верхний пласт работает несколько лучше нижнего.

### ***Оценка параметров пластов по интервалам многопластового разреза***

Рассмотрим возможности отдельного изучения совместно эксплуатируемых пластов путем привлечения результатов синхронных измерений датчиками, расположенными на разных глубинах. На рис. 4.3.7 сопоставлены данные измерений расхода верхнего и нижнего пластов (кривые 1 и 2).

Видно, что резкое увеличение давления на забое (20.08.09) значительно снижает дебит нижнего пласта, причем дебит верхнего остался практически неизменным. Следовательно, пластовое давление в верхнем пласте (за счет более эффективной закачки) значительно выше, чем в нижнем. Подобный эффект можно было бы объяснить также различием в газосодержании продукции пластов из-за разницы в забойных давлениях.



**Рис. 4.3.7. Сопоставление режимов работы пластов в скважине:**

*а:* 1, 2 – дебит, соответственно, верхнего и нижнего пласта; 3, 4 – давление в кровле, соответственно, нижнего и верхнего пластов; *б:* 1, 2 – обводненность продукции в кровле, соответственно, верхнего и нижнего пласта; I, II – интервалы времени, существенно различающиеся интенсивностью отбора

Однако влияние этого фактора в данном случае вряд ли превалирует, поскольку давление по всему стволу скважины (в интервале скачка дебита) существенно ниже  $P_{нас}$  (4 МПа – по нижнему датчику и 3 МПа – по верхнему).

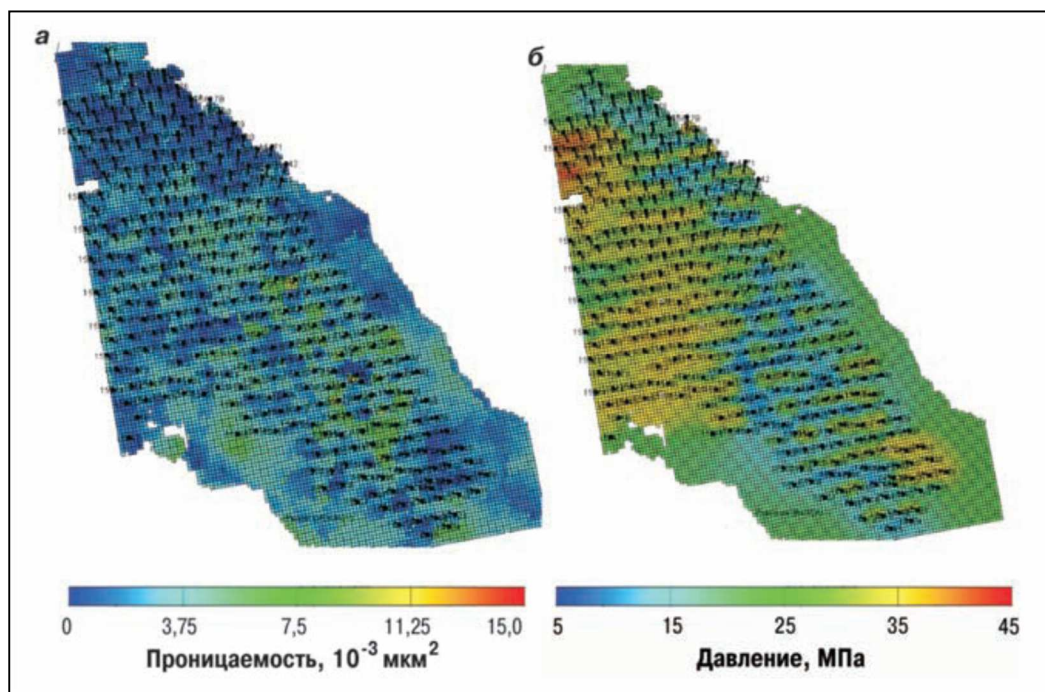
Еще одним косвенным свидетельством более существенного влияния закачки на верхний пласт является высокая его обводненность (см.рис. 4.3.7, б), которая фиксируется глубинными влагомерами. По результатам влагометрии фиксируется еще один интересный факт. При высокой депрессии, когда вся пластовая вода выносится на устье, верхний датчик показывает более высокую обводненность, чем нижний, фиксируя преимущественный приток воды из верхнего пласта. При снижении депрессии нижний датчик фиксирует резкий рост содержания воды на забое. Увеличение количества воды на забое отражается на динамике давления. При резком уменьшении потока возрастает разность показаний верхнего и нижнего датчиков давления (см.рис. 4.3.7, а).

Непосредственно перед снижением депрессии на нижний пласт давление составляло 6,94 МПа, дебит –  $62 \text{ м}^3/\text{сут}$ , для верхнего – соответственно, 5,57 МПа и  $135 \text{ м}^3/\text{сут}$ . После снижения депрессии добывающая скважина вышла на стабильный режим отбора: для нижнего пласта –  $27 \text{ м}^3/\text{сут}$ , для верхнего –  $117 \text{ м}^3/\text{сут}$ ; давление – соответственно: 7,18 и 87,9 МПа. По индикаторным диаграммам, построенным для каждого пласта, можно также приблизительно оценить энергетические характеристики верхнего и нижнего пластов: их пластовое давление оказалось равным – 17,3 и 10,2 МПа.

***Использование результатов промысловых измерений  
при цифровом моделировании процесса разработки [37, 95, 108, 160]***

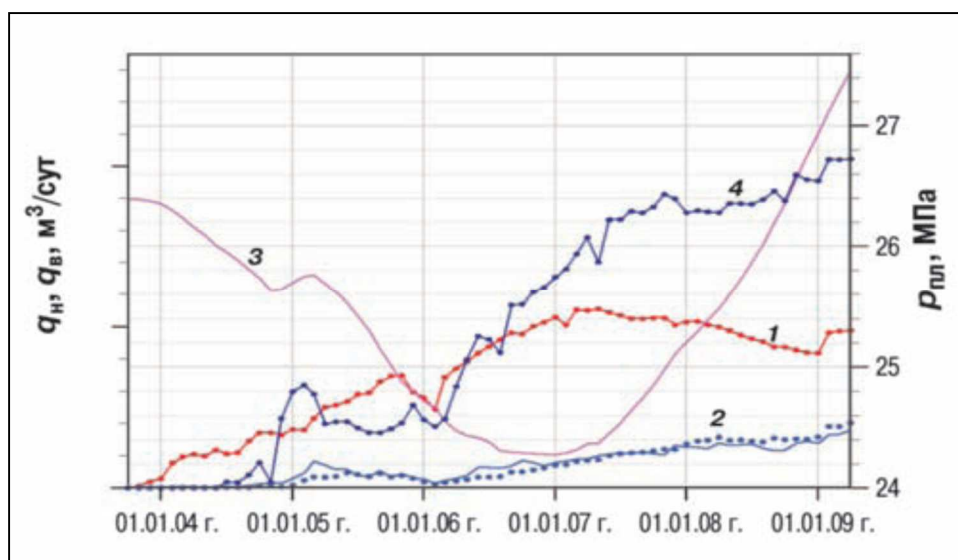
При построении трехмерных ГДМ залежей адаптацию следует выполнять не только к результатам работы скважин, но и к материалам исследований по контролю за разработкой. При этом изучается динамика  $P_{пл}$  и скин-фактора по скважинам, изменение фильтрационных свойств пластов, взаимовлияние скважин и характер выработки запасов. Заключительным шагом адаптации является анализ фильтрационных свойств по скважинам и распространение куба проницаемости по специальной методике. Профиль проницаемости пласта в скважине определяется по ГИС в открытом стволе. Затем профиль масштабируют так, чтобы значение проницаемости пласта (в пределах  $h_{эф}$ ) соответствовало результатам прямых измерений (ГДИ). Коэффициент масштабирования – это соотношение средних проницаемостей по ГИС и ГДИ.

При построении нового куба проницаемости (для последующей трехмерной интерполяции в межскважинном пространстве) скважинные данные переносят на ячейки дискретной сетки. Интерполяция проницаемости задается в трех направлениях с учетом анизотропии и корректируемых параметров. На рис. 4.3.8 приведены разрезы итогового куба и текущего  $P_{пл}$  по одному из слоев гидродинамической модели 3D объекта АС<sub>10-12</sub> ЮЛТ Приобского месторождения.



**Рис. 4.3.8. Настройка гидродинамической модели на результаты исследований**  
*а* – поле проницаемости, рассчитанное на основе результатов ГДИ;  
*б* – поле текущих давлений на 01.02.2009

Критерием достоверности трехмерной гидродинамической модели является точность воспроизведения фактической истории разработки (рис. 4.3.9).



**Рис. 4.3.9. Воспроизведение истории разработки месторождения на модели**  
1, 2 – дебит, соответственно, нефти  $q_n$  и воды  $q_v$ ; 3 – пластовое давление  $p_{пл}$ ;  
4 – закачка воды  $Q_{зак}$ ; точки соответствуют промысловым данным,  
сплошные линии – результатам моделирования

В отдельных случаях для воспроизведения фактических прорывов нагнетаемой воды к добывающим скважинам требуется локальное увеличение проводимости межскважинного пространства в пласте.

#### **4.4. Реализация концепции мониторинга процесса разработки Приобского (ЮЛТ) месторождения в реальном времени [25, 26, 34, 211, 212, 213, 214]**

Приобское (ЮЛТ) месторождение является уникальным объектом по сложности геологического строения и величине запасов нефти. Мониторинг в реальном времени проводится в трех направлениях:

- своевременный сбор данных с датчиков, измеряющих параметры работы скважины (с интервалом в несколько минут);
- поддержка принятия решений с применением инженерных систем, ПДГТМ, а также с учетом перспективного планирования добычи нефти;
- реализация управляющих действий с комплектацией установками, обеспечивающими управление в удаленном варианте.

##### ***Реализация мониторинга в реальном времени***

При оценке состояния информационной и технической инфраструктуры предприятия, а также для выработки стратегии дальнейшего развития за основу была принята концепция TIG RTO (Technical Interest Group of Real Time Optimization). TIG RTO – это группа общества SPE, созданная для обмена опытом применения технологий и процессов оптимизации добычи нефти в реальном времени. Цель TIG RTO – расширение набора используемых технологий, установление стандартов и демонстрация примеров успешных проектов оптимизации добычи в реальном времени. В классификации систем реального времени (согласно TIG RTO) выделено 7 направлений для оптимизации: измерения, телеметрия, обработка и доступ к данным, инженерный

Для ознакомления. Номера страниц не соответствуют официальной версии.

анализ данных, визуализация данных, системы автоматического управления, интеграция и автоматизация. В каждой из составляющих выделены подуровни: от 1 (самое слабое развитие) до 3 (наиболее современные технологии). С учетом специфических условий России необходимо добавить еще одно направление – "связь". Для месторождений ООО «Газпромнефть-Хантос» количество подуровней технологий увеличено с трех (по классификации TIG RTO) до пяти (рис.4.4.1).



Рис.4.4.1 Классификация технологий согласно SPE 90213

В результате было выделено 8 технологий с потенциалом оптимизации: измерения, телеметрия, связь, обработка данных, анализ, визуализация, управление, интеграция и стандартизация процессов и ресурсов (рис. 4.4.2).

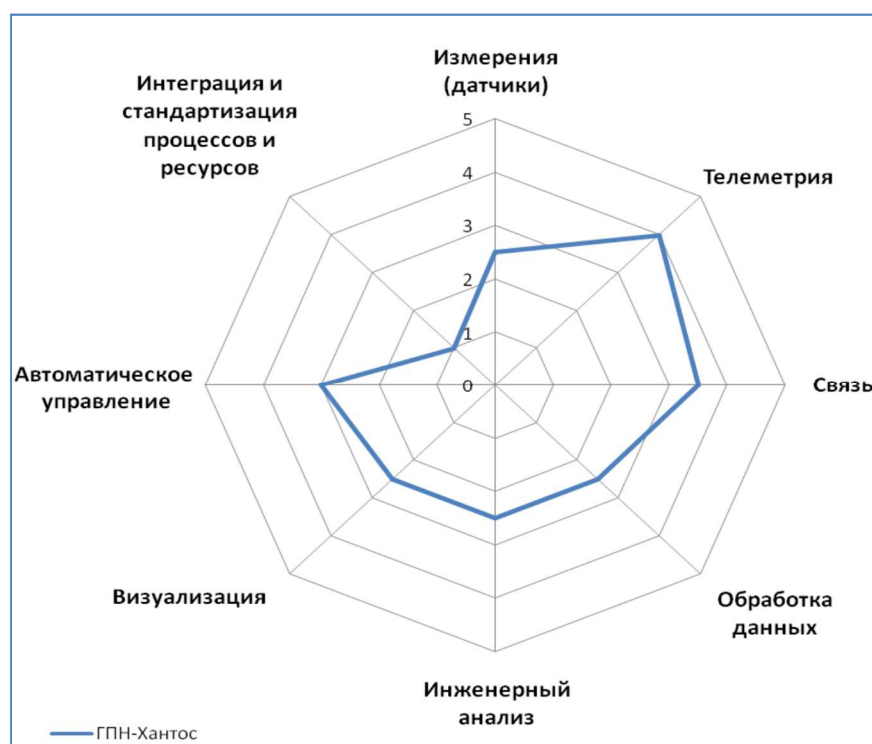


Рис.4.4.2 Классификация, сформированная для ООО «Газпромнефть-Хантос»

Выявлены и проанализированы следующие наборы факторов:

– *Глобальные факторы*: состояние экономико-политической обстановки в стране, правовой статус предприятия, налоговая политика государства в сфере недропользования и другие.

– *Территориальные и географические особенности*. Месторасположение непосредственно влияют на капитальные и эксплуатационные затраты на обустройство и обслуживание месторождения, а также на работоспособность системы в особых климатических условиях.

– *Размеры месторождения*. Мониторинг больших месторождений требует значительных затрат. В то же время на малых – текущие операционные затраты могут оказаться весьма существенными.

Далее представляется более подробное описание текущего состояния каждого из направлений оптимизации в ООО «Газпромнефть-Хантос».

**Технологии измерения** являются базовыми при построении системы мониторинга в реальном времени. Согласно табл. 4.4.1, 4.4.2 в настоящее время на месторождениях ООО «Газпромнефть-Хантос» полностью реализован "первый" и "второй" уровни технологий измерения: замеры дебитов в АГЗУ, измерение давлений и обводненности – в ручном режиме. Добывающие скважины оборудованы датчиками забойного давления и температуры, нагнетательные – устьевыми объемными датчиками расхода. Осуществляется переход к "третьему" уровню: модернизация АГЗУ и внедрение влагомеров, массометров и online – накопительных манометров на устье (рис.4.4.2). Планируются ОПР по переходу на 4<sup>й</sup> уровень, т.е. осуществление измерений параметров в интервале перфорации и их передача на поверхность в режиме реального времени.

**Технологии телеметрии** (техники для измерений на расстоянии) позволяют получать информацию об удаленных объектах. Установка большого количества измерительных приборов и датчиков приводит к появлению огромных массивов данных, которые необходимо собрать и доставить по назначению (диспетчерский пульт, рабочее место инженера).

В начале разработки ЮЛТ Приобского месторождения погружной телеметрией в России были оснащены только УЭЦН импортного производства (REDA, Centrilift). С появлением станций управления российского производства, оснащенных контроллерами, ТМС и цифровыми выходами передачи данных, начался переход систем телеметрии на 3-й уровень технологий.

В ООО «Газпромнефть-Хантос» весь фонд добывающих скважин оборудован УЭЦН с системами погружной телеметрии (ТМС) и станциями управления с контроллерами. Кусты скважин на 60% оснащены современными контроллерами SCADApack. В компании используется современная система АСУТП – АСУДН-2000, которая позволяет распределять, хранить и обрабатывать весь объем поступающих данных, а также передавать команды с пульта управления по обратным каналам связи. Для работы с АСУТП реализован web-доступ.

Таблица 4.4.1 – Классификатор уровней технологий (1)

Уровень	Измерения	Телеметрия	Связь	Обработка данных
1	Однофазные, периодические поверхностные измерения. Внутрискважинные измерения отсутствуют.	Ручной сбор данных и передача их по телефону (рации).	Проводная связь	Информация собирается на разных носителях, не обрабатывается
2	Однофазные, систематические поверхностные измерения + периодические однофазные внутрискважинные измерения (ГДИ).	Передача данных только с КИП крупных технологических объектов (АГЗУ, РВС и т.п.).	УКВ-передатчики. Скорость передачи до 1,2 кБит/сек.	Информация собирается на электронных носителях. Не существует стандартов предоставления данных
3	Однофазные, систематические поверхностные и внутрискважинные измерения.	Передача всех параметров с КИП, отсутствует обратная связь (управление).	MDS-радиомодем. Скорость передачи до 19,2 кБит/сек.	Данные хранятся на выделенных серверах. Не оптимизировано количество стандартов представления информации
4	Трехфазные систематические поверхностные измерения + однофазные систематические внутрискважинные измерения.	Передача всех параметров с КИП, обратная связь (управление), WEB-доступ.	БШД. Скорость передачи до 14 МБит/сек.	Бизнес и инженерные приложения имеют доступ к общей базе данных
5	Трехфазные систематические поверхностные и внутрискважинные измерения.	Интегрированная система телеметрии в реальном времени (MES-система).	Оптоволокно. Скорость передачи до 100 Мбит/сек.	Все базы данных взаимодействуют между собой на программном уровне. Реализована полнофункциональная экспертная система по обработке первичных данных.

Таблица 4.4.2 – Классификатор уровней технологий (2)

Уровень	Анализ	Визуализация	Управление	Интеграция и стандартизация процессов и ресурсов
1	Субъективный анализ (экспертная оценка).	Цифровые массивы, карты, графики в различных форматах.	Ручное управление поверхностными устройствами. Внутрискважинное управление отсутствует.	Отдельные не связанные приложения, не интегрированные между собой.

Окончание таблицы 4.4.2 – Классификатор уровней технологий (2)

Уровень	Анализ	Визуализация	Управление	Интеграция и стандартизация процессов и ресурсов
2	Статистический учет + систематизированный алгоритм расчета.	Несколько специализированных ПО для визуализации данных, не взаимодействующих между собой	Дистанционное поверхностное управление. Внутрискважинное управление отсутствует.	Интеграция процессов. Отсутствие дублирование информации.
3	Специализированное ПО. Автоматический анализ	Использование универсального ПО, специализированный ввод данных.	Дистанционное поверхностное + ручное внутрискважинное управление.	Проектный принцип управления. Вертикальная прозрачность на всех уровнях целей и задач.
4	Моделирование и мониторинг процессов на специальном ПО.	Использование специализированного ПО, визуализация любых данных из БД.	Автоматизированное поверхностное + дистанционное внутрискважинное управление.	Все задачи анализа данных стандартизованы и автоматизированы. ERP- системы не связаны между собой и не интегрированы.
5	Экспертные системы	On-line визуализация текущих данных по заданным критериям.	Автоматизированное управление поверхностными и внутрискважинными устройствами.	ERP- системы связаны и интегрированы. Оптимизация и интеграция экономической и технологической деятельности.

Согласно классификации системы телеметрии в ООО «Газпромнефть-Хантос» отвечают 4-му уровню развития. Однако имеются и слабые места: часть фонда оснащена устаревшими контроллерами ТК-1616, отсутствуют узловые датчики давления на трубопроводах, из-за ограниченных возможностей каналов связи функция дистанционного управления не активирована.

В 2010г. в компании реализуются мероприятия по модернизации системы телеметрии: замена устаревшего оборудования (контроллеров ТК-1616 на SCADApack, MDS-радиомодемов на БШД), установка узловых датчиков давления, испытания новых систем погружной телеметрии, доработка программного обеспечения. Ведутся работы по переходу на 5 уровень технологий телеметрии. Разрабатывается проект по внедрению MES-системы, объединяющей



всю телеметрию технологических процессов – от скважины до пункта сдачи нефти.

**Технологии связи** – главная составляющая успешного сбора данных с датчиков телеметрии и передаваемых на станцию управления насосом и в компьютерную базу данных. На Приобском месторождении ведутся работы по замене устаревших УКВ-радиостанций и MDS-радиомодемов на беспроводную связь широкого доступа Motorola CANOPY, со скоростью передачи данных до 14 Мбит/сек.

Сейчас модернизировано оборудование на 40% скважин. Реализованы возможности связи: в центральном офисе организована локальная сеть (до 100 МБит/сек); между цехом и центральным офисом – локальная сеть (до 10 МБит/сек); между НТЦ компании и центральным офисом установлена связь – до 2 МБит/сек; на месторождении организована связь с помощью MDS-радиомодемов – до 19,2 кБит/сек. Продолжается модернизация оборудования с тем, чтобы оно полностью соответствовало 4 уровню развития технологий связи.

**Технологии обработки данных** – являются важным направлением в построении системы мониторинга в реальном времени. В ООО «Газпромнефть-Хантос» это направление оценивается как находящееся между "вторым" и "третьим" уровнями (рис.4.4.2). В настоящее время данные телеметрии поступают в централизованную базу данных SCADA, далее (посредством репликации) поступают в централизованную базу данных ОНИКС, где и осуществляется их обработка.

Первичная – это автоматическая обработка данных в момент репликации: отбраковка замеров, не удовлетворяющих пороговым значениям. Далее автоматически формируются среднесуточные замеры и производится ручная корректировка специалистами промысловых служб. Контроль за вводом подтвержденных параметров осуществляют сотрудники отдела контроля состояния разработки в центральном офисе компании.

Дальнейшие цели: увеличить возможности автоматической отбраковки и корректировки замеров, а также организовать базу данных, которая позволила бы сократить время, затрачиваемое специалистами на ввод замеров по скважинам. С этой целью планируется обеспечить автоматическое формирование среднесуточных параметров (на основе данных телеметрии и устойчивых гидродинамических параметров) и увеличить возможности отбраковки некорректных замеров.

Это можно осуществить путем разработки новых алгоритмов и модернизации экспертной системы в которой реализованы функции: защита от ввода замеров, не удовлетворяющих допустимому интервалу; запрет ввода динамического уровня ниже отметки спуска насоса; запрет отправки дебита жидкости и обводненности на согласование, если не поданы параметры: динамический уровень, линейное, буферное и затрубное давления, частота,  $P_{заб}$  или давление на приеме насоса.

Планируется расширить экспертную систему следующими функциями: гибкие правила защиты от ввода некорректной информации; заявка на дополнительный отбор проб или отбивку уровня; формирование среднесуточ-

Для ознакомления. Номера страниц не соответствуют официальной версии.

ного замера на основе замеров ТМ; подтверждение замеров; контроль за текущими замерами на основе прогнозных данных.

**Технологии инженерного анализа.** В настоящее время планирование ГТМ, а также расчет добычи осуществляется с помощью формул, реализованных в Excel. Такого рода аппроксимации не всегда являются корректными. Более правильным является проведение расчетов на специальном программном обеспечении геологического и гидродинамического моделирования. Сейчас развитие технологий инженерного анализа в ООО "Газпром-нефть-Хантос" находится между "вторым" и "третьим" уровнями.

**Мониторинг разработки на основе 3D моделей пласта.** В компании реализуется система проектирования и мониторинга месторождений, представленная на рис. 4.4.3. После поступления информации о бурении новых скважин производится обновление геологической и гидродинамической моделей (ГДМ). Результатом является планирование ГТМ, составление рейтинга бурения скважин, разработка мер по повышению эффективности системы ППД.



Рис. 4.4.3 Общая схема мониторинга на ЮЛТ Приобского месторождения

Площадь Приобского месторождения (ЮЛТ) разбита на 12 секторов моделирования (рис.4.4.4). Сопровождение моделей ведется по каждому сектору в отдельности. Обновление секторных моделей происходит в течение всего года. Концепция мониторинга на основе полномасштабного моделирования разработки представлена в виде календаря. Раз в полгода на основе секторных моделей создается полномасштабная модель (рис. 4.4.5).

**Мониторинг системы ППД на ЮЛТ Приобского месторождения** осуществляется по участкам, включающим близкорасположенные и гидродинамически связанные скважины, т.е. по ячейкам заводнения (рис.4.4.6). Для каждой ячейки с учетом количественных критериев (текущая и накопленная компенсация, другие параметры) проводится анализ текущего состояния разработки. На основании полученных параметров принимают решение о мероприятиях по оптимизации системы ППД.

Для ознакомления. Номера страниц не соответствуют официальной версии.

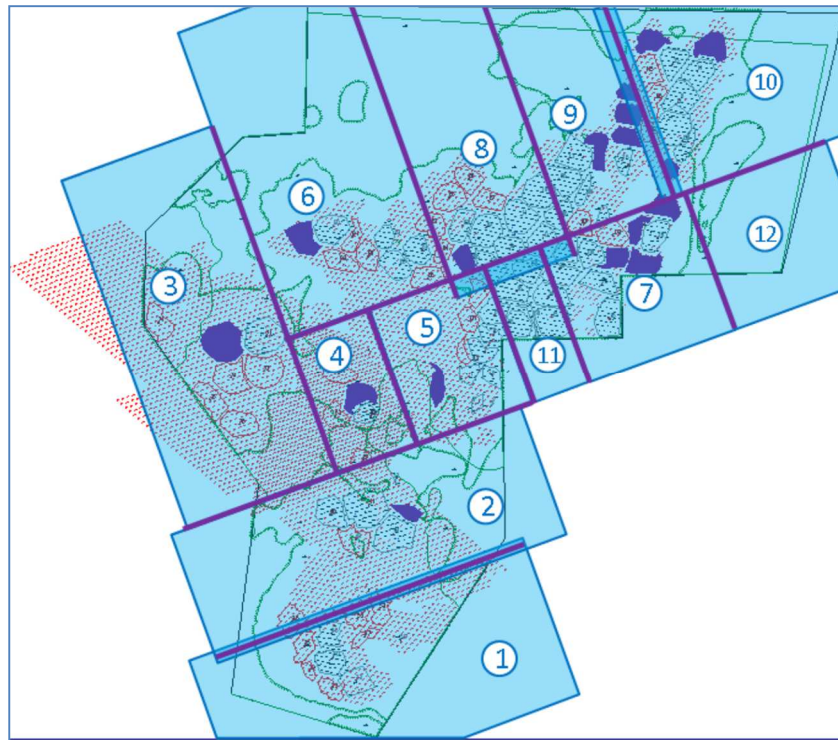
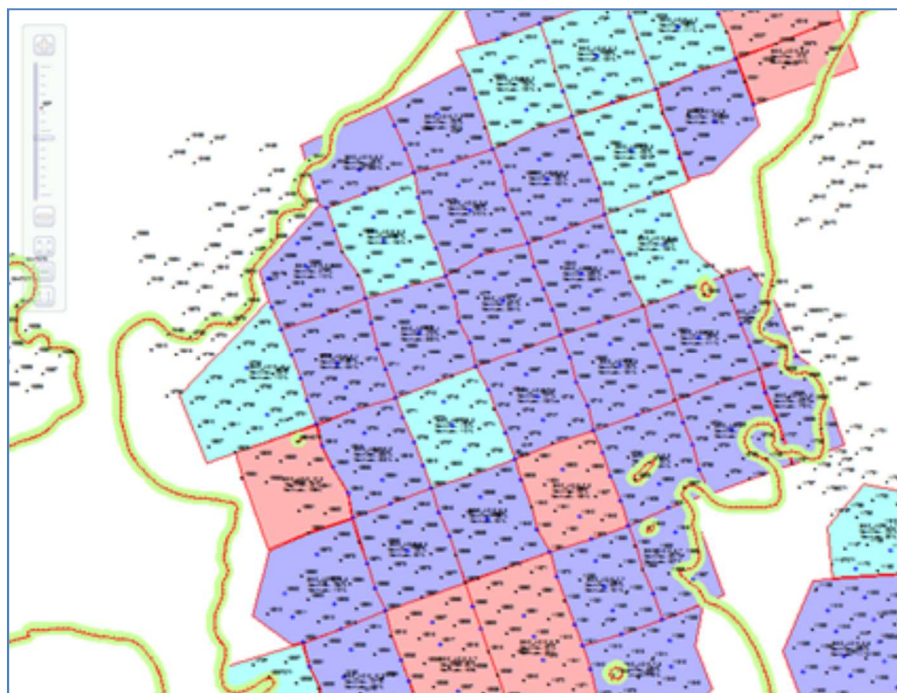


Рис. 4.4.4 Разбиение ЮЛТ Приобского месторождения на секторы



Рис. 4.4.5 Диаграмма построения и сопровождения полноразмерной модели ЮЛТ Приобского месторождения



**Рис. 4.4.6** Разбиение ЮЛТ Приобского месторождения на ячейки для мониторинга процесса заводнения

**Технологии визуализации.** Важным компонентом мониторинга является возможность наглядного отображения информации для принятия оперативных производственных решений. Развитие технологий идет от таблиц Excel к специализированным программным продуктам с удобным интерфейсом и специальными возможностями представления информации.

Сейчас в предприятии технологии визуализации находятся между "вторым" и "третьим" уровнями и предусматривают: использование специального программного обеспечения для визуализации загруженных в БД карт и динамических данных по добыче; отображения разных данных в различных программных продуктах; оперативное обновление геологических и других карт.

Дальнейшее развитие визуализации в компании подразумевает два этапа: визуализация светофорных карт с выдачей рекомендаций по предупреждению аварийных ситуаций; отображение данных геолого-технологических расчетов.

**Технологии автоматического управления.** Любой технологический объект сопряжен с одним или несколькими управляющими устройствами, образующими систему управления или регулирования. Если человек не участвует в процессе, то такая система называется системой автоматического управления. Разработка Приобского месторождения ведется одной сеткой нагнетательных скважин, оборудованных компоновками ОРЗ. При такой технологии система управления внутрискважинными устройствами должна соответствовать уровню не ниже 3-го.

Изменение режима работы подземного оборудования для ОРЗ в настоящее время возможно только с использованием канатной техники. Мал опыт применения технологий управления с использованием дистанционно-управляемых скважинных регуляторов расхода. Некоторыми российскими компа-

ниями проводится опытно-промышленная разработка такого оборудования (это системы 4-го уровня).

Управление добывающими скважинами в ООО «Газпромнефть-Хантос» соответствует "третьему" уровню классификации. На предприятии внедрена современная система АСУТП, которая позволяет вести дистанционное управление оборудованием добывающих скважин. Более того, уже сейчас внедряются системы 4-го уровня.

Начиная с 2009 года, широко используются станции адаптивного управления УЭЦН (Электрон АСУДН-10). Эти устройства автоматически изменяют параметры работы УЭЦН, подстраиваясь под текущий режим работы скважины. Пока такими станциями управления оборудовано около 10% добывающих скважин. Эффект, полученный от внедрения этих устройств, позволяет использовать подобные алгоритмы «автоадаптации» в общей единой системе АСУТП для управления работой фонда УЭЦН. Однако для этого необходимо иметь скоростные устойчивые каналы связи 5-го уровня.

### **Технологии интеграции и стандартизации процессов и ресурсов**

Ниже рассмотрено взаимодействие между тремя составляющими: технологии, процессы и люди. Технологии развиваются с большой скоростью, людям необходимо создать условия, позволяющие использовать и управлять технологиями. Основным барьер на пути применения новых технологий – люди, которые привыкли работать с испытанными и проверенными временем технологиями. При применении новой технологии налаженный процесс изменяется, а это воспринимается отрицательно. Отметим, что в компании данная технология находится на начальном этапе развития.

### **Дальнейшее развитие концепции**

**Технологии управления**, используемые в ООО «Газпромнефть-Хантос», вписываются в концепцию "интеллектуального месторождения". В 2011 г. проводятся ОПР по оборудованию одного куста скважин системами 4-го уровня (в основном, за счет внедрения новейших технологий измерения). Таким образом, будет создан полностью автоматизированный участок, оборудованный системами измерения во всех узловых участках гидродинамической системы. Управление будет осуществляться экспертной системой посредством АСУТП и телеметрии в режиме реального времени с помощью автоматических систем. Реализация данного проекта позволит испытать новую систему организации работ при разработке месторождения, в которой участие человека необходимо только в качестве контролера (или при возникновении нештатных ситуаций).

**Технологии измерения.** Для улучшения управления работой скважин в 2010-2011 гг. планируется провести ОПР по укомплектованию одного из кустов дополнительными средствами измерения: датчиками давления и температуры на устьевой арматуре с возможностью регистрации их изменения во времени. Основная цель установки дополнительных датчиков давления на устье – организовать совместный мониторинг устьевого и забойного давления для расчета плотности флюида в стволе скважины. По величине плотности можно будет судить об изменении обводненности и наличии газа в продукции. Особенности применения других датчиков (рис.4.4.7) состоят в следующем.

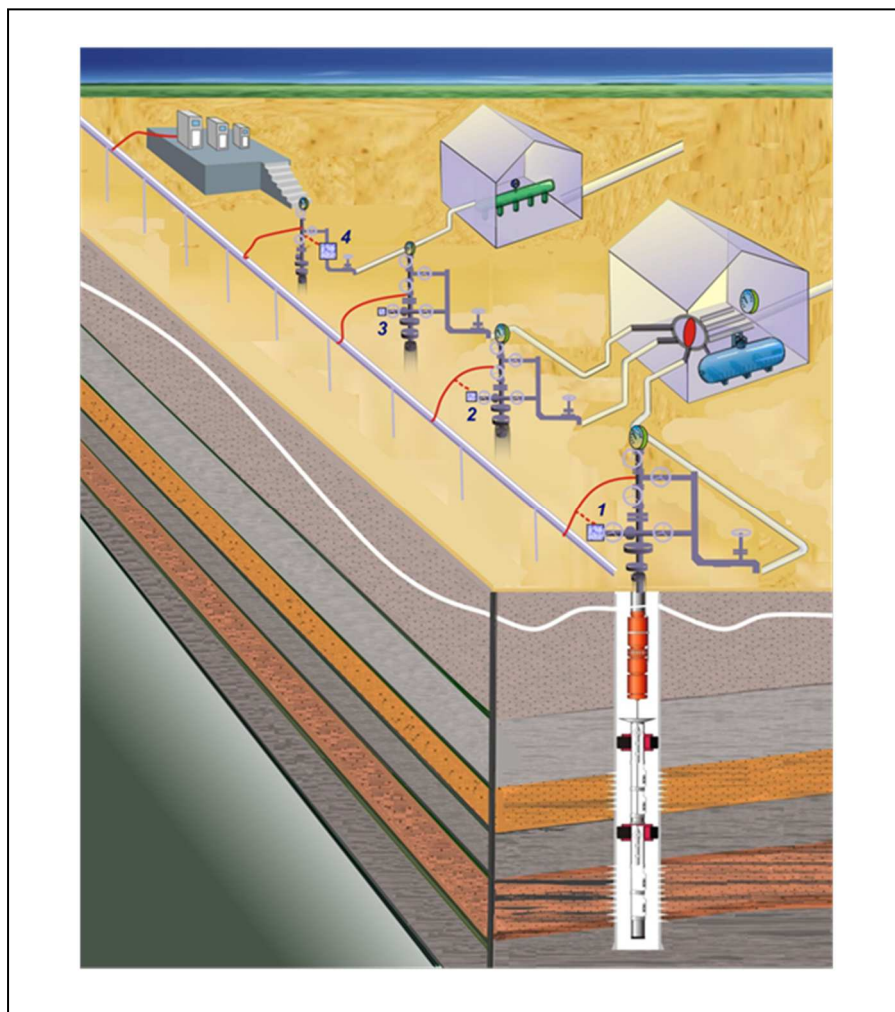


Рис. 4.4.7 Общий вид интеллектуального куста скважин

*Автоматический уровнемер* – позволяет определять уровни в затрубном пространстве и давления. Прибор используется для подтверждения замеров датчика давления погружной телеметрии и его замены в случае отказа.

*Потоковый расходомер* – позволяет в режиме реального времени получать информацию о отдельных дебитах нефти, газа и воды без предварительной сепарации добываемой продукции.

Установка указанных измерительных приборов позволит снизить влияние человеческого фактора на технологические процессы, уменьшить риски и неопределенности при разработке месторождения, эксплуатационные затраты за счет снижения транспортных и затрат на проведение анализа проб на обводненность, снизить численность операторов по обслуживанию скважин.

**Технологии инженерного анализа и визуализации.** Большой поток данных требует применения инструментов, позволяющих человеку выбирать только самые важные и необходимые в его работе данные. Необходим интерфейс взаимодействия между специалистом и потоком данных. В этом плане для ООО «Газпромнефть-Хантос» выбрана инженерно-информационная система REPOS [8]. Основной задачей системы на первом этапе является возможность проведения оперативного анализа работы большого фонда скважин.

Данная задача решается с помощью удобных инструментов визуализации проблем и возможностей оптимизации. При этом визуальными средствами внимание специалиста привлекается к "высокозначимым" объектам.

Конечная цель внедрения системы REPOS – создание «нервной системы» управления добычей нефти:

– *Интегрированный взгляд*: для просмотра всех данных создается единая точка входа, при этом обеспечивается легкий доступ ко всем данным;

– *Алгоритмы и данные в одном месте*: совмещение систем хранения данных и инженерных инструментов позволит сократить затраты на загрузку и выгрузку данных в специальное программное обеспечение. Основные инженерные расчеты могут быть выполнены online внутри системы.

Примерами совмещения систем хранения данных и инженерных инструментов могут служить модули WebSim – гидродинамическое моделирование online, ALPS – модуль мониторинга механизированной добычи, WF – модуль управления заводнением. В случае гидродинамического моделирования online производится автоматическое обновление и расчет секторных моделей (концепция «живая модель»). При этом для смежных модулей результат такого обновления может быть представлен в виде автоматической выгрузки профилей добычи, динамики пластовых и забойных давлений и других показателей.

#### **4.5. Предложения к проектированию одновременно-раздельной разработки многопластовых нефтяных месторождений<sup>\*)</sup> [203]**

В опубликованной в 1965 году брошюре "Большая нефть Тюмени" [20] председатель Госкомитета нефтедобывающей промышленности при Госплане СССР Николай Константинович Байбаков писал:

*"Важным техническим мероприятием, резко сокращающим расходы средств и материалов на бурение и эксплуатацию нефтяных и газовых скважин, является, одновременный раздельный отбор нефти или газа из нескольких пластов в одной скважине, а также одновременная раздельная закачка воды в несколько нефтяных пластов через одну скважину.*

*Этот способ эксплуатации нашел широкое применение в зарубежной практике. В нашей стране он не получил широкого распространения, хотя этим вопросом наши специалисты занимаются уже много лет. В Соединенных Штатах Америки ежегодно вводится в эксплуатацию 2,5-3 тысячи новых скважин с одновременным раздельным отбором нефти или газа из нескольких пластов в одной скважине".*

Спустя почти полвека актуальность проблемы ускоренного и массового внедрения оборудования ОРР нисколько не снизилась, а наоборот, в условиях реальной рыночной экономики, даже выросла. Что же мешает нефтяным компаниям в России более активно заниматься развитием этого перспектив-

<sup>\*)</sup> Подраздел написан в соавторстве с к.т.н. В.А.Афанасьевым и с.н.с. И.В.Захаровым (ТО "СургутНИПИнефть").

ного направления? Сформулируем основные проблемы, препятствующие массовому применению ОРР на нефтяных промыслах России и попытаемся указать пути их разрешения.

В последнее время интерес нефтяных компаний к внедрению оборудования для одновременно-раздельной разработки (ОРР) пластов на многопластовых нефтяных месторождениях заметно усилился. Это связано с выходом предприятий на сложнопостроенные низкопродуктивные залежи, разработка которых самостоятельными сетками скважин убыточна. В этом случае только применение оборудования ОРР может обеспечить приемлемые финансовые результаты разработки многопластовых месторождений [10].

В России в наибольших объемах технологии ОРР внедряются на промыслах Татарстана. На сегодняшний день число скважин, оборудованных компоновками ОРР, приближается здесь к 1000, а количество скважин, переведенных на ОРР в 2011 году – 241 [111].

В Западной Сибири в максимальных объемах указанное оборудование (а в подавляющем большинстве скважин, это компоновки ОРЗ) освоено на уникальном Приобском месторождении (СЛТ+ЮЛТ). Судя по опубликованным данным, в 2012 году количество нагнетательных скважин, оснащенных ОРЗ, в сумме может превысить здесь 700-750.

Отметим, что анализу текущей ситуации с ОРР мешает отсутствие достоверных и полных статистических данных об объемах внедрения этих важнейших технологий в масштабах России. В связи с этим, авторы предлагают (аналогично тому, как нефтяные компании отчитываются об объемах внедрения ГТМ и МУН) ввести в госстатотчетность по отрасли сведения о количестве ежегодных переводов скважин на технологии ОРД и ОРЗ, а также количестве действующих добывающих и нагнетательных скважин, оборудованных средствами ОРД и ОРЗ.

Пока же можно лишь предположить, что доля фонда, оборудованного компоновками ОРР, в России не превышает 1% от общего количества скважин, в т.ч. средствами ОРЗ оснащено, очевидно, менее 3% нагнетательного фонда.

Одна из причин слабого внедрения ОРР – это недостаточное внимание специалистов-проектировщиков по разработке нефтяных месторождений к применению ОРР, а также слабое понимание ими широких возможностей этих технологий, обеспечивающих эффективность в самых разнообразных геологических условиях. Сказывается и отсутствие четких геологических критериев ("нижних пределов") применения этих технологий.

Другая причина – отсутствие у машиностроительных фирм перспективных оценок суммарных объемов производства оборудования ОРР, как по регионам нефтедобычи, так и в целом по стране.

Третья причина – не соответствующие требованиям времени качество и надежность оборудования ОРР, производимого отечественными предприятиями.

В нормативно-технических документах на проектирование [Национальный стандарт РФ ГОСТ Р 53710-2009 «Месторождения нефтяные и газонефтяные. Правила проектирования разработки»], а также промышленное



внедрение ОРР [Национальный стандарт РФ ГОСТ Р 53713-2009 «Месторождения нефтяные и газонефтяные. Правила разработки»] указывается на обязательное исследование вариантов применения технологий одновременно-раздельной добычи нефти и закачки в несколько пластов через одну скважину.

**Тем не менее, несмотря на наличие этих стандартов, авторам представляется целесообразным разработать также общепромышленные "Методические рекомендации по проектированию технологий ОРД и ОРЗ на многопластовых нефтяных месторождениях России".**

В настоящее время при подготовке проектных документов на разработку многопластовых месторождений чаще всего планируют лишь опытно-промышленные работы по апробации технологий ОРР на единичных скважинах или локальных участках. На стадии составления первых проектных документов для многопластовых месторождений технико-экономические исследования по обоснованию применения технологий ОРР совмещённых нефтеносных площадей залежей проводятся в недостаточных объемах.

Принципиально важно отметить то, что с помощью оборудования ОРР можно рентабельно вовлечь в разработку огромные запасы нефти, содержащиеся в низкопроницаемых (тонких) пластах (НПП) на многопластовых месторождениях без бурения дополнительных скважин.

По результатам трехмерного моделирования известно, что при реализации на НПП экономически привлекательных вариантов разработки (т.е. с разреженными сетками) весьма проблемными становятся вопросы обеспечения эффективного вытеснения нефти, приемлемых дебитов скважин, передачи энергии в пласте от нагнетательных скважин к добывающим и т.п.

Несмотря на проведение ГРП при освоении скважин из бурения, через несколько месяцев в зоне питания добывающих скважин обычно отмечается падение пластового давления и, как следствие, снижение дебитов. Часть скважин приходится переводить на периодическую (низкорентабельную) эксплуатацию с малыми дебитами. В то же время высокопродуктивные пласты (ВПП) этих же месторождений работают устойчиво, с проектными дебитами. Вполне логичным представляется вариант объединения потенциалов НПП и ВПП в условиях одной сетки скважин с помощью оборудования ОРР.

В последние годы на нефтяных месторождениях ОАО "Сургутнефтегаз" проводит массовое бурение скважин на глубокозалегающий низкопроницаемый пласт ЮС<sub>2</sub>, с транзитным вскрытием верхних разрабатываемых ВПП. В этом случае транзитные пласты досконально изучаются на предмет нахождения в них рентабельных остаточных извлекаемых запасов (ОИЗ) нефти. В случае обнаружения таких запасов с помощью оборудования ОРР можно вовлечь эти запасы в активную разработку.

Достаточно перспективным является добуривание забоев и вскрытие пласта ЮС<sub>2</sub> перфорацией в бездефектных стволах верхних пластов, обеспечивая за счет ОРР необходимую (достаточно высокую) плотность сетки скважин. Кстати, "раннее" вскрытие пласта ЮС<sub>2</sub> скважинами верхних объектов позволило бы обеспечить его доразведку ещё в 90-е годы XX-го века. Однако, в тот период существовали большие проблемы со скважинным

насосным оборудованием для ОРД. Сейчас промышленное освоение подобного оборудования в России ожидается в 2013-2014 гг.

Как было указано выше, для успешной разработки НПП необходимы жёсткие системы воздействия и плотные сетки размещения скважин. Только в этих условиях можно обеспечить эффективное вытеснение нефти. Подобный результат наблюдается, например, при выборе плотности сетки для низкопроницаемого (5-10 мД) пласта ЮС<sub>2</sub> Среднего Приобья. Аналогичная ситуация отмечается и по многим НПП на других месторождениях Западно-Сибирского региона. Однако, реализация подобных систем требует высоких материальных затрат. На практике для снижения убытков при разработке НПП нередко («волевым решением») производственные затраты сокращают в ущерб обеспечению запроектированных параметров вытеснения нефти и достижению высоких КИН.

Заложенные в проектных документах решения по системам разработки месторождений должны базироваться на применении освоенной техники и технологии, обеспечивать приемлемый уровень добычи нефти при высокой (экономически обоснованной) конечной нефтеотдаче, наилучшем использовании основных производственных фондов, материальных и трудовых ресурсов. Всем этим условиям будут удовлетворять решения, предусматривающие разработку двух и более продуктивных пластов (совпадающих в плане) по технологии ОРР.

Рассмотрим общие рекомендации по проектированию ОРР на вводимых в эксплуатацию многопластовых месторождениях.

Вначале по трехмерным гидродинамическим моделям исследуются варианты раздельной разработки пластов и обосновываются оптимальные решения. При необходимости с целью снижения убытков проводится определенная корректировка параметров.

Для многопластовых месторождений с ОРР исследуется два варианта:

- 1) С сохранением технологических параметров разработки каждого пласта при снижении материальных затрат на процесс (за счет сокращения общего фонда скважин);
- 2) С улучшением технологических параметров разработки каждого пласта при сохранении материальных затрат (фонда скважин) на реализацию процесса.

По варианту 1 в проектном фонде скважин одного ("базового") пласта перфорируется и второй пласт. За "базовый" обычно принимают пласт с наибольшим проектным фондом и (или) с более плотной сеткой скважин. Последующими технико-экономическими расчетами проверяется правильность принятого решения. Поскольку затратные параметры при этом будут находиться практически на уровне затрат на разработку одного пласта, то для дальнейшего улучшения показателей могут быть запланированы дополнительные объемы ГТМ.

По варианту 2 при внедрении ОРР совмещенная зона пластов разбуривается суммарным фондом скважин, определённым для каждого пласта в отдельности. В этом случае технологические показатели значительно улучшатся. Возрастет фонд скважин и плотность сетки их размещения, а значит, по-

высится коэффициент охвата запасов сеткой и КИН, особенно в неоднородных пластах.

Кроме указанных вариантов, в зависимости от геолого-физических характеристик пластов, свойств флюидов, степени совмещения нефтеносных площадей пластов в плане – могут быть рассмотрены также промежуточные варианты.

Если пласты совпадают на ограниченной площади, то возможны следующие варианты их разработки:

а) разбуривается пласт с более плотной сеткой, в т.ч. и на совмещенном участке, где в скважинах перфорацией приобщается второй пласт. Таким образом, для совмещённых зон пластов сокращаются объёмы проходки и сроки разбуривания;

б) разбуривается пласт с плотной сеткой, в т.ч. и в совмещённых зонах пластов. Одновременно совмещенная зона разбуривается и по сетке пласта с низкой удельной площадью на 1 скважину. В скважинах совмещенного участка перфорацией вскрываются оба пласта. Таким образом, в совмещённой зоне пластов (по объекту) существенно увеличиваются фонд скважин и плотность сетки;

в) для совмещённых зон проектируют самостоятельные системы разработки пластов с массовым применением технологий ОРР.

Все варианты разработки подробно исследуются с технико-экономических позиций с учётом достигаемых КИН [204]. Сетки скважин и системы разработки пластов, по возможности, должны быть взаимно согласованы, таким образом, чтобы в целом по площади они образовывали общую оптимальную сетку буримых скважин.

Обустройство кустов скважин в зоне совмещенных пластов, в первую очередь, должно удовлетворять условиям разработки НПП. Например, наземная система ППД участка проектируется на высокое (18-20 МПа) устьевое давление закачки воды. При этом в высокопродуктивный пласт закачка будет вестись под расчётным пониженным давлением нагнетания.

При ОРЗ рациональной может оказаться циклическая закачка воды. Под высоким (например, 18 МПа) давлением в высокопродуктивный пласт за короткий период закачивается (месячный) проектный объём воды. Далее закачка в ВПП прекращается и переносится на другие скважины. Закачка воды в НПП под высоким (18 МПа) давлением на рассматриваемом участке ведётся непрерывно весь месяц. При этом исключаются непроизводительные потери энергии на дросселирование объёмов закачки воды в высокопродуктивный пласт. В этом случае обвязка нагнетательных скважин при ОРЗ исключает замерзание водовода в зимний период времени.

Возможны варианты дожима (для НПП) на скважине подаваемой воды или подача воды от кустовой насосной станции по отдельным водоводам высокого и низкого давления и т.д. Эти варианты необходимо оценить экономически.

Что касается многочисленных случаев добычи нефти, то в качестве примера можно отметить, что применение ОРД позволяет повысить дебит

нефтяных скважин в контактных водонефтяных зонах [9]. При этом в скважине вскрывают как нефте- так и водонасыщенный интервалы пласта и с помощью ОРД проводят отдельные отборы нефти и воды при различных забойных давлениях. За счет этого в процессе эксплуатации исключается интенсивное образование водяного конуса в пласте, обычно "отсекающего" нефтенасыщенную часть разреза.

При проектировании систем разработки новых месторождений, как правило, отсутствует достаточная геологическая информация по всем пластам. По мере разработки первоочередных объектов накапливаются сведения о других (второстепенных) пластах, которые впоследствии могут быть приобщены к ранее вскрытым пластам с помощью методов ОРР.

Если первоочередным разрабатывается ВПП с достаточно плотной сеткой, то проблем нет, т.к. этот фонд скважин впоследствии будет использован и для приобщаемых (низкопродуктивных) объектов. В противном случае сетка приобщаемого низкопродуктивного пласта должна быть уплотнена за счёт бурения новых скважин или проводки боковых стволов. Однако, данные работы можно проводить только в тех скважинах, техническое состояние которых допускает проведение повторных буровых работ.

В настоящее время основной фонд скважин на многопластовых месторождениях ОАО «Сургутнефтегаз» разбурен самостоятельными сетками скважин. Лишь в незначительной части добывающих скважин – два пласта вскрыты одним фильтром. Остатки внедрения ОРД – это фонтанные скважины прошлых лет. В этой ситуации внедрение ОРР может быть связано с приобщением к разрабатываемым пластам позже разбуренных (совпадающих в плане) пластов.

Кроме того, применяя оборудование ОРР на ряде месторождений района, возможно осуществить перфорацию вышележащих пластов с целью довыработки остаточных запасов нефти. Накоплен значительный опыт по технологии вторичного вскрытия вышележащего пласта из скважин с бездефектной эксплуатационной колонной.

Таким образом, по разрабатываемым месторождениям, оснащая скважины средствами ОРД и ОРЗ, можно успешно решать следующие задачи [203]:

- приобщение пластов с низкорентабельными и непромышленными запасами;
- повышение депрессии в скважинах за счёт перевода с ШГН на ЭЦН;
- сокращение фонда периодически работающих скважин;
- интенсификация системы разработки низкопродуктивных пластов путем уплотнения сетки за счёт использования скважин других пластов;
- повышение качества контроля за работой пластов по разрезу через нагнетательные скважины;
- выравнивание профиля вытеснения нефти водой в пластах;
- зональное увеличение пластового давления на участках, где это необходимо;
- снятие проблемы штуцирования нагнетательных скважин и переход от штатных систем ППД к циклическим или импульсным.

При анализе разработки пластов проектантам следует выявлять зоны пластов, где необходим перевод скважин на одновременно-раздельную эксплуатацию, проверив наличие спецтехники и проведя технологическое и экономическое обоснование планируемых работ.

Перечисленные задачи решаются с помощью применения оборудования для ОРД и ОРЗ, как на отдельных скважинах, так и на локальных участках пластов. После назначения скважин для перевода на ОРР по действующим расчётным моделям разработки месторождений проектанты рассчитывают технико-экономический эффект от внедрения планируемых технологий.

#### **Выводы по главе 4**

1. Объёмы применения технологий ОРР в России и в Западной Сибири весьма ограничены и не соответствуют насущным потребностям повышения эффективности использования ресурсной базы УВС региона.

2. Основными причинами слабого промышленного производства оборудования для ОРД и ОРЗ является недостаточное внимание специалистов по проектированию разработки к этим технологиям, отсутствие четких геологических критериев успешного применения технологий ОРД и ОРЗ, а также отсутствие достоверного прогноза потребностей нефтедобывающих компаний в объёмах и номенклатуре оборудования ОРР на перспективу.

3. Продуктивные пласты Приобского месторождения (ЮЛТ) характеризуются очень сложной структурой запасов нефти и представлены особо низкопроницаемыми, сильно расчлененными коллекторами, требующими системного применения большеобъёмных гидроразрывов, а также формирования дифференцированного воздействия на отдельные пачки пластов, различающиеся по своим фильтрационно-емкостным свойствам.

4. На месторождении в массовых объёмах применяется технология ОРЗ для организации раздельной закачки воды в разрабатываемые горизонты; компоновками для ОРЗ оборудовано около 300 нагнетательных скважин. Использование оборудования для ОРЗ воды на Приобском месторождении началось с 2003г., причём с 2005г. внедрялись трехпакерные установки.

5. В результате проведенного геолого-промыслового анализа установлено, что нижняя граничная величина нефтенасыщенной толщины, пригодная для применения оборудования ОРЗ в нагнетательных скважинах ЮЛТ составляет: по горизонту АС<sub>10</sub> – 2,5-3 м, по горизонту АС<sub>12</sub> – 5-6 м, а граничная проводимость – 20 и 10 мД·м, соответственно. Указанные критерии следует учитывать при подборе новых нагнетательных скважин с целью оборудования их под ОРЗ воды в разные пласты.

6. Опыт внедрения систем одновременно-раздельной эксплуатации пластов на ЮЛТ Приобского месторождения подтверждает высокую эффективность данной технологии, не только как инструмента разобщения разнопроницаемых пластов, но и как средства долговременного стационарного мониторинга их разработки.

7. Применение глубинных электронных приборов представляет собой

новое перспективное направление развития системы контроля за разработкой многопластовых месторождений. Исследование скважин дистанционными комплексами является наиболее эффективным средством получения информации о параметрах пластов и их мониторинге в режиме реального времени.

8. Мандрельные манометры – это универсальные технические средства для проведения ГДИ и контроля раздельной закачки воды в многопластовых нагнетательных скважинах.

9. Дальнейшим направлением развития систем одновременно-раздельной закачки на многопластовых месторождениях Западной Сибири является применение новых технологических компоновок, совершенствование регулирующих устройств для перехода на дистанционное регулирование ОРЗ в различные пласты в режиме реального времени. Внедрение системы мониторинга разработки при одновременно-раздельной эксплуатации является значимым шагом вперед на пути реализации идеи о создании интеллектуального месторождения.

10. Долговременный мониторинг добычи нефти при совместной эксплуатации пластов в пределах ЮЛТ Приобского месторождения может быть успешно использован для изучения динамики работы отдельных пластов, приближенной оценки их фильтрационных и энергетических параметров. Мониторинг режимов работы скважин на основе измерений, осуществляемых стационарными датчиками, является хорошей информационной основой для создания достоверных цифровых моделей пластов.

11. Одним из факторов снижения информативности количественной интерпретации результатов мониторинга является нестабильная работа датчиков производительности при повышенном газосодержании продукции в скважине (в случае уменьшения давления ниже давления насыщения). Необходимо провести специальные работы с целью изучения связи показаний расходомера с истинными и расходными содержаниями компонентов многофазного потока.

12. Методика поинтервальной оценки фильтрационных параметров пластов нуждается в совершенствовании. В частности, необходимо обосновать информативность количественной оценки свойств пластов при резком различии качества их вскрытия (скин-факторы), обосновать способы оценки параметров пластов при совместной интерпретации термограмм и барограмм, разработать методы оценки поинтервальных свойств пласта (в том числе при диагностике нестабильных трещин гидроразрыва).

13. Используемые в настоящее время в ООО «Газпромнефть-Хантос» технологии телеметрии, управления, визуализации, связи, обработки данных и анализа соответствуют уровню, необходимому для практической реализации концепции интеллектуального месторождения. Выше среднего уровня развиты технологии связи и телеметрии. Указанное позволяет развивать технологии обработки данных, инженерного анализа, визуализации и автоматического управления процессом разработки.

14. При накоплении опыта применения технологий нового уровня в ба-

зовых технологиях компания может приступить к реализации программы интеграции и стандартизации процессов и ресурсов. Залогом успешного решения этой задачи на Приобском месторождении (ЮЛТ) являются плодотворные усилия специалистов ОАО «Газпром нефть», ООО «Газпромнефть-Хантос» и ООО «Газпромнефть НТЦ» по организации системы мониторинга промысловых параметров работы добывающих скважин с применением стационарных датчиков (на ЭЦН).

15. Полученный на ЮЛТ Приобского месторождения богатый положительный опыт массового и эффективного внедрения современного оборудования для ОРЗ рекомендуется шире применять на нефтеносных объектах Западной Сибири и РФ с аналогичными геологическими условиями и характеристиками.

16. В технические задания на проектирование разработки многопластовых месторождений необходимо включать специальные требования об исследовании вариантов их одновременно-раздельной разработки.

17. ЦКР Роснедр по УВС рекомендуется запрашивать в составе документов на разработку многопластовых нефтяных месторождений РФ представление вариантов, предусматривающих применение ОРД и ОРЗ, в т.ч. с целью вовлечения в разработку низкорентабельных и «забалансовых» запасов нефти.

18. Авторы считают необходимым подготовить общеотраслевые «Методические рекомендации по проектированию технологий ОРД и ОРЗ на многопластовых месторождениях России».

19. Органам госстатистики рекомендуется внести в перечень контролируемых показателей в отчетности нефтедобывающих предприятий сведения о вводе и количестве добывающих и нагнетательных скважин, оборудованных техническими средствами для ОРД и ОРЗ на многопластовых месторождениях страны.

## **Глава 5.**

### **Моделирование, как основа повышения технико-экономической эффективности разработки Приобского месторождения**



### **5.1. Мониторинг эксплуатационного разбуривания сложнопостроенного месторождения с использованием трехмерной сейсмогеологической модели [129,136,138]**

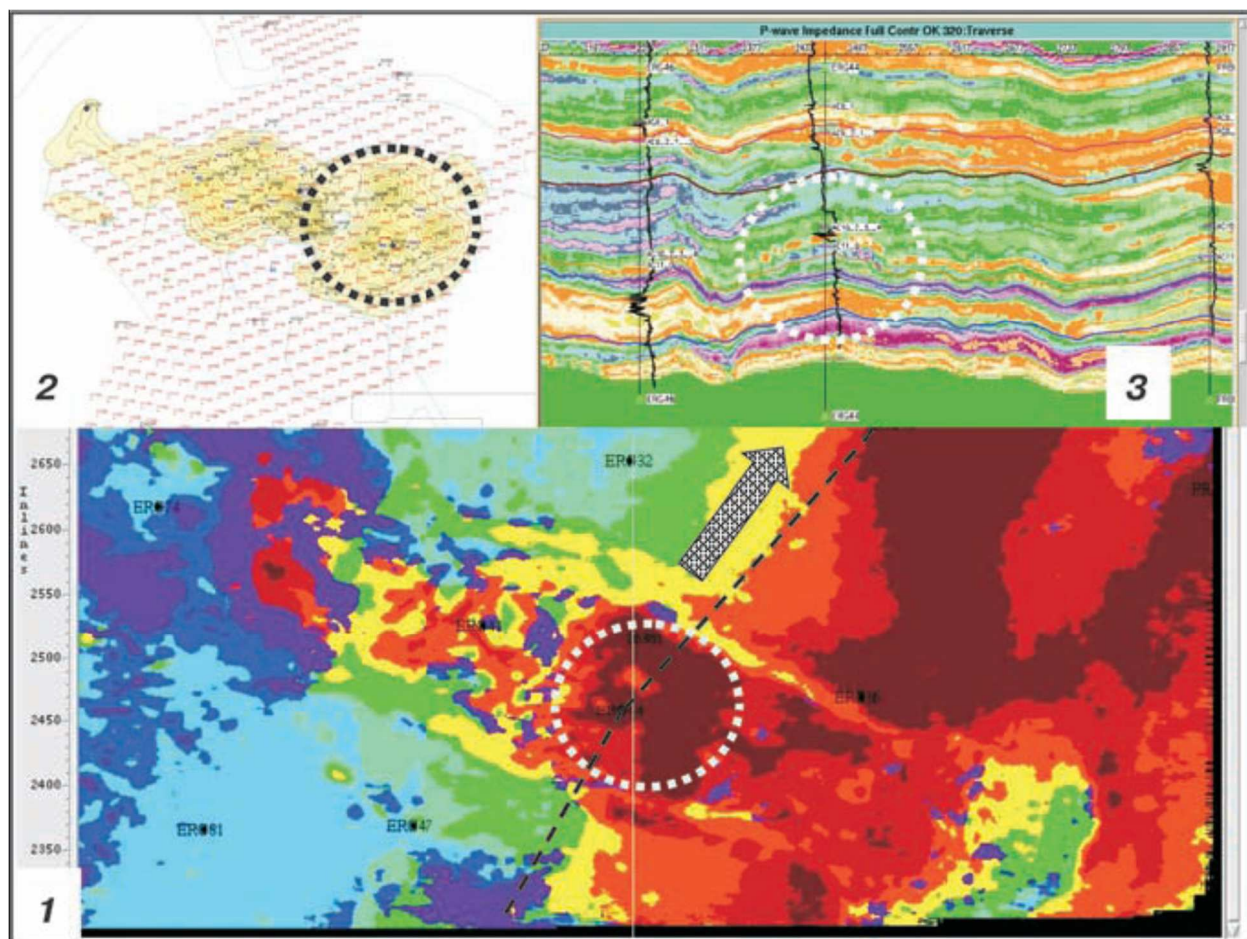
Известно, что в предыдущие годы результаты объемной сейсморазведки рассматривались как информация разового использования. Сейчас сложилось мнение о том, что сейсмогеологические модели должны постоянно корректироваться и даже кардинально пересматриваться по мере появления новых геологических данных на этапе интенсивного эксплуатационного разбуривания месторождения.

В ОАО «Газпром нефть» уже имеется опыт (например, по крупному Сугмутскому месторождению Ноябрьского района) оперативного сопровождения бурения скважин путём сейсмогеологического моделирования. К настоящему времени число месторождений, покрытых сейсмическими 3D-наблюдениями, существенно возросло. Поэтому мониторинг трехмерных геологических моделей продуктивных пластов становится весьма важным направлением. В частности, одной из важных задач является проведение сейсмического мониторинга эксплуатационного разбуривания уникального по сложности и величине запасов Приобского месторождения.

Сложность геологического строения неокомских отложений ЮЛТ, являющейся частью крупнейшей зоны нефтенакпления неантиклинального типа на восточном борту Фроловской мегавпадины, обусловлена приуроченностью их к сложным клиноформно построенным литологофациальным объектам. На фоне общепринятой модели строения горизонтов АС<sub>10-12</sub> здесь иногда проявляются также некоторые седиментационные осложнения – в виде конусов выноса и оползней. Отмеченное существенно осложняет представления об образовании песчано-алевролитовых толщ, являющихся коллекторами для нефти. Эти сложности могут снизить эффективность освоения месторождения в условиях интенсивного эксплуатационного разбуривания.

Улучшение распознавания литологически обособленных объектов, анализ условий образования и строения пластов, в конечном итоге, поможет существенно повысить эффективность разработки месторождения. Например, в процессе проведения сейсмогеологического мониторинга эксплуатационного разбуривания пласта АС<sub>10</sub><sup>2</sup> ЮЛТ с помощью 3D-сейсмотехнологий были выявлены объекты, опознанные как погребенные подводные оползни.

Установлено, что фактические толщины пласта в скважинах, пробуренных на основе ранее созданной (традиционной) геологической модели, не соответствуют прогнозным величинам, а толщины пласта в близко расположенных скважинах – существенно различаются, вплоть до полного исчезновения. Распределение толщин в плане имеет характер узкого выноса материала, т.е. отличается от традиционного веерного расширения конусов выноса.



**Рис. 5.1.1. Карты классификации сейсмofаций (1), эффективных толщин уточненной модели пласта  $AC_{10}^2$  (2) и разрез куба акустических импедансов поперек оползня (3)**

Построение прогнозных карт эффективных толщин, даже на основе значимых выявленных взаимосвязей сейсмических атрибутов с данными геофизических исследований в разведочных скважинах, позволяет установить только общие тенденции. Анализ сейсмических атрибутов сильно зависит от достоверности и корректности корреляции, особенно в условиях клиноформного строения пластов, когда в анализируемый интервал (из-за сильной "непараллельности" пластов) могут попасть стратиграфически различные уровни. Это способно сильно исказить истинную картину геологического строения сложных объектов.

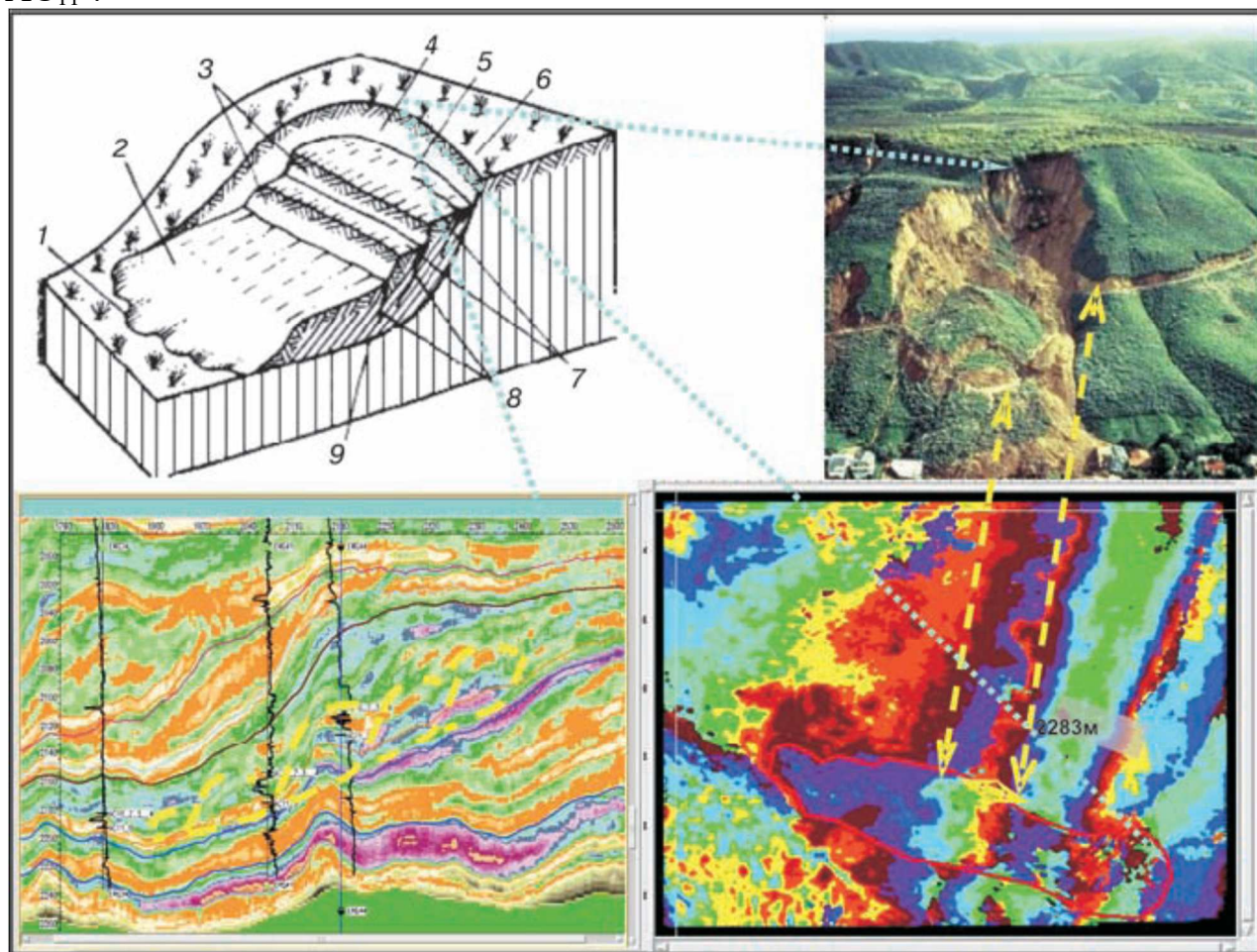
Проблема однозначного отождествления конкретного пласта с конкретной фазой сейсмической записи становится крайне актуальной. Ориентируясь на недостаточно достоверные карты, часть скважин при эксплуатационном бурении может вскрыть эффективные толщины, существенно отличные от прогнозных, либо не вскрыет их совсем.

Для повышения точности прогнозных карт, помимо данных нового бурения на ЮЛТ, при переинтерпретации результатов сейсморазведки 3D применялись различные математические процедуры выявления особенностей поведения пластов-коллекторов. Весьма успешным оказалось построение карт классификаций куба акустических импедансов (пакеты Vanguard, Stratimagic компании Paradigm). Полученные результаты позволили изменить представ-

ление о строении пласта  $AC_{10}^2$  с классического (клиноформного) – на клиноформный, осложненный оползневыми явлениями. По полученным данным удалось также определить величину смещения пород.

Изменив взгляд на природу формирования пластов при осуществлении 3D – мониторинга эксплуатационного разбуривания, можно:

- существенно скорректировать прогнозную карту эффективных толщин;
- предсказать отсутствие толщин в зонах отрыва блоков, располагающихся перпендикулярно направлению движения оползня;
- разграничить эффективные толщины разных пластов, например, при врезании отложений верхнего пласта  $AC_{10}^2$  в интервал залегания пласта  $AC_{11}^0$ .



**Рис. 5.1.2. Морфологические элементы оползня:**

- 1 – подошва (или базис) оползня; 2 – язык оползня; 3 – оползневые блоки;  
4 – стенка срыва; 5 – вершина оползня; 6 – бровка срыва; 7 – оползневые ступени;  
8 – оползневые трещины; 9 – поверхность (зона) скольжения

Следует отметить и такой простой, но весьма эффективный поисковый критерий, как временные толщины (DT) между отражающими горизонтами (ОГ). Типичный рисунок увеличения DT в виде выступающего клина в сторону падения клиноформы указывает на возможность обнаружения здесь оползневого тела. На рис. 5.1.3 показано соотношение границ прогнозных и фактических зон развития коллекторов пласта  $AC_{10}^2$ . Число скважин, вскрывших заглинизированный разрез пласта, а также малые (< 2 м) нефтенасыщенные толщины, – минимизируется.

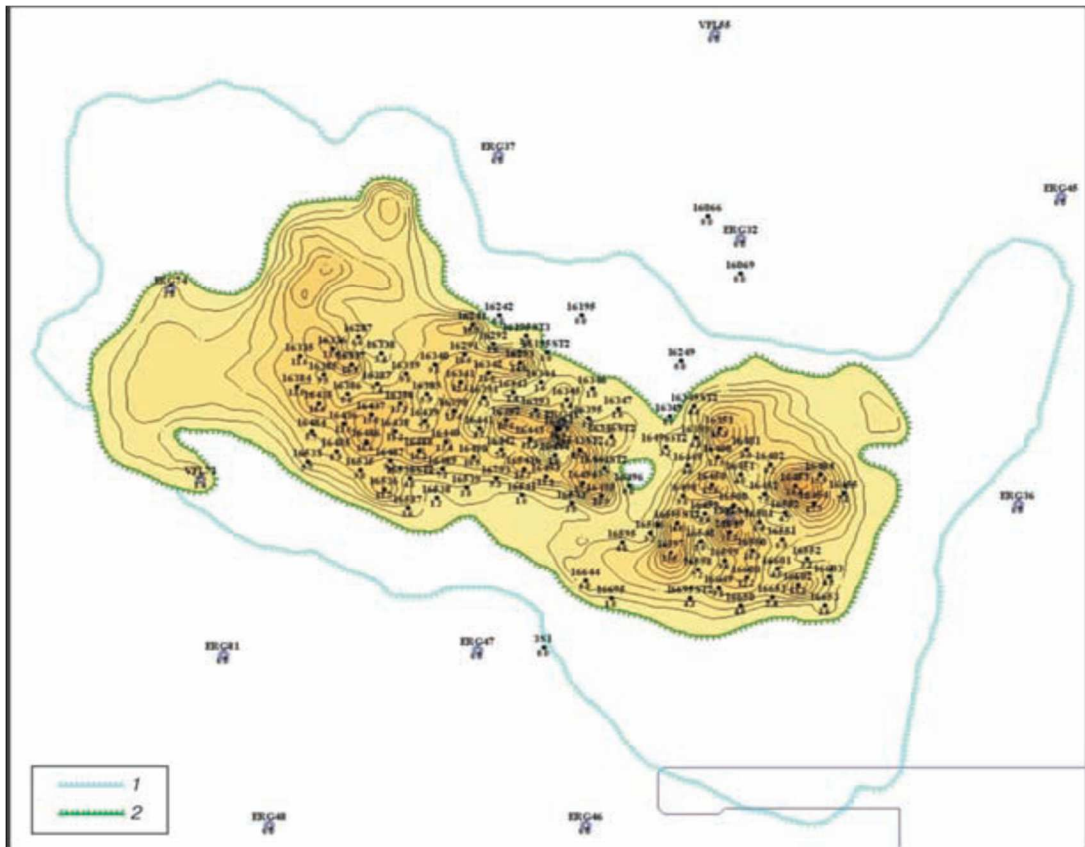


Рис. 5.1.3. Пространственное сопоставление границ развития коллекторов пласта АС10<sup>2</sup> по предварительной модели (1) и результатам переинтерпретации сейсмических материалов (2)

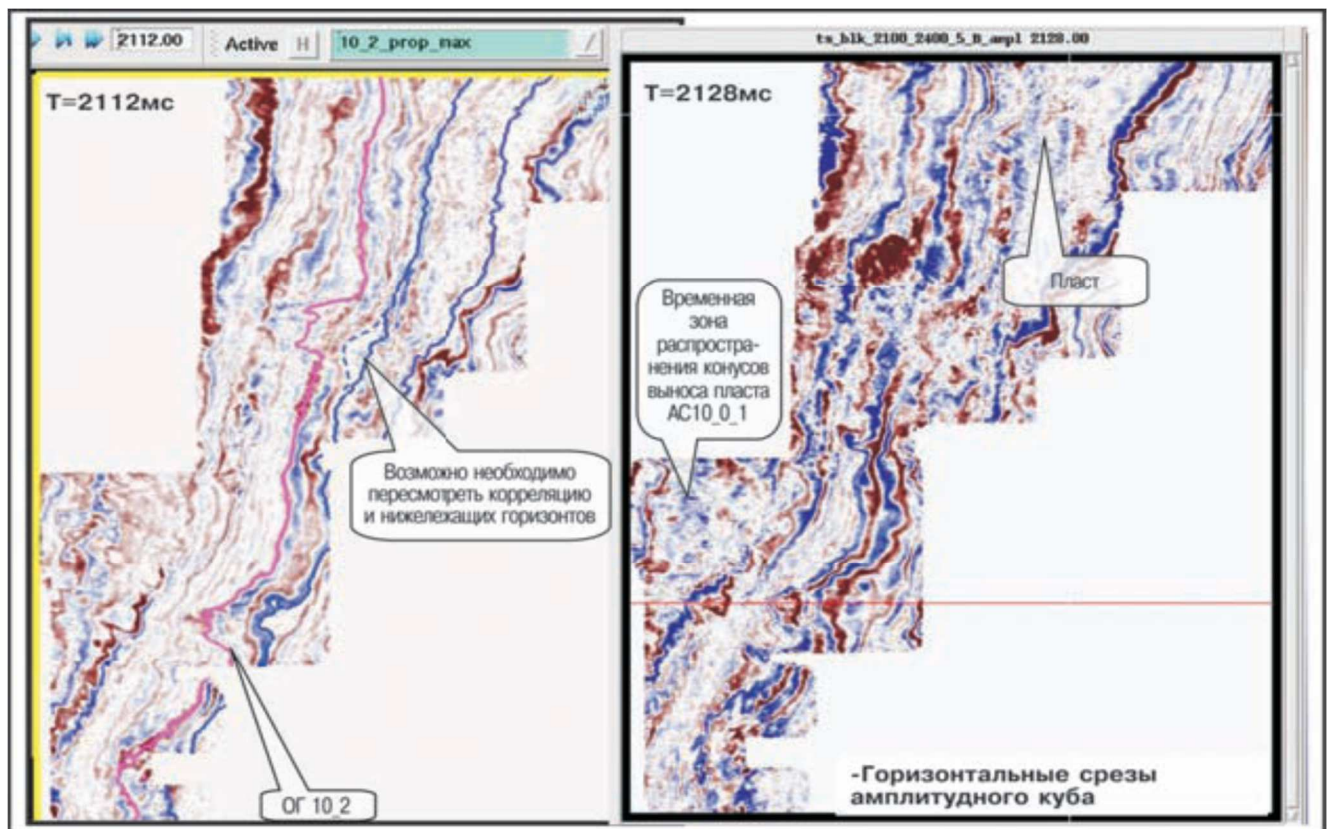


Рис. 5.1.4. Горизонтальные срезы амплитудного куба

Опережающий 3D–сейсмогеологический прогноз позволил оперативно скорректировать планы эксплуатационного бурения по рассматриваемому району и значительно снизить число сухих скважин. Вновь полученная карта  $h_n$  наглядно демонстрирует чрезвычайную сложность внутреннего литологического строения объекта, требующую принятия адекватных решений по организации эффективной системы его разработки. Здесь предполагается существенное (на  $1/3$ ) уменьшение запасов, в первую очередь, за счет сокращения площади нефтеносности.

Первоначально, согласно проектной сетке, на рассматриваемом участке предполагалось бурение около 500 скважин. В пределах вновь уточненного контура нефтеносности размещается 240 скважин, а рентабельными из них может оказаться не более 150.

Для таких литологически крайне сложных в геологическом плане объектов, как периферийные участки Приобского месторождения (ЮЛТ), полученный результат чрезвычайно важен. Накопленный положительный опыт выделения и детального картирования подводно-оползневых тел требует дальнейшего развития и применения.

Может возникнуть вопрос: имеются ли аналогичные объекты на других участках ЮЛТ? Изучение сейсмического атрибута по кубу импедансов по ранее прослеженному горизонту указывает на то, что на севере ЮЛТ также наблюдается некая аномалия, однако ее границы (в отличие от южной) – не контрастные. С учетом предположения о наличии в этом районе оползня была уточнена корреляция ОГ, отождествляемого с кровлей пласта  $AC_{10}^2$ . Установлено, что на карте углов наклона поверхности нового горизонта наглядно проявляется оползневое тело с присущими ему элементами.

Таким образом, выявлены следующие особенности ЮЛТ:

1) Подводно-оползневые фации – не единичные аномальные явления, а весьма распространенные седиментационные образования на ЮЛТ Приобского месторождения. Достаточно широкое их распространение в пределах Фроловского типа разреза отмечалось и ранее.

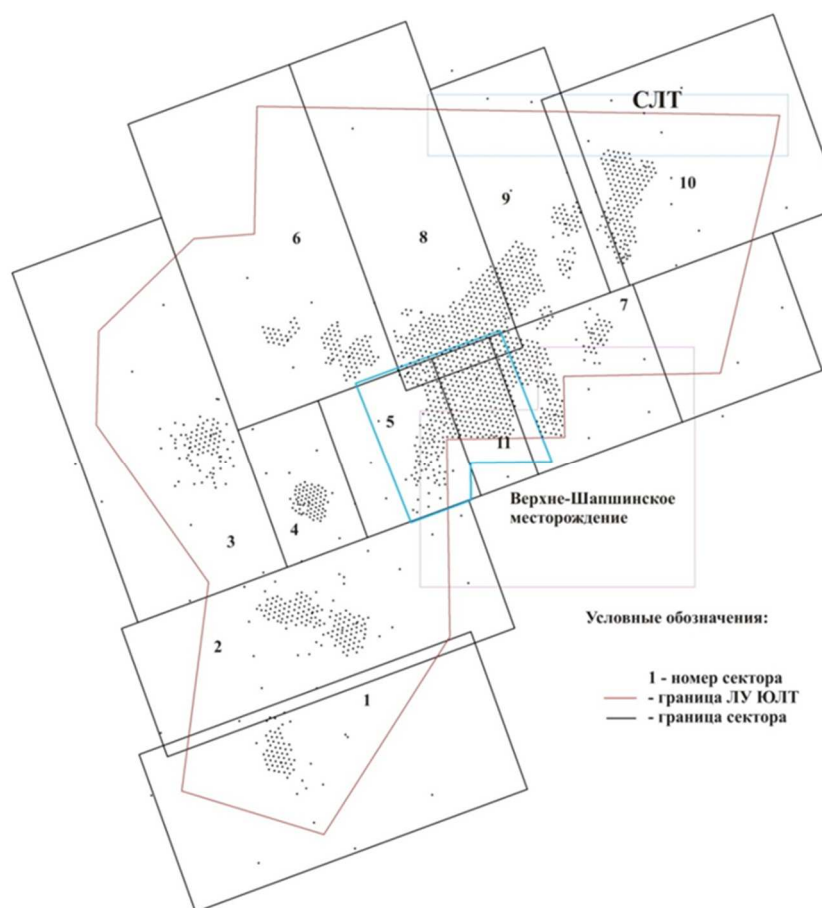
2) Эффективным средством их распознавания является построение карт классификаций по интервалам и горизонтальных срезов, как менее зависимых от линий корреляции и отражающих поведение объектов в плане.

3) Наличие корректно построенного куба сейсмических импедансов существенно облегчает процесс интерпретации геологических данных; последний намного информативнее амплитудного, так как содержит сведения о литологии горизонтов.

## **5.2 Особенности создания цифровой трехмерной фильтрационной модели месторождения [15,35,37,120]**

Трехмерные модели продуктивных пластов Приобского месторождения (ЮЛТ) создавались силами специалистов ООО "Газпромнефть НТЦ" и ООО "Газпромнефть-Хантос". Площадь развития коллекторов на месторождении составляет 1932 км<sup>2</sup>, площадь моделирования учитывает также (с плюсом) 1,5 км зону по периметру ЮЛТ. При построении секторных ГДМ применялся





**Рис. 5.2.1** Схема секторов моделирования на Приобском месторождении (ЮЛТ)  
Источник: ООО "Газпромнефть-Хантос"

### ***Обоснование типа геолого-технологической модели объекта АС<sub>10-12</sub>***

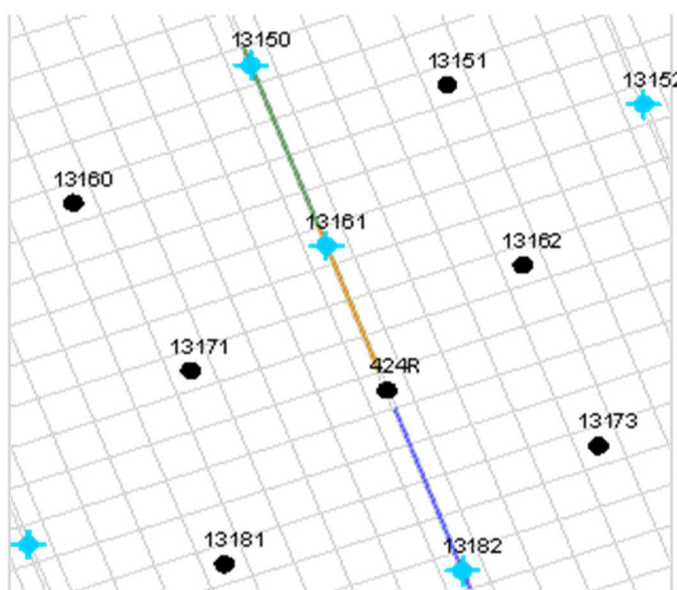
Создание ПДГТМ месторождения требует систематизации и анализа большого количества данных, а также их визуализации. В связи с этим решение поставленной задачи возможно только на базе современных программных технологий. Построение фильтрационных секторных моделей Приобского месторождения выполнено ООО "Газпромнефть НТЦ" и ООО "Газпромнефть-Хантос" в программном комплексе Eclipse 100 / модель «Black Oil»/.

При построении трёхмерных геологических моделей секторов на основе структурных карт созданы сеточные области. Прямоугольная гидродинамическая сетка с шагом 50×50 м размещена на объекте моделирования, полностью его перекрывая.

Для уточнения свойств пластовых флюидов проведено моделирование давления насыщения – при пластовой температуре; стандартной сепарации, дифференциального разгазирования – при пластовой температуре и ступенчатой сепарации с применением комплекса PVTi (Schlumberger). Для описания PVT-свойств флюидов использовано трехпараметрическое уравнение состояния Пенга-Робинсона. Нефть имеет газосодержание 48 м<sup>3</sup>/т, начальное пластовое давление 26 МПа, давление насыщения 8,26 МПа.

### ***Моделирование и способы учета влияния трещин гидроразрыва***

Существенную проблему при моделировании представляет воспроизведение эффектов влияния системы трещин ГРП на фильтрационные потоки [154,190]. В гидродинамических симуляторах (Eclipse, VIP, Tempest MORE и т.п.) ранее отсутствовали специальные средства для точного моделирования трещин ГРП. Единственным явным способом их учета являлось задание отрицательного скин-фактора или простое применение множителя  $K_{\text{прод}}$ . Для этого применяли некоторые технические приемы, например, модифицировали проводимости ячеек модели. Для минимизации возникающих побочных эффектов необходимо выполнить измельчение ячеек разностной сетки (рис. 5.2.2), сужая зону "промывки".



**Рис. 5.2.2** Схема моделирования трещин ГРП

### ***Особенности полномасштабного моделирования разработки объекта АС<sub>10-12</sub> [35,38,89,90,91,120,160]***

Для полномасштабных моделей типичный размер ячеек составляет 50×50м или 100×100м. Толщина ячеек в геологической модели обычно составляет десятки сантиметров, в гидродинамической – единицы метров. Разрешающая способность модели определяется геометрическими размерами сеточных ячеек. Поскольку геологические тела представлены набором ячеек, то здесь явным образом невозможно моделировать объекты меньше, чем размер ячеек. Типичная раскрытость трещин ГРП измеряется миллиметрами, однако их проницаемость многократно превышает проницаемость продуктивного пласта. Поэтому невозможно изменением параметров ячеек добиться адекватного распределения пористости и проницаемости без огромного (до миллиметров) уменьшения размеров ячеек. Практически работать с такой сеткой невозможно.

Тем не менее, используя настроечные параметры модели, с некоторыми, весьма большими допущениями, можно попытаться описать эффекты, которые трещина ГРП оказывает на продуктивность скважин и фильтрацию флюидов. Основными эффектами являются: резкое увеличение  $K_{\text{прод}}$  скважи-



ны при проведении ГРП; уменьшение продуктивности скважины во времени – после проведения ГРП; возникновение сильной локальной анизотропии проницаемости из-за проведения крупномасштабного ГРП и ее влияние на фильтрационные потоки.

Первые два фактора необходимо учитывать при моделировании месторождений, разрабатываемых с использованием ГРП. Третий фактор ощутимо проявляется значительно реже. Тем не менее, фактические данные об эксплуатации скважин, а также результаты специальных исследований, доказывают наличие и проявление этого эффекта на Приобском месторождении.

### ***Увеличение продуктивности скважин при гидроразрыве пласта***

Известно, что обычным результатом после ГРП является получение отрицательного скин-фактора. Однако используемое в ГДМ отрицательное значение скин-фактора должно быть (по модулю) меньше, чем это получено по ГДИ. В симуляторах приток из каждой ячейки, вскрытой скважиной, описывается формулой притока (см. ECLIPSE Technical Description 2008.1, с.1089). Для случая латерально-изотропного пласта ( $k_x=k_y$ ) для ячеек 50×50м и 100×100м значение  $r_0$  составит 9,9 и 19,8 м, соответственно. Но это многократно меньше, чем типичный радиус контура питания, используемый при интерпретации данных ГДИ.

В случае Приобского месторождения (ЮЛТ) давление в ячейке, вскрытой скважиной, меньше давления на контуре питания скважины – из-за несущественных размеров депрессионной воронки. Следовательно, для адекватного описания притока флюидов к скважине в модели необходимо использовать несколько большее (по модулю) значение отрицательного скин-фактора, но не больше по модели, чем 3,3 и 4 – для ячеек 50×50м и 100×100м, соответственно. Применительно к Приобскому месторождению необходимые значения скин-фактора должны подбираться адаптацией к истории разработки.

### ***Возникновение сильной локальной анизотропии коллектора при проведении крупномасштабного гидроразрыва пласта***

Обычно локальная анизотропия коллекторских свойств, возникающая из-за образования трещин ГРП, не оказывает определяющего влияния на направления фильтрационных потоков. Однако в некоторых случаях её влияние оказывается существенным. Например, на Приобском месторождении, разрабатываемом однорядной системой, при переводе скважин под закачку происходил быстрый (через 3-4 месяца) прорыв воды в соседние нагнетательные скважины.

Для учета эффекта "трещин ГРП" при построении ГДМ Приобского месторождения (ЮЛТ) использована модификация проводимостей на гранях ячеек, лежащих между скважинами, в которые наблюдается опережающий прорыв воды. Кроме того, применено измельчение ячеек и в рядах нагнетательных скважин. Скорость прорывов для "исторических" скважин определялась подбором множителя проводимости (МП) и геометрическими размерами ячеек, содержащих нагнетательные скважины.

### ***Учет влияния трещин гидроразрыва пласта при разных их размерах и различных системах размещения скважин***

При моделировании невозможно геометрически учесть различные длины трещин ГРП, но можно учесть три эффекта, которые эти трещины оказывают на фильтрационные процессы. Для первых двух эффектов (резкий скачок, а затем плавное уменьшение  $K_{\text{прод}}$  скважин) настроечные параметры можно получить из фактических начальных дебитов.

Более сложно смоделировать третий эффект – преимущественное направление прорывов воды (по трещинам ГРП). В этом случае получить достоверные оценки настроечных параметров модели (МП) только на основе геометрии трещин невозможно. Их можно установить только после настройки истории прорывов воды для скважин в аналогичных условиях и имеющих сходный дизайн трещин ГРП.

В случае однорядного размещения скважин на северо-восточном участке ЮЛТ такая оценка была проведена при МП = 50. Однако, в ходе расчетов, для сравнения различных систем расстановки скважин, МП был уменьшен – до 20. Таким образом, настроечные параметры при моделировании искусственной локальной анизотропии пласта необходимо подбирать индивидуально.

## **5.3 Создание секторной гидродинамической модели участка ОРЗ**

### ***Переход к фильтрационной сетке на примере участка №11***

В качестве основы для фильтрационной модели ООО "Газпромнефть НТЦ" использовалась геологическая секторная модель участка №11 ЮЛТ. Далее из геологической модели участка была вырезана часть, соответствующая гидродинамическому сектору № 11 (рис. 5.3.1). Процедура апскейлинга выполнена по каждому пласту в соотношении 5:1, при этом 650 слоев геологической модели преобразованы в 131 слой фильтрационной (табл. 5.3.1). Кроме того, для улучшения качества настройки истории разработки проведено измельчение ячеек в рядах нагнетательных скважин.

Таблица 5.3.1 – Разбивка геологической и фильтрационной сеток на слои

Пласты	Слои геологической модели	Слои гидродинамической модели
АС <sub>10</sub> <sup>1-3</sup>	1-250	1-50
АС <sub>10</sub> <sup>4</sup>	251-430	51-87
АС <sub>12</sub> <sup>3-5</sup>	431-650	88-131

На рис. 5.3.1 приведены геолого-статистические разрезы литологии – в геологической и гидродинамической моделях горизонта АС<sub>10-12</sub>. Видно, что литологическая характеристика пластов хорошо сохранена.

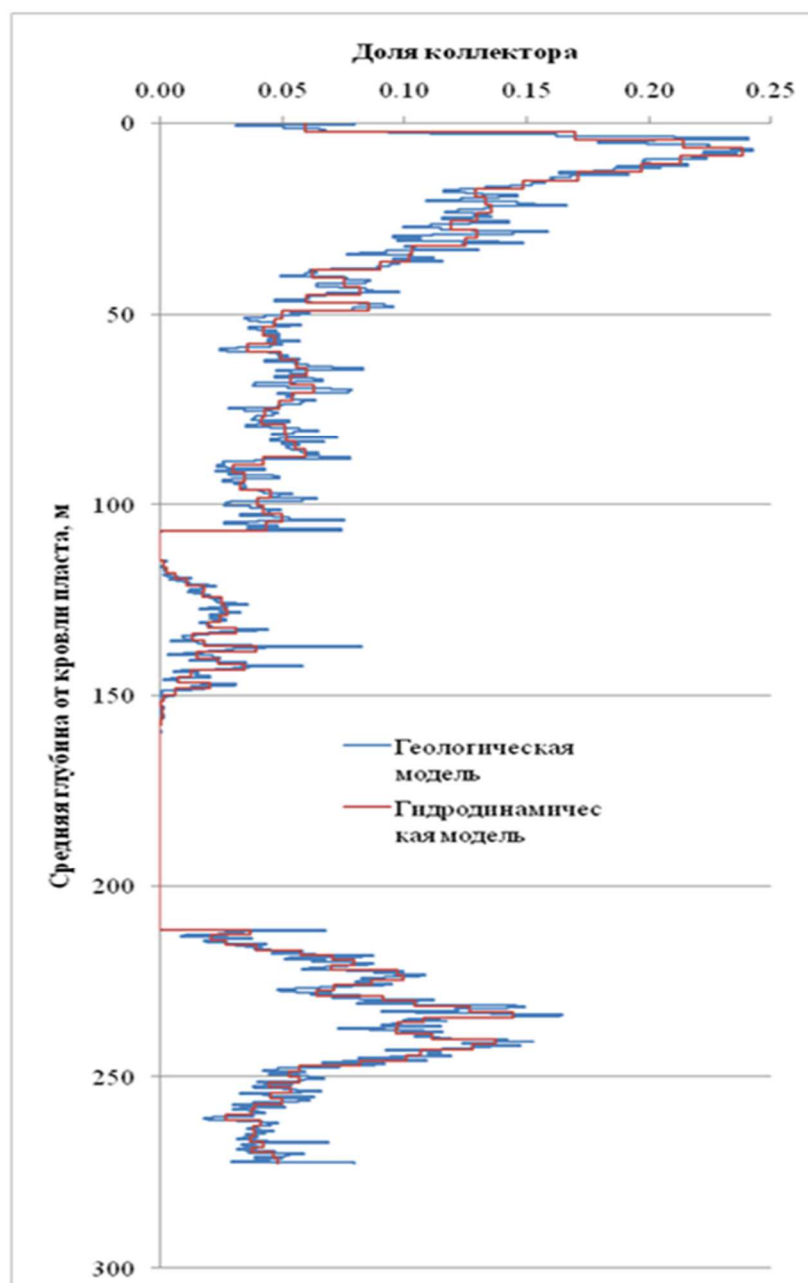


Рис. 5.3.1 ГСР по литологии из геологической и гидродинамической моделей горизонта АС10-12. Сектор №11

### ***Характеристика гидродинамической модели участка ОРЗ***

Начальная размерность сетки для секторной ГДМ – 125×91×131, что соответствует 1490 тыс. ячеек, в т.ч. активных – 371 тыс. При проведении апскейлинга удалось сохранить хорошую детальность геологического описания пластов. Максимальная и минимальная толщины ячеек фильтрационной модели составили 4,24 и 0,12 м, соответственно, при средней – 2 м.

После выполнения апскейлинга сеточная область была вновь изменена. С целью улучшения настройки истории, в основном, для воспроизведения прорывов воды из нагнетательных скважин в скважины, находящиеся в отработке (то есть вдоль рядов скважин). В середину каждого ряда ячеек, содержащего ряд нагнетательных скважин, была добавлена ячейка размером 10 м. Таким образом, ряды ячеек с размером 50 м были заменены тремя рядами ячеек с размерами – 20, 10 и 20 м.

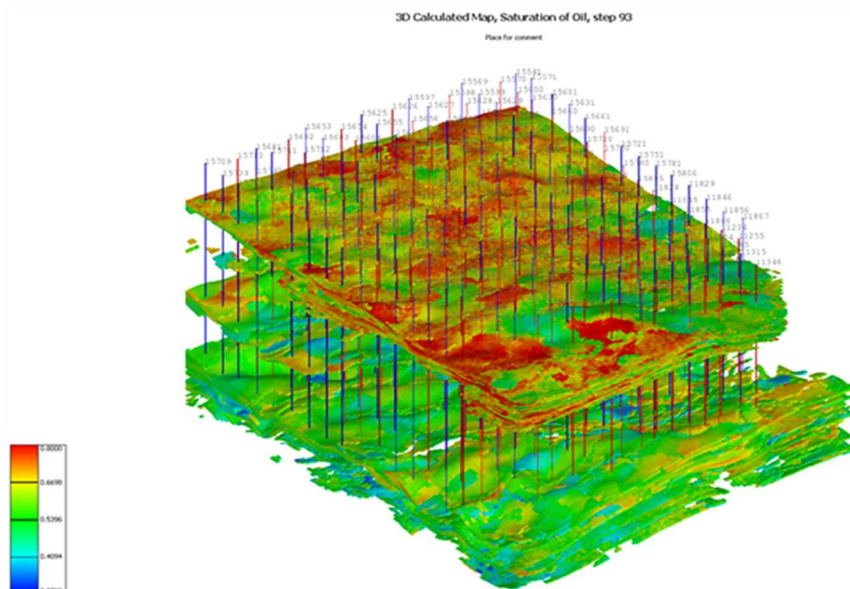


Рис. 5.3.2 Визуализация фильтрационной модели сектора №11 ЮЛТ

Проницаемость пластов  $AC_{10}^{1-3}$ ,  $AC_{10}^4$  и  $AC_{12}^{3-5}$  рассчитывали по зависимостям, соответственно:

$$k=10^{21.37 \times m - 2.9454}, \quad k=10^{20.32 \times m - 2.8533} \quad \text{и} \quad k=10^{20.50 \times m - 3.15}$$

Таблица 5.3.2 – Сравнение запасов ГМ и ГДМ сектора №11

Геологическая модель, тыс.м <sup>3</sup>	Гидродинамическая модель, тыс.м <sup>3</sup>	Отклонение, %
82470	84944	+3

ОФП пластов получены ОАО «Сибниинп» на керне согласно ОСТ 39-235-89 «Нефть. Метод определения фазовых проницаемостей в лабораторных условиях при совместной стационарной фильтрации». В экспериментах по ОФП определялись также такие важные параметры, как критическая водонасыщенность и соответствующая ей проницаемость для нефти (рис. 5.3.3).

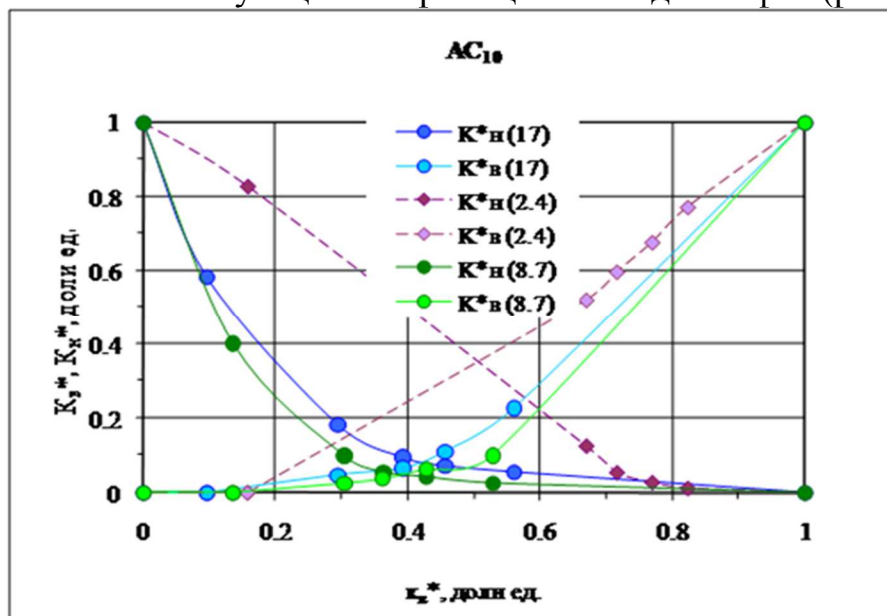


Рис. 5.3.3 Диаграммы ОФП в нормированных координатах для кернов пласта  $AC_{10}$  ЮЛТ Приобского месторождения

Принятые при моделировании модифицированные функции относительных фазовых проницаемостей для нефти и воды приведены на рис. 5.3.4.

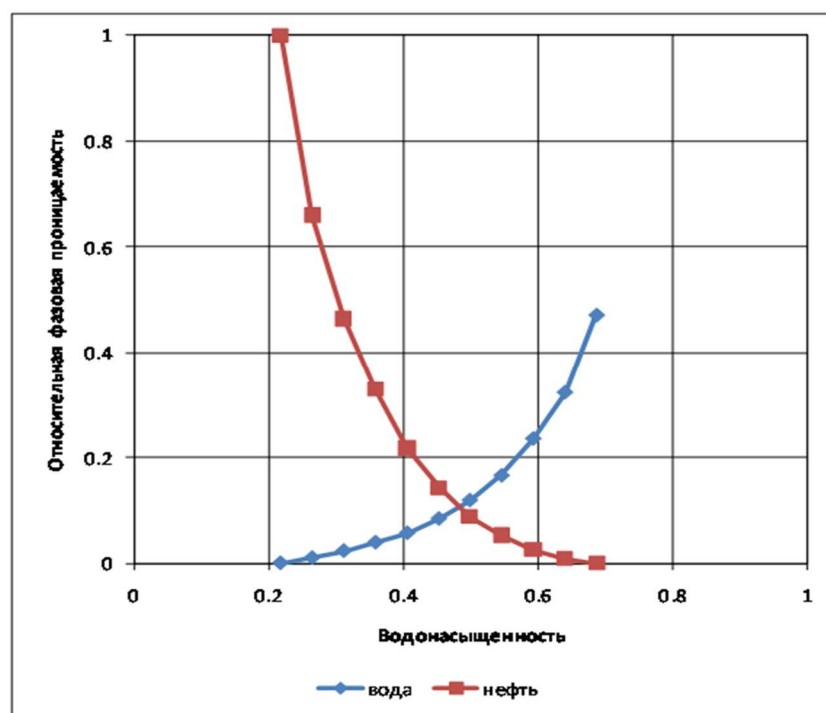


Рис. 5.3.4 Модифицированные ОФП. Объект АС<sub>10-12</sub>. Сектор №11 ЮЛТ

При проведении расчетов использовалось масштабирование функций ОФП. Остаточные нефтенасыщенности при масштабировании ОФП вычислялись исходя из коэффициентов вытеснения, которые для рассмотренных условий пластов АС<sub>10</sub><sup>1-3</sup>, АС<sub>10</sub><sup>4</sup> и АС<sub>12</sub><sup>3-5</sup> оказались равны, соответственно – 0,495, 0,495 и 0,490.

#### ***Настройка гидродинамической модели на историю разработки***

Добыча нефти на ЮЛТ месторождения начата в апреле 1999г. вводом разведочной скважины №477Р, эксплуатационное разбуривание начато в 2002г. в районе этой же скважины. В пределах сектора №11 расположено всего – 110 скважин, в т.ч. 48 добывающих и 62 нагнетательных.

В гидродинамическую модель были загружены фактические данные по добыче жидкости, нефти и закачке воды, значения забойных и пластовых давлений. Управляющим параметром был дебит жидкости, а настраивались величины обводненности, пластового и забойного давлений.

Чтобы получить возможность воспроизведения быстрых прорывов воды в скважины, находящиеся в отработке, все скважины нагнетательных рядов "посажены" в измельченные (до 10 м) ячейки. При этом их практически не потребовалось сдвигать более чем на 50 м. Для моделирования резких прорывов воды в измельченных ячейках использовались различные множители проводимости.

Сравнительные результаты настройки ГДМ показаны в табл. 5.3.3 и на рис. 5.3.5-5.3.8. Сопоставления финального дебита нефти и забойного давления по каждой скважине (на конец расчетного периода) приведены на рис. 5.3.9-5.3.10.

Таблица 5.3.3 – Настройка 3D-модели сектора №11 ЮЛТ на историю разработки

Годы	Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Расхождение, %	Накопленная добыча нефти, тыс.т		Расхождение, %	Накопленная закачка воды, тыс.м <sup>3</sup>		Расхождение, %	Обводненность, %	
	Факт	Расчет		Факт	Расчет		Факт	Расчет		Факт	Расчет
2002	48,8	49,2	0,8	47,2	44,7	-5	0	0	0	3,3	9,1
2003	564,3	552,0	-2,2	551,1	504,3	-8	287,9	246,3	-14,4	2,3	8,6
2004	1269,7	1234,8	-2,8	1151,6	1103,0	-4,2	1405,9	1246,0	-11,4	14,9	12,3
2005	1846,8	1798,9	-2,6	1565,1	1519,2	-2,9	2231,3	2009,3	-10,0	28,4	26,2
2006	2540,8	2478,8	-2,4	2022,8	1991,8	-1,5	3261,5	2782,4	-14,7	34,0	30,5
2007	3483,8	3394,1	-2,6	2644,4	2635,6	-0,3	4507,7	3940,8	-12,6	34,1	29,7
2008	4727,4	4616,4	-2,3	3524,1	3549,3	0,7	6059,4	5299,5	-12,5	29,3	25,2
2009	5907,7	5788,3	-2,0	4328,7	4368,2	0,9	7748,2	6692,1	-13,6	31,8	30,1
2010	7158,5	7024,6	-1,9	5146,6	5187,5	0,8	9685,0	8411,1	-13,2	34,6	33,7

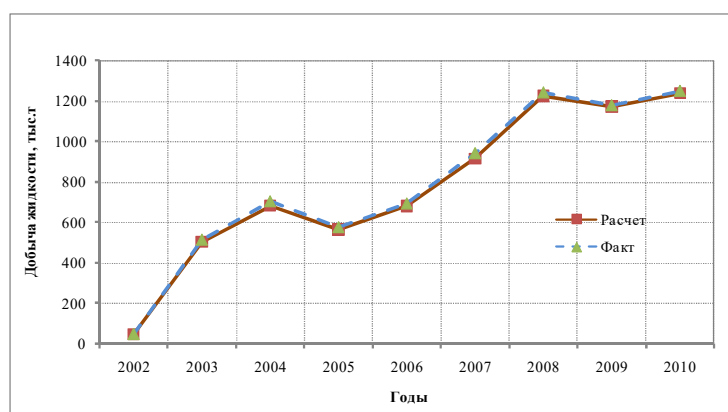


Рис. 5.3.5 Интегральная настройка истории разработки сектора №11 ЮЛТ по жидкости

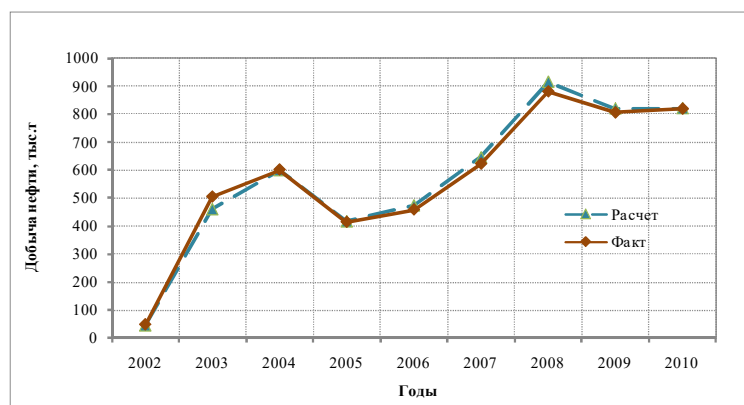


Рис. 5.3.6 Интегральная настройка истории разработки сектора №11 ЮЛТ по нефти

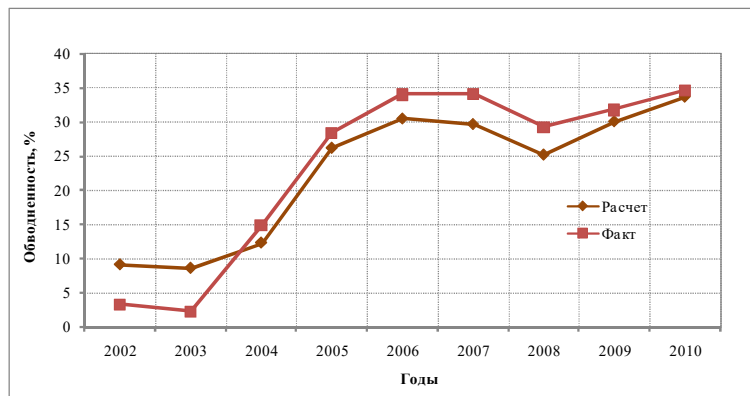


Рис. 5.3.7 Интегральная настройка обводненности сектора №11 ЮЛТ

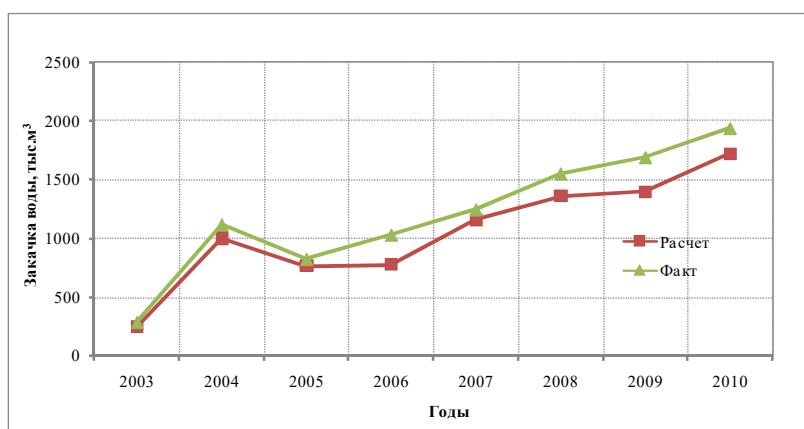


Рис. 5.3.8 Интегральная настройка истории разработки сектора №11 ЮЛТ по закачке воды

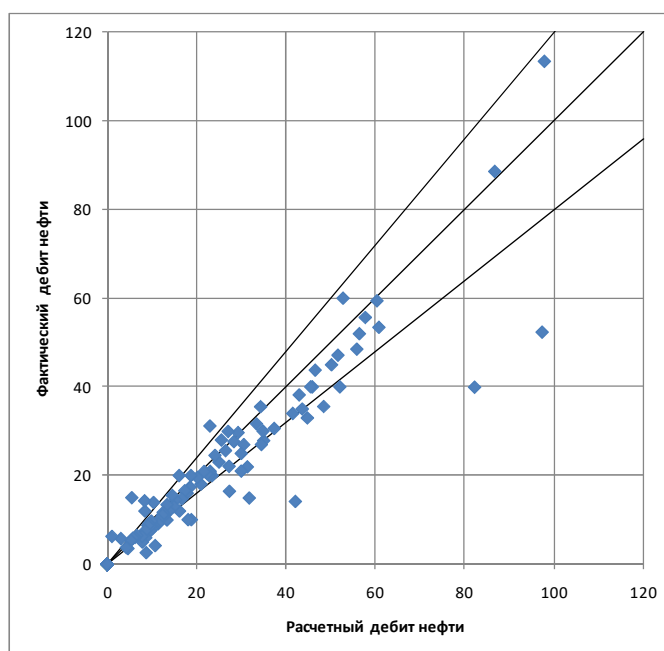


Рис. 5.3.9 Сравнение финальных дебитов нефти по скважинам сектора №11 ЮЛТ, т/сут

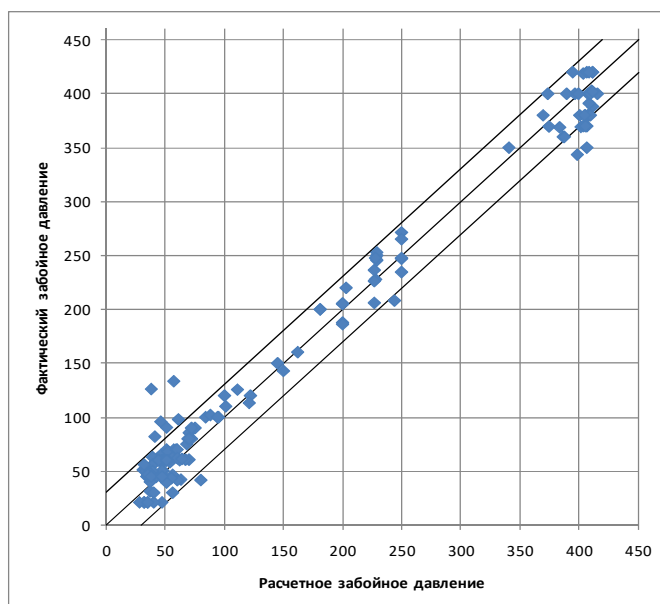


Рис. 5.3.10 Финальное забойное давление по скважинам сектора №11 ЮЛТ на конец расчетного периода

#### 5.4 Гидродинамическое моделирование вариантов оптимизации одновременно-раздельной закачки воды в пласты АС<sub>10</sub>-АС<sub>12</sub>

##### *Упрощённая модель вытеснения на примере двух пластов*

Оборудование ОРЗ позволяет регулировать процесс заводнения пластов, разрабатываемых одновременно. Из упрощённой формы закона Дарси:  $\bar{V} = -\frac{K}{\rho g} \frac{dP}{dx}$  (для одномерного движения флюида в пласте) видно, что в случае двух пластов (рис. 5.4.1) **скорости фронта** воды выше – для пласта с большей проницаемостью:

$$\frac{V_1}{V_2} = \frac{q_1}{h_1} \times \frac{h_2}{q_2} = \frac{k_1}{k_2},$$

Где:  $V_1, V_2$  – скорости движения фронта воды по пластам;

$q_1, q_2$  – приёмистость пластов в нагнетательной скважине;

$h_1, h_2$  – эффективные толщины пластов;

$k_1, k_2$  – проницаемости пластов.

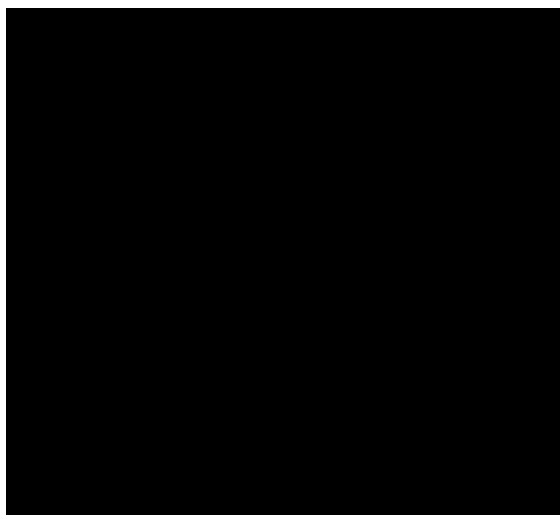
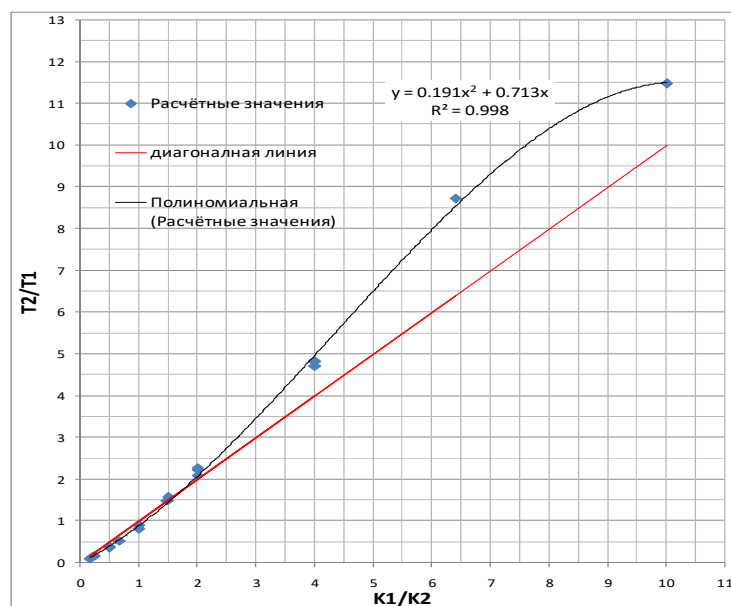


Рис. 5.4.1 Упрощённая схема двумерной модели пластов АС<sub>10</sub><sup>1-3</sup> и АС<sub>12</sub><sup>3-5</sup>



Двумерная модель содержит продуктивные пласты  $AC_{10}$  и  $AC_{12}$  (рис. 5.4.1), обладающие средними для сектора №11 параметрами. В каждом пласте имеется 22 ячейки размером  $20 \times 500$  м, что позволяет учесть основные характеристики галерейного вытеснения нефти водой. Проницаемость верхнего пласта – 6,4 мД, нижнего – 3,2 мД, эффективная толщина – 8,1 и 10,5 м. В модели заданы добывающая и нагнетательная скважины, работающие в режиме ограничения забойных давлений. Скважины вводятся одновременно. Для добывающей скважины минимальное  $P_{заб}$  – 50 атм, для нагнетательной максимальное  $P_{заб}$  – 450 атм.

В результате расчетов построен график (рис. 5.4.2) отношения времён прорыва  $T_2/T_1$  по нижнему и верхнему (более проницаемому) пластам, в зависимости от соотношения их проницаемостей  $K_1/K_2$ . Из графика видно хорошее соответствие между временем прорыва воды по пластам и их проницаемостью. Для выравнивания фронтов необходимо уменьшить скорость движения воды по пласту с лучшей проницаемостью, ограничив закачку воды с помощью оборудования ОРЗ. Для оценки необходимого уровня ограничения закачки воды в лучший пласт выполнены расчёты со снижением его продуктивности.



**Рис. 5.4.2** Отношение времени прорыва воды  $T_2/T_1$  по пластам  $AC_{12}^{3-5}/AC_{10}^{1-3}$  в зависимости от отношения проницаемостей  $K_1/K_2$  пластов  $AC_{10}^{1-3}/AC_{12}^{3-5}$

Снижение закачки в верхний пласт производили путем уменьшения его продуктивности в нагнетательной скважине. Так как скважина работала в режиме ограничения  $P_{заб}$  это приводило к перераспределению приемистости по пластам: у верхнего пласта она падала, а у нижнего – увеличивалась. При этом варьировали временем перераспределения объемов закачки по пластам.

Рассмотрены варианты с уменьшением закачки воды в верхний пласт – "начальный момент" запуска скважин в работу, а дополнительно – со снижением объемов закачки "после прорыва воды" в добывающую скважину по верхнему пласту.

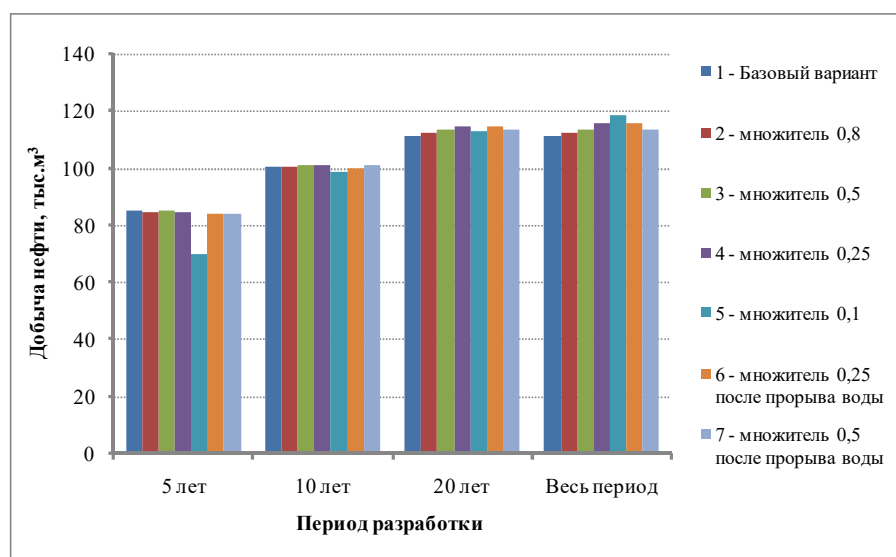
Рассчитаны варианты [25] со следующими различиями:

*Вариант 1* – базовый множитель продуктивности (МП) равен 1;

- Вариант 2* – МП = 0,8 на верхний пласт – в “нулевой” момент времени;
- Вариант 3* – МП = 0,5 на верхний пласт – в “нулевой” момент времени;
- Вариант 4* – МП = 0,25 на верхний пласт – в “нулевой” момент времени;
- Вариант 5* – МП = 0,1 на верхний пласт – в “нулевой” момент времени;
- Вариант 6* – МП = 0,25 после прорыва воды по верхнему пласту;
- Вариант 7* – МП = 0,5 после прорыва воды по верхнему пласту.

По результатам расчетов можно сделать следующие выводы:

1. За счёт перераспределения закачки воды между пластами можно добиться увеличения накопленной добычи нефти и КИН в целом по объекту;
2. Уменьшение закачки в лучший пласт в начальный период разработки приводит к снижению общей добычи нефти по объекту;
3. Отложенное во времени (т.е. после прорыва воды) перераспределение закачки между пластами приводит к уменьшению снижения общей добычи объекта за начальный этап разработки;
4. Множитель продуктивности 0,1 (Вариант 5) обеспечивает максимальную накопленную добычу нефти за весь срок. В то же время потери накопленной добычи нефти за первые 5 лет – здесь максимальны (17% от базового варианта).



**Рис. 5.4.3 Накопленная добыча нефти для разных вариантов ограничения закачки воды в верхний пласт**

Рассмотрим более подробно вариант с уменьшением продуктивности в 4 раза. Из графиков динамики объемов закачки по пластам (рис. 5.4.4) видно, что они весьма близки с максимумом накопленной добычи – по варианту 4.

Таким образом, когда проницаемости пластов отличаются в 2 раза (а толщины приблизительно одинаковы) уменьшение продуктивности в 4 раза в пласте с большей проницаемостью (в момент ввода скважины под закачку) обеспечивает увеличение накопленной добычи нефти за весь срок – на 3,6 %. При этом падение добычи нефти в начальный период времени – несущественно, по сравнению с вариантом №5 при уменьшении продуктивности в 10 раз.

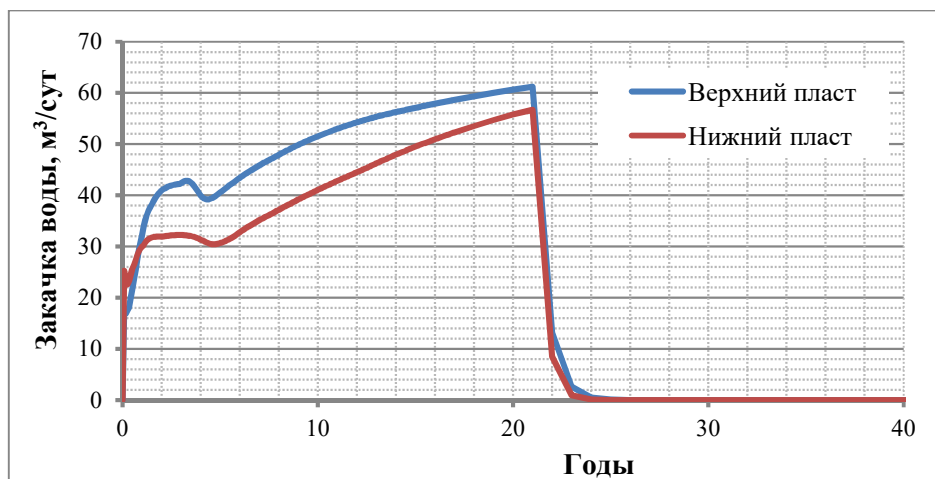


Рис. 5.4.4 Уровни закачки воды по пластам для варианта 4 (множитель продуктивности 0,25 по верхнему пласту с начала закачки)

### *Гидродинамическое моделирование одновременно-раздельной эксплуатации пластов АС<sub>10</sub>-АС<sub>12</sub> в секторе №11*

Ранее полученные результаты на следующем этапе использовались для оценки перспектив внедрения оборудования для ОРЭ пластов – по группе скважин. Для этого использована гидродинамическая модель сектора №11 ЮЛТ. Скважины в модели заданы без учёта истории, но все они расположены в реальных местах. Ввод скважин производился согласно датам их пуска в истории разработки. Нагнетательные скважины переводились под закачку через шесть месяцев после отработки. Добывающие скважины работали с ограничением  $P_{заб}$  на уровне 80 ат, нагнетательные скважины – 450 ат, скин-фактор равен (-2).

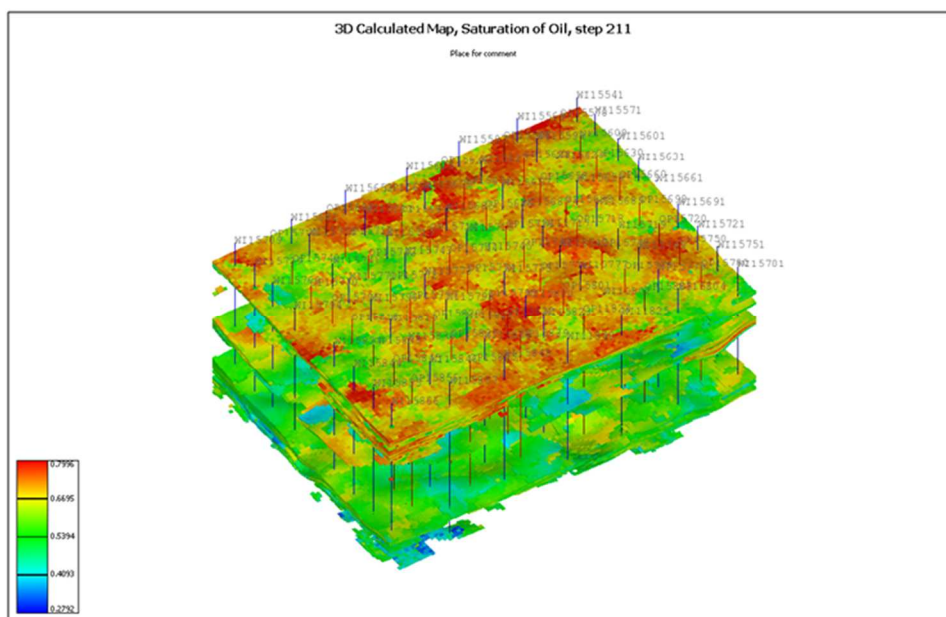


Рис. 5.4.5 Общий вид фильтрационной модели северной части сектора №11 ЮЛТ

Вначале был оценен "базовый вариант" с перечисленными условиями. Затем для оценки эффективности применения оборудования ОРЭ рассчитаны варианты с перераспределением закачки воды по пластам. Для расчётов сфор-

мированы варианты ограничения закачки по верхнему пласту  $AC_{10}^{1-3}$ , имеющие различия в способах перераспределения закачки, а также в количестве нагнетательных скважин, у которых произведено это перераспределение.

В дополнение к ограничению закачки по высокопроницаемому пласту рассмотрен вариант с отключением (за счёт оборудования ОРД) выработанного интервала в добывающих скважинах при достижении дебита нефти  $0,5 \text{ м}^3/\text{сут}$  или обводнённости (по интервалу) 98%. Этот вариант позволяет реализовать возможности компоновок ОРД скважин из двух пластов.

Различия вариантов состоят во множителях продуктивности (МП) – [25]:

*Вариант 1* – базовый (МП=1);

*Вариант 2* – МП = 0,25 на верхний пласт – в “нулевой” момент времени;

*Вариант 3* – МП = 0,5 на верхний пласт – в “нулевой” момент времени;

*Вариант 4* – МП = 0,8 на верхний пласт – в “нулевой” момент времени;

*Вариант 5* – МП = 0,25 на верхний пласт – в “нулевой” момент времени в 17 нагнетательных скважинах с отношением  $K_1/K_2 > 3$ ;

*Вариант 6* – МП = 0,5 на верхний пласт – в “нулевой” момент времени в 17 нагнетательных скважинах с отношением  $K_1/K_2 > 3$ ;

*Вариант 7* – МП = 0,25 при 15%-ной обводнённости жидкости, добываемой из пласта  $AC_{10}^{1-3}$  (добывающие скважины);

*Вариант 8* – МП = 0,25 при 20%-ной обводнённости жидкости, добываемой из пласта  $AC_{10}^{1-3}$  (добывающие скважины);

*Вариант 9* – МП = 0,25 при 25%-ной обводнённости жидкости, добываемой из пласта  $AC_{10}^{1-3}$  (добывающие скважины);

*Вариант 10* – МП = 0,25 на верхний пласт – в “нулевой” момент времени плюс отключение пласта в добывающих скважинах при достижении дебита нефти  $0,5 \text{ м}^3/\text{сут}$  или обводнённости 98% по пласту.

Анализируя полученные данные (рис. 5.4.6 и табл. 5.4.1) видно, в целом, соответствие результатов, полученных на трехмерной гидродинамической модели сектора №11 и на упрощённой двумерной модели объекта  $AC_{10-12}$ .

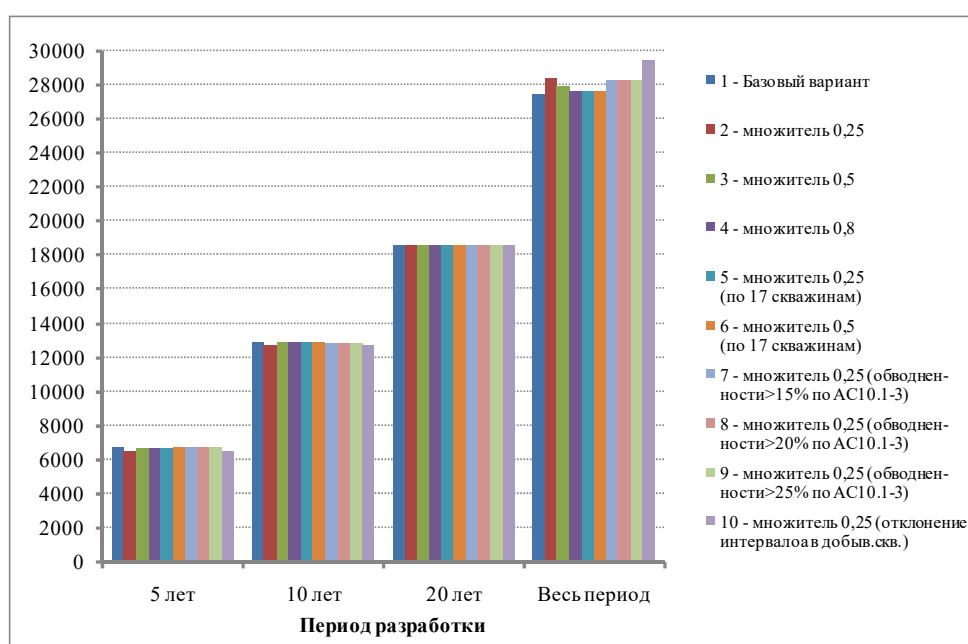


Рис. 5.4.6 Добыча нефти (тыс.т) для разных вариантов ограничения закачки воды в верхний пласт  $AC_{10}^{1-3}$

Таблица 5.4.1 – Добыча нефти для разных вариантов ограничения закачки воды в верхний пласт АС<sub>10</sub><sup>1-3</sup>

№ варианта	Варианты	Добыча нефти за периоды, тыс.м <sup>3</sup>			
		5 лет	10 лет	20 лет	Весь срок
1	Базовый вариант (множитель 1)	6705	12910	18623	27443
2	Множитель 0,25	6437	12704	18592	28334
3	Множитель 0,5	6607	12849	18628	27835
4	Множитель 0,8	6679	12896	18626	27559
5	Множитель 0,25 (по 17 скважинам)	6667	12886	18621	27629
6	Множитель 0,5 (по 17 скважинам)	6690	12901	18626	27556
7	Множитель 0,25 (обводнённости >15% по АС <sub>10</sub> <sup>1-3</sup> )	6705	12798	18555	28237
8	Множитель 0,25 (обводнённости >20% по АС <sub>10</sub> <sup>1-3</sup> )	6705	12819	18559	28233
9	Множитель 0,25 (обводнённости >25% по АС <sub>10</sub> <sup>1-3</sup> )	6705	12835	18561	28233
10	Множитель 0,25 (отключ.интервалов в добыв. скв.)	6437	12704	18592	29392

В левой части рис. 5.4.7 отображено распределение капиллярного давления в пласте в базовом варианте, в правой части – то же после ограничения продуктивности верхнего пласта. Видно отличие в скоростях распространения фронта воды. После оптимизации работы нагнетательных скважин с помощью оборудования ОРЗ происходит снижение скорости продвижения фронта воды по верхнему пласту АС<sub>10</sub>. По двум нижним пластам АС<sub>11</sub> и АС<sub>12</sub> скорости приблизительно одинаковы и по вариантам не меняются.

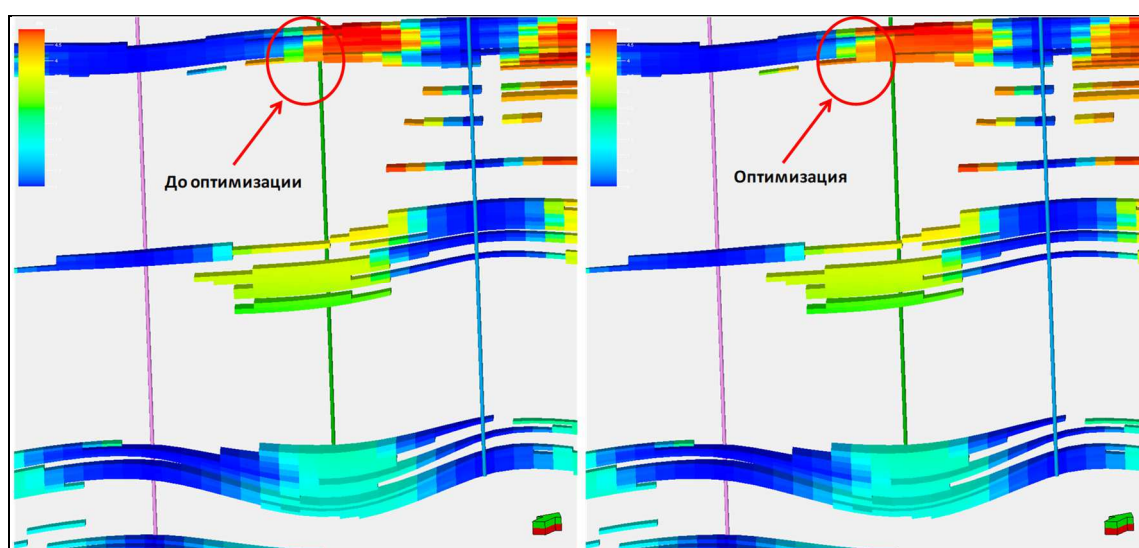


Рис. 5.4.7 Капиллярное давление (вертикальный разрез) в объекте АС<sub>10-12</sub>

Максимум в накопленной добыче нефти обеспечивает ограничение продуктивности верхнего пласта в 4 раза (МП = 0,25). При этом отмечается небольшое снижение добычи нефти в первые годы разработки (относительно базового варианта). Перераспределение закачки после прорыва воды по верхнему пласту АС<sub>10</sub><sup>1-3</sup> приводит к уменьшению дополнительной добычи нефти за весь период разработки. Однако, снижение добычи нефти (относительно базового варианта) в начальный период разработки меньше, чем в вариантах с перераспределением закачки – в момент перевода скважин под нагнетание.

Для ознакомления. Номера страниц не соответствуют официальной версии.

Ограничение закачки воды в пласт  $AC_{10}^{1-3}$  – не по всем, а только по скважинам с наибольшим "контрастом" проницаемости пластов, даёт меньший эффект, чем в случае ограничения по всем нагнетательным скважинам.

**Максимум прироста дополнительной добычи нефти (3 %) за весь срок разработки от применения ОРЗ наблюдается в случае уменьшения продуктивности в 4 раза по верхнему пласту  $AC_{10}^{1-3}$  во всех нагнетательных скважинах [25].**

Применение метода ОРД в скважинах увеличивает отбор нефти [134]. Эта технология позволяет контролировать процесс добычи нефти по каждому пласту, проводить гидродинамические исследования (по каждому пласту) в работающих скважинах, а также ограничивать притоки воды из наиболее выработанных пластов. Последнее позволяет увеличить срок работы скважин до окончательного выключения по экономическим критериям.

**Дополнительная добыча нефти от внедрения рассмотренной технологии ОРД составляет 4 %. В сумме ограничение закачки за счёт применения оборудования ОРЭ (ОРЗ+ОРД) обеспечивает суммарный эффект в 7% от общей добычи нефти за весь срок разработки двухпластового объекта [25].**

#### **5.5. Оценка влияния массового применения одновременно-раздельной закачки воды на нефтеотдачу многопластового объекта $AC_{10-12}$ [25,134,204]**

В научно-технической печати опубликовано очень мало работ, касающихся оценки влияния ОРЭ на КИН многопластовых месторождений. В качестве примера укажем статью сотрудников ТатНИПИнефть [134], в которой приведены результаты гидродинамического моделирования разработки отложений башкирского яруса Нурлатского месторождения Татарстана.

В работе [134] рассчитано два варианта разработки:

- 1) При работе скважин в режиме совместной разработки пластов;
- 2) При эксплуатации скважин с применением оборудования для ОРЭ.

В режиме ОРЭ по нефтяной (верхней) и водонефтяной (нижней) пачкам башкирского яруса в расчетах вполне логично были назначены дифференцированные депрессии ( $\pm 30\%$ ) от её величины в случае совместной разработки пачек. Авторами [134] получено, что в варианте 2 с применением ОРЭ КИН достигается выше, чем в варианте 1, примерно на 0,05 и 5 процентных пунктов. Экономические расчеты показали, что затраты, связанные с использованием однолифтовой установки ОРЭ с целью раздельной эксплуатации двух пачек окупятся в течение 4<sup>х</sup> лет.

Таким образом, в статье [134] показано, что разработка залежей нефти в башкирских отложениях Татарстана при наличии нефтенасыщенного горизонта толщиной более 20 м и непроницаемых перемычек как между продуктивными пачками более 3 м – в режиме ОРЭ позволит увеличить нефтеотдачу и снизить отборы попутной воды по объекту.

Ниже рассмотрены вопросы количественной оценки положительного влияния технологии ОРЭ на величину конечного КИН конкретно по объекту

АС<sub>10-12</sub> Приобского месторождения (ЮЛТ) [204]. Указанная задача решалась с применением геостатистических и аналитических методов [15,16,87,115, 134,192,193,194, 195,198,204].

Внедрение оборудования для ОРЗ воды в горизонты АС<sub>10</sub> и АС<sub>12</sub> на ЮЛТ началось с 2003 года. До середины 2005г. внедрялась однопакерная компоновка ОРЗ, позднее – одно- и многопакерные. Нагнетательный фонд, оснащенный оборудованием для ОРЗ, составляет 298 скважин. В целом рассматриваемая площадь ЮЛТ содержит огромные запасы нефти. Распределение запасов по "пачкам" одноименных пластов следующее: АС<sub>12</sub> – 52%, АС<sub>10</sub> – 40 %, АС<sub>7-9</sub> – 5 %, ЮС<sub>2-3</sub> – 2 %, АС<sub>11</sub> – менее 1 %.

Технологической схемой разработки ЮЛТ 2009г. предусмотрено применение однорядной блоковой системы с расстоянием между скважинами 500 метров. Выделен один объект разработки – горизонт АС<sub>10-12</sub>. Проектное соотношение добывающих и нагнетательных скважин в целом равно 1,07. Запланировано массовое применение ГРП во всех добывающих и нагнетательных скважинах.

С начала разработки на месторождении пробурена 1931 скважина (или 21% от проектного фонда), в т.ч. 1098 добывающих, 573 нагнетательных, 86 водозаборных, 5 поглощающих. Площадь ЮЛТ разбуривалась и осваивалась быстрыми темпами (табл.5.5.1).

Таблица 5.5.1 – Динамика показателей разработки Приобского месторождения /ЮЛТ/

Показатели	Годы					
	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Добыча нефти, тыс.т/год	4312	6281	7111	8179	9250	10060
Эксплуатационное бурение, тыс.м	616	786	1015	1287	1229	1014
Ввод скважин в добычу нефти, шт.	210	254	304	396	360	337
Дебиты новых скважин, т/сут	54	44	32	30	27	28
Добыча жидкости, тыс.т/год	5071	7650	9161	11153	13449	15330
Действ. добывающий фонд, шт.	351	537	672	899	1067	1194
Действ. нагнетательный фонд, шт.	88	150	280	434	567	710
Средний дебит нефти, т/сут	47,4	41,2	29,9	29,6	26,5	24,5
Средний дебит жидкости, т/сут	56,7	50,1	36,8	40,4	38,6	37,3
Средняя обводненность, %	15	18	22	27	31	34
Закачка воды, тыс.м <sup>3</sup> /год	5123	9120	12974	16982	20313	22258
Компенсация текущая,%	81	96	116	126	126	122
Компенсация накопленная,%	72	82	93	102	108	111
Соотношение добыв./нагнетат. скв.	4,0	3,6	2,4	2,1	1,9	1,7

Для изучения вопроса о влиянии ОРЭ на КИН детально изучены геолого-геофизические характеристики по ГИС разрезов как отдельных горизонтов АС<sub>10</sub>, АС<sub>11</sub>, АС<sub>12</sub>, так и общего эксплуатационного объекта АС<sub>10-12</sub> – по 1908 скважинам.

При этом исследовались параметры и их распределение по скважинам:

- нефтенасыщенная толщина ( $h_n$ ) отдельных продуктивных горизонтов

АС<sub>10</sub> и АС<sub>12</sub> и объекта АС<sub>10-12</sub> в целом;

- проницаемость (К, мД) горизонтов и объекта, их проводимость ( $K \cdot h_n$ );
- характеристики отдельных проницаемых пропластков ( $h_n, K$ ).
- послойная неоднородность  $V_{\text{посл}}^2$  горизонтов и эксплуатационного объекта в целом.

Таблица 5.5.2 – Диапазоны изменения, средние величины нефтенасыщенных толщин и проницаемости по скважинам

Объект	h <sub>n</sub> , м			K <sub>пр</sub> , мД		
	min	max	среднее	min	max	среднее
АС <sub>10</sub>	0,4	50,2	12,6	0,7	75,2	8,5
АС <sub>11</sub>	0,4	11,6	2,5	0,3	21,7	3,7
АС <sub>12</sub>	0,4	48,6	10,9	0,1	57,7	2,7
По АС <sub>10-12</sub>	0,8	70	17,7	0,3	57,7	6,1

В результате обработки большого массива данных ГИС по скважинам получены следующие основные характеристики горизонтов и объекта АС<sub>10-12</sub>.

**Горизонт АС<sub>10</sub>** вскрыт в 1481 скважине или 78% пробуренного фонда. Нефтенасыщенная его толщина изменяется от 0,4 до 50 м, в среднем – 12,6 м. Проницаемость горизонта по скважинам находится в диапазоне 0,7-75 мД, в среднем – 8,5 мД. Средняя проводимость ( $K \cdot h_n$ ) горизонта – 107 мД·м. По горизонту вскрыто 19060 проницаемых пропластков. Их количество в скважинах изменяется от 1 до 66, составляя в среднем – 13. Нефтенасыщенная толщина одного проницаемого пропластка составляет ~ 1м, при диапазоне – от 0,2 до 16,8 м. Проницаемость отдельных пропластков по ГИС изменяется от 0,1 до 119 мД.

**Горизонт АС<sub>11</sub>** вскрыт в 72 скважинах или 4% фонда. Нефтенасыщенная толщина в скважинах изменяется от 0,4 до 11,6м, средняя – 2,5м. Проницаемость объекта по скважинам варьирует от 0,3 до 22мД, в среднем – 3,7мД. Проводимость пласта АС<sub>11</sub> крайне мала – 9 мД·м. По пласту вскрыто 194 пропластка с нефтенасыщенной толщиной от 0,4 до 3,4м, в среднем – 0,9м. Количество песчаных пропластков – от 1 до 17, в среднем – 3; проницаемость пропластков по ГИС изменяется от 0,3 до 74мД.

**Горизонт АС<sub>12</sub>** вскрыт бурением в 1379 скважинах или 72% от пробуренного фонда. Нефтенасыщенная толщина объекта по скважинам варьирует от 0,4 до 49м, средняя – 10,9м. Проницаемость по скважинам – от 0,1 до 58мД, средняя крайне мала – 2,7мД (примерно в 3 раза ниже, чем по горизонту АС<sub>10</sub>); проводимость – 29 мД·м. По горизонту вскрыто бурением 15469 пропластков. Их количество в скважинах варьирует от 1 до 45, в среднем – 11. Средняя толщина пропластка ~ 1м, диапазон – от 0,3 до 10,2м. Проницаемость пропластков по ГИС варьирует в диапазоне 0,1-125мД.



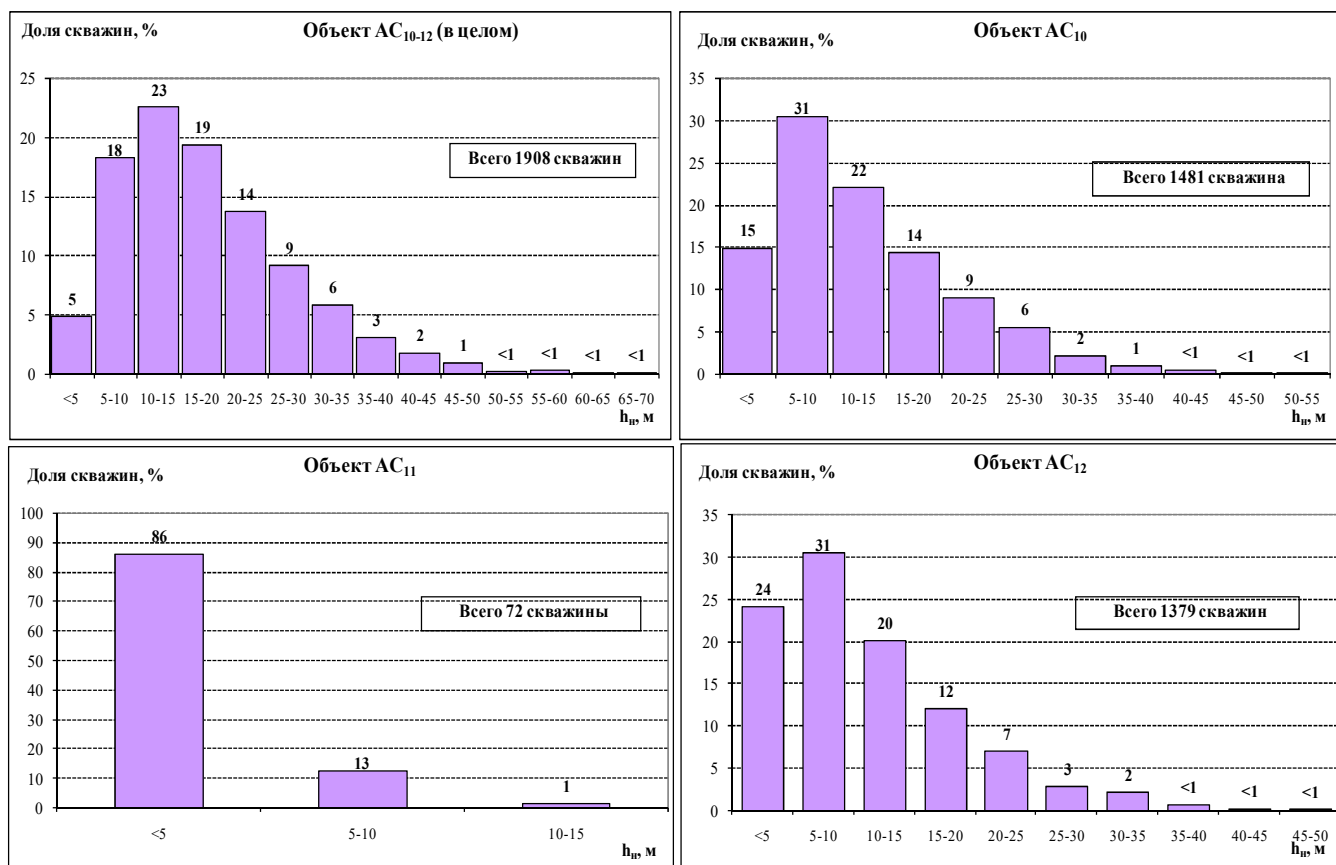


Рис.5.5.1 Распределение скважин по величине нефтенасыщенной толщины h<sub>н</sub>

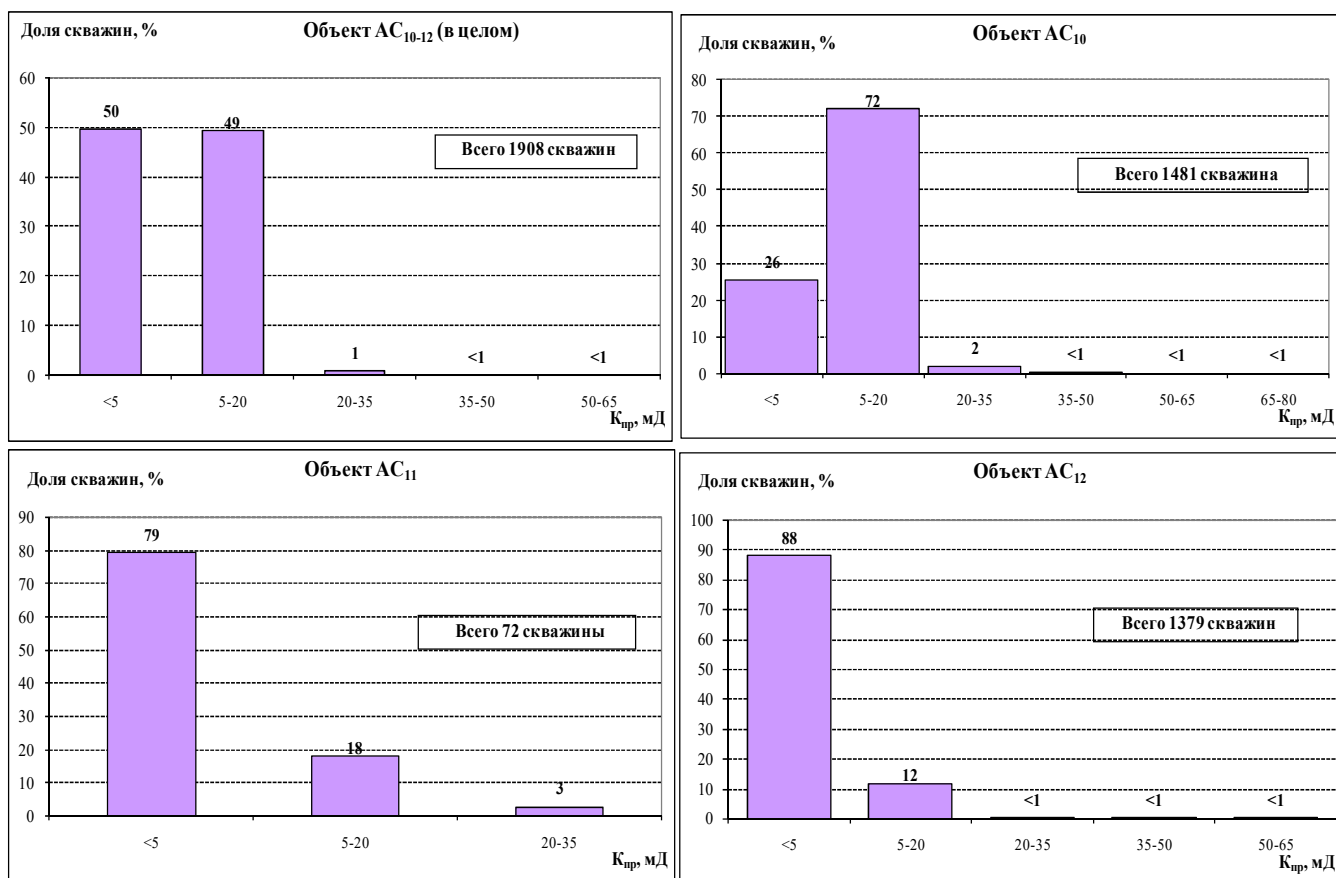


Рис.5.5.2 Распределение скважин по величине проницаемости пластов (по ГИС)

**Многопластовый объект АС<sub>10-12</sub>** в целом вскрыт в 1908 скважинах. Его толщина  $h_n$  по скважинам изменяется от 0,8 до 70 м, в среднем – 17,7 м. Проницаемость объекта в скважинах изменяется от 0,3 до 58 мД, в среднем составляя 6,1 мД; проводимость ( $K \cdot h_n$ ) объекта АС<sub>10-12</sub> – 108 мД·м. Общее количество изученных проницаемых пропластков – 34723. По скважинам расчлененность изменяется от 1 до 68, в среднем составляя 18 пропластков. Толщина проницаемого пропластка варьирует от 0,2 до 16,8 м, средняя ~ 1 м. Проницаемость пропластков по ГИС по объекту изменяется от 0,1 до 125 мД.

Таблица 5.5.3 – Распределение скважин по величине проницаемости, в %

Горизонт	Интервалы проницаемости, мД				Всего, %
	Менее 5	5-20	20-50	Более 50	
АС <sub>12</sub>	87,8	11,8	0,3	0,1	100
АС <sub>10</sub>	25,5	72,0	2,3	0,2	100
АС <sub>11</sub>	79,2	18,0	2,8	-	100
В целом по ЭО	49,7	49,3	0,9	0,1	100

Из приведенных данных следует, что как отдельные продуктивные пласты так и объект АС<sub>10-12</sub> в целом отличаются крайне низкой (3-8 мД) проницаемостью, умеренными (11-13-18 м) средними толщинами  $h_n$  и высокой средней расчлененностью – 18 (по объекту). Наиболее эффективным и практически единственным средством вовлечения запасов нефти в указанном типе коллекторов является гидроразрыв пласта.

В связи со сложной историей формирования залежей нефти и низкими ФЕС разбуривание ЮЛТ сопряжено с повышенными рисками получения "малоприточных" и "сухих" скважин, особенно в зонах малых толщин (ЗМТ).

Укажем, что по отдельным горизонтам общее количество добывающих и нагнетательных скважин, вскрывших горизонт в ЗМТ – с  $h_n < 5$  м, в целом весьма велико: АС<sub>10</sub> – 221 скважина (или 15 % от общего пробуренного числа), АС<sub>12</sub> – 333 скважины (или 24 %), АС<sub>11</sub> – 62 скважины (86 %).

На участках ЗМТ отдельных горизонтов (с  $h_n < 5$  м) содержится в сумме более 30 млн.т начальных геологических запасов нефти. Эксплуатация ЗМТ горизонтов отдельными сетками убыточна, т.к. удельный накопленный отбор нефти в среднем на 1 скважину в этих зонах не превысит 10-15 тыс.т/скв., т.е. нерентабелен.

Объединение же горизонтов АС<sub>10</sub>, АС<sub>11</sub>, АС<sub>12</sub> (с суммированием их толщин) в общий объект позволяет снизить количество скважин попавших в ЗМТ (с  $\sum h_n < 5$  м) до 92 (или – до 5 % от общего фонда). Отметим, что нефтенасыщенную толщину менее 10 м в целом по общему объекту АС<sub>10-12</sub> имеет 441 (или ~ каждая четвертая) пробуренная фактически скважина.

Из приведенных данных следует, что горизонты АС<sub>10</sub> и АС<sub>12</sub> совместно залегают примерно на  $\frac{3}{4}$  разбуренной площади ЮЛТ. Для регулирования выработки запасов нефти из разнопроницаемых горизонтов на участках с достаточной  $h_n$  (каждого из горизонтов) широко применяется оборудование ОРЗ. По этой зоне далее и оценивалось влияние внедрения технологии ОРЗ на

КИН (с учетом также и некоторых перспектив применения метода ОРД в добывающих скважинах ЮЛТ).

С этой целью, как основная составляющая для оценки коэффициента заводнения, изучалась послойная неоднородность разрезов скважин (табл.5.5.4) – как для отдельных горизонтов АС<sub>10</sub>, АС<sub>11</sub>, АС<sub>12</sub> (вариант их отдельной разработки – с помощью оборудования для ОРЭ), так и по многопластовому объекту АС<sub>10</sub>+АС<sub>11</sub>+АС<sub>12</sub> в целом (вариант обычной совместной разработки горизонтов общим фильтром – без применения ОРЭ).

Таблица 5.5.4 – Характеристика параметров пропластков и послойной неоднородности пластов и объекта в целом

Пласт, объект	Количество скважин, шт	Проницаемость, мД		Количество песчаных прослоев в скважине, шт				Толщина одного песчаного прослоя, м			V <sup>2</sup> <sub>посл</sub> , доли ед.
		min	max	всего	min	max	среднее	min	max	среднее	
АС <sub>10</sub>	1481	0,1	119	19060	1	66	13	0,2	16,8	1,0	0,463
АС <sub>11</sub>	72	0,3	74	194	1	17	3	0,4	3,4	0,9	0,099
АС <sub>12</sub>	1379	0,1	125	15469	1	45	11	0,3	10,2	1,0	0,427
По АС <sub>10-12</sub>	1908	0,1	125	34723	1	68	18	0,2	16,8	1,0	0,739

Согласно методике В.Д.Лысенко [115-119,133] коэффициент заводнения (K<sub>зав</sub>), или извлечения подвижных запасов нефти определяется по следующей приближенной формуле:

$$\text{где: } K_{зав} = K_{зн} + (K_{зк} - K_{зн}) \cdot B_k, \quad (1)$$

$$K_{зн} = 1/(1,2 + 4,2V^2); \quad (2)$$

$$K_{зк} = 1/(0,95 + 0,25V^2); \quad (3)$$

$$V^2 = (1 + V^2_{посл}) \times (1 + V^2_{зон}) \times (1 - V^2_{геом}) - 1 \quad (4)$$

где: V<sup>2</sup> – общая неоднородность пласта (объекта), б/р;

V<sup>2</sup><sub>посл</sub> – послойная неоднородность пласта (объекта), б/р;

V<sup>2</sup><sub>зон</sub> – зональная неоднородность пласта, б/р;

V<sup>2</sup><sub>геом</sub> – геометрическая неоднородность пласта, б/р;

B<sub>к</sub> – предельная обводненность эксплуатации скважин, доли ед.

$$B_k = \frac{B}{B + (1-B) 0,5 \left[ 1 + \frac{\mu_n}{\mu_a} (1 - 1,5 (1 - K_{выт})) \right] \frac{\gamma_a \beta_n}{\gamma_{нт}}}; \quad (5)$$

где: B – предельная весовая обводненность при отключении скважин, определяется по результатам технико-экономического анализа. Для примерно средних условий пластов групп А и Б месторождений Западной Сибири в первом приближении B = 0,98 [16];

μ<sub>н</sub>, μ<sub>а</sub> – вязкости нефти и агента (воды или газа) в пластовых условиях, сП;

γ<sub>а</sub> – удельный вес агента в пластовых условиях, т/м<sup>3</sup>;

γ<sub>нт</sub> – удельный вес товарной нефти (в нормальных условиях), т/м<sup>3</sup>;

β<sub>н</sub> – объемный коэффициент нефти, б/р;

K<sub>выт</sub> – коэффициент вытеснения, доли ед.

Для различных вариантов вскрытия горизонтов АС<sub>10</sub>, АС<sub>11</sub> и АС<sub>12</sub> (совместное или раздельное) по формулам В.Д.Лысенко рассчитана послойная неоднородность. Для одиночной скважины:

$$V^2_{\text{посл}j} = \frac{\sum_{i=1}^{n_j} P_i \times (K_{\text{при}i})^2}{(\sum_{i=1}^{n_j} P_i \times K_{\text{при}i})^2} - 1, \quad (6)$$

где:  $n_j$  – число проницаемых прослоев в скважине  $j$ ;  
 $K_{\text{при}i}$  – проницаемость  $i$ -го пропластка в скважине  $j$ , мД.

Показатель  $P_i$  находится из выражения:  $P_i = h_i / \sum_{i=1}^{n_j} h_i$ , (7)

где:  $h_i$  – толщина  $i$ -го пропластка в скважине  $j$ , м;  
 $\sum h_i$  – сумма толщин проницаемых пропластков в скважине  $j$ , м.

Для совокупности всех скважин на пласте (объекте, блоке, участке, зоне и т.п.):

$$V^2_{\text{посл}} = \sum_{i=1}^m V^2_{\text{посл}j} / m, \quad (8)$$

где:  $m$  – общее число выбранных для исследования скважин, шт.

В результате расчетов получены следующие величины  $V^2_{\text{посл}}$  для различных вариантов разделения (объединения) горизонтов: АС<sub>10</sub> – 0,463, АС<sub>12</sub> – 0,427, АС<sub>11</sub> – 0,10, по объекту АС<sub>10-12</sub> (совместная разработка) – 0,739.

Из полученных результатов видно, что отдельные горизонты АС<sub>10</sub> и АС<sub>12</sub> характеризуются повышенной послойной неоднородностью. Объединение же их в общий объект увеличивает  $V^2_{\text{посл}}$  ещё в 1,6-1,7 раза. Это совмещение, несомненно, окажет серьезное отрицательное влияние на процесс обводнения, нефтеизвлечение и КИН в целом по многопластовому объекту АС<sub>10-12</sub>.

Представляет интерес также и анализ структуры распределения разрезов отдельных скважин по величине параметра  $V^2_{\text{посл}}$  по горизонтам (рис. 5.5.3, табл. 5.5.5). Из анализа этих данных следует, что практически "однородный" разрез ( $V^2_{\text{посл}} < 0,2$ ) имеют 21-29% скважин горизонтов АС<sub>10</sub> и АС<sub>12</sub>, но лишь только – 7,5 % скважин общего объекта АС<sub>10-12</sub> в целом (т.е. в 3-4 раза меньше). Из табл. 5.5.5 видно, что параметр  $V^2_{\text{посл}} < 0,5$  имеют 62-68 % скважин отдельных горизонтов АС<sub>10</sub> и АС<sub>12</sub>, но лишь только – 39% в целом по объекту АС<sub>10-12</sub>.

Указанный фактор снизит [87] величину коэффициента заводнения  $K_{\text{зав}}$  и КИН по эксплуатационному объекту АС<sub>10-12</sub> в целом при совместной разработке пластов (табл.5.5.6). При совместном вскрытии всех горизонтов одним фильтром общая расчетная неоднородность  $V^2$  объекта АС<sub>10-12</sub> резко увеличивается и достигает 1,71.

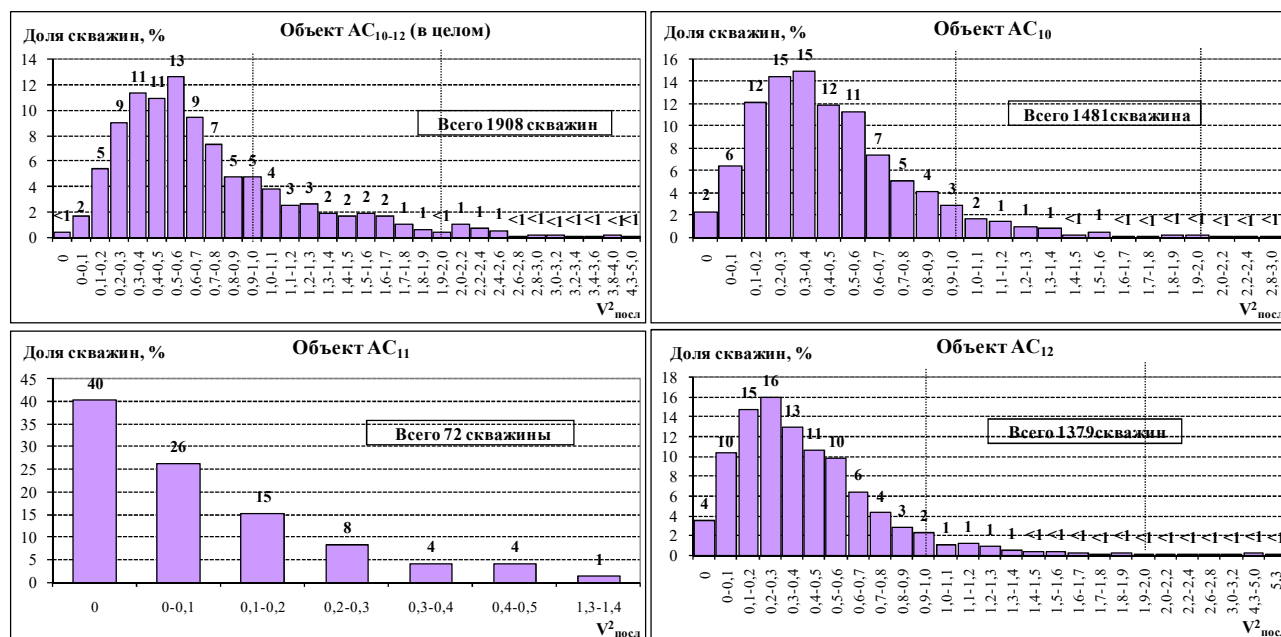


Рис.5.5.3 Распределение скважин ЮЛТ по величине  $V^2_{\text{посл}}$

Таблица 5.5.5 – Распределение скважин по величине параметра  $V^2_{\text{посл}}$ , в %

Объекты	Интервалы послышной неоднородности $V^2_{\text{посл}}$ , б/р						Всего, %
	Менее 0,2	0,2-0,5	0,5-1,0	1-2	2-3	3-5	
АС <sub>10</sub>	21	41,4	31	6,3	0,3	-	100
АС <sub>12</sub>	28,7	39,6	25,7	5,4	0,2	0,4	100
АС <sub>11</sub>	81,9	16,7	-	1,4	-	-	100
По АС <sub>10-12</sub>	7,5	31,5	38,9	18,5	2,8	0,8	100

Таблица 5.5.6 – Расчет коэффициента заводнения (по В.Д.Лысенко), доли ед.

Параметры	АС <sub>10</sub>	АС <sub>11</sub>	АС <sub>12</sub>	По АС <sub>10-12</sub>
$V^2_{\text{посл}}$	0,463	0,099	0,427	0,739
$V^2_{\text{геом}}$	0,076	0,076	0,076	0,076
$V^2_{\text{зон}}$	0,50	0,50	0,50	0,70
$V^2_{\text{яз}}$	0,333	0,333	0,333	0,447
$V^2_{\text{ВНК}}$	-	-	-	-
$V^2_{\text{общ}}$	1,099	0,577	1,047	1,708
$K_{\text{зав}}$	0,796	0,894	0,810	0,710

Из полученных данных следует, что организация массовой эффективной раздельной закачки воды в составляющие горизонты многопластового объекта способна существенно снизить (особенно за счет "многопакерных" систем) как послышную, так и общую неоднородность разреза, т.е. увеличить  $K_{\text{зав}}$  и КИН.

В случае раздельной эксплуатации горизонтов (с помощью оборудования ОРЗ и ОРД) их  $V^2$  снизится в 1,6 раза – до 1,05 и составит по отдельным горизонтам: АС<sub>10</sub> – 1,1, АС<sub>12</sub> – 1,05, АС<sub>11</sub> – 0,58. За счет снижения общей неоднородности по месторождению удастся ощутимо увеличить  $K_{\text{зав}}$  и КИН.

Далее, обработав по методике А.Н.Юрьева [15,89,120,192-195] данные ГИС-разрезов пробуренных скважин, получили зависимости коэффициента охвата объекта АС<sub>10-12</sub> от плотности сетки скважин (табл.5.5.7, рис.5.5.4).

Таблица 5.5.7 – ЮЛТ. Объект АС<sub>10-12</sub>. Зависимость коэффициента охвата от плотности сетки скважин по А.Н. Юрьеву [192-195]

Плотность сетки, га/скв	Системы разработки								
	5-точечная	7-точечная	9-точечная	3-рядная	5-рядная	3-рядная БК	5-рядная БК	3-рядная БЗ	5-рядная БЗ
9	0,830	0,821	0,806	0,776	0,726	0,819	0,790	0,795	0,762
16	0,791	0,780	0,760	0,722	0,660	0,778	0,740	0,746	0,705
20	0,773	0,760	0,739	0,697	0,631	0,759	0,718	0,723	0,680
25	0,753	0,739	0,715	0,670	0,601	0,738	0,693	0,699	0,653
30	0,736	0,721	0,695	0,646	0,575	0,720	0,672	0,678	0,629
36	0,716	0,700	0,672	0,621	0,59	0,699	0,649	0,655	0,605
40	0,705	0,687	0,659	0,606	0,534	0,687	0,635	0,641	0,590
45	0,691	0,673	0,643	0,589	0,518	0,672	0,619	0,625	0,574
49	0,680	0,662	0,631	0,576	0,505	0,661	0,607	0,613	0,562
55	0,665	0,646	0,614	0,559	0,489	0,645	0,591	0,597	0,546
60	0,654	0,634	0,601	0,546	0,477	0,633	0,578	0,584	0,534
64	0,645	0,624	0,591	0,536	0,468	0,624	0,569	0,575	0,524
70	0,632	0,611	0,578	0,522	0,456	0,611	0,556	0,561	0,512
81	0,611	0,589	0,555	0,500	0,437	0,588	0,534	0,539	0,491
100	0,578	0,555	0,521	0,468	0,411	0,555	0,502	0,507	0,462

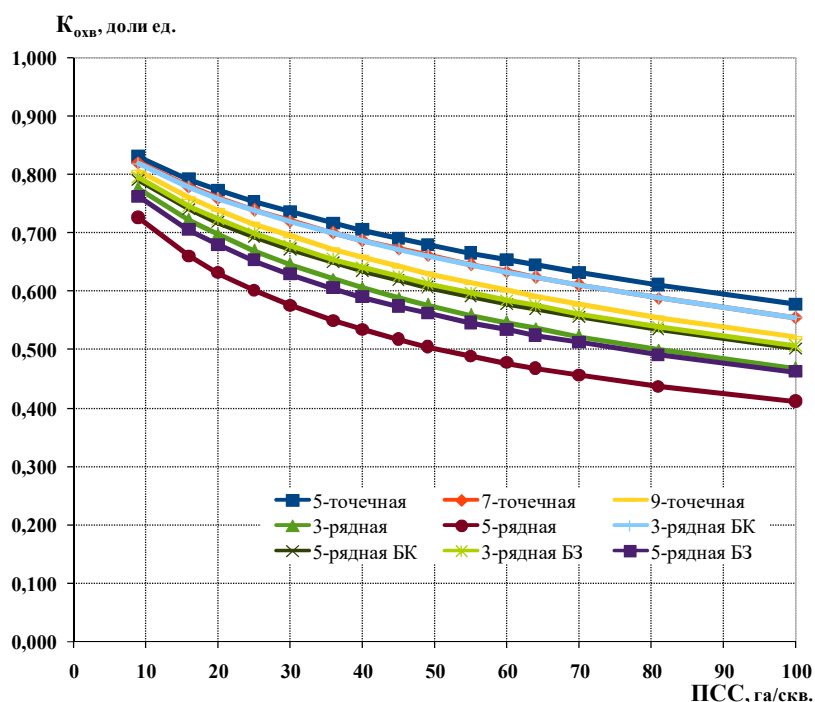


Рис.5.5.4. Объект АС<sub>10-12</sub>. ЮЛТ. Зависимость коэффициента охвата от плотности сетки скважин /по А.Н.Юрьеву/

Таким образом, переход от совместной к отдельной разработке горизонтов АС<sub>10</sub>, АС<sub>11</sub>, АС<sub>12</sub> на южной лицензионной территории Приобского месторождения за счет массового применения оборудования для ОРЭ позволит увеличить  $K_{зав}$  – с 0,710 до 0,804, а КИН – с 0,270 до 0,306, т.е. на 13,3% отн. В конечном итоге, это позволит извлечь по месторождению дополнительно

за весь срок разработки около 45 млн.т нефти. Полученные данные в целом коррелируются с ранее опубликованными оценками по одному из старейших многопластовых месторождений Западной Сибири [87].

Таблица 5.5.8 – КИН и  $K_{зав}$  при различных вариантах разработки ЮЛТ, доли ед.

Варианты	Объект	$K_{выт}$	$K_{охв}$	$K_{зав}$	КИН
Совместная разработка	АС <sub>10-12</sub>	0,507	0,750	0,710	0,270
Разработка с применением ОРЗ и ОРД	АС <sub>10</sub>	0,548	0,750	0,796	0,327
	АС <sub>11</sub>	0,548	0,750	0,894	0,367
	АС <sub>12</sub>	0,475	0,750	0,810	0,289
	В сумме	0,507	0,750	0,804	0,306
	Разница	-	-	+0,094	+0,036

Для сведения читателя напомним, что известными тюменскими специалистами в области геологии и разработки нефтяных месторождений Западной Сибири – В.В.Гузеевым, М.Ф.Печёркиным, Н.А.Веремко, Ю.А.Кузьминым для условий пластов П и Т Шаимского нефтегазоносного района (ТПП "Урайнефтегаз" ООО "ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь") изучалась [142] зависимость конечного коэффициента нефтеизвлечения – от доли запасов низкопроницаемых ( $K < 10$  мД) пропластков в разрезе эксплуатационных объектов (рис. 5.5.5).

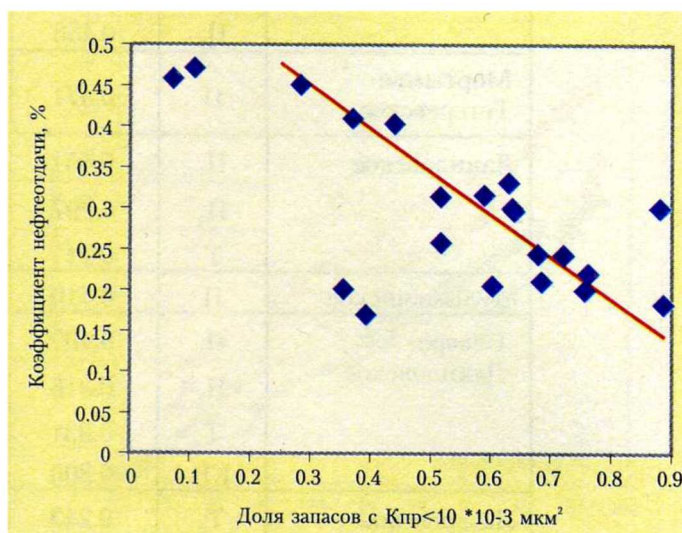


Рис. 5.5.5. Зависимость (1) коэффициента нефтеотдачи от доли низкопроницаемых (менее 10 мД) запасов. Пласты П и Т

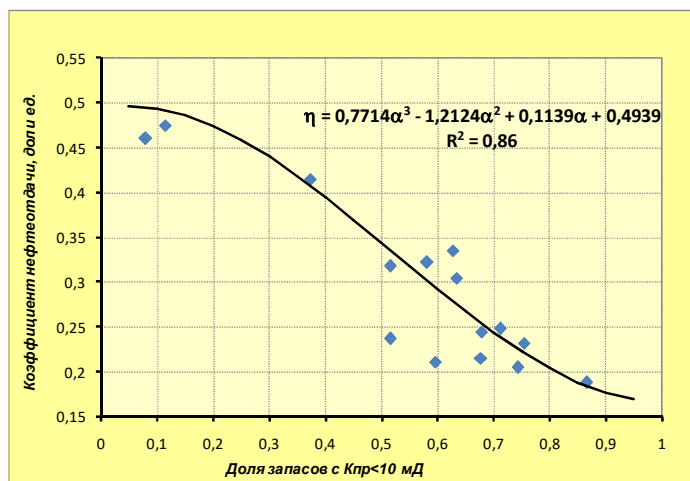
В работе [142] для 20 исследованных объектов Шаимского района получена линейная (с  $R=0,84$ ) зависимость вида:  $\eta = 0,628 - 0,54 \times \alpha$ , (1)

где:  $\eta$  – КИН, доли ед.;

$\alpha$  – доля запасов низкопроницаемых пропластков с  $K < 10$  мД.

Однако, анализ точек, расположенных на рис. 5.5.5, выполненный в 2004г. А.Н.Яниным (ООО "ТЭРМ"), показал, что для них лучше (с  $R=0,86$ ) подходит аппроксимация – не линейная, а полиномом третьей степени (рис.5.5.6):

$$\eta = 0,7714 \times \alpha^3 - 1,2124 \times \alpha^2 + 0,1139 \times \alpha + 0,4969 \quad (2)$$



**Рис. 5.5.6. Зависимость (2) коэффициента нефтеотдачи от доли запасов низкопроницаемых (менее 10 мД) коллекторов (ООО "ТЭРМ")**

Оценка КИН, проведенная с использованием обеих зависимостей, позволила получить следующие результаты (табл. 5.5.9).

**Таблица 5.5.9 – Сравнение КИН, полученных по зависимостям (1) и (2) для месторождений Шаимского района ХМАО**

Наименование		α – доля запасов в коллекторах с $K_{пр} < 10$ мД								
		0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9
КИН, доли ед.	Сибниинп (1)	0,485	0,445	0,405	0,366	0,326	0,286	0,247	0,207	0,167
	ООО "ТЭРМ" (2)	0,494	0,474	0,440	0,395	0,344	0,292	0,244	0,204	0,177
Разница, доли ед.		-0,009	-0,029	-0,035	-0,029	-0,018	-0,006	+0,003	+0,003	+0,010
То же, %		-1,82	-6,11	-7,95	-7,34	-5,23	-2,05	+1,22	+1,47	+5,64

Если применить более точную зависимость (2), полученную по объектам Шаимского района, конкретно для НПК ЮЛТ Приобского месторождения, то окажется, что конечный КИН составит для горизонтов:

$AC_{10} - 0,244$ ;  $AC_{12} - 0,167$ ; а для объекта  $AC_{10-12}$  в целом –  $0,197$ .

В этой связи представляется явным недоразумением наличие одинаковых величин находящихся на гос. балансе КИН –  $0,270$  для столь разных по геологическим характеристикам и  $K_{выт}$  нефти водой горизонтов ЮЛТ как  $AC_{10}$  и  $AC_{12}$  (см. табл. 5.5.10).

**Таблица 5.5.10 – Сравнение величин КИН по ЮЛТ из различных источников**

Продуктивные горизонты	Утверждено ГКЗ в 1997 году	Оценено по обобщенной для Шаимского района зависимости (2)	На гос. балансе на 01.01.2011	Разница, доли ед.
$AC_{10}$	0,250	0,244	0,270	-0,026
$AC_{12}$	0,182	0,167	0,270	-0,103
В сумме	0,192	0,197	0,270	-0,073



Судя по данным таблицы 5.5.10 можно вполне обоснованно предположить, что достижение на практике утвержденного КИН для горизонта АС<sub>12</sub> ЮЛТ Приобского месторождения на уровне 0,270 – будет весьма проблематичным.

Попутно следует отметить, что в уже разбуренных участках ЮЛТ содержится примерно 62 % от суммарных геологических запасов нефти объекта АС<sub>10-12</sub> по категории С<sub>1</sub>. Причём по интервалам  $h_n$  в разбуренной части запасы объекта распределены примерно следующим образом: по зоне с  $h_n < 10$ м – 9%, 10-30м – 66 %, 30-70м – 25%.

В зонах небольших и малых (менее 10 м) толщин на 1 пробуренную скважину приходится в среднем по 128 тыс.т начальных геологических запасов нефти. В зонах наибольших по объекту  $h_n$  (более 45-50 м) удельные геологические запасы нефти на 1 пробуренную скважину (при принятой сетке их размещения) доходят до 1 млн.т/скв.

Отсюда следует принципиальный вывод о том, что в зонах значительных нефтенасыщенных толщин весьма перспективным может оказаться избирательное бурение уплотняющих скважин вдоль линий добывающих рядов. За счет этого мероприятия общий фонд скважин в рассматриваемой разбуренной зоне может быть существенно увеличен.

### **5.6 Технико-экономическая эффективность применения одновременно-раздельной закачки воды на Приобском месторождении (ЮЛТ) \*)**

Оборудование для ОРЗ воды в нагнетательных скважинах внедряется на Приобском месторождении (ЮЛТ) с 2005г. За 2005-2010гг. под ОРЗ переведено 298 нагнетательных скважин, что составляет 52% от общего нагнетательного фонда – 573 скважины. Столь массовое применение ОРЗ оказало существенно положительное влияние на уровни добычи нефти (табл.5.6.1).

Укажем, что соотношение числа всех добывающих и части (а именно с применением ОРЗ) нагнетательных скважин по годам по ЮЛТ снизилось с 13 (в 2005г.) до 3,7 (в 2010г.).

Оценка эффекта от применения ОРЗ в виде дополнительной добычи нефти оценивалась путем проведения инженерных расчетов по аналитической методике проф. В.Д.Лысенко [115-119], а также с учётом данных трехмерного фильтрационного моделирования процесса разработки Центрального участка ЮЛТ (см. п.5.4. настоящей работы).

В подразделе 5.5 книги показано, что переход от совместного нагнетания воды в общий фильтр объектов на ЮЛТ к раздельной закачке по низкопроницаемым горизонтам АС<sub>10</sub> и АС<sub>12</sub> по расчетам [204] обеспечит увеличение конечного КИН с 0,27 до 0,306, т.е. на 0,036.

Имея эти данные, а также фактическую динамику процесса освоения нагнетательных скважин на ЮЛТ по технологии ОРЗ, можно рассчитать технологические показатели базового варианта (без ОРЗ) и далее определить приросты добычи нефти за счет внедрения оборудования для ОРЗ воды в период с 2005 по 2010г. [205].

\*) Раздел написан в соавторстве с к.э.н. К.Е.Яниным (ООО "ПБ "ТЭРМ").

Таблица 5.6.1 – Показатели применения ОРЗ воды на Приобском месторождении (ЮЛТ)

Показатели	Годы					
	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Годовая добыча нефти, тыс.т, – всего	2697	4312	6281	7111	8179	9250
в т.ч. базовая (без ОРЗ)	2625	4161	6039	6816	7860	8894
дополнительная (за счет ОРЗ)	72	151	242	295	319	356
Общий фонд добывающих скважин	208	361	546	681	910	1098
Перевод скважин под ОРЗ	16	26	38	88	64	66*
Общий фонд нагнетательных скважин	43	90	153	302	437	573
в т.ч. с применением ОРЗ	16	42	80	168	232	298*
Доля скважин с ОРЗ, %	37	47	52	56	53	52
Средняя приемистость 1 <sup>й</sup> скважины, м <sup>3</sup> /т	331	251	216	173	142	130
Средний дебит нефти 1 <sup>й</sup> скважины, т/сут	58,1	47,4	41,2	29,9	29,6	26,5
Дебит жидкости 1 <sup>й</sup> скважины, т/сут	69,9	55,7	50,1	36,8	40,4	38,6
Обводненность продукции, %	16,8	15,0	17,9	22,4	26,7	31,2
Соотношение числа добывающих и нагнетательных скважин, б/р	4,8	4,0	3,6	2,3	2,1	1,92

\*) Ожидаемое за 2010г.

Выполненные расчеты показали, что годовые приросты добычи нефти за счет ОРЗ воды за историю изменялись по ЮЛТ от 72 тыс.т в 2005г. до 356 тыс.т в 2010г., составляя в среднем за рассматриваемый период – по 239,2 тыс.т/год. Суммарная накопленная за 6 лет дополнительная добыча нефти за счет внедрения оборудования ОРЗ составляет 1435 тыс.т или 3,8% от общей добычи нефти по ЮЛТ за рассматриваемый период времени.

Рассчитаем далее экономический эффект, фактически полученный за счет массовой реализации технологии ОРЗ воды на ЮЛТ Приобского месторождения в 2005-2010гг. Оценка экономического эффекта от внедрения одно- временно-раздельной закачки выполнена к.э.н. Яниным К.Е. (ООО "ПБ "ТЭРМ") в текущих экономических условиях [205], т.е. все потенциальные денежные потоки, генерируемые, начиная с момента реализации ОРЗ, определены с позиций современных рыночных реалий.

Относительно принятых в расчетах (табл. 5.6.2) исходных условий и критериев экономической оценки можно отметить следующее:

- цены на нефть, как на внешнем, так и на внутреннем рынке коррелируют со среднегодовыми значениями, сложившимися за первое полугодие 2011года;
- ставки налогов учитывают действующее налоговое законодательство;
- удельные эксплуатационные расходы определены по фактической себестоимости добычи нефти предприятия на месторождении в 2010 году;
- удельные затраты на приобретение и установку оборудования для ОРЗ соответствуют значениям, прописанным в договорах и контрактах на услуги.

Таблица 5.6.2 – Экономические условия, принятые при оценке эффективности ОРЗ воды на ЮЛТ

Показатели		Ед. измерения	Значение
Цена нефти	На внутреннем рынке (с НДС)	руб./т	10 000
	На экспорт	долл./бар	100
Налоги	НДС	%	18
	НДПИ (в условиях 2012г.)	руб./т.н.	4 357
	Экспортная пошлина	руб./т.н.	7 994
	Прибыль	%	20
Условно-переменные расходы	Обусловленные извлечением, подготовкой, транспортом дополнительных объемов нефти	руб./т.ж.	67
	Обусловленные потребностью в дополнительном обслуживании скважин, оборудованных для ОРЗ	тыс.руб/скв.-год	236
Капитальные вложения в оборудование для ОРЗ (с НДС)	Компоновка ОРЗ (с 2-3 пакерами)	тыс.руб/комплект	800-1200
	Прочие затраты	%	10
Прочие условия	Доля нефти на экспорт	%	30
	Курс доллара США	руб./долл	30
	Транспортные расходы по экспорту	руб./т.н.	1650
	Ставка дисконтирования	%	15

В целом капитальные вложения предприятия в приобретение компоновок оборудования для ОРЗ за 2005-2010гг. оцениваются в 374 млн.руб. На протяжении первых четырех лет (2005-2008гг.) наблюдалась растущая динамика их освоения, в последующие годы – она стабилизировалась (рис. 5.6.1).

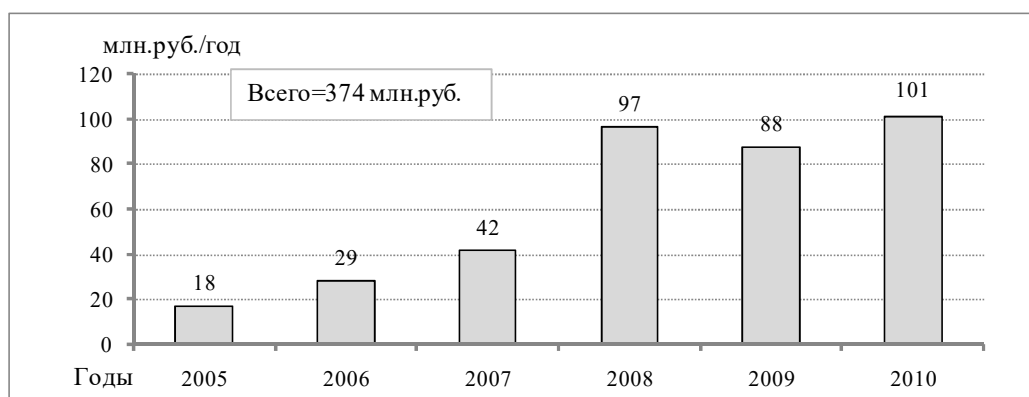
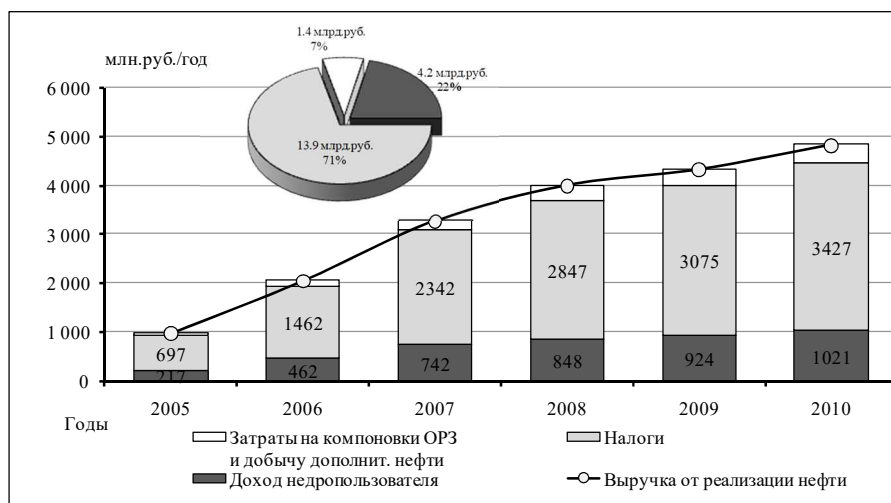


Рис. 5.6.1 Динамика капитальных вложений в приобретение оборудования для ОРЗ воды на ЮЛТ

Приобретение оборудования для ОРЗ, а также извлечение повышенных объемов нефти и жидкости влекут за собой набор сопутствующих дополнительных расходов. На рис. 5.6.2 представлена структура, объемы дополнительных затрат и доходов недропользователя.



**Рис. 5.6.2** Динамика дополнительных доходов и затрат недропользователя вследствие реализации ОРЗ на ЮЛТ (без учета дисконтирования потоков)

Можно отметить, что расходы предприятия непосредственно на приобретение технологического оборудования для ОРЗ, обслуживание таких скважин, покрытие затрат на извлечение, подготовку и транспорт дополнительных объемов нефти оцениваются в 1,4 млрд.руб. (7% выручки). На доходы недропользователя приходится лишь  $\frac{1}{5}$  часть совокупной выручки от реализации дополнительных объемов добычи нефти.

Важно отметить, что внедрение технологий ОРЗ в полной мере соответствует требованиям государства, предъявляемым к нефтедобывающим компаниям в части соблюдения ими принципов рационального недропользования. Объемы нефти, дополнительно извлеченные за счет ОРЗ нашли прямое отражение в пополнении бюджета РФ.

Дополнительные доходы бюджета оцениваются в 13,9 млрд.руб. В целом на выплаты по налогам приходится около 90% сопутствующих дополнительных затрат и 70% валовой выручки добывающего предприятия ООО "Газпромнефть-Хантос".

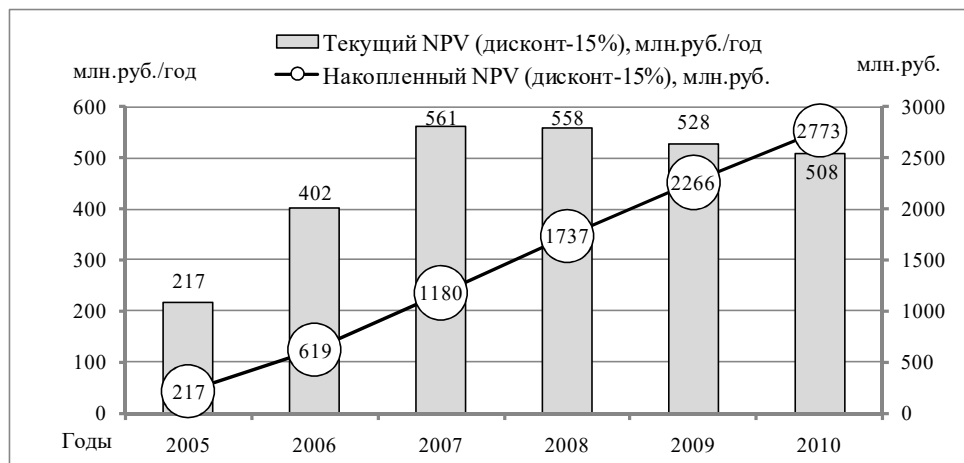
Интегральным показателем, отражающим экономическую эффективность применения ОРЗ, является чистый дисконтированный доход (NPV). Представленная на рис. 5.6.3 динамика денежного потока подтверждает рациональность и коммерческую целесообразность внедрения техники и технологии ОРЗ.

Накопленный за период 2005 -2010гг. дисконтированный (по ставке 15%) доход предприятия от полученной за счёт ОРЗ дополнительной добычи нефти оценивается в 2,776 млрд.руб. [205].

Для более объективного восприятия представленных результатов необходимо все же отметить, что на текущий момент времени массовое эксплуатационное разбуривание уникального Приобского месторождения (ЮЛТ) продолжается, причем очень высокими (более 1 млн.м/год) темпами. Поддержание столь значительных объемов проходки и массовое обустройство месторождения требуют привлечения огромных инвестиций.

Вследствие этого, на сегодняшний день Приобский (ЮЛТ) проект в целом ещё не успел себя окупить, поэтому пока суммарного положительного

значения накопленного NPV по нему еще не достигнуто. В этой связи отраженный на рис.5.6.3 накопленный NPV, равный 2,776 млрд.руб., представляет собой своеобразный "вклад" внедренной новой технологии (ОРЗ) в ускорение достижения положительного финансового результата в целом по Приобскому проекту.



**Рис. 5.6.3 Динамика дополнительного дисконтированного дохода недропользователя, полученного за счет реализации технологии ОРЗ на ЮЛТ**

В таблице 5.6.3 представлены основные составляющие денежного потока, формирующего представленный финансовый результат от внедрения на Приобском месторождении (ЮЛТ) технологии одновременно-раздельной за- качки воды.

**Таблица 5.6.3 – Денежные потоки при реализации нефти, полученной за счет ОРЗ на ЮЛТ Приобского месторождения, млн.руб.**

Показатели	Годы						Всего
	2005	2006	2007	2008	2009	2010	
Дополнительная добыча нефти, тыс.т	72	151	242	295	319	356	1435
<b>Затраты (капитальные + эксплуатационные)</b>							
Капвложения в оборудование ОРЗ	18	29	42	97	88	101	374
Текущие расходы	11	26	48	84	116	149	434
<b>Налоги</b>							
НДС	77	161	258	315	341	380	1532
НДПИ	314	658	1055	1285	1390	1551	6253
Экспортная пошлина + транспорт	285	598	958	1168	1263	1410	5684
На прибыль	57	119	190	224	238	262	1091
<b>Доходы</b>							
Выручка от продажи нефти	977	2049	3284	4003	4329	4831	19473
Текущий доход недропользователя	217	462	742	848	924	1021	4214
Дисконтированный доход недропользователя (NPV-15%)	217	402	561	558	528	508	2773

## Выводы по главе 5

1. Созданные фильтрационные модели соответствуют требованиям регламентирующих документов и могут быть использованы для расчета вариантов разработки ЮЛТ с применением ОРЭ. Апскейлинг геологических 3D моделей по вертикали проведен с сохранением детальности литологии, что подтверждается построенными ГСР. Настройка секторных моделей на историю разработки проводилась с использованием фактических баз данных промысловой информации. Полученные результаты показывают хорошую сходимость расчетных технологических показателей разработки с фактическими данными.

2. Эффект увеличения продуктивности скважин после проведения гидроразрыва в 3D-модели можно учитывать заданием отрицательного скин-фактора. Однако следует помнить, что скин-фактор, используемый в фильтрационных моделях, отличается от получаемого в процессе ГДИ скважин.

3. Влияние искусственной локальной анизотропии (определяющей прорывы воды вдоль рядов нагнетательных скважин) может быть смоделировано изменением проводимости и измельчением ячеек. Использование геометрических аналогий с размером трещин гидроразрыва – не имеет смысла.

4. Подбор множителей проводимости должен осуществляться на основе воспроизведения истории прорывов воды по скважинам со схожим расположением, геологическим строением пластов и дизайном ГРП. Для этого была проанализирована информация обо всех операциях гидроразрыва на Приобском месторождении (ЮЛТ).

5. Моделирование перераспределения закачки по пластам в нагнетательных скважинах, выполненное на 3D-гидродинамической модели пластов АС<sub>10-12</sub> ЮЛТ Приобского месторождения (сектор №11), подтвердило наличие эффекта в виде получения дополнительной добычи нефти от уменьшения закачки с помощью оборудования ОРЗ в пласт с наибольшей проницаемостью.

6. Максимальный прирост накопленной добычи нефти получен в варианте с уменьшением продуктивности пласта АС<sub>10</sub><sup>1-3</sup> в 4 раза. Этот пласт имеет среднюю проницаемость, вдвое большую, чем нижний пласт АС<sub>12</sub><sup>3-5</sup>. Ограничение производилось с помощью оборудования ОРЗ "в момент запуска" скважины по закачку воды. Дополнительная добыча нефти за весь период разработки составляет 891 тыс.т или 3 % от накопленной добычи нефти по базовому (без ОРЗ) варианту разработки.

7. При ограничении закачки в пласт АС<sub>10</sub><sup>1-3</sup> непосредственно "в момент ввода" скважин в ППД возникают потери в добыче нефти в начальный период времени: за 5 лет потери составляют 4 % и за 10 лет – 2% от добычи базового варианта.

8. Перераспределение закачки воды по пластам за счет внедрения ОРЗ "после прорыва воды" в добывающие скважины (по пласту АС<sub>10</sub><sup>1-3</sup>) позволяет

снизить потери в добыче за 5-10 лет до уровня 0-1 %. При этом дополнительная добыча нефти за весь период разработки остается на уровне 2,7 %.

9. Ограничение притока жидкости в добывающих скважинах (из пласта с высокой обводненностью) за счет применения оборудования для ОРД позволяет увеличить экономически рентабельный срок работы скважин. Дополнительная добыча нефти в варианте с перераспределением объемов закачки (за счет ОРЗ) и исключением (за счет ОРД) обводнившихся интервалов составляет 1948 тыс.т нефти, что на 7% выше добычи в базовом варианте.

10. Полученные при трехмерном моделировании сектора №11 результаты подтверждают получение дополнительной добычи нефти за счёт применения оборудования для одновременно-раздельной эксплуатации пластов в скважинах.

11. Внедрение оборудования ОРЗ на ЮЛТ Приобского месторождения носит массовый характер и оказывает значительное влияние на текущие показатели разработки. Количество нагнетательных скважин, оборудованных комплектами для ОРЗ воды достигло 298, что превышает половину от всего нагнетательного фонда скважин.

12. За счет частичного разукрупнения единого эксплуатационного объекта АС<sub>10-12</sub>, осуществленного на ЮЛТ месторождении вследствие применения оборудования ОРЗ, накопленная дополнительная добыча нефти за 2005-2010гг. составила 1435 тыс.т, в т.ч. в 2010г. – 356 тыс.т.

13. За счет разделения низкопродуктивных пластов путем промышленного внедрения оборудования для ОРЭ по Приобскому (ЮЛТ) месторождению удастся увеличить  $K_{зав}$  – с 0,71 до 0,80, а КИН – с 0,27 до 0,31 и прирастить накопленную за весь технологический срок разработки добычу нефти – на 45 млн.т. Эта величина соответствует запасам нефти нескольких средних месторождений – в сумме.

14. С экономических позиций применение на Приобском (ЮЛТ) месторождении новых технологий для организации одновременно-раздельной закачки воды в отдельные продуктивные пласты представляется вполне оправданным. Доходы от реализации дополнительных объемов нефти покрывают расходы на приобретение, монтаж, обслуживание оборудования ОРЗ, осуществление комплекса технологических процессов, касающихся извлечения и подготовки дополнительных объемов добычи нефти.

15. Реализации на месторождении технологии ОРЗ в полной мере соответствует интересам государства, поскольку основная часть доходов от реализации дополнительно извлеченной нефти идет на пополнение бюджета страны.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В изложенном в настоящей монографии научном обобщении опыта применения технологий одновременно-раздельной закачки воды в пласты уникального Приобского месторождения (ЮЛТ) получены следующие основные результаты.

1. Выполнен подробный ретроспективный обзор научно-технических публикаций по направлениям применения оборудования для одновременно-раздельной эксплуатации пластов в России и за рубежом за длительный исторический период времени. Отмечено отсутствие в научно-технической литературе количественных сведений об общем (интегральном) влиянии технологий ОРЭ на ключевые показатели разработки многопластовых месторождений, а именно – на годовые уровни добычи нефти, жидкости и закачки воды, а также коэффициент нефтеизвлечения.

2. По данным ГИС пробуренных на ЮЛТ скважин с применением методов геостатистики проведено детальное изучение морфологии строения продуктивных горизонтов Приобского месторождения. Показана высокая слоистая неоднородность объекта АС<sub>10-12</sub> (по В.Д.Лысенко –  $V_{\text{посл}}^2 = 0,74$ ), а также значительная его прерывистость (коэффициент охвата воздействием по А.Н.Юрьеву при плотности сетки 25 га/скв – не превышает 0,7). Указанные природные факторы определяют невысокую нефтеотдачу объекта АС<sub>10-12</sub> при их совместной разработке, в особенности по горизонту АС<sub>12</sub>.

3. Показано, что, несмотря на крайне неблагоприятные природно-геологические условия Приобского месторождения (особо низкая проницаемость пластов, наличие обширных по площади зон с малыми нефтенасыщенными толщинами и др.), за счет массового, системного применения эффективных технологий интенсификации добычи удалось обеспечить весьма высокие темпы отбора – более 5% от вовлеченных (охваченных сеткой разбуривания) запасов нефти.

4. Впервые проведена полномасштабная оценка результатов более, чем трёх тысяч ("попластовых") гидроразрывов в добывающих и нагнетательных скважинах ЮЛТ, выполненных с 2002 по 2010г. Сделан детальный анализ фильтрационно-емкостных свойств стимулированных пластов, технологических параметров гидроразрывов, эффективности полученных результатов – по приростам дебитов нефти, продолжительности эффектов и объемам дополнительной добычи нефти. В результате расчетов получено, что за счет применения мощных, большеобъемных гидроразрывов низкопроницаемых пластов на Приобском месторождении добыто примерно 2/3 от общего фактического объема добычи нефти за рассматриваемый период времени.

5. В результате анализа разработки получены обобщенные зависимости дебитов нефти новых скважин (и удельных дебитов – на один метр) от величины суммарной нефтенасыщенной толщины объекта АС<sub>10-12</sub> в скважинах. Исследованы закономерности снижения указанных показателей во времени с дискретностью – один месяц. Полученные усредненные эмпирические зави-



симости рекомендуется использовать при оценке перспектив бурения новых скважин на краевых (более рискованных в геологическом плане) участках Приобского месторождения (ЮЛТ).

6. Выполнен анализ эффективности режимов эксплуатации 1124 добывающих скважин Приобского месторождения в условиях создания высоких депрессий с учетом фактически сложившихся пониженных текущих пластовых давлений в зонах отбора. Показана принципиальная возможность обеспечения устойчивой работы добывающих скважин при снижении забойного давления – в среднем на 35% ниже давления насыщения нефти газом.

7. Впервые выполнено научное обобщение результатов массового применения технологии регулирования процесса разработки многопластового Приобского (ЮЛТ) месторождения, разбуренного одной сеткой скважин, с помощью оборудования для одновременно-раздельной закачки воды в два и более пласта. Суммарный объем внедрения компоновок ОРЗ на южной лицензионной территории достиг 300 нагнетательных скважин.

8. На месторождении создана и внедрена эффективная система контроля и регулирования режимов работы многопластовых нагнетательных скважин с массовым применением компоновок ОРЗ, предусматривающая спуск на забой специальных глубинных устройств (мандрели, клапаны, штуцера и т.п.) для разобщения двух-трех продуктивных пластов в составе общего эксплуатационного объекта.

9. На южной лицензионной территории Приобского месторождения создана и внедрена эффективная система долговременного мониторинга процесса эксплуатации добывающих скважин, предусматривающая массовую установку (на длительный период времени) специальных датчиков давления и температуры – на приёме погружных электроцентробежных насосов.

10. Разработаны геолого-промысловые критерии (а точнее, нижние пределы нефтенасыщенной толщины и проводимости пластов) рационального применения оборудования для ОРЗ воды в разобщаемых пластах, обладающих малой толщиной, низкой проницаемостью и плохой проводимостью. Их использование на практике позволит существенно сократить количество скважин с неэффективным применением оборудования для ОРЗ воды на новых участках разбуривания, т.е. снизить непроизводительные затраты на внедрение технологии.

11. Дальнейшим развитием систем ОРЗ на многопластовых нефтяных месторождениях Западной Сибири является применение новых технологических компоновок глубинного оборудования, а также переход на дистанционное управление, контроль и регулирование закачки воды в различные пласты – в режиме реального времени. Внедрение новых высокотехнологических систем мониторинга разработки при ОРЗ и ОРД нескольких пластов является серьезным шагом вперед на пути создания интеллектуальных нефтепромыслов. Указанные установки испытаны на ЮЛТ Приобского месторождения.

12. Созданная и внедренная система непрерывного мониторинга разработки Приобского месторождения с успехом применяется для изучения динамики показателей работы скважин и пластов, получения приближенной оценки их энергетических и фильтрационных характеристик. Результаты мониторинга режимов работы добывающих и нагнетательных скважин служат информационной базой для повышения надежности и достоверности геолого-гидродинамических моделей Приобского месторождения.

13. Показано, что созданные и сформированные к настоящему времени в ООО "Газпромнефть-Хантос" комплексы телеметрии, связи, управления, обработки, анализа и визуализации данных, в целом, соответствуют уровню, необходимому для перехода к практической реализации концепции интеллектуального нефтяного месторождения.

14. В работе проведено многовариантное трехмерное математическое моделирование процесса разработки ЮЛТ при совместно-раздельном нагнетании воды в два продуктивных горизонта – АС<sub>10</sub> и АС<sub>12</sub>. Исследованы разнообразные случаи, предусматривающие начало внедрения технологии ОРЗ на различных этапах разработки, начиная с пуска многопластовых нагнетательных скважин под закачку. В ходе исследований выявлен перспективный вариант, предусматривающий перераспределение закачки воды между высоко- и низкопроницаемыми пластами в оптимальный момент времени. Внедрение этого подхода обеспечит увеличение накопленной добычи нефти (т.е. КИН) за весь технологический срок разработки эксплуатационного объекта – примерно на 3% (абс.).

15. По результатам двумерного и трехмерного фильтрационного моделирования процесса разработки Центрального участка Приобского месторождения установлено, что ограничение (прекращение) отбора жидкости в добывающих скважинах из промытого – более проницаемого пласта (АС<sub>10</sub>) на стадии высокой (98%) его обводненности, за счет применения оборудования для ОРД, позволяет продлить экономически рентабельный срок разработки участка, увеличив суммарную накопленную добычу нефти (т.е. КИН) – на 4% (абс.).

16. В работе оценен объем дополнительной добычи нефти, фактически полученный по Приобскому месторождению за счет массового внедрения оборудования для ОРЗ воды. Расчетами установлено, что за период 2005-2010гг. величина дополнительной добычи нефти составляет 1435 тыс.т, в т.ч. за 2010г. – 356 тыс.т.

17. Проведенные расчеты показали, что за счет разделения низкопродуктивных горизонтов АС<sub>10</sub> и АС<sub>12</sub> Приобского месторождения (ЮЛТ) путем массового промышленного внедрения оборудования для ОРЭ пластов, удастся, в конечном итоге, увеличить коэффициент заводнения – с 0,71 до 0,80, а конечный коэффициент извлечения нефти – с 0,27 до 0,31, прирастив накопленную за весь технологический срок добычу нефти на 45 млн.т. Последняя величина соответствует запасам УВС нескольких средних нефтяных месторождений России в сумме.

18. Выполненная в работе технико-экономическая оценка показала, что применение на Приобском месторождении технологий одновременно-раздельной закачки воды в отдельные продуктивные горизонты объекта АС<sub>10-12</sub> является высокоэффективным мероприятием. Доходы от реализации дополнительных объемов нефти (полученных за счет ОРЗ) существенно перекрывают расходы предприятия на приобретение, монтаж и обслуживание оборудования ОРЗ, а также осуществление комплекса промысловых технологических процессов по извлечению и подготовке дополнительных объемов продукции.

19. Накопленный дисконтированный доход добывающего предприятия, полученный за счёт массового применения на Приобском месторождении оборудования ОРЗ, за рассмотренный период времени оценивается в 2,776 млрд.рублей. Промышленное применение технологий ОРЗ в полной мере соответствует интересам государства, поскольку основная часть доходов от реализации дополнительно извлеченной нефти идет на пополнение бюджета страны.

20. Избирательное уплотнение основной сетки скважин на объекте АС<sub>10-12</sub> ЮЛТ является перспективным вспомогательным направлением поддержания добычи нефти, которое может быть реализовано параллельно с освоением новых (неразбуренных) периферийных участков, обладающих малыми толщинами.

21. В целях снижения рисков уплотняющее бурение следует осуществлять на участках с наибольшими нефтенасыщенными толщинами и максимально высокой концентрацией текущих (на момент бурения) подвижных запасов нефти в объекте. Для реализуемой однорядной системы на первом этапе наиболее предпочтительным является проведение уплотняющего бурения – на линиях добывающих рядов.

22. К эффективным могут быть отнесены уплотняющие скважины, которые за 20 лет отберут не менее 70 тыс.т/скв нефти. Этот показатель примерно в 1,5 раза превышает объем, необходимый для окупаемости затрат на их строительство и эксплуатацию, поскольку из-за интерференции значительная часть (40%) этих отборов могла бы быть извлечена скважинами основного фонда.

23. Бурение уплотняющих скважин целесообразно реализовать вначале в небольших объемах в виде опытно-промышленных работ. Решение о продолжении программы дальнейшего уплотнения сетки на объекте АС<sub>10-12</sub> может быть принято по результатам анализа эксплуатации первоочередных 10 уплотняющих скважин Центрального участка ЮЛТ Приобского месторождения.

24. Результаты выполненных научных исследований, а также новые технические и технологические разработки внедрены на промыслах нефтедобывающего предприятия ООО "Газпромнефть-Хантос" (г.Ханты-Мансийск) нефтяной компании "Газпром нефть" в период с 2003 по 2010 год.

Для ознакомления. Номера страниц не соответствуют официальной версии.

Успешный опыт массового и эффективного внедрения современного высокотехнологичного оборудования для ОРЗ, полученный на Приобском (ЮЛТ) месторождении, рекомендуется шире применять на многопластовых нефтяных месторождениях Западной Сибири и других регионов России.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Акимкин А.В. Перспективы внедрения компоновок для одновременно-раздельной добычи на месторождениях ОАО АНК "Башнефть" / И.Г.Кузин, Э.Р.Исеркапов, А.М.Вагизов // Нефтяное хозяйство, 2012. №4. С.64-67.
2. Алеев Р.И. Опыт создания и эксплуатации оборудования для одновременно-раздельной добычи нефти НГДУ "Сургутнефть" ОАО "Сургутнефтегаз" / И.В.Захаров // Нефтяное хозяйство, 2012. №8. С.58-59.
3. Аржанов Ф.Г. Опыт применения метода одновременной раздельной эксплуатации нескольких пластов через одну скважину на промыслах Западной Сибири. / Л.Ф.Волков, А.Б.Горечкий и др. // Реферативный научно-технический сборник. Серия "Нефтепромысловое дело". М., ВНИИОЭНГ. 1970. №1. С. 24-28.
4. Асмандияров Р.Н. Анализ эффективности одновременно-раздельной закачки на Приобском месторождении / А.В.Сергейчев // Сборник тезисов докладов V конференции молодых специалистов организаций, осуществляющих виды деятельности, связанной с пользованием участками недр на территории Ханты-Мансийского автономного округа - Югры. Секция Разработка нефтяных месторождений и повышение нефтеотдачи пластов. Уфа. 2005. С.109-125.
5. Асмоловский В.С. Состояние и пути улучшения разработки Арланского месторождения / М.С.Сайфуллин, В.Б.Сергеев и др. // Нефтяное хозяйство, 1985. №10. С.10-13.
6. Астафьев И.Г. Одновременная раздельная эксплуатация нескольких пластов через одну скважину / А.М.Вайсман, И.Г.Хангильдин и др.// Тематические научно-технические обзоры. "Опыт одновременной раздельной эксплуатации нескольких пластов через одну скважину". Серия Добыча. М., ВНИИОЭНГ. 1971. С.30-92.
7. Афанасьев В.А. К вопросу образования песчаных пробок при одновременной раздельной закачке воды в несколько пластов через одну скважину. / Л.Ф.Волков, В.И.Петров и др. // "Проблемы нефти и газа Тюмени". 1974. №22. С.44-46.
8. Афанасьев В.А. Направления совершенствования метода одновременно-раздельной эксплуатации скважин / Л.Ф.Волков // Нефтяное хозяйство, 1994. №3. С.50-51.
9. Афанасьев В.А. Повышение эффективности эксплуатации нефтяных скважин водонефтяных зон / Ф.Ю.Алдакимов, В.В.Шубин // Нефтяное хозяйство, 2010. №7. С.106-109.
10. Афанасьев В.А. Проблемы внедрения технологии одновременно-раздельной эксплуатации на многопластовых месторождениях России / В.А.Захаров, И.В.Захаров и др. // Нефтяное хозяйство, 2011. №7. С.94-97.
11. Афанасьев И.С. Геологическое строение и некоторые вопросы разработки Приобского месторождения / К.А.Седых, Т.С.Усманов, А.В.Свешников и др. // Нефтяное хозяйство, 2005. №8. С.58-61.
12. Афанасьева А.В. Заводнение нефтяных месторождений при высоких давлениях нагнетания / А.Т.Горбунов, И.Н.Шустеф. – М.: Недра, 1975. – 215 с.
13. Ахмадиев Г.М. Вовлечение в разработку малопродуктивных коллекторов Ромашкинского месторождения / Р.Х.Муслимов, Р.Н.Дияшев и др. // Нефтяное хозяйство, 1979. №6. С.37-43.
14. Багиров Б.А. Определение возможности объединения пластов в общий объект разработки / Н.Э.Мамедов, Н.М.Гарибов и др. // Нефтяное хозяйство, 1979. №5. С.30-34.
15. Бадьянов В.А. Методы компьютерного моделирования в задачах нефтепромысловой геологии. – Тюмень. Шадринск: ОГУП "Шадринский Дом Печати", 2010. – 135 с.
16. Бадьянов В.А., Батулин Ю.Е., Ефремов Е.П. и др. Совершенствование систем разработки нефтяных месторождений Западной Сибири. – Свердловск, Средне-Уральское

- книжное издательство. 1975. – 176 с.
17. Базив В.Ф. Объединять или не объединять пласты в один объект разработки // Нефтяное хозяйство, 2005. №4. С.104-106.
  18. Баишев Б.Т. Исследование особенностей совместной разработки пластов, обладающих близкими геолого-физическими характеристиками / А.Н.Янин // Сборник научных трудов ВНИИ "Повышение эффективности разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений". 1980. Вып.72. С.62-72.
  19. Баишев Б.Т. Техничко-экономическое исследование эффективности раздельно совместной разработки двухпластовой залежи / Т.А.Глебова, П.В.Дергунов и др. // Ежегодник ВНИИ "Теория и практика добычи нефти". М., Недра. 1968.
  20. Байбаков Н.К. Большая нефть Тюмени // Свердловск: Средне-Уральское книжное издательство. 1965. 60 с.
  21. Баймухаметов К.С. О количественной оценке влияния расчлененности пластов на их приемистость в нагнетательных скважинах // Нефтяное хозяйство, 1978. №12. С.46-49.
  22. Баймухаметов К.С. Природа неоднородности многопластовых терригенных толщ месторождений Башкирии // Сборник научных трудов БашНИПИнефть "Проблемы геолого-разведочных работ и разработки нефтяных месторождений". Уфа. 1986. Вып.74. С.82-87.
  23. Баймухаметов К.С. Геологическое строение многопластовых объектов месторождений нефти Башкирии и их разработка / Э.М.Тимашев // Сборник научных трудов. Уфа. 1985. Вып.71. 111с.
  24. Баймухаметов К.С. О неотложных задачах по созданию рациональных систем разработки многопластовых и многообъектных нефтяных месторождений / Э.М.Тимашев // Экспресс-информация. Серия "Разработка нефтяных месторождений и методы повышения нефтеотдачи". М., 1990. ВНИИОЭНГ. Вып.11. С.15-23.
  25. Барышников А.В. Обосновании технологии разработки многопластовых объектов с применением оборудования для одновременно-раздельной закачки воды (на примере южной лицензионной территории Приобского нефтяного месторождения): автореф. дис. канд.техн.наук (25.00.17) Барышников Андрей Владимирович; Санкт-Петербургский государственный горный университет. – Санкт-Петербург, 2011. – 18 с.
  26. Барышников А.В. Внедрение и совершенствование технологии одновременно-раздельной эксплуатации скважин на Южной лицензионной территории Приобского месторождения / Д.Б.Поляков, Р.Ф.Шаймарданов // Нефтяное хозяйство, 2010. №5. С.121-123.
  27. Барышников А.В. Результативность долговременного мониторинга совместной разработки пластов системами одновременно-раздельной добычи на Приобском месторождении / В.В.Сидоренко, М.И.Кременецкий // Нефтяное хозяйство, 2010. №6. С.30-33.
  28. Барышников А.В. Перспективы вовлечения в разработку залежей в трещиновато-кавернозных коллекторах баженовско-абалакского комплекса на месторождениях ООО "Газпромнефть-Хантос" / О.А.Кофанов, С.Л.Тарасов, Е.Д. Глухманчук, В.В.Крупницкий, А.В.Леонтьевский // Нефтяное хозяйство, 2010. №12. С.27-29.
  29. Барышников А.В. Решение проблемы интерпретации результатов гидродинамических исследований низкопроницаемых коллекторов с гидроразрывом на основе анализа снижения дебита скважин / В.В.Сидоренко, В.В.Кокурина, М.И.Кременецкий, С.И.Мельников, А.А.Ридель // Нефтяное хозяйство, 2010. №12. С.42-45.
  30. Барышников А.В. Опыт применения и перспективы развития технологии одновременно-раздельной закачки на Южно-Приобской лицензионной территории / О.А.Кофанов, Д.Р.Галеев, О.М.Гарипов, Э.Л.Мустафин // Нефтяное хозяйство, 2010. №12. С.66-68.

31. Барышников А.В. Результаты проведения пенного гидроразрыва пласта на Южно-Приобском месторождении / Р.Р.Ямилов, А.В.Сурков, С.А.Верещагин, М.В.Опарин, Д.В.Мельников // Нефтяное хозяйство, 2011. №1. С.76-77
32. Барышников А.В. Формирование системы промышленного мониторинга на основе долговременных исследований стационарными датчиками на приеме насоса / Э.Ф.Габдрашитов, Л.Ф.Никурова, Д.Н.Гуляев, В.В.Кокурина, М.И.Кременецкий // Нефтяное хозяйство, 2009. № 12. С. 41-44.
33. Барышников А.В. Особенности применения одновременно-раздельной эксплуатации скважин на ЮЛТ Приобского месторождения / О.А.Кофанов, В.В.Сидоренко, А.М.Брезин, М.И.Кременецкий, В.В.Кокурина // SPE – 138089. 2010. С.1-14.
34. Барышников А.В. Реализация концепции мониторинга в реальном времени ЮЛТ Приобского месторождения / В.В.Сидоренко, А.Н.Тычинский, Ю.И.Тимохович, Д.А.Сафронов, А.В.Гладков, Д.Е.Кондаков // SPE – 136375. 2010. С.1-14.
35. Барышников А.В. Полномасштабное моделирование Приобского месторождения (южный участок) с сопряжением секторных моделей / В.В.Сидоренко, Ю.И.Тимохович, С.В.Костюченко, А.С.Бородзиловский, А.О.Есаулов // Материалы 9 научно-технической конференции: Современные технологии гидродинамических исследований скважин на всех стадиях разработки месторождений. 2010. С.74-76.
36. Барышников А.В. Особенности применения гидродинамических исследований при одновременно-раздельной эксплуатации нескольких объектов на ЮЛТ Приобского месторождения / В.В.Сидоренко, А.М.Брезин // Материалы 9 научно-технической конференции: Современные технологии гидродинамических исследований скважин на всех стадиях разработки месторождений. 2010. С.32-38.
37. Батурин А.Ю. Геолого-технологическое моделирование разработки нефтяных и газонефтяных месторождений. М.: ОАО "ВНИИОЭНГ", 2008. – 116 с.
38. Батурин Ю.Е. К учету эффекта блокировки вытесняющим агентом нефтенасыщенных слоев // Сборник научных трудов БашНИПИнефть "Особенности разработки нефтяных месторождений". Уфа. 1978. Вып.51. С.71-74.
39. Батурин Ю.Е. Особенности проектирования разработки нефтяных месторождений Западной Сибири / В.П.Майер, А.Г.Телишев // Обзорная информация. Серия "Нефтепромышленное дело". М.: ВНИИОЭНГ. 1983. Вып.19. 60 с.
40. Билалова Г.А. Применение новых технологий в добыче нефти / Г.М.Билалова // Волгоград. Издательский дом "Ин-Фолио". 2009. С.36-59.
41. Белоус В.Б. Новая технология мониторинга нефтяных скважин, эксплуатирующих совместно несколько пластов / В.А.Мажар, Д.Н.Гуляев и др. // Нефтяное хозяйство, 2006. №12. С. 62-67.
42. Блинов А.Ф. Исследования совместно эксплуатируемых пластов / Р.Н.Дияшев – М.: "Недра", 1971. – 176 с.
43. Бочаров В.А. Разработка нефтяных пластов в условиях проявления начального градиента давления / В.А.Бочаров – М.: ОАО ВНИИОЭНГ, 2000. – 252 с.
44. Бочаров В.А. Анализ результатов исследования скважин месторождения Узень глубинными дебитомерами и расходомерами / Ж.А.Апакаев // Сборник научных трудов ВНИИ "Исследования в области разработки нефтяных месторождений и физики пласта". М., 1976. Вып.55. С.145-153.
45. Бочаров В.А. Краткий обзор исследований по выделению эксплуатационных объектов / В.В.Воинов, З.К.Рябинина // Сборник научных трудов ВНИИ "Повышение эффективности разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений". М., 1989. Вып.72. С.151-158.
46. Бурганова Р.И. Анализ эффективности применения одновременно-раздельной эксплу-

- атации двух пластов на примере Шегурчинского месторождения НГДУ "Ямашнефть" // Современные технологии для ТЭК Западной Сибири. Сборник научных трудов 1-й Всероссийской научно-практической конференции Западно-Сибирского общества молодых инженеров нефтяников при Тюменском государственном нефтегазовом университете. Тюмень. 2007. С.65-67.
47. Быков Н.Е. Выделение эксплуатационных объектов в разрезах многопластовых нефтяных месторождений – М.: Недра, 1975. – 145с.
  48. Быков Н.Е. Анализ практики и методические основы комплексного выделения эксплуатационных объектов / К.С.Баймухаметов, В.П.Дьяконов и др. // Обзорная информация. Серия "Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений". М., ВНИИОЭНГ. 1989. Вып.11. 44 с.
  49. Вайсман А.М. Изучение условий одновременной раздельной эксплуатации трех пластов на месторождениях Башкирии / И.Г.Хангильдин // Тематические научно-технические обзоры. "Опыт одновременной раздельной эксплуатации нескольких пластов через одну скважину". Серия Добыча. М., ВНИИОЭНГ. 1971. С.130-137.
  50. Валеев М.Д. Метод определения притока нефти при одновременно-раздельной эксплуатации скважин / Ю.В.Белоусов, А.В.Калугин // Нефтяное хозяйство, 2006. №10. С.62-63.
  51. Валеев М.Д. Проблемы разработки технологий одновременно-раздельной эксплуатации скважин и мониторинга притока жидкостей из пластов / А.Е. Бортников, Н.Х. Габдрахманов и др. // Нефтяное хозяйство, 2008. №2. С. 86-88.
  52. Валиханов А.В., Мухарский Э.Д., Муслимов Р.Х. и др. Разработка малопродуктивных коллекторов. – Казань, 1970. – 92 с.
  53. Вандрик Я.Б. Оборудование для одновременно-раздельного закачивания в два пласта / А.М.Киреев, Н.Н.Светашов и др. // OilGas [Интервал]. 2009. №5-6. С.27-28.
  54. Вахитов Г.Г., Максимов В.П., Булгаков Р.Т. и др. Разработка месторождений при забойном давлении ниже давления насыщения. – М.: Недра, 1982. – 229 с.
  55. Ведерников В.Я. Принципиальные основы выбора эжектора для одновременно-раздельной эксплуатации скважин с УЭЦН / Е.В.Рыжов // Бурение и нефть, 2009. №9. С.45-47.
  56. Волков Л.Ф. Внедрение метода раздельного регулирования разработки нескольких пластов одной скважиной на промыслах Западной Сибири // Нефть и газ Тюмени. 1969. Вып.1. С.61-63.
  57. Волков Л.Ф. Об определении оптимального времени начала одновременной раздельной эксплуатации нескольких пластов одной скважины / В.П.Максимов, Р.И.Медведский // НТС "Нефть и газ Тюмени". 1971. №11. С.45-47.
  58. Волков Л.Ф. Промысловые испытания оборудования для раздельного отбора нефти из двух пластов через одну скважину с забойным контрольно-регулирующим устройством / В.П.Максимов, О.А.Московцев и др. // Нефть и газ Тюмени, 1970. №8. С.47-50.
  59. Воробьев В.Д. Применение пакеров в нефтяных и нагнетательных скважинах // Обзор зарубежной литературы. Серия Нефтепромышленное дело. М., ВНИИОЭНГ. 1975, – 64с.
  60. Воробьев В.Д. Тенденции в развитии методов раздельной эксплуатации двух и более пластов в одной скважине // Обзор зарубежной литературы. Серия Добыча. М., ВНИИОЭНГ, 1972. – 76с.
  61. Воробьев В.Д. Одновременно-раздельная эксплуатация двух и более пластов одной скважиной, как средство регулирования процесса разработки месторождения / В.Б.Дергунов, В.И.Кузьмина и др. // В кн. Регулирование процессов эксплуатации



- нефтяных залежей. М., Наука. 1976. С.164-175.
62. Воробьев В.Д. Применение методов одновременной раздельной эксплуатации нескольких пластов одной скважиной. / В.М.Кузьмин, Н.Е.Нестерова и др. // Обзор зарубежной литературы. Серия Нефтепромысловое дело– М., ВНИИОЭНГ, 1976. – 79с.
  63. Воробьев В.Д. Применение одновременной раздельной эксплуатации нескольких пластов одной скважиной / Л.И.Кильдибекова, В.М.Кузьмин и др. // Тематические научно-технические обзоры. Серия Нефтепромысловое дело // М., ВНИИОЭНГ. 1975. 81с.
  64. Гавура В.Е. Контроль и регулирование процесса разработки нефтяных и газонефтяных месторождений. – М.: ОАО "ВНИИОЭНГ", 2001. – 340 с.
  65. Гарипов О.М. Экспресс-метод расчета расхода по переменному перепаду давления в скважинах с одновременно-раздельной закачкой воды в несколько эксплуатационных объектов // Нефтяное хозяйство, 2011. №5. С.108-110.
  66. Гарипов О.М. Общие тенденции развития высокотехнологичного сервиса при разработке, установке и обслуживании многопакерных систем для одновременно-раздельной эксплуатации // Нефтяное хозяйство, 2009. №9. С. 58-62.
  67. Гарипов О.М. Инновационные разработки в области контроля и регулирования одновременно-раздельной закачки // Нефть. Газ. Новации. 2010. № 06. С. 44-48.
  68. Гарипов О.М. Многопакерные системы для разработки многопластовых месторождений // Научно-практическая конференция «Геология и разработка месторождений с трудноизвлекаемыми запасами. п. Небуг, 2009. С. 18.
  69. Гарипов О.М. Одновременно-раздельная закачка с системами дистанционного контроля и мониторинга разработки многопластовых месторождений / Э.Л.Мустафин // X научно-практическая конференция «Геология и разработка месторождений с трудноизвлекаемыми запасами. Геленджик, 2010. С. 22.
  70. Гарифов К.М. Применение одновременно-раздельной эксплуатации пластов в ОАО "Татнефть" / А.В.Глуходед, Н.Г.Ибрагимов, В.Г.Фадеев, Р.Г.Заббаров // Нефтяное хозяйство, 2010. №07. С. 55-57.
  71. Гарифов К.М. Оригинальное оборудование для ОРЭ и КРС, применяемое группой сервисных компаний ОАО "Татнефть" / А.Н.Кадыров, А.В.Глуходед и др. // "Нефтесервис". Раздел "Оборудование". Осень. 2010. С.44-47.
  72. Гузеев В.В. Результаты совместной эксплуатации пластов ЮК<sub>10</sub> и ЮК<sub>11</sub> Талинской площади / Г.К.Белевич, Г.А.Нефедова и др. // Сборник научных трудов Сибниинп "Повышение эффективности разработки нефтяных месторождений Западной Сибири". 1988. С.93-98.
  73. Гук В.Ю. Стратегия адресного управления многопластовыми месторождениями / Р.Н.Асмандияров, А.И.Маркин и др. // Нефтяное хозяйство, 2009. №6. С.58-62.
  74. Гунька Н.Н. Интенсификация выработки запасов многопластовых нефтяных залежей с неоднородными коллекторами / М.И.Бучковская // Нефтяное хозяйство, 1988. №6. С.11-34.
  75. Давиташвили Г.И. Внедрение одновременно-раздельной закачки на Приобском месторождении / О.Н.Гарипов // Нефтяное хозяйство, 2006. №12. С. 73-75.
  76. Давыдов А.В. Анализ и прогноз разработки нефтяных залежей. – М.: ВНИИОЭНГ, 2008. – 316 с.
  77. Двухлифтовая установка для одновременно-раздельной эксплуатации двух пластов одной скважиной. Разработчик институт "ТатНИПИнефть" Патент №2305747 РФ. "Нефть и жизнь". 2012. №2.
  78. Демиденко А.Г. Особенности разработки многопластовых нефтяных месторождений Коми АССР / М.А.Груздева, В.А.Кузькоков // Обзорная информация. Серия "Нефте-

- промысловое дело". М., ВНИИОЭНГ. 1981. Вып.14. 52с.
79. Дияшев Р.Н. Совместная разработка нефтяных пластов. – М.: Недра, 1984. – 208 с.
  80. Дияшев Р.Н. Оптимизация плотности сетки и использование фонда скважин при разработке многопластовых объектов // Информационный сборник "Научно-технические достижения и передовой опыт, рекомендуемые для внедрения в нефтяной промышленности". М., ВНИИОЭНГ. 1990. Вып.7. С.1-6.
  81. Дияшев Р.Н. Выделение эксплуатационных объектов на многопластовых месторождениях / А.С.Лисин, М.М.Мусин и др. // Нефтяное хозяйство, 1982. №1. С.27-29.
  82. Дияшев Р.Н. Динамика разработки многопластовой залежи и выделение объектов эксплуатации / Э.Д.Мухарский, В.А.Николаев // Нефтяное хозяйство, 1979. №3. С.35-40.
  83. Дияшев Р.Н. Особенности совместной эксплуатации неоднородных нефтяных пластов при повышенных градиентах давления / Е.И.Хмелевских // Тематические научно-технические обзоры. Серия "Нефтепромысловое дело". М., ВНИИОЭНГ, 1974. – 100 с.
  84. Дияшев Р.Н. Особенности разработки многопластовых объектов / А.М.Шавалиев, В.Т.Владимиров и др. // Обзорная информация. Серия "Нефтепромысловое дело". М., ВНИИОЭНГ. 1987. Вып.11. 64 с.
  85. Дияшев Р.Н. Совершенствование разработки низкопродуктивных коллекторов / В.Ф.Кондрашкин, В.А.Горюнов и др. // Нефтяное хозяйство, 1987. №2. С.42-46.
  86. Евдокимов А.М. Одновременно-раздельная эксплуатация как перспективный метод выработки трудноизвлекаемых запасов объектов разработки НГДУ "Альметьевнефть" ОАО "Татнефть" / В.А.Таипова, О.М.Карпова и др. // Нефтяное хозяйство, 2010. №3. С.89-91.
  87. Ефремов Е.П. Влияние совместной разработки на конечную нефтеотдачу многопластовых объектов / А.Н.Янин, Э.М.Халимов // Нефтяное хозяйство, 1981 №8. С.32-36.
  88. Зайцев Ю.В. Итоги применения одновременной раздельной эксплуатации двух пластов в нефтяных и нагнетательных скважинах за 1966-1969гг. и пути совершенствования этого метода / Я.Я.Шкадов // Тематические научно-технические обзоры. "Опыт одновременной раздельной эксплуатации нескольких пластов через одну скважину". Серия Добыча. М., ВНИИОЭНГ. 1971. С.3-10.
  89. Закиров С.Н. Анализ проблемы "Плотность сетки скважин – нефтеотдача". – М.: "Грааль", 2002. – 314 с.
  90. Закиров С.Н., Закиров Э.С., Закиров И.С. и др. Новые принципы и технологии разработки месторождений нефти и газа. – М.: ВИНТИ, 2004. – 520 с.
  91. Закиров С.Н., Брусиловский А.И., Закиров Э.С. и др. Совершенствование технологий разработки месторождений нефти и газа. – М.: "Грааль", 2000. – 643 с.
  92. Захарова Е.Ф. К вопросу эффективности использования ОРЗ с целью обеспечения проектной нефтеотдачи многопластовых объектов разработки / И.А.Гуськова // Бурение и нефть, 2011. №4. С.48-50.
  93. Ильяев В.И. Анализ процесса охвата нефтяных коллекторов воздействием и текущей нефтеотдачи по промысловым данным. // Обзорная информация. Серия "Нефтепромысловое дело". М., ВНИИОЭНГ. 1980. С.44-53.
  94. Инструкция по применению технологии одновременно-раздельной закачки воды и подбору скважин для ОРЗ в системе ОАО "Татнефть" Бугульма // ТатНИПИнефть, 2008. – 91с.
  95. Ипатов А.И. Геофизический и гидродинамический контроль разработки месторождений углеводородов / М.И.Кременецкий – М.: 2006. – 780 с.
  96. Ипатов А.И. Современные технологии гидродинамических исследований скважин и

- их возрастающая роль в разработке месторождений углеводородов / М.И.Кременецкий, Д.Н.Гуляев // Нефтяное хозяйство, 2009. № 5. С.52-57.
97. Ипатов А.И. Принципы контроля и управления разработкой сложнопостроенных месторождений нефти на основе стационарного гидродинамического мониторинга пластов и скважин / М.Ф.Нуриев // Нефтяное хозяйство, 2009. № 9. С. 40-44.
98. Использование многопакерных компоновок для одновременно-раздельной эксплуатации на многопластовых месторождениях // Протокол заседания ЦКР Роснедра (нефтяная секция) №3367 от 28.04.2005.
99. Йохансен Э.С. Многозонная нагнетательная скважина с развитой логикой и датчиками для закачки воды и газа // Нефтегазовые технологии, 2006. №10. С.42-45.
- 100.Казанцев И.Ю. Опыт внедрения технологии одновременно-раздельной эксплуатации на Верхнеколик-Еганском месторождении / А.О.Гордеев, И.А.Вахрушева и др. // Нефтяное хозяйство, 2010. №2. С.44-47.
- 101.Каналин В.Г. Анализ практики выделения эксплуатационных объектов на многопластовых нефтяных месторождениях // Тематические научно-технические обзоры. Серия "Нефтепромышленное дело". М.: ВНИИОЭНГ. 1975, – 100 с.
- 102.Каналин В.Г. Особенности выделения эксплуатационных объектов на многопластовых месторождениях // Тематические научно-технические обзоры. Серия "Нефтепромышленное дело". М., ВНИИОЭНГ, 1973. – 80с.
- 103.Каналин В.Г., Дементьев Л.Ф. Методика и практика выделения эксплуатационных объектов на многопластовых нефтяных месторождениях. – М.: Недра, 1982. – 233 с.
- 104.Каналин В.Г., Стасенков В.В. Проектирование разработки многопластовых нефтяных месторождений с учетом неоднородности // Обзорная информация. Серия "Нефтепромышленное дело". М.: ВНИИОЭНГ, 1979. – 45 с.
- 105.Каналин В.Г. Особенности выделения эксплуатационных объектов на многопластовых нефтяных месторождениях / Ю.П.Тихомиров, Ю.Б.Фаин // Тематические научно-технические обзоры. Серия "Добыча". М.: ВНИИОЭНГ, 1973. – 80 с.
- 106.Каптелинин Н.Д. Исследования совместно эксплуатируемых пластов на примере Усть-Балыкского нефтяного месторождения / О.А.Московцев, К.С.Юсупов и др. // Сборник научных трудов "Геология и разработка нефтяных месторождений Западной Сибири". Тюмень, Гипротюменнефтегаз. 1973. Вып.35. С.226-238.
- 107.Каширина К.О. Одновременный раздельный отбор жидкостей, как метод ограничения обводненности скважинной продукции // Труды международной научно-технической конференции, посвященной 40-летию Тюменского государственного нефтегазового университета и 35-летию кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений. Проблемы развития топливно-энергетического комплекса Западной Сибири на современном этапе. Тюмень. 2003. С.149-159.
- 108.Кременецкий М.И. Гидродинамические и промыслово-технологические исследования скважин / А.И.Ипатов // М.: РГУ нефти и газа, 2008. – 476 с.
- 109.Крутиков Б.С. Одновременная раздельная эксплуатация двух нефтяных пластов одной скважины фонтанным способом. // Научно-технический сборник по добыче нефти. М., ВНИИ. 1959. Выпуск 3.С.84-90.
- 110.Кузьмин В.М. Некоторые итоги и задачи применения одновременно-раздельной эксплуатации пластов / В.П.Максимов, К.Е.Нестерова и др. // Нефтяное хозяйство, 1974. №12. С.22-25.
- 111.Курсом устойчивого развития // Нефть и жизнь. ОАО "Татнефть, Альметьевск. 2012. №1. С.14-18.
- 112.Латыпов И.Д. Переориентация азимута трещины повторного гидроразрыва пласта на месторождениях ООО "РН-Юганскнефтегаз" / Г.А.Борисов, А.М.Хайдар и др. //

- Нефтяное хозяйство, 2011. №6. С.34-38.
113. Леонов В.А. Опыт внедрения технологии (ОРРНЭО) одновременно-раздельной разработки нескольких эксплуатационных объектов на месторождениях Западной Сибири / М.З.Шарифов, О.М.Гарипов // Интервал, 2006. №11(94). С.17-30.
114. Литвин В.В. Исследование эффективности совместной разработки пластов с различной проницаемостью / С.Х.Абдульмянов, И.В.Владимиров, А.В.Аржиловский // Нефтепромысловое дело, 2012. №11. С.24-28.
115. Лысенко В.Д. Теория разработки нефтяных месторождений. – М.: Недра, 1993. – 312с.
116. Лысенко В.Д. Разработка нефтяных месторождений. Теория и практика. – М.: "Недра", 1996. – 367 с.
117. Лысенко В.Д. Разработка нефтяных месторождений. Эффективные методы. – М.: ООО "Недра-Бизнесцентр", 2009. – 552с.
118. Лысенко В.Д., Грайфер В.И. Рациональная разработка нефтяных месторождений. – М.: ООО "Недра-Бизнесцентр", 2005. – 607с.
119. Лысенко В.Д., Грайфер В.И. Разработка малопродуктивных нефтяных месторождений. – М.: ООО "Недра-Бизнесцентр", 2001. – 562с.
120. Майер В.П. Гидродинамическая модель фильтрации нефти, газа и воды в пористой среде. – Екатеринбург "Путиведь", 2000. – 208 с.
121. Максимов В.П. Эксплуатация нефтяных месторождений в осложненных условиях. – М., Недра. С.170-197.
122. Максудов Р.А., Доброскок Б.Е., Зайцев Ю.В. Одновременная раздельная эксплуатация многопластовых нефтяных месторождений. – М.: Недра, 1974. – 231 с.
123. Максудов Р.А. О выборе рациональной схемы раздельной закачки воды / Б.Е.Доброскок, Б.З.Фаттахов // Тематические научно-технические обзоры. "Опыт одновременной раздельной эксплуатации нескольких пластов через одну скважину". Серия Добыча. М., ВНИИОЭНГ. 1971. С.125-130.
124. Малышев Н.А. Влияние многопластовости горизонтов 13-14 месторождения Узень на дебиты скважин / Э.М.Тимашев, С.А.Голубева // Научно-технический сборник "Нефтегазовая геология и геофизика". М., ВНИИОЭНГ. 1981. Вып.12. С.22-26.
125. Маркин А.И. Регулирование заводнением в условиях одновременной разработки многопластовых месторождений / В.С.Комаров, А.Г.Пасынков и др. // Материалы XI научно-практической конференции "Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала ХМАО-Югры". Ханты-Мансийск. 2008. С.352-358.
126. Мачукаев Д.Ш. Проблемы стратиграфического сопоставления продуктивных пластов горизонтов АС<sub>11</sub>, АС<sub>12</sub> в пределах Приобского месторождения // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. М., ВНИИОЭНГ. 2008. №10. С.37-45.
127. Методы регулирования разработки многопластовых месторождений // Обзорная информация. Серия Добыча. М., ВНИИОЭНГ, 1977. – 48с.
128. Методы и технические средства регулирования выработки пластов при их совместной или раздельной эксплуатации единой сеткой скважин // Глава в книге "Итоги науки и техники". Сер. "Разработка нефтяных и газовых месторождений". 1984. Том 15. С.31-44.
129. Монастырева Н.А. Крупные обвальнo-оползневые дислокации в неокомском клиноформном комплексе Западной Сибири / Ю.В.Филиппович // Вестник недропользователя ХМАО. 2002. № 11. С. 15-17.
130. Муромцев В.С. Электрометрическая геология песчаных тел – литологических ловушек нефти и газа. Л.: "Недра", 1984. – 260 с.
131. Муслимов Р.Х. Влияние особенностей геологического строения на эффективность

- разработки Ромашкинского месторождения. – Казань, 1979. – 221 с.
132. Муслимов Р.Х. Особенности разведки и разработки нефтяных месторождений в условиях рыночной экономики. Учебное пособие. – Казань: Академии наук РТ, Изд-во "Фэн". 2009. – 727 с.
133. Мухарский Э.Д., Лысенко В.Д. Проектирование разработки нефтяных месторождений платформенного типа. – М.: "Недра", 1972. – 240 с.
134. Низаев Р.Х. Расчеты технологических показателей одновременно-раздельной эксплуатации залежей башкирского яруса с применением геологического и гидродинамического моделирования / Р.Г.Рамазанов, Р.Т.Шакирова, В.Ю.Кондакова, Г.В.Александров // Нефтяное хозяйство, 2010. №7. С.29-31
135. Ованесов Г.П. К вопросу о применении метода одновременно-раздельной эксплуатации пластов / М.М.Иванова // Нефтяное хозяйство, 1968. №12.
136. Овечкина В.Ю. Мониторинг сейсмогеологической модели 3D при эксплуатационном разбуривании месторождения / С.А.Зырянов, Ю.В.Филиппович, А.В.Барышников // Нефтяное хозяйство, 2009. № 12. С. 19-21.
137. Одновременно-раздельная эксплуатация нескольких пластов через одну скважину // Протокол заседания ТО ЦКР Роснедра по ХМАО-Югре №970 от 28.11.2007.
138. Олейник Е.В. Неокомские оползневые явления на Урьевской и Поточной площадях Среднего Приобья / Г.И.Плавник // Вестник недропользователя ХМАО. 2007. № 17. С. 18-23.
139. Онищенко В.Т. Об экономической эффективности одновременно-раздельной эксплуатации двух пластов одной скважиной // РНЭС "Экономика нефтедобывающей промышленности". М., ВНИИОЭНГ. 1973. №4.
140. Опыт одновременной раздельной эксплуатации нескольких пластов через одну скважину // Тематические научно-технические обзоры. Серия Добыча. М., ВНИИОЭНГ, 1971. – 164с.
141. Оржанов Т.К. О состоянии и перспективах внедрения оборудования для одновременно-раздельной добычи и раздельной закачки воды на месторождении Узень / Е.В.Теслюк, И.Д.Дюсенбаев // Нефтяное хозяйство. 1967. №8.
142. Особенности геологического строения и разработки месторождений Шаимского нефтегазоносного района. Сборник научных статей, посвященный добыче 200-миллионной тонны нефти на месторождениях ТПП "Урайнефтегаз" ООО "ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь" / Ред.коллегия М.Ф.Печеркин, Н.А.Веремко, В.В.Гузеев, Ю.А.Кузьмин // Урай-Тюмень. 2000. 318 с.
143. Петров В.И. Некоторые вопросы регулирования режима работы фонтанного пласта при одновременной раздельной эксплуатации двух пластов / Л.Ф.Волков // "Проблемы нефти и газа Тюмени". 1973. №17. С.9-60.
144. Петров В.И. Внедрение одновременной раздельной эксплуатации скважин на Усть-Балыкском месторождении / А.С.Фомин, В.И.Погонищев // Тематические научно-технические обзоры. Серия Добыча. "Техника и технология эксплуатации скважин на промыслах Западной Сибири". М., ВНИИОЭНГ. 1970. С.5-10.
145. Пик Приобки оказался меньше, чем ожидалось // Нефть и Капитал, 2010, №10. С.48-51.
146. Праведников Н.К. О некоторых положениях разработки нефтяных месторождений // Нефтяное хозяйство, 1979. №10. С.25-28.
147. Приобское (...нынешний текст закона о СРП создает трудности для реализации Приобского проекта.) // Нефть и Капитал, 2008. №8.
148. Проектирование и разработка нефтяных месторождений. Материалы научно-технической конференции (г.Москва, ЦКР, 6-8 апреля 1999г.) // М.: ВНИИОЭНГ, 1999. – 404 с.

149. Протокол заседания ЦКР Роснедра (нефтяная секция) от 13.07.2006 №3735 (г. Москва) о рассмотрении "Дополнения к технологической схеме разработки Приобского месторождения" ОАО "Юганскнефтегаз". // Вестник ЦКР Роснедра, 2006, №3. С.3-24.
150. Протокол ЦКР Роснедр по УВС №5334 от 29.12.2011 о рассмотрении работы "Технологическая схема разработки Приобского месторождения".
151. Разработка нефтяных и нефтегазовых месторождений. Состояние, проблемы и пути их решения. Материалы Совещания (г. Альметьевск, сентябрь 1995г.) // М.: ВНИИОЭНГ, 1996. – 588 с.
152. Рахманов А.Р. Управление рисками аварийных осложнений при внедрении технологии одновременно-раздельной закачки / Е.В. Ожередов, Б.Ф. Закиев, Б.Г. Ганиев, М.М. Маликов // Нефтяное хозяйство, 2012. №7. С.28-30
153. Рекомендации по выбору скважин для одновременно-раздельной эксплуатации двух объектов // ОАО Татнефть. Альметьевск. 2005.
154. Салимов В.Г., Насыбуллин А.В., Салимов О.В. Проектирование гидравлического разрыва пласта в системе Майера. – М.: ОАО "ВНИИОЭНГ", 2008. – 156 с.
155. Саттаров М.М. Выбор эксплуатационных объектов и обоснование системы разработки многопластовых месторождений / К.С. Баймухаметов, А.А. Бускунов и др. // Сборник материалов выездной сессии Научного совета по проблемам разработки нефтяных месторождений АН СССР и Центральной Комиссии по разработке нефтяных месторождений Миннефтепрома (Краснодар, 1-3 октября 1974г.). М., Наука. 1976. С.123-133.
156. Саттаров М.М. Выбор системы разработки многопластовых месторождений / Д.М. Саттаров // Обзорная информация. Серия "Нефтепромысловое дело". М., ВНИИОЭНГ. 1983. Вып.10. 44 с.
157. Сафронов С.В. Критерии размещения скважин и направления повышения эффективности разработки многопластовых месторождений на примере месторождения Узень / В.С. Карганов и др. // Информационный сборник. Серия "Нефтяная и газовая промышленность", "Научно-технические достижения и передовой опыт". М., ВНИИОЭНГ. 1990. Вып.9. С.4-11.
158. Свен Тифентал. Месторождение Приобское (южная часть). Интерпретация результатов испытания скважины 477. – Отчет компании TRACS International для компании Sibir Energy plc. – 16 апреля 1999, 12 с.
159. Сержанов А.И. Анализ эффективности эксплуатации совместных скважин по пласту БС<sub>10</sub> Мамонтовского месторождения / Т.Ф. Манапов, И.Р. Мукминов. И.А. Дьячук // Нефтепромысловое дело, 1995. №11-12. С. \_\_\_\_.
160. Соколов С.В. Практика проектирования, анализа и моделирования разработки нефтяных месторождений. – СПб, "Наука", 2008. – 200 с.
161. Способы механизированной добычи нефти с применением пакеров для улучшения условий эксплуатации скважин Каталог продукции научно-производственной фирмы "ПАКЕР" – г. Октябрьский. 18с.
162. Суханов Н.А. Анализ работы слабопроницаемых коллекторов в условиях их совместной разработки / Н.А. Суханов // Труды ТатНИПИнефть. Бугульма. 1986. Вып.58. С.5-9.
163. Тавлуй И.В. Опыт эксплуатации и планы развития одновременно-раздельной эксплуатации в ОАО "Удмуртнефть" / Ю.А. Гаврилюк, А.А. Агафонов и др. // Нефтяное хозяйство, 2011. №6. С.48-51.
164. Тазетдинов Р.К. К вопросу о выборе оптимального давления нагнетания воды в нефтяные пласты / Р.К. Тазетдинов, Э.М. Тимашев // Сборник научных трудов БашНИПИнефть "Особенности разработки нефтяных месторождений на поздней стадии". Уфа. 1978. Вып.51. С.36-45.
165. Тазиев М.З. Интенсификация добычи нефти из низкопродуктивных коллекторов на

- поздней стадии разработки площадей Ромашкинского месторождения / Н.Ф.Гумаров, А.Р.Рахманов и др. // НТС "Нефтепромысловое дело". М., ВНИИОЭНГ. 2011. №7. С.34-44.
166. "Татнефть" расширяет применение технологий ОРЭ // "Нефтесервис". Весна. 2010. С.53.
167. Тахаутдинов Ш.Ф. Одновременно-раздельная эксплуатация двух пластов в ОАО "Татнефть" / Н.Г.Ибрагимов, В.Г.Фадеев и др. // Нефтяное хозяйство, 2006. №3. С.58-61.
168. Телков А.П. Гидродинамическое обоснование эффективности совместно-раздельного способа отбора воды и нефти горизонтальными стволами / К.О.Каширина // Труды международной научно-технической конференции, посвященной 40-летию Тюменского государственного нефтегазового университета и 35-летию кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений. Проблемы развития топливно-энергетического комплекса Западной Сибири на современном этапе. Тюмень. 2003. С.144-148.
169. Технология одновременно-раздельной закачки воды в два пласта через одну скважину // ОАО "Сургутнефтегаз. Стандарт предприятия.
170. Тимурзиев А.И. Состояние разработки месторождений Западной Сибири, осложненных структурами горизонтального сдвига: история освоения и перспективы реанимации глазами геолога // Вестник ЦКР Роснедра, 2012 №1. С.36-51.
171. Толстолыткин И.П. Оценка результатов и совершенствование контроля за разработкой горизонта БС<sub>10</sub> Федоровского месторождения / Ю.А.Мосунов, Н.Г.Пестрецова // Сборник научных трудов СибНИИП "Исследования в области геологии и разработки нефтяных месторождений Западной Сибири". Тюмень, 1982. С.72-76.
172. Толстолыткин И.П. Оценка выработки запасов нефти продуктивного горизонта БВ<sub>8</sub> Самотлорского месторождения по данным промысловой геофизики / Ю.А.Мосунов, И.С.Лазарев и др. // Сборник научных трудов СибНИИП "Вопросы подсчета запасов и нефтеотдачи месторождений Западной Сибири". Тюмень, 1983. С.38-44.
173. Третьякова Г.И. О выборе скважин для одновременной раздельной добычи из двух пластов штанговыми глубиннонасосными установками // Проблемы нефти и газа Тюмени. 1974. Вып.24. С.36-39.
174. Туренков Н.А. Опыт выделения эксплуатационных объектов на многопластовых месторождениях севера Западной Сибири / В.Г.Каналин, Н.Н.Кирсанов и др. // Обзорная информация. Серия "Разработки и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений". М., ВНИИЭгазпром. 1984. Вып.8. 42 с.
175. Туров В.А. Анализ результатов совместной и раздельной разработки нескольких пластов с различной коллекторской характеристикой / А.Г.Телишев, Ю.И.Демушкин и др. // Сборник научных трудов "Геология и разработка нефтяных месторождений Западной Сибири. Гипротюменнефтегаз / Тюмень, 1974. Вып.40. С.116-125.
176. Установка для одновременно-раздельной эксплуатации двух объектов в скважине с использованием УЭЦН // РЭ 153-07. ТатНИПИнефть. 2007.
177. Феценец Р.М. НПП "Буринтех" и "Газпромнефть-Хантос" – эффективное сотрудничество // Бурение и нефть, 2007. №10. С.27-28.
178. Феценец Р.М. Совершенствование качества цементирования обсадных колонн на Южно-Приобском месторождении / С.Н.Лях, А.Ю.Кузнецов, Э.В.Найко // Бурение и нефть, 2009. №12. С.20-22.
179. Халимов Э.М. Геотехнологии разведки и разработки нефтяных месторождений. Избранные труды (1958-2000гг.). – М.: ИГиРГИ, 2001. – 656 с.
180. Халимов Э.М. Особенности разработки нефтяного месторождения Узень и возможные пути ее улучшения / М.Л.Сургучев // Нефтяное хозяйство, 1977. №6. С.30-34.

- 181.Хамитов И.Г. Возможности новых технологий ГИС на примере Приобского месторождения / В.М.Яценко // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. М., ВНИИОЭНГ, 2006. №9. С.41-48.
- 182.Хисамов Р.С. Совершенствование системы разработки нефтяных месторождений с использованием оборудования для одновременной раздельной эксплуатации скважин / А.М.Евдокимов, А.С.Султанов // НТС Нефтепромысловое дело. М., ВНИИОЭНГ. 2009. №5. С.33-39.
- 183.Цику Ю.К. Опыт и перспективы одновременно-раздельной эксплуатации многопластовых месторождений НГДУ "Комсомольскнефть" / И.В.Захаров // Нефтяное хозяйство, 2012. №8. С.52-54.
- 184.Червякова А.Н. Перспективы применения технологий одновременно-раздельной эксплуатации на малых месторождениях Республики Башкортостан / А.С.Булавенкова, Э.И.Башина // Нефтяное хозяйство, 2012. №4. С.43-47.
- 185.Шаисламов Ш.Г. Об одновременной эксплуатации нескольких пластов (пропластков) одной скважиной / Р.А.Янтурин, А.Ш.Янтурин и др. // Бурение и нефть, 2007. №10. С.21-23.
- 186.Шарифов М.З. Технология и оборудование для одновременно-раздельной закачки воды в несколько пластов одной скважиной / В.А.Леонов, О.М.Гарипов // Вестник недропользователя ХМАО. 2006. №17. С.69-74.
- 187.Шелепов В.В. Новые технологии повышения нефтеотдачи в проектных документах ЦКР Роснедр по УВС // Бурение и нефть, 2011. №11. С.8-12.
- 188.Шустеф И.Н. Геологические основы технологических решений в разработке нефтяных месторождений. – М.: Недра, 1988. – 199 с.
- 189.Щелкачев В.Н. Важнейшие принципы нефтеразработки. 75 лет опыта. – М.: ФГУП "Нефть и газ" РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина, 2004. – 608 с.
- 190.Экономидес М. Унифицированный дизайн гидроразрыва пласта: от теории к практике / Р.Олини, П.Валько // Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2007. – 236с.
- 191.Юдаков А.Н. Эффективность применения одновременно-раздельной закачки на ЮЛТ Приобского месторождения / И.Б.Дубив и др. // Бурение и нефть, 2009. №5. С.36-39.
- 192.Юрьев А.Н. Исследование процесса вытеснения нефти водой в прерывистом пласте / Современные проблемы и математические методы теории фильтрации (Тезисы докладов Всесоюзного семинара АН СССР, Института проблем механики, Сибирского отделения АН СССР, Института теоретической и прикладной механики. – М.: 1984. С.170-171.
- 193.Юрьев А.Н. Влияние прерывистости пласта на охват процессом вытеснения // Исследования в области геологии и разработки нефтяных месторождений Западной Сибири. Тюмень: Сибниинп, 1982. С.83-84.
- 194.Юрьев А.Н. Влияние геолого-физических факторов на коэффициент охвата процессом вытеснения // Вопросы геологии и разработки нефтяных месторождений Западной Сибири. Тюмень: Сибниинп, 1985. С.63-67.
- 195.Юрьев А.Н. Расчет коэффициента охвата процессом вытеснения в системе скважин // Проблемы ускорения научно-технического прогресса в области разработки нефтяных месторождений Западной Сибири. Тюмень: Сибниинп, 1987. С.84-92.
- 196.Янин А.Н. Ретроспективный обзор показателей разработки крупнейших месторождений Западной Сибири // Бурение и нефть, 2010. №7-8. С.58-61.
- 197.Янин А.Н. О взаимосвязи коэффициентов безводной и конечной нефтеотдачи пластов по промысловым данным // Бурение и нефть, 2011. №10. С.24-26.
- 198.Янин А.Н. Исследование коэффициента безводной нефтеотдачи многопластовых объектов // Нефтяное хозяйство, 1987. №1. С.20-23.



199. Янин А.Н. О методиках разделения дебитов по пластам при совместной эксплуатации // Сборник научных трудов СибНИИП "Исследования в области геологии и разработки нефтяных месторождений Западной Сибири". Тюмень, 1982. С.85-90.
200. Янин А.Н. Связь между дебитом новых скважин и толщиной пласта // Сборник научных трудов СибНИИП "Вопросы геологии и разработки нефтяных месторождений Западной Сибири". Тюмень, 1985. С.95-98.
201. Янин А.Н. Эффективность регулирования разработки месторождения с помощью бурения уплотняющих скважин // Нефтяное хозяйство, 1979. №10. С.39-43.
202. Янин А.Н. Исследования производительности пластов при совместной их разработке / Б.Т.Баишев // Сборник научных трудов ВНИИ "Повышение эффективности разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений". М.: 1980. Вып.72. С.73-85.
203. 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.
204. 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.
205. 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.
206. Янин А.Н. Проблемы разработки нефтяных месторождений Западной Сибири // Издательство "Зауралье", Тюмень-Курган, 2010. – 608 с.
207. Янтурин А.Ш. Одновременно-раздельное заводнение более двух...трех пластов с синхронизацией радиусов фронтов вытеснения пластовых флюидов / Ш.Г.Шаисламов, Р.А.Янтурин // Бурение и нефть, 2008. №9. С.8-10.
208. Garipov O.M., Leonov V.A. THE USAGE OF MULTI PACKER ARRANGEMENT IN INTELLIGENT WELLS FOR SIMULTANEOUS-SEPARATE OR ALTERNATE OPERATION ON MULTIHORIZON OIL FIELDS. 6th International Petroleum Conference and Exhibition «Value from Hydrocarbons – Advance in Science & Technology. – India, New Delhi. – January 2005. – P. 38.
209. Garipov O.M., Terentyeva N.V. INTENSIFIED DEVELOPMENT OF MULTIHORIZON OIL FIELDS BY INTELLIGENT WELLS. 3th International Conference and Exhibition «Exploring Exploration: Mind over Machine. – India, Goa. – September 2006. – P. 110.
210. A.V. Gladkov, SPE, D.E. Kondakov, and G.F. Zakirova, "Next Step of Modeling Technologies: Live Model", paper SPE 112132-MS, presented at the Intelligent Energy Conference and Exhibition, 25-27 February 2008, Amsterdam, The Netherlands.
211. Saputelli L.A., Mochizuki S., Hutchins L., Cramer R., Anderson M.B., Mueller J.B., Escorcia A., Harms A.L., Sisk C.D., Pennebaker S., Han J.T., Brown A., Kabir C.S., Reese R.D., Nunez G.J., Landgren K.M., McKie C.J., Airlie C., "Promoting Real-Time Optimisation of Hydrocarbon Producing System", paper SPE 83978, presented at Offshore Europe, Aberdeen, UK, September 6-9 (2003).
212. S. Mochizuki, L.A. Saputelli, C.S. Kabir, R.Cramer, M.J. Lochman, R.D. Reese, L.K. Harms, C.D. Sisk, J.R. Hite, A. Escorcia "Real Time Optimization: Classification and Assessment", paper 90213, presented at the SPE ATCE, Houston, Texas, September 26-29 (2004).
213. J Roger Hite, Kemal Farid, M Lee Blanton, Fred Gard, Charles Crawley, David B H Menda, Rick A. Dotterer, Luigi Saputelli, David F Deaton and Sathish Sankaran, "Preparing a Business Case for CACT Technology Investment in Production Operations", paper SPE 103248, presented at the SPE ATCE, San Antonio, Texas, September 24-27, 2006.
214. J. Roger Hite, Charles Crawley, David F. Deaton, Kemal Farid, Michael Stemevsky, "Barri-

Для ознакомления. Номера страниц не соответствуют официальной версии.

ers to Implementation of Real-Time Optimization Technology”, paper SPE 110236.

### **Барышников Андрей Владимирович**



Кандидат технических наук. Отличник разведки недр. Член международного общества инженеров нефтяников (SPE). Награжден Почетной грамотой Министерства промышленности и энергетики Саратовской области, Почетной грамотой Главы Ханты-Мансийского района ХМАО-Югры, Благодарственным Письмом Думы ХМАО-Югры. В 2001 году с отличием окончил Томский политехнический университет по специальности “Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений”.

1998-2000 гг. - оператор по добыче нефти ОАО “Томскнефть ВНК”. 2001-2004 гг. - научный сотрудник ОАО “ТомскНИПИнефть” ВНК”. 2004-2005 гг. - ведущий геолог ОАО “Нижневартовское НГДП” ТНК-ВР. 2005-2008 гг. - начальник отдела разработки месторождений ОАО “Саратовнефтегаз”. 2008-2012 гг. - заместитель генерального директора - главный геолог ООО “Газпромнефть-Хантос” ОАО “Газпромнефть”. Автор 15 научных работ, патента на изобретение.

### **Янин Анатолий Николаевич**



Генеральный директор ООО “Проектное Бюро “ТЭРМ”. Профессиональный инженер-нефтяник. Почётный нефтяник Тюменской области. Лауреат премии им.В.И.Муравленко за 2010 год. “Инженер года Тюменской области” за 2011 год. Член ТО ЦКР по ХМАО с 1994 года и ЗСТО ЦКР Роснедр по УВС с 2010 года. В 1973 году с отличием закончил Тюменский индустриальный институт по специальности “Технология и комплексная механизация разработки нефтяных и газовых месторождений”, Ленинский стипендиат. Принимал участие в проектировании разработки более 100 нефтяных месторождений России. Соавтор более 300 проектных документов, в которых размещено более 30 тысяч скважин, в т.ч. пробурено около 20 тысяч скважин с суммарной добычей нефти - более 1,5 млрд. тонн. Автор 73 научных статей, обзоров, РД, монографий. Мастер спорта СССР по спортивному туризму.