

Министерство образования и науки Российской Федерации  
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования  
«Тюменский государственный нефтегазовый университет»  
(ТюмГНГУ)

На правах рукописи

**ЧЕРЕВКО МИХАИЛ АЛЕКСАНДРОВИЧ**

**ОПТИМИЗАЦИЯ СИСТЕМЫ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН  
И ТРЕЩИН ПРИ РАЗРАБОТКЕ УЛЬТРАНИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ  
КОЛЛЕКТОРОВ**

Специальность 25.00.17 – Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых  
месторождений

Диссертация на соискание учёной степени  
кандидата технических наук

Научный руководитель -  
доктор технических наук, профессор  
Грачев С.И.

Тюмень – 2015

## СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ .....	4
1 СОСТОЯНИЕ ПРОБЛЕМЫ РАЗРАБОТКИ СЛОЖНОПОСТРОЕННЫХ НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ КОЛЛЕКТОРОВ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ ГОРИЗОНТАЛЬНЫМИ СКВАЖИНАМИ С МНОГОСТАДИЙНЫМИ ГИДРОРАЗРЫВАМИ .....	9
ВЫВОДЫ ПО РАЗДЕЛУ 1 .....	25
2 ИССЛЕДОВАНИЕ ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ РАЗРАБОТКИ НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ КОЛЛЕКТОРОВ С ПРИМЕНЕНИЕМ ЛИТОЛОГО- ФАЦИАЛЬНОГО АНАЛИЗА И МАТЕМАТИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ..	28
2.1 Петрофациальное геологическое моделирование залежей нефти Приобского месторождения.....	28
2.2 Зависимость коэффициента вытеснения нефти водой от геолого-физических параметров ультранизкопроницаемых коллекторов .....	39
2.3 Исследования цифровой трехмерной модели ультранизкопроницаемого пласта АС <sub>12</sub> Приобского месторождения.....	53
ВЫВОДЫ ПО РАЗДЕЛУ 2 .....	76
3 ИССЛЕДОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ КОМПЛЕКСНОЙ ТЕХНОЛОГИИ РАЗРАБОТКИ ПЛАСТОВ СИСТЕМОЙ КАНАЛОВ И ТРЕЩИН .....	78
3.1 Оценка эффективности применения исследуемой комплексной технологии разработки на Приобском месторождении.....	79
3.2 Анализ применения горизонтальных скважин с многостадийным гидро разрывами пласта на Зимнем нефтяном месторождении.....	99
3.3 Исследование эффективности эксплуатации горизонтальных добывающих скважин в монолитных пластах Южно-Киняминского месторождения.....	105
3.4 Результаты эксплуатации горизонтальных скважин на Южном нефтяном месторождении .....	116
ВЫВОДЫ ПО РАЗДЕЛУ 3 .....	120

4 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ИССЛЕДУЕМОЙ ТЕХНОЛОГИИ РАЗРАБОТКИ .....	121
ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ.....	138
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	142

## **ВВЕДЕНИЕ**

### **Актуальность работы**

Известно, что в ХМАО количество начальных извлекаемых запасов нефти, содержащихся в пластах с проницаемостью менее 10 мД, составляет около трех миллиардов тонн. С целью повышения эффективности их выработки в 2010-2011 гг. в горизонтальных скважинах (ГС), пробуренных на низкопористые слабопроницаемые коллектора, начали проводить множественные гидроразрывы. Однако, только создания разветвленной системы стволов и трещин, охватывающих весь продуктивный горизонт, недостаточно. Необходимо обеспечить связность ранее разобщенных коллекторов и эффективную фильтрацию нефти по техногенным дренам. В процессе формирования подобной системы разработки залежи её модель должна адаптироваться на основе синтеза результатов комплексных исследований, а также геолого-промыслового моделирования с учетом литолого-фациального анализа коллекторов. В сложных геологических условиях необходим комплексный подход, обеспечивающий эффективное применение горизонтальных добывающих (с многостадийными гидроразрывами пласта), вертикальных (с большеобъемными гидроразрывами) и горизонтальных нагнетательных скважин. Поэтому совершенствование технологии разработки ультранизкопроницаемых коллекторов (УНПК) с целью наилучшей выработки их запасов является актуальной проблемой.

### **Степень разработанности темы исследования**

Ранее выполненные Полубариновой-Кочиной П.Я., Меркуловым В.П., Борисовым Ю.П., Табаковым В.П., Пилатовским В.П., Саттаровым М.М., Григоряном А.И., Лысенко В.Д., Григулецким В.Т., Хасановым М.М., Грачёвым С.И., Сохошко С.К., Телковым А.П. исследования и обобщения в области применения горизонтальных скважин (в т.ч. с множественными гидроразрывами пласта) касались, в основном, среднепроницаемых (30-50 мД) коллекторов. Проблема повышения эффективности разработки ультранизкопроницаемых (менее 10 мД) продуктивных пластов в научно-технической печати освещена в меньшей степени и в виде целенаправленного научного исследования представляется впервые.

**Цель работы** - обеспечение увеличения добычи нефти и коэффициента нефтеизвлечения за счёт научного обоснования создания связности ранее разоб-щенных коллекторов и эффективной фильтрации нефти по техногенной системе горизонтальных стволов и трещин многостадийного разрыва ультранизкопроницаемых коллекторов на основе эффективного применения лабораторных данных о фильтрационных характеристиках пластов и повышения достоверности гидродинамической модели исследуемого объекта.

### **Объект и предмет исследования**

Объектом исследования является ультранизкопроницаемый продуктивный пласт, содержащий нефть, разработка которого ведётся с заводнением; предметом – влияние системы горизонтальных скважин и техногенных трещин на процесс выработки запасов.

### **Основные задачи исследования**

1. Выявить и оценить факторы, влияющие на эффективность технологии множественных гидроразрывов пласта в горизонтальных скважинах. Выполнить анализ первых результатов внедрения указанной технологии на низкопроницаемых пластах Приобского месторождения и сопоставить их с результатами массивных гидроразрывов в наклонно-направленных скважинах (ННС).

2. Провести анализ геолого-физических особенностей исследуемого объекта, оценить остаточную нефтенасыщенность и коэффициент вытеснения нефти водой в УНПК нефтяных месторождений Западной Сибири для создания достоверных трехмерных фильтрационных моделей.

3. Обосновать условия эффективного применения технологии многостадийного гидроразрыва пласта (МГРП) в горизонтальных скважинах с учетом ряда геологических и технологических факторов.

4. Оптимизировать основные параметры технологии многостадийного гидроразрыва пласта в горизонтальных скважинах на базе многовариантного трёхмерного геолого-гидродинамического моделирования процесса разработки ультранизкопроницаемых коллекторов, аналогичных объекту АС<sub>12</sub> Приобского месторождения.

5. Оценить эффективность формирования в низкопроницаемых коллекторах нефтяных месторождений ООО «Газпромнефть-Хантос» разветвлённой сети трещин, охватывающих весь продуктивный пласт. Разработать и внедрить программу мероприятий по повышению нефтеотдачи исследуемого объекта путём трансформации системы разработки.

### **Научная новизна выполненной работы**

1. Научно обоснованы аналитические зависимости остаточной нефтенасыщенности и коэффициента вытеснения нефти водой от начальной нефтенасыщенности для ультранизкопроницаемых коллекторов нефтяных месторождений Западной Сибири.

2. Установлены эмпирические зависимости начального дебита жидкости горизонтальных скважин с многостадийными гидроразрывами и наклонно-направленных скважин с большеобъемными гидроразрывами низкопроницаемых пластов от комплекса геолого-технологических параметров.

3. На основе аналитических расчетов и результатов трёхмерного моделирования обосновано направление активизации выработки запасов ультранизкопроницаемых объектов (типа АС<sub>10-12</sub> Приобского месторождения) горизонтальными скважинами с многостадийными гидроразрывами. Определено оптимальное сочетание длины горизонтальной части ствола в пласте и его азимутального расположения с количеством стадий гидроразрыва и параметрами создаваемых трещин.

### **Теоретическая и практическая значимость работы**

1. Усовершенствован подход к созданию достоверных петрофациальных моделей сложнопостроенных пластов путем выделения палеогидродинамических уровней седиментации, а также уточнения пространственной локализации разнофациальных зон.

2. Выполнен подбор объектов, содержащих запасы нефти в ультранизкопроницаемых пластах, пригодных для проектирования применения горизонтальных скважин с множественными гидроразрывами пласта. Созданная программа развития системы разработки объекта АС<sub>10-12</sub> Приобского месторождения в 2013 году утверждена ЦКР Роснедра по УВС.

3. Адаптация исследуемой технологии путем оптимизации азимутального направления и протяжённости горизонтального участка ствола скважин, буримых на низкопроницаемые коллектора, а также количества этапов многостадийного гидроразрыва пласта к геолого-физическим условиям объектов со значительным этажом нефтеносности и высокой расчленённостью позволит повысить технико-экономическую эффективность разработки сложнопостроенных нефтяных месторождений Западной Сибири.

#### **Методология и методы исследования**

Поставленные в работе задачи решались с помощью следующих методов:

– трехмерное численное моделирование в программном комплексе ROXAR с целью выбора оптимальных условий и параметров, обеспечивающих наилучшие результаты разработки низкопроницаемых коллекторов;

– обработка и интерпретация фактических результатов потоковых лабораторных исследований образцов керна, отобранного из большого количества залежей нефти Западной Сибири, приуроченных к ультранизкопроницаемым продуктивным пластам;

– комплексный геолого-промысловый и инженерный анализ результатов эксплуатации ГС на нефтяных объектах ООО «Газпромнефть-Хантос», а также проведения гидроразрывов пластов на Приобском месторождении;

– технико-экономические расчеты по оценке эффективности вариантов разработки слабопроницаемого пласта с применением горизонтальных скважин и множественными гидроразрывами пласта.

#### **Положения, выносимые на защиту**

1. Обобщённые зависимости для определения остаточной нефтенасыщенности и коэффициента вытеснения нефти водой для коллекторов нефтяных месторождений Западной Сибири с ультранизкой (менее 10 мД) проницаемостью.

2. Эмпирические формулы для расчета начальных дебитов горизонтальных скважин с многостадийными гидроразрывами в зависимости от комплекса геолого-технологических параметров.

3. Преимущество системной оптимизации азимутального положения ствола,

длины горизонтального участка скважины и количества стадий массивированного гидроразрыва ультранизкопроницаемого продуктивного пласта (на примере объекта АС<sub>12</sub> Приобского месторождения).

### **Степень достоверности и апробация результатов**

Полученные научные результаты обоснованы теоретическими исследованиями, проведением математического моделирования, подтверждены накопленным промысловым опытом разработки нефтяных месторождений, совпадением прогнозных данных и результатов промышленного внедрения исследуемой технологии в условиях УНПК.

Основные теоретические положения выполненной работы и полученные практические результаты проведенных исследований представлялись на научно-технических и геологических совещаниях в компании «Газпром нефть», ООО «Газромнефть-НТЦ», предприятии ООО «Газпромнефть-Хантос» – в 2013-2015гг., заседаниях Центральной нефтегазовой секции ЦКР Роснедр по УВС (г.Москва) – в 2013-2014гг., заседаниях кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» Тюменского государственного нефтегазового университета – в 2014-2015гг.

### **Соответствие работы паспорту научной специальности**

Диссертационная работа по набору рассмотренных вопросов и их научно-технической направленности полностью соответствует Паспорту специальности 25.00.17 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений», а конкретно – пункту 5: «Научные основы компьютерных технологий проектирования, исследования, эксплуатации, контроля и управления природно-техногенными системами, формируемыми для извлечения углеводородов из недр или их хранения в недрах с целью эффективного использования методов и средств информационных технологий, включая имитационное моделирование геологических объектов, систем выработки запасов углеводородов и геолого-технологических процессов».



# **1 СОСТОЯНИЕ ПРОБЛЕМЫ РАЗРАБОТКИ СЛОЖНОПОСТРОЕННЫХ НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ КОЛЛЕКТОРОВ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ ГОРИЗОНТАЛЬНЫМИ СКВАЖИНАМИ С МНОГОСТАДИЙНЫМИ ГИДРОРАЗРЫВАМИ**

Аналитические исследования по определению дебитов жидкости как горизонтальных скважин, так и горизонтальных с многостадийными гидроразрывами пласта, проводили Полубаринова-Кочина П.Я., Меркулов В.П., Борисов Ю.П., Табаков В.П., Пилатовский В.П., Саттаров М.М., Григорян А.И., Лысенко В.Д., Григулецкий В.Т., Хасанов М.М., Грачёв С.И., Сохошко С.К., Телков А.П. и другие, а также зарубежные – Джоши С., Ренард Г., Бабу Д., Батлер Р., Супрунович Р. и другие [9, 10, 29, 30, 32, 63, 68, 69, 78, 79, 82, 85, 95, 102, 105, 107, 116, 117, 118, 141, 142, 143, 144, 145].

Проведённые учёными исследования позволяют рассчитать дебиты для условий однородного пласта при стационарном течении жидкости в зоне дренирования горизонтальной скважины. Выбор рациональной системы разработки и определение оптимального количества скважин на участке, как правило, осуществляется на упрощенной двумерной модели, состоящей из одного или нескольких стандартных элементов.

Технология применения горизонтальных скважин с множественными гидроразрывами была разработана в США с целью повышения эффективности разработки залежей УВС, содержащихся в низкопроницаемых пластах. Особенности применения этой технологии рассмотрены в работах ряда зарубежных специалистов [2, 6, 31, 32, 39, 47, 56, 62, 90, 97, 106, 135, 141, 142, 143, 144, 145].

История развития метода, технические и технологические аспекты применения горизонтальных скважин в России и Западной Сибири рассмотрены в многочисленных публикациях российских ученых и специалистов [5, 33, 38, 41, 46, 47, 50, 51, 52, 55, 61, 74, 80, 84, 87, 94, 100, 101, 103, 104, 108, 111, 112, 113, 114, 115, 119, 129, 132, 137, 139, 140].

Особенностью современного этапа разработки нефтяных месторождений, как в мире, так и в России является то, что доля горизонтальных скважин в последние

годы неуклонно растет. По данным ЦДУ ТЭК за 7 месяцев в 2014г. практически каждый третий метр проходки в России (таблица 1.1) приходился на горизонтальное бурение.

Таблица 1.1 – Эксплуатационное бурение в России за 7 месяцев 2014г.

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

Что касается объемов горизонтального бурения в основном нефтедобывающем районе страны – ХМАО-Югре [93], то ситуация здесь следующая. К началу 2014г. (за период с 1987г.) на месторождениях округа пробурено около 4 тысяч горизонтальных скважин. Около 50% из них приходится на пласты группы «А», 16% – на группу «Ю», 13% – на группу «Б». Средневзвешенный дебит нефти новых ГС составил примерно 42 т/сут, в т.ч. по пластам группы «А» ~ 38 т/сут, по группе «Б» ~ 59 т/сут, по группе «Ю» ~ 47 т/сут. Скважин обычного профиля (т.е. ННС) в ХМАО-Югре в добыче нефти за историю перебивало более 105 тысяч. Средневзвешенный дебит нефти при вводе ННС ~ 28 т/сут, в т.ч. по пластам группы «А» ~ 26 т/сут, по группе «Б» ~ 36 т/сут, по группе «Ю» ~ 25 т/сут. Таким образом, среднее соотношение дебитов новых ГС и ННС (введенных, особо подчеркнем, в разные /несовпадающие/ периоды времени) составляет – 1,5, в т.ч. по пластам группы «А» ~ 1,5, по группе «Б» ~ 1,6, по группе «Ю» ~ 1,9.

По приблизительным оценкам за последнее 10-летие (2004-2013гг.) в ХМАО-Югре введено в добычу более трёх тысяч горизонтальных скважин. Средняя их эффективность (по добыче нефти) по данным АУ НАЦ РН ХМАО в год ввода составляла 9,67 тыс.т, в среднем за год в первые 5 лет (2004-2008гг.) – 11,2

тыс.т/год, а за последние 5 лет (2009-2013гг.) – 8,16 тыс.т/год, что ниже на 27%. В течение 2013г. в округе было введено 592 горизонтальные скважины, что составляет 14,7% от общего ввода новых скважин в этом году. Из указанных ГС в 2013г. добыто 4,440 млн.т нефти или 1,74% от общей добычи по округу и 18,5% от суммарной добычи нефти (23,946 млн.т) за счет ГТМ и МУН. Указанные объемы применения ГС и их эффективность являются максимальными за историю нефтедобычи в регионе.

На предприятиях группы «Газпром нефть» [8] число горизонтальных скважин с МсГРП достигло 325 (таблица 1.2).

Таблица 1.2 – Динамика буримых горизонтальных скважин [8]

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

В 2013г. в ОАО «Газпром нефть» (впервые в России) в горизонтальной скважине провели десятистадийный гидроразрыв пласта. Освоены МсГРП и в боковых горизонтальных стволах, за 10 месяцев 2014г. их выполнено – 92.

М.М.Хасанов полагает [119], что внедрение новых технологий, применяемых компанией «Газпром нефть», позволит вовлечь в разработку дополнительно 800 млн.т запасов нефти, несмотря на то, что качество вводимых в компании запасов ухудшилось по параметру "проводимость" – с 50 мД·м (в 2013г.) до 25 мД·м (в 2014г.). Количество высокотехнологичных скважин за последние четыре года выросло в 10 раз (таблица 1.3).

Таблица 1.3 – Высокотехнологичное бурение в ОАО «Газпром нефть» [119]

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

Доля горизонтальных скважин в общей проходке по компании составила: в 2011г. – 4%, в 2012г. – 13%, в 2013г. – 35%, в 2014г. – 42% . При этом средняя длина ГУ в ГС резко увеличилась: в 2011г. – 300 м, в 2012г. – 800 м, в 2013г. – 1030 м. Отмечен рост количества стадий гидроразрыва в ГС: в 2011г. – 3 стадии, в 2012г. – 5-6 стадий, в 2013г. – 9-10 стадий. В перспективе число стадий ГРП (в зависимости от длины горизонтального участка) может быть удвоено [119].

Для улучшения разработки ачимовских отложений Вынгаяхинского и Еты-Пуровского месторождений также бурились ГС с МсГРП [134]. В скважины спу-скали специальную компоновку (хвостовик) с набухающими пакерами и циркуля-ционными муфтами, разобщающими ГС на отдельные участки для проведения ГРП. Первые ОПР проведены по Вынгаяхинскому месторождению в пласте БП<sub>16</sub> ( $h_n - 16$  м), реализовано четыре стадии гидроразрыва, с закачкой по 70 т проппан-та в каждой. Эффективность МсГРП оказалась в 2,5 раза выше, чем стандартных гидроразрывов в ННС. В отличие от обычных ГРП в ННС, при МсГРП не приме-няли проппант со специальным покрытием (RCP), которое спекается в пласте и предотвращает вынос проппанта. Для снижения рисков концентрация проппанта была снижена до 800-900 кг/м<sup>3</sup>. После гидроразрыва скважину оставляли под дав-лением на 12-24 часа для распада геля.

Известно [71], что на месторождениях компании «Газпром нефть» в Запад-ной Сибири гидроразрывы пласта начали делать с 1990г., к 2009г. их провели бо-лее трёх тысяч. При этом ГРП обеспечивали до 30% от общей дополнительной добычи нефти по всем видам ГТМ. Начиная с мая 2005г. «слепые» ГРП в гори-зонтальных скважинах выполнены на Сугмутском, Романовском, Крапивинском, Новогоднем, Средне-Итурском, Вынгаяхинском, Холмистом месторождениях. При этом коэффициенты продуктивности оказались в 2,9 раза выше, чем по ННС с ГРП [71].

В 2010г. ООО «Газпромнефть НТЦ» начало проработку задачи о создании по длине ГС нескольких трещин ГРП [27]. Уже в 2011г. первая скважина с четырьмя ГРП была введена на Вынгапуровском месторождении. При этом для разобщения трещин не требовалось спускать в скважину гибкую ГНКТ. Обработанные зоны

разделяли подачей в поток жидкости шаров калиброванного размера, которые сдвигали циркуляционные клапаны, открывая окна для прохождения жидкости ГРП с проппантом. К декабрю 2012г. этим методом было обработано 20 ГС с числом стадий ГРП – от 4 до 6. В 2013г. введено в эксплуатацию 70 таких скважин с применением компоновки с 5-6 портами. Весьма перспективным считается [27] бурение и эксплуатация двухствольных ГС с проведением в них МсГРП.

На Приобском месторождении (ЮЛТ) бурение горизонтальных скважин с последующим проведением МсГРП началось в октябре 2012г. в рамках реализации «Программы по работе с осложненными и трудноизвлекаемыми запасами нефти» [20, 129].

Schlumberger представила [17] ОАО «Газпром нефть» технологические решения для освоения ресурсов в бажено-абалакском комплексе Пальяновской площади. Предусмотрено бурение четырех ННС глубиной 2,7-2,8 тыс.м. Бурение первой скважины началось в декабре 2013г. Опыт работы с ТриЗ «Газпром нефть» получает также в рамках взаимодействия с компанией Salym Petroleum Development. В январе 2014г. SPD сообщило о начале бурения первой горизонтальной оценочной скважины для изучения баженовской свиты на Верхне-Салымском месторождении. В 2014-2015гг. SPD планирует построить пять ГС и испытать в них технологию многостадийного гидроразрыва пласта [17].

ООО «Газпромнефть-Хантос» в 2014г. ввело 36 горизонтальных скважин с МсГРП, что увеличило добычу нефти на 250 тыс.т. В 2015г. будет построено 57 ГС с МсГРП, ожидаемый прирост добычи нефти – 500 тыс.т. Самая длинная на Приобском месторождении горизонтальная скважина имеет протяженность ствола 4406 м при длине ГУ – 760 м. Применение кластерных МсГРП снижает закачку проппанта на 45% при росте дебита – на 15%. Внедрение новой технологии позволит вовлечь в разработку нерентабельные краевые участки Приобского месторождения [129].

Существенные достижения в области применения технологии ГС+МсГРП имеются в Западной Сибири и у компании «ЛУКОЙЛ». Ранее на предприятиях (наряду с проведением ГРП в ННС) бурили и обычные ГС с длиной ГУ – 500 м [72].

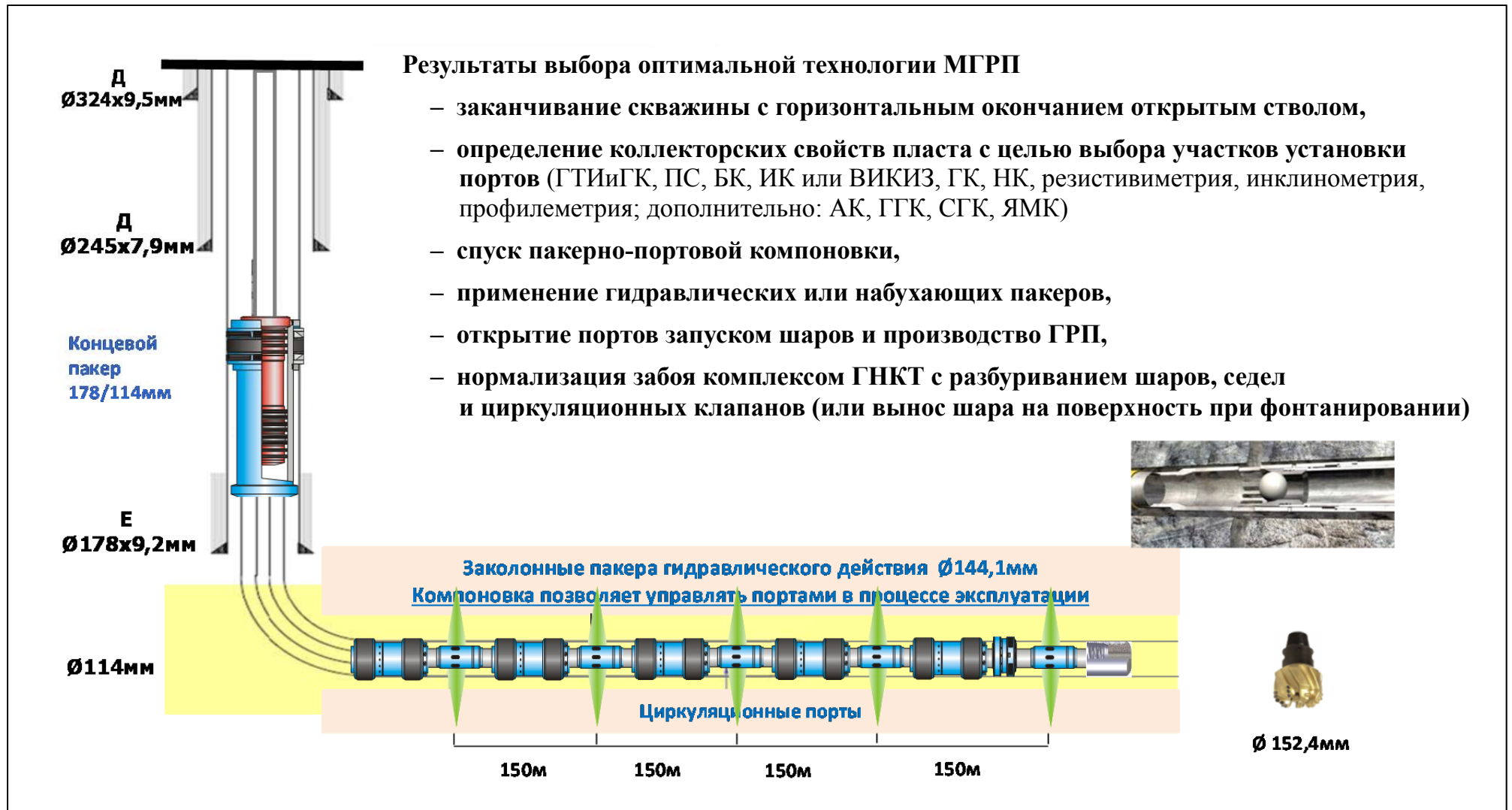


Рисунок 1.1- Типовая схема горизонтальной скважины с проведением многостадийного гидроразрыва пласта

Однако в пластах с высокой расчлененностью и низкой проницаемостью дебиты ГС оказались ниже, чем дебиты ННС с ГРП. После проведения «слепых» гидроразрывов дебиты нефти в ГС не превышали 20 т/сут. Проблема увеличения дебитов в НПК решалась за счет проведения в ГС многозонных гидроразрывов пласта (МзГРП).

В компании «ЛУКОЙЛ» [72] с целью увеличения охвата пласта дренированием большинство ГС (с длиной ГУ 500-800 м) бурят перпендикулярно вектору максимального горизонтального напряжения. Затем ГУ обсаживают хвостовиком 114 мм, оборудованным разбухающими пакерами и портами гидроразрыва. Большинство ГС оборудованы для проведения пятизонного (через 100 м) гидроразрыва пласта. Пилотные испытания показали высокую эффективность новой технологии (таблица 1.4).

Таблица 1.4 – Первые результаты применения МзГРП в ГС [72]

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

В 2011г. дебит нефти по ГС с МзГРП составил 76 т/сут, дополнительная добыча нефти – 184 тыс.т. Более 90% всех операций выполнено успешно, что сопоставимо с результатами ГРП в ННС. По сравнению с базовой технологией кратность роста входных показателей составляет 2,5 раза, а по основным объектам

Тевлинско-Русскинского и Урьевского месторождений – 3,1 раза. Проведенное в компании 3D-моделирование показало [72], что в пластах с проницаемостью 25 мД применение ГС с МзГРП (по сравнению с ННС и ГРП) за 30 лет увеличит КИН – на 5%, а при проницаемости 5 мД – на 33% (отн.).

Результаты внедрения анализируемой технологии на 96 скважинах 15 месторождений НК "ЛУКОЙЛ" в Западной Сибири, приведены в работе [12]. Наибольшее (78%) количество операций проведено в пластах группы Ю<sub>1</sub>. Здесь бурение ГС с поинтервальными ГРП обеспечило рост дебитов – в 2,7 раза по сравнению с базовой технологией. Скважины с МзГРП разделили на четыре группы с учётом особенностей геологического строения объектов: ЧНЗ – с хорошими экранами; ЧНЗ – с хорошими экранами, однако в кровле или подошве пласта выделены пропластки с низкими ФЕС и недонасыщенные нефтью; с наличием в пределах пласта переходной зоны и ВНК; с низкой (30-40%) нефтенасыщенностью. Наиболее высокая эффективность работ получена в скважинах первых двух группах, входной дебит нефти по ним превышал 40 т/сут.

В зависимости от условий в одной горизонтальной скважине можно выполнить от двух – до нескольких десятков гидроразрывов [130] – (за рубежом в одной скважине выполнено около 60 операций гидроразрыва пласта). ОАО «ЛУКОЙЛ» совместно с Weatherford реализовало программу строительства горизонтальных скважин с поинтервальными гидроразрывами пласта по технологии ZoneSelect на Урьевском и Тевлинско-Русскинском месторождениях (пласт ЮВ<sub>1</sub>). В открытый ствол длиной 500 м спускалась компоновка НКТ – 114 мм с набухающими пакерами и циркуляционными клапанами. Для проведения гидроразрыва спускались НКТ – 89 мм. Далее выполняли четыре операции ГРП с закачкой 40 т проппанта в каждый циркуляционный клапан. В начале продавки, для открытия следующего циркуляционного клапана, в скважину сбрасывали шар из композитного материала. В январе-феврале 2011г. запущены в работу первые три добывающие ГС с МсГРП. В перспективе компания планирует [130] провести в ГС 10-12-зонные гидроразрывы пласта.

Проведение «слепых» гидроразрывов пласта в горизонтальных стволах в



ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» впервые опробовано в 2003-2004гг. [120]. Работы продолжены в 2007г. и на начало 2009г. выполнена 41 подобная операция. В ТПП "Когалымнефтегаз" в 2007-2008 гг. в ГС сделано 25 «слепых» ГРП. Средняя масса закачанного проппанта – 15-55 т при максимальных концентрациях 735-1010 кг/м<sup>3</sup> и темпе закачки жидкости разрыва 3,5-4 м<sup>3</sup>/мин. Дебит жидкости после этих работ составил 21-63 т/сут, нефти – 6-24 т/сут при обводненности 53-84%. Анализ показал [120], что перфорация протяженных горизонтальных участков (при «слепых» гидроразрывах) не приводит к пропорциональному увеличению дебита. Эффективность «слепых» ГРП в ГС оказалась даже ниже, чем у необработанных ГС. По данным ПГИ скважин 7152II Тевлинско-Русскинского и 5141Г Кочевского месторождений установлено, что после «слепого» гидроразрыва основной приток обеспечивают несколько десятков метров (ближних к началу ГУ) перфорированного интервала [120].

В 2011г. в ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» доля ГС в общем вводе скважин выросла до 32% (153 из 466 введенных скважин), а ранее – в 2010г. их доля составляла 11% (59 из 523) – [15]. В 2012г. доля ГС достигла 40% (233 из 582). Для понимания особенностей работы пласта со вновь созданными трещинами в горизонтальных скважинах выполняется микросейсмический мониторинг многозонных гидроразрывов, проводятся исследования в горизонтальных участках стволов скважин, оснащенных байпасной системой с помощью колтюбинговой установки [15].

В ТПП «Покачевнефтегаз» [88] с применением многозонного гидроразрыва пласта на Нонг-Еганском месторождении сдано в эксплуатацию девять горизонтальных скважин с дебитом нефти – 40 т/сут.

Внедрение технологии МзГРП в ГС с использованием многоступенчатой компоновки хвостовика [65] стало прорывом при разработке низкопроницаемых коллекторов. За 2011г. введено более 90 ГС с МзГРП. В зависимости от длины ГУ (от 200 до 650 м) количество фрак-портов варьирует от 3 до 5, масса проппанта на один интервал ГРП – от 4 до 50 тонн. Общая масса проппанта, закачанного в одну ГС, изменялась от 58 до 146 т/скв. В 2012г. в ГС опробован восьмизонный гидро-

разрыв пласта с суммарной закачкой – 240 т пропанта.

В Когалымском районе 60-65% ГС строится с учётом проведения МсГРП; на юрские объекты вводятся по 80-100 ГС ежегодно [113]. Бурение проводят стандартным буровым станком грузоподъемностью 200 тонн. Устойчивость бурильной колонны обеспечивает пятиинтервальный профиль, для которого смоделирован процесс спуска 114 мм хвостовика с техническими средствами для проведения МзГРП: фрак-порты, пакера, установленные через каждые 50 м; интервал между портами гидроразрыва – 100 м. Разрабатывается документация на строительство ГС с протяженностью горизонтального участка – 1500 м [113].

Весьма важным является оптимальное разнесение интервалов ГРП (рисунок 1.2). Низкая фильтрация пропантной пробки дает возможность сократить интервал – до 30 м. Однако проводимость коллектора не требует столь частого расположения трещин ГРП, рекомендуемое расстояние между ними – не менее 50 м. На конец 2012г. технология применена в 11 скважинах [86], количество стадий ГРП в БГС – 3, расход пропанта на одну стадию – 60 т.

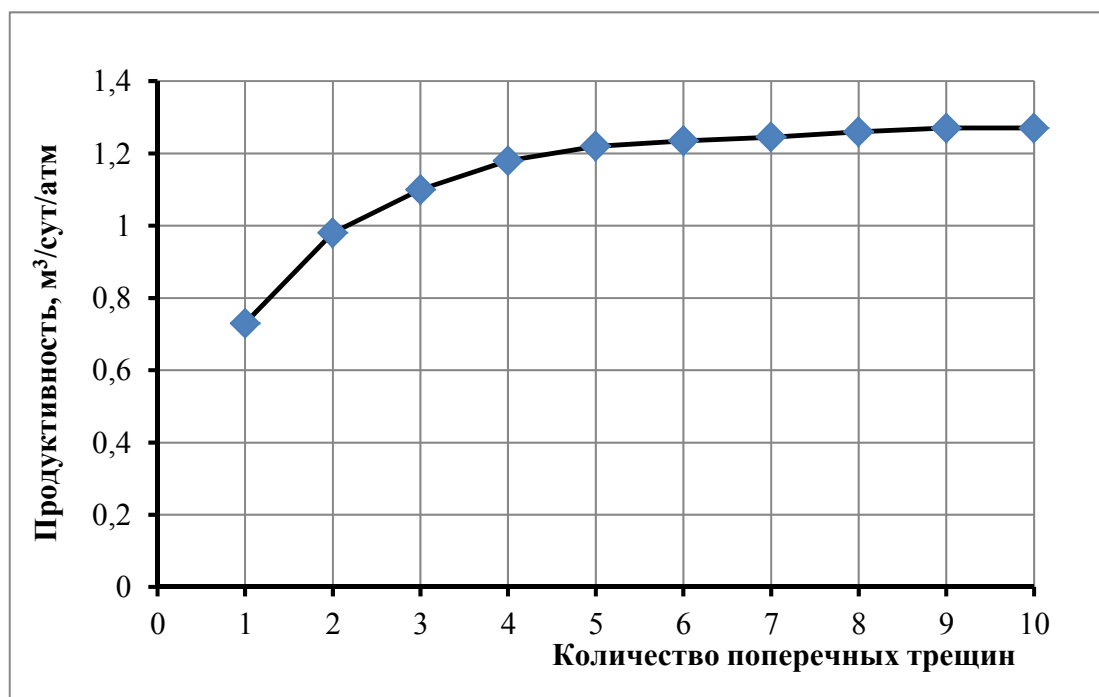


Рисунок 1.2 - Зависимость продуктивности ГС от количества стадий МсГРП [86]

На Приобском месторождении совместно с Schlumberger с помощью пластового электромикросканера FMI проведены [54] специальные исследования про-

цесса гидроразрыва. Определили преимущественное направление максимального стресса –  $340-350^\circ$ , позднее это было подтверждено закачкой индикаторных жидкостей.

Обобщены [66] результаты геофизических исследований скважин в ООО «РН-Юганскнефтегаз» методами кросс-дипольного широкополосного акустического каротажа (АКШ) и электрического сканирования. Применялись микроимиджеры – DSI, MSD и XMac-F1 кросс-дипольного АКШ и электрические микроимиджеры FMI и StarImager. Определяли высоту трещин гидроразрыва, азимут техногенных трещин, механические свойства горных пород, естественную анизотропию скоростей поперечных волн для прогноза контраста горизонтальных напряжений. Азимут техногенных трещин определен по данным 31 гидроразрыва, в т.ч. на Приобском месторождении – 18 ГРП. Установлено, что 87% значений азимутального угла трещин лежит в диапазоне  $310-350^\circ$  вне зависимости от принадлежности скважин к конкретным месторождениям. Азимут трещин ГРП распределен нормальным образом при математическом ожидании –  $331,9^\circ$  (или  $151,9^\circ$ ) и стандартном отклонении –  $13,8^\circ$  [66].

ООО «Роснефть-Юганскнефтегаз» в 2010г. приняло решение [24] о выделении опытного участка для испытания технологии ГС+МзГРП с бурением этих скважин в 2011-2012гг. Авторы публикации [24] перечислили критерии, благоприятные для применения этой технологии: отсутствие пересечения целевого пласта в плане с другими пластами; общая толщина объекта – не более 100 м; толщина продуктивного пропластка – не менее 2 м; толщина разделов между пропластками – не более 3-4 м.

Для проведения работ на Приобском месторождении выбран участок пласта АС<sub>11</sub> с параметрами: песчанистость – 31%, пористость – 18%, эффективная проницаемость – 2 мД, нефтенасыщенность – 64%, проводимость – 6 мД·м. Технология предусматривала [24] спуск многосекционной компоновки для закачки проппанта с портами (муфтами), разделенными в затрубье пакерами. Намечено бурение четырех ГС с длиной ГУ 800-1000 м и 7-8ю стадиями гидроразрыва. Направление ГУ скважин – параллельно азимуту трещин ГРП. Масса проппанта на одну ста-

дию ГРП – 70-110 т, расчетная эффективная полудлина трещин – 50-60 м, закрепленная высота – 70 м, закрепленная ширина – 3,5 мм. Забойное давление в добывающих скважинах – 5 МПа. Полудлина трещин для ННС с ГРП – 150 м, для ГУ длиной 800 м с семью трещинами ГРП – 50 м. По результатам моделирования ожидается, что дебит ГС с МсГРП превысит дебит ННС с ГРП – в 2,6 раза. Прогнозируется высокий темп падения дебита ГС по сравнению с ННС [24].

Согласно моделированию [25] для Приобского месторождения (СЛТ) считается оптимальным бурение ГС с продольными трещинами ГРП. Плотность сетки – 25 га/скв, длина ГУ – 1000 м. Расчетный дебит ННС с ГРП – 227 м<sup>3</sup>/сут, а ГС с МсГРП – 355 м<sup>3</sup>/сут. В варианте с ГС за 40 лет разработки достигается максимальный КИН – 0,331. Реализация проекта начата [25] бурением скважины 5869Г с длиной ГУ – 800 м и проведением 7<sup>ми</sup>-стадийного ГРП по технологии StageFrac (по 50 т проппанта – на каждую стадию). Дебит жидкости оказался в 1,5-2 раза выше, чем окружающих ННС с ГРП. Несмотря на высокую стоимость ГС с ГРП (158 млн.руб.), которая в три раза выше, чем ННС с ГРП (52 млн. руб.), за 5 лет работы ожидается увеличение ЧДД – в 1,9 раза.

Испытана [57] технология SurgiFrac фирмы Haliburton (точечная стимуляция горизонтального ствола с созданием поперечных трещин), а также стандартной технологии «слепого» гидроразрыва пласта (создание продольной или поперечной трещины) в горизонтальном стволе. Технология SurgiFrac предусматривает закачку жидкости ГРП через 3-6 форсунок (с фазировкой 60-120°) и включает пескоструйную перфорацию интервала, а также создание трещины – направленной струей жидкости. Объект применения технологии – пласт БП<sub>14</sub> Тарасовского месторождения (проницаемость 1-3 мД) характеризуется низкой эффективностью ГРП в ННС из-за неконтролируемого роста высоты трещин и слабой упаковки проппанта. Условием создания продольных трещин ГРП в ГС [57] является ориентация ствола вдоль направления максимального горизонтального напряжения.

На Региональном технологическом Форуме по Западно-Сибирскому дивизиону в г. Нижневартовске выделяли [28] две группы технологий: 1) поинтервальная перфорация (в том числе гидropескоструйная) и проведение ГРП в ГС; 2) приме-

нение в ГС специальных компоновок – портов и муфт с разобшением интервалов ГРП заколонными пакерами, либо цементированием хвостовиков. Двухстадийные гидроразрывы проводят с 2009г., в основном, по пласту АВ<sub>1</sub><sup>1-2</sup> Самотлорского месторождения. В 2010-2011гг. ЦДО протестировали ряд доступных технологий МсГРП. Например, в «ТНК-Нягань» провели трехстадийный ГРП с применением колтюбинга по технологии ISOJET – гидropескоструйная перфорация с последующим проведением ГРП. Планируют бурение аналогичных ГС также на Ем-Еговском месторождении [28].

В январе 2012г. на Самотлоре после пяти стадий ГРП введена в работу ГС №19955. Время освоения – 70 суток, входной дебит нефти – 90 т/сут.

К середине 2011г. на рынке РФ появились зарубежные компоновки для проведения МсГРП в один этап. ОКБ «ЗЕНИТ» и НПП «СибБурМаш» (Россия) разработали раздвижные муфты (аналог технологии FracPoint компании Baker Hughes), которые испытаны [28] на трех скважинах Самотлора.

В феврале-марте 2012г. на скважинах 19774 и 19965 Самотлорского месторождения испытаны компоновки ООО «КАТКОнефть» и Baker Hughes (технология «лайнеров», спускаемых в горизонтальный хвостовик 114 мм). В скважинах 19774 (оснастка Baker Hughes) и 19965 (Team Oil Tools) за один подход выполнено – пять и четыре гидроразрывов. По скважине 19774 получен дебит жидкости – 160 м<sup>3</sup>/сут, нефти – 68 т/сут, по скважине 19965: дебит жидкости – 125 м<sup>3</sup>/сут, нефти – 91 т/сут. После опытно-промышленных испытаний приоритет отдан разбухающим пакерам из-за простоты и надежности их применения [28].

В «Самотлорнефтегазе» изучили технологию ГРП в ГС с разрывными муфтами – BPS компании Trican Well Service, применяемую в США и Канаде. В пласте АВ<sub>1</sub><sup>1-2</sup> Самотлора выполнен шестистадийный гидроразрыв, начальный дебит жидкости – 130 м<sup>3</sup>/сут, нефти – 35 т/сут. Манжетный пакер позволяет закачивать проппант в несколько интервалов стимуляции без подъема пакера из скважины. Параллельно компанией Pinokal (подразделение Halliburton) на скважине проведено картирование трещин гидроразрыва методами микросейсмики [28].

В 2012г. на рынке в России перспективной инновацией стала технология

BPS™ [35] проведения в ГС многостадийных ГРП – компании «Трайкан Велл Сервис». Особенность её состоит в том, что муфты BPS™ являются частью обсадной колонны и накручиваются прямо на скважине с «разбегом» – от 25 до 75 м. Активация муфт и выполнение гидроразрыва осуществляется через специальную пакерную компоновку C2C™ (в паре с разрывными муфтами), спускаемую в скважину на НКТ или ГНКТ/НКТ.

В 2012г. «Варьеганнефтегаз» впервые провел МсГРП в ГС на Кошильском и Верхнеколик-Еганском месторождениях [11] с получением дебитов нефти до 120 т/сут. В 2013г. «Варьеганнефтегаз» инвестировал [130] в опытно-промышленные испытания новых технологий (в т.ч. в бурение ГС с многостадийным гидроразрывом) 64 млн.долл. Пилотный проект реализуют на Северо-Хохряковском месторождении совместно с Schlumberger. В разработку вовлечены запасы юрских отложений Северо-Варьеганского месторождения. Всего для проведения работ намечено [11] семь первоочередных объектов с запасами нефти – 600 млн.тонн.

Пилотные работы по внедрению технологии ГС+МсГРП проведены [92] «Варьеганнефтегазом» на объекте ЮВ<sub>1</sub> (К – 5 мД). Длина ГУ в скважинах – 900 м, расстояние между рядами – 500 м, между скважинами в ряду – 200 м. Планируемые МсГРП включают четыре стадии, расстояние между портами 200 м, расчетный объём проппанта на один гидроразрыв – 80-100 т [92].

В ноябре 2012г. «Варьеганнефтегаз» совместно со Schlumberger составили [92] программу пилотных работ. В первой ННС (А36) проведен отбор керна и выполнен расширенный комплекс ГИС, дипольная акустика Sonic Scanner, CMR-Plus (ЯМК), SonFracMap, FMI. По данным Sonic Scanner определены механические свойства пласта. После гидроразрыва и акустического каротажа уточнено направление стресса – 10°. В процессе гидроразрывов в ГУ первой нагнетательной ГС (Б13) – в наблюдательной скважине В16 (в 200 м) выполнены микросейсмические исследования [92]. В скважину А36 закачали 81 т проппанта. Sonic Scanner подтвердил уход трещины – до кровли пласта ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup>. Высота видимой (вдоль скважины) части трещины ГРП – 49 м. Начальный дебит жидкости – 102 т/сут, обводненность – 21%, добыча нефти за 4 месяца – 7,7 тыс.т. Объем закачки проппанта в

сумме по четырем стадиям – 80-120т. При обработке первой нагнетательной ГС (Б13) получен дебит жидкости – 160 м<sup>3</sup>/сут, обводненность – 35%, по добывающей ГС (А25) дебит жидкости – 210 м<sup>3</sup>/сут, обводненность – 39%. Расчеты на секторной модели [109] показали, что применение системы горизонтальных скважин с МсГРП обеспечит необходимую рентабельность разработки объекта ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup>.

«Варьеганнефтегазом» и Schlumberger в процессе изучения трещин МсГРП в ГС методом микросейсмического мониторинга получены [91] следующие важные результаты:

- четко выраженные полудлины трещин ГРП с одной стороны ГС указывают на симметричное их развитие с другой стороны ствола скважины;
- зарегистрированные азимуты трещин (перпендикулярно ГС) подтверждают направление максимального горизонтального напряжения;
- микросейсмические наблюдения позволили определить точное положение всех портов гидроразрыва в стволе горизонтальной скважины.

Для Самотлорского месторождения разработана технология [60], при которой многопластовая система вскрывается горизонтальной скважиной, содержащей ряд горизонтальных или пологих участков, в последних последовательно проводят ГРП. Установлено, что бурение ГС с горизонтальными участками в каждом из гидродинамически несвязанных пропластков с одновременным их гидроразрывом позволяет существенно повысить эффективность выработки запасов из многослойных неоднородных по проницаемости пластов [60].

Целью исследования [93] являлась оценка влияния различного количества стадий гидроразрыва в добывающей ГС на технологические показатели разработки. Моделирование трещин гидроразрыва пласта в пакете «Tempest-More» осуществлялось методом Well fraction (WFRA). Расчеты выполнены при различной анизотропии пласта по вертикали. Длина горизонтальной части ствола – 500 м. Создаваемая трещина распространяется вертикально – от кровли до подошвы пласта, её проницаемость – 10 Д, ширина – 10 мм. Установлено, что область дренирования горизонтальной скважины увеличивается с ростом числа стадий гидроразрыва. При высокой анизотропии применение одностадийного гидроразрыва

в ГС увеличивает добычу на 80% по сравнению с базовым вариантом. Далее темпы роста падают: семистадийный гидроразрыв по сравнению с 6-стадийным дает прирост добычи всего лишь – на 0,6% [93].

Исследовалось [60] оптимальное взаиморасположение в горизонтальном стволе скважины трёх стадий гидроразрыва. Установлено, что для сильно анизотропного пласта АВ<sub>1</sub><sup>1-2</sup> по добыче нефти более эффективны варианты с максимальным разнесением трещин. Наименее эффективен вариант с расстоянием между трещинами – 50 м, т.к. при этом возрастает их интерференция. Оптимизируя распределение трещин по длине добывающей горизонтальной скважины, можно увеличить входной дебит нефти – на 20%, а общую добычу нефти – на 10%.

В некоторых условиях переход на пологие скважины (ПС) может улучшить показатели разработки. Сравнили [36] вариант ПС с результатами по базовому и вариантам с ГС при 3<sup>х</sup> и семистадийных гидроразрывах. В ГС с МсГРП в начальный период отмечается рост добычи нефти по сравнению с ПС. При низкой вертикальной анизотропии накопленная добыча нефти в варианте с ПС будет ниже, чем в вариантах с ГС+МсГРП.

Применение первых МсГРП в горизонтальных скважинах пласта АВ<sub>1</sub><sup>1-2</sup> Самотлора показало [37] их эффективность. Отмечается, что расположение ствола добывающей ГС поперек линии сноса в начальный период работы обеспечивает большой дебит жидкости и меньшую обводненность. Однако эффективность варианта в долгосрочной перспективе не ясна. С этой целью на модели исследовано влияние расположения ствола добывающей ГС (с трёхстадийным гидроразрывом) относительно линии сноса, а также – расположения нагнетательных скважин. Получено [37], что ориентация ствола добывающей скважины поперек линии сноса – более предпочтительна.

По данным АУ НАЦРН ХМАО-Югры «Самотлорнефтегазом» в 2012г. выполнено 65 операций МсГРП в ГС с суммарной добычей нефти 179 тыс.т (2,75 тыс.т на операцию); средний дебит по нефти – 12,3 т/сут, по жидкости – 71 т/сут. Видно, что пока эффективность технологии МсГРП на ГС по «рябчику»



– невысокая. Однако результаты обычных гидроразрывов на переходящем фонде ННС по «рябчику» в 2012г. оказались еще ниже – около 1000 т добычи при дебите нефти – 6 т/сут.

Для исследования технологии ГС+МсГРП в условиях Уренгойского ГКМ построена [43] секторная гидродинамическая модель высокого разрешения для единичной скважины. Рассчитаны показатели по вариантам: ННС плюс ГРП, ГС с несколькими поперечными (либо продольной) трещинами гидроразрыва. Обычная технология проведения ГРП в ННС давно и успешно применяется на Уренгойском месторождении, есть примеры закачки в пласт – до 300 т пропанта и создания трещины с длиной крыла до 200 м.

Получены [43] следующие результаты:

- продуктивность газовой ГС без трещины – в три раза ниже, чем ННС с трещиной и в 9 раз меньше, чем ГС с четырьмя трещинами гидроразрыва.
- основной приток в ГС после МсГРП осуществляется через трещины. Поэтому вертикальная проницаемость не влияет на продуктивность, а перфорацию ствола целесообразно выполнять только в интервалах создания трещин ГРП.
- за первый месяц после гидроразрыва дебит скважин существенно снижается. Значительное (~ 30%) падение дебитов газа характерно для ННС с ГРП, по ГС с МсГРП падение в первый месяц – 15%. В последующем темп падения дебита газа снижается до 7-8% в год – для обоих вариантов заканчивания.
- использование ГС с МсГРП позволяет вдвое разредить сетку скважин, снизить (на 9 МПа) депрессию на пласт и сократить потери конденсата в пласте.

## **ВЫВОДЫ ПО РАЗДЕЛУ 1**

1) Технологии и технические средства строительства скважин сложного профиля с проведением многостадийного гидравлического разрыва ультранизкопроницаемых коллекторов позволяют сформировать разветвленную систему техногенных каналов и трещин, охватывающую объем продуктивного пласта. Но отсутствует системная оптимизация технологии разработки ультранизкопроницае-

мых коллекторов с применением горизонтальных скважин и многостадийных гидроразрывов.

2) Разработанные ООО «Газпромнефть-НТЦ» методические подходы к подбору скважин для проведения геолого-технологических мероприятий обеспечил интенсификацию притоков нефти. Выбор горизонтальных скважин и боковых горизонтальных стволов для проведения многостадийного гидроразрыва пластов проводится с учетом пересечения воронок депрессий при работе соседних скважин, наличия несвязанного коллектора и в условиях нарушения линейного закона Дарси при низких скоростях фильтрации. В 2013 г. запущено в работу 15 горизонтальных скважин на Приобском и 5 горизонтальных скважин на Зимнем месторождениях. На каждой из них выполнено по 5-6 гидроразрывов. Основные приросты по дебитам нефти относятся к горизонтальным скважинам (28 т/сут) на 14 скважинах.

3) Кроме указанных выше источников результаты исследования технологии создания трещин за счет проведения множественных гидроразрывов пласта в горизонтальных скважинах, а также особенности её реализации нашли свое отражение, в частности, в работах [22, 24, 25, 27, 28, 43, 44, 57, 59, 60, 72, 73, 75, 86, 91, 93, 96, 127, 130, 131, 134]. Установлено, что в области трехмерного цифрового геолого-гидродинамического моделирования процесса разработки ультранизкопроницаемых пластов горизонтальными скважинами с многостадийными гидроразрывами глубокого исследования требуют следующие вопросы:

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

- дальнейшее развитие и усовершенствование цифровых методов, учитывающих реальную конфигурацию и параметры трещин, создаваемых в ходе многостадийных гидроразрывов пласта в горизонтальных скважинах, в том числе и после проведения в них повторных аналогичных операций;

- в связи с многообразием исследуемых подходов (а при этом требуется

рассмотреть сотни вариантов) к разработке ультранизкопроницаемых коллекторов с помощью горизонтальных скважин при многостадийных гидроразрывах пласта в условиях взаимного влияния друг на друга ключевых параметров технологии (длина горизонтальной части ствола, число стадий многостадийного гидроразрыва пласта, длина крыла трещины гидроразрыва в пласте и т.д.) – необходимо создать методику, оптимизирующую выбор рационального варианта разработки.

4) На сегодняшний день в области применения горизонтальных скважин с многостадийными гидроразрывами при разработке ультранизкопроницаемых пластов требуют решения, также следующие проблемы:

- оценка геолого-физических условий, перспективных для применения горизонтальных скважин с увеличенной (до 2000 м и более) длиной горизонтального участка с количеством стадий гидроразрыва в них – до 20 и более;

- уточнение в зависимости от конкретных ФЕС пластов и плотности запасов нефти рациональных параметров и геометрии сеток разбуривания объектов (имеющих проницаемость – менее 1 мД) горизонтальными скважинами с многостадийными гидроразрывами: расстояние между скважинами в ряду, расстояние между рядами скважин и другие;

- обоснование геолого-физических условий, перспективных для применения нагнетательных горизонтальных скважин (в т.ч. с многостадийными гидроразрывами пласта) взамен наклонно-направленных;

- выявление степени количественного влияния применяемой технологии горизонтальных скважин с многостадийными гидроразрывами на характеристику вытеснения нефти водой и конечную нефтеотдачу особо низкопроницаемых коллекторов.

## **2 ИССЛЕДОВАНИЕ ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ РАЗРАБОТКИ НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ КОЛЛЕКТОРОВ С ПРИМЕНЕНИЕМ ЛИТОЛОГО-ФАЦИАЛЬНОГО АНАЛИЗА И МАТЕМАТИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ**

Вопросам моделирования залежей нефти с трудноизвлекаемыми запасами посвящены труды таких известных учёных, как С.Л.Барков, Л.Ф.Дементьев, В.Г.Каналин, М.И.Максимов, Н.Я.Медведев, Э.Д.Мухарский и другие. Результаты их исследований позволяют учитывать в комплексе отдельные характеристики пластов, создавать адекватные геолого-промысловые модели залежей, что является основой проектирования технологий разработки месторождений углеводородного сырья. В связи с поставленными задачами в работе выявляется взаимосвязь условий осадконакопления, фильтрационно-емкостных характеристик, послойной и зональной неоднородности продуктивных пластов исследуемого объекта.

### **2.1 Петрофациальное геологическое моделирование залежей нефти Приобского месторождения**

Одним из основных условий получения успешных результатов при разработке нефтяного месторождения является достоверность прогноза геологического строения залежей нефти в зонах, неохваченных бурением. Основной задачей при этом является установление предполагаемых как границ распространения, так и качества (ФЕС) песчаных тел, к которым приурочены нефтяные залежи. Коллекторские свойства песчаных тел обусловлены особенностями их формирования в различных условиях осадконакопления. В связи с этим возникает задача установления связей между петрофизическими характеристиками пород-коллекторов и их фациальной природой.

Эта задача решается путем создания петрофациальных моделей, использование которых при геологическом моделировании позволяет прогнозировать фильтрационно-емкостные свойства различных фациальных литотипов. Совместно с концептуальным осмыслением геологического распространения их в объеме выделенных стратиграфических единиц это позволяет снизить геологические

риски при проектировании разработки месторождения.

Рассматриваемые направления сейсмологического изучения природных геологических тел изучались такими исследователями как В.С.Муромцев [76], Ч.Э.Б.Конибир [49], Л.Косентино [53], М.Р.Лидер [58], Х.Рединг [89] и другими [121].

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

Современные технологии ГИС и методики комплексной интерпретации их показаний позволяют оценить достаточно большое число параметров горной породы. В связи с этим возникает вопрос о возможности прогнозирования (либо подтверждения) седиментологических моделей фаций с использованием некоторых дополнительных количественных критериев. Такими критериями, в частности, могут быть *палеогидродинамические уровни седиментации*, а также параметры, характеризующие изменение динамики среды осадконакопления. Прослеживание в разрезе выделяемых седиментационных единиц по данным методов СП, гамма-каротажа и других – обычно носит качественный характер и, как правило, не связано с какими-либо универсальными численными критериями.

Для повышения достоверности прогноза важную роль играет выявление первоначальных признаков, характеризующихся наибольшей устойчивостью для рассматриваемых типов песчано-алеврито-глинистых пород. В качестве таких признаков могут выступать гранулометрические параметры, включающие: содержание фракций – песчаной  $K_{песч.}$ , алевритовой –  $K_{алевр.}$  и глинистой –  $K_{гл.}$ ; медианный размер зерен –  $Md$ ; коэффициент сортировки обломочного материала –  $S$ ; макси-

мальный размер зерен –  $M_{max}$  а также толщина и текстурные особенности пород, характер контактов [В.С.Муромцев].

На основании классификации, предложенной В.С.Муромцевым, в пластах АС<sub>10-12</sub> Приобского месторождения выделено (таблица 2.1) пять палеогидродинамических уровней [121].

Таблица 2.1 – Палеогидродинамические характеристики пород Приобского месторождения (по В.С.Муромцеву)

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

Исследование распределения указанных параметров по разрезу скважин позволило установить [121] *последовательность смены палеогидродинамических уровней (циклов) осадконакопления*, которая использовалась в качестве дополнительного критерия при фациальной типизации пород Приобского месторождения. Взаимосвязь указанных в таблице 2.1.1 параметров для ЮЛТ Приобского месторождения, полученная по данным исследования керна, показана на рисунке 2.1.

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

Для месторождений Западной Сибири установлено, что связь между параметрами – пористость и проницаемость имеет различный вид в зависимости от структуры порового пространства. При хорошей связанности (открытости) пор проводящие свойства пласта всегда выше, чем в условиях плохой связанности того же порового объема. Указанное явление приводит к значительному разбросу

точек при парных сопоставлениях:  $K_n - K_{пр}$ . Вариация (разброс) точек при этих сопоставлениях обусловлена изменением структурных особенностей порового пространства пород-коллекторов.

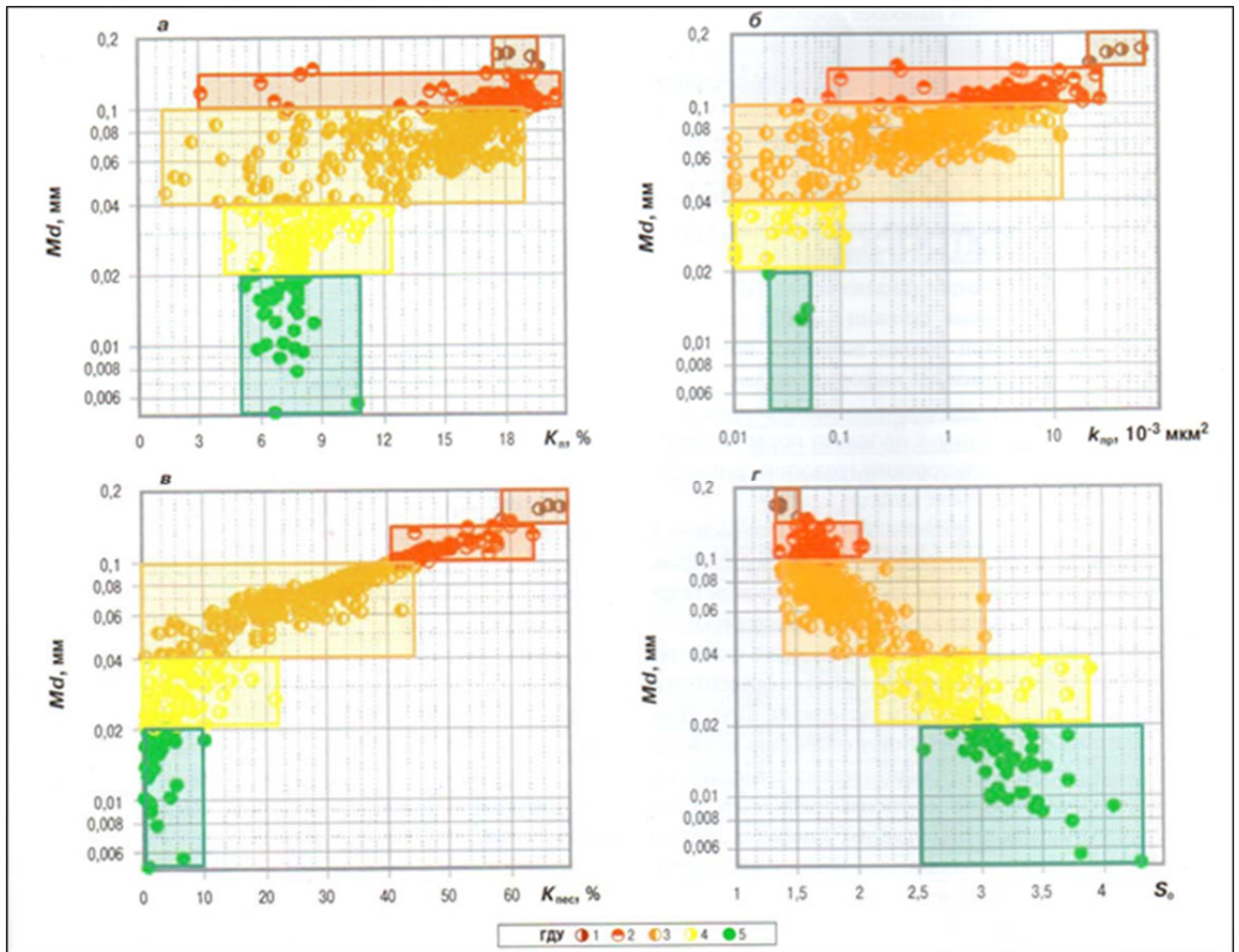


Рисунок 2.1. – Сопоставление параметров пористости  $K_n$  (а), проницаемости  $K_{пр}$  (б), объемного содержания песчаной фракции  $K_{песч}$  (в), сортировки  $S$  (г) – со средним размером частиц твердой фазы горной породы  $Md$  и выделенными палеогидродинамическими уровнями [121]

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

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

$$K_{п} = K_{пск} (1 - \eta_{гл}); \quad (2.1) \quad \eta_{гл} = K_{гл} / (K_{п} + K_{гл}); \quad (2.3)$$

$$K_{п} = K_{пск} - K_{гл}; \quad (2.2) \quad K_{гл} = C_{гл} (1 - K_{п}), \quad (2.4)$$

где:  $K_{пск}$  – скелетная пористость породы без учета глинистого цемента;  $\eta_{гл}$  – доля глинистого цемента в объёме порового пространства песчано-алевритовой матрицы;  $C_{гл}$  – отношение массы навески частиц размером менее 0,01 мм (по данным гранулометрии) – к общей массе навески.

Статистический анализ параметров по выборке образцов керна, имеющей гранулометрические определения – с одновременной оценкой ФЕС, позволил установить следующие петрофизические зависимости между параметрами (рисунок 2.2). Наличие таких зависимостей позволяет провести комплексное уточнение величин ФЕС и определить основные структурные характеристики – на основе величин  $K_{п}$  и  $K_{пск}$ , определенных по данным ГИС.

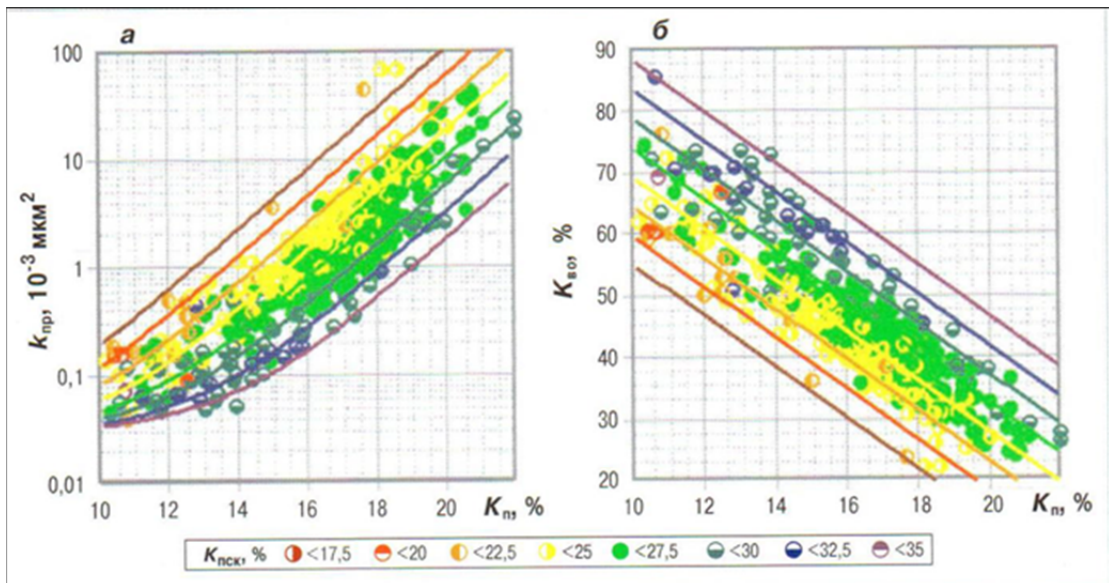


Рисунок 2.2 – Петрофизические зависимости: а)  $K_{пр} = f(K_{п}, K_{пск})$ , б)  $K_{во} = f(K_{п}, K_{пск})$  для пород ЮЛТ Приобского месторождения [121]

Выполняется перемасштабирование кривых ГИС – в поточечные кривые пористости, проницаемости, остаточной водонасыщенности  $K_{во}$ , глинистости, песчанности, алевритистости, а также среднего размера (диаметра) зерен. Последний параметр является основным при выделении ГДУ на основании указанных выше



критериев. Кривую изменения среднего размера зерен можно представить в виде градиента, который будет количественно характеризовать изменение динамики условий осадконакопления. Результат обработки данных по скважине на основе приведенного алгоритма показан на рисунке 2.3.

Дальнейшим этапом работ по петрофациальному моделированию является сопоставление полученных результатов с фациальными типами пород. В пластах АС<sub>10-12</sub> Приобского месторождения выделяется ряд фаций с характеристиками глубоководного морского генезиса, что сужает круг поиска модели седиментации.

В качестве итоговой далее была выбрана модель морских глубоководных терригенных отложений. В обучающей выборке использовались результаты детального литолого-седиментологического анализа пород месторождения.

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

Комплексный анализ петрофациальных типов пород, выделенных по результатам как обработки ГИС по вышеизложенной схеме, так и анализа керновых данных, позволил определить и детализировать вероятный тип фаций для каждой скважины с отбором керна на ЮЛТ Приобского месторождения. Стратификация разреза Приобского месторождения с выделением отдельных продуктивных пластов АС<sub>8</sub>, АС<sub>9</sub>, 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>, АС<sub>12</sub><sup>1</sup>, АС<sub>12</sub><sup>3-5</sup> приведена на рисунке 2.4.

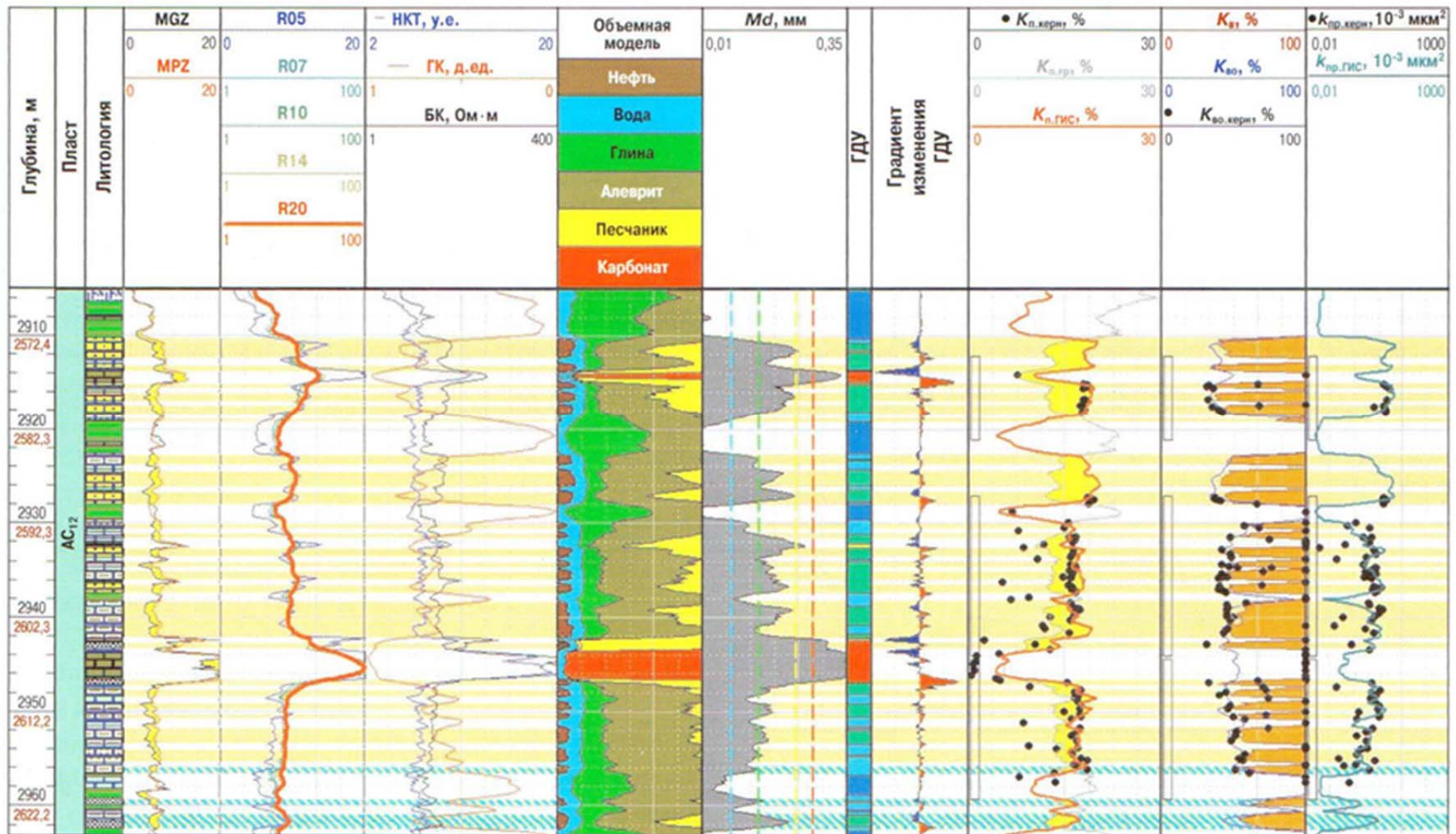


Рисунок 2.3 – Пример поточечного определения ФЕС и структурных параметров с классификацией ГДУ и оценкой смены условий осадконакопления пласта AC<sub>12</sub> [121]

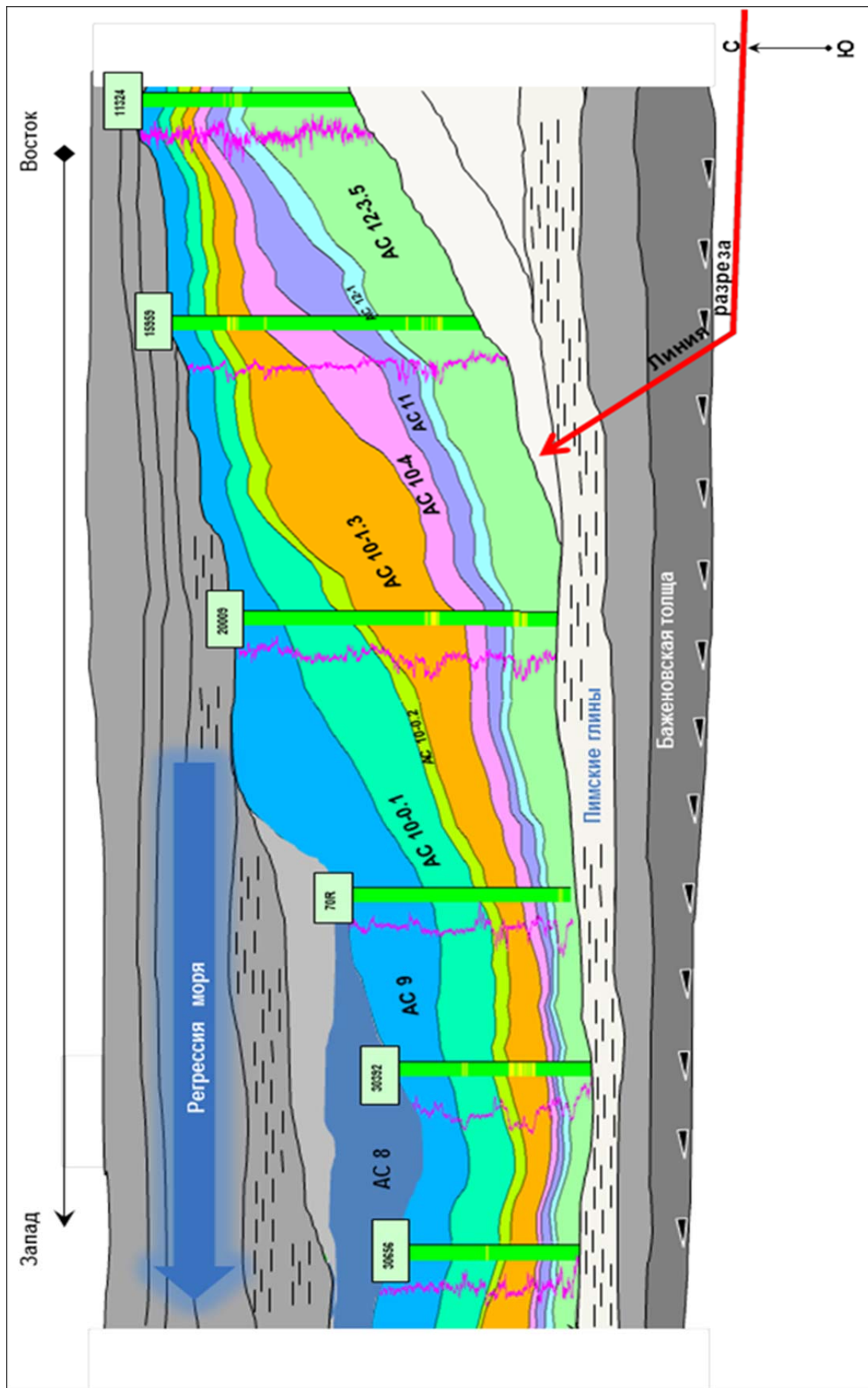


Рисунок 2.4. - Стратификация разреза Приобского месторождения (ЮЛТ) в широтном направлении

/Источник: ООО «Газпромнефть-НТЦ»/

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

*Палеорельеф* – один из доминирующих факторов, контролирующих процесс осадконакопления.

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

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

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

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

Используя наработанный материал, удалось дифференцировать геологическое строение объекта АС<sub>10-12</sub> Приобского месторождения на подчиненные зоны и фации, а также закартировать границы их распространения (рисунок 2.5).

Освоение наилучших частей Приобского месторождения (с уверенным прогнозированием границ коллекторов, их литологической корреляцией и достоверным прогнозом свойств по площади) – фактически завершено (рисунки 2.5 и 2.6). Получение дополнительной добычи нефти в будущем связано с нарастающей ролью «глубоководных» коллекторов. Эти пласты характеризуются отсутствием четкой дифференциации границ по сейсмике, недостаточной прогнозируемостью свойств и границ коллекторов, резкой литологической и фациальной изменчивостью пород.

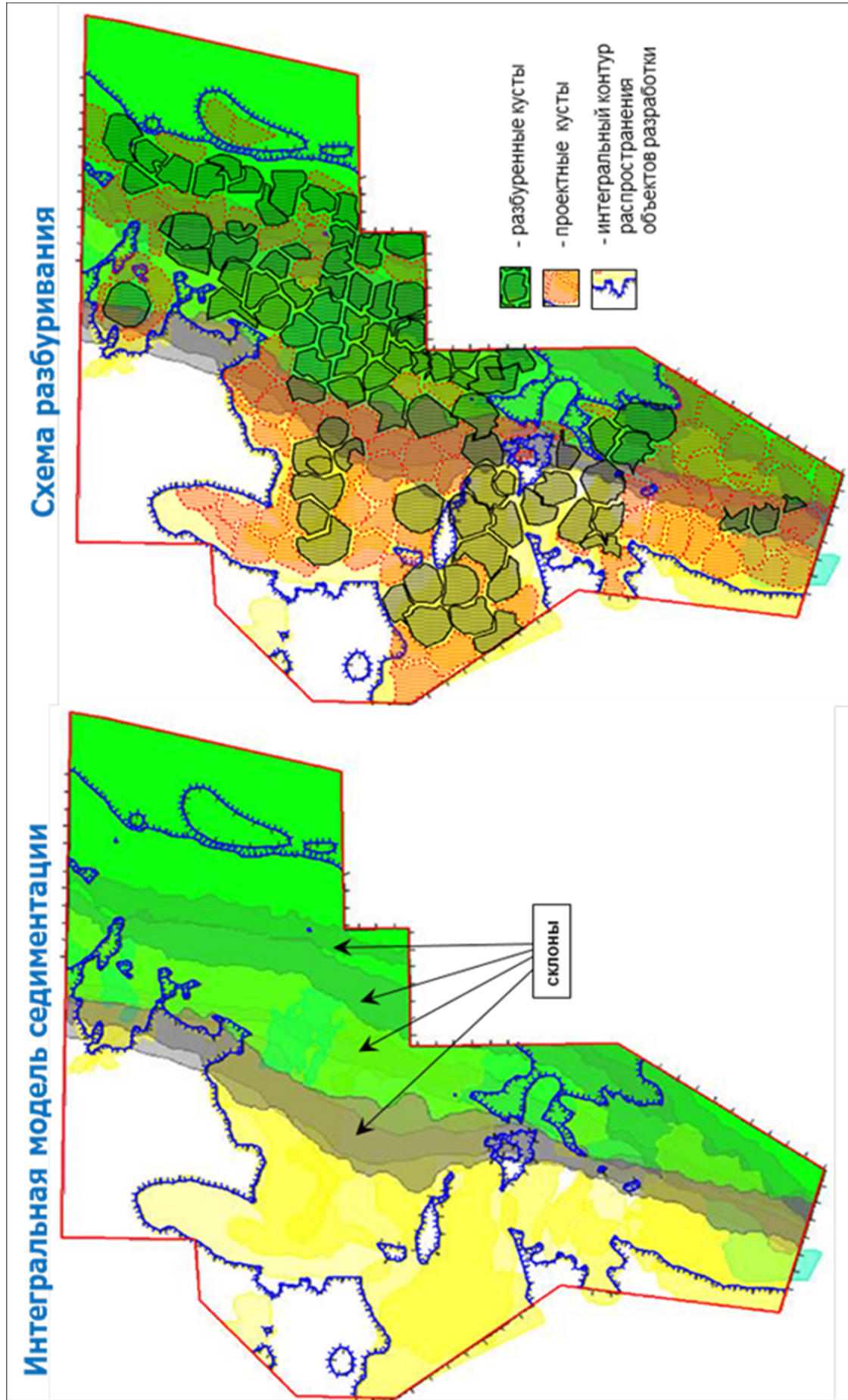


Рисунок 2...5. - Схемы эксплуатационного разбуривания Приобского месторождения (ЮЛТ) с учётом модели седиментации /Источник: ООО «Газпромнефть-НТЦ»/

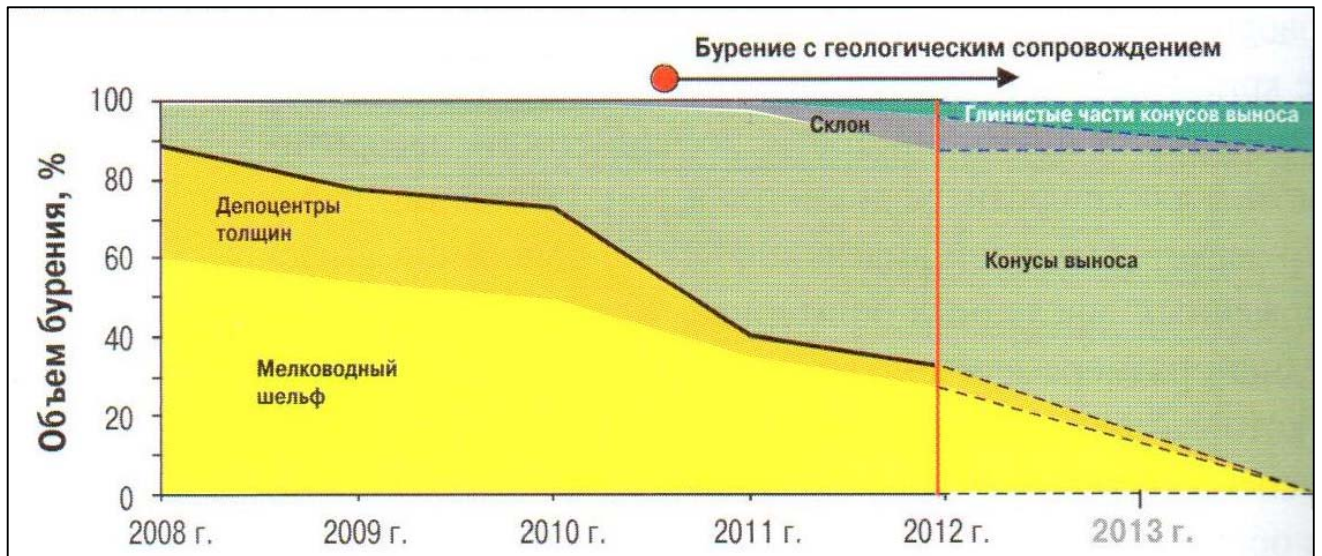


Рисунок 2.6 – Распределение объемов эксплуатационного бурения на Приобском месторождении по зонам с различными условиями осадконакопления /Источник: ООО «Газпромнефть-НТЦ»)

Использование новой методики в условиях сложного геологического строения продуктивных пластов, постоянный геологический мониторинг, корректировка целей и оперативное принятие решений позволяют существенно повысить показатель успешности предлагаемой [121] технологии разработки.

Дальнейшим направлением работ является обеспечение связи с гидродинамическими исследованиями скважин, а также привязка параметров петрофациальной модели к результатам разработки: особенностям текущего состояния разработки, успешности выработки запасов – в результате формирования разветвленной системы техногенных каналов и трещин.

Установление комплексной связи конкретного типа осадков с их геометрией, морфологией и трендами изменения фильтрационно-емкостных свойств позволило консолидировать разнородную и разномасштабную геолого-геофизическую информацию, выявить [128] основные риски проектирования размещения нового фонда скважин с МсГРП и оценить потенциал их продуктивности.

## 2.2 Зависимость коэффициента вытеснения нефти водой от геолого-физических параметров ультранизкопроницаемых коллекторов

Проектирование разработки особо низкопроницаемых коллекторов с использованием трехмерных моделей нередко сопряжено с отсутствием достоверных (полученных непосредственно на керне) зависимостей для определения основных параметров процесса вытеснения: остаточной нефтенасыщенности ( $K_{он}$ ) – от начальной нефтенасыщенности ( $K_{нн}$ ) и  $K_{он}$  – от проницаемости ( $K_{пр}$ , мД).

Вопросы получения неких обобщенных зависимостей  $K_{выт}$  или  $K_{он}$  от различных параметров пластов, а также особенности применения этих зависимостей для различных типов коллекторов рассматривались в работах [3,7,97,99,138], как по месторождениям Западной Сибири, так и других регионов страны [23,133]. Из параметров, влияющих на указанные показатели, чаще всего исследовались проницаемость, начальная водонасыщенность, вязкость и подвижность нефти, скорость вытеснения, литология пластов и другие [81]. Укажем некоторые из этих зависимостей.

И.Ф.Глумов (ТатНИПИнефть) в 1961 году для терригенных коллекторов горизонта  $D_1$  Ромашкинского нефтяного месторождения Татарстана получил следующую зависимость  $K_{выт}$  от проницаемости  $K_{пр}$ :

$$K_{выт} = 0,0873 \cdot \lg K_{пр} + 0,464 \quad /R^2 = 0,88/ \quad (2.5)$$

Впоследствии в 2011г. Р.И.Шафигуллин и И.М.Бакиров [133] уточнили зависимость  $K_{выт}$  от  $K_{пр}$  (мД) для терригенских девонских отложений Ромашкинского месторождения:

$$K_{выт} = 0,71355 \cdot e^{(-0,026/K_{пр})} \quad /R^2 = 0,8832/ \quad (2.6)$$

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

$$K_{выт} = 0,0404 \cdot \ln K_{пр}/\mu_n + 0,7916 \quad /R^2 = 0,86/ \quad (2.7)$$

В.И.Галкин и Г.П.Хижняк [23] изучали зависимость  $K_{выт}$  от характеристик литологии ( $K_{лит}$ ) терригенных и карбонатных пластов Пермского края, а также условного параметра  $\alpha_m$ , характеризующего «долю застойных зон в залежах

нефти». В результате были получены следующие уравнения:

$$K_{\text{лит}} = 1,283 - 0,037 \cdot \lg K_{\text{пр}} - 2,114 \cdot \alpha_m / R^2 = 0,98/ \quad (2.8)$$

а для терригенных коллекторов (47 образцов) в виде:

$$K_{\text{выт}} = 0,1211 \cdot \lg K_{\text{пр}} + 0,3822 \quad /R^2 = 0,77/ \quad (2.9)$$

$$K_{\text{выт}} = -1,4931 \cdot \alpha_m + 1,0201 \quad /R^2 = 0,83/ \quad (2.10)$$

$$K_{\text{выт}} = 0,8264 \cdot K_{\text{лит}} + 0,0905 \quad /R^2 = 0,79/ \quad (2.11)$$

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

Обобщенные зависимости  $K_{\text{нн}}$  и  $K_{\text{выт}}$  от различных геолого-физических параметров получены [3, 7, 99, 138], в основном, для среднепроницаемых коллекторов. Было показано [7, 34, 99], что применительно к продуктивным пластам месторождений Западной Сибири  $K_{\text{выт}}$  зависит от начальной нефтенасыщенности и проницаемости пород (рисунок 2.7, 2.8), а также линейной скорости фильтрации [99].

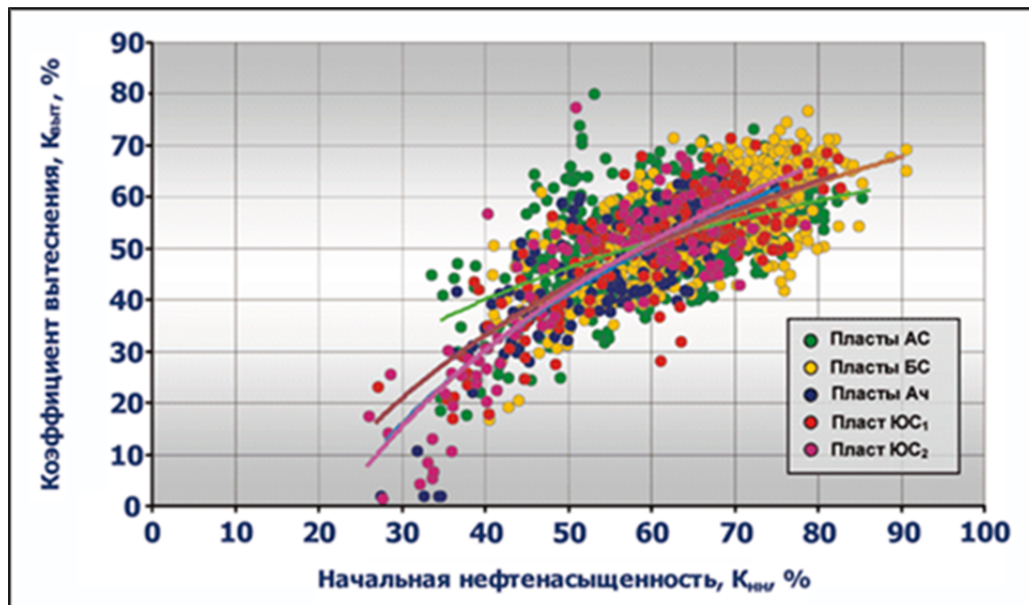


Рисунок 2.7 – Зависимость коэффициента вытеснения нефти водой от начальной нефтенасыщенности образцов керна по группам пластов месторождений Западной Сибири [7, 99]



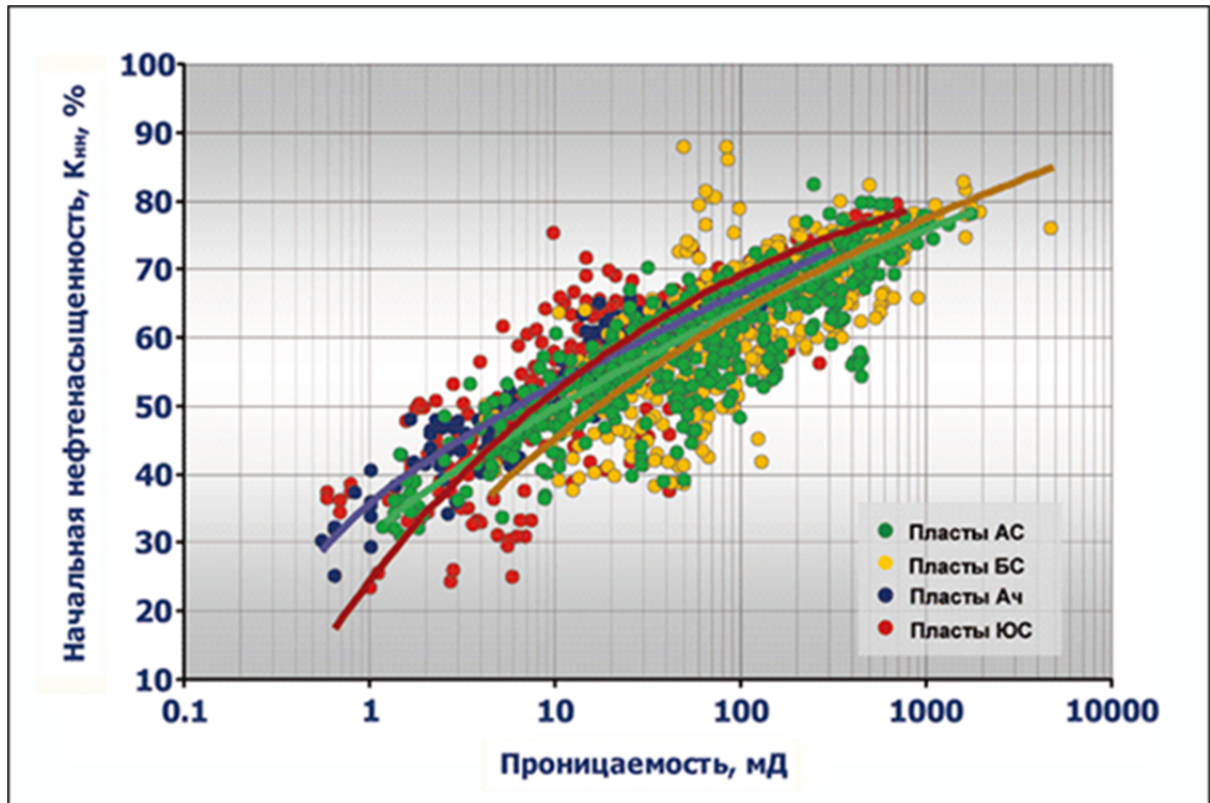


Рисунок 2.8 – Зависимость начальной нефтенасыщенности от проницаемости образцов керна по группам пластов месторождений Западной Сибири [7, 99]

Из рисунка 2.7 видно, что разброс фактических точек  $K_{\text{выт}}$  в зависимости от  $K_{\text{ин}}$  и  $K_{\text{пр}}$  – весьма значителен. Если произвести условное "сжатие" всех точек по соответствующим ординатам, то усреднённая зависимость  $K_{\text{выт}} = f(K_{\text{ин}})$  для всех групп пластов («А», «Б», «Ю», Ач) будет выглядеть следующим образом – рисунок 2.9.

В.П.Сониным с соавторами [99] в 1997г. были получены следующие виды зависимостей для групп среднепроницаемых пластов нефтяных месторождений Западной Сибири (всего исследовано – 1387 образцов керна) с учётом (установленного ими) влияния на  $K_{\text{выт}}$  – линейной скорости вытеснения нефти водой на керне:

Пласты группы "А":

$$K_{\text{он}} = 20 + (K_{\text{н}} - 30) \times (0,312 - 0,415 \cdot \lg V_{\text{лин}}); \quad (2.12)$$

Пласты группы "Б":

$$K_{он} = 23 + (K_n - 30) \times (0,299 - 0,271 \cdot \lg V_{лин}); \quad (2.13)$$

Пласты группы "Ю":

$$K_{он} = 19 + (K_n - 30) \times (0,244 - 0,286 \cdot \lg V_{лин}); \quad (2.14)$$

где:  $K_n$  – начальная нефтенасыщенность, %;

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

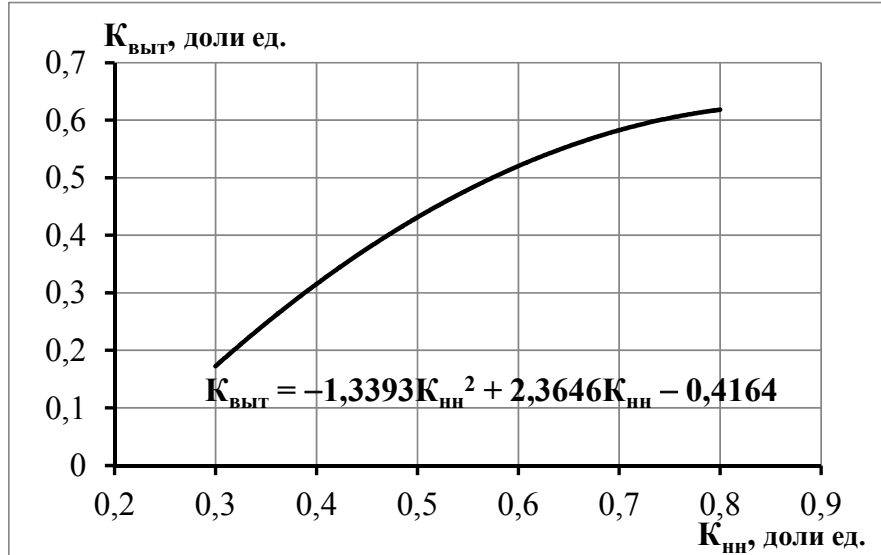


Рисунок 2.9 – Усреднённая зависимость коэффициента вытеснения нефти водой ( $K_{выт}$ ) от начальной нефтенасыщенности ( $K_{нн}$ ) пластов по месторождениям Западной Сибири [7, 99]

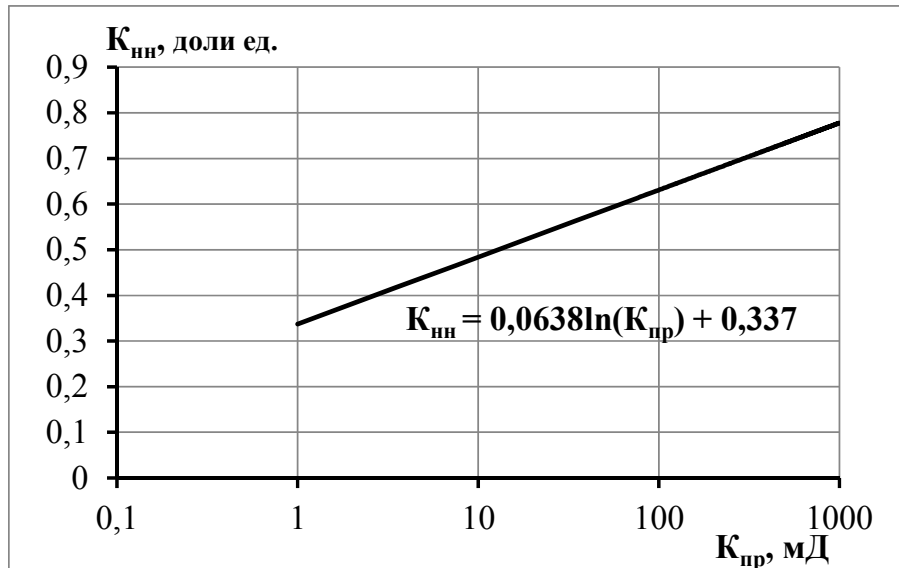


Рисунок 2.10 – Усреднённая зависимость начальной нефтенасыщенности ( $K_{нн}$ ) от проницаемости ( $K_{пр}$ ) пластов по месторождениям Западной Сибири [7, 99]

С использованием исходных данных, приведённых в работе [99] на с.27-28 (рисунки 8 и 9), выведены следующие усреднённые (обобщенные) зависимости

$K_{он}$  от  $K_{нн}$  (не включающие непосредственно величину  $V_{лин}$ ):

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

$$K_{он} = 0,2857 \times K_{нн} + 13,572 . \quad (2.15)$$

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

$$K_{он} = 0,20 \times K_{нн} + 19 . \quad (2.16)$$

в) для группы среднепроницаемых пластов Ю<sub>1-3</sub> (при фиксированной скорости вытеснения нефти водой на керне – 0,5-0,8 м/сут):

$$K_{он} = 0,1942 \times K_{нн} + 16,115. \quad (2.17)$$

г) для пластов Б<sub>18-22</sub> ачимовской толщи при скорости вытеснения 0,2-0,5 м/сут:

$$K_{он} = 0,375 \times K_{нн} + 7,5. \quad (2.18)$$

В связи с поставленными в работе задачами, необходимо изучить, почему рассмотренные выше зависимости, полученные [99] с целью оценки  $K_{он}$  и  $K_{выт}$  в 1997г., для условий особо низкопроницаемых коллекторов – применять не рекомендуется.

В последние годы при проектировании разработки пластов АС<sub>10-12</sub> Приобского месторождения в качестве более достоверной ООО «Газпромнефть-НТЦ» использует следующую графическую зависимость (рисунок 2.11). В то же время следует отметить, что более надёжными Сонич В.П., Соколов С.В., Янин А.Н. и др. считают [34, 97, 138] зависимости  $K_{он}$  и  $K_{выт}$  – не от проницаемости, а от начальной нефтенасыщенности пластов.

Имеющиеся результаты прямых лабораторных экспериментов по установлению зависимостей коэффициента вытеснения нефти водой от  $K_{нн}$  и  $K_{пр}$  (мД) – нередко бывают весьма противоречивыми и указывают на отсутствие каких-либо выраженных зависимостей исследуемых параметров. В качестве примера на рисунке 2.12 приведено графическое отображение результатов, полученных [83] в 1997г. В.Т.Питкевичем (ОАО СибНИИ НП) в ходе проведения потоковых лабораторных исследований на керне особо низкопроницаемого ( $K_{пр} < 5$  мД) пласта АС<sub>12</sub>

Приобского месторождения (СЛТ). Из рисунка 2.2.4 видно, что зависимости  $K_{он}$  и  $K_{выт}$  от ФЕС особо низкопроницаемого пласта  $АС_{12}$  – не просматриваются.

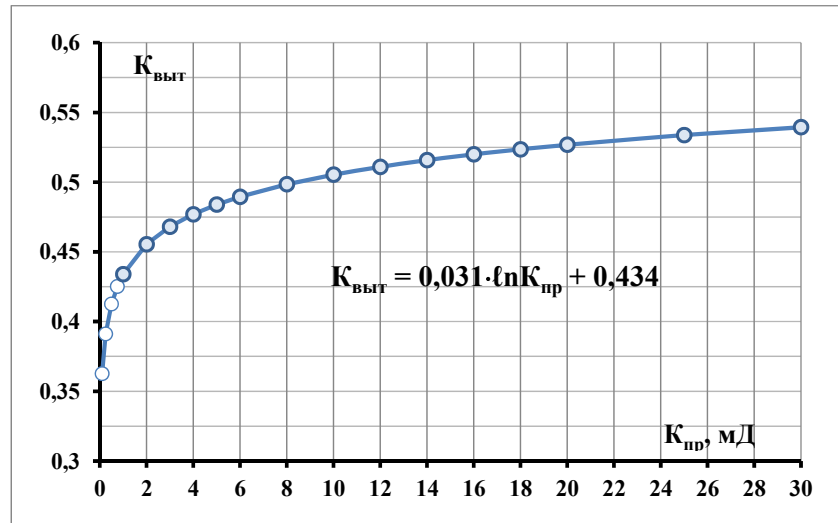


Рисунок 2.11 – Зависимость  $K_{\text{выт}}$  от  $K_{\text{пр}}$  для пластов  $АС_{10-12}$  Приобского месторождения (ЮЛТ) /Источник: ООО «Газпромнефть-НТЦ»/

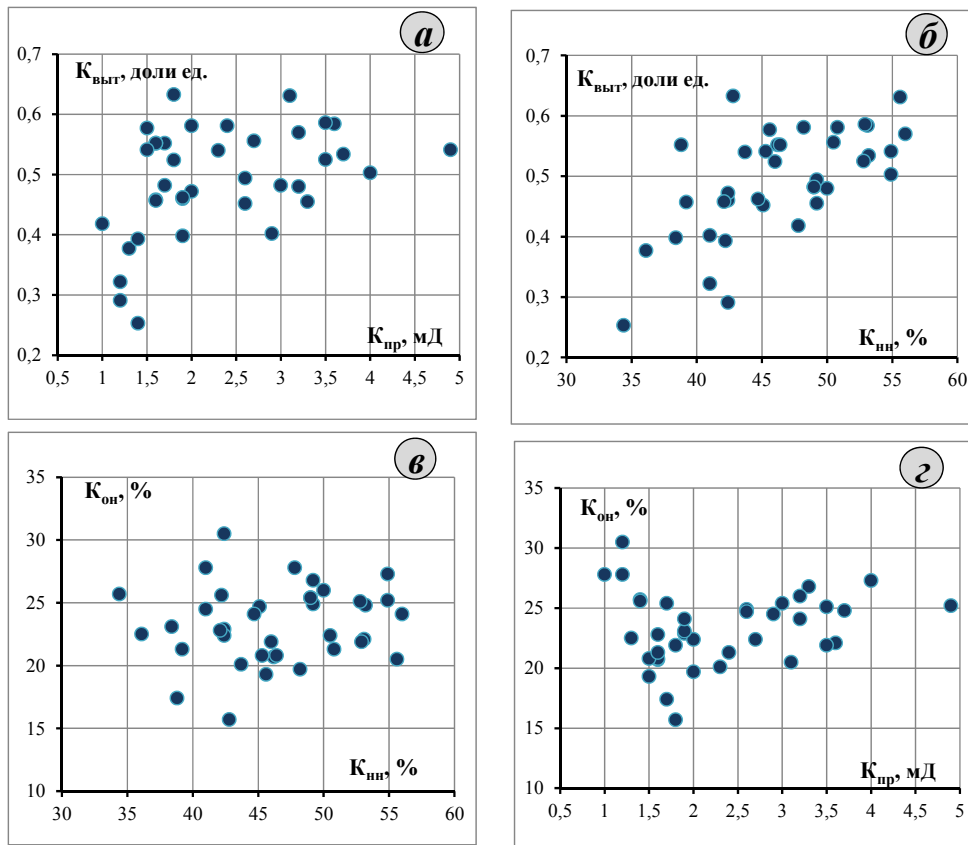


Рисунок 2.12 – Сопоставление ФЕС и параметров вытеснения на керне [83] по пласту  $АС_{12}$  Приобского месторождения (СЛТ) а) Сопоставление  $K_{\text{пр}}$  (мД) –  $K_{\text{выт}}$  в) Сопоставление  $K_{\text{пр}}$  (мД) –  $K_{\text{он}}$  б) Сопоставление  $K_{\text{пр}}$  (мД) –  $K_{\text{выт}}$  г) Сопоставление  $K_{\text{пр}}$  (мД) –  $K_{\text{он}}$

Применяемая СибНИИНП [67] при проектировании разработки НПК пласта П Шаимского района (ТПП «Урайнефтегаз») зависимость  $K_{он}$  от  $K_{нн}$  (с  $K_{пр} < 10$  мД), имеет вид:

$$K_{он} = 0,0968 \times K_{нн} + 25,584 \quad (2.19)$$

Однако, эта линейная зависимость (линия «а» – на рисунке 2.13) не соответствует аппроксимируемым фактическим точкам.

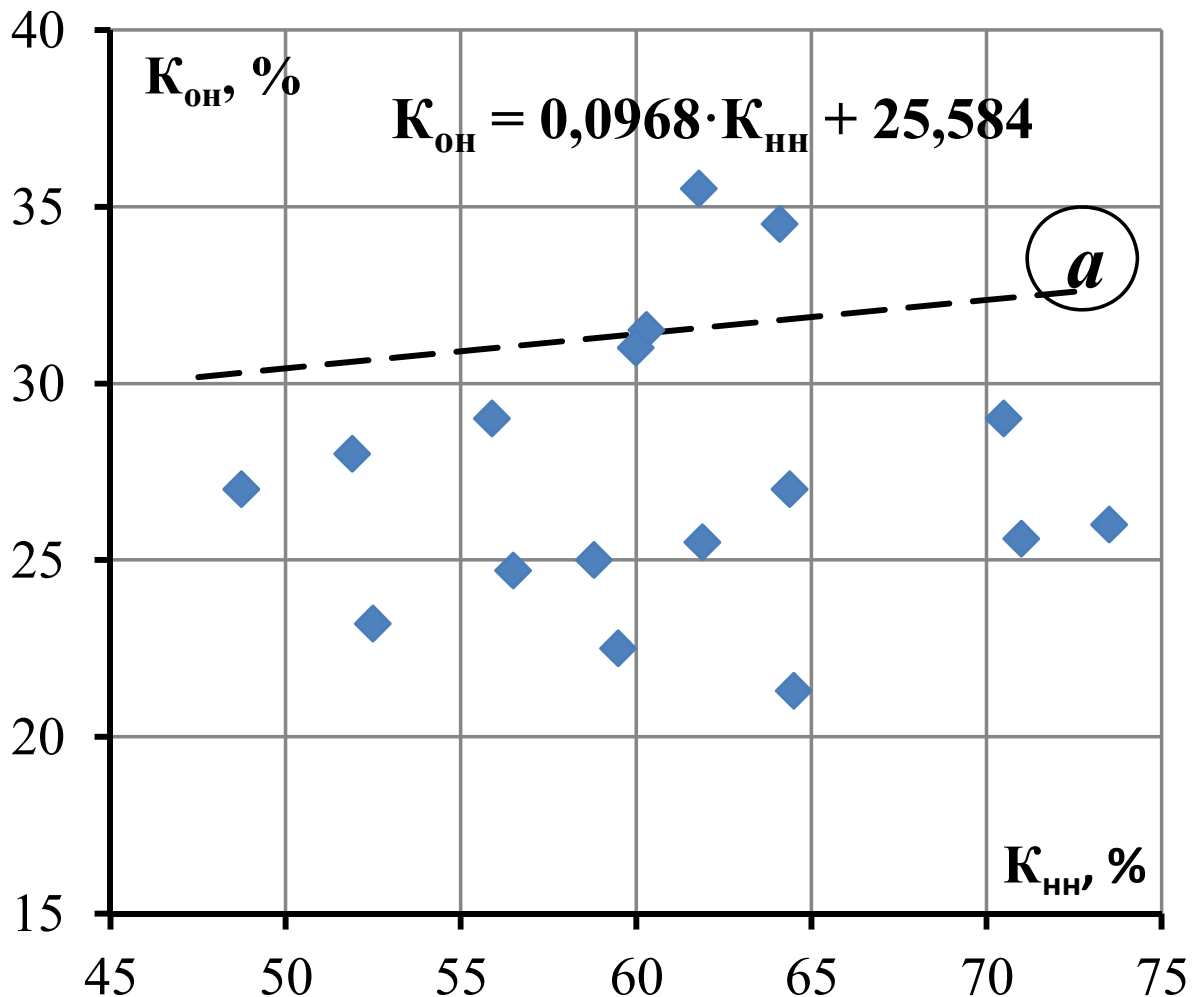


Рисунок 2.13 – Сопоставление  $K_{он}$  и  $K_{нн}$  для НПК ( $K_{пр} < 10$  мД) пласта П на месторождениях Шаимского района [67]

Достоверные значения  $K_{выт}$  можно получить, используя усредненные (обобщенные) зависимости, полученные в целом по группе объектов, представленных особо низкопроницаемыми коллекторами. С этой целью собрана и обработана [123] информация о величинах  $K_{он}$  и  $K_{выт}$ , принятых для представительной груп-

пы, состоящей из 30 произвольно выбранных пластов нефтяных месторождений Западной Сибири, представленных особо низкопроницаемыми коллекторами – с  $K_{пр} < 10$  мД (таблица 2.2). Проектные документы на разработку этих объектов рассматривались в разное время ТКР ХМАО и ЗСНГС ЦКР Роснедр по УВС.

На первом этапе исходные данные были обработаны без учета принадлежности пластов к различным стратиграфическим комплексам. Диапазон изменения основных ФЕС исследуемых ОНПК (таблица 2.2), а также их начальная нефтенасыщенность изменяются в достаточно широких пределах.

Таблица 2.2 – Диапазоны изменения ФЕС по рассматриваемым особо низкопроницаемым коллекторам ( $K_{пр} < 10$  мД)

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

По результатам обработки исходных данных, приведённых в таблице 2.3, построены соответствующие графики (см. рисунки 2.14-2.16) и получены [123] обобщённые зависимости линейного вида:

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

$$K_{он} = 0,3558 \cdot K_{нн} + 0,1055 \quad /R^2 = 0,6046/ \quad (2.20)$$

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

$$K_{выт} = 0,4767 \cdot K_{нн} + 0,1802 \quad /R^2 = 0,6061/ \quad (2.21)$$

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

$$m \cdot K_{он} = 0,4537 \cdot m \cdot K_{нн} + 0,0079 \quad /R^2 = 0,823/ \quad (2.22)$$

Таблица 2.3 – Параметры вытеснения нефти водой по особо низкопроницаемым пластам месторождений Западной Сибири [123]

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

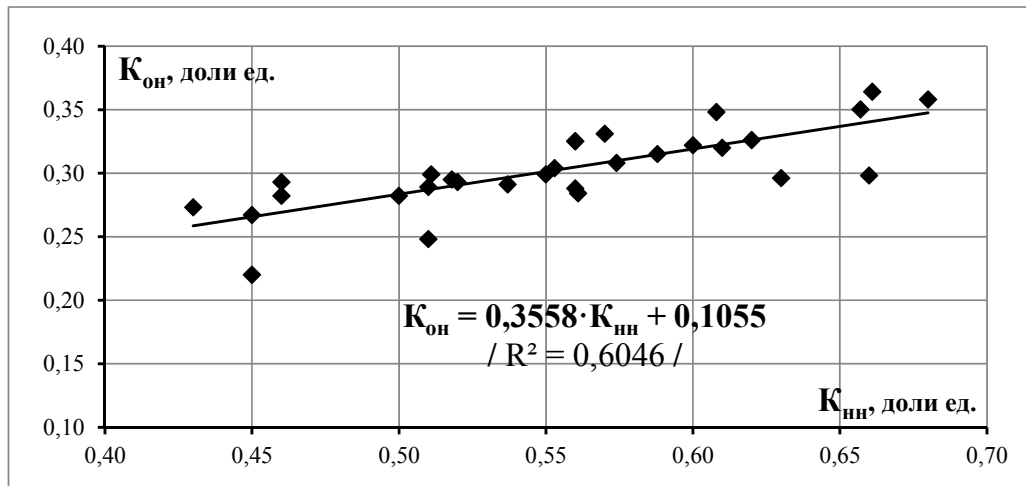


Рисунок 2.14 – Зависимость остаточной нефтенасыщенности  $K_{он}$  от начальной  $K_{нн}$  для особо низкопроницаемых коллекторов ( $K_{пр} < 10$  мД) месторождений Западной Сибири

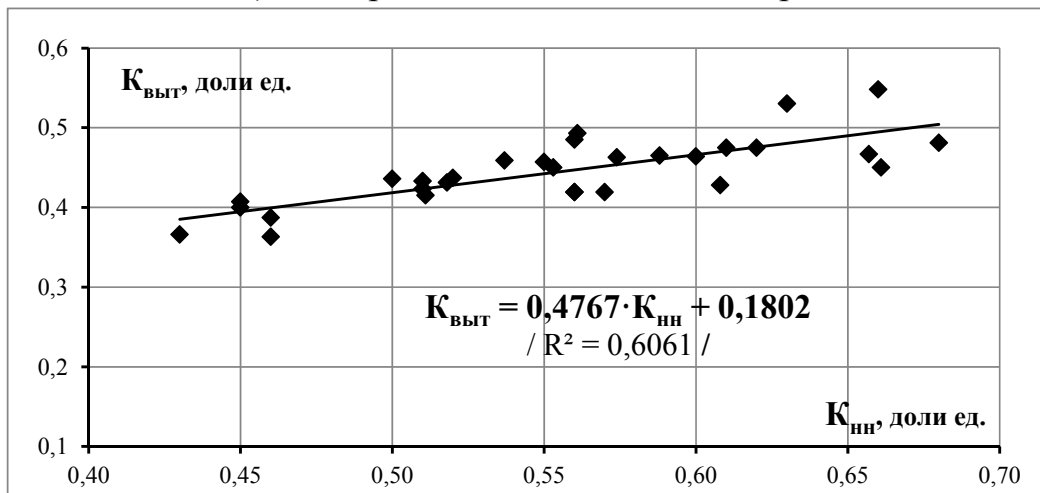


Рисунок 2.15 – Зависимость коэффициента вытеснения  $K_{выт}$  нефти водой от  $K_{нн}$  для особо низкопроницаемых коллекторов ( $K_{пр} < 10$  мД) месторождений Западной Сибири

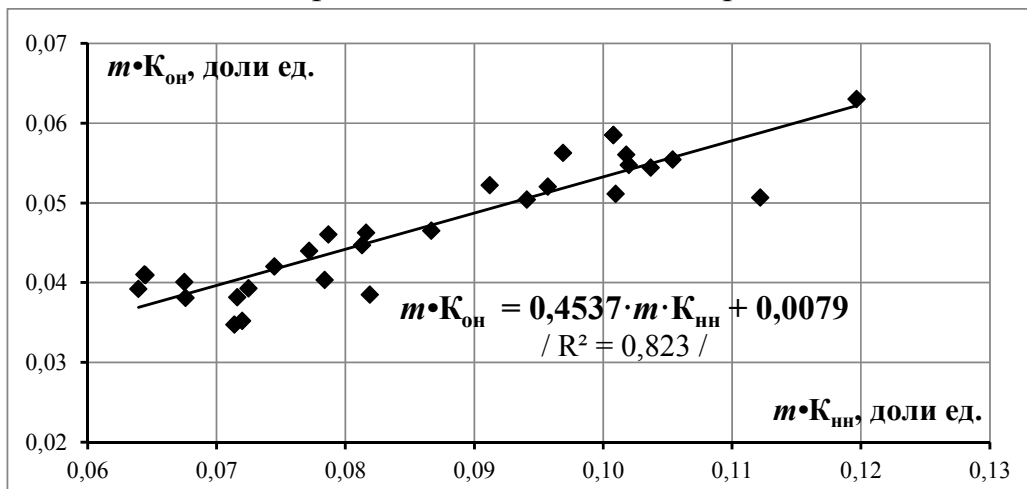


Рисунок 2.16 – Зависимость комплексного параметра  $m \cdot K_{он}$  от  $m \cdot K_{нн}$  для особо низкопроницаемых коллекторов ( $K_{пр} < 10$  мД) месторождений Западной Сибири



Отметим, что дальнейшее добавление к исследуемым зависимостям каких-либо дополнительных геологических параметров, учитывающих, например, проницаемость  $K_{пр}$  (мД) или  $\lg K_{пр}$  – не приводит к улучшению тесноты ранее полученных связей (зависимостей 2.20-2.22) для определения  $K_{он}$  и  $K_{выт}$ .

Для примера приведём величины параметров  $K_{выт}$  и  $K_{он}$  для традиционного интервала значений  $K_{нн}$  (0,375-0,65) в ОНПК, рассчитанные по зависимости (2.21):

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

Расчётами выявлена следующая закономерность: в зоне слабой (0,375 и ниже) нефтенасыщенности  $K_{выт}$  приближается к величине  $K_{нн}$ , а по мере роста величины  $K_{нн}$ , разница между  $K_{выт}$  и  $K_{нн}$  – существенно увеличивается и достигает – до 34% (отн).

Проверкой работоспособности полученных формул (таблица 2.4) на примере пластов АС<sub>10</sub> и АС<sub>12</sub> Приобского месторождения (ЮЛТ) установлено, что отличие в величинах  $K_{он}$  и  $K_{выт}$ , определённых двумя методами, несущественно.

Таблица 2.4 – Сравнение параметров вытеснения нефти водой  $K_{он}$  и  $K_{выт}$

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

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

Выполним сравнение величин  $K_{он}$  и  $K_{выт}$  в зависимости от  $K_{нн}$ , определенных по различным методикам [7,67,99,123] – см. таблицу 2.5 и рисунки 2.17-2.18. Из этого сопоставления следует, что:

1) Из разработанных ранее методов оценки величин  $K_{он}$  наиболее близок к предлагаемому метод В.П.Соница [99] (только для группы пластов "Б"). Прочие методы обеспечивают получение недостоверных величин  $K_{он}$ , особенно методы СибНИИ НП, усреднённый [7, 99] и В.П.Соница [99] (для пластов группы "Ю").

2) Что касается величины  $K_{выт}$  в зависимости от  $K_{нн}$ , то здесь наиболее близок к предлагаемому методу В.П.Соница [99] (только для группы пластов "Б"). Наибольшими отклонениями от предлагаемого характеризуются методы СибНИИ НП, В.П.Соница [99] (пласты группы "Ю") и усреднённый [7, 99].

Таким образом, с целью определения величин  $K_{он}$  и  $K_{выт}$  по пластам, представленным УНПК, рекомендуется использовать вновь полученные в данной работе выражения (2.20) и (2.21). Ещё более точные значения  $K_{он}$  можно получить из выражения (2.22), а затем перейти через  $K_{нн}$  к величине  $K_{выт}$ .

В качестве показательного примера приведём результаты анализа величин  $K_{выт}$ , представленных в проекте по Меретояхинскому месторождению Тюменской области в июле 2014г. на заседании ЗСНГС ЦКР Роснедр по УВС. Месторождение содержит около  $\frac{1}{3}$  часть запасов в ОНПК ачимовской толщи с  $K_{пр} < 2$  мД. Представленные в проекте величины  $K_{выт}$  вызвали сомнение у членов ЗСНГС, ввиду значительного разброса по пластам при близких значениях ФЕС (таблица 2.2.5).

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

Таблица 2.5 - Сравнение остаточной нефтенасыщенности ( $K_{он}$ ) и коэффициентов вытеснения ( $K_{выт}$ ), рассчитанных по различным методикам

№ п/п	Методы расчёта	Пласты группы	Пара-метры	Начальная нефтенасыщенность ( $K_{ин}$ ), доли ед.										
				0,35	0,4	0,45	0,5	0,55	0,6	0,65	0,7	0,75		
1	В.П.Сониц и др. [99] $V_{лин} = 1$ м/сут	"А"	$K_{он}$	0,2156	0,2312	0,2468	0,2624	0,278	0,2936	0,3092	0,3248	0,3404		
			$K_{выт}$	0,384	0,422	0,4516	0,4752	0,4945	0,5107	0,5243	0,536	0,5461		
2	В.П.Сониц и др. [99] $V_{лин} = 1$ м/сут	"Б"	$K_{он}$	0,245	0,2599	0,2748	0,2898	0,3048	0,3197	0,3347	0,3496	0,3646		
			$K_{выт}$	0,3001	0,3503	0,3892	0,4204	0,4459	0,4672	0,4852	0,5006	0,5139		
3	В.П.Сониц и др. [99] $V_{лин} = 1$ м/сут	"Ю"	$K_{он}$	0,2022	0,2144	0,2266	0,2388	0,251	0,2632	0,2754	0,2876	0,2995		
			$K_{выт}$	0,4233	0,464	0,4964	0,5224	0,5436	0,5613	0,5763	0,5891	0,6003		
4	В.П.Сониц и др. [99] $V_{лин} = 0,2-0,5$ м/сут	Ачим. толща	$K_{он}$	0,2063	0,225	0,2438	0,2625	0,2813	0,300	0,3188	0,3375	0,3563		
			$K_{выт}$	0,4107	0,4375	0,4583	0,475	0,4886	0,500	0,5096	0,5179	0,525		
7	Усредненная зависимость [ 7, 99 ]	Все группы пластов	$K_{он}$	0,2635	0,2739	0,2806	0,2846	0,2866	0,288	0,2894	0,2924	0,2974		
			$K_{выт}$	0,2471	0,3152	0,3765	0,4309	0,4788	0,52	0,5547	0,5824	0,6035		
5	Сибининп [67]	"П" Шайма	$K_{он}$	0,2897	0,2946	0,2994	0,3042	0,3091	0,3139	0,3188	0,3236	0,3284		
			$K_{выт}$	0,1722	0,2635	0,3347	0,3916	0,438	0,4768	0,5095	0,5377	0,5621		
6	Предложенный [123]	ОНПК $K_{ср} = 3,5$ мД	$K_{он}$	0,2300	0,2478	0,2656	0,2834	0,3012	0,3190	0,3368	0,3546	0,3724		
			$K_{выт}$	0,3470	0,3709	0,3947	0,4186	0,4424	0,4662	0,4901	0,5139	0,5377		

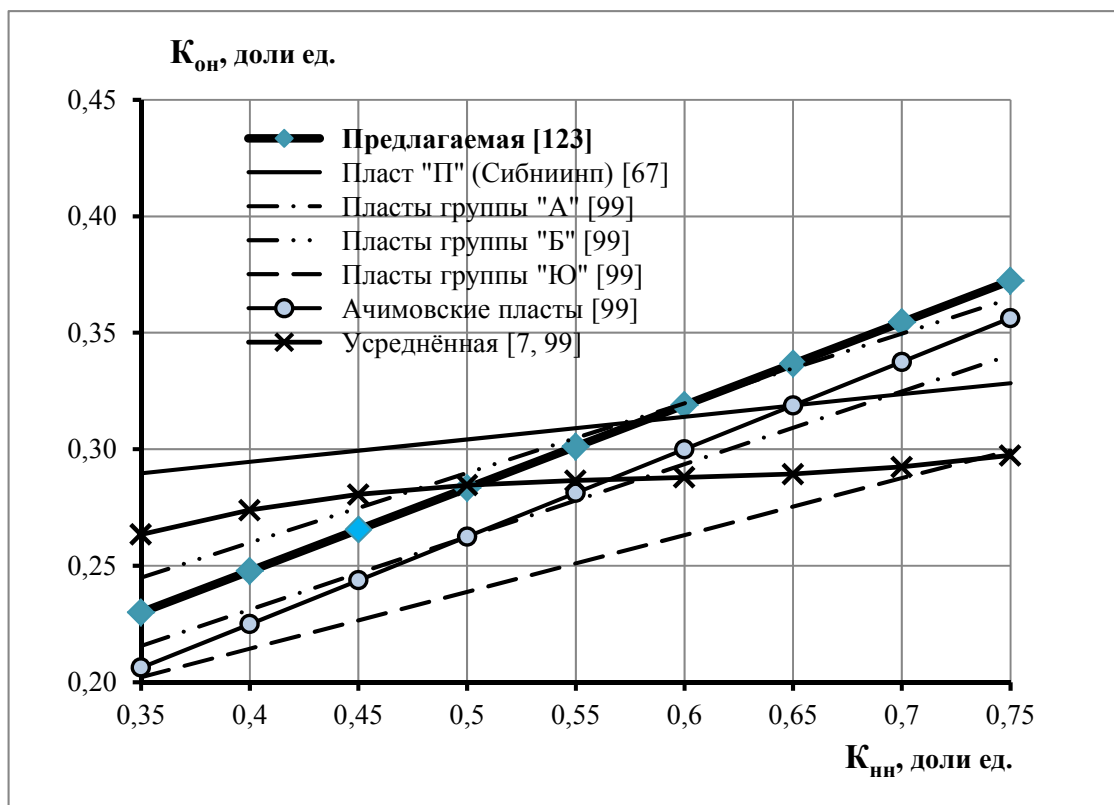


Рисунок 2.17 – Обобщенные зависимости остаточной нефтенасыщенности ( $K_{он}$ ) от начальной ( $K_{нн}$ ), взятые из различных источников

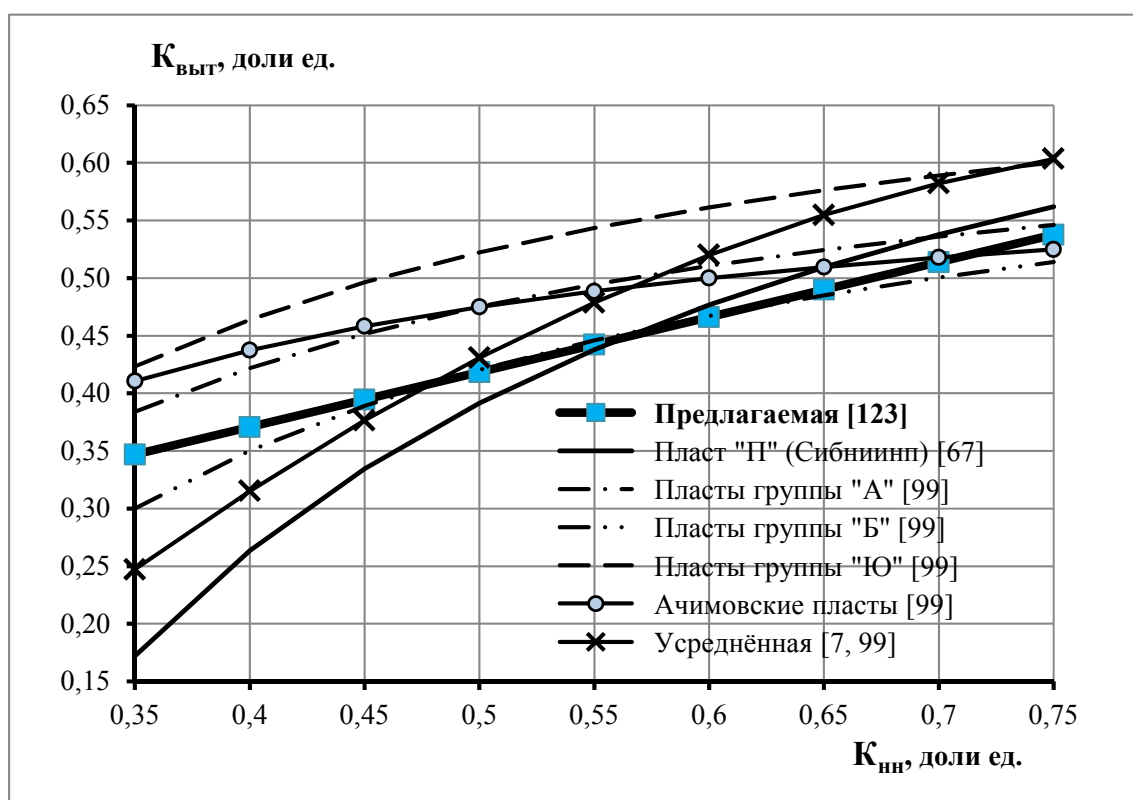


Рисунок 2.18 – Обобщенные зависимости коэффициента вытеснения ( $K_{выт}$ ) нефти водой от начальной ( $K_{нн}$ ), взятые из различных источников

Таблица 2.6 – Характеристика ФЕС и параметров вытеснения нефти по пластам Меретояхинского месторождения

Параметры	Продуктивные пласты					
	Ач <sub>1</sub>	Ач <sub>2</sub>	Ач <sub>3</sub>	Ач <sub>4</sub>	Ач <sub>6</sub>	Ач <sub>7</sub>
• Представленные в проекте 2014г.						
К, мД	1,3	1,4	1,9	1,1	1,1	0,9
m, %	16	15	16	15	15	15
К <sub>нп</sub> , %	59	53	54	51	48	53
К <sub>он</sub> , %	40,1	35,9	31,6	39,3	33,0	38,4
К <sub>выт</sub> , доли ед.	0,321	0,323	0,414	0,229(!)	0,312	0,276(!)
• Рассчитанные по обобщенной формуле (2.14)						
К <sub>выт</sub> , доли ед.	0,461	0,433	0,438	0,423	0,409	0,433
К <sub>он</sub> , %	31,8	30,1	30,4	29,4	28,3	30,1
Разница в К <sub>выт</sub>	1,44 раза	1,34 раза	1,06 раза	1,85 раза	1,31 раза	1,57 раза

Отмечено, что в качестве этого ключевого параметра, определяющего величину коэффициента извлечения нефти, в трехмерных моделях нередко принимают случайные величины, не имеющие отношения к практике проектирования разработки особо низкопроницаемых пластов.

### 2.3 Исследования цифровой трехмерной модели ультранизкопроницаемого пласта АС12 Приобского месторождения

В данном разделе целью исследования является выбор рациональной системы разработки, обоснование размещения ствола горизонтальной скважины относительно направления линии регионального стресса, определение оптимальной длины горизонтальной части ствола скважины, рационального количества стадий гидроразрыва в горизонтальном стволе и выбор оптимальной полудлины трещин гидроразрыва в пласте АС12 Приобского месторождения.

Для решения поставленных выше задач использовано трехмерное секторное фильтрационное моделирование в ПК ROXAR. Всего в исследовании рассмотрено 50 вариантов разработки характерного участка низкопроницаемого коллектора со свойствами, типичными для пласта АС12 Приобского месторождения. Площадь участка в модели – 25 км<sup>2</sup>, общая толщина пласта – 80 м. Построение геологической модели проведено в программном продукте IRAP RMS компании

ROXAR. Размерность модели –  $100 \times 100 \times 200$  ячеек, общее количество ячеек – 2 миллиона. Размеры ячеек по осям X, Y, Z –  $50 \text{ м} \times 50 \text{ м} \times 0,4 \text{ м}$ .

Куб литологии рассчитан с использованием стохастического пиксельного метода (Facies: indicators), основанного на интерполяции вероятности наличия пород различного и подразумевающего проведение нескольких реализаций. Дискретный куб литологии для участка моделирования просчитан 21 раз. Полученный в результате непрерывный куб песчанистости переведен в дискретный формат с использованием отсечки (рисунки 2.19, 2.20).

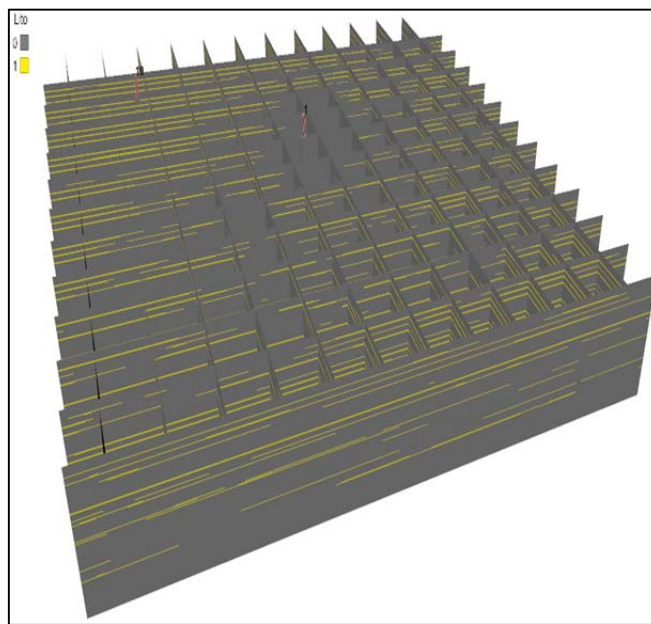


Рисунок 2.19 - Куб литологии участка

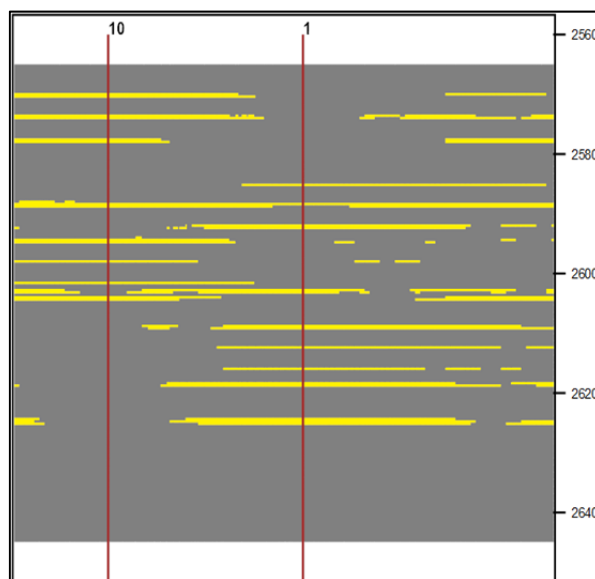


Рисунок 2.20 - Разрез по кубу литологии участка

Используемые в настоящей работе кривые относительных фазовых проницаемостей для нефти и воды, определенные на керне пласта АС12, были модифицированы с учетом функции проводимости (рисунок 2.21).

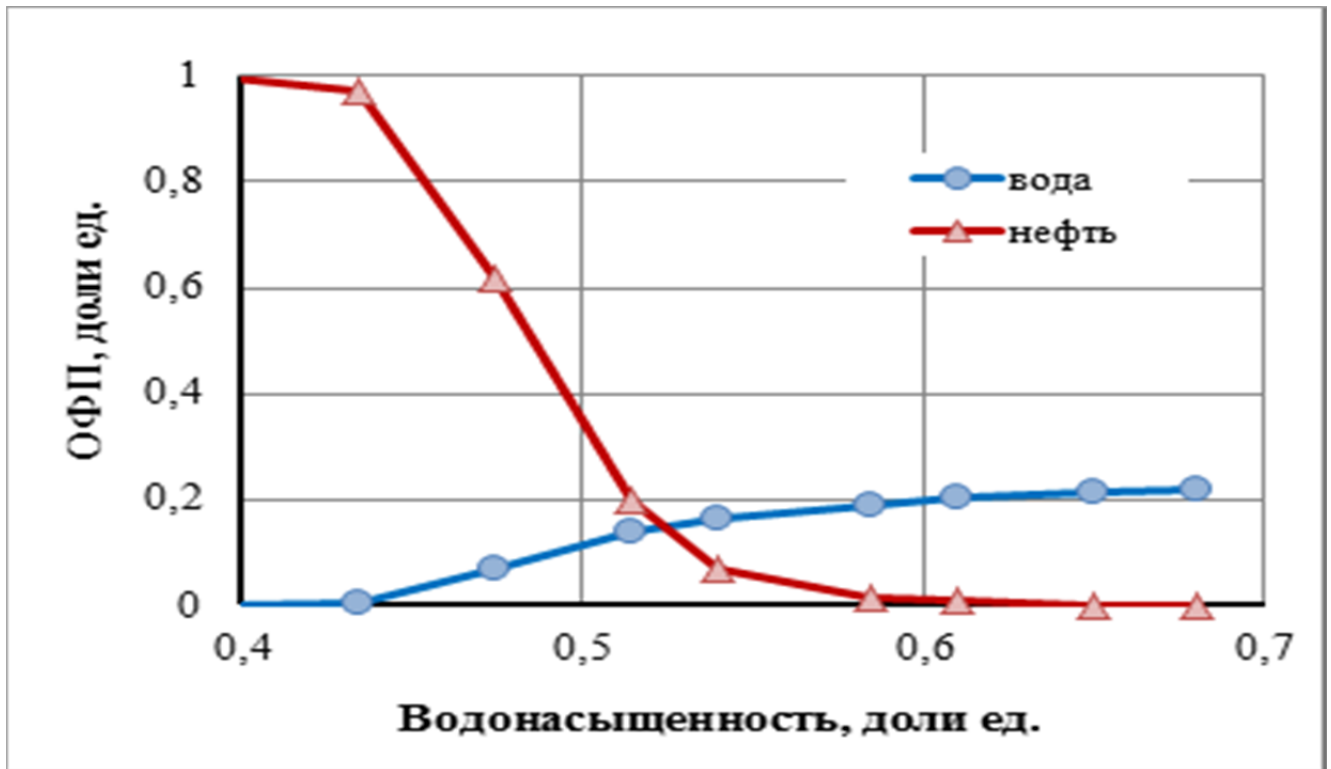


Рисунок 2.21 - Модифицированные ОФП для фильтрационной модели

Фильтрационно-емкостные свойства пород и физико-химические свойства флюидов в модели соответствуют средним параметрам пласта АС12 (таблица 2.7).

Для обоснования  $K_{он}$  и  $K_{выт}$  использованы достоверные обобщённые зависимости, полученные [123] для 30 особо низкопроницаемых ( $K_{ср} - 3мД$ ) пластов нефтяных месторождений Западной Сибири (см. подраздел 2.2 настоящей работы). Для проверки результатов использована зависимость коэффициента вытеснения  $K_{выт}$  (доли ед.) от проницаемости  $K_{пр}$  (мД), полученная по данным исследований керна пласта АС12:

$$K_{выт} = 0,031 \times \ln(K_{пр}) + 0,434. \quad (2.23)$$

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

$$K_{он} = K_{нн} \times (1 - K_{выт}), \quad (2.24)$$

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

Таблица 2.7 – Параметры участка трехмерного моделирования

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

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



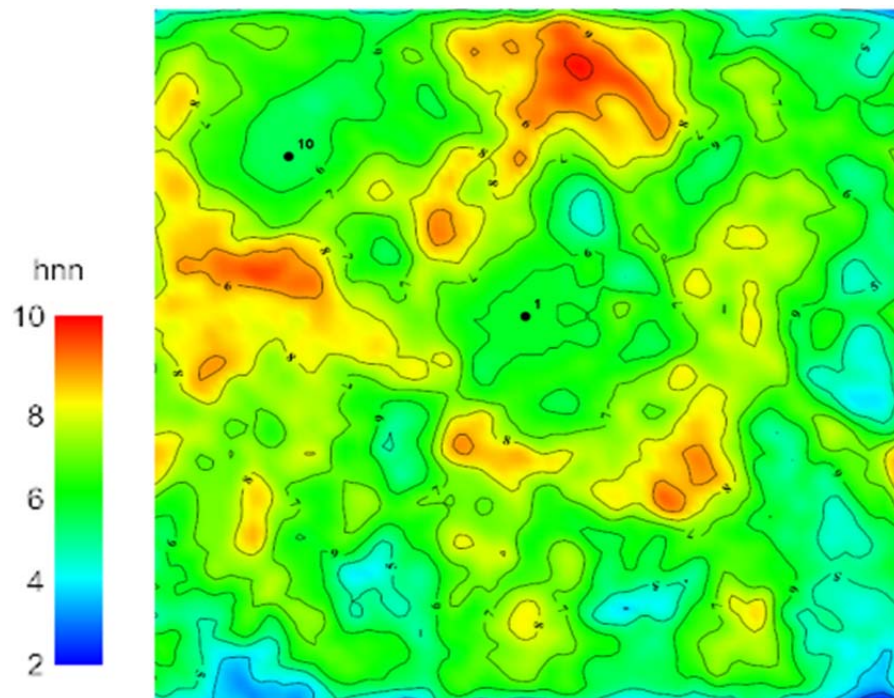


Рисунок 2.22 - Карта нефтенасыщенной толщины пласта на участке моделирования

Для численного моделирования скважин с гидроразрывом пласта в симуляторе TEMPEST применяют следующие подходы: моделирование трещины ГРП при помощи отрицательного скин-фактора; применение локального измельчения сетки в области трещины ГРП; задание трещины с помощью опции WFRA (угол направления, длина, ширина, проницаемость трещины); изменение проницаемости в районе скважины (KMOD, SRVW); трещина ГРП задается как боковой ствол (BRANCH). Для детального изучения влияния количества проводимых ГРП на дебит ГС и выработку запасов: трещины ГРП моделировались как боковые стволы. Затем с помощью опции SRVW задавалось увеличение проницаемости в районе трещины.

В целях поиска оптимальных решений поставленной задачи на первом этапе для выбранного участка исследована апробированная на Приобском месторождении однорядная система разработки. Расстояние между рядами – 433 м, между скважинами – 500 м. Всего рассмотрено 10 основных вариантов разработки. В каждом из вариантов (кроме 5 и 6) реализовано «лобовое» (т.е. не «шахматное») расположение добывающих и нагнетательных скважин в соседних рядах (таблица 2.8, рисунок 2.23). В расчетах рассмотрены следующие варианты: наклонно-

направленные скважины с гидравлическим разрывом пласта (вариант 1), сочетание горизонтальных скважин с различной длиной горизонтального участка ствола (без ГРП) и наклонно-направленных скважин с гидравлическим разрывом пласта (варианты 2-4); горизонтальные скважины без МсГРП (варианты 5-10).

Таблица 2.8 – Характеристика основных вариантов разработки участка

Номер варианта	Количество скважин, шт.			Конструкция скважин (длина ГС)		Расположение в пласте	Размещение скважин относительно линии стресса
	добывающих	нагнетательных	всего	добывающие	нагнетательные		
1	34	34	68	ННС с ГРП	ННС с ГРП	Лобовое	Параллельно
2	14	33	47	ГС 500 м	ННС с ГРП	Лобовое	Параллельно
3	12	33	45	ГС 1000 м	ННС с ГРП	Лобовое	Параллельно
4	8	33	41	ГС 1500 м	ННС с ГРП	Лобовое	Параллельно
5	14	17	31	ГС 500 м	ГС 500 м	Шахматное	Параллельно
6	14	17	31	ГС 500 м	ГС 500 м	Шахматное	Перпендикулярно
7	12	17	29	ГС 750 м	ГС 500 м	Лобовое	Параллельно
8	12	17	29	ГС 750 м	ГС 500 м	Лобовое	Перпендикулярно
9	8	16	24	ГС 1000 м	ГС 500 м	Лобовое	Параллельно
10	8	16	24	ГС 1500 м	ГС 500 м	Лобовое	Параллельно

На втором этапе исследована эффективность применения многостадийного гидроразрыва пласта в горизонтальной скважине. Выявлялась зависимость технологических показателей разработки от числа стадий гидроразрыва, значения полудлины трещины гидроразрыва, параллельного или перпендикулярного направления ее распространения относительно ствола горизонтальных скважин.

Результаты расчетов показателей разработки по рассмотренным 10 основным вариантам представлены в таблице 2.9 и на рисунках 2.3.6, 2.3.7.

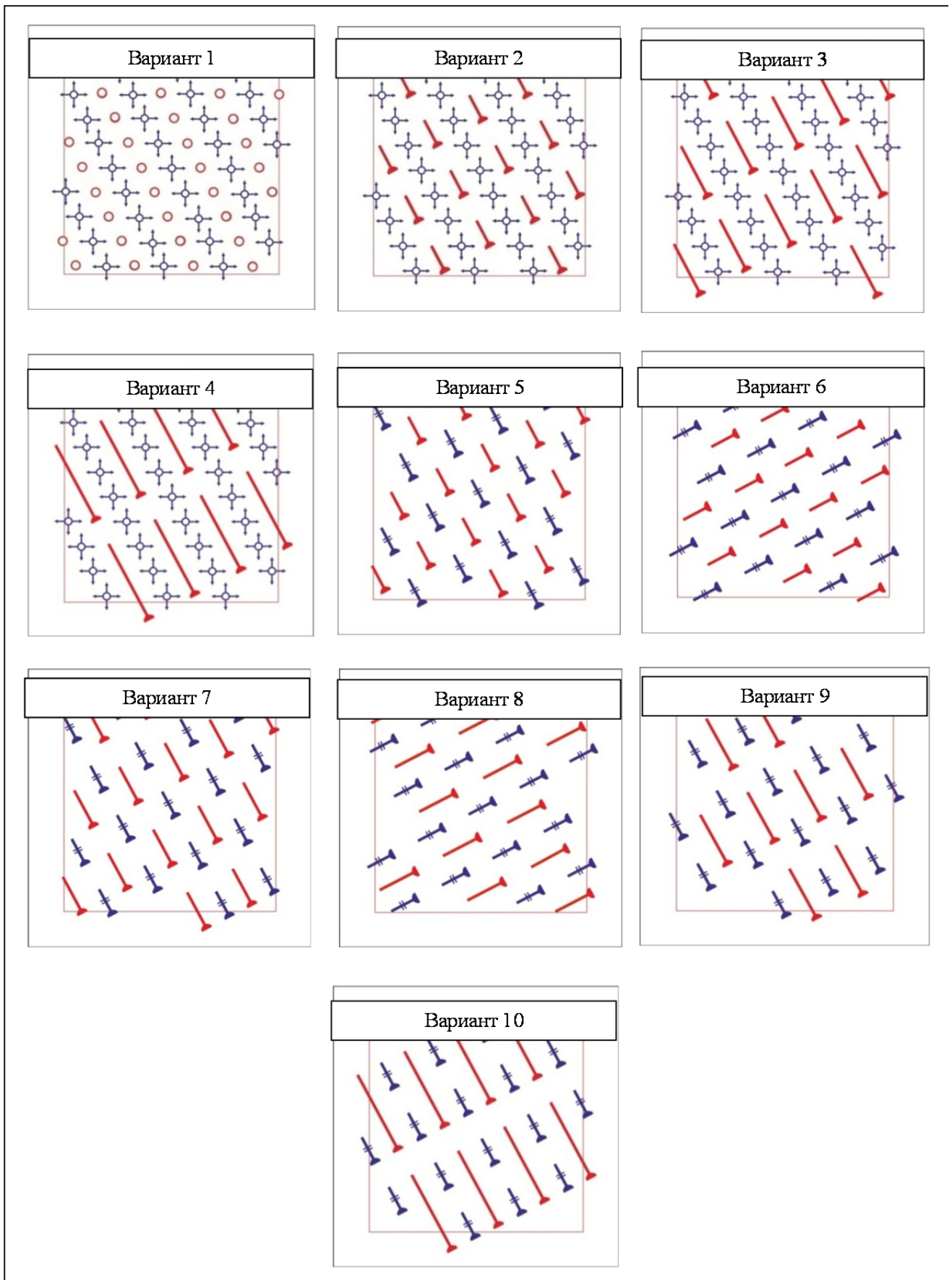


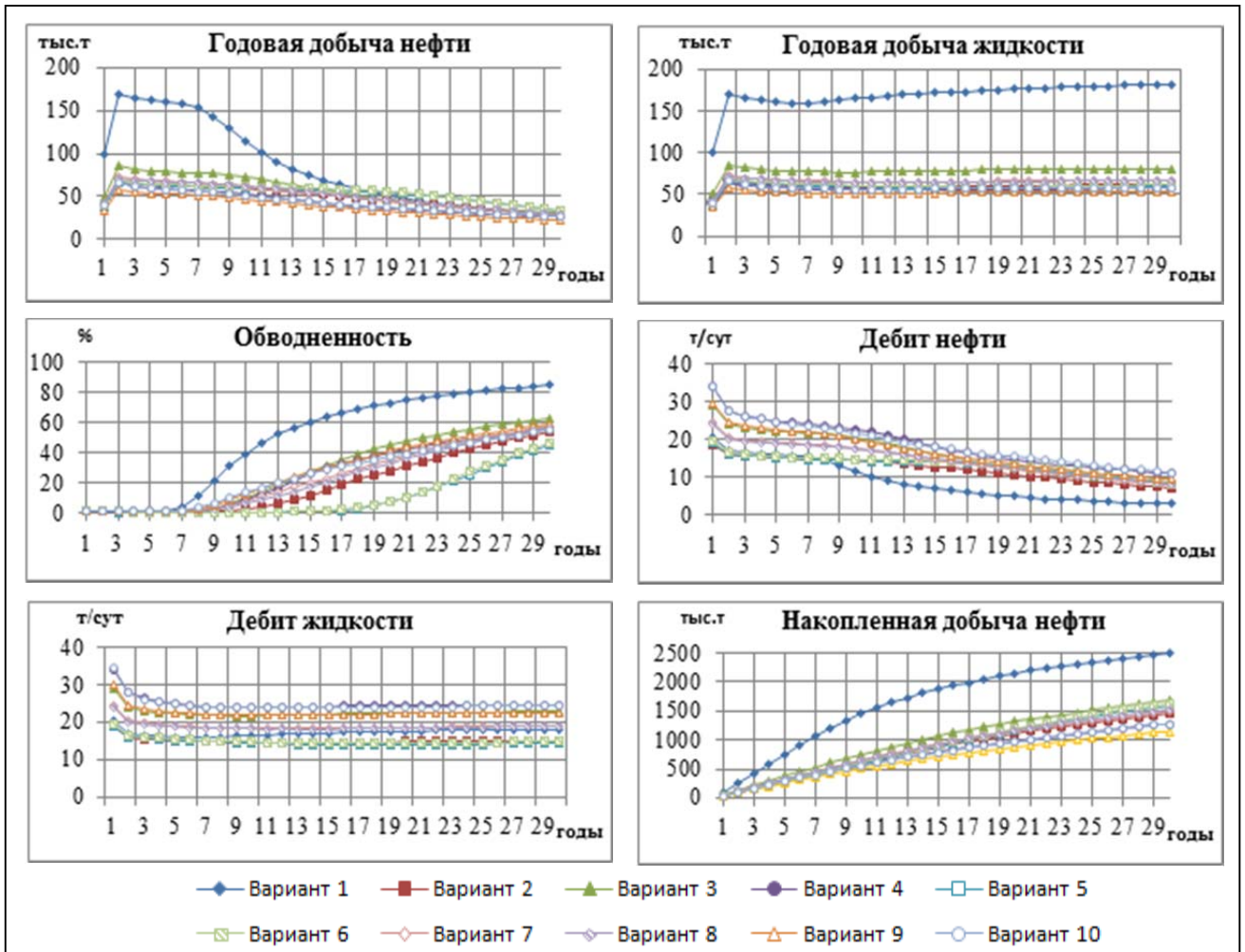
Рисунок 2.23 - Основные варианты размещения скважин на участке моделирования горизонта АС<sub>10-12</sub>

Таблица 2.9 – Технологические показатели основных вариантов разработки

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

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

1. Дебиты жидкости и накопленная добыча варианта 1 (ННС + ГРП) близки к показателям по варианту 2 (ГС – 500 м без многостадийного гидроразрыва);
2. Расположение горизонтальных скважин (без многостадийного гидроразрыва пласта) с различной длиной ствола – вдоль или поперек линии регионально-го стресса (варианты 5-8) практически не влияет на показатели разработки – рисунки 2.24-2.25;



**Рисунок 2.24** Динамика технологических показателей вариантов разработки

3. В вариантах 2-4 (добывающие горизонтальные скважины без многостадийного гидроразрыва пласта совместно с нагнетательными наклонно-направленными скважинами с гидроразрывом пласта) увеличение длины ствола горизонтальной скважины с 500 до 1000 м приводит к росту дебита жидкости на 50%, а дальнейшее – с 1000 до 1500 м – лишь на 9,2%. В вариантах 5-10 разработки участка горизонтальными скважинами (без гидроразрыва пласта) изменение длины ствола с 500 до 750 м, с 750 до 1000 м и с 1000 до 1500 м обеспечивает увеличение дебита жидкости на 30, 20 и 9%, соответственно. То есть, в рассматриваемых геологических условиях, кратное (последующее) увеличение протяженности горизонтального участка не дает столь же пропорционального дополнительного увеличения дебита жидкости;

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

5. По экономическим критериям варианты 2-4 уступают вариантам 5-9 (см. раздел 4). Однако, достижение утвержденного коэффициента извлечения нефти, равного 0,277, в вариантах 5-9 невозможно без проведения многостадийного гидроразрыва пласта в горизонтальных скважинах.

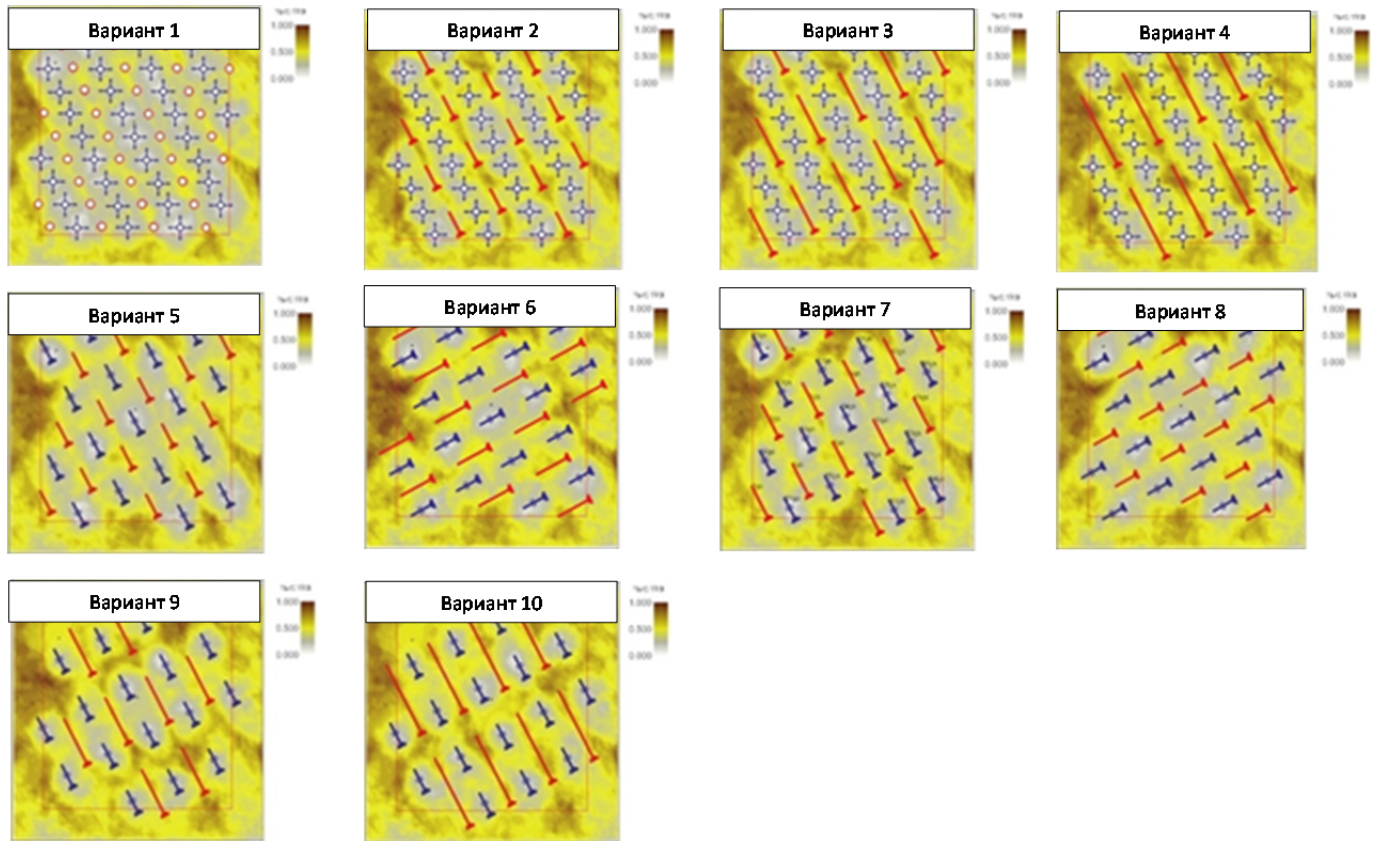


Рисунок 2.25 - Карты плотности текущих подвижных запасов нефти на 30-й год по основным вариантам разработки

Для выбора рационального варианта разработки участка горизонтальными скважинами /на базе пяти основных вариантов (5-9)/ были исследованы следующие направления:

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

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

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

Многостадийные гидроразрывы моделировались в виде трещин, расположенных в пределах горизонтального участка на равном расстоянии друг от друга. Расстояние между трещинами назначалось в зависимости от количества моделируемых стадий многостадийного гидроразрыва пласта (рисунок 2.26).

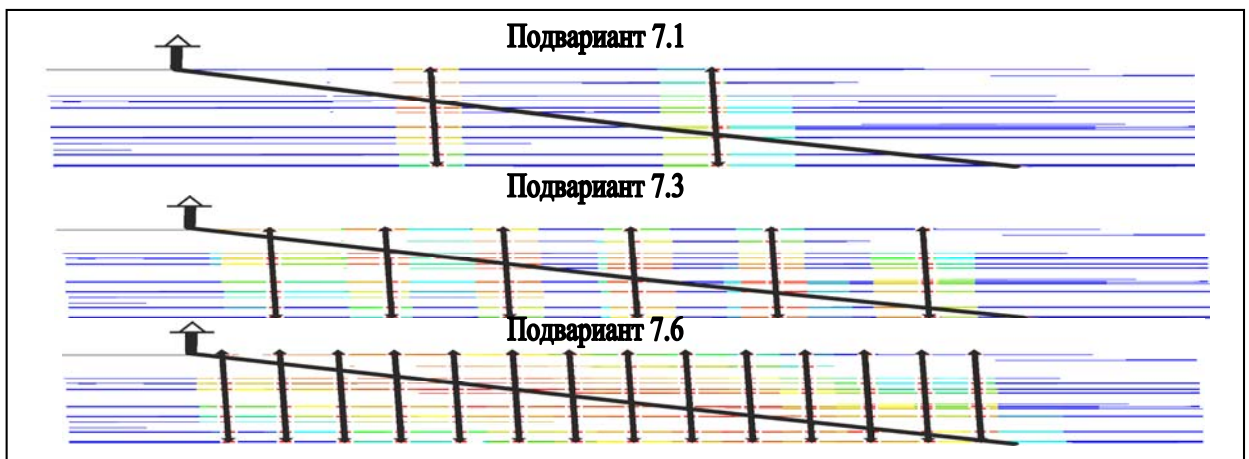


Рисунок 2.26 - Схемы проведения многостадийных ГРП в ГС

Всего было рассмотрено шесть подвариантов с многостадийным гидроразрывом пласта – для вариантов 5 и 6, двенадцать подвариантов с многостадийным гидроразрывом пласта – для вариантов 7 и 8 и четыре подварианта с многостадийным гидроразрывом пласта – для варианта 9 (таблица 2.10), всего исследовано – 40 подвариантов разработки участка.

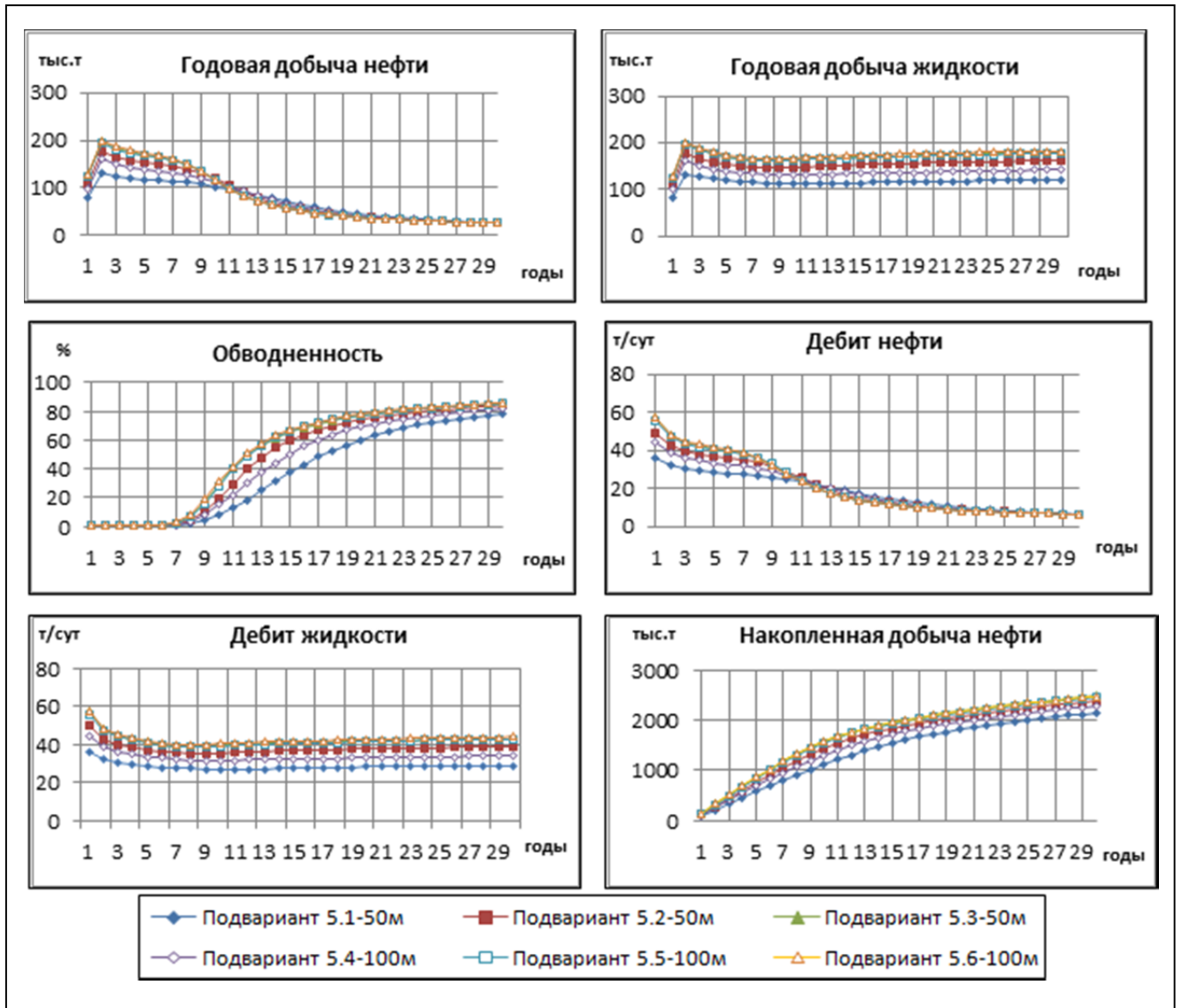


Рисунок 2.27 - Динамика технологических показателей подвариантов 5.1-5.6



Таблица 2.10 - Подварианты разработки с применением многостадийным гидроразрывом пласта в горизонтальных скважинах (для вариантов 5-9)

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

Таблица 2.11 – Технологические показатели подвариантов 5.1–5.6

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

Таблица 2.12 – Технологические показатели подвариантов 6.1–6.6

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

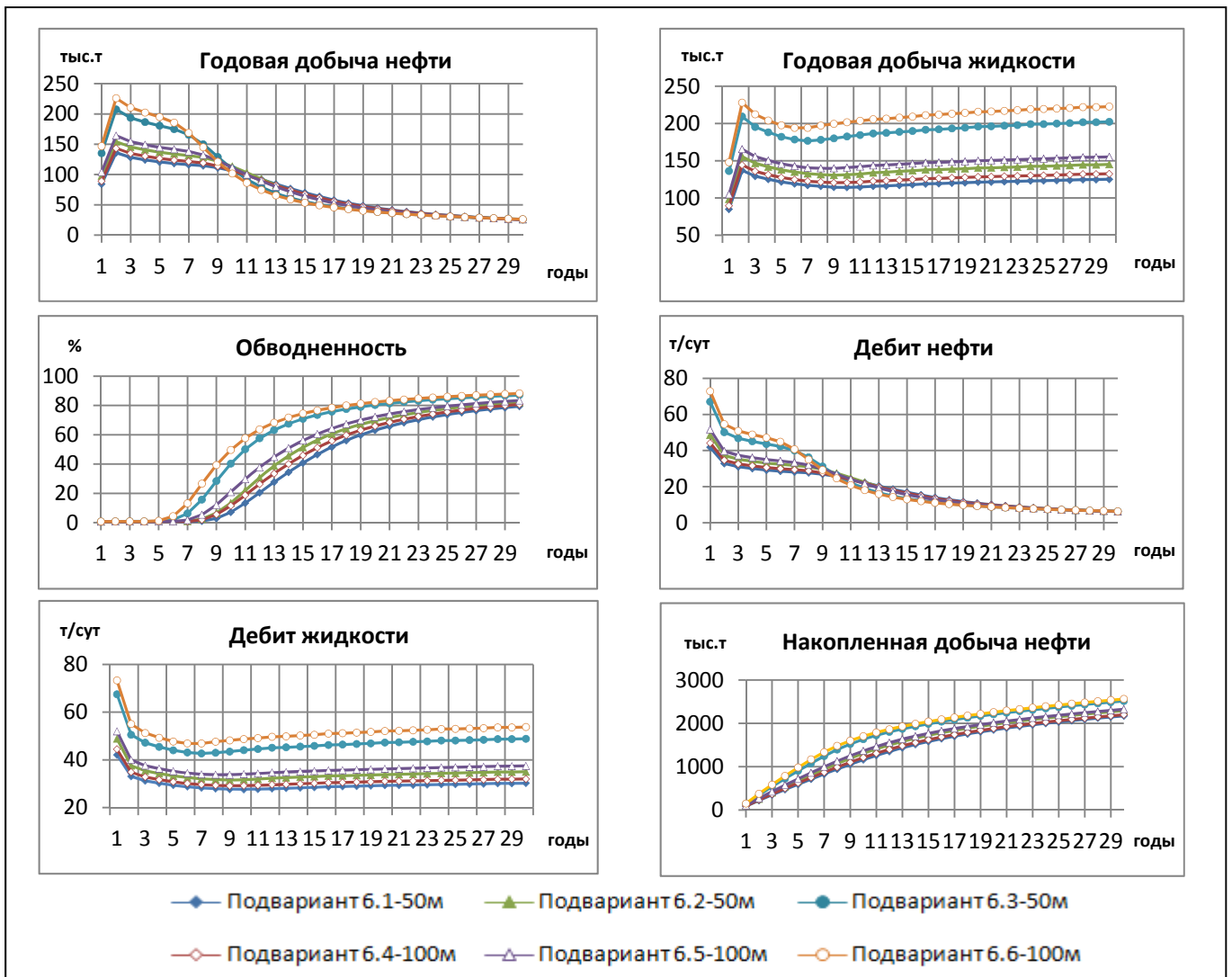


Рисунок 2.28 - Динамика технологических показателей подвариантов 6.1-6.6

В результате расчетов по вариантам 5, 6 установлено следующее:

1. При шахматном размещении горизонтальных скважин (500м) – параллельно линии регионального стресса (подварианты 5.1-5.6) дебит нефти при проведении двухстадийного гидроразрыва пласта составляет 39 т/сут, при проведении пятистадийного гидроразрыва – 60 т/сут. Увеличение полудлины трещины в два раза позволяет нарастить дебит на 10%. При установлении расстояния между трещинами гидроразрыва пласта менее 100 м, эффект от увеличения полудлины трещины сокращается до минимума (рисунок 2.29);

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

причем эффект практически сохраняется даже при сокращении расстояния между трещинами (рисунок 2.30).

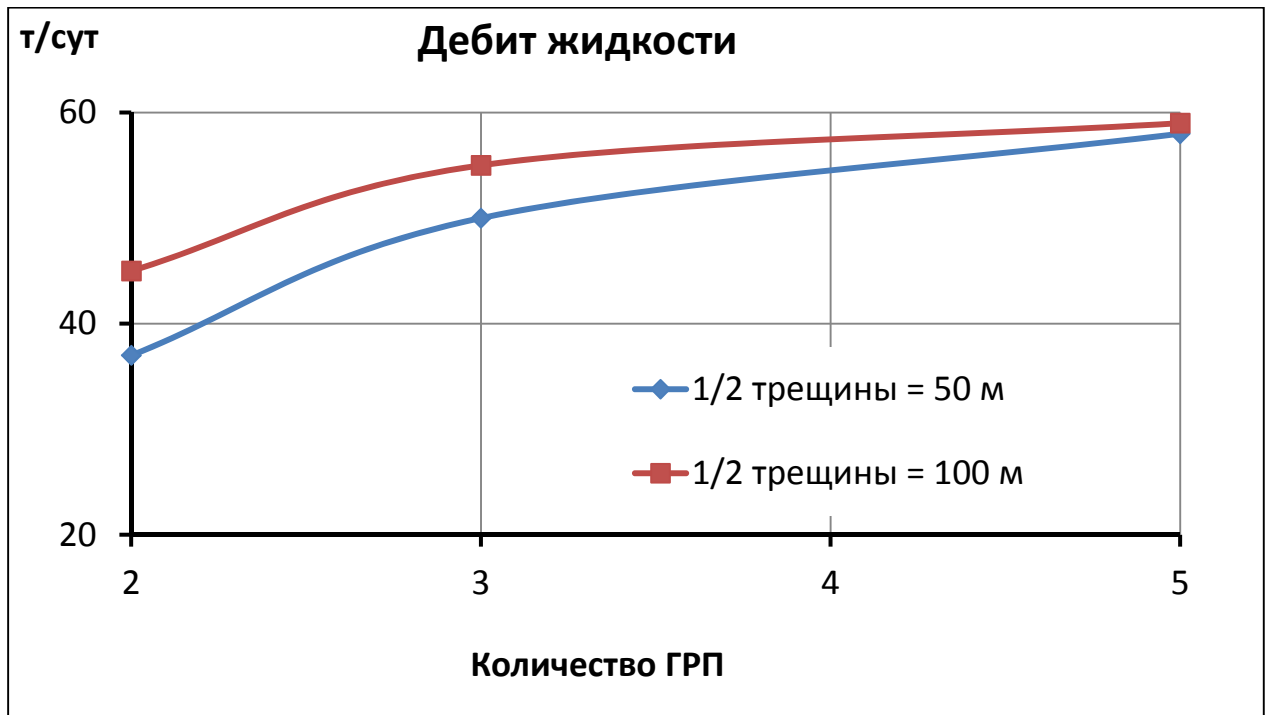


Рисунок 2.29 - Зависимость дебита жидкости ГС от количества стадий МсГРП (подварианты 6.1-6.6) Скважины –  $\perp$  линии стресса

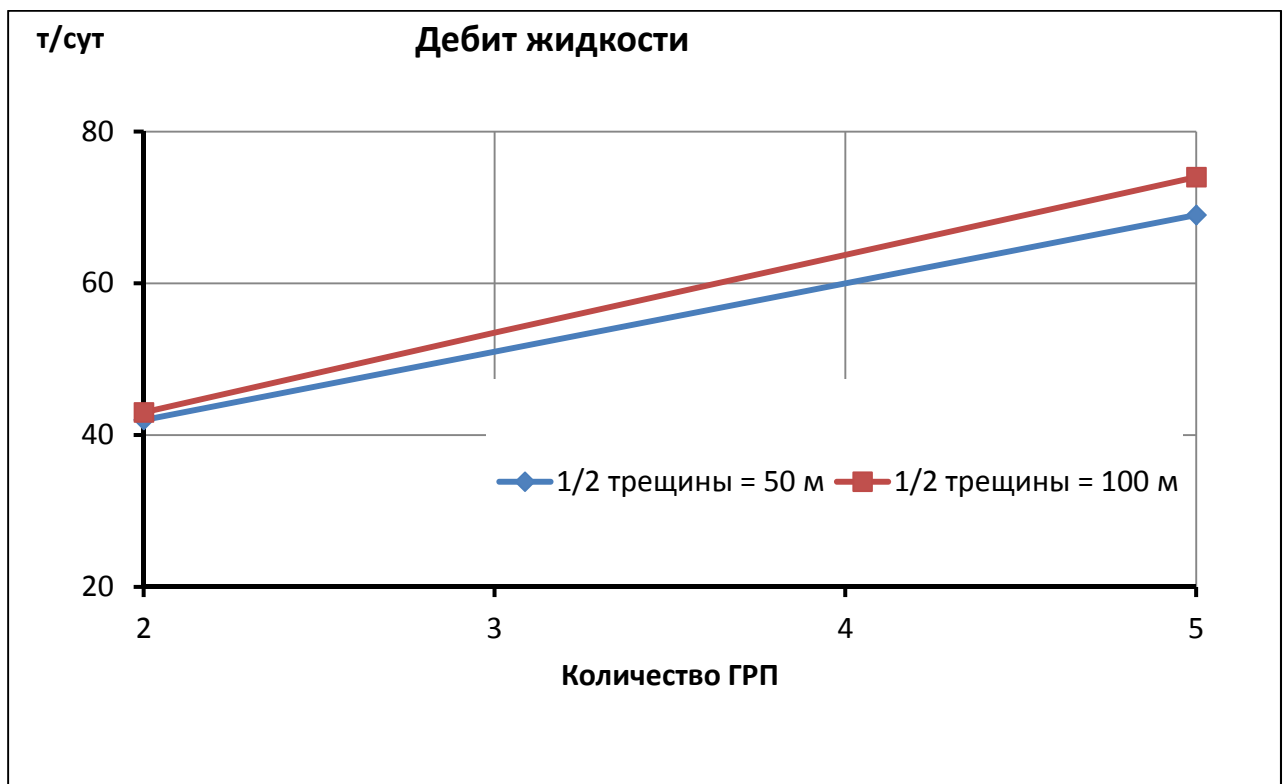


Рисунок 2.30. - Зависимость дебита жидкости ГС от количества стадий МсГРП (подварианты 5.1-5.6) Скважины – // линии стресса

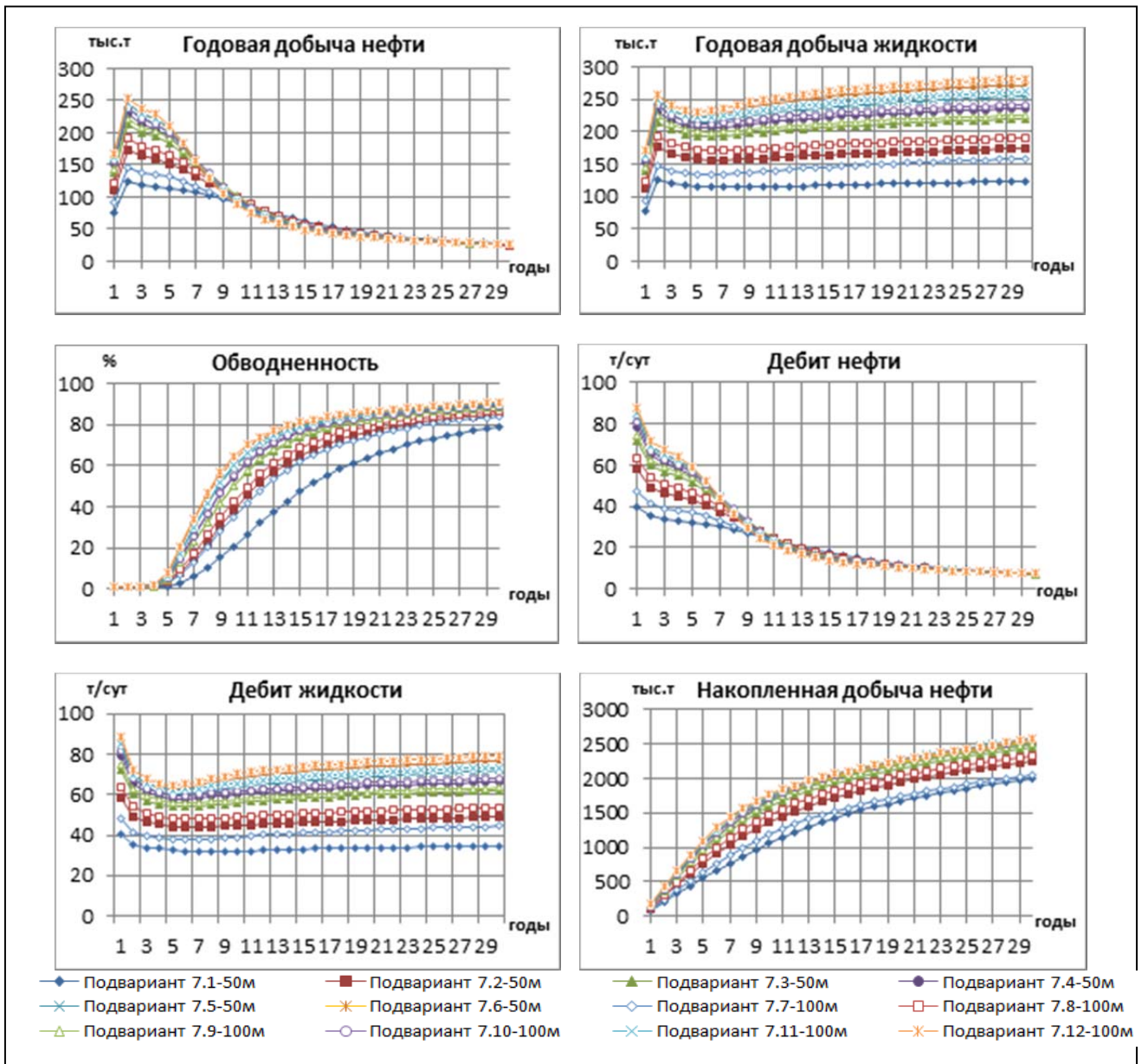


Рисунок 2.31 Динамика технологических показателей подвариантов 7.1-7.12

Таблица 2.13 – Технологические показатели подвариантов 7.1-7.12

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

Таблица 2.14 – Технологические показатели подвариантов 8.1-8.12

Показатели	Подварианты												
	8.1	8.2	8.3	8.4	8.5	8.6	8.7	8.8	8.9	8.10	8.11	8.12	
Максимальные уровни													
Добычи нефти, тыс.т	123,9	167,8	207,9	234,4	243	252,2	130,3	180,2	228,3	258,5	273,5	285,4	
Добычи жидкости, тыс.т	124,8	169,1	209,7	236,4	245,3	254,6	131,2	181,5	230,1	260,6	275,9	287,9	
Закачки воды, тыс.м <sup>3</sup>	133,2	182,5	226,2	256,3	278,9	294	140,7	197	251,3	284	316,6	325,2	
Темп отбора от НИЗ, %	3,34	4,53	5,61	6,33	6,56	6,81	3,52	4,86	6,16	6,98	7,38	7,61	
Фонд скважин													
Общий фонд - всего	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	
• Добывающих	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	
из них ННС с ГРП	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Горизонтальных	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	
• Нагнетательных	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	
из них ННС с ГРП	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Горизонтальных	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	
Накопленные за 30 лет показатели													
Добыча, тыс.т	нефти	2000	2259	2429	2541	2544	2542	2014	2280	2459	2579	2578	2580
	жидкости	3471	4798	6024	6867	7463	7862	3678	5220	6748	7689	8517	8520
Закачка воды, тыс.м <sup>3</sup>	3939	5396	6690	7582	8250	8696	4162	5827	7433	8399	9365	9402	
ВНФ, т/т	0,74	1,12	1,48	1,7	1,93	2,09	0,83	1,29	1,74	1,98	2,3	2,41	
Удельные накопленные показатели													
Добыча нефти на 1 скважину за 30 лет, тыс.т	65	73	78	82	82	82	65	74	79	83	83	83	
Добыча нефти на 1 добывающую скважину за 30 лет, тыс.т	143	161	174	182	182	182	144	163	176	184	184	184	
Нефтеотдача													
КИН на 30-й год, доли ед.	0,149	0,169	0,182	0,19	0,19	0,19	0,151	0,17	0,184	0,193	0,193	0,193	
КИН на конец разработки, доли ед.	0,24	0,259	0,266	0,27	0,268	0,266	0,241	0,259	0,264	0,269	0,265	0,265	
Темп отбора от ТИЗ на 30-й год, %	1,55	1,78	1,99	2,21	2,22	2,23	1,55	1,8	2,03	2,28	2,28	2,28	



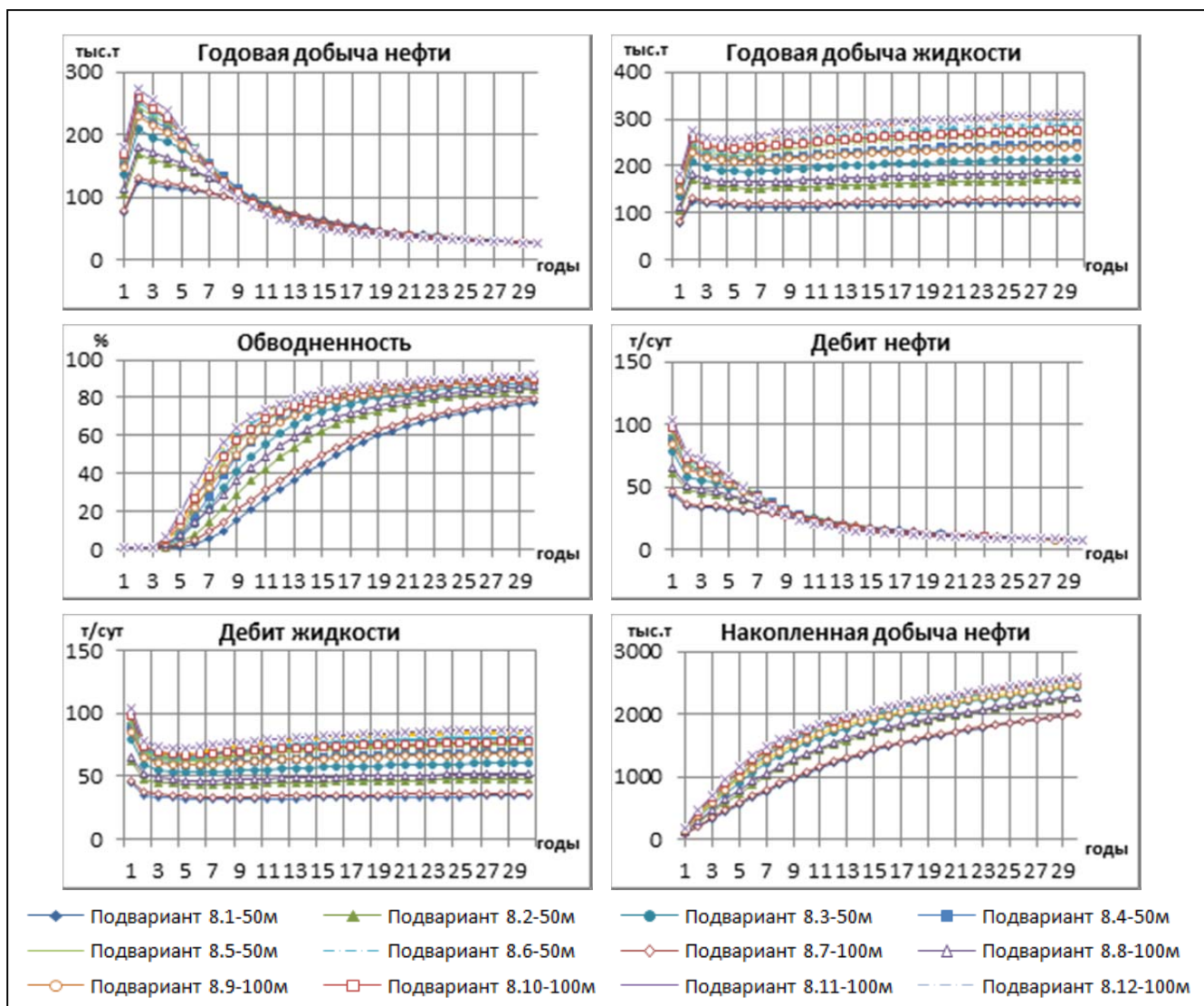


Рисунок 2.32 - Динамика технологических показателей подвариантов 8.1-8.12

Проведенное моделирование вариантов разработки 7, 8 показало, что:

1. При лобовом расположении горизонтальной скважины (750м) – параллельно линии стресса увеличение количества трещин многостадийного гидроразрыва пласта с 2 до 12 приводит к росту дебита жидкости, более чем в два раза – с 40 до 84 т/сут. Влияние на дебит скважины размера полудлины трещин, при уменьшении расстояния между ними – снижается (рисунок 2.33);

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

личества трещин многостадийного гидроразрыва пласта – сохраняется (рисунок 2.34).

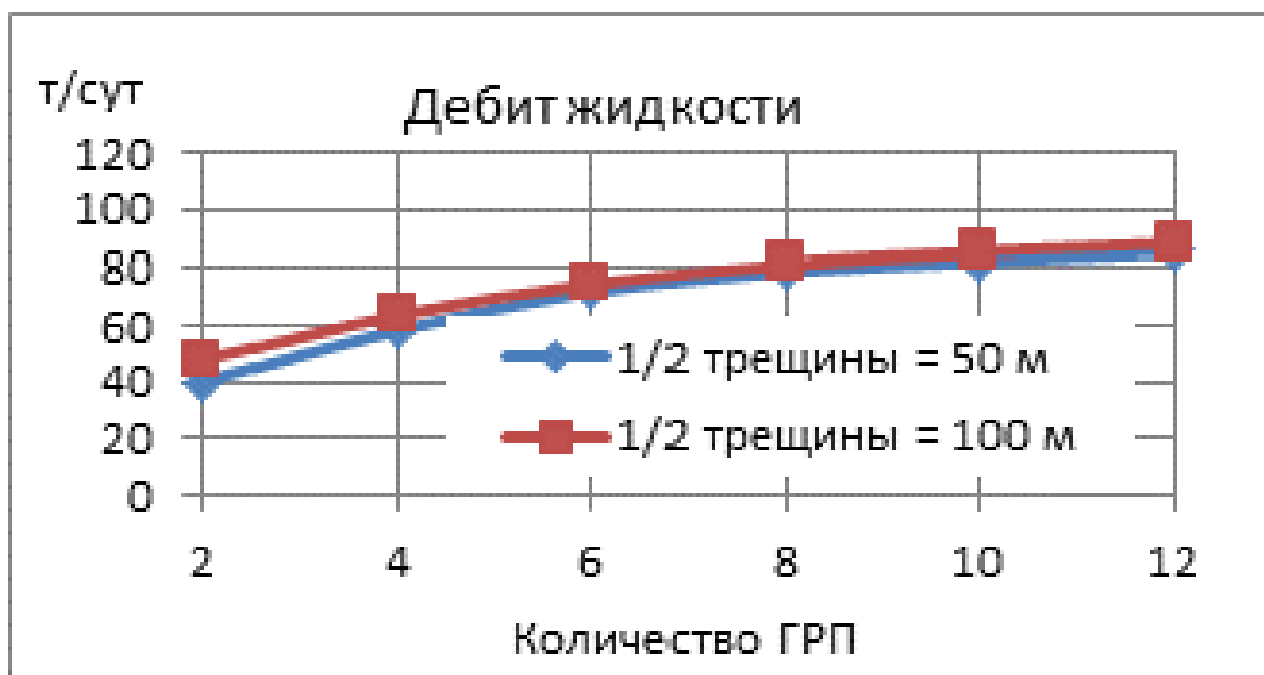


Рисунок 2.33 - Зависимость дебита жидкости ГС от количества стадий МсГРП (подварианты 7.1-7.12) Скважины – // линии стресса

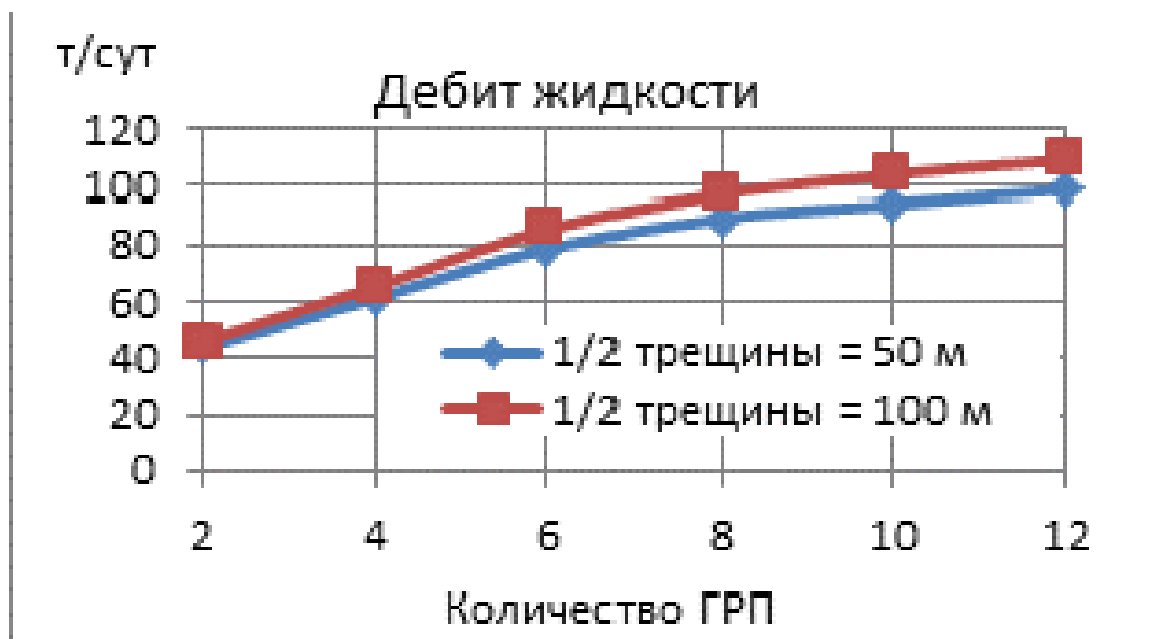


Рисунок 2.34 - Зависимость дебита жидкости ГС от количества стадий МсГРП (подварианты 8.1-8.12) Скважины – ⊥ линии стресса

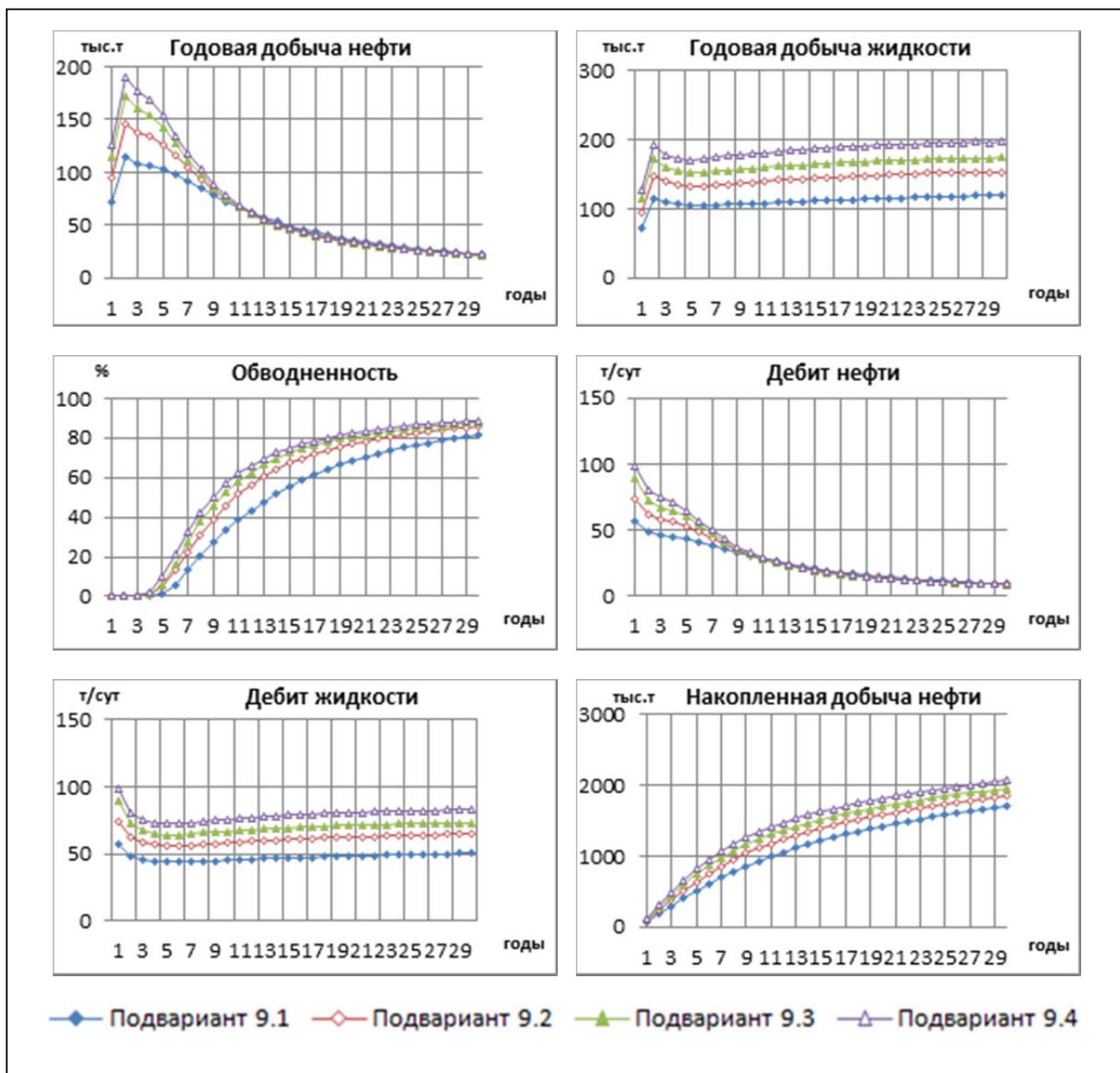


Рисунок 2.3.17 Динамика технологических показателей подвариантов 9.1-9.4

Таблица 2.15 – Технологические показатели подвариантов 9.1-9.4

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

Таким образом, проведенные исследования для условий пласта АС<sub>12</sub> Приобского месторождения позволили выбрать рациональные варианты разработки с применением многостадийного гидроразрыва пласта в горизонтальных скважинах, а также оптимизировать количество стадий гидроразрыва пласта для рассматриваемых геологических условий.

## ВЫВОДЫ ПО РАЗДЕЛУ 2

1. Установление комплексной связи конкретного типа осадков с их геометрией, морфологией и трендами изменения фильтрационно-емкостных свойств позволило консолидировать разнородную и разномасштабную геолого-

геофизическую информацию, выявить основные риски проектирования размещения нового фонда скважин с МсГРП и оценить их потенциал по продуктивности.

2. Интерпретацией результатов экспериментальных исследований процесса вытеснения нефти водой по 30 геологическим объектам ряда нефтяных месторождений Западной Сибири получены зависимости, позволяющие оценивать коэффициенты остаточной нефтенасыщенности и вытеснения для ультранизкопроницаемых коллекторов нефтяных месторождений Западной Сибири.

3. Эффективность разработки с применением наклонно-направленных скважин с гидроразрывом пласта (дебит жидкости – 20 т/сут) равнозначна эксплуатации скважин с длиной горизонтального ствола 500 м без гидроразрыва.

4. Расположение горизонтальных участков без проведения многостадийного гидроразрыва пласта – *вдоль* или *поперек* линии регионального стресса практически не влияет на показатели разработки. В рассматриваемых геологических условиях кратное увеличение протяженности горизонтального участка не приводит к столь же пропорциональному увеличению дебита жидкости. При распространении трещин гидроразрыва пласта *параллельно* стволу горизонтальных скважин эффект от увеличения количества стадий гидроразрыва снижается, а при *перпендикулярном* их расположении относительно ствола горизонтальной скважины – сохраняется.

5. Рекомендуется разработка исследуемого пласта АС<sub>12</sub> Приобского месторождения стволами длиной 750 м и применением многостадийного гидроразрыва пласта с полудлиной трещины 100 м, с количеством стадий – от 6 до 8.

### 3 ИССЛЕДОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ КОМПЛЕКСНОЙ ТЕХНОЛОГИИ РАЗРАБОТКИ ПЛАСТОВ СИСТЕМОЙ КАНАЛОВ И ТРЕЩИН

На территории ХМАО-Югры ООО «Газпромнефть-Хантос» осуществляет разработку шести нефтяных месторождений, отличающихся размерами, геологическими условиями залегания пластов, реализуемыми системами, сроками разработки и т.п. Результаты эксплуатации пластов с различными ФЭС позволяют оценить эффективность систем разработки и определить условия целесообразности многостадийного гидроразрыва [122, 127].

Анализируемые в настоящем разделе горизонтальные скважины эксплуатируют нижнемеловые и верхнеюрские отложения, характеризующиеся сложным геологическим строением со средне- и низкопроницаемыми коллекторами (таблица 3.1). Они построены в расчлененных разрезах и монолитных, опесчаненных пластах, в чистонефтяных зонах и на участках ВНЗ (в т.ч. с контактными запасами), с применением многостадийных гидроразрывов пласта и без них.

Таблица 3.1 – Геологические условия применения горизонтальных скважин

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

На месторождениях, где горизонтальные скважины рассредоточены по площади залежей, для целей анализа выделены ограниченные по размерам участки,

которые характеризуются следующими параметрами геологического строения и ФЕС пластов – см. таблицу 3.2.

### 3.1 Оценка эффективности применения исследуемой комплексной технологии разработки на Приобском месторождении

Наиболее сложным геологическим строением из указанных выше пластов характеризуется объект АС<sub>10-12</sub> Приобского месторождения [4, 121, 128, 129]. Специфика объекта связана не только с малой проницаемостью коллекторов, которая на порядок ниже, чем на других месторождениях предприятия, но и с его многопластовостью (рисунок 3.1). Отдельные продуктивные пласты, составляющие горизонты АС<sub>10</sub> и АС<sub>12</sub>, в значительной степени совмещены в плане и, в основном, близки по условиям залегания и геолого-физическим характеристикам коллекторов (кроме проницаемости). Вследствие этого, а также исходя из экономической целесообразности, их эксплуатация осуществляется совместно – одной сеткой скважин [4,124, 125, 128], количество которых к концу 2014г. приблизилось – к трем тысячам.

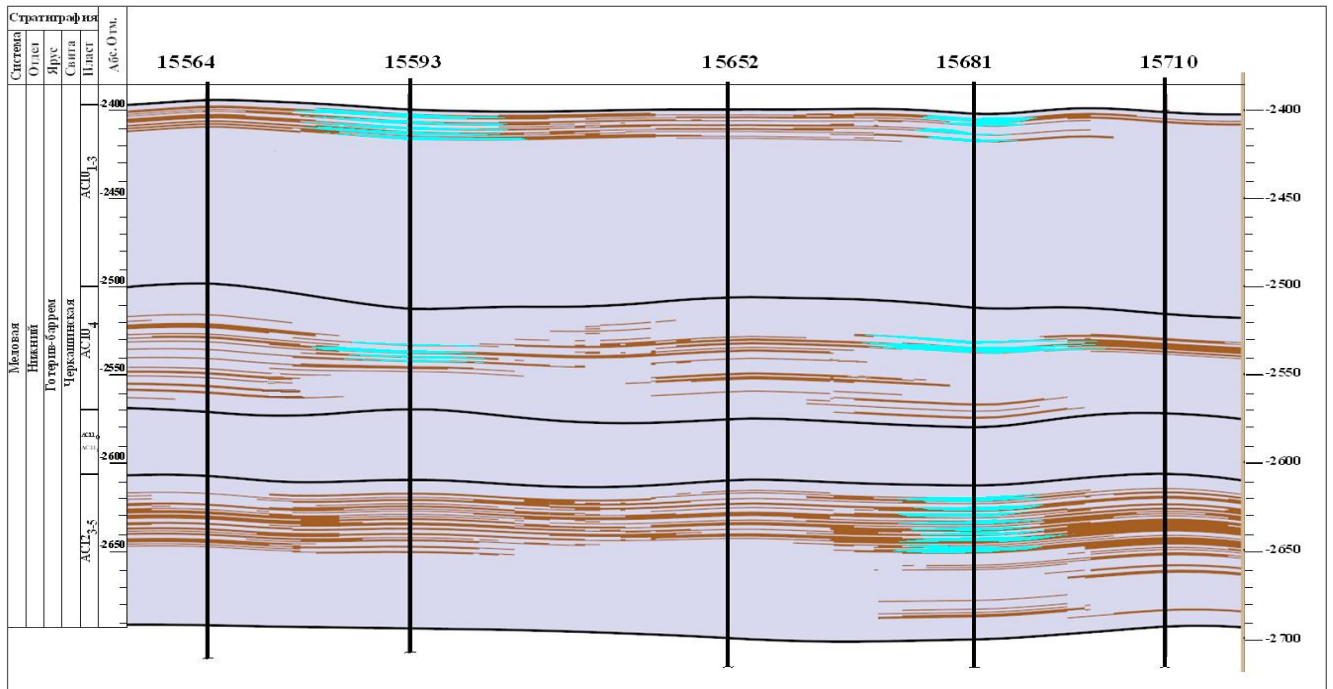


Рисунок 3.1 - Типичный геологический разрез пластов АС<sub>10-12</sub> Приобского месторождения

Несмотря на то, что количество пробуренных здесь ГС измеряется десятками, скважин с историей добычи более одного года, представляющих интерес для анализа динамики показателей их эксплуатации – пока немного [127,129]. Для изучения эффективности эксплуатации ГС на ЮЛТ выделено четыре участка (рисунок 3.1.2), расположенных в разных частях объекта АС<sub>10-12</sub>, отличающихся параметрами геологического строения (таблица 3.1.2). Участки представлены нефтяной зоной, т.е. ВНЗ в залежах – отсутствуют.



Таблица 3.2 – Параметры геологического строения пластов на участках бурения горизонтальных скважин по месторождениям ООО «Газпромнефть-Хантос»

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

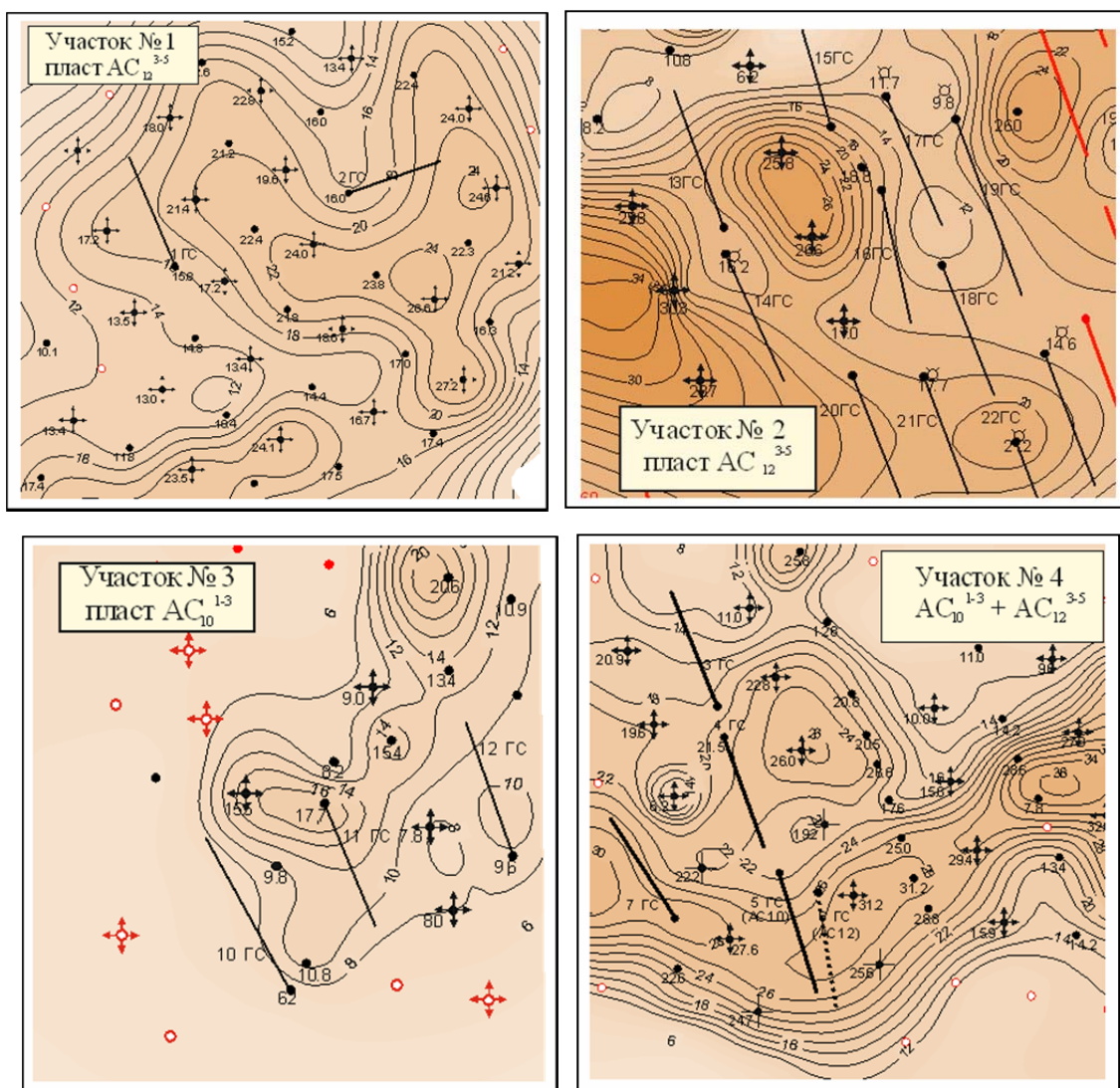


Рисунок 3.2 - Участки размещения горизонтальных скважин на ЮЛТ

Продуктивными на участках ГС являются нефтеносные пласты [127, 129]:

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

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

Участок № 4 – пласты  $AC_{10}^{1-3}$ ,  $AC_{10}^4$  и  $AC_{12}^{3-5}$ . В этой зоне толщина глинистой перемычки между отдельными пластами в группе  $AC_{10}$  составляет – 17м, а между  $AC_{10}^4$  и  $AC_{12}^{3-5}$  – 42м. С учетом указанного, использование здесь ГС (даже с МсГРП) позволяет вовлечь в активную разработку запасы только одного (основного) пласта. В то же время пробуренные на участке №4 ННС перфорированы сразу на два-три пласта единого эксплуатационного объекта  $AC_{10-12}$ .

Общее количество ГС на этих участках, рассмотренных далее в рамках исследования, – 17 скважин [127, 129]. Длина горизонтальных участков (ГУ) в ГС составляет, преимущественно, 750 м, эффективная – в среднем 600 м (коэффици-

ент эффективного вскрытия разреза – 0,8), направление проложения горизонтальных стволов в пласте в 95% случаев соответствует азимуту реализуемой однорядной системы. В этих ГС выполнены 5-6<sup>ти</sup>–стадийные гидроразрывы. Характерный профиль горизонтальной скважины Приобского месторождения приведен на рисунке 3.3.

Основные параметры реализованной технологии ГС+МсГРП и результаты её применения на ЮЛТ Приобского месторождения следующие:

- количество рассмотренных скважин для определения начальных параметров – 32. С историей эксплуатации более одного года – 17 скважин;
- средний начальный дебит нефти – 85 т/сут;
- средний начальный дебит жидкости – 98 т/сут;
- средняя входная обводнённость – 14%;
- средний дебит нефти спустя 12 месяцев – 35 т/сут;
- то же в % от начального – 37%;
- удельная накопленная добыча нефти за первый год – 19 тыс.т/скв.;
- средняя нефтенасыщенная толщина  $h_{нн}$  – 13,6 м;
- в зоне проложения горизонтальных стволов средняя проницаемость пласта – 5 мД и проводимость – 68 мД·м;
- средняя длина горизонтального участка в ГС – 738 м;
- среднее количество стадий гидроразрыва в ГС – 5-6;
- средняя суммарная масса проппанта, закачанного в ГС – 374 т.

Общая масса закачанного в скважину при ГРП проппанта изменяется от 250 до 550 т и, в основном, коррелирует со вскрытыми нефтенасыщенными толщинами ( $h_{нн}$ ) пласта по вертикали в зоне горизонтального участка (рисунок 3.4) [146].

Наиболее массивные МсГРП в ГС выполнены на участке №1, где закачано по 525-550 т проппанта в ГС. Полудлина и ширина трещин выполненных МсГРП изменяются в диапазоне 130-200м и 3-5мм, соответственно. Удельный расход проппанта в расчете на 1м  $h_{нн}$  пласта (по вертикали) по выполненным операциям (за одну стадию) варьирует от 4 до 7 т, что на 20-35% ниже, чем при разовых большеобъёмных ГРП в ННС (таблица 3.3).

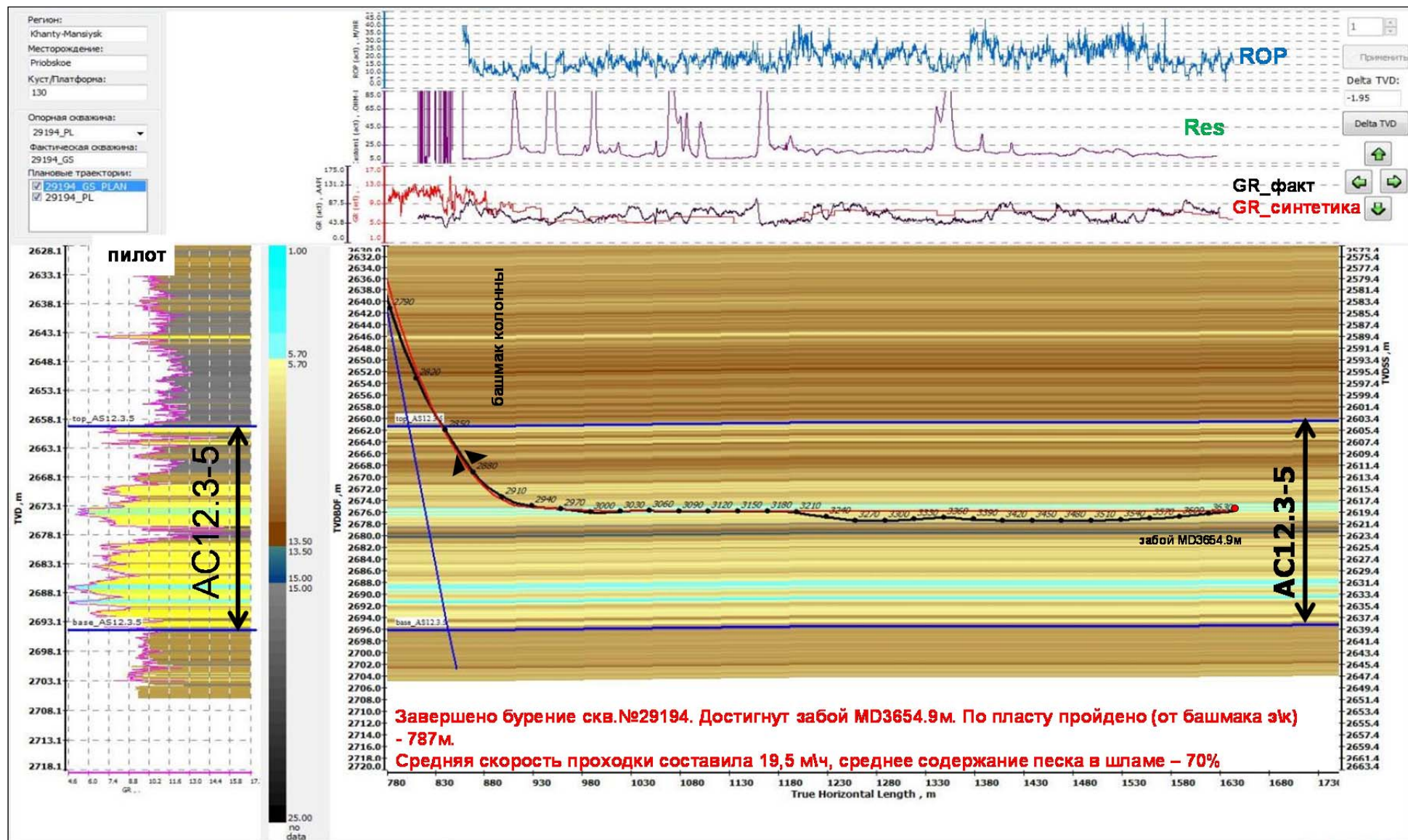


Рисунок 3.3 - Профиль горизонтальной скважины № 29194ГС/130 Приобского месторождения /Источник – ООО «Газпромнефть-НТЦ»/

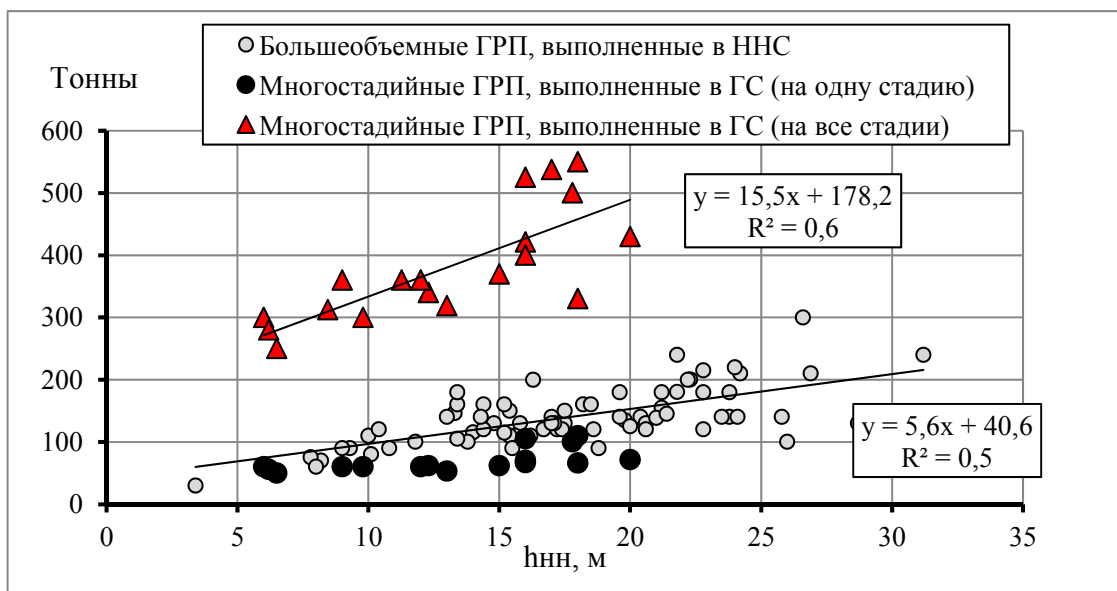


Рисунок 3.4 - Сопоставление массы закачанного в скважины проппанта и нефтенасыщенной толщины пласта по участкам №№ 1, 2, 3 и 4

Анализ применения ННС с ГРП и ГС с МсГРП, динамики технологических показателей приведенных к единому (условному) начальному моменту времени показал, что в пределах рассмотренных 1-1,5 лет с момента ввода в эксплуатацию, ГС на всех временных интервалах – превосходят ННС по показателям работы (рисунок 3.5, таблица 3.4).

Таблица 3.3 – Параметры гидроразрывов, выполненных в ГС и ННС

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

При этом средняя обводнённость в рассмотренном временном интервале, как

по ГС, так и по ННС была стабильно невысокой (за исключением участка №2). Последнее связано с тем, что 30% эффективных толщин пласта на участке №2 – недонасыщены нефтью ( $K_{нн} - 48\%$ ).

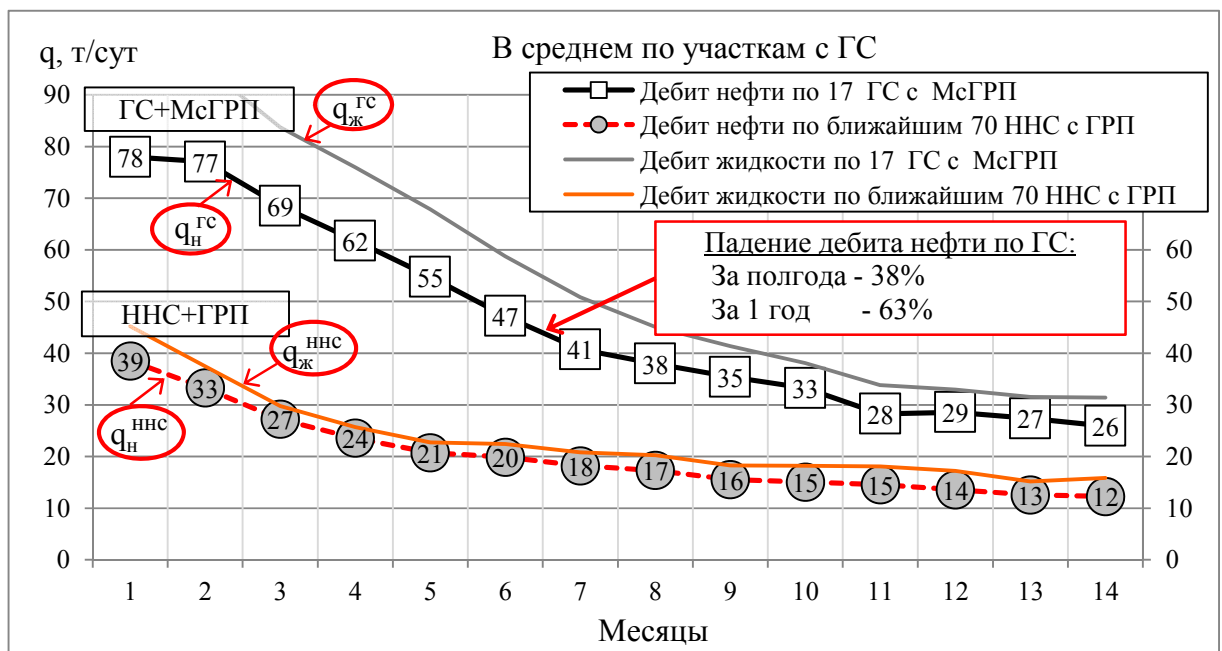
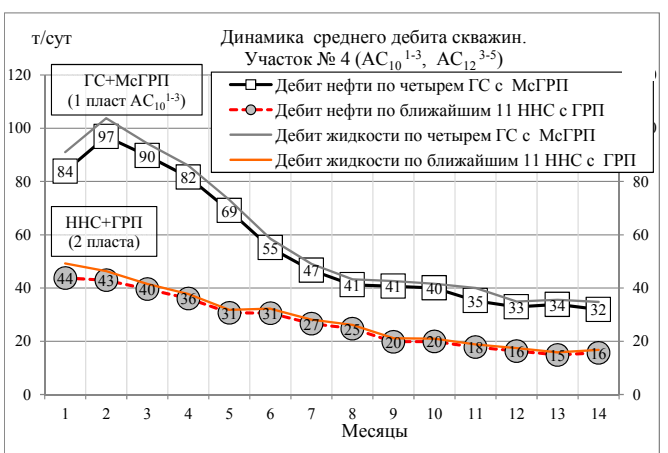
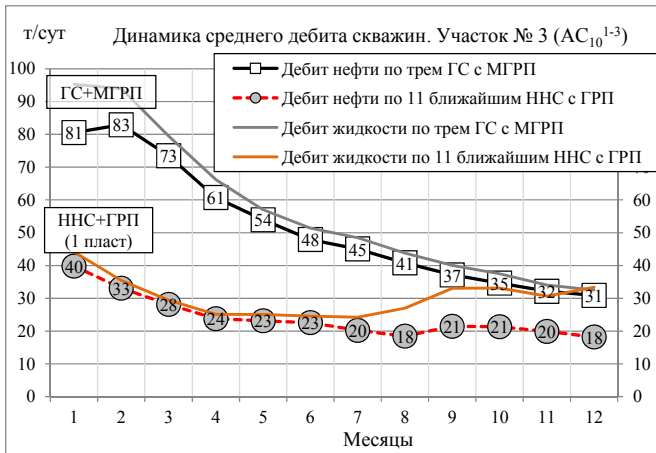
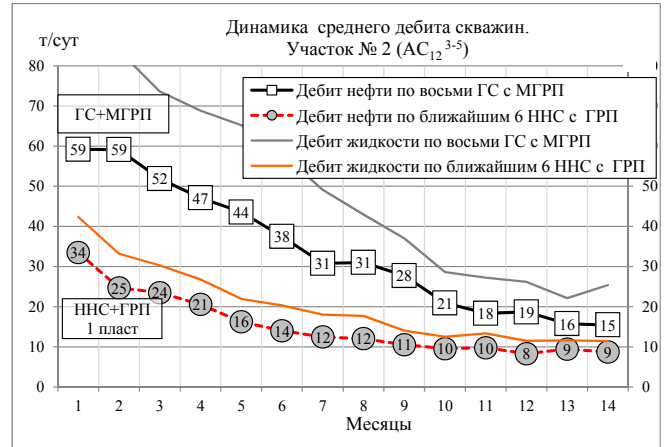
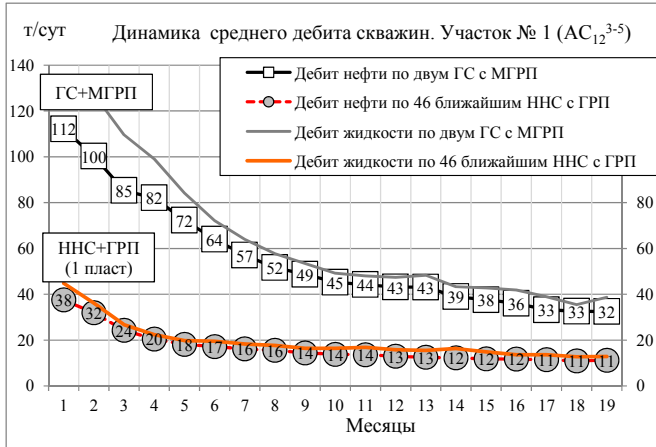


Рисунок 3.5 Динамика дебитов ГС с МГРП и ННС с ГРП по участкам ЮЛТ

Таблица 3.4 – Сравнение показателей по ГС+МСГРП и ННС+ГРП по участкам Приобского месторождения

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

Анализ полученных результатов [127, 129] позволил установить, что:

1) Начальные дебиты нефти в горизонтальных скважинах с многостадийными гидроразрывами пласта оказались в 2 раза выше, чем по обычным ННС с ГРП;

2) Средний за первый полный месяц работы дебит нефти по 15 ГС, пробуренным на пласт  $AC_{10}^{1-3}$ , составил 88 т/сут, дебит жидкости – 98 т/сут, обводнённость – 10%. По 17 ГС, пробуренным на пласт  $AC_{12}^{3-5}$ , показатели несколько хуже: дебит нефти – 67 т/сут (-24%), жидкости – 104 т/сут, обводнённость – 33%;

3) Заметное превосходство технологии ГС с МсГРП над ННС с ГРП наблюдается на участке №1. Пробуренные здесь ННС работают с единичным гидроразрывом на пласт  $AC_{12}^{3-5}$ , хотя и достаточно мощный ( $h_{нн} - 18$  м), а большеобъёмные многостадийные ГРП в ГС позволяют дренировать весь слоистый разрез этого объекта многократными трещинами с высокой проводимостью;

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

5) За первые полгода работы дебиты ГС с МсГРП снижаются на 40-45% (за год на 63%), что сопоставимо с падением дебитов по соседним ННС с ГРП (65%);

6) Различие в соотношении дебитов нефти по ГС и ННС в течение первых 1-1,5 лет – стабильно значимое (рисунок 3.6), несмотря на некоторые колебания, обусловленные последующим выбытием части ННС под нагнетание;

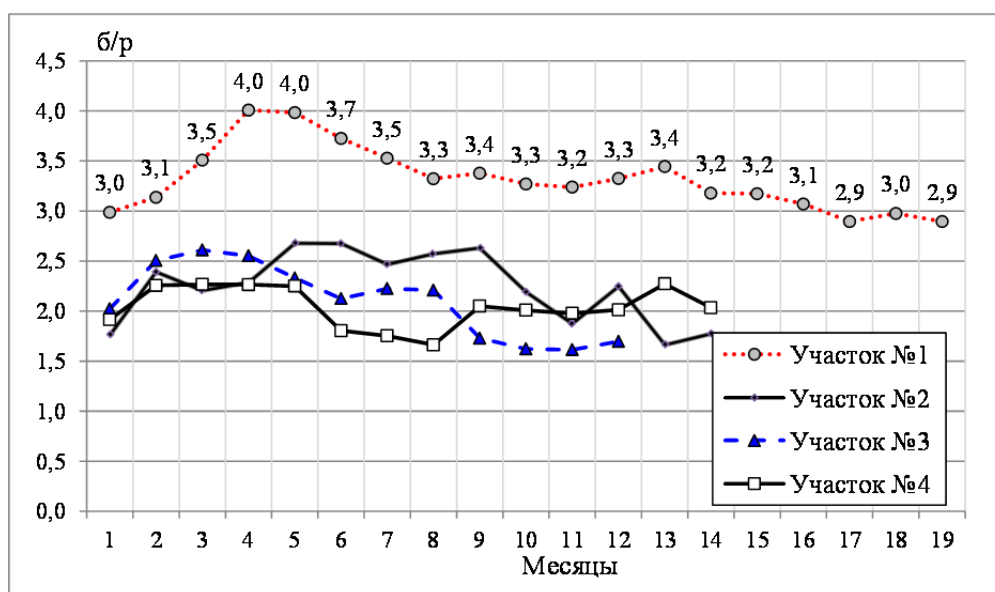


Рисунок 3.6 - Динамика соотношения дебитов нефти по ГС с МсГРП и ННС с ГРП на участках ЮЛТ



7) Вполне закономерно, что высокие дебиты получены в скважинах с большими  $h_{\text{нн}}$ . При этом удельные начальные дебиты нефти в расчете на 1 м нефтенасыщенной толщины (рисунок 3.7) или на единицу площади вертикального сечения нефтенасыщенной части разреза вдоль горизонтального участка скважины – имеют общий нисходящий тренд (рисунок 3.8).

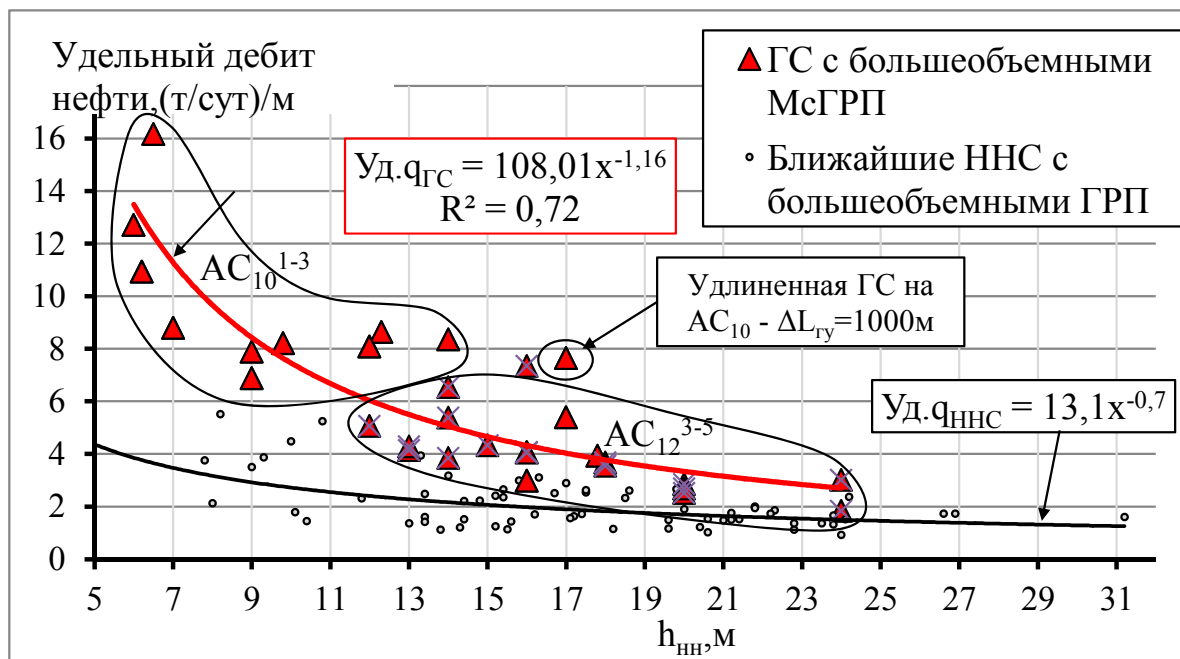


Рисунок 3.7 - Зависимость удельного дебита нефти по ГС и ННС от нефтенасыщенной толщины пласта

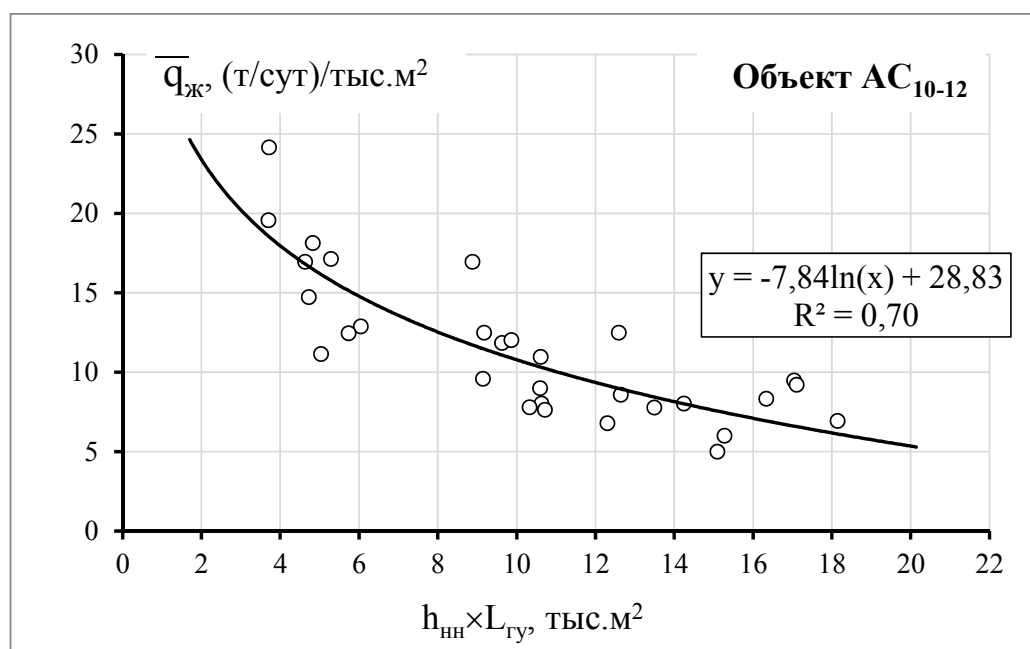


Рисунок 3.8 - Зависимость начального удельного дебита жидкости от нефтенасыщенной толщины пласта и длины горизонтального участка скважины

По результатам эксплуатации первых 30 горизонтальных скважин (с МСГРП), пробуренных на Приобском месторождении на пласты  $AC_{10}^{1-3}$  (14 скважин) и  $AC_{12}^{3-5}$  (16 скважин) построены характерные эмпирические зависимости начальных дебитов жидкости от ключевых геолого-технологических характеристик объекта и скважин (рисунок 3.9).

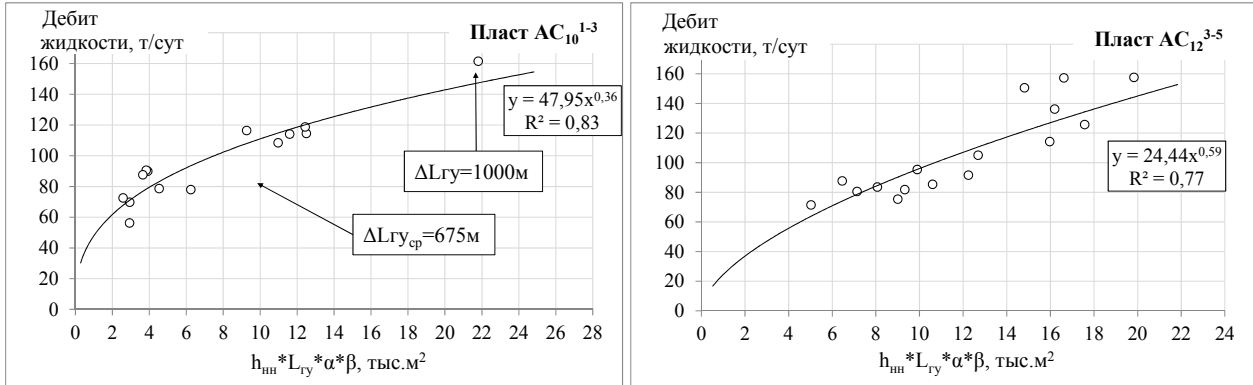


Рисунок 3.9 - Зависимости начальных дебитов жидкости ГС с МСГРП от совокупности геолого-технологических параметров

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

$$q_{ж} = f(D), \quad (3.1.1)$$

где:  $D$  – произведение  $h_{нн} \times L_{гв} \times \alpha \times \beta$ ;

$\alpha$  – безразмерный параметр, представляющий собой отношение суммарной массы проппанта, закачанного в конкретную ГС (в сумме по всем стадиям ГРП), – к среднему значению массы проппанта по всем горизонтальным скважинам этого пласта:  $M_{пропп.i} / M_{пропп.ср.}$ ;

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

На основе множественной корреляции можно оценить потенциальные дебиты жидкости горизонтальных скважин, запланированных к бурению:

– для низкопроницаемых коллекторов (типа пласта  $AC_{10}^{1-3}$ )

$$q_{\text{жнач}} = 48 * (h_{\text{н}} * L_{\text{гу}} * \frac{M_{\text{проп}i}}{M_{\text{пропср}}} * \sqrt{\frac{K_{\text{пр}i}}{K_{\text{прср}}}})^{0,36} \quad (3.1.2)$$

– для ультранизкопроницаемых коллекторов (типа пласта АС<sub>12</sub><sup>3-5</sup>)

$$q_{\text{жнач}} = 24 * (h_{\text{н}} * L_{\text{гу}} * \frac{M_{\text{проп}i}}{M_{\text{пропср}}} * \sqrt{\frac{K_{\text{пр}i}}{K_{\text{прср}}}})^{0,6} \quad (3.1.3)$$

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

Две самые протяженные ГС на ЮЛТ в границах продуктивного пласта имеют длину горизонтального участка  $\sim 1000$ м. Одна из них пробурена на горизонт АС<sub>10</sub> (работает 1 год), другая на АС<sub>12</sub> (в эксплуатации – 2 месяца). Если по пласту АС<sub>12</sub> входные параметры «удлинённой» ГС соответствуют средним значениям по другим скважинам этого пласта, то «удлинённая» ГС по пласту АС<sub>10</sub> имеет существенно более высокие показатели (см. рисунки 3.7 и 3.9, таблицу 3.5).

Из всех выделенных для анализа участков наименьшая разница в показателях между ГС с МсГРП и ННС+ГРП отмечается на участке №4. Это обусловлено, в том числе и тем, что все ННС здесь эксплуатируют совместно два пласта со схожими ФЕС, в то время как ГС работают в интервале только одного пласта АС<sub>10</sub><sup>1-3</sup>.

Таблица 3.5 – Показатели по скважинам с различной протяженностью горизонтального участка

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

\* - Данные по одной скважине с историей эксплуатации 2 месяца

Наряду с рассмотренными по участку №4 четыремя ГС пласта АС<sub>10</sub><sup>1-3</sup>, еще одна ГС была пробурена здесь на нижележащий пласт АС<sub>12</sub><sup>3-5</sup> (на рисунке 3.1.2 она показана пунктиром). Поскольку на ЮЛТ реализована единая система заводнения через наклонно-направленные нагнетательные скважины (в т.ч. в зонах совместного залегания двух и более пластов), добывающие ГС, введенные на разные пласты, в разрезе горизонта (и в плане тоже) в значительной степени сближены, т.к. они, как правило, – «однонаправленны».

В этой связи вызывает интерес сравнение показателей по скважинам в границах того или иного участка с совместным залеганием пластов АС<sub>10</sub><sup>1-3</sup> и АС<sub>12</sub><sup>3-5</sup> при разбуривании их либо самостоятельными горизонтальными добывающими скважинами (с МсГРП), либо несколькими совместными ННС с большеобъемными ГРП – на каждый пласт. И в том, и в другом случаях нагнетательные ряды сформированы из совместных ННС. Выбранные для сравнения скважины расположены на участке №4: с одной стороны – две ГС (по одной на АС<sub>10</sub><sup>1-3</sup> и на АС<sub>12</sub><sup>3-5</sup>), с

другой – четыре ННС (рисунок 3.1.10). Средняя суммарная  $h_{\text{ННС}}$  по двум пластам – 22м. Толщины пластов и их геолого-физические параметры в зонах проводки ГС и ННС – близки.

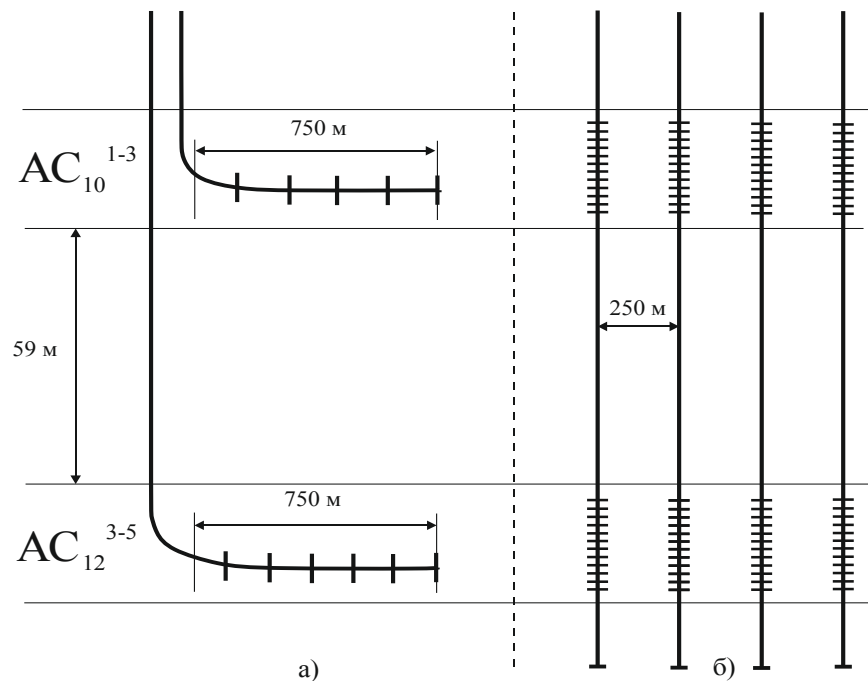


Рисунок 3.10 - Принципиальная схема размещения ГС (а) и ННС (б) в рядах добывающих скважин

Длина горизонтальных участков пробуренных здесь на каждый пласт ГС – 750м. В соседнем параллельном добывающем ряду пробурены ННС с расстоянием между скважинами (после уплотнения сетки) – 250м. В этом случае, область дренирования запасов какого-либо пласта с помощью одной ГС по площади сопоставима с областью, охваченной 3-4<sup>мя</sup> вертикальными скважинами.

Анализ показателей эксплуатации двух указанных ГС свидетельствует о том, что, несмотря на большую  $h_{\text{ННС}}$  пласта  $AC_{12}^{3-5}$  в зоне проводки ГС (13 м – против 7 м по  $AC_{10}^{1-3}$ ), а также большее количество стадий ГРП (6 – против 5 на  $AC_{10}^{1-3}$ ), более высокие дебиты нефти достигнуты именно по скважине, пробуренной на верхний горизонт. Причина этого связана с ухудшенными фильтрационными характеристиками пласта  $AC_{12}^{3-5}$ . Среднегодовой дебит нефти ГС по пласту  $AC_{10}^{1-3}$  – 77 т/сут (при начальном 132 т/сут), а по пласту  $AC_{12}^{3-5}$  – 40 т/сут (при начальном 75т/сут).

При этом в течение первого года эксплуатации средний дебит нефти по двум

ГС снизился втрое, тем не менее, кратность его превышения над средним дебитом четырех ННС изменяется в пределах 2,2-1,7 раза (рисунок 3.11). В целом это коррелирует с общими закономерностями в динамике показателей эксплуатации скважин на ЮЛТ [124, 125, 127].

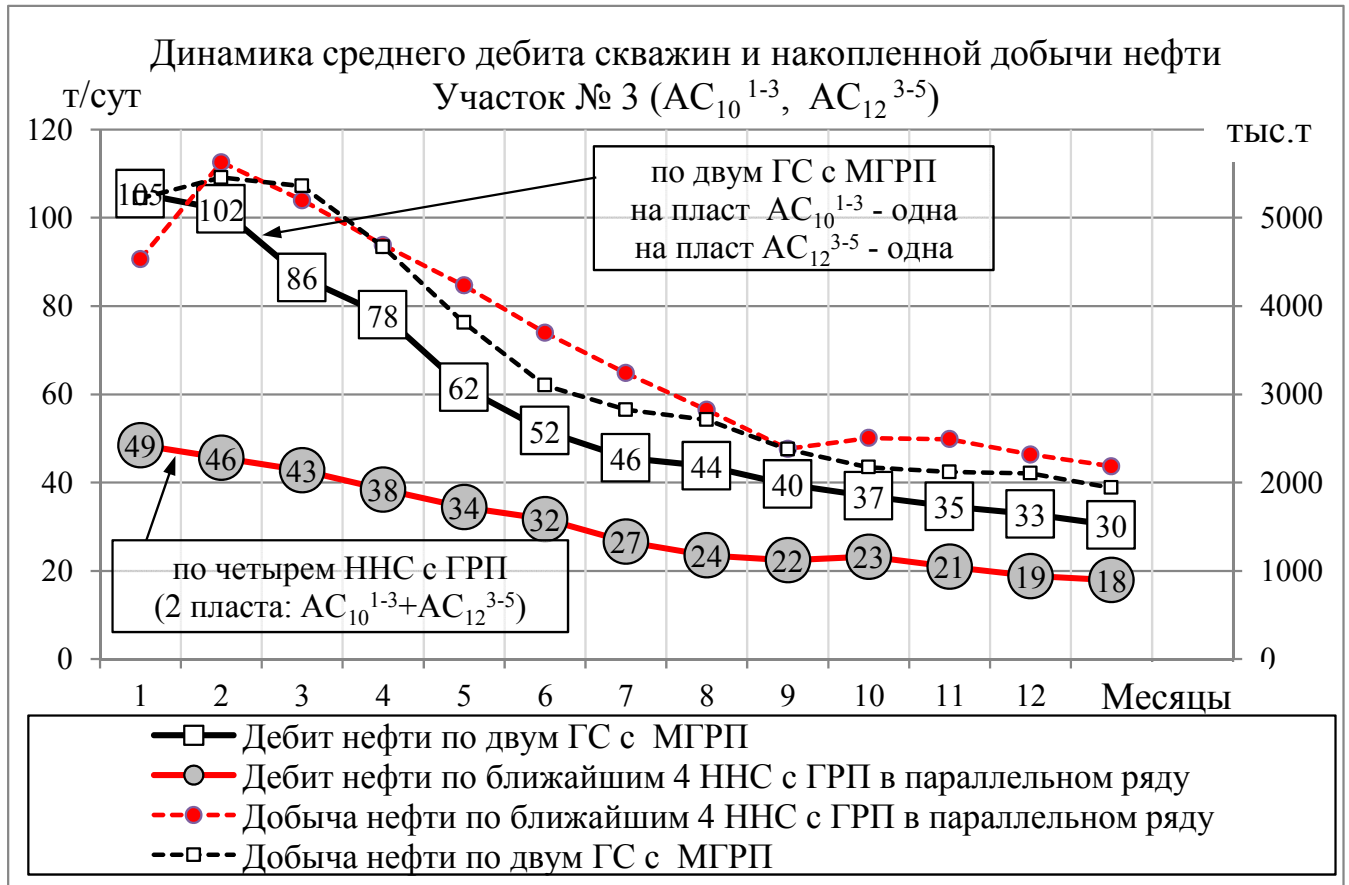


Рисунок 3.11 - Сравнение показателей эксплуатации ГС с МсГРП и ННС с ГРП в зоне совместного залегания двух пластов

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

Таблица 3.6 – Сравнение добычи нефти по ГС с МсГРП и ННС с ГРП

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

С экономических позиций бурение двух самостоятельных ГС вместо четырех ННС также может оказаться более выигрышным. Несмотря на то, что на начальном этапе предприятию вряд ли удастся сэкономить финансовые ресурсы, поскольку стоимость одной ГС с МсГРП (100 млн.руб.) примерно сопоставима со стоимостью двух ННС с большеобъемными ГРП (на каждый пласт), впоследствии – на стадии эксплуатации, по ГС будет иметь место экономия операционных расходов по ряду статей затрат. Прямой экономический эффект от смещения приоритетов в сторону технологии разработки ЮЛТ с помощью ГС с МсГРП просматривается на участках с залеганием одного продуктивного пласта, поскольку здесь соотношение показателей ГС и ННС сдвигается в пользу горизонтальных скважин. По ГС с МсГРП на рассмотренных участках ЮЛТ накопленная добыча нефти за первый год эксплуатации изменяется от 5 до 29 тыс.т, составляя в среднем 16 тыс.т/скв. (таблица 3.1.6), что в 2,2 раза больше, чем по ближайшим ННС с ГРП (7,3 тыс.т/скв).

Все вышерассмотренные по ЮЛТ горизонтальные скважины с МсГРП пробурены совсем недавно – в 2012-2014гг. Однако самые первые (три) ГС на Приобском месторождении появились в 2007г, они пробурены на горизонт АС<sub>10</sub>. В отличие от новых, преимущественно 700-метровых ГС, длина горизонтальных участков в этих трех ГС была невелика – от 150 до 300м. При вводе в эксплуатацию в них было проведено по 1-2 «слепых» большеобъемных ГРП с общей массой закачанного проппанта – от 80 до 240т/скв. Сравнение показателей эксплуатации трех старых ГС с ГРП и новых ГС с МсГРП (также пробуренных на горизонт АС<sub>10</sub>) позволяет оценить целесообразность реализации последней технологии. В результате сравнения установлено (таблица 3.7), что новые ГС с МсГРП характеризуются почти двукратным превосходством по дебитам и накопленной добыче нефти над старыми ГС – со «слепыми» ГРП.

Таблица 3.7 – Сравнение показателей эксплуатации старых и новых ГС

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

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

Обработка геолого-промысловых данных приблизительно по двум тысячам скважин Приобского месторождения (ЮЛТ) позволила установить зависимость начальных дебитов жидкости ( $q_{ж.нов.}$ ) наклонно-направленных скважин с гидроразрывом пласта от проводимости вскрытого пласта ( $k \cdot h$  – мД·м) – рисунок 3.12.

По горизонту АС<sub>10</sub> рассмотрены данные по 1538 скважинам, по горизонту АС<sub>12</sub> – по 1391 скважине. Горизонт АС<sub>10</sub> имеет следующие характеристики: нефтенасыщенная толщина – 12,6 м, проницаемость – 8,3 мД, проводимость – 105



мД·м, пористость – 17,2%, нефтенасыщенность – 64,3%, песчанистость – 40%, расчлененность – 9,3. Горизонт АС12 характеризуется следующими параметрами: нефтенасыщенная толщина – 11 м, проницаемость – 2,8 мД, проводимость – 31 мД·м, пористость – 17%, нефтенасыщенность – 60,7%, песчанистость – 22%, расчлененность – 9.

Выявлены следующие виды зависимостей начального дебита и удельного дебита жидкости от фильтрационной проводимости горизонта в скважине:

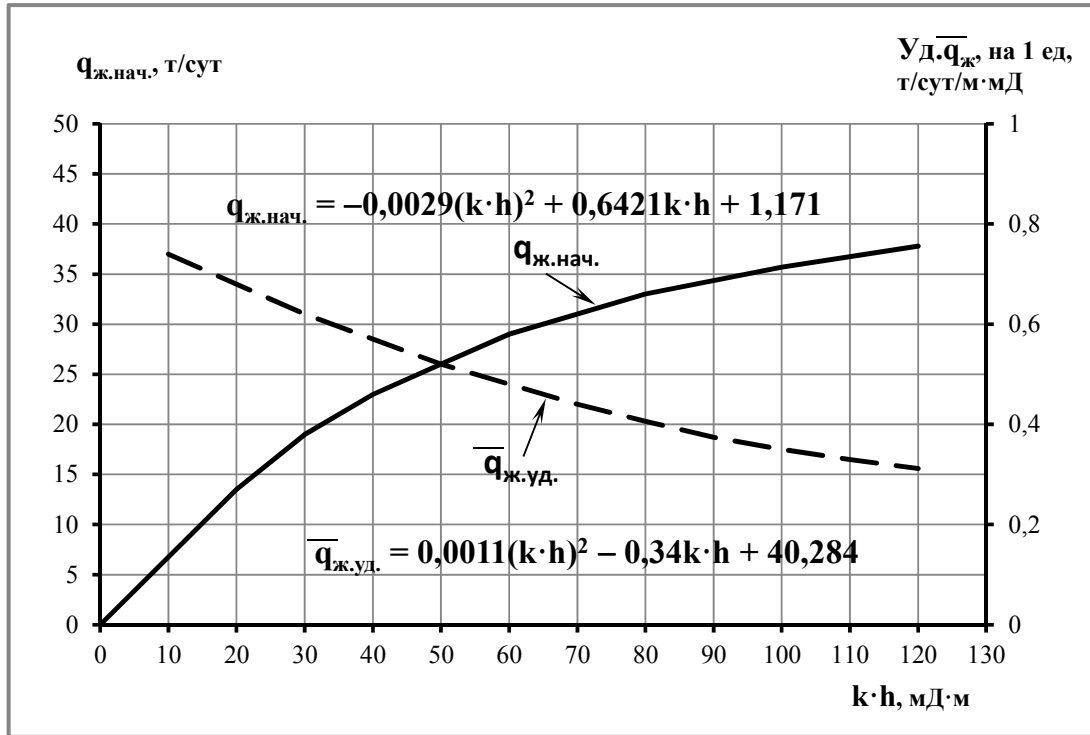


Рисунок 3.12 - Усредненные зависимости дебитов жидкости скважин (ННС с ГРП) от проводимости пластов АС<sub>10</sub> и АС<sub>12</sub> Приобского месторождения (ЮЛТ)

$$q_{ж.нач.} = -0,0029 \times (K_{пр} \cdot h_n)^2 + 0,6421 \times K_{пр} \cdot h_n + 1,171 \quad (3.1.4)$$

$$\bar{q}_{ж.уд.} = 0,0011 \times (K_{пр} \cdot h_n)^2 - 0,34 \times K_{пр} \cdot h_n + 40,284 \quad (3.1.5)$$

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

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

$K_{пр}$  – проницаемость пласта, мД;

$h$  – нефтенасыщенная толщина пласта, м.

Выводы:

1. Установлено, что в сопоставимых геологических условиях начальные дебиты ГС с МсГРП в 2 раза выше дебитов ННС с большеобъемными ГРП при практически одинаковой (за счет наличия ЧНЗ) входной обводнённости продукции. Полученный средний начальный дебит нефти по 32 горизонтальным скважинам составляет 77 т/сут, в т.ч.: по 15 ГС, пробуренным на пласт АС<sub>10</sub> – 88 т/сут (при средней  $h_{\text{нн}}$  – 11м), по 17 ГС, пробуренным на АС<sub>12</sub> – 67 т/сут (при средней  $h_{\text{нн}}$  – 16м).

2. Высокая кратность роста дебитов ГС с МсГРП по сравнению с ННС+ГРП обеспечена за счет суммарной закачки существенно большего (в среднем в 3,5 раза) количества проппанта при выполнении многостадийных гидроразрывов (в среднем – 370 т/скв.) по сравнению с большеобъемными ГРП в ННС (в среднем – 105 т/скв.).

3. Неблагоприятной особенностью работы ГС с МсГРП являются высокие темпы падения дебитов. В течение первого эксплуатационного года дебиты скважин снижаются на 63%, что сопоставимо с ННС с ГРП, работающим в аналогичных геологических условиях.

4. Накопленная за первый год добыча нефти по ГС с МсГРП в среднем вдвое превышает отборы по ближайшим ННС с ГРП, что подтверждает высокую перспективность применения новой технологии на ЮЛТ Приобского месторождения.

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

6. В зонах НПК с уверенным прогнозом присутствия нефтенасыщенных толщин (более 10-12м), увеличение длины горизонтального участка в скважинах до 1000м – весьма перспективно.

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

8. В условиях сближенного залегания двух и более продуктивных пластов,

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

9. На основе анализа фактических материалов о работе скважин на ЮЛТ были получены эмпирические зависимости начальных дебитов жидкости горизонтальной скважины с многостадийным гидроразрывом особо низкопроницаемого пласта от нефтенасыщенной толщины пласта, его природной проницаемости, протяжённости горизонтального участка и относительной массы проппанта, а также зависимость удельного дебита жидкости от площади эффективного сечения разреза пласта вдоль горизонтальной части ствола скважины.

### **3.2 Анализ применения горизонтальных скважин с многостадийным гидроразрывами пласта на Зимнем нефтяном месторождении**

Зимнее месторождение (второе после Приобского), где нижнемеловые отложения в пласте  $AC_{10}^2$  разрабатываются с частичным применением горизонтальных скважин [42]. Введено в добычу в 2008г. Первые ГС пробурены в середине 2013г. к концу 2014г. их количество достигло 13 скважин, однако лишь только пять из них имеют историю эксплуатации – более одного года. На объекте реализуется однорядная система разработки, пробурено около 200 скважин. Расстояние между рядами скважин – 550м, между скважинами – 450м, плотность сетки – 25 га/скв. При этом (как и на ЮЛТ) ряды сориентированы вдоль преимущественного направления развития регионального стресса – с северо-запада на юго-восток. В отличие от литологических залежей ЮЛТ пласт  $AC_{10}^2$  Зимнего месторождения характеризуется наличием обширных водонефтяных зон (рисунок 3.13).

Общий проектный фонд по месторождению – 422 скважины, в т.ч. добывающих – 191 (из ГС – 83), нагнетательных – 231. В ГС (с ГУ – 500 м), попавших в ЧНЗ – проведены четырёхстадийные гидроразрывы. Для анализа эффективности применения горизонтального бурения выделено три участка (рисунок 3.14), гео-

лого-физические параметры которых представлены в таблице 3.8.

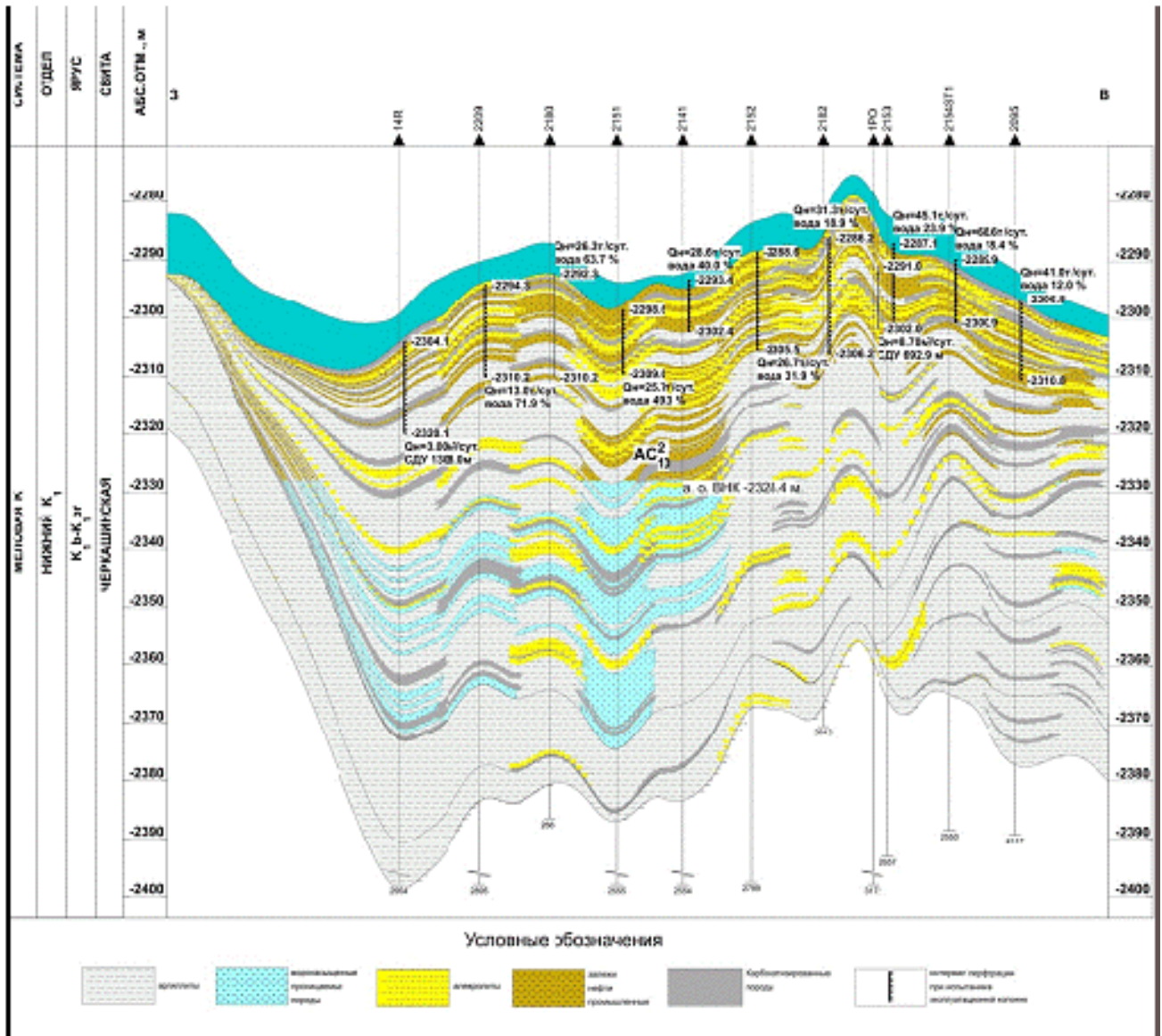


Рисунок 3.13 - Геологический разрез пласта AC<sub>10</sub><sup>2</sup> Зимнего месторождения

/Источник – ООО «Газпромнефть-НТЦ»/

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

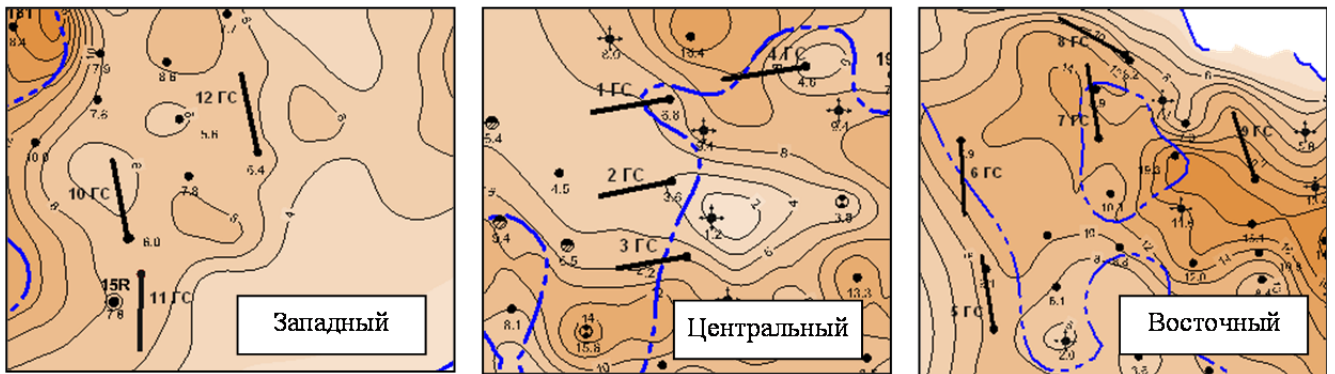


Рисунок 3.14 - Схемы размещения ГС на участках Зимнего месторождения

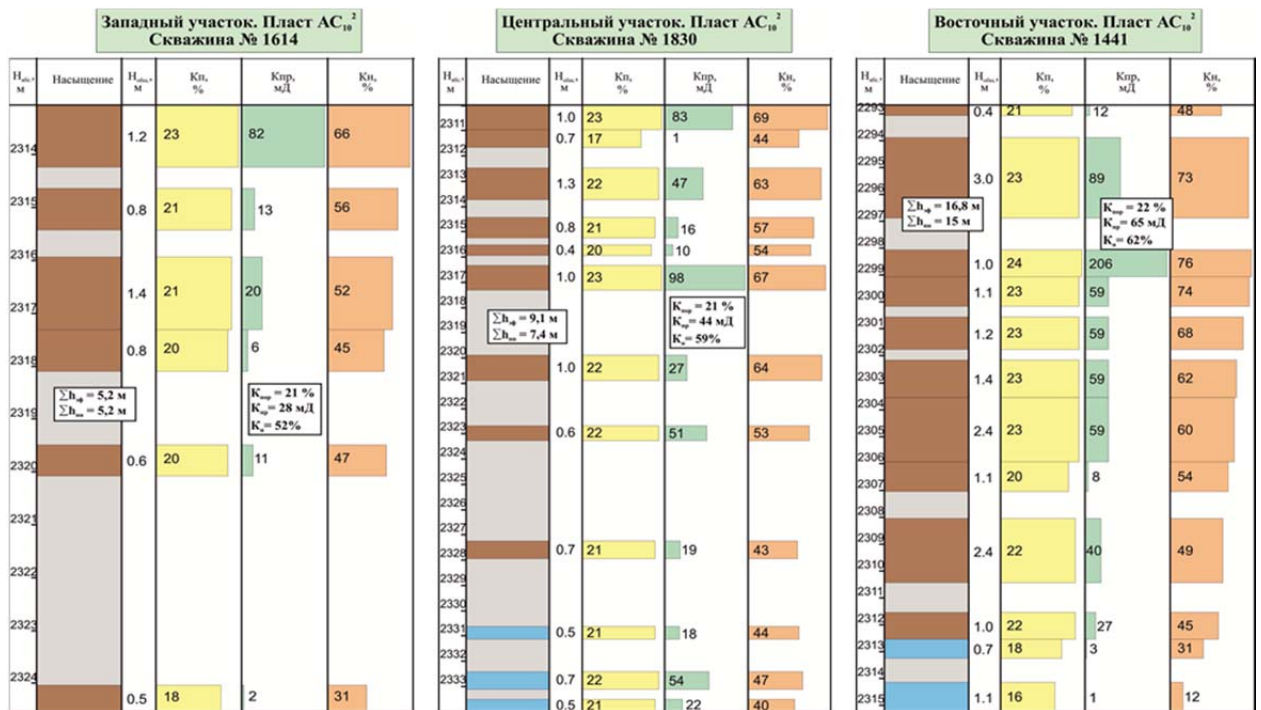


Рисунок 3.15 - Типовые геологические разрезы по скважинам Зимнего месторождения

Длина горизонтальных участков в пробуренных ГС варьирует от 500 до 650 м при средней – 580 м. Эффективная длина ГУ изменяется от 330 до 550 м, в среднем – 440 м, коэффициент эффективного вскрытия – 76%. Количество стадий ГРП в ГС варьирует от 3 до 5, общая масса закачанного в скважину пропанта изменяется от 120 до 200 т. В девяти ГС многостадийные ГРП выполнены в зонах со средней проводимостью коллекторов 150-300 мД·м, по скважинам она изменяется от нескольких десятков – до 1000 мД·м. Входные дебиты жидкости по ГС с МсГРП составляли 20-160 т/сут, в среднем – 94 т/сут (средняя  $h_{\text{нн}}$  – 6,9 м), что на 40% выше дебитов ГС без ГРП – 48 т/сут (при средней  $h_{\text{нн}}$  – 10 м) – таблица 3.8.

Из трех горизонтальных (без ГРП) две скважины попали в зоны с очень вы-

сокой проводимостью пласта  $AC_{10}^2 - 1000 \text{мД} \cdot \text{м}$  ( $h_n - 10 \text{м}$  и  $K_{пр} - 100 \text{мД}$ ), а одна – на участок с пониженной фильтрационной характеристикой ( $100 \text{мД} \cdot \text{м}$ ). Вследствие этого дебиты последней скважины на протяжении первого года были втрое ниже –  $20 \text{ т/сут}$  против  $60 \text{ т/сут}$ . Дебиты жидкости по всем трем ГС (без ГРП) были относительно стабильными во времени, за год терялось не более 15%.

Таблица 3.8 – Показатели работы ГС и ННС по участкам

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

В то же время по ГС с МСГРП за этот же период наблюдалось двукратное их снижение – до уровней, сопоставимых с дебитами ГС без ГРП (рисунок 3.16).

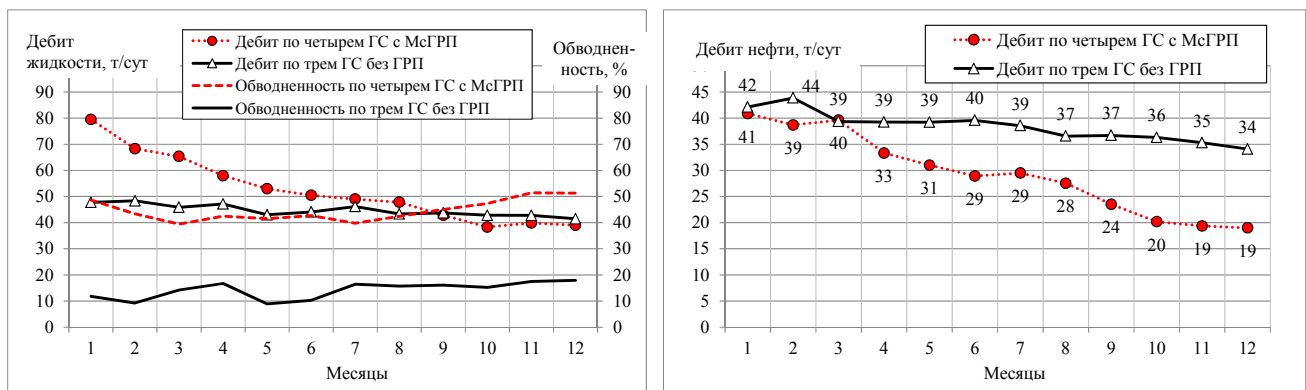


Рисунок 3.16 - Сравнение показателей эксплуатации ГС с МСГРП и ГС без ГРП

Наряду с устойчивыми дебитами жидкости все три ГС (без ГРП) характеризуются невысокой (10-15%) входной обводнённостью при росте её за год эксплуатации – не более, чем на 5%. Дебиты нефти по этим скважинам также отличаются умеренными темпами снижения – около 15% за год. В то же время во всех ГС с МсГРП входная обводнённость оказалась в 4-5 раз выше, чем по ГС без ГРП. По скважинам она изменялась от 30 до 75%. Это свидетельствует о притоке воды из водонасыщенных пропластков уже на старте эксплуатации скважин. Указанное подтверждает высокие риски проведения гидроразрывов в водонефтяных зонах залежей с небольшими глинистыми разделами от воды. При сохранении обводнённости ГС с МсГРП в течение года на уровнях, близких к начальным (40-50%), дебиты скважин по нефти и жидкости за год сократились в два раза.

Что касается ННС, то практически во всех скважинах Зимнего месторождения выполнены стандартные операции ГРП. В каждую скважину закачано в среднем по 60т пропанта, что в 2-2,5 меньше, чем в ГС – суммарно за несколько стадий ГРП. Поскольку ГС с МсГРП с историей эксплуатации более одного года присутствуют только на Центральном участке месторождения, в рамках анализа выполнено их сравнение с ближайшими ННС с ГРП. Установлено, что технологические показатели работы обеих групп скважин – в целом сопоставимы (таблица 3.8, рисунок 3.17).

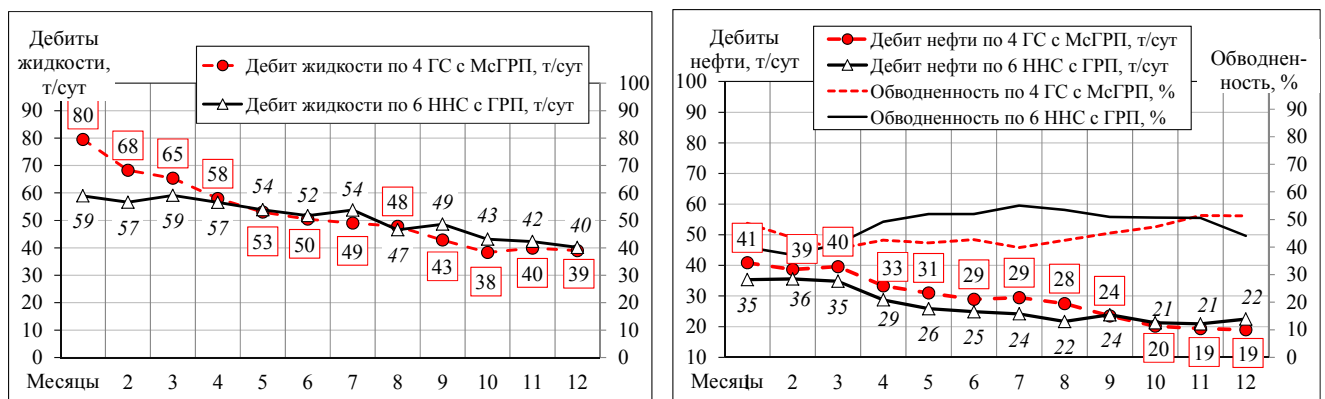


Рисунок 3.17 - Сравнение показателей эксплуатации ГС с МГРП и ННС с ГРП

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

Рассмотрим, как ориентация горизонтального участка скважин в пласте АС<sub>10</sub><sup>2</sup>

влияет на динамику показателей их работы. Часть ГС (3 шт.) пробурена вдоль направления линии регионального стресса (Западный и Восточный участки), другие ГС (3 шт.) – перпендикулярно ей (Центральный участок). Сравним показатели по шести скважинам, находящимся в сопоставимых геолого-технологических условиях ( $h_{нн}$ ,  $\Delta L_{ГС}$ , проведение МсГРП), отметим следующее:

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

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

Выводы:

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

2. В условиях объекта АС<sub>10</sub><sup>2</sup> средняя накопленная добыча нефти за первый год эксплуатации ГС с МсГРП составила 9 тыс.т/скв., что на 22% меньше, чем по соседним ННС с ГРП – 11 тыс.т/скв. Полученные результаты подтверждают высокие темпы обводнения ГС, что в сочетании с высокой стоимостью работ по МсГРП делает их технологически и экономически неконкурентноспособными.

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



нецелесообразно из-за высоких рисков обводнения скважин.

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

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

### **3.3 Исследование эффективности эксплуатации горизонтальных добывающих скважин в монолитных пластах Южно-Киньяминского месторождения**

Важный дополнительный опыт в области бурения и эксплуатации горизонтальных скважин предприятие приобрело в ходе разработки (с 2013г.) нового Южно-Киньяминского месторождения [122]. Месторождение по запасам – небольшое, промышленная нефтеносность приурочена к терригенным отложениям пласта ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup> верхнеюрского комплекса васюганской свиты. Из десятка выявленных небольших залежей нефти в разработку вовлечены три – в пласте ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup> (ЮВ<sub>1</sub><sup>1а</sup>). Основная, наиболее крупная залежь, расположена в центральной части месторождения. Все залежи пластово-сводового типа, в различной степени осложнены тектоническими нарушениями. Менее чем за два года в дополнение к старым поисково-разведочным скважинам здесь пробурено 26 новых эксплуатационных, в т.ч. 13 горизонтальных и 13 наклонно-направленных. Быстрое разбуривание месторождения с применением ГС обеспечило уже на второй год разработки высокие (более 7%) темпы отбора от НИЗ нефти категории С<sub>1</sub>, а от запасов вовлеченных залежей – 8,3%. Геологическая характеристика выделенных залежей представлена в таблице 3.1.2, в целом по объекту разработки ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup> – в таблице 3.9.

Средняя глубина залегания кровли горизонта ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup> – 2900м. Общая толщина пласта в границах коллектора – 9,1 м эффективная – 7,7м, нефтенасыщенная – 5,5м. На Основной залежи скважины вскрыли чистонефтяную зону пласта, на

двух других залежах – преимущественно водонефтяную зону с глинистой перемычкой около 1 м между нефте- и водонасыщенными пропластками.

Таблица 3.9 – Параметры продуктивного горизонта ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup>

Параметры		Значения
Общая толщина (от кровли до подошвы коллектора), м		9,1
Эффективная толщина, м		7,7
Эффективная нефтенасыщенная толщина, м		5,5
Эффективная водонасыщенная толщина, м		2,2
Толщина неколлектора, м		1,4
Песчанистость в границах коллекторов, %		85
Расчлененность (нефть+вода), б/р		2,2
Средняя толщина нефтенасыщенного прослоя, м		1,3
Средняя толщина нефтенасыщенного пропластка, м		4,7
Средняя толщина 1-го непроницаемого пропластка, м		0,9
Пористость, %		17
Проницаемость, мД	нефтенасыщенная часть	68
	водонасыщенная часть	101
	нефтеводонасыщенная часть	72
Коэффициент нефтенасыщенности, доли ед.		0,533
Послойная неоднородность ( $V_{\text{посл.}}^2$ ), доли ед.		0,28

В некоторых зонах Западной и Восточной залежей запасы нефти относятся к контактному. Разрабатываемые залежи характеризуются монолитным строением пласта: эффективная песчанистость – 85%, что в сочетании с неплохой проницаемостью (30-150 мД) и прочими параметрами создают благоприятные условия для применения горизонтальных скважин. Представленные на рисунках 3.18 и 3.19 геолого-статистические и типовые геологические разрезы, построенные по скважинным данным, наглядно демонстрируют особенности строения и распределения ФЕС по разрезу продуктивного горизонта [122].

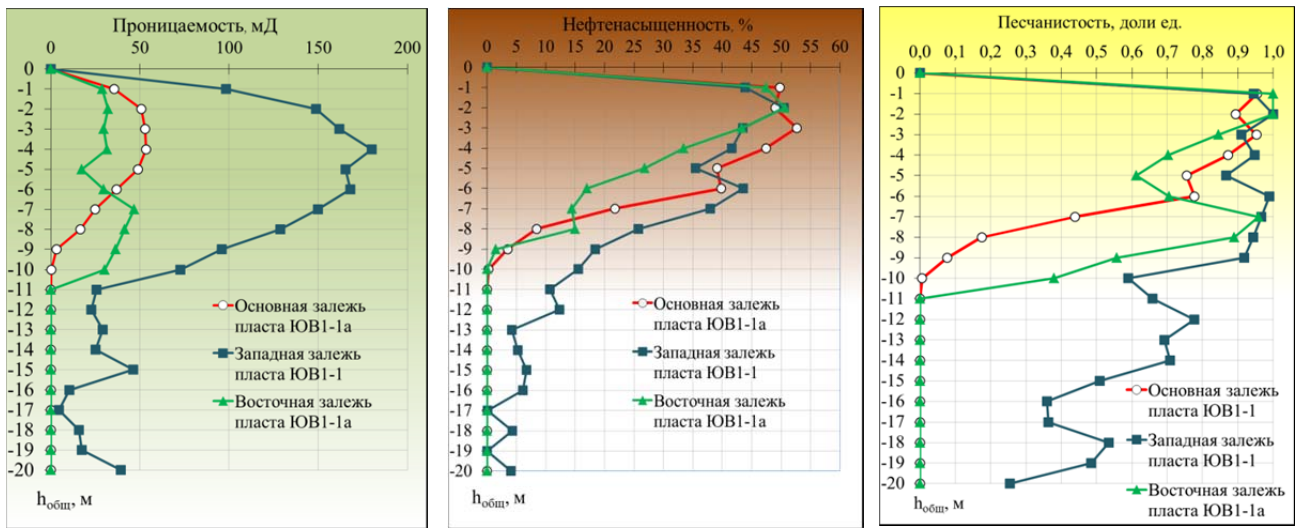


Рисунок 3.18 - Геолого-статистические разрезы по залежам, вскрытым горизонтальными скважинами

Скважина № 604PL						Скважина № 703PL					Скважина № 506										
Пласт	$H_{пл}, м$	Насыщение	$H_{пл}, м$	Пористость, %	Проницаемость, мД	Начальная нефтенасыщенность, %	Пласт	$H_{пл}, м$	Насыщение	$H_{пл}, м$	Пористость, %	Проницаемость, мД	Начальная нефтенасыщенность, %	Пласт	$H_{пл}, м$	Насыщение	$H_{пл}, м$	Интервал перфорации, м	Пористость, %	Проницаемость, мД	Начальная нефтенасыщенность, %
ЮВ1 <sup>I</sup>	2798		1.1	18	96	70	ЮВ1 <sup>II</sup>	2783		0.6	13	2	34	ЮВ1 <sup>III</sup>	2790		0.6	14	8	45	
	2799		0.7	17	36	73		2784		1.3	18	28	62		2791		1.4	16	31	60	
	2800		0.3	16	20	75		2785		0.6	17	17	57		2792		0.6	16	19	57	
	2801		0.7	17	36	75		2786		0.6	19	37	56		2793		1.0	16	31	59	
	2802		2.3	17	40	74		2787		0.9	17	19	49		2794		0.6	17	42	57	
	2803		0.7	17	68	72		2788		1.3	18	30	51		2795		1.2	16	27	54	
	2804		0.9	16	20	66		2789		1.3	18	30	51		2796		1.6	17	73	56	
	2805		2.0	16	20	46		2790		1.3	18	30	51		2797		0.8	19	154	54	
	2806		1.8	16	24	41		2791		0.8	15	4			2798		1.6	17	73	56	
	2807		1.3	15	8	34		2792		0.8	15	4			2799		0.8	14	3	20	
							2793		0.4	14	2		2800		1.2	16	24	30			
							2794		0.4	14	2		2801		1.6	16	29	22			
							2795						2802		0.8	17	55	31			
							2796						2803		1.6	15	15	27			
							2797						2804		1.4	14	8	35			
							2798						2805								
							2799						2806								
													2807								
													2808								
													2809								

а) Западная залежь

б) Основная залежь

в) Восточная залежь

Рисунок 3.19 - Типовые геологические разрезы пласта в пилотных стволах и разведочной скважине

В действующем проекте на разработку месторождения предусмотрено применение комбинированной системы из горизонтальных добывающих и наклонно-направленных нагнетательных скважин. Согласно теоретическим исследованиям и промышленным данным преимущества данной системы разработки проявляются в высокой интенсивности добычи нефти и способности эффективно поддерживать

необходимое пластовое давление.

Учитывая относительную маломощность пласта ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup> практически все горизонтальные скважины бурились с пилотными стволами, что наряду с получением важной геологической информации о продуктивном разрезе, позволило снизить риски неэффективного бурения.

Применение ГС вместо ННС позволяет существенно сократить буримый фонд скважин. В случае гипотетического применения на объекте ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup> ННС по сетке 36 га/скв. пришлось бы пробурить 73 новых скважины, в т.ч. 45 добывающих и 28 нагнетательных. При использовании добывающих ГС проектный буримый фонд сокращается более, чем вдвое – до 29 скважин, в т.ч. 16 добывающих и 13 нагнетательных (ННС) – [122].

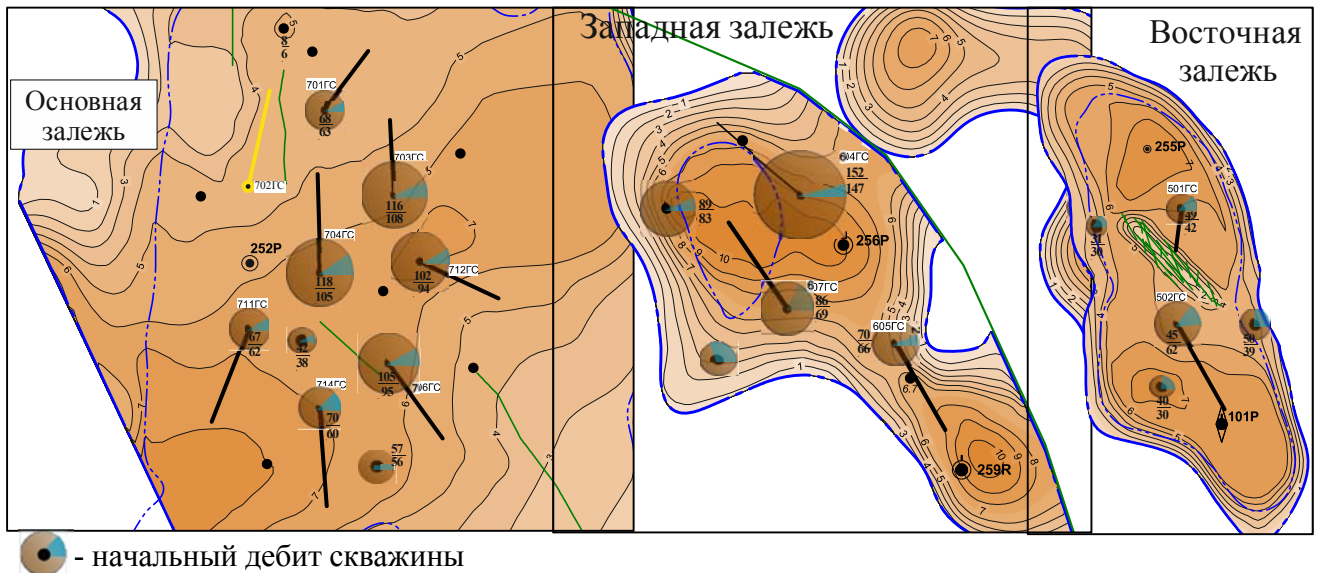


Рисунок 3.20 - Схемы размещения эксплуатационного фонда скважин на залежах

Наиболее интенсивно эксплуатационное бурение осуществлялось на Основной залежи. В 2013-2014гг. здесь было пробурено 8 ГС (в эксплуатации – 7), на Западной и Восточной залежах в сумме – еще 5 ГС, т.е. всего введено 13 ГС (таблица 3.10). Первые полтора года разработка осуществлялась на естественном режиме. Система ППД на месторождении проходит начальную стадию формирования. Большая часть пробуренных нагнетательных скважин находится в отработке на нефть. Закачку на Основной залежи начали осуществлять в единичные скважины –

со второй половины 2014г. и к концу третьего квартала под нагнетанием находилось четыре наклонно-направленных скважины.

Таблица 3.10 – Структура действующего фонда скважин

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

Горизонтальные скважины пробурены преимущественно в зонах максимальных нефтенасыщенных толщин залежей, однако средняя вскрытая в скважинах толщина невелика – 6,3 м. Длина горизонтальных участков в пласте изменяется от 600 до 800 м, составляя в среднем – 750 м, Исключением является одна скважина на Восточной залежи, бурение в которой по геологическим причинам было ограничено участком – 350 м. Окончания всех скважин оборудованы хвостовиком-фильтром, ГРП в ГС – здесь не проводились. Средняя по всем ГС доля эффективной (в границах коллекторов) проходки по геофизическим данным оценивается в 90%, изменяясь по скважинам – от 66 до 100% (таблица 3.11).

В среднем по горизонтальным скважинам входной дебит нефти составлял – 83 т/сут, дебит жидкости – 96 т/сут при обводнённости – 14%. Коэффициент продуктивности в ГС равен 13 т/сут·МПа при депрессии – 11 МПа (таблица 3.11).

Тот факт, что более высокие дебиты ГС были получены в скважинах при меньших депрессиях на пласт, косвенно свидетельствует о влиянии на дебиты скважин, в первую очередь, геологических факторов. Между вскрытыми толщинами пласта и начальными дебитами нефти по ГС есть определенная корреляция, причем более отчетливая – на Западной и Восточной залежах (рисунок 3.21).

Таблица 3.11 – Показатели по 12 горизонтальным скважинам (без ГРП)

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

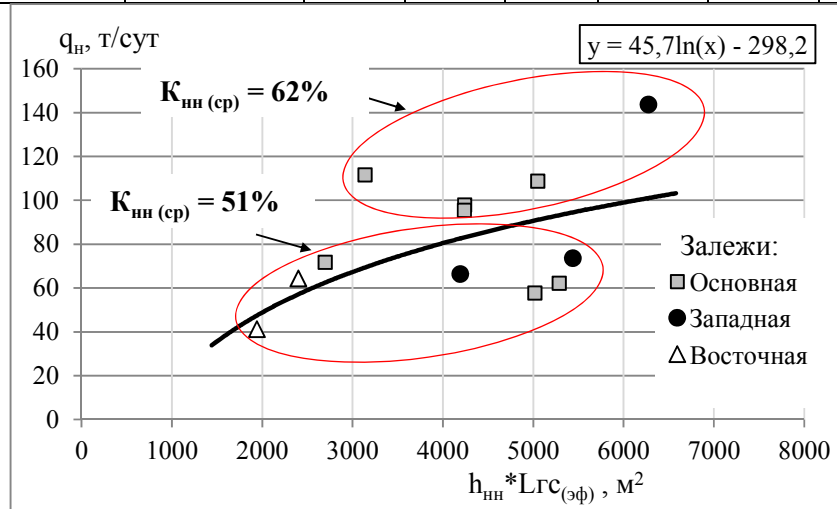


Рисунок 3.21 - Зависимость дебита нефти ГС (без ГРП) от вскрытой нефтенасыщенной толщины и эффективной проходки

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

нился (рисунок 3.22).

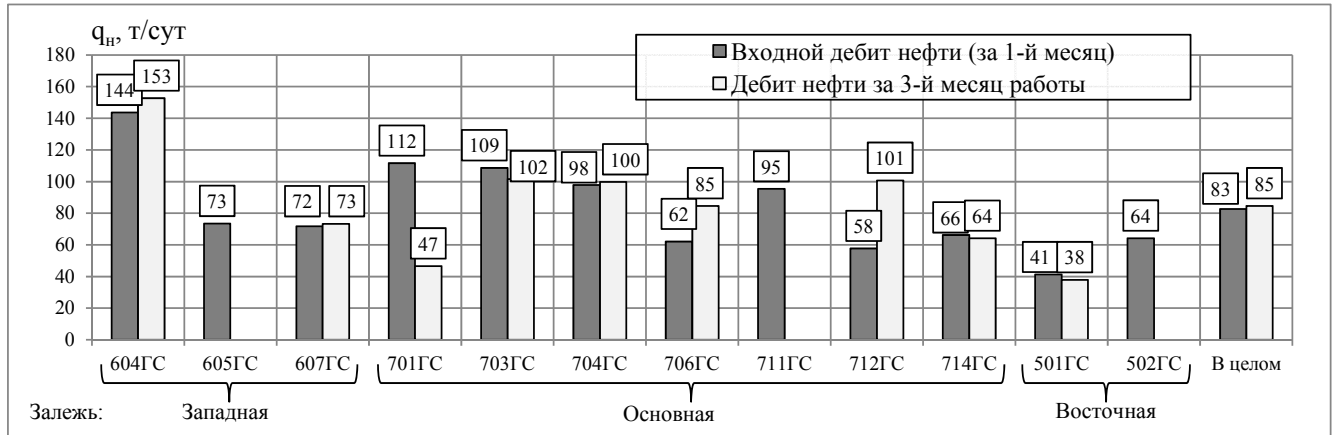


Рисунок 3.22 - Сопоставление входных и текущих дебитов нефти по ГС (без ГРП)

Учитывая, что рассматриваемые залежи отличаются по строению и характеристикам, далее выполнен анализ работы ГС отдельно по каждой из них. Кроме того, представляет интерес также сравнение проектных и фактических показателей эксплуатации горизонтальных скважин. Для получения обобщенной временной динамики изменения дебитов показатели по ГС, введенным в эксплуатацию в разные периоды, были приведены к единой (условной) дате ввода их в эксплуатацию. Сопоставление ожидаемых (проектных) и фактических дебитов ГС показало следующее (рисунок 3.23). Если предполагаемые (полученные в проекте на 3D-модели) и фактические дебиты жидкости по ГС на Основной залежи в целом совпадают, то фактическая обводненность оказалась существенно ниже прогнозируемой. По этой причине фактические дебиты нефти по ГС оказались на 15-30% выше проектных [122].

Характерной особенностью эксплуатации ГС является снижение их обводненности в течение 1-2 месяцев после ввода в добычу (рисунок 3.24). Это свидетельствует о технических причинах появления воды в скважинах на начальном этапе. В целом же анализируемый период работы ГС на Основной залежи можно отнести к безводному периоду эксплуатации. Это обусловлено тем, что пробуренные здесь ГС расположены в ЧНЗ пласта ЮВ<sub>1</sub><sup>1а</sup>, а их стволы проложены преимущественно в кровельной и средней частях разреза (рисунок 3.25).

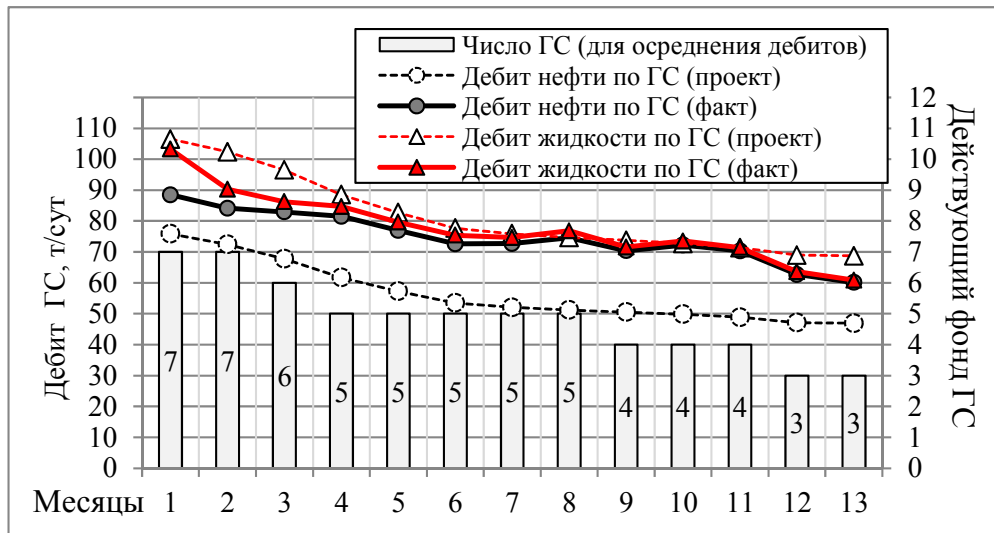


Рисунок 3.23 - Сопоставление проектных и фактических дебитов ГС на Основной залежи (приведенных к одной дате ввода)

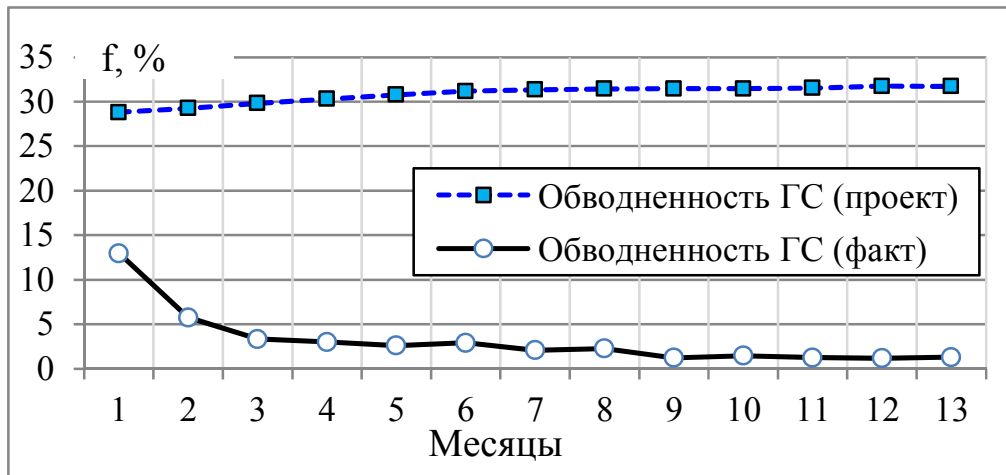


Рисунок 3.24 - Динамика обводнённости ГС на Основной залежи (приведенная к началу ввода скважин в эксплуатацию)

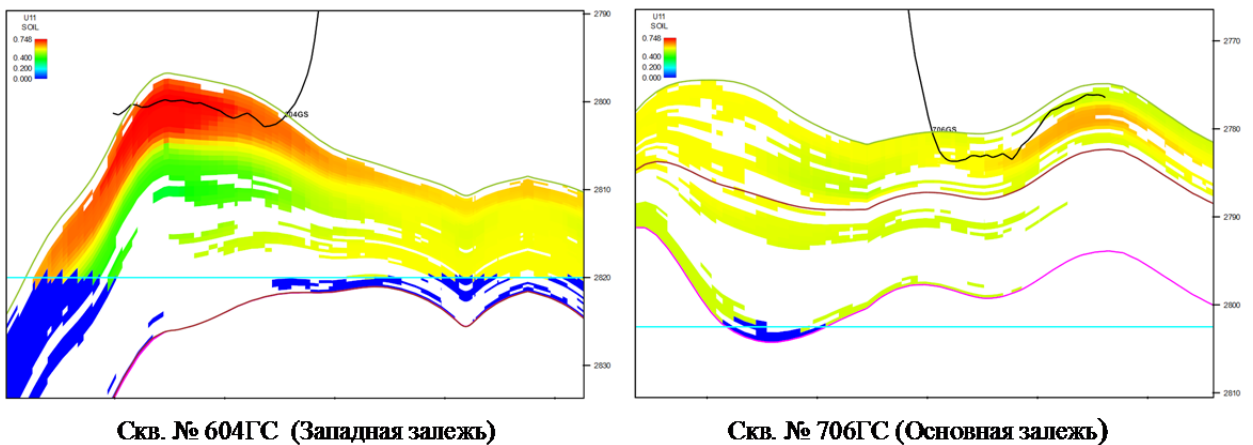


Рисунок 3.25 -Профили пробуренных горизонтальных скважин 604ГС и 706ГС



Из сравнения показателей эксплуатации находящихся в отработке на нефть нагнетательных (ННС), добывающих разведочных (ННС) и горизонтальных скважин следует, что последние выглядят предпочтительнее. На Основной залежи входной дебит нефти по ГС (без ГРП) составил 89 т/сут, а по ННС (без ГРП) – 52 т/сут. В среднем отношение дебитов нефти и жидкости ГС/ННС составляет 1,7 (рисунок 3.26). На 10-й месяц работы скважин дебиты нефти составили: по ГС – 72 т/сут, по ННС – 39 т/сут, их отношение – 1,85. На Западной и Восточной залежах наблюдается схожая картина: дебиты ГС по отношению к ННС выше в 1,8 раза и во времени они достаточно стабильны.

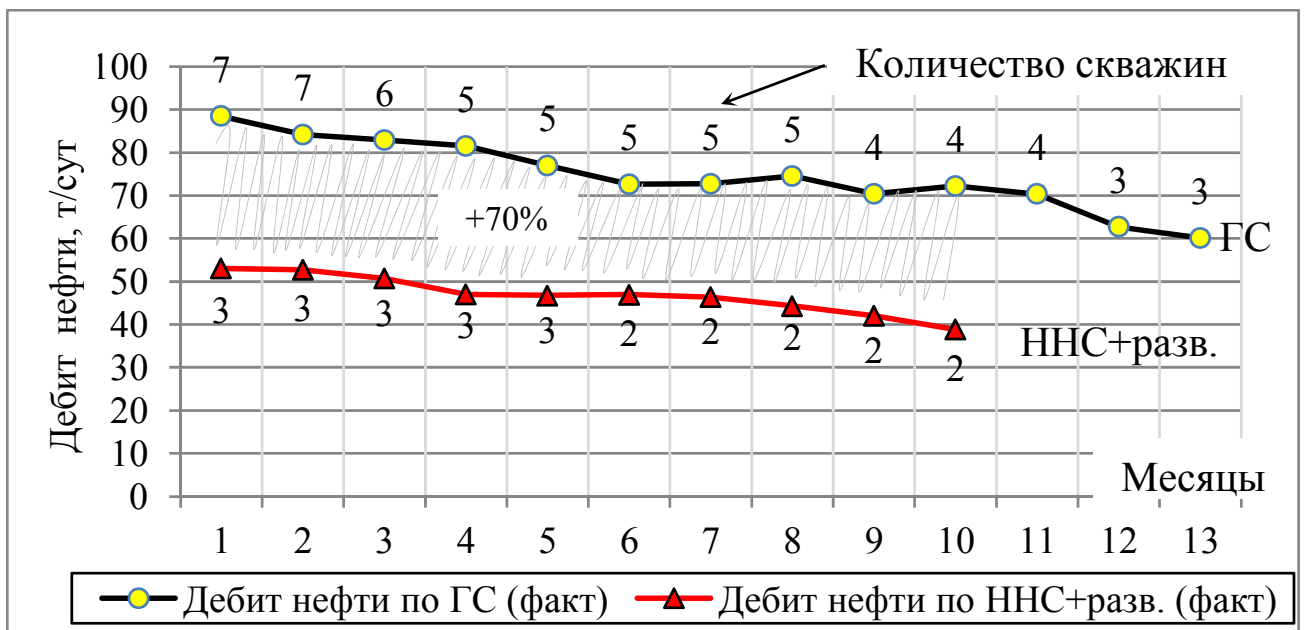


Рисунок 3.26 - Сравнение дебитов нефти по ГС (без ГРП) и ННС (без ГРП) на Основной залежи

Поддержание устойчивых дебитов ГС обеспечивается за счет соответствующего неуклонного понижения забойного давления в скважинах. В период эксплуатации месторождения насчитывается 4 ГС, продолжительность работы которых на текущий момент превышала 1 год. В течение первых 12 месяцев забойное давление по этим скважинам было снижено вдвое – с 17 до 8,5 МПа (рисунок 3.27).

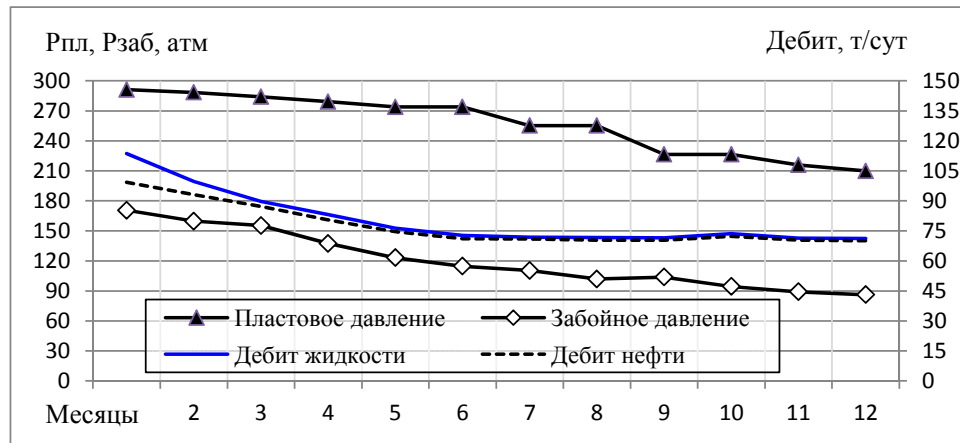


Рисунок 3.27. - Динамика дебитов и забойного давления по четырем ГС Основной залежи за полный год их эксплуатации

При этом пластовое давление за рассматриваемый период снизилось на 8 МПа (или 28%) – с начального 29 МПа до текущего 21 МПа, что в целом можно расценивать как вполне допустимое понижение для юрских залежей ХМАО. Коэффициент продуктивности за год снизился в 1,6 раза – с 11 до 7 т/сут·МПа. Тем не менее, средняя удельная накопленная добыча нефти по этим ГС за один полный год эксплуатации оказалась весьма значительной – 27 тыс.т/скв. [122].

Наряду с выявленной для ГС корреляцией между дебитом и площадью «эффективного сечения» пласта вдоль ствола ГС, анализ дебитов нефти и жидкости по пробуренным ННС без ГРП (в т.ч. по разведочным скважинам) также показал наличие нелинейной связи с нефтенасыщенной толщиной (рисунок 3.28). Более высокие начальные дебиты обеспечили вертикальные скважины на участках с большими нефтенасыщенными толщинами.

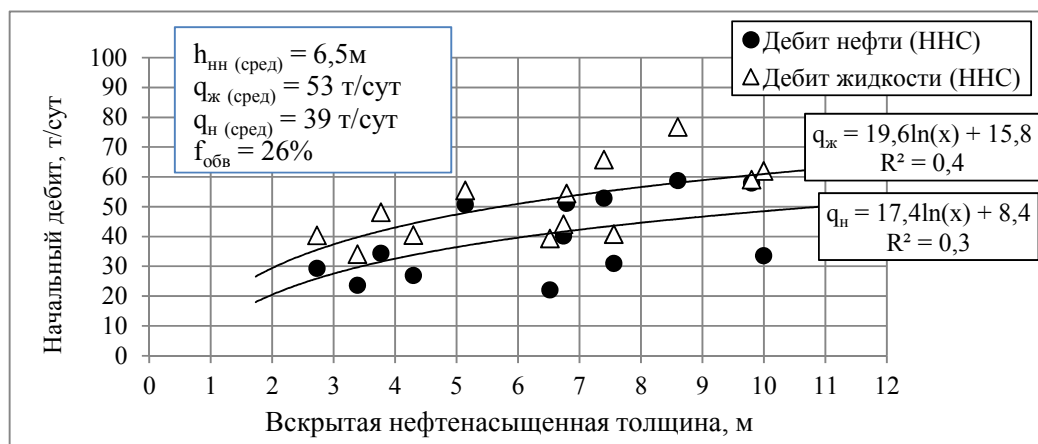


Рисунок 3.28 - Зависимость начальных дебитов по ННС (без ГРП) от вскрытой нефтенасыщенной толщины пласта

Связь же удельных дебитов ННС со вскрытыми толщинами имеет обратный нелинейный вид (рисунок 3.29). Среднее значение начального удельного на 1 м  $h_n$  дебита жидкости по ННС равно 9 (т/сут)/м, а на 1 единицу проводимости  $k \cdot h$  – 0,132 (т/сут)/мД·м. Среднее значение начального на 1 м  $h_n$  дебита нефти по ННС оценивается в 6,7 (т/сут)/м.

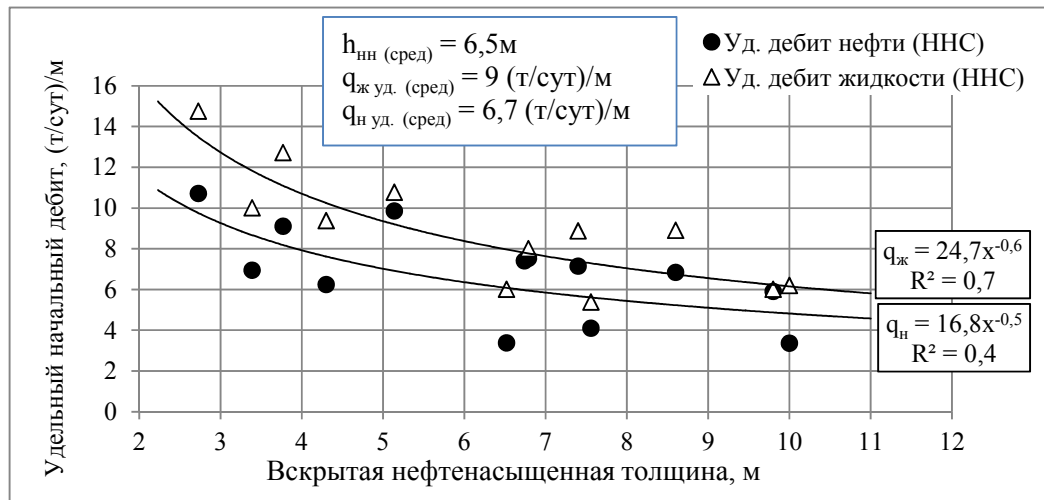


Рисунок 3.29 - Зависимость удельных начальных дебитов по ННС (без ГРП) от вскрытой нефтенасыщенной толщины пласта

Выводы:

1. В 2013-2014 гг. на Южно-Киньяминском месторождении введено в эксплуатацию 13 горизонтальных скважин с длиной горизонтального участка – 722 м.
2. Входной дебит нефти по ГС составлял 83 т/сут, дебит жидкости – 96 т/сут при обводнённости – 14%. Входной дебит нефти по ННС (без ГРП) составлял 52 т/сут. Соотношение дебитов ГС и ННС равно 1,7:1.
3. На 10<sup>й</sup> месяц работы текущий дебит нефти составлял: по ГС – 72 т/сут, по ННС – 39 т/сут, их соотношение 1,8:1.
4. Ввиду повышенной проводимости пласта ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup> на Южно-Киньяминском месторождении (сотни мД·м) работа горизонтальных скважин на рассмотренном временном отрезке отличается относительной стабильностью дебитов.
5. В условиях, когда залежи нефти приурочены к средне- и высокопроницаемым (30-150 мД), опесчаненным (0,85) и слоисто однородным ( $V_{\text{посл.}}^2=0,2-0,3$ ) пластах с небольшими (5-6м) нефтенасыщенными толщинами – их разработку целесообразно осуществлять комбинированными системами, сочетающими гори-

горизонтальные добывающие и вертикальные нагнетательные скважины.

6. Быстрое разбуривание небольших залежей, находящихся в монолитных пластах с удовлетворительными ФЕС, с использованием горизонтальных скважин увеличенной протяженности обеспечивает выход на высокие (7-10% в год) темпы отбора запасов нефти уже в первые годы их освоения.

7. Для стабилизации энергетического состояния пласта ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup> на более крупных залежах необходимо обеспечивать своевременное формирование системы ППД. Мелкие залежи могут разрабатываться на естественном режиме.

### 3.4 Результаты эксплуатации горизонтальных скважин на Южном нефтяном месторождении

В предыдущий период времени на Южном месторождении НК «Магма» пробурила две горизонтальные скважины – 4084ГС и 4086ГС. Месторождение разрабатывается с 1993г. Залежь пласта ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup> по типу – пластово-сводовая, а в районе бурения ГС – представлена водонефтяной зоной. Наличие обширных ВНЗ, а также присутствие в разрезе пласта ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup> высокопроницаемых пропластков (в основном, водонасыщенных) существенно осложнило разработку месторождения. Геологическая характеристика Западной залежи пласта ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup> в районе пробуренных ГС представлена в таблице 3.12, а схема размещения ГС и их траектории – на рисунке 3.30.

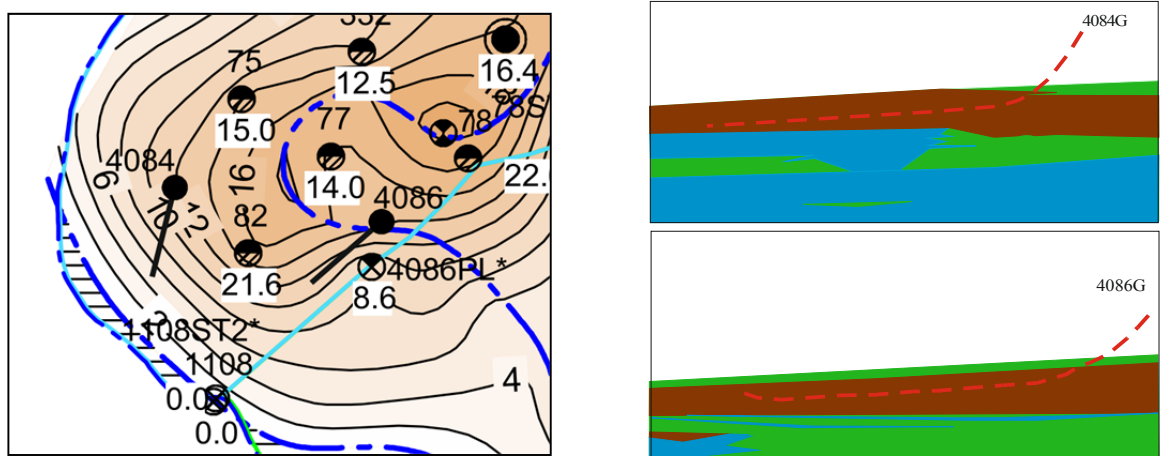


Рисунок 3.30 - Схема размещения и фактические траектории горизонтальных скважин

Основными отличиями Южного от рассмотренных выше месторождений является высокая (868 мД·м) проводимость пласта ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup>, монокристаллическое его строение, пониженная нефтенасыщенность и наличие подошвенных вод (рисунки 3.31, 3.32). На месторождении пробурено всего около сотни эксплуатационных скважин, соотношение добывающих и нагнетательных скважин весьма жёсткое – 1,7:1.

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

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

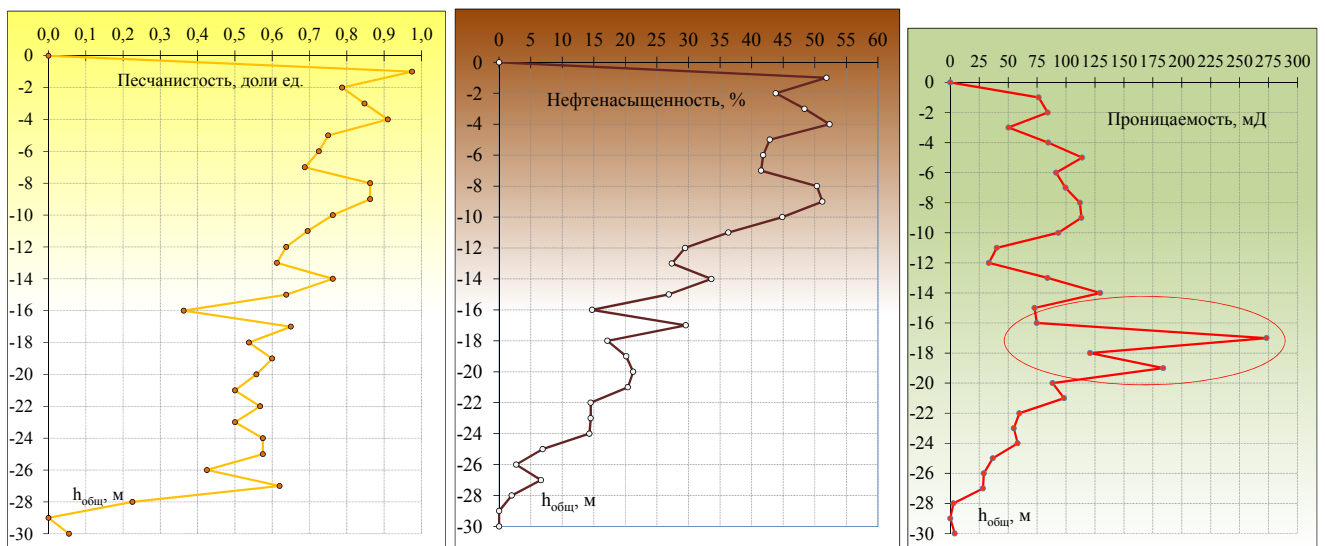


Рисунок 3.31 - Геолого-статистические разрезы пласта ЮВ11 в районе бурения ГС

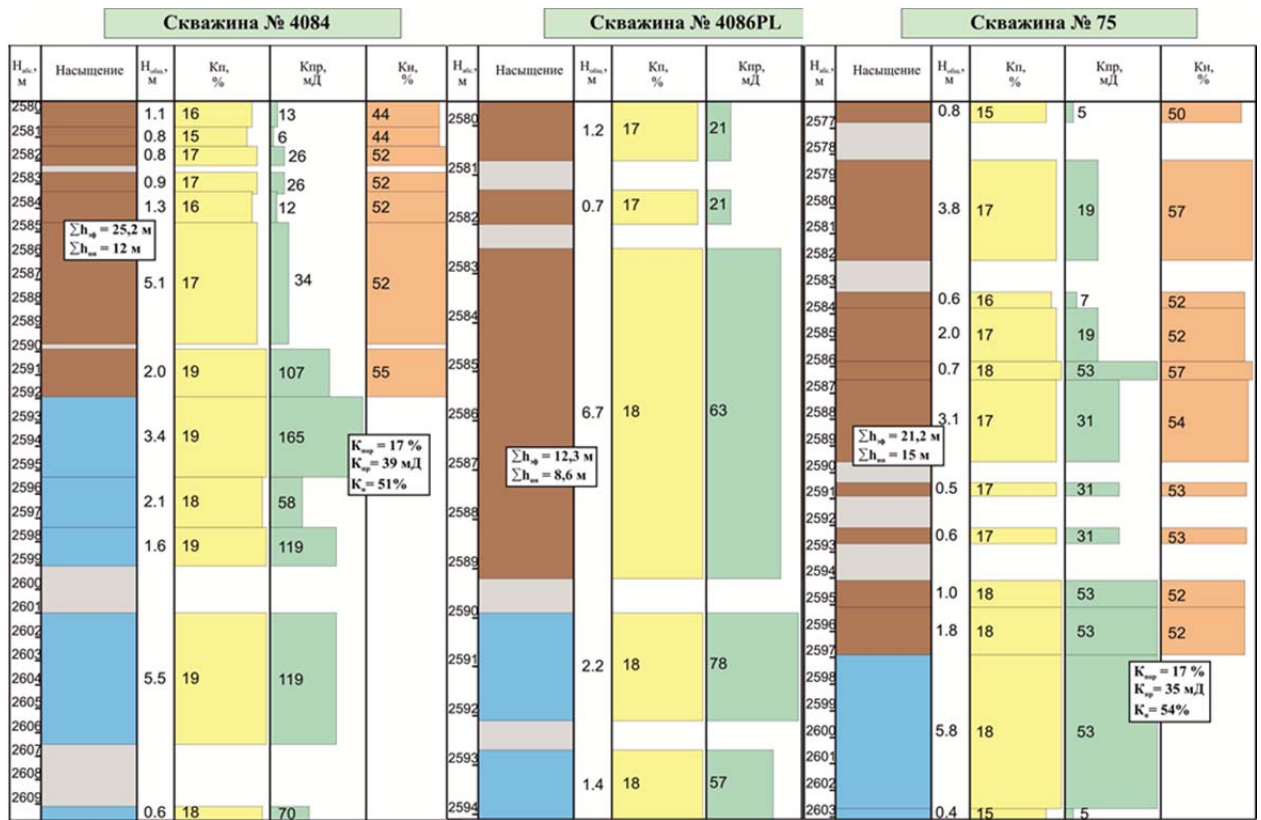


Рисунок 3.32 - Геологические разрезы пласта ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup> по скважинам в районе проводки ГС

Для оценки эффективности горизонтального бурения на Южном месторождении выполнено сравнение входных, текущих и накопленных показателей разработки по двум ГС и трем ближайшим ННС (таблица 3.12).

Таблица 3.12 – Результаты эксплуатации ННС и ГС на Южном месторождении

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

Из сопоставления показателей по двум группам скважин видно, что:

- входной дебит нефти по ННС вдвое выше, чем по ГС, в конце 2014 г. средний дебит нефти по ННС превышал дебит по ГС – в восемь раз;
- входная обводнённость по ННС была ниже, чем по ГС; в конце 2014г. обводнённость продукции ННС была на 40% ниже, чем по ГС;

– в динамике суммарной текущей добычи нефти по пяти рассматриваемым скважинам (ГС+ННС) доля ГС из-за обводнения снизилась – в четыре раза.

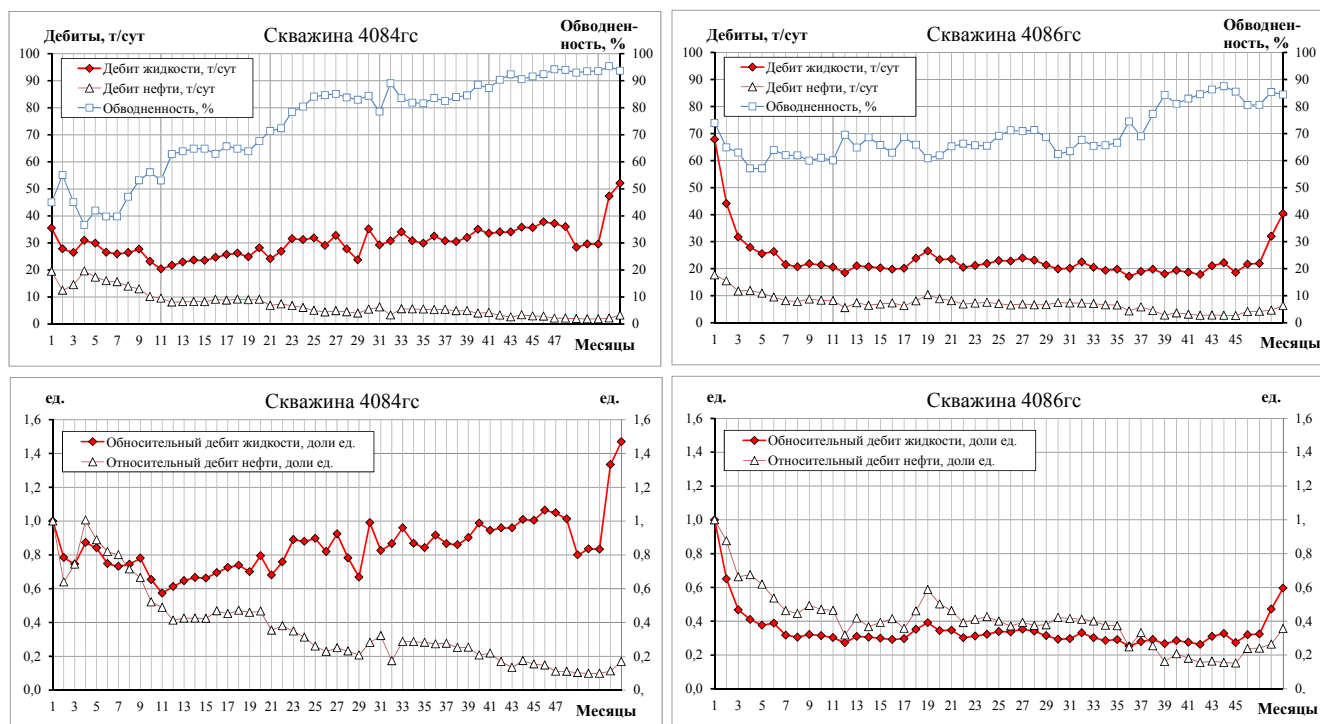


Рисунок 3.33 - Показатели эксплуатации ГС (№№4086 и 4084) на Южном месторождении

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

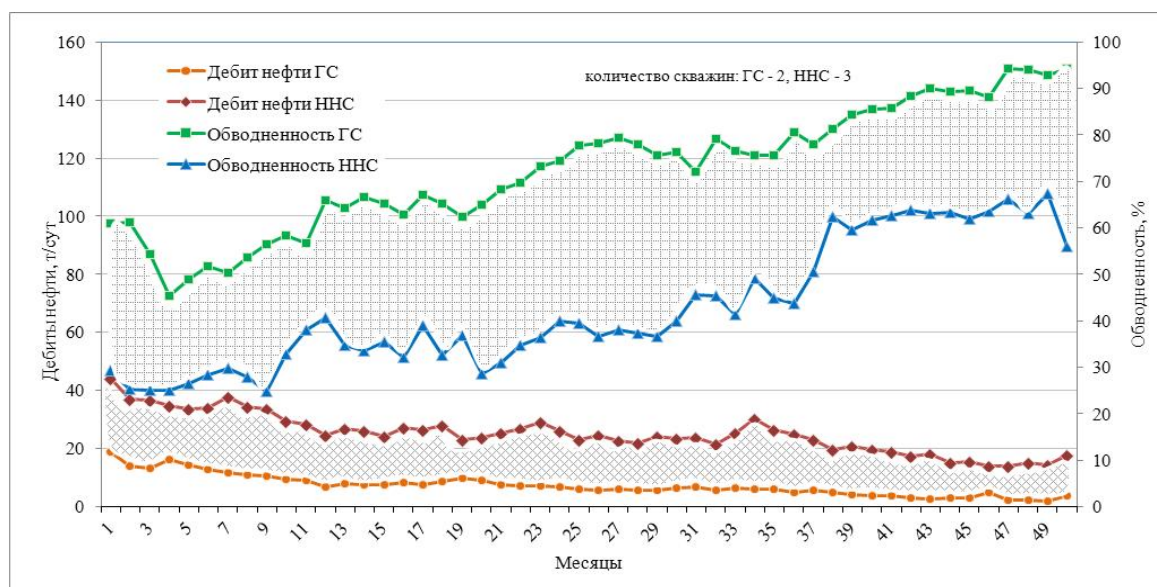


Рисунок 3.34 - Динамика дебитов и обводненности по ГС и ННС Южного месторождения

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

### **ВЫВОДЫ ПО РАЗДЕЛУ 3**

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

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



#### 4 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ИССЛЕДУЕМОЙ ТЕХНОЛОГИИ РАЗРАБОТКИ

С применением геолого-гидродинамического моделирования разработки участка объекта с низкопроницаемыми расчлененными коллекторами (пласт АС<sub>12</sub> Приобского месторождения) рассмотрено несколько десятков схем размещения скважин [129], отличающихся сочетанием добывающих и нагнетательных скважин, их конструкцией (ННС, ГС с разной протяженностью и азимутальной ориентацией горизонтального участка), применением методов интенсификации (ГРП в ННС, МсГРП в ГС – с различным количеством стадий и параметрами трещин). Характеристики рассмотренных вариантов разработки представлены в таблицах 4.1 и 4.2, а экономические условия, принятые в расчетах – в таблицах 4.3 и 4.4.

Таблица 4.1 – Характеристика основных вариантов разработки участка скважинами – ННС (с ГРП) и ГС (без ГРП)

Наименование		Варианты										
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
Конструкция скважин	добывающие	ННС	ГС			ГС (332°)	ГС (62°)	ГС (332°)	ГС (62°)	ГС		
			ΔL <sub>гс</sub>									
	нагнетательные	ННС	ННС			ΔL <sub>гс</sub> =500м						
Количество ГРП	добывающих	1	нет	нет	нет	нет	нет	нет	нет	нет	нет	
	нагнетательных	1	1	1	1	нет	нет	нет	нет	нет	нет	
Полудлина трещин ГРП, м		50				-						
Фонд скважин - всего		67	47	45	41	31	31	29	29	24	24	
в т.ч. добывающих		34	14	12	8	14	14	12	12	8	8	
нагнетательных		33	33	33	33	17	17	17	17	16	16	

Поиск приоритетных схем размещения скважин осуществлялся поэтапно. На первом этапе базовая система (полностью состоящая из ННС с ГРП – вариант 1), сравнивалась с вариантами различных сочетаний добывающих ГС (без ГРП) и нагнетательных скважин. Отметим, что в итоге больший интерес по вариантам представляют не столько сами (абсолютные) значения экономических результатов (потенциальные доходы/убытки недропользователя), сколько относительное превосходство одного варианта над другим. Это связано с тем, что при изменении ценовой конъюнктуры или налогового законодательства – абсолютные результа-

ты могут значительно измениться, а относительные оценки предпочтительности той или иной системы разработки останутся. Во всех расчётах за базу сравнения приняты показатели исходного варианта 1.

В результате расчётов получено, что любой из девяти прочих вариантов (№№ 2 – 10) с добывающими ГС (без ГРП) из-за низких коэффициентов охвата не способен обеспечить такие же показатели добычи ( $\Sigma Q_{\text{нефти}}$ ), как фактически реализуемая однорядная система ННС+ГРП (вариант 1). Показано, что накопленная добыча нефти в девяти вариантах будет ниже – на 35-50% (рисунок 4.1).

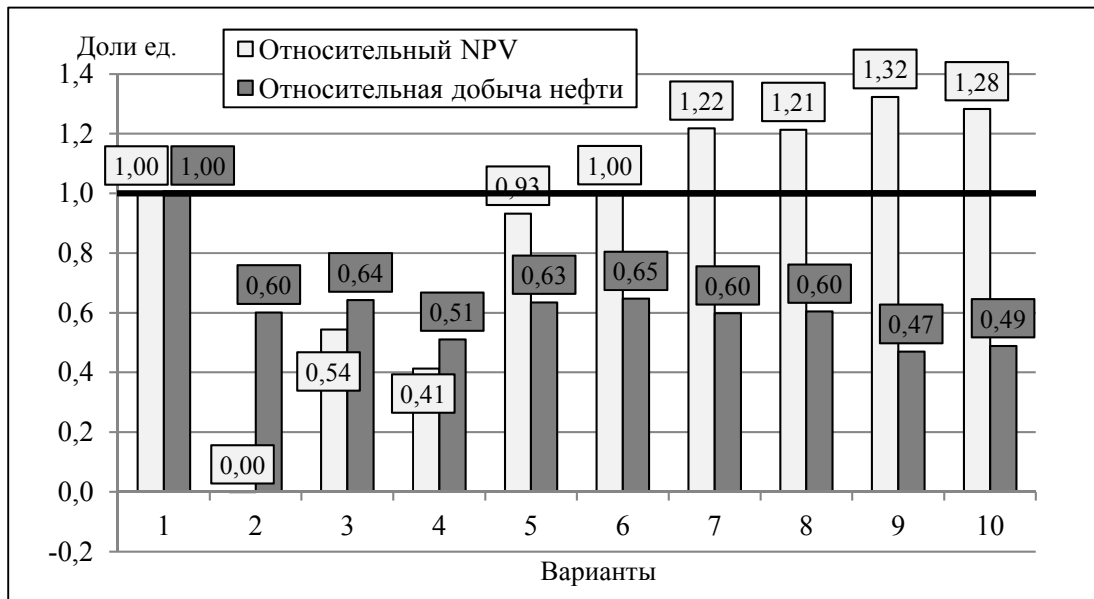


Рисунок 4.1. - Сравнение вариантов по безразмерным накопленной добыче нефти и экономической эффективности

Таким образом, без реализации дополнительных геолого-технических мероприятий эти прочие варианты – нежизнеспособны, в том числе по такому ключевому параметру – как коэффициент нефтеизвлечения.

С экономической точки зрения из числа рассмотренных наиболее убыточны варианты 2, 3 и 4 с сочетанием добывающих ГС (без ГРП) и нагнетательных ННС (с ГРП). Экономическая эффективность в этих вариантах ухудшается в гораздо большей степени, нежели уменьшается КИН. Основной недостаток этих вариантов не столько в ухудшенных технологических показателях, сколько в дополнительной инвестиционной нагрузке, обусловленной бурением вдвое большего количества нагнетательных скважин, а также ростом расходов на обслуживание

эксплуатационного фонда.

Таблица 4.2 – Характеристика подвариантов разработки участка с МсГРП в ГС

Наименование		Номера подвариантов											
		5.1	5.2	5.3	5.4	5.5	5.6	6.1	6.2	6.3	6.4	6.5	6.6
Конструкция скважин	добывающие	Азимут ГС - 332° (вдоль линии стресса) $\Delta L_{гс}=500м$						Азимут ГС - 62° (перпендикулярно линии стресса) $\Delta L_{гс}=500м$					
	нагнетательные	$\Delta L_{гс}=500м$						$\Delta L_{гс}=500м$					
Количество ГРП	добыв.	2	3	5	2	3	5	2	3	5	2	3	5
	нагнет.	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3
Полудлина трещин ГРП, м		50			100			50			100		
Фонд скважин - всего		31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31
в т.ч. добывающих		14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14
нагнетательных		17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17

Продолжение таблицы 4.2

Наименование		Номера подвариантов											
		7.1	7.2	7.3	7.4	7.5	7.6	7.7	7.8	7.9	7.10	7.11	7.12
Конструкция скважин	добывающие	Азимут ГС - 332° (вдоль линии стресса) $\Delta L_{гс}=750м$											
	нагнетательные	$\Delta L_{гс}=500м$											
Количество ГРП	добыв.	2	4	6	8	10	12	2	4	6	8	10	12
	нагнет.	2	3	4	4	5	5	2	3	4	4	5	5
Полудлина трещин ГРП, м		50						100					
Фонд скважин - всего		29	29	29	29	29	29	29	29	29	29	29	29
в т.ч. добывающих		12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12
нагнетательных		17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17

Окончание таблицы 4.2

Наименование		Номера подвариантов															
		8.1	8.2	8.3	8.4	8.5	8.6	8.7	8.8	8.9	8.10	8.11	8.12	9.1	9.2	9.3	9.4
Конструкция скважин	добывающие	Азимут ГС - 62° (перпендикулярно линии стресса) $\Delta L_{гс}=750м$												Азимут ГС - 332° (вдоль линии стресса) $\Delta L_{гс}=1000м$			
	нагнетательные	$\Delta L_{гс}=500м$												$\Delta L_{гс}=500м$			
Количество ГРП	добыв.	2	4	6	8	10	12	14	2	4	6	8	10	3	5	7	9
	нагнет.	2	3	4	4	5	5	5	2	3	4	4	5	2	3	4	4
Полудлина трещин ГРП, м		50						100						50			
Фонд скважин - всего		29	29	29	29	29	29	29	29	29	29	29	29	24	24	24	24
в т.ч. добывающих		12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	8	8	8	8
нагнетательных		17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	16	16	16	16

Экономическая эффективность вариантов №№ 5-10 (с добывающими и нагнетательными ГС – без ГРП) сопоставима с базовым вариантом 1. А варианты с большей длиной горизонтального участка ГС даже чуть более привлекательны. Однако главный недостаток этих вариантов (а именно – низкий конечный КИН) может быть устранён только за счет применения многостадийных гидроразрывов. При этом, наиболее перспективным для дальнейшей проработки являются варианты, в которых достигаются наиболее высокие относительные показатели NPV и  $\Sigma Q_{\text{нефти}}$ . Допуская равноценность этих показателей в принятии управленческих решений (т.е. рассматривая добычу нефти, как фактор отражающий интересы государства, а NPV – недропользователя), итоговый потенциал вариантов можно выразить через интегральный коэффициент  $\alpha$ , учитывающий оба этих фактора (рисунок 4.2). Чем выше  $\alpha$ , тем перспективнее технологические решения для дальнейшего совершенствования варианта с ГС – за счет проведения многостадийных гидроразрывов.

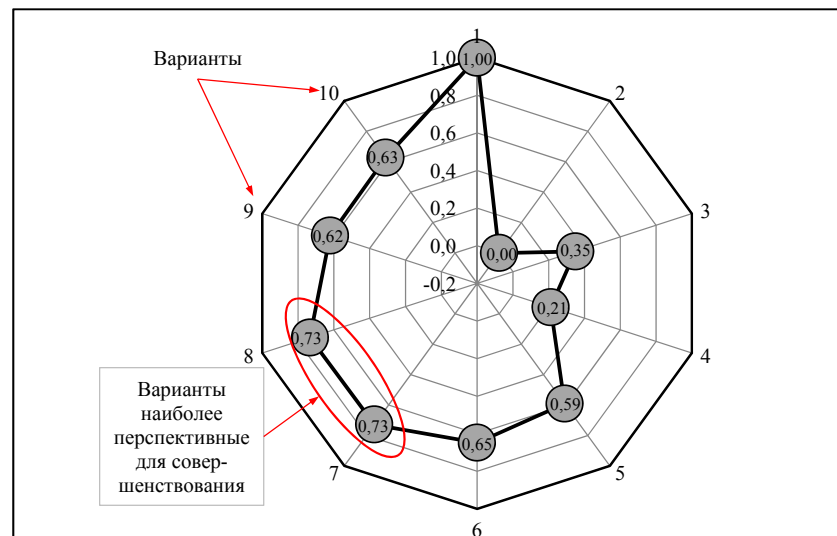


Рисунок 4.2. - Условная оценка ( $\alpha$ ) стартового потенциала роста привлекательности вариантов

Таким образом, наибольшим потенциалом для роста технико-экономической эффективности обладают варианты №№ 7 и 8 с бурением горизонтальных как добывающих (с  $\Delta L_{\text{гг}} = 750\text{м}$ ) так и нагнетательных (с  $\Delta L_{\text{гг}} = 500\text{м}$ ) скважин. Отметим также, что при  $\alpha < 0,5$  – технологические решения неконкурентоспособны.

Несмотря на предпочтительность вариантов №№ 7 и 8, для формирования более обоснованного представления о влиянии различных факторов (длина гори-

зонтального участка, азимут направления ствола, количество стадий МсГРП, параметры трещин) на эффективность нефтеизвлечения далее рассмотрен расширенный набор подвариантов разработки (таблица 4.2).

Обычно при выполнении в горизонтальной скважине увеличенного количества стадий гидроразрыва рассчитывают на достижение более высоких показателей добычи нефти. В рамках исследования выполнены дополнительные экономические расчеты для определения ориентировочных объемов добычи нефти, достаточных для окупаемости расходов на проведение одной (и каждой последующей) стадии МсГРП. С учетом того, что в среднем на проведение одной стадии МсГРП необходимо затратить около 4 млн.руб., в зависимости от темпов падения дебитов и уровня условно-переменных расходов для восполнения этого потребуется добыть нефти – около 2 тыс.т/стадию.

Для вариантов с приоритетной (750 м), наиболее часто применяемой в ООО «Газпромнефть-Хантос» длиной горизонтального участка, построена зависимость удельного накопленного за 30 лет отбора нефти – от количества стадий гидроразрыва пласта (рисунок 4.3). Здесь же продемонстрировано, что с каждой последующей стадией гидроразрыва дополнительный прирост добычи нефти – снижается.

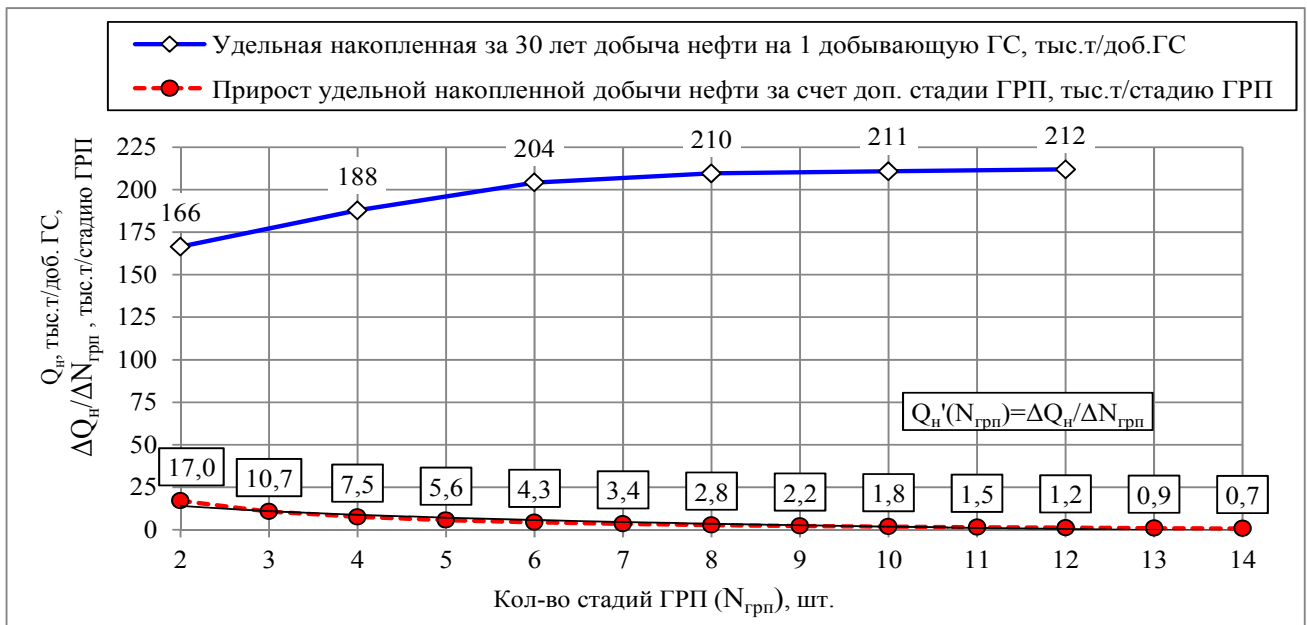


Рисунок 4.3. - Эффективность МсГРП в добывающих ГС (с  $\Delta L_{гу} = 750$ м и полудлиной трещин – 50м) в зависимости от числа стадий гидроразрыва

Если в пределах первых девяти стадий ГРП (после реализации каждой последующей) прирост дебитов ГС обеспечивает дополнительное увеличение добычи нефти более чем на 2 тыс.т (при общем нисходящем тренде), то при дальнейшем увеличении количества стадий приросты становятся крайне малы. Можно также отметить, что в данном случае направления стволов (вдоль, либо поперек линии регионального стресса) в модели не оказывают заметного влияния на удельные показатели.

Согласно технико-экономическим расчетам по методике [авт.Коссов В.В., Лившиц В.Н., Шахназаров А.Г., 2000г.] оптимальное количество стадий гидро-разрыва в горизонтальной скважине зависит от длины  $\Delta L_{гг}$  (прямая зависимость) и (в меньшей степени) – от размеров образуемых трещин. Если отбросить пороговые результаты по нефти (при  $\Delta Q_{н}/\Delta N_{грп} - 2$  тыс.т, учтя, таким образом, технологические риски, возрастающие при увеличении стадийности), то для ГС с  $\Delta L_{гг} - 750$  м экономически обоснованное количество ГРП (при полудлине трещин – 50 м) составит – 8 стадий, для укороченных ГС с  $\Delta L_{гг} - 500$  м – 6 стадий, для удлиненных ГС с  $\Delta L_{гг} - 1000$  м – 9 стадий (рисунок 4.4). Таким образом, в геологических условиях, характерных для объекта АС<sub>12</sub> ЮЛТ, при относительно небольших (50 м) полудлинах трещин МсГРП – оптимальное расстояние между фрак-портами составляет 100м.

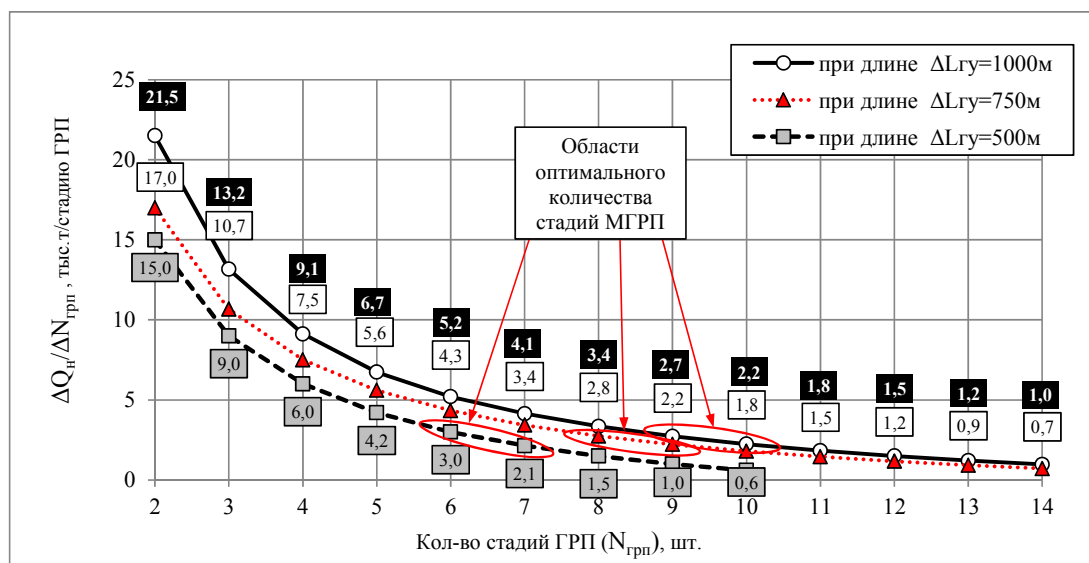


Рисунок 4.4. - Прирост удельной накопленной добычи нефти в зависимости от дополнительной стадии МсГРП в ГС

В условиях, когда в проекте разработки предусмотрены увеличенные значения параметров трещин гидроразрыва (полудлина и ширина), достигаемые, в первую очередь, за счет закачки на каждой стадии МсГРП большего объема проппанта, количество стадий МсГРП может быть оптимизировано (в меньшую сторону).

Это обусловлено, во-первых, более стремительными темпами снижения прироста удельной добычи нефти, обеспечиваемого за счёт каждой последующей стадии МсГРП, а, во-вторых, увеличением минимально необходимого объема добычи нефти, достаточного для окупаемости расходов на проведение каждой (дополнительной) стадии МсГРП, вследствие более высокой стоимости большеобъёмных операций гидроразрыва. Учитывая то, что в пробуренных на ЮЛТ горизонтальных скважинах (преимущественно с  $\Delta L_{гг}-750\text{м}$ ) полудлины трещин МсГРП изменяются в диапазоне 130-200м (при их ширине 3-5мм), реализованные решения о проведении в них, как правило, 6-стадийных МсГРП, – экономически вполне обоснованы.

Вопрос о выборе оптимальной протяжённости горизонтального участка в условиях объекта АС<sub>12</sub> ЮЛТ Приобского месторождения также должен рассматриваться в увязке с количеством стадий МсГРП, поскольку увеличенная длина  $\Delta L_{гг}$  заведомо обуславливает расширенные возможности для установки большего количества фрак-портов. Проведено сравнение показателей по горизонтальным скважинам с актуальными для ЮЛТ потенциальными длинами ГУ – 500, 750 и 1000м. Получено, что лучшие экономические показатели обеспечивают скважины с  $\Delta L_{гг}-750$  м (рисунок 4.5). Однако преимущество этих скважин проявляется, когда в них выполнено достаточно большое количество МсГРП – не менее шести стадий (при оптимальном их диапазоне 6-8 стадий). При меньшем количестве стадий гидроразрыва высока вероятность того, что разница между капитальными вложениями и доходами от нефти, обусловленными дополнительной (по сравнению  $\Delta L_{гг} - 500$  м) проходкой, окажется не в пользу последних. Относительное экономическое преимущество коротких ГС (500м) проявляется, когда запланированное количество стадий МсГРП – невелико (в пределах четырёх).

Наряду со сформированными воззрениями (о предпочтительности той или иной системы размещения скважин) в работе выполнена серия дополнительных технико-экономических расчетов по определению таких ориентиров, как: минимально-приемлемые (предельно-рентабельные, достаточные для окупаемости инвестиций) начальные дебиты скважин и удельная добыча нефти при различных параметрах, как самих горизонтальных скважин, так и многостадийных гидроразрывов в них.

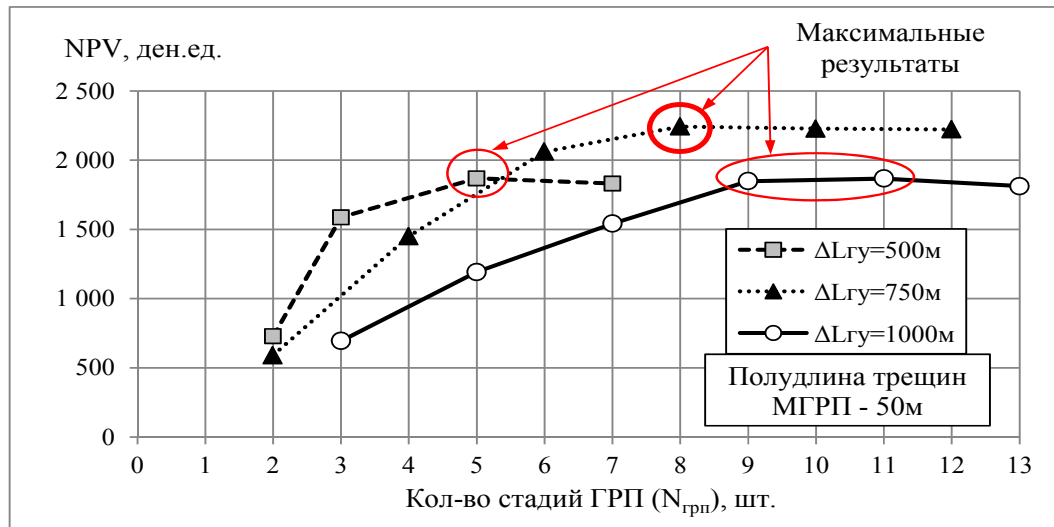


Рисунок 4.5. - Зависимость экономических результатов от  $\Delta L_{гу}$  и количества стадий МсГРП

Анализ результатов применения ГС с МсГРП на ЮЛТ Приобского месторождения показал, что характерной особенностью всех типов добывающих скважин (как ГС, так и ННС) является значительное снижение дебитов нефти в первые месяцы (и годы) с момента их ввода в эксплуатацию. С учётом имеющихся фактических данных о дебитах, а также результатов гидродинамического моделирования в работе получены принципиальные закономерности изменения дебита нефти горизонтальных скважин – в период работы скважин (рисунок 4.6). Зависимости построены для случаев, когда начальный дебит нефти горизонтальных скважин изменяется в диапазоне от 10 до 150 т/сут. Этот интервал перекрывает область фактических значений дебитов, полученных по горизонтальным скважинам на Приобском месторождении.



Для установления более объективных результатов экономическая оценка выполнена за достаточно продолжительный расчетный период – 30 лет. При оценке эффективности применения ГС с МсГРП необходимо учитывать не только прямые затраты, связанные с той или иной конкретной скважины или группой скважин, но и все затраты, сопряженные с осуществлением производственного цикла в целом [13]. В связи с этим в структуре «оттоков» денежных средств, формирующихся на этапах строительства и эксплуатации горизонтальных скважин (с различной длиной горизонтального участка и количеством стадий МсГРП), учитывали инвестиции – непосредственно в бурение горизонтальных скважин и проведение операций МсГРП.

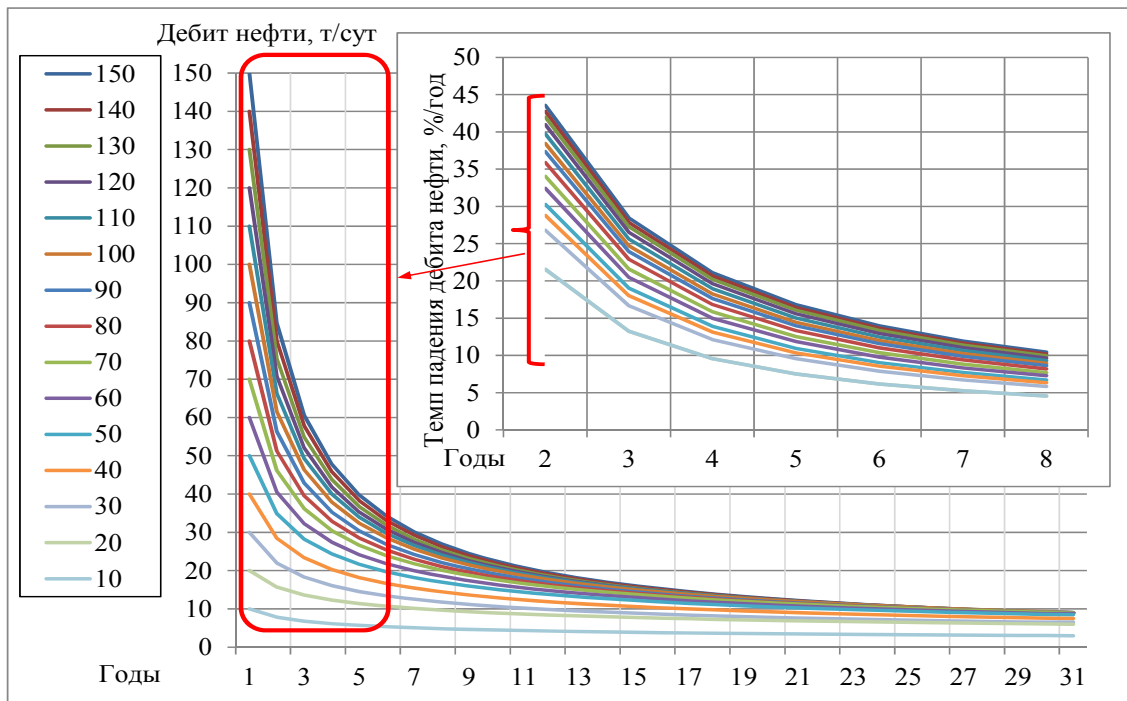


Рисунок 4.6. - Принципиальная динамика изменения дебита нефти по ГС с МсГРП во времени, принятая при определении пороговых (предельно-рентабельных) показателей эксплуатации скважин

Кроме них, также учитывали инвестиции в обустройство участка, на котором запланировано бурение этих скважин. Например, на отсыпку кустовых площадок, строительство необходимых инженерных коммуникаций (трубопроводы, дороги, линии электропередачи), создание мощностей для сбора, транспорта и подготовки нефти – в объёме, соответствующем расчетному уровню добычи из этих скважин,

приобретение скважинного оборудования. Кроме того, в оценке учтены операционные расходы, обусловленные затратами на электроэнергию, обслуживание и ремонт скважин, уплату налогов, а также прочие издержки производства. Принятые в этих расчётах значения нормативов капитальных и эксплуатационных затрат коррелируют с фактически сложившимися на Приобском месторождении в отчётном периоде (таблицы 4.3, 4.4).

Таблица 4.3 – Нормативы капитальных вложений

Направление инвестиций	Единицы измерений	Значения
Бурение эксплуатационных скважин:		
- наклонно-направленных	руб./м	18 000
- горизонтальных	руб./м	23 400
ГРП в наклонно-направленных скважинах	тыс.руб./опер.	6 000
МсГРП в горизонтальных скважинах	тыс.руб./стадия	3 200-4 000
Нефтепромысловое обустройство:		
- обустройство скважин	тыс.руб./скв.	3 000
- подъездные а/дороги	тыс.руб./км	22 000
- нефтесборные трубопроводы	тыс.руб./км	9 000
- высоконапорные водоводы	тыс.руб./км	10 000
- линии электропередач	тыс.руб./км	3 500
- автоматизация систем управления	тыс.руб./км	700
- мощности для подготовки и транспорта нефти	тыс.руб./т.ж.	250
- мощности для организации закачки	тыс.руб./м <sup>3</sup>	150
Скважинное оборудование НВСС	тыс.руб./скв.ввод.	5 000
	тыс.руб./скв.доб.-год	500
Природоохранные мероприятия	%	5

Таблица 4.4 – Нормативы эксплуатационных затрат

Направления расходов		Единицы измерения	Значения
Электро-энергия	на извлечение нефти	руб./т.жидкости	50
	на закачку воды	руб./м <sup>3</sup>	40
	на подготовку нефти	руб./т.жидкости	5
	на транспорт нефти	руб./т.нефти	10
Сырье и материалы		руб./т.жидкости	10
Заработная плата ППП		тыс.руб./скв.доб.-год	232
Ремонт скважин (капитальный и текущий)		тыс.руб./скв.доб.-год	2 000
Расходы на содержание оборудования		тыс.руб./скв.доб.-год	1 500
Прочие расходы		тыс.руб./скв.общ.-год	1 300

Из прочих условий, влияющих на результаты оценки, выделим следующие:

а) для определения притоков денежных средств, формируемых за счет продажи, цена нефти «net back» (без учета коммерческих расходов по транспорту нефти, НДС и таможенной пошлины – при экспорте продукции), принята равной 14тыс.руб/т.

б) ставка НДС – 8 тыс.руб./т, принята с учетом вступивших в действие в 2015г. изменений в налоговом законодательстве РФ (вследствие, так называемого, «налогового маневра») и прочими условиями (мировая цена нефти – 60 \$/бар, курс доллара США – 60руб/\$).

При обосновании предельно-рентабельных дебитов и добычи нефти более предпочтительно ориентироваться не на абсолютные величины (NPV – чистый дисконтированный доход), а на относительные показатели (PI – индекс доходности инвестиций). Это обусловлено тем, что эффективность эксплуатации скважин зависит от множества частных факторов. Целью же выполняемого технико-экономического обоснования является определение пороговых ориентиров параметров горизонтальных скважин, актуальных в действующих экономических условиях. На рисунке 4.7 графически представлена оценка минимально-рентабельных начальных дебитов нефти горизонтальных скважин, достаточных для последующей экономически оправданной их эксплуатации (с разной величиной  $\Delta L_{гy}$  и количеством МсГРП).

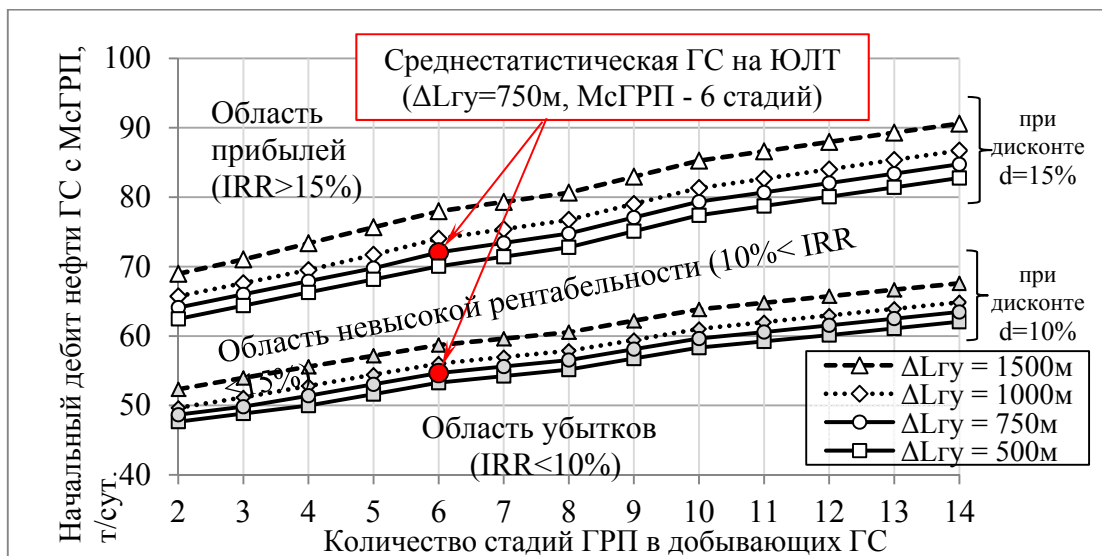


Рисунок 4.7. - Зависимость предельно-рентабельных начальных дебитов нефти ГС от  $\Delta L_{гy}$  и количества стадий МсГРП

Поскольку дополнительный метраж на бурение горизонтальных скважин, равно как и большее количество стадий при выполнении МсГРП, удорожают конечную стоимость скважины, то при росте этих параметров закономерно должен расти и дебит горизонтальных скважин. Полученные результаты свидетельствуют о том, что для того, чтобы добыча нефти на участке, разбуренном горизонтальными добывающими (с  $\Delta L_{гy} = 750\text{м}$  и 6-стадийными МсГРП) и нагнетательными (с  $\Delta L_{гy} = 500\text{м}$  и 5-стадийными МсГРП) скважинами (при соотношении их количества, близком к  $2/3$ ) за 30-летний расчетный период, оказалась экономически эффективной, необходимо обеспечить начальный дебит нефти добывающих ГС на уровне не менее 70-75 т/сут. При увеличении количества стадий МсГРП (например, – до 10) предельно-рентабельный начальный дебит оценивается в 80 т/сут.

Отметим, что полученные выше результаты основаны на дисконтировании денежных потоков по достаточно высокой (но актуальной на начало 2015г.) ставке – 15% в год. Оценка при «классической» для отрасли 10%-ной ставке дисконта снижает предельно-рентабельные начальные дебиты – на четверть (или на 15-20 т/сут). Например, для той же среднестатистической горизонтальной скважины (с  $\Delta L_{гy} = 750\text{м}$  и МсГРП с 6<sup>ю</sup> стадиями) минимально-рентабельный начальный дебит оценивается уже – в 55 т/сут (рисунок 4.7).

Таким образом, область значений начальных дебитов нефти, расположенная выше построенных зависимостей (рисунок 4.7) является зоной повышенной прибыли, на которую может рассчитывать недропользователь при вводе в эксплуатацию высокодебитных скважин, а ниже – зоной потенциальных убытков. Согласно данным Главы 3 настоящей работы фактические средние по Приобскому месторождению начальные дебиты по всем горизонтальным скважинам с МсГРП составляют: по горизонту АС<sub>10</sub> – 88 т/сут, по горизонту АС<sub>12</sub> – 67 т/сут, что в целом позволяет рассчитывать на достижение положительных финансовых результатов от применения новой технологии.

На рисунке 4.8 представлена зависимость экономической эффективности бурения горизонтальных скважин с МсГРП от начального дебита в увязке с потенциальными удельными отборами нефти на скважину.

Например, при начальном дебите горизонтальной скважины по нефти – 70 т/сут, ожидаемая накопленная добыча нефти за 30 лет по ней составит 164 тыс.т, что для случая с шестистадийным МсГРП обеспечит достижение дисконтированного (по ставке 15%) индекса доходности инвестиций, близкого к 1. При большем начальном дебите нефти – 100 т/сут накопленный удельный отбор нефти ожидается уже на уровне 192 тыс.т, а показатель PI (d=15%) – 1,25.

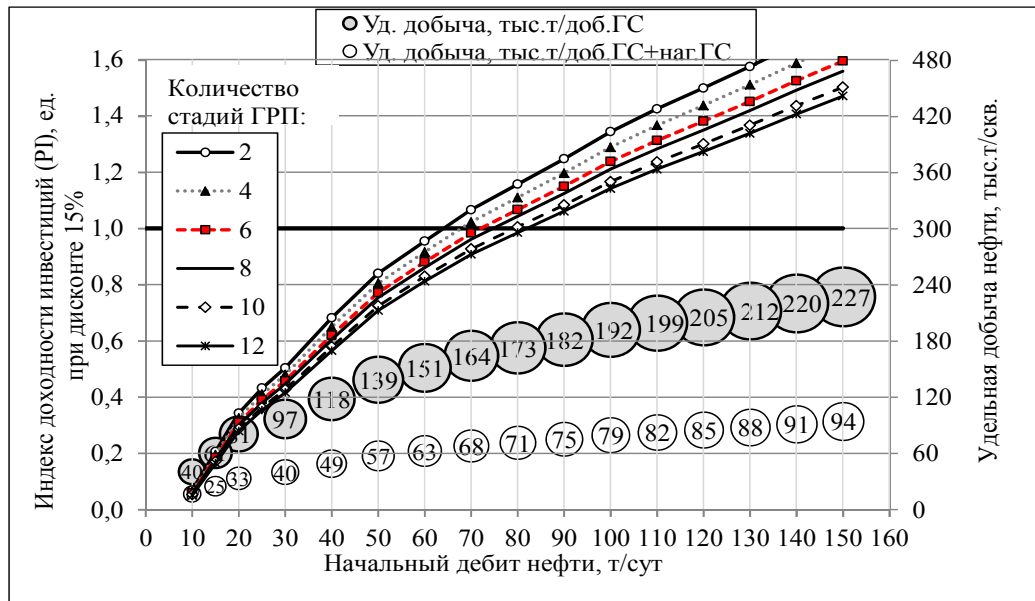


Рисунок 4.8. - Зависимость ожидаемой по ГС с МсГРП экономической отдачи от вложенных инвестиций и удельной добычи нефти – от начального дебита

Наряду с предельно-рентабельными начальными дебитами нефти были оценены также и предельно-рентабельные удельные накопленные объемы добычи нефти на одну горизонтальную скважину за расчетный период – 30 лет. Используемая экономическая модель – многофакторна и полученные результаты в иных технико-экономических условиях, могут отклониться в ту или иную сторону. Тем не менее, в принятых условиях оценки для окупаемости всех затрат (с учетом d=15%), включая инвестиции на строительство горизонтальных скважин с МсГРП (в т.ч. нагнетательных), элементов обустройства, эксплуатацию скважин и т.д. – каждая добывающая горизонтальная скважина с МсГРП должна отобрать около 160 тыс.т нефти (рисунок 4.9). В пересчете на одну общую скважину (добывающую+нагнетательную) это составит – 65 тыс.т/скв. Удельные накопленные отборы

нефти, попадающие в область – ниже полученных зависимостей, свидетельствуют о потенциальной убыточности бурения горизонтальных скважин с МсГРП.

На практике коммерческая эффективность разработки участков с плохими коллекторами при относительно небольших удельных отборах нефти может быть повышена, например, за счет перераспределения части капитальных вложений на создание элементов промысловой инфраструктуры между продуктивными пластами (в случаях их совместного залегания) или за счет проведения дополнительной интенсификации добычи, позволяющей компенсировать меньшие абсолютные накопленные объёмы – более сжатыми сроками извлечения запасов нефти.

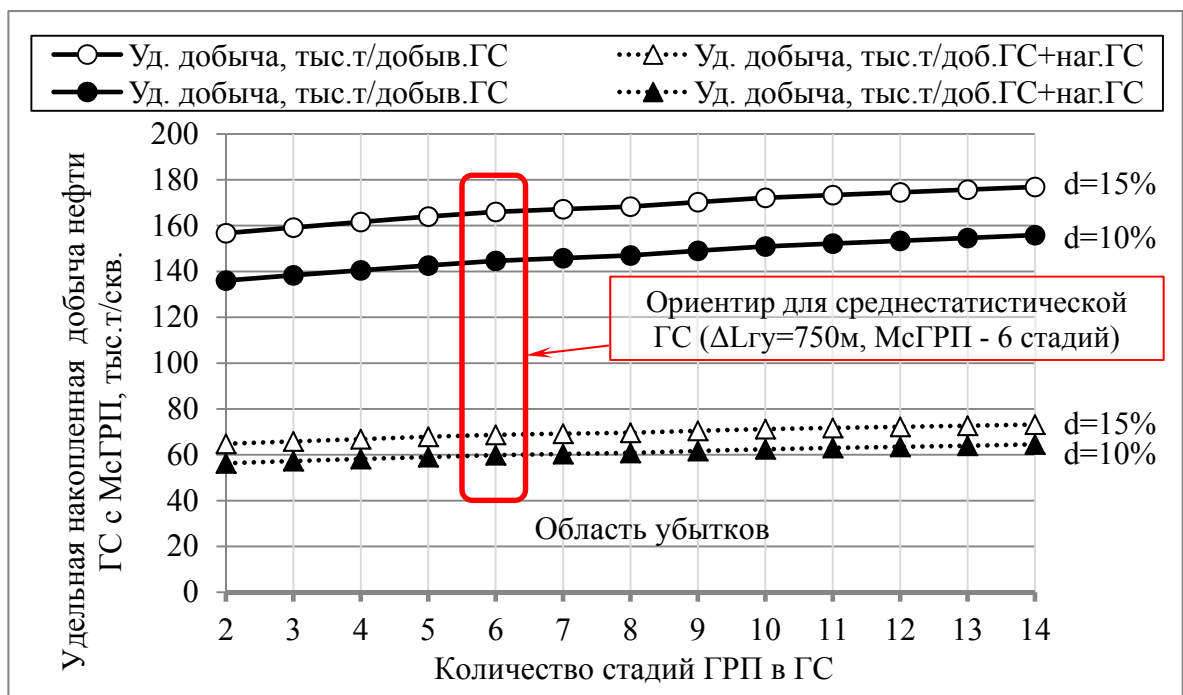


Рисунок 4.9. - Зависимость удельных предельно-рентабельных отборов нефти (за 30 лет) от количества стадий МсГРП

При проектировании разработки низкопроницаемых коллекторов и в процессе эксплуатации месторождения нередко приходится принимать управленческие решения, основанные на результатах сравнительного анализа. В условиях Приобского месторождения, добывающие горизонтальные скважины с МсГРП рассматриваются в качестве альтернативы технологии ННС с ГРП. Для того, чтобы оценить и проанализировать граничные параметры этих двух систем разработки, выполнен комплекс дополнительных технико-экономических расчетов. В реализованной для этой цели экономической модели были учтены только те затраты, ко-

торые отражают специфику каждой из систем разработки (горизонтальное или наклонно-направленное бурение, объёмы проходки, типы МсГРП или ГРП). Общие же для обеих сравниваемых систем затраты (на строительство и эксплуатацию нагнетательных скважин, строительство наземной инфраструктуры), принятые одинаковыми, – в расчетах не учитывались. Таким образом, модель предусматривает определение минимально приемлемых показателей: начального дебита нефти и удельной добычи нефти, достаточных для самоокупаемости скважин – ГС с МсГРП либо ННС с ГРП (рисунок 4.10).

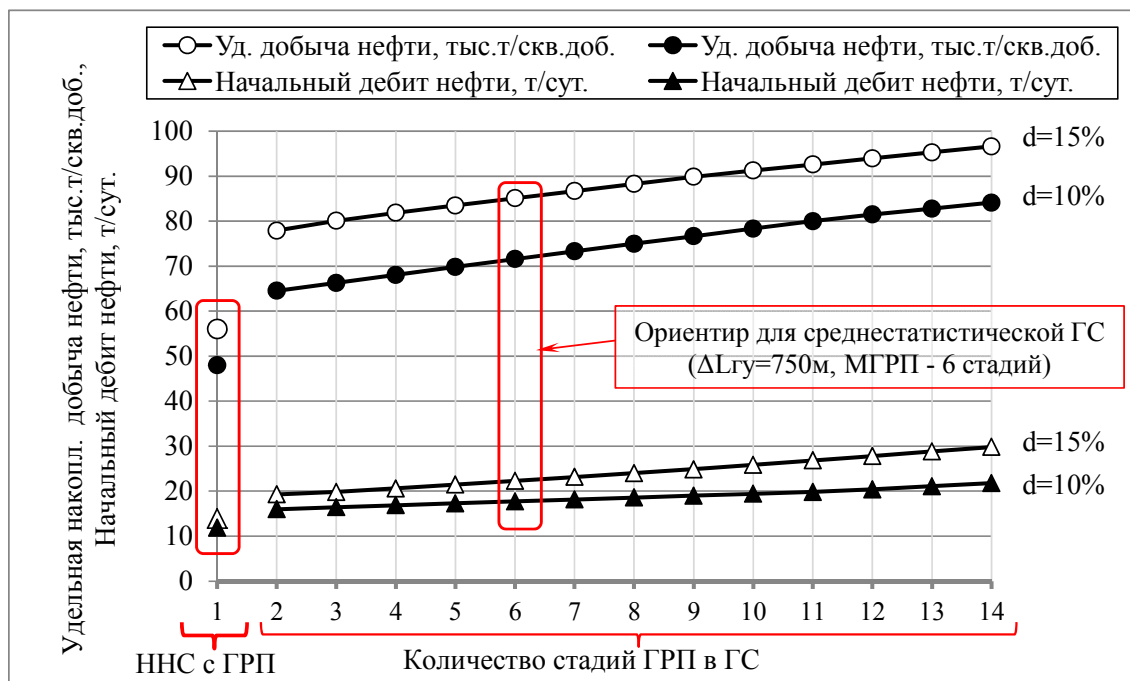


Рисунок 4.10. - Предельно-рентабельные начальные дебиты нефти и удельные накопленные отборы нефти при разных ставках дисконтирования

Из представленных на рисунке 4.10 результатов видно, что:

а) для самоокупаемости добывающей горизонтальной скважины с МсГРП (при дисконте 15%) в зависимости от ее технологической "нагруженности" требуется отобрать нефти не менее 80-90 тыс.т/скв., тогда как для наклонно направленной скважины с гидроразрывом пласта (в аналогичных экономических условиях) – не менее 55 тыс.т/скв.

б) минимально предельный, экономически оправданный начальный дебит нефти ГС с МсГРП составляет 20-25 т/сут., а ННС с ГРП – 15 т/сут.

#### Выводы по разделу 4

1. Оптимальное соотношение длины горизонтальных участков в горизонтальных скважинах и количества стадий МсГРП зависят от параметров трещин гидроразрывов пласта и объемов закачки проппанта. При выполнении большеобъемных гидроразрывов пласта (расход проппанта – более 50 т/стадию, фактическая полудлина трещин более 100м) оптимальное расстояние между фракпортами гидроразрыва составляет 150м.

2. В равных геологических условиях (типичных для горизонта АС<sub>12</sub> Приобского месторождения) более предпочтительными технико-экономическими показателями характеризуются горизонтальные скважины с  $\Delta L_{гг}$  – 750 м и шестью стадиями большеобъемных МсГРП (либо 8<sup>ю</sup> стадиями – среднеобъемных МсГРП).

3. Увеличивать количество стадий МсГРП в горизонтальных скважинах целесообразно лишь тогда, когда ожидаемый прирост удельной накопленной добычи нефти по этой скважине от каждой (дополнительной) стадии будет превышать – 2 тыс.т/стадию.

4. Для того, чтобы добыча нефти на новом, требующем обустройства участке, разбуриваемом горизонтальными добывающими (с  $\Delta L_{гг}$  – 750м и шестью стадиями гидроразрыва) и нагнетательными (с  $\Delta L_{гг}$  – 500м и пятью стадиями гидроразрыва) скважинами (при их соотношении –  $\frac{2}{3}$ ) за проектный период оказалась экономически эффективной, необходимо, чтобы начальный дебит нефти добывающих горизонтальных скважин составлял 70 т/сут (при дисконте 15%) или 55 т/сут (при дисконте 10%). Каждая новая стадия МсГРП добавляет к этому ориентиру дебита – 2 т/сут.

5. Фактические средние начальные дебиты по первым 15 горизонтальным скважинам с МсГРП, пробуренным по горизонту АС<sub>10</sub> Приобского месторождения, составляет 88т/сут, а по первым 17 горизонтальным скважинам с МсГРП по горизонту АС<sub>12</sub> – 67 т/сут. Учитывая эти показатели и исходя из условий, заложенных в технико-экономической модели, каждая среднестатистическая горизонтальная скважина с МсГРП, пробуренная на объект АС<sub>10</sub> способна принести компании 40 млн.руб. чистого дисконтированного (по ставке 15%) дохода при сред-



негодовой норме рентабельности инвестиций (IRR) – 20%.

6. Результаты, достигнутые на Приобском месторождении за счет применения горизонтальных скважин с многостадийными гидроразрывами пласта, позволяют охарактеризовать её как весьма перспективную для более широкого применения. Внедрение этой технологии способно улучшить как коммерческую (за счет ускорения отборов), так и бюджетную (за счет полноты извлечения запасов) эффективность разработки месторождений-аналогов.

## ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ

1. Технологии и технические средства строительства скважин сложного профиля с проведением многостадийного гидравлического разрыва ультранизкопроницаемых коллекторов позволяют сформировать разветвленную систему техногенных каналов и трещин, охватывающую объём продуктивного пласта, но системная оптимизация указанной технологии разработки с применением горизонтальных скважин – отсутствует.

2. На основе интерпретации результатов экспериментальных исследований процесса вытеснения нефти водой по 30 геологическим объектам ряда нефтяных месторождений Западной Сибири впервые получены обобщенные зависимости, позволяющие оценивать коэффициенты остаточной нефтенасыщенности и вытеснения для ультранизкопроницаемых коллекторов, необходимые для построения более достоверных трехмерных фильтрационных моделей нефтяных месторождений Западной Сибири.

3. Выполнено уточнение петрофациальных критериев выделения различных типов низкопроницаемых коллекторов, а также границ их распространения в продуктивных пластах Приобского месторождения. Установлена комплексная связь конкретного типа осадков с их геометрией, морфологией и трендами изменения фильтрационно-емкостных свойств. Это позволило консолидировать разнородную и разномасштабную геолого-геофизическую информацию, выявить основные риски проектирования размещения нового фонда скважин с многостадийными гидроразрывами и оценить потенциал их продуктивности. На основании скорректированной геологической модели Приобского месторождения проведена дифференциация планируемых объёмов эксплуатационного бурения по зонам эксплуатационного объекта АС<sub>10-12</sub>, что улучшит технико-экономическую эффективность освоения периферийных неразбуренных участков.

4. По результатам многовариантного секторного трехмерного фильтрационного моделирования разработки особо низкопроницаемых пластов (типа горизонта АС<sub>12</sub> Приобского месторождения) выявлено следующее:

– эффективность разработки особо низкопроницаемых коллекторов с применением наклонно-направленных скважин, стимулированных гидроразрывом пласта (дебит жидкости – 20 т/сут) равнозначна эксплуатации горизонтального ствола 500 м без гидроразрыва;

– в рассматриваемых геологических условиях кратное увеличение протяженности горизонтального участка не приводит к столь же пропорциональному увеличению дебита жидкости;

– расположение горизонтальных участков скважин (без многостадийного гидроразрыва пласта) – *вдоль* или *поперек* линии регионального стресса, практически не влияет на показатели разработки;

– при распространении трещин гидроразрыва пласта *вдоль* ствола горизонтальной скважины эффект от увеличения количества стадий гидроразрыва – снижается, а при *перпендикулярном* их расположении относительно ствола горизонтальной скважины – сохраняется.

5. На основе трехмерного моделирования процесса эксплуатации горизонтальных скважин с проведением многостадийного гидроразрыва в рассмотренных условиях особо низкопроницаемых коллекторов обоснованы:

– оптимальная длина (750 м) горизонтального участка ствола скважины;

– оптимальное (при длине горизонтального участка 750м) количество (6-8) стадий многозонного гидроразрыва пласта;

– приоритетное азимутальное направление ( $332^\circ$ ) проложения горизонтальной части ствола скважины параллельно линии распространения максимального стресса напряжения в пласте.

6. Установлено, что к объектам, перспективным для применения горизонтальных скважин с многостадийным гидроразрывом относятся низкопроницаемые пласты и залежи нефти литологического типа, обладающие высокой расчлененностью и приемлемой нефтенасыщенностью. Выявлено, что проведение многостадийного гидроразрыва низкопроницаемых коллекторов, приуроченных к водонефтяным зонам, в горизонтальных скважинах – не рекомендуется из-за высоких

рисков их преждевременного обводнения. Наиболее подходящими для применения новой технологии (ГС с МсГРП) являются однопластовые месторождения (участки) литологического типа, либо пластовые сводовые залежи с надежным глинистым разделом между нефте- и водонасыщенными частями разреза. В условиях (более 300мД·м) повышенной природной проводимости продуктивных пластов применение технологии (ГС+МсГРП) при вводе скважин в эксплуатации из бурения нецелесообразно.

7. Впервые получены: эмпирическая зависимость начального дебита жидкости по горизонтальной скважине с многостадийным гидроразрывом особо низкопроницаемого пласта – от нефтенасыщенной толщины пласта и проницаемости, протяжённости горизонтального участка и относительной массы проппанта, а также зависимость удельного дебита жидкости – от площади эффективного сечения геологического разреза пласта вдоль горизонтальной части ствола пробуренной скважины.

8. Результаты, достигнутые на Приобском месторождении за счет применения горизонтальных скважин с многостадийным гидроразрывом пласта, позволяют охарактеризовать технологию как весьма перспективную для более широкого применения. Рекомендуется проведение опытно-промышленных работ по формированию техногенной сети, состоящей из горизонтальных стволов и трещин гидроразрыва, на объектах баженовского и абалакского комплексов, содержащих трудноизвлекаемые запасы нефти на Приобском, Пальяновском (северо-восточном участке) и Западно-Салымском месторождениях. Внедрение этой технологии способно улучшить как коммерческую (за счет ускорения отборов), так и бюджетную (за счет увеличения полноты извлечения запасов нефти) эффективность разработки месторождений-аналогов.

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

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

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

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

10. Необходим анализ влияния работы нагнетательных горизонтальных скважин на темпы обводнения добывающих горизонтальных скважин с многостадийными ГРП и обоснование оптимальных режимов их эксплуатации.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Асмандияров Р.Н. Оценка перспективности применения горизонтальных скважин с гидроразрывом пласта на Приразломном месторождении. / Е.В.Пономарев, А.Н.Никитин, И.И. Притула // Научно-технический вестник ОАО "НК Роснефть". – 2006. – С.48-53.
2. Бадер Аль-Матар Индивидуальный подход к проектированию гидроразрыва пласта / Маджди Аль-Мутава, Мухаммад Аслам и др. // Shlumberger, Нефтегазовое обозрение. 2008. Лето. С.4-19.
3. Балин В.П. Определение коэффициента вытеснения нефти водой с использованием метода стабилизации расчетных параметров (на примере пластов группы АВ<sub>1-2</sub> Нижневартовского района) / Н.А.Мохова // Нефтепромысловое дело, М.: ВНИИОЭНГ, 2014. №10. С.5-11.
4. Барышников А.В., Янин А.Н. Регулирование разработки Приобского месторождения с применением технологии одновременно-раздельной закачки воды. – Тюмень-Курган, Издательство «Зауралье», 2013. 344 с.
5. Бастриков С.Н. Строительство скважин с кустовых площадок на нефтяных месторождениях Западной Сибири. – Тюмень: "Вектор Бук", 2000. 256 с.
6. Батлер Р.М. Горизонтальные скважины для добычи нефти, газа и битумов – М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, НИЦ "Регулярная и хаотическая динамика". 2010. 536с.
7. Батулин Ю.Е. К вопросу обоснования КИН при подсчёте запасов и проектировании разработки нефтегазовых месторождений // Вестник ЦКР Роснедра. 2011. №1. С.2-6.
8. Билинчук А.В. Комплексный подход к сопровождению бурения скважин в группе компаний «Газпром нефть» / А.Н.Говзич, А.Н.Ситников, Г.Д.Садецкий, В.В.Корябкин // Нефтяное хозяйство, 2014. №12. С.48-51.
9. Борисов Ю.П. О притоке к горизонтальным и наклонным скважинам в изотропном пласте конечной мощности / В.П.Табаков // НТС по добыче нефти ВНИИнефть. – М.: Гостоптехиздат, 1962. – Вып.16. – С.34-39.

10. Борисов Ю.П. Разработка нефтяных месторождений горизонтальными и многозабойными скважинами / В.П.Пилатовский, В.П.Табаков. – М.: Недра, 1964. – 154 с.

11. В «Варьёганнефтегазе» проводятся испытания с целью повышения нефтеотдачи пласта // «Территория «НЕФТЕГАЗ», 2013. №4. С. 10.

12. Веремко Н.А. Опыт применения многозонных ГРП в горизонтальных скважинах / В.В.Шкандратов, В.И.Шаламова, Л.Д.Рачева и др. // Вестник ЦКР Роснедра, 2012. №4. С.9-14.

13. Виленский П.Л., Лившиц В.Н., Смоляк С.А. Оценка эффективности инвестиционных проектов: Теория и практика: Учебное пособие. – М.: Дело, 2004. 888 с.

14. Владимиров И.В. Профиль притока к пологонаправленной добывающей скважине с ГРП / В.Ш.Шаисламов, Е.В.Пищюра, В.А.Лепихин, Д.А. Кравец // Нефтепромысловое дело, М.: ВНИИОЭНГ, 2011. №1. С.4-6.

15. Во глубине Сибирских руд // Газета «Нефтяник Западной Сибири» – 2012, №05 от 3 февраля. С.5.

16. Выступление Президента ОАО «НК «Роснефть» И.И.Сечина на конференции “CERA Week” (г.Хьюстон, Техас, 6 марта 2013г.) // «Вестник ЦКР Роснедра». – 2013. – № 3. – С. 2-8.

17. «Газпром нефть» и «Schlumberger» расширяют технологическое сотрудничество для разработки запасов сланцевой нефти // Нефтяное хозяйство, 2014. №2. С.72.

18. «Газпром нефть» исследовала запасы сланцевой нефти Красноленинского месторождения // «Территория «НЕФТЕГАЗ», 2013. №4. С. 10.

19. «Газпром нефть» планирует добывать «трудную» нефть на ямальских месторождениях. / Новости // «Территория «НЕФТЕГАЗ». – 2013. – № 8. – С. 8.

20. «Газпромнефть-Хантос» в 2013 году пробурит более 20 горизонтальных скважин с применением многостадийного ГРП //Новости – Отрасли ТЭК. 2013.

21. «Газпром нефть» провела 10-стадийный ГРП на горизонтальной скважине //Газпром нефть. OilCapital.ru. Тарко-Сале. 18 сентября 2013 г.

22. Галеев Р.Р. Выбор оптимальной системы разработки низкопроницаемых пластов с применением горизонтальных скважин с множественными трещинами гидроразрыва / А.М.Зорин, А.В.Колонских, Г.И.Хабибуллин и др. // Нефтяное хозяйство, 2013. №10. С.62-65.

23. Галкин В.И. О влиянии литологии на коэффициент вытеснения нефти водой / Г.П.Хижняк // Нефтяное хозяйство, 2012, №3. С.70-72.

24. Гилаев Г.Г. Применение горизонтальных скважин с множественными трещинами ГРП для разработки низкопроницаемых пластов на примере опытного участка Приобского месторождения / И.С.Афанасьев, А.В.Тимонов, И.В.Судеев и др. // Научно-технический вестник ОАО «НК Роснефть», 2012. Март-апрель (выпуск 27). С.22-26.

25. Гилаев Г.Г. Внедрение технологии многостадийного гидроразрыва пласта на горизонтальных скважинах для разработки трудноизвлекаемых запасов низкопроницаемых неоднородных пластов / И.С.Афанасьев, А.В.Тимонов, Д.Р.Юлмухаметов и др. // Материалы 2-й научно-практической конференции, посвященной памяти Н.Н.Лисовского: Состояние и дальнейшее развитие основных принципов разработки нефтяных месторождений. – М., ЦКР Роснедр по УВС 08-09.11.2011. С.26-32.

26. Главные задачи: Прирастать запасами, инновациями, социальными проектами // Газета «Нефтяник Западной Сибири» – 2012, №35 от 31 августа. С.3-4.

27. Говзич А.Н. Опыт проведения многостадийных ГРП в горизонтальных скважинах ОАО «Газпром нефть» / А.В.Билинчук, И.Г.Файзуллин // Нефтяное хозяйство, 2012. №12. С.59-61.

28. Горин В., Мариосов А. Многостадийные ГРП: перспективная технология для разработки трудноизвлекаемых запасов // Новатор, 2012. №6 (52). С.7-11.

29. Григорян А.М. Вскрытие пластов многозабойными и горизонтальными скважинами. – М: Недра, 1969. – 200 с.

30. Григулецкий В.Г., Коротков С.В. Основные аспекты разработки трудноизвлекаемых запасов нефти комбинированными системами горизонтальных и вертикальных скважин // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторож-



дений. – М.: ВНИИОЭНГ, 1997. №10. С.39-46.

31. Демаркос А.С. Горизонтальные скважины с множественными поперечными гидроразрывами: История успеха. / М.Ж.Е. Консалтанс, М.М.Порку и др. // SPE 102263. С.1-10.

32. Джоши С.Д. Основы технологии горизонтальной скважины /Перевод с английского: В.Ф.Будников, Е.Ю.Проселков, Ю.М.Проселков. – Краснодар: «Советская Кубань», 2003. – 424 с.

33. Евченко В.С., Захарченко Н.П., Каган Я.М. и др. Разработка нефтяных месторождений наклонно-направленными скважинами. – М.: "Недра", 1986. 278 с.

34. Забродин П.И. Влияние начальной водонасыщенности продуктивных отложений на эффективность вытеснения нефти водой / А.С.Касов, А.Г.Ковалев // Нефтяное хозяйство, 1985. №1. С.29-31.

35. Заграничный С.А. Технологии освоения скважин. Проведение многостадийного ГРП по технологии BPS\* (BURST PORT SYSTEM) // Время Колтюбинга, 2013. №1 (Март). С.68-71.

36. Задорожный Е.В. Выбор оптимальной технологии проводки ствола горизонтальной скважины пласта АВ<sub>1</sub><sup>1-2</sup> Самотлорского месторождения / С.Х.Абдульмянов, Р.А.Гнилицкий, М.С.Антонов // Нефтепромысловое дело, М.: ВНИИОЭНГ, 2012. №11. С.50-53.

37. Задорожный Е.В. Расчет эффективности размещения фонда добывающих горизонтальных скважин с многоступенчатым гидроразрывом пласта в условиях латеральной анизотропии / М.А.Виноходов, С.Д.Глебов, М.С.Антонов // Нефтепромысловое дело, М.: ВНИИОЭНГ, 2013. №2. С.22-26.

38. Закиров С.Н. О прогнозных и фактических дебитах горизонтальных скважин / Д.К.Шайхутдинов // Нефтяное хозяйство. – 2015. – №1. – С.52-55.

39. Зиллур Рахим. Многоступенчатый ГРП: ожидания и реальность / Хамуд Аль-Анази, Аднан Аль-Канаан и др. // Oil & Gas Journal Russia. 2012. Июнь-июль. С.64-70.

40. Зимин А. Как реанимируют нефтяные скважины // Тюменские известия, 2013. №17.

41. Зозуля Г.П. Опыт применения гидравлического разрыва пласта в горизонтальных скважинах / А.В.Кустышев, А.Н.Коротченко, И.С.Матиешин, А.А.Гильдерман // Сборник научных трудов Института нефти и газа и материалов Межрегиональной научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых нефтегазового направления, посвященной 50-летию Тюменского государственного нефтегазового университета «Современные технологии для ТЭК Западной Сибири». – Тюмень, 2007. С.208-212.

42. Золотухин А.А. Применение горизонтальных скважин для ограничения водопритока в условиях недонасыщенного расчлененного коллектора Зимнего месторождения / Л.М.Гапонова, С.Н.Бакиев // Материалы XVII-й научно-практической конференции «Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала ХМАО-Югры». Ханты-Мансийск, 2014. С. 50-53.

43. Игнатъев А.Э. Многостадийные ГРП в горизонтальных скважинах как метод эффективной разработки газоконденсатных месторождений Арктики / И.Р.Мукминов, Е.А.Викулова, Р.В.Переляев и др. //SPE 149925, 2011. С.1-13.

44. Идиятуллина З.С. Повышение эффективности разработки низкопроницаемых коллекторов с применением гидроразрыва в скважинах с горизонтальным окончанием / А.И.Арзамасцев, Е.Н.Музоваткина // Нефтяное хозяйство. – 2014. – №1. – С.78-82.

45. Использование многостадийного ГРП в ЛУКОЙЛе //Бурение и нефть: Пресс-салат от 05.12.2012.

46. Калинин А.Г., Кульчицкий В.В. Естественное и искусственное искривление скважин: Учебное пособие для вузов. – Москва-Ижевск: НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика»; Институт компьютерных исследований, 2006. – 640 с.

47. Карпов В.П. Технологические аспекты бурения наклонно-горизонтальных скважин в странах СНГ и за рубежом / Оболенцев Н.В., Лаврова Т.А., Богданов В.С. – Москва. 1994. – 71 с.

48. Кибирева А.С. Опыт применения ГРП на горизонтальных скважинах месторождений ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь» / Э.Ф.Цыганова, И.А.Виноградова. // Материалы XIII-й научно-практической конференции "Пути

реализации нефтегазового и рудного потенциала ХМАО-Югры". Ханты-Мансийск. 2010. – С.438-446.

49. Конибир Ч.Э.Б. Палеогеоморфология нефтегазоносных песчаных тел. - М.: Недра. 1979. - 255 с.

50. Контарев Р. Мероприятия по повышению нефтеотдачи в скважинах с протяженным горизонтальным участком. Доклад на 2-й международной практической конференции «Ремонт скважин и повышение нефтеотдачи», Москва, 20-21 апреля 2005г.

51. Корнильцев Ю.А. Гидродинамический анализ разработки залежей нефти горизонтальными скважинами – Казань: Изд. «Плутон», 2002 – 230 с.

52. Коротченко А.Н. Селективный гидравлический разрыв пласта в горизонтальных скважинах / Д.А.Кряквин, А.П.Черепанов, Д.А.Кустышев и др. // Известия ВУЗов «Нефть и газ», 2009. №5. С.75-78.

53. Косентино Л. Системные подходы к изучению пластов. - Ижевск: НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2007. - 400 с.

54. Кудряшов С.И. Гидроразрыв пласта как способ разработки низкопроницаемых коллекторов / С.И.Бачин, И.С.Афанасьев, А.Р.Латыпов и др. // Нефтяное хозяйство, 2006. №7. С.80-83.

55. Курамшин Р.М. Обобщение опыта разработки горизонтальными скважинами залежей нефти месторождений Западной Сибири / Я.В.Роженас, Л.А.Величкова // Нефтепромысловое дело, М.: ВНИИОЭНГ, 2002. №2. С.19-27.

56. Куренков О.В. Выбор геометрии рационального размещения горизонтальных скважин в пласте / Экспресс информация – Зарубежный опыт. Серия: Нефтепромысловое дело. – М., ВНИИОЭНГ, 1994. Вып.7. С.1-11.

57. Латыпов А.Р. Испытание технологий гидравлического разрыва пласта в горизонтальных скважинах ООО «РН-Пурнефтегаз» / А.М.Хайдаров, И.И.Вафин, А.В.Кузнецов // Нефтяное хозяйство, 2009. №5. С.58-61.

58. Лидер М.Р. Седиментология. Процессы и продукты. - М.: Мир, 1986. - 439 с.

59. Литвин В.В. Исследование условий эффективного применения техноло-

гий ГРП на горизонтальных стволах скважин для многопластовых систем коллекторов / С.Х.Абдильмянов, И.В.Владимиров, Н.И.Хисамутдинов // Нефтепромышленное дело. – М. ВНИИОЭНГ, 2010. №11. С.28-33.

60. Литвин В.В. Поиск оптимальной схемы проведения трехстадийного гидроразрыва пласта в горизонтальной скважине / И.А.Магзянов, М.С.Антонов, А.Н.Астахова // Нефтепромышленное дело. – М. ВНИИОЭНГ, 2012. №11. С.53-54.

61. Леви Б.И. Применение горизонтальных скважин на месторождениях ПО Краснотуркменнефтегаз / Г.Н.Темнов, В.С.Евченко, В.М.Санкин // Обзорная информация.

Серия "Нефтепромышленное дело". М.: ВНИИОЭНГ. 1993. – 69 с.

62. Лолон Е.П. и др. Бурение с целью уплотнения сетки скважин и многоэтапный гидроразрыв // Нефтегазовые технологии. 2010. № 9. С. 40-43.

63. Лысенко В.Д., Грайфер В.И. Разработка малопродуктивных нефтяных месторождений. – М.: ООО "Недра-Бизнесцентр", 2001. – 562с.

64. Мазур Г.В. Техничко-экономическое обоснование строительства многоствольных скважин в регионах деятельности ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибири» / А.О.Кузьмичева, А.В.Щербаков // Бурение и нефть, 2012. №8. С.45-48.

65. Макиенко В.В. Гидроразрыв в западносибирском формате / А.С.Валиуллин, И.А.Самойлова // Нефтесервис – 2012, №4.

66. Мальцев В.В. Опыт применения специальных ГИС на месторождениях ООО «РН-Юганскнефтегаз» для задач оптимизации ГРП / А.Н.Никитин, Д.М.Кардымон и др. // «Территория «НЕФТЕГАЗ», 2010. №11. С.52-56.

67. Материалы по разработке Дорожного и Толумского лицензионных участков // СибНИИНП. Тюмень. 2003. 85 с.

68. Меркулов В.П. Фильтрация к горизонтальной скважине конечной длины в пласте конечной толщины // Известия ВУЗов. 1958. №3. С.79-88.

69. Меркулов В.П. О дебите наклонных и горизонтальных скважин // Нефтяное хозяйство. – 1958. – №6. – С.51-56.

70. Многостадийный ГРП // Время Колтубинга, 2012. №2 (Июнь). С.62-63.

71. Могучая тройка: максимальный эффект на российских месторождениях

дает гидроразрыв пласта, горизонтальное бурение и ЗБС // Нефтесервис. Зима, 2009. С.38-40.

72. Муляк В.В. Повышение эффективности вовлечения в разработку трудноизвлекаемых запасов с применением многозонных гидроразрывов пласта в горизонтальных скважинах / М.В.Чертенков, А.А.Шамсуаров, А.А.Потрясов и др. // Нефтяное хозяйство, 2011. №11. С.48-51.

73. Мукминов И.Р. Производительность однорядных схем разработки пласта системами горизонтальных скважин // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. – М., ВНИИОЭНГ, 1999. - №3. – С.30-32.

74. Мукминов И.Р. Моделирование разработки нефтегазовых месторождений горизонтальными скважинами: автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук. – Уфа, 2004. – 49 с.

75. Мукминов И.Р. Определение оптимальной длины горизонтальной скважины // Нефтяное хозяйство, 2006. №9. С.28-30.

76. Муромцев В.С. Электрометрическая геология песчаных тел – литологических ловушек нефти и газа. - Л.: Недра, 1984, - 259 с.

77. Нагорняк Ю. Многостадийный ГРП при помощи технологии гибкой трубы // Время Колтубинга, 2012. №3 (Сентябрь). С.92-97.

78. Никитин Б.А. Стационарный приток нефти к одиночной горизонтальной скважине в изотропном пласте / Григулецкий В.Г. // Нефтяное хозяйство, 1992. №8. С.9-10.

79. Никитин Б.А. Стационарный приток нефти к горизонтальной скважине в изотропном пласте / Григулецкий В.Г. // Нефтяное хозяйство, 1992. №10. С.10-11.

80. Особенности добычи нефти и газа из горизонтальных скважин: учеб.пособие / Г.П.Зозуля, А.В.Кустышев, И.С.Матиешин и др. – М.: Издательский центр «Академия», 2009 – 176 с.

81. ОСТ 39-195-86 Нефть. Метод определения коэффициента вытеснения нефти водой в лабораторных условиях. – М.: Миннефтепром, 1986. 15 с.

82. Пилатовский В.П. Исследование некоторых задач фильтрации жидкости к горизонтальным скважинам, пластовым трещинам, дренирующим горизонталь-

ный пласт // Труды ВНИИ. – 1961. – Вып.32. – С.29-57.

83. Питкевич В.Т. Организация длительного хранения, хранение и дополнительные исследования керн по скважинам ОАО «Юганскнефтегаз». // Отчет СибНИИ НП. Тюмень. 1997. 190 с.

84. Повалихин А.С., Калинин А.Г., Бастриков С.Н. и др. Бурение наклонных, горизонтальных и многозабойных скважин. / Под общей редакцией доктора технических наук, профессора А.Г.Калинина – М., Изд.ЦентрЛитНефтеГаз. – 2011. – 647 с.

85. Полубаринова-Кочина П.Я. О наклонных и горизонтальных скважинах конечной длины // Прикладная математика. 1956. Т.20, Вып.1. С.95-108.

86. Потрясов А.А. Разобшение интервалов волокно-армированными пропантными пробками при многостадийном ГРП с использованием гидropескоструйной перфорации на ГНКТ в боковых горизонтальных стволах / В.Н.Ковалев, К.В.Бурдин, М.В.Опарин и др. // Время Колтюбинга, 2013. №1 (Март). С.20-33.

87. Проблемы и опыт разработки трудноизвлекаемых запасов нефтегазоко-нденсатных месторождений: Сборник научных трудов / Национальный минерально-сырьевой университет «Горный» (Всероссийская научно-техническая конференция. 31 октября – 2 ноября 2012г.). – СПб. 2013. 180 с.

88. Райлян М. Многозонный гидроразрыв – самый эффективный // Газета «Нефтяник Западной Сибири» – № 40 от 7 октября 2011г.

89. Рединг Х. Обстановки осадконакопления и фации. - М.: Мир, 1990.-251 с.

90. Ровер К. Проектирование заканчивания горизонтальных скважин с гидроразрывом пласта методом ограниченного ввода / К.Гарсиз, Х.Крэбб // Нефтегазовые технологии. 2006. № 10. С. 22-28.

91. Романчев М.А. Микросейсмический мониторинг трещин многостадийного ГРП для оптимизации формируемой системы разработки месторождения / Д.Г.Черных, А.И.Кириллов, И.А.Зеленов и др. // Schlumberger, Нефтегазовое обозрение, Осень 2012 – зима 2013.

92. Романчев М.А., Предварительные результаты комплексного решения задач разработки юрских отложений месторождения с трудноизвлекаемыми запасами нефти / Д.Г.Черных, А.И.Кириллов, И.А.Зеленов и др. // Нефтяное хозяйство, 2013. №10. С.66-69.

93. Самойлов М.В. Исследования эффективности проведения операций многостадийного гидроразрыва пласта в горизонтальной скважине в условиях пласта АВ<sub>1</sub><sup>1-2</sup> Самотлорского месторождения / А.А.Чусовитин, М.С.Антонов, А.Н.Астахова // Нефтепромысловое дело. – М. ВНИИОЭНГ, 2012. №11. С.44-50.

94. Сандуца С.Г. Проблемы и решения гидравлического разрыва пласта в горизонтальных скважинах / Д.А.Кряквин, С.А.Виноградов, Д.А.Кустышев и др. // Известия ВУЗов «Нефть и газ», 2009. №5. С.80-83.

95. Саттаров М.М., Мусин М.Х., Полудень И.А. Системы разработки месторождений нефти и газа с помощью горизонтальных скважин. – М.: ВИНТИ Центр, 1991. – 140 с.

96. Синцов И.А. Оценка дебитов горизонтальных скважин / М.Ю.Климов, Л.М.Гапонова // Сборник научных трудов Международной научно-практической конференции, посвященной 40-летию кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений». Тюменский государственный нефтегазовый университет, Выпуск 3, Тюмень, 2008. С.383-388.

97. Соколов С.В. Обоснование коэффициента вытеснения нефти водой при проектировании разработки месторождений. – Нефтяное хозяйство, 2010, №11. С.51-53.

98. Солиман М.И. Оптимизация гидроразрыва пласта при заканчивании горизонтальных скважин / Ренгард Понгатц, Мартин Райленс, Дин Прэтер //SPE 102616, 2006. С.6-19.

99. Сонич В.П., Новые данные изучения полноты вытеснения нефти водой / С.Л.Барков, М.Ф.Печёркин, Г.А.Малышев // М.: ВНИИОЭНГ, 1997. 33 с.

100. Состояние и дальнейшее развитие основных принципов разработки нефтяных месторождений // Сборник избранных статей, посвященный 50-летию деятельности ЦКР по УВС.– ответственный составитель Ю.Н.Яшин. – М.: НИИЦ

«Недра-XXI», 2013. 512 с.

101. Сохошко С.К. К вопросу о поинтервальном гидравлическом разрыве пластов / И.В.Лесь, И.И.Клещенко // «Территория «НЕФТЕГАЗ», 2010. №12. С. 40.

102. Сохошко С.К. Продуктивность скважин при поинтервальном гидроразрыве нефтяных пластов / И.В.Лесь, И.И.Клещенко, А.К.Ягафаров и др. // Известия ВУЗов «Нефть и газ», 2012. №4. С.70-73.

103. Строительство горизонтальных скважин. Сборник докладов семинара-совещания в АО "Удмуртнефть" (г.Ижевск, 9-13 сентября 1996г.) // Москва. "СИ-ДАНКО". 1997. 218с.

104. Сучков Б.М. Горизонтальные скважины. – М.-Ижевск: НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2006. 424 с.

105. Табаков В.П. Определение дебита и эффективности многозабойной скважины в слоистом пласте / Труды ВНИИнефть. – 1960. – Вып. 10. – С.47-50.

106. Тэмминг Дэн. Новые технологии повышают эффективность горизонтального многоступенчатого ГРП // TECHNOLOGY UPDATE, Апрель, 2011.

107. Телков А.П., Грачёв С.И. Прикладные задачи разработки нефтегазоко-нденсатных месторождений и нефтегазодобычи – М.: Изд. ЦентрЛитНефтеГаз. – 2008. – 512 с.

108. Техника и технология строительства боковых стволов в нефтяных и газовых скважинах: учебное пособие / В.М.Шенбергер, Г.П.Зозуля, М.Г.Гейхман и др. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2007. – 594 с.

109. Тимонов А.В. Влияние неоднородности пласта на прогнозный коэффициент извлечения нефти на северном лицензионном участке Приобского месторождения / А.В. Сергейчев, И.Р. Ямалов, Т.Р. Мусабилов // Нефтяное хозяйство. 2012. №11. С.38-40.

110. Трудные запасы // Тюменские известия, 20.02.2013

111. Ушаков А.С. Анализ эффективности гидравлического разрыва пласта в горизонтальных скважинах месторождений Западной Сибири// Нефтегазовое дело, 2010. Вып.2 (Электронный журнал).



112. Ушаков А.С. Обоснование показателей гидроразрыва пласта для горизонтальных скважин / А.В.Стрекалов, М.С.Королев // «Территория «НЕФТЕГАЗ», 2010. №5. С.64-66.

113. Фаттахов М.М. Оптимизация профилей скважин с большой протяженностью горизонтального участка / И.К.Ахметшин // «Бурение и нефть». – 2012. – № 8. – С. 42-44.

114. Хакимянов И.Н. Теория и практика разработки нефтяных месторождений скважинами с горизонтальным окончанием: автореферат диссертации на соискание ученой степени доктора технических наук. – Бугульма: ТатНИ-ПИНЕФТЬ, 2012. – 49 с.

115. Хасанов М.М. Оценка рентабельных толщин при разработке нефтяных оторочек горизонтальными скважинами / О.С.Ушмаев, Д.А.Самоловов, В.В.Овчаров и др. // Нефтяное хозяйство. – 2012. – №12. – С.44-47.

116. Хасанов М.М. Динамика добычи из скважин с гидроразрывом пласта в экономически оптимальных системах разработки / О.Ю.Мельчаева, А.Н.Ситников, А.П.Рощектаев // Нефтяное хозяйство. – 2013. – №12. – С.36-39.

117. Хасанов М.М. Использование оптимизационных алгоритмов для выбора системы разработки месторождения горизонтальными скважинами / В.М.Бабин, О.Ю.Мельчаева, О.С.Ушмаев и др. // Нефтяное хозяйство, 2014. №12. С.52-55.

118. Хасанов М.М. Стационарный дебит горизонтальных скважин в рядных системах разработки / О.Ю.Мельчаева, А.П.Рощектаев, О.С.Ушмаев // Нефтяное хозяйство. – 2015. – №1. – С.48-51.

119. Хасанов М.М. Технологические вызовы нефтяной отрасли // Вестник ЦКР Роснедра. 2014. №4. С.36-40.

120. Цыганова Э.Ф. Опыт применения ГРП на горизонтальных скважинах месторождений ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» / А.С.Кибирева, И.А.Виноградова // OilGas [НГН]. 2009. №5-6. С.58-64.

121. Черевко М.А. Петрофациальное моделирование Приобского месторождения как основа детализации геологической модели и оптимизации мониторинга

разработки / В.В.Каранов, Е.О.Беляков, А.С.Бочков и др. // "Нефтяное хозяйство", №12, 2012. с.18-22.

122. Черевко М.А. Опыт применения горизонтальных добывающих скважин в монолитных пластах Южно-Киньяминского месторождения / К.Е.Янин, А.Н.Янин // "Бурение и нефть", №2, 2014, с.52-56.

123. Черевко М.А. Оценка коэффициентов вытеснения нефти водой для особо низкопроницаемых пластов месторождений Западной Сибири / А.Н.Янин, К.М.Паровинчак // Известия ВУЗов "Нефть и газ", Тюменский государственный нефтегазовый университет, 2014. №4. С.60-65.

124. Черевко М.А. Оценка перспектив избирательного уплотнения сетки скважин на Южной лицензионной территории Приобского месторождения / А.Н.Янин, К.Е.Янин // "Бурение и нефть", 2014. №6. С.24-29.

125. Черевко М.А. Ретроспективный анализ системного применения гидро-разрыва пластов на Приобском месторождении / К.Е.Янин, А.Н.Янин // «Территория «НЕФТЕГАЗ», 2014. №9. С.60-65.

126. Черевко М.А. Породы-коллекторы в разрезе баженовского горизонта Пальяновской площади Западной Сибири / К.В.Стрижнёв, В.В.Жуков, Ф.Р.Грабовская и др. // "Нефтяное хозяйство", 2014. №12. С.45-47.

127. Черевко М.А. Первые результаты применения многостадийных гидро-разрывов в горизонтальных скважинах Приобского месторождения / К.Е.Янин // "Нефтяное хозяйство", 2015. №2. С.74-77.

128. Черевко М.А. Эффективность уплотнения сетки скважин по ультранизкопроницаемым пластам Приобского месторождения / А.Н.Янин, Р.А.Закирова, С.И.Грачёв // "Бурение и нефть", 2015. №6. С.23-28

129. Черевко М.А. Разработка нефтяных месторождений Западной Сибири горизонтальными скважинами с многостадийными гидроразрывами пласта / А.Н.Янин, К.Е.Янин – Тюмень-Курган: Издательство "Зауралье", 2015. – 268 с.

130. Чертенков М.В. Совершенствование разработки юрских объектов Западной Сибири системой горизонтальных скважин с применением поинтервального ГРП / А.А.Потрясов, Н.А.Веремко, А.В.Стенькин // Сборник избранных ста-

тей, посвященных 50-летию деятельности ЦКР по УВС «Состояние и дальнейшее развитие основных принципов разработки нефтяных месторождений». – М., НИИЦ «Недра-XXI», 2013. С.269-272.

131. Чертенков М.В., Веремко Н.А. Опыт применения горизонтальных скважин с многозонным ГРП для разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти в ОАО «ЛУКОЙЛ» // доклад на VIII Международном Технологическом Симпозиуме. – Москва, 2013.

132. Шаманов С.А. Бурение и заканчивание горизонтальных скважин. – М.: Недра-Бизнесцентр, 2001. – 190 с.

133. Шафигуллин Р.И., Бакиров И.М. Изучение зависимости коэффициента вытеснения от фильтрационно-емкостных и петрофизических параметров пласта. – Нефтяное хозяйство, 2011, №2. С.70-73.

134. Шорохов А.Н. Особенности вовлечения в разработку трудноизвлекаемых запасов методом многозонного ГРП / М.А.Азаматов, А.А.Артамонов, А.В.Ившин // «Вестник ЦКР Роснедра». – 2013. – № 1. – С. 30-35.

135. Экономидес М. Унифицированный дизайн гидроразрыва пласта: от теории к практике. / Р.Олини, П.Валько. – М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2007. – 236 с.

136. Эффективность ГТМ ООО «Лукойл-Западная Сибирь» // Газета «Нефтяник Западной Сибири» – 2009, №31.

137. Янин А.Н. Проблемы разработки нефтяных месторождений Западной Сибири. – Тюмень-Курган: "Зауралье", 2010. – 608 с.

138. Янин А.Н. Оценка коэффициента вытеснения нефти водой по обобщенным зависимостям (на примере пластов группы Ю<sub>1</sub> Нижневартовского свода) // Бурение и нефть. 2014. №7-8. С.28-32.

139. Яртиева А.Ф. Применение горизонтальных скважин на нефтяных месторождениях Татарстана / Р.Т.Фазлыев, Л.М.Миронова. – М.: ВНИИОЭНГ, 2008. – 156 с.

140. Яруллин Р.К. Первый опыт геофизических исследований протяженных горизонтальных скважин при байпасировании электроцентробежных насосов /

А.С.Валиуллин, М.С.Валиуллин, И.Н.Тихонов и др. // Нефтяное хозяйство, 2015. №1. С.62-65.

141. Babu D.K., Odeh A.S. Productivity of horizontal wells // SPE 18298. – 1989. – V.4. – N 4. – P.417-421.

142. Renard G., Dupuy J.M. Formation damage effects on horizontal-well flow efficiency // SPE 19414. – 1991. – V.43. – N 7. – P.767-869.

143. Joshi S.D. Augmentation of well productivity with slant and horizontal wells // SPE 15375. – 1988. – V.40. – N 6. – P.729-739.

144. Soliman M., Rose B., El Rabaa W., Hunt J. L. Planning hydraulically fractured horizontal completions//World Oil. — 1989, IX. — Vol. 209, N 3. P. 54-58.

145. Suprunowicz R., Butler R.M. The productivity and optimum pattern shape for horizontal wells arranged in staggered rectangular arrays // Journal of Canadian petroleum technology. – 1992. – V.31. – N 6. – P.41-46.