

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки Нефтегазовое дело
 Отделение нефтегазового дела

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
«АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДОВ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ПРИТОКА ЖИДКОСТИ НА СЕВЕРО-ПОКАЧЕВСКОМ НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТЮМЕНСКАЯ ОБЛАСТЬ)».

УДК 622.276.66(571.12)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ7Э	Субботин Георгий Викторович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОНД	Арбузов В.Н.	к. ф-м. н..		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОНД	Романюк В.Б.	к. э. н., доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент	Черемискина М.С.			

Консультант-лингвист

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОИЯ	Уткина А.Н.	к. филос. н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Отделение «Нефтегазовое дело»	Зятиков П.Н.	Доктор т.н., профессор		

Томск – 2019 г

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

№	Результат обучения
1	2
P1	Применять естественнонаучные, математические, гуманитарные, экономические, инженерные, технические и глубокие профессиональные знания в области современных нефтегазовых технологий для решения прикладных междисциплинарных задач и инженерных проблем, соответствующих профилю подготовки
P2	Планировать и проводить аналитические и экспериментальные исследования использованием новейших достижений науки и техники, уметь критически оценивать результаты и делать выводы, полученные в сложных и неопределенных условиях; использовать принципы изобретательства, правовые основы в области интеллектуальной собственности
P3	Проявлять профессиональную осведомленность о передовых знаниях и открытиях в области нефтегазовых технологий с учетом передового отечественного и зарубежного опыта; использовать инновационный подход при разработке новых идей и методов проектирования объектов нефтегазового комплекса для решения инженерных задач развития нефтегазовых технологий модернизации и усовершенствования нефтегазового производства
P4	Выбирать оптимальные решения в многофакторных ситуациях, владеть методами и средствами технического моделирования производственных процессов и объектов нефтегазовой отрасли; управлять технологическими процессами, обслуживать оборудование, использовать любой имеющийся арсенал технических средств, обеспечивать высокую эффективность при разработке нефтегазовых объектов
P5	Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности; активно владеть иностранным языком на уровне, позволяющем работать в интернациональной среде, разрабатывать документацию и защищать результаты инженерной деятельности
P6	Работать эффективно в качестве члена и руководителя команды, умение формировать задания и оперативные планы всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, нести ответственность за результаты работы; координировать работу групп по извлечению и совершенствованию добычи нефти, газа и газового конденсата, передавать знания через наставничество и консультирование
P7	Внедрять, эксплуатировать и обслуживать современные машины и механизмы для реализации технологических процессов нефтегазовой области, обеспечивать их высокую эффективность, соблюдать правила охраны здоровья и безопасности труда, выполнять требования по защите окружающей среды
<i>Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений</i>	
P11	Контролировать выполнение требований регламентов для обеспечения добычи нефти, газа и газового конденсата и повышение интенсификации скважинной продукции
P12	Совершенствовать, разрабатывать мероприятия и/или подготавливать добыче нефти, газа и газового конденсата на основе производственного менеджмента и планирования работ в сфере нефтегазодобычи
P13	Корректировать программы работ по добыче нефти, газа и газового конденсата, выбирать и принимать решения в нестандартных ситуациях, опираясь на государственные стандарты в области нефтегазодобычи

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки Нефтегазовое дело
 Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП
 _____ Зятиков П.Н.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

магистерской диссертации

(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ7Э	Субботин Георгий Викторович

Тема работы:

«АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДОВ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ПРИТОКА ЖИДКОСТИ НА СЕВЕРО-ПОКАЧЕВСКОМ НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТЮМЕНСКАЯ ОБЛАСТЬ)».	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	01.03.2019 №1643/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	27.05.2019
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Пакет геологической и геофизической информации по Северо-Покачевскому месторождению, тексты и графические материалы отчетов и научно – исследовательских работ, фондовая и периодическая литература.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	<ol style="list-style-type: none"> 1. Обзор современных методов интенсификации притока жидкости к скважине в западной сибери. 2. Теоретические представления о гидродинамике пласта с трещинами гидроразрыва. 3. Общие сведения о Северо-Покачевском нефтяном месторождении. 4. Анализ состояния разработки Северо-

	Покачевского месторождения. 5. Анализ эффективности применения ГРП для интенсификации притока жидкости на Северо-Покачевском месторождении. 6. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение 7. Социальная ответственность
Перечень графического материала	
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Романюк В.Б.
Социальная ответственность	Черемискина М.С.
Раздел на иностранном языке	Уткина А.Н.
Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	17.03.2018

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент каф. ГРHM	Арбузов В.Н.	к.ф.-м.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ7Э	Субботин Георгий Викторович		

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки Нефтегазовое дело
 Уровень образования: Магистратура
 Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения: весенний семестр 2018/2019 учебного года

Форма представления работы:

Магистерская диссертация

**КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы**

Срок сдачи студентом выполненной работы	27.05.2019
---	------------

Дата контроля	Название раздела	Максимальный балл раздела
17.11.18	Обзор литературы по теме диссертации	15
20.11.18	Аналитический обзор по проблемному вопросу	10
09.03.19	Описание объекта и методов исследования	30
17.03.19	Техника и технология при проведении ГРП	10
30.04.19	Результаты и их обсуждение	15
12.04.19	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	10
20.04.19	Социальная ответственность	10
15.05.19	Оформление выпускной квалификационной работы	10

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Арбузов В.Н.	к.ф.-м.н.		

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Отделение «Нефтегазовое дело»	Зятиков Павел Николаевич	д.т.н, профессор.		

РЕФЕРАТ

Актуальность работы. На месторождениях Западной Сибири для поддержания достигнутых уровней добычи нефти ведется активный поиск и освоение эффективных технологий интенсификации добычи и повышения нефтеотдачи пластов. Одним из признанных направлений решения этой проблемы является технология гидроразрыва пласта, широко внедряемая в практику большинством добывающих предприятий.

На Северо-Покачевском нефтяном месторождении метод ГРП является основным методом, как для интенсификации притока и приемистости, так и основным в качестве метода повышения коэффициента нефтеизвлечения.

Для повышения эффективности применения ГРП, которая в первую очередь зависит от обоснованности выбора объектов для применения метода, а также от правильности определения технологических параметров проведения работ, необходимо совершенствование метода ГРП путем внедрения его различных технологий, применительно к конкретным геолого-физическим условиям Северо-Покачевского нефтяного месторождения, а также создание четкой методики прогнозирования дебитов и других параметров после проведения ГРП.

Цель исследования. В работе приведен анализ эффективности применения методов интенсификации притока жидкости на залежах Северо-Покачевского месторождения.

Для увеличения уровня добычи на Северо-Покачевском нефтяном месторождении разработаны предложения по дальнейшему применению метода гидроразрыва пласта, а также рассмотрены методики подсчета параметров разработки после ГРП.

Задачи исследования. По ходу работы решались следующие задачи исследования:

- обзор современных методов интенсификации притока, применяемых в Западной Сибири;
- рассмотрение теоретических представлений о гидродинамике

пласта с трещинами гидроразрыва, методики подсчета дебита скважины после ГРП и дизайна гидроразрыва;

- анализ состояния разработки Северо-Покачевского месторождения;

- систематизация результатов применения методов интенсификации притока на месторождении за рассматриваемый период;

- проведение анализа эффективности применения ГРП на скважинах месторождения;

- разработка предложений по дальнейшему применению технологии ГРП на залежах месторождения.

ОСНОВНЫЕ СОКРАЩЕНИЯ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ

МУН – методы увеличения нефтеотдачи

КИН – коэффициент извлечения нефти

ОПЗ – обработка призабойной зоны

ГРП – гидравлический разрыв пласта

ОПР – опытно-промышленные работы

ЛГРП – локальный гидроразрыв пласта

ПЗП – призабойная зона пласта

ИП – индекс продуктивности

ЛУ – лицензионный участок

ВНФ – водонефтяной фактор

ГТМ – геолого-технические мероприятия

НИЗ – начальные извлекаемые запасы

ТИЗ – текущие извлекаемые запасы

ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства

ГС – горизонтальные скважины

БВГС – бурение боковых стволов с горизонтальным окончанием

ФХМУН – физико-химические методы увеличения нефтеотдачи

БГРП – большеобъемный гидроразрыв пласта

ППД – поддержание пластового давления

МФП – модификаторы фазовых проницаемостей

Базовой добычей нефти называется распределенный по времени объем нефти, который будет добыт в будущем при условии, что с настоящего момента не будут выполняться какие-либо ГТМ.

Проппант – гранулообразный материал, предназначенный для интенсификации добычи нефти способом гидравлического разрыва пласта.

Оглавление

Введение.....	11
1. Обзор современных методов интенсификации притока жидкости к скважине в западной Сибири.....	12
2. Теоретические представления о гидродинамики пласта с трещинами гидроразрыва.....	22
2.1. Расчетная методика определения дебита скважины после проведения ГРП.....	26
2.1.1. Описание методики.....	26
2.1.2. Исходные данные и результаты расчета.....	27
2.1.3. Модификация расчетной методики для условий многофазной фильтрации в случае локального ГРП.....	28
2.2. Дизайн ГРП.....	29
2.2.1. Индекс продуктивности.....	30
2.2.2. Система скважина-трещина-пласт.....	32
2.2.3. Число проппанта.....	33
2.2.4. Оптимальная проводимость трещины.....	35
2.2.5. Логика дизайна.....	37
3. Общие сведения о Северо-Покачевском нефтяном месторождении.....	40
4. Анализ состояния разработки Северо-Покачевского месторождения.....	42
4.1. Основные проектные решения по разработке месторождения.....	42
4.2. Текущее состояние разработки Северо-Покачевского месторождения.....	47
4.3. Структура фонда скважин и показатели их эксплуатации.....	54
4.3.1. Анализ работы действующего фонда скважин.....	54
4.3.2. Анализ неработающего фонда скважин.....	56
4.4. Геолого-технические мероприятия.....	57
5. Анализ эффективности применения ГРП для интенсификации притока жидкости на Северо-Покачевском месторождении.....	63
5.1. Результаты применения ГРП.....	63
5.2. Предложения по продолжению проведения ГРП.....	85
6. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение..	89
7. Социальная ответственность.....	98
Заключение.....	109

Список используемых источников.....	111
Приложение А - A review on hydraulic fracturing of unconventional reservoir.....	113

ВВЕДЕНИЕ

Рост добычи нефти происходит за счет широкого применения методов интенсификации и повышения нефтеотдачи пластов, после чего добывается до 20 % общей добычи нефти по Ханты-Мансийскому округу, в котором залегают основные запасы Западно-Сибирской нефти.

Гидроразрыв пласта является одной из наиболее популярных технологий как для интенсификации добычи нефти, так и для увеличения нефтеотдачи пластов.

С 2008 года на объекте ЮВ₁ Северо-Покачевского месторождения ведутся работы по гидроразрыву пласта. Для данного месторождения, характеризующегося низкопроницаемыми коллекторами, ГРП является неотъемлемой частью и используется уже на этапе освоения скважин из бурения, как метод вскрытия пласта.

Выбор объекта эффективного применения ГРП зависит от многих факторов, поэтому одной из актуальных задач является разработка критериев выбора объектов применения ГРП и конкретно той или иной технологии метода, и предварительная оценка потенциальной эффективности.

В выпускной квалификационной работе приведен анализ эффективности применения методов интенсификации притока жидкости на залежах месторождения, а так же разработаны предложения по применению метода ГРП и различных его технологий на ближайший период разработки.

1. ОБЗОР СОВРЕМЕННЫХ МЕТОДОВ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ПРИТОКА ЖИДКОСТИ К СКВАЖИНЕ В ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Проблема увеличения нефтеизвлечения в России стоит особенно остро: за последние 25 – 30 лет в стране наблюдается тенденция к медленному снижению средневзвешенной проектной величины коэффициента нефтеизвлечения со стабилизацией на уровне 34 — 36% .

Следует отметить, что разделение способов разработки на первичные, вторичные и третичные было введено в США. В целях увеличения экономической эффективности разработки месторождений, для этих целей весь срок разработки был разбит на три этапа. Первый этап подразумевает максимально использовать естественную энергию месторождения (упругая энергия, энергия растворенного газа, законтурных вод, газовой шапки, потенциальная энергия гравитационных сил). Такие способы разработки были названы первичными. На следующем этапе реализуются вторичные методы поддержания пластового давления путем закачки воды и газа. А на третьем этапе для повышения эффективности разработки месторождений применяются третичные МУН. Под этим термином «МУН» подразумеваются именно технологии, связанные с тепловым, газовым, химическим, микробиологическим воздействием на пласты.

Метод воздействия на пласт, а именно ГРП в наше время обеспечивает более 40 % дополнительной добычи нефти. Процент других методов увеличения нефтеотдачи и интенсификации притоков – гидродинамических, физико-химических – также приходится до 40 % дополнительной добычи нефти. Бурение горизонтальных скважин и зарезка вторых стволов обеспечивают до 3 %, на долю прочих технологий приходится 17 % дополнительной добычи нефти (рисунок 1.1). [2]

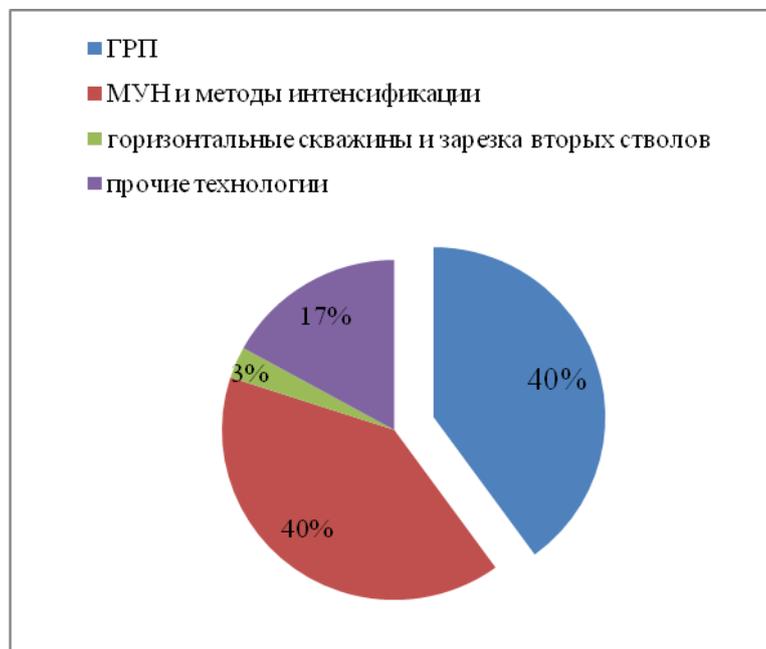


Рисунок 1.1. Дополнительная добыча нефти за счет применения методов воздействия на пласт

Как видно, что ГРП является основным методом по интенсификации добычи нефти и газа в Западной Сибири и качество ГРП непрерывно растет.

Гидравлическим разрывом называется процесс, при котором давление жидкости воздействует непосредственно на породу пласта вплоть до ее разрушения и возникновения трещины. Продолжающееся воздействие давления жидкости расширяет трещину вглубь от точки разрыва. В закачиваемую жидкость добавляется расклинивающий материал: песок, проппант различного состава и диаметра или агломерированный боксит.

Проведение гидроразрыва пласта преследует две главные цели:

1) повысить продуктивность пласта путем увеличения эффективного радиуса дренирования скважины (в пластах с относительно низкой проницаемостью гидроразрыв - лучший способ повышения продуктивности);

2) создать канал притока в пристволенной зоне нарушенной проницаемости.

В настоящее время существует несколько разновидностей применяемых технологий ГРП (таблица 1.1).

На сегодняшний день ГРП является наиболее лучшим способом интенсификации добычи с экономической точки зрения по ключевым

показателям "цена-качество-окупаемость". Цель проведения ГРП повышения дебита добывающих и приемистость нагнетательных скважин. Уже сейчас, в Ханты-Мансийском автономном округе ГРП обеспечивает до 40% дополнительной добычи нефти от применения всего спектра методов интенсификации и повышения нефтеотдачи. В ХМАО ежегодно выполняется порядка 1 тысячи ГРП, а всего уже выполнено свыше 9 тысяч гидроразрывов [4]

Таблица 1.1 – Перечень применяемых технологий ГРП и их краткое описание

	Наименование технологии	Краткое описание операций	Область применения
1	Стандартный ГРП	Нагнетание в пласт геля с увеличивающимся во времени расходом до разрыва пласта, развитие трещины при постоянном режиме нагнетания геля (2 - 5 м ³ /мин), заполнение трещины проппантом при повышении во времени его концентрации в геле (до 1500кг/м ³) общей массой до 30 т.	Продуктивные пласты толщиной до 15 м с проницаемостью более 40 мД и малой расчлененностью с экранами большой (более 10 м) толщины; фронт вытеснения не ближе половины расстояния между скважинами.
2	Повторный ГРП	Применяется наиболее соответствующая объекту технология ГРП	Скважины, в которых целесообразна корректировка геометрических размеров и проводимости ранее созданных трещин
3	Объёмный ГРП	Стандартный ГРП с расходом проппанта от 30 до 60 т; выполняется с предварительной дополнительной перфорацией и кислотным ОПЗ.	Продуктивные пласты толщиной более 10 м с проницаемостью не более 40 мД и большой расчлененностью (толщина глинистых пропластков не более 3 м) с экранами большой (более 10 м) толщины; фронт вытеснения не ближе половины расстояния между скважинами.
4	Многообъёмный ГРП	Стандартный ГРП с большим расходом проппанта (свыше 60 т); выполняется с предварительной дополнительной перфорацией и кислотным ОПЗ.	Продуктивные пласты толщиной более 10 м с проницаемостью не более 40 мД и большой расчлененностью (толщина глинистых пропластков не более 3 м) с экранами большой (более 10 м) толщины; фронт вытеснения не ближе половины расстояния между скважинами.

Продолжение таблицы 1.1

5	Многоэтапный ГРП	Последовательное проведение ГРП в пределах подготовленных интервалов пласта. Подготовкой предусматривается временная изоляция всех интервалов пласта (установка пакера, присыпка и т.д.), кроме обрабатываемого.	Продуктивные пласты большой мощности (более 20м) с глинистыми прослоями толщиной более 4 м
6	Селективный ГРП	Стандартный ГРП с инициацией начала разрыва (дополнительная перфорация, ОПЗ, временная изоляция не обрабатываемых интервалов) и развития трещины в пределах заданного интервала пласта.	Продуктивные пласты с высокими расчлененностью (глинистые прослои толщиной до 3 м) и неоднородностью ФЕС и нефтенасыщенности.
7	Экраноустанавливающий ГРП (J-Frac)	Стандартный ГРП с дополнительной закачкой оторочки изолирующего материала перед стадией закрепления трещины пропантом.	Продуктивные пласты с малой толщиной экранов (менее 3 м), отделяющих от водоносных пластов.
8	Кислотный ГРП	Стандартный ГРП с дополнительной закачкой оторочки концентрированной кислоты перед стадией закрепления трещины.	Карбонатный коллектор
9	ГРП с технологической остановкой	Стандартный ГРП с кратковременной остановкой подачи жидкости разрыва (геля) на стадии развития трещины с последующим ее заполнением пропантом.	Продуктивные пласты толщиной более 20 м с проницаемостью более 40 мД и большой расчлененностью с экранами большой (более 10 м) толщины; фронт вытеснения не ближе половины расстояния между скважинами.
10	TSO (Tip Screen Out) метод концевой экранирования	Стандартный ГРП с подачей на ранней стадии развития трещины пропанта для создания в трещине «песчанной пробки» ограничивающей ее развитие в длину. В дальнейшем режим подачи пропанта выбирается таким образом, чтобы обеспечить намыв пропанта с максимальными концентрациями (до 1500кг/м ³) от интервала перфорации до «песчанной пробки»	Продуктивные пласты большой проницаемости (более 100 мД) с толщиной более 15 м и большой расчлененностью с экранами большой (более 10 м) толщины; фронт вытеснения ближе половины расстояния между скважинами.
11	ГРП в ГС или БС	Применяется наиболее соответствующая объекту технология ГРП с увеличенными объемами технологической жидкости на стадиях развития трещины и продавки	Скважины с пологим или горизонтальным окончанием, а также боковые стволы скважин с пологим или горизонтальным окончанием.

В наше время нефтедобывающие компании, проводя ГТМ, в основном ограничиваются стандартными технологиями ГРП с применением гелированного водного раствора на полимерной основе. Эти растворы, как и жидкости глушения, а также буровые растворы вызывают повреждение пласта и самой трещины, в следствии чего снижается остаточная проводимость трещин, и добыча нефти в целом.

Из технологий, применяемых для решения данной проблемы, выделяют технологии с использованием смеси жидкости и газа:

- вспененные (например, азотированные) жидкости с содержанием газа менее 52 % общего объема смеси;
- пенные ГРП – более 52 % газа.

Пенный ГРП, как и обычный, влияет на создание трещины в пласте, высокая проводимость которой обеспечивает приток углеводородов к скважине. Однако при данном ГРП за счет замены (в среднем 60 % объема) части гелированного водного раствора на сжатый газ (азот или углекислый газ) значительно повышается проницаемость и проводимость трещин, и, как следствие, степень повреждения пласта минимальна.

Рассмотрев имеющиеся на российском рынке технологии и результаты их внедрения, специалисты ООО «Газпромнефть-Хантос» выбрали пенный ГРП и предложили компании Schlumberger провести опытно-промышленные работы. По их результатам была дана оценка эффективности пенного ГРП на Южно-Приобском месторождении (рисунок 1.2). [5]

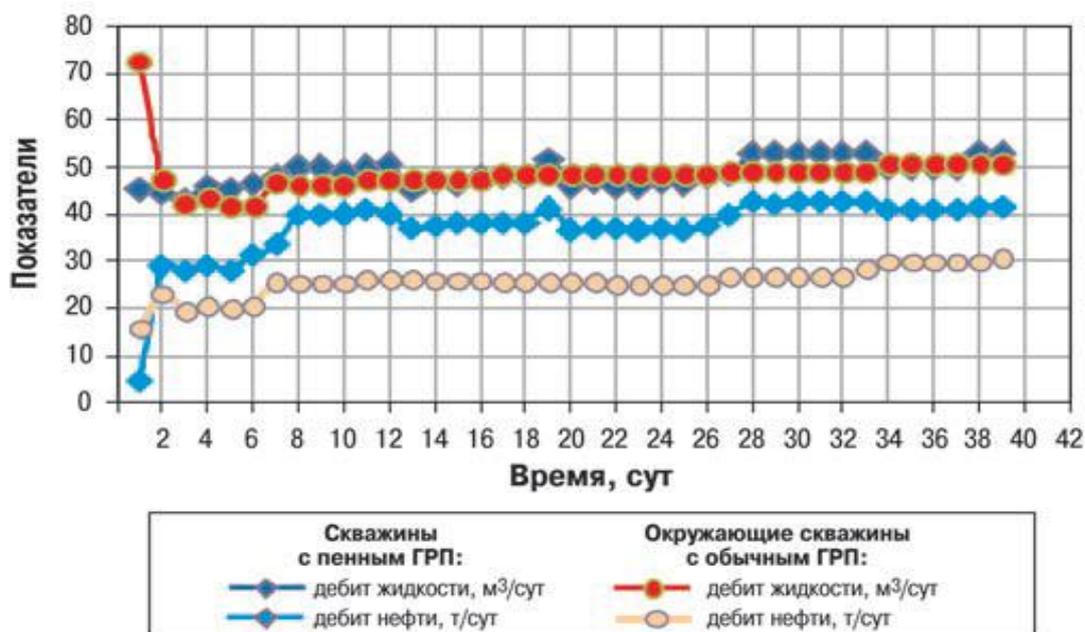


Рисунок 1.2. Сравнение средних пусковых показателей эксплуатации скважин с пенным и обычным ГРП (Южно-Приобское месторождение)

Более дешевый метод ЛГРП является то, что:

- разрыв подвергается не только традиционным по мощности продуктивным пластам, но и их маломощным представителям с остаточной нефтенасыщенностью в виде целиков и защемленных участков;
- протяженность создаваемых «техногенных» трещин составляет не более 30 м, и они строго локализованы по разрезу скважин;
- для создания подобных трещин требуются меньшие величины давлений разрыва, объемов жидкостей разрыва и буфера, а также проппанта.

С целью интенсификации нефтеизвлечения из продуктивных пластов в нефтяных компаниях на территории Западной Сибири, кроме ГРП и ЛГРП, наиболее часто применяются такие методы воздействия, как кислотные ОПЗ, бурение боковых стволов скважин (зарезка вторых стволов) и бурение горизонтальных скважин.

Классическим видом ОПЗ являются кислотные обработки: солянокислотные и глинокислотные. Эффективность кислотных обработок в значительной степени зависит от глубины проникновения кислоты в пласт, полноты растворения в кислоте продуктов, засоряющих призабойную зону, и

охвата пласта воздействием кислотного раствора. Поэтому используют различные технологии ОПЗ, имеющие различный характер и направленность воздействия на пласт.

Для повышения охвата пласта кислотным воздействием применяют специальные методы воздействия на пласт:

- комплексную кислотную обработку, включающую закачку кислотного состава и органического растворителя;
- направленную кислотную обработку с применением обратных эмульсий;
- изоляцию наиболее проницаемых интервалов.

Большое распространение для интенсификации добычи нефти завоевал метод направленных кислотных обработок. Суть метода приходится в последовательной закачке в пласт обратной высоковязкой эмульсии или полимерного геля и кислоты. В результате промысловых испытаний метод направленных кислотных обработок на месторождениях Западной Сибири показал, что продуктивность скважин увеличивается в 1.7-4.8 раза при сохранении или снижении обводненности добываемой продукции. [4]

Цель кислотной разработки способность различных кислот и их смесей растворять минералы продуктивных пластов, а также различные взвеси, шлам, утяжелитель, отлагающиеся и загрязняющие ПЗП, а также снижать ее проницаемость. Кислотные обработки уменьшают скин-эффект и повышают производительность скважины. Обычно обработки следует совершать периодически - ежемесячно, ежеквартально, раз в полгода и так далее, в зависимости от того, насколько быстро мехпримеси накапливаются в призабойной зоне пласта. В этой области разработано множество технологий и специальных реагентов, позволяющих вести обработку качественно и добиваться высокой эффективности, среди которых: самоотклоняющиеся кислотные системы, специальные добавки для снижения обводненности продукции, растворители буровых растворов и так далее.[4]

С каждым годом количество вводимых в эксплуатацию в России горизонтальных скважин неуклонно растет и в 2015 г. достигло около 400 ед. Годовая добыча по вновь введенным в 2015 г. горизонтальным скважинам составила больше 4 млн тонн нефти.



Рисунок 1.3. Ввод горизонтальных скважин по годам в России

Цель бурения горизонтальных добывающих скважин является увеличение контакта с пластом и коэффициента продуктивности скважин. [3]

Результаты бурения горизонтальных скважин группы «РуссНефть» в Западной Сибири, построенных в течение 8 месяцев 2016 года, значительно превысили среднесуточные дебиты новых пробуренных скважин предприятий холдинга.

Горизонтальное бурение было применено в 2016 году и на Рославльском месторождении, где средний дебит по нефтепромыслу составляет 81 тонну в сутки. Суточный дебит скважин № 102 и № 103, пробуренных на месторождении, составил 246 тонн и 637 тонны в сутки, соответственно.

В 2010 году в ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» были пробурены первые 2 горизонтальные скважины, к концу 2016 года количество таких скважин достигло 224, добыча нефти за период составила более 2 млн. тонн.

[7]

Следует отметить еще один эффективный метод интенсификации

притока является бурение боковых стволов скважин (зарезка вторых стволов).

Вовлечение в разработку остаточных запасов нефти боковыми стволами достигается за счет двух факторов. Первым из них является отбор нефти из пропластков в обводненных зонах пластов именно боковыми стволами, пробуренными в этих зонах. Вторым фактором является увеличения охвата пласта. В газонефтяных месторождениях вместе с указанными механизмами воздействия на остаточные запасы нефти боковыми стволами отбирается также часть невыработанных запасов в области контактов: водонефтяного и газонефтяного. [3]

Объем бурения боковых стволов в России за последнее время конкретно вырос, и число пробуренных боковых стволов за 2015 г. оценивается в 940 – 960 ед. Дополнительная добыча за счет боковых стволов, завершенных бурением в 2015 г., в целом по стране оценивается на уровне 4 млн тонн.

На месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» с 2010 года проводится работа по строительству вторых стволов из ранее пробуренных скважин. По этой технологии было восстановлено 562 скважины, добыча нефти из них к 2018 году составила более 3 млн. тонн. [7]

2. ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ПРЕДСТАВЛЕНИЯ О ГИДРОДИНАМИКЕ ПЛАСТА С ТРЕЩИНАМИ ГИДРОРАЗРЫВА

Суть технологии применения ГРП в основном подразумевает знание механизма возникновения и распространения трещин, что позволяет создать геометрию трещин и оптимизировать её параметры. Со стороны

математического моделирование, процесс трещинообразования берет исток из фундаментальных законах теории упругости, фильтрации, термодинамики и прочих законах. Среди различных моделей распространения трещин ГРП можно выделить две основные модели: модель 1 (С. А. Христианович, Ю. И. Желтов, Г. И. Баренблатт) и модель 2 (Т. К. Perkins, L. R. Kern, Nordgren). В обеих моделях высота вертикальной трещины постоянна, но в модели 1 вертикальное поперечное сечение трещины – прямоугольник, а в модели 2 – эллипс. Горизонтальное сечение вертикальной трещины в модели 1 – эллипс с заострениями на концах трещины, а в модели 2 – эллипс. Вертикальные продольные сечения трещин в обеих моделях – прямоугольники. Вертикальное поперечное сечение горизонтальной круговой в плане трещины ГРП в модели 2 является эллиптическим, а в модели 1 – эллиптическим с заострениями на противоположных концах. Различия в моделях приводят к различию в поведении давления в трещине и других параметров процесса ГРП. Обе модели опираются на линейную теорию трещин в упругом теле. В настоящее время на промысле распространение получили псевдотрехмерные модели, представляющие собой совокупность двух известных двумерных моделей, описывающих рост трещины и течение жидкости в ней в двух взаимно перпендикулярных направлениях.

В настоящее время разрабатывается технология комплексного подхода к проектированию ГРП, который основан на учете многих факторов, таких как проводимость пласта, система расстановки скважин, механика трещины, характеристики жидкости разрыва и проппанта, технологические и экономические ограничения. Распространение такого подхода привело к тому, что наряду с моделями трещинообразования возникла необходимость создания моделей фильтрации в системе скважин с трещинами гидроразрыва.

Эффективность ГРП для одиночной скважины определяется увеличением её производительности и длительностью этого эффекта. Установившийся дебит жидкости после ГРП определяется по формуле:

$$Q = Q_0 \frac{\ln R / r_w}{\ln R / r_e}; \quad Q_0 = \frac{2\pi k_1 h}{\mu} \frac{p - p_w}{\ln R / r_w} \quad (2.1)$$

Здесь Q_0 - дебит скважины без трещины, k_1 - проницаемость пласта, h - его толщина, μ - вязкость жидкости, R и r_w - радиусы условного контура питания и скважины соответственно, r_e - эффективный радиус скважины с трещиной ГРП, p и p_w - значения давления на контуре питания и на забое скважины. Предполагается, что трещина симметрична относительно оси скважины.

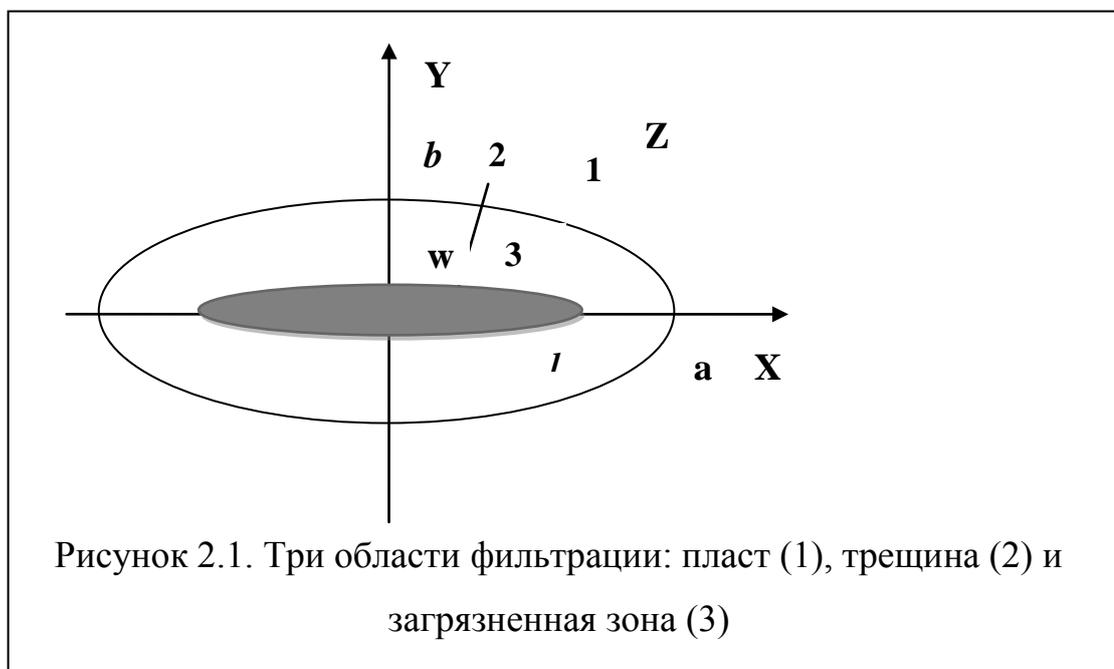
Для оценки влияния загрязнения призабойной зоны скважины или области, окружающей трещину, рассмотрена ситуация, когда эллиптическая трещина окружена конфокальной областью пониженной проницаемости. Предполагается, что пласт имеет постоянную толщину h и проницаемость k_1 . Включение, моделирующее трещину гидроразрыва, характеризуется проницаемостью k_2 и полуосями l и w , соответствующими полудлине и полуширине трещины. Область, заключенная между эллипсами и моделирующая загрязненную зону, имеет проницаемость $k_3 < k_1$. Размеры этой области определяются полуосями a и b . Скважина имитируется точечным источником (стоком) интенсивности Q , расположенном в центре конфокальных эллипсов с фокусным расстоянием f : $a^2 - b^2 = l^2 - w^2 = f^2$ (рисунок 2.1). В рамках модели стационарной линейной фильтрации вычислено значение эффективного радиуса скважины после ГРП:

$$\ln r_e = \frac{1 + \lambda_1}{1 - \lambda_1} \left\{ (1 - \lambda_2) \ln r_w - \frac{2\lambda_1}{1 + \lambda_1} \ln \frac{f}{2p} + \lambda_2 \ln \frac{f}{2} + (1 - \lambda_2) \sum_{n=1}^{\infty} \frac{[\lambda_1 p^{\Delta n} - q^{\Delta n} \lambda_2 + p^{\Delta n} \lambda_1 (1 - q^{-\Delta n} \lambda_2)]}{n [1 - q^{\Delta n} \lambda_2 + p^{\Delta n} \lambda_1 (1 - q^{-\Delta n} \lambda_2)]} \right\}$$

$$\lambda_1 = \frac{k_1 - k_2}{k_1 + k_2}; \quad \lambda_2 = \frac{k_2 - k_3}{k_2 + k_3}; \quad q = \sqrt{\frac{\ell - w}{\ell + w}}; \quad p = \sqrt{\frac{a - b}{a + b}} \quad (2.2)$$

Если загрязненная зона отсутствует, то $\lambda_1 = 0$.

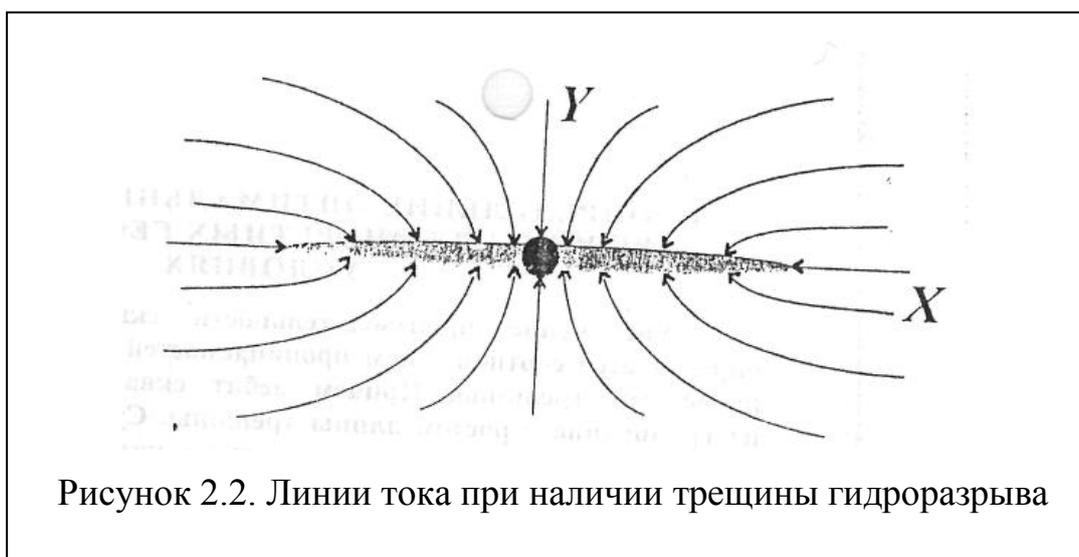
Исследования показали, что влияние параметров загрязненной зоны на величину дебита наиболее существенно до гидроразрыва и в случае коротких трещин (обычно до 10-20 м), а также в высокопроницаемых пластах ($k_I \sim 10^{-1}$ мкм²). Во многих реальных ситуациях наличие вокруг эллиптической трещины конфокальной загрязнённой зоны лишь незначительно влияет на величину дебита. Создание трещины гидроразрыва с определенной длиной и проводимостью позволяет не только восстановить, но и увеличить производительность скважины, доведя её до значения, сопоставимого с соответствующим показателем после ГРП в скважинах без загрязненной зоны.



Эффективность ГРП в обводненных скважинах или добывающих скважинах, расположенных вблизи от текущего фронта вытеснения, связана с анализом сложных фильтрационных процессов многофазной фильтрации в окрестности скважины и трещины. В результате ГРП и появления в пласте высокопроводящей трещины происходит перераспределение фильтрационных потоков. Если до ГРП течения в окрестности скважины близка к радиальной, то есть линии тока, вдоль которых происходит движение частиц жидкости, направлены к скважине и являются прямыми, то

с появлением трещины они искривляются и принимают вид, схематически показанный на рисунке 2.2. Поэтому после ГРП в зависимости от положения и направления трещины изменяется картина течения нефти и воды, при этом обводненность добываемой продукции может резко возрасти или снизиться.

Высшая эффективность ГРП может быть достигнута при проектировании его применения как члена системы разработки с учетом системы размещения скважин и оценкой их взаимовлияния при различных вариантах проведения ГРП в добывающих и нагнетательных скважинах.



В общем случае анализ сложных течений в системе скважин с трещинами гидроразрыва возможен только на основе численного моделирования, позволяющего учесть конкретные особенности строения пласта, свойства жидкостей, расстановку скважин, направление трещин и так далее.

2.1. Расчетная методика определения дебита скважины после проведения ГРП

2.1.1. Описание методики

Методика, предназначенная для определения установившегося дебита после проведения ГРП. Производится экспресс оценка дебита на основе данных геолого-физических характеристик пласта и фильтрующихся жидкостей и параметрах созданной трещины. Дебит рассчитывается по формуле (2.1), где r_e – эффективный радиус скважины с трещиной гидроразрыва, величина которого определяется выражением (2.2) и зависит от длины и раскрытия трещины, проницаемости пласта и проппанта, заполняющего трещину. В целях упрощения методики скин-эффект не учитывается и предполагается, что $\lambda_I=0$. Значения R и p задаются, исходя из граничных условий, системы разработки, расстояния между скважинами и так далее.

В некоторых случаях бывает достаточно оценить лишь кратность увеличения дебита в результате гидроразрыва, то есть величину

$$\frac{Q}{Q_0} = \frac{\ln R / r_w}{\ln R / r_e} \quad (2.3)$$

Расчеты по формуле (2.3) требуют меньшего объема исходной информации: помимо значений R и r_w , необходимы данные о размерах трещины и отношении проницаемостей пласта и трещины.

Изложенная методика расчета дебита скважины после ГРП основана на зависимостях, полученных для однородного пласта, однако в некоторых случаях может использоваться для экспресс-оценок при различных вариантах распределения неоднородности в окрестности скважины. [8]

2.1.2. Исходные данные и результаты расчета

Для определения удельного коэффициента продуктивности (приемистости) скважины после ГРП требуются следующие исходные данные:

- проницаемость пласта;
- проницаемость проппанта, заполняющего трещину, которая определяется исходя из его гранулометрического состава и напряжений в пласте;
- размеры трещины: длина и раскрытие;
- радиус условного контура питания;
- радиус скважины;
- вязкость нефти для добывающих или вязкость воды для нагнетательных скважин;
- объемный коэффициент жидкости.

Для определения дебита дополнительно требуется следующие данные:

- толщина пласта;
- значения пластового и забойного давления или депрессия.

В результате работы расчетной программы выдается следующая информация:

- приведённый (эффективный) радиус скважины после ГРП;
- кратность увеличения дебита в результате ГРП при условии, что до ГРП скин-эффект в скважине был несущественный;
- удельный коэффициент продуктивности (приемистости) после ГРП;
- дебит (расход) скважины после ГРП.

2.1.3. Модификация расчетной методики для условий многофазной фильтрации в случае локального ГРП

В случае локального ГРП с созданием трещин небольшой протяженности дебиты фаз определяются на основе осредненных насыщенностей и соответствующих фазовых проницаемостей в окрестности

скважины и трещины. Эти величины можно принять равными соответствующим значениям до ГРП.

В случае притока многофазной смеси в формулу (2.1) вводятся фазовые проницаемости:

$$Q = 2\pi h k_1 \sum_i \frac{f_i}{\mu_i} \frac{p - p_w}{\ln R / r_{ef}}; \quad i = o, w, g \quad (2.4)$$

Здесь f_i – фазовая проницаемость i -ой фазы в пласте, $i=o, w, g$ соответствует нефти, воде и газу. Эффективный радиус рассчитывается по формуле (2.2), но отношение проницаемостей пласта и трещины заменяется на отношение суммарных подвижностей, то есть параметр λ заменяется на параметр λ_f , который вычисляется следующим образом:

$$\lambda_f = \left(k_2 \sum_i \frac{s_i}{\mu_i} - k_1 \sum_i \frac{f_i}{\mu_i} \right) \left(k_2 \sum_i \frac{s_i}{\mu_i} + k_1 \sum_i \frac{f_i}{\mu_i} \right)^{-1}; \quad i = o, w, g \quad (2.5)$$

Здесь учитывается различие фазовых проницаемостей в пласте и в трещине; фазовые проницаемости в трещине s_i , как правило совпадают с соответствующими насыщенностями. [8]

Дебит каждой фазы рассчитывается по формулам:

$$Q_i = Q F_i; \quad F_i = \frac{f_i}{\mu_i} \left[\sum_i \frac{f_i}{\mu_i} \right]^{-1}; \quad i, j = o, w, g \quad (2.6)$$

2.2. Дизайн ГРП

Главная и основная цель интенсификации добычи — увеличить продуктивность скважины посредством удаления повреждения призабойной части пласта или же посредством наложения на пласт некоторой структуры с высокой проводимостью. Чаще всего применяемые методы интенсификации

включают обычный гидроразрыв, кислотную обработку матрицы карбонатных и песчаниковых коллекторов, а также кислотную обработку трещин (кислотный гидроразрыв). Можно ожидать, что любой из этих методов интенсификации должен создать некоторое увеличение индекса продуктивности, которое, в свою очередь, можно использовать для увеличения дебита или снижения депрессии на пласт.

Ключевая идея дизайна состоит в том, что размеры ГРП могут быть унифицированы, потому что они могут быть наилучшим образом охарактеризованы при помощи безразмерного числа проппанта, которое определяет теоретически оптимальные размеры трещины, при которых может быть достигнут максимальный коэффициент продуктивности или приемистости. Технические ограничения должны быть удовлетворены таким образом, чтобы отойти от теоретического оптимума лишь настолько, насколько это необходимо. При таком подходе такие трудные вопросы, как различия гидроразрыва в высоко- и низкопроницаемых пластах, течение не по закону Дарси, а также вдавливание проппанта, рассматриваются прозрачным и унифицированным образом, и инженер получает логически последовательную процедуру проектирования.

Для понимания того, как интенсификация увеличивает продуктивность, ниже приведены некоторые основные концепции добычи и разработки нефтяных и газовых месторождений.[9]

2.2.1. Индекс продуктивности

Под продуктивностью конкретной скважины подразумевается линейная связь между дебитом и движущей силой (депрессией на пласт),

$$q = J\Delta p \quad (2.7)$$

где «константа» пропорциональности J называется индексом

продуктивности. В течение срока эксплуатации скважины, она неоднократно претерпевает изменения в режиме потока, но в оценке ее работы используются две важнейшие идеализации — постоянный дебит,

$$\Delta p = \frac{\alpha_1 B q \mu}{2\pi k h} p_D \quad (2.8)$$

и постоянная депрессия на пласт,

$$q = \frac{2\pi k h \Delta p}{\alpha_1 B \mu} q_D \quad (2.9)$$

где k — проницаемость пласта, h — мощность (толщина) продуктивного пласта, B — коэффициент пластового объема, μ — вязкость флюида, α_1 — переводной коэффициент (равный 1 для когерентной системы единиц). Задается либо дебит (q), либо депрессия на пласт (Δp), и, следовательно, эта величина используется для определения безразмерных переменных. В таблице 2.1. приведены некоторые из хорошо известных решений уравнения радиальной диффузии.

Таблица 2.1 - Приток в неповрежденную вертикальную скважину

Режим притока	Δp	$p_D (\cong 1/q_D)$	
Переходный (бесконечный работающий пласт)	$p_i - p_{wf}$	$p_D = -\frac{1}{2} Ei\left(-\frac{1}{4t_D}\right)$,	где $t_D = \frac{kt}{\phi \mu c_i r_w^2}$
Стационарный	$p_e - p_{wf}$	$p_D = \ln(r_e/r_w)$	
Псевдостационарный	$\bar{p} - p_{wf}$	$p_D = \ln(0.472 r_e/r_w)$	

Из-за радиального характера течения, основная часть падения давления имеет место вблизи скважины, и любое повреждение в этой области значительно повышает падение давления. Влияние повреждения призабойной зоны пласта может быть представлено при помощи скин-фактора, s , добавляемого к безразмерному давлению в выражении для индекса продуктивности:

$$J = \frac{2\pi k h}{B \mu (p_D + s)} \quad (2.10)$$

Скин-фактор объединяет наиболее важные аспекты повреждения призабойной зоны пласта: дополнительное падение давления, вызванное этим повреждением, пропорционально дебиту.

С точки зрения дизайна гидроразрыва наиболее важным является индекс продуктивности для псевдостационарного режима течения:

$$J = \frac{q}{\bar{p} - p_{wf}} = \frac{2\pi kh}{\alpha_1 B \mu} J_D \quad (2.11)$$

где J_D называется безразмерным индексом продуктивности.

Для скважины, расположенной в центре области дренирования в форме круга, безразмерный индекс продуктивности для псевдостационарного режима притока сводится к выражению

$$J_D = \frac{1}{\ln \left[\frac{0.472 r_e}{r_w} \right] + s} \quad (2.12)$$

В случае расклиненной трещины, есть несколько способов ввести эффект от стимуляции в индекс продуктивности. Один из таких способов — это использовать концепцию псевдоскина,

$$J_D = \frac{1}{\ln \left[\frac{0.472 r_e}{r_w} \right] + s_f} \quad (2.13)$$

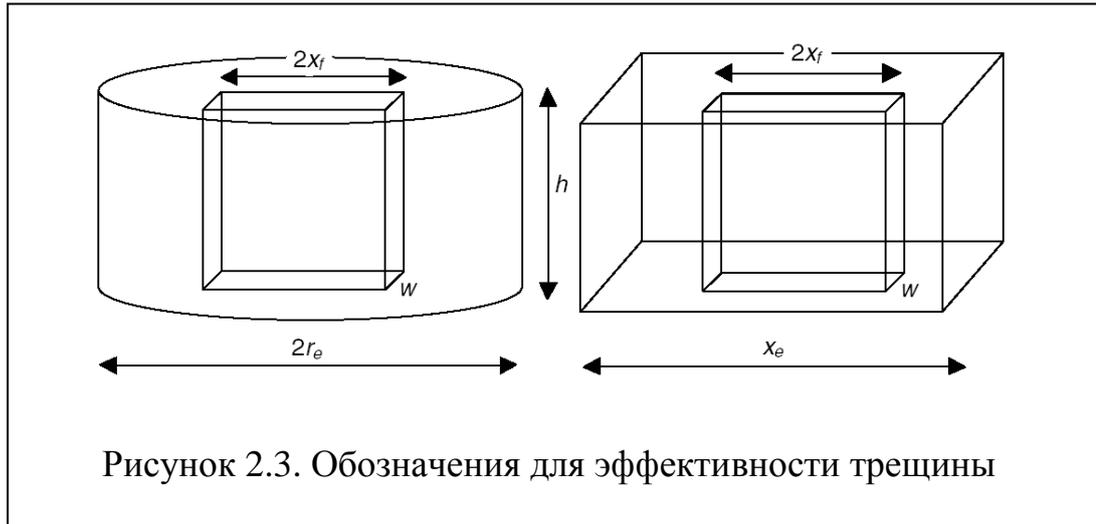
или концепцию эквивалентного радиуса скважины,

$$J_D = \frac{1}{\ln \left[\frac{0.472 r_e}{r'_w} \right]} \quad (2.14)$$

или же просто рассматривать безразмерный индекс продуктивности как функцию параметров трещины, J_D - функция геометрии области дренирования и параметров трещины.

2.2.2. Система скважина-трещина-пласт

Рассмотрим вертикальную трещину, охватывающую всю толщину продуктивного пласта мощностью h , как показано на рисунке 2.3.



Соотношение между площадью дренирования A , радиусом области дренирования r_e и длиной стороны площади дренирования x_e задается выражением

$$A = r_e^2 \pi = x_e^2 \quad (2.15)$$

Известно, что для вертикальной скважины, пересекающей вертикальную трещину, которая полностью вскрывает прямоугольный дренируемый объем от подошвы до кровли, эффективность зависит от коэффициента вскрытия в направлении x ,

$$I_x = \frac{2x_f}{x_e}, \quad (2.16)$$

а также от безразмерной проводимости трещины,

$$C_{fD} = \frac{k_f w}{k x_f}, \quad (2.17)$$

где x_f — полудлина трещины, x_e — длина стороны квадратной площади дренирования, k — проницаемость пласта, k_f — проницаемость пропантной набивки, а w — средняя (расклиненная) ширина трещины.

2.2.3. Число пропанга

Поскольку свойства пласта и пропанга, а также объем пропанга — величины фиксированные, то приходится выбирать оптимальный компромисс между шириной и длиной. Имеющийся расклиненный объем

накладывает ограничение на эти две безразмерные величины. Чтобы легко оперировать с этим ограничением, вводится безразмерное число проппанта:

$$N_{prop} = I_x^2 C_{fD} \quad (2.18)$$

Число проппанта есть комбинация двух других безразмерных параметров: коэффициента вскрытия и безразмерной проводимости трещины. Подставляя определение коэффициента вскрытия и безразмерной проводимости в уравнение 2.18, получаем

$$N_{prop} = \frac{4k_f x_f w}{kx_e^2} = \frac{4k_f x_f wh}{kx_e^2 h} = \frac{2k_f V_{prop}}{k V_{res}} \quad (2.19)$$

где N_{prop} — число проппанта, безразмерная величина; k_f — эффективная проницаемость упаковки проппанта, мД; k — проницаемость пласта, мД; V_{prop} — расклиненный объем в продуктивном пласте (два крыла, включая пустое объем пустот между зернами проппанта), фут³; и V_{res} — дренируемый объем (т.е., площадь дренирования, помноженная на толщину продуктивного пласта), фут³).

Число проппанта и безразмерный индекс продуктивности связаны с некоторыми другими показателями эффективности работы скважины, такими как функция псевдоскина по Синко-Лею и Саманиего и эквивалентный радиус скважины по Пратсу.

Согласно определению псевдоскин-фактора, безразмерный индекс продуктивности для псевдостационарного режима можно представить как

$$J_D = \frac{1}{\ln 0.472 \frac{r_e}{r_w} + s_f} \quad (2.20)$$

где s_f — псевдоскин. В обозначениях Пратса этот же индекс продуктивности описывается как

$$J_D = \frac{1}{\ln 0.472 \frac{r_e}{r'_w}} \quad (2.21)$$

где r'_w — эквивалентный радиус скважины. Пратс также использовал относительный эквивалентный радиус скважины, определяемый как r'_w / x_f .

В формальном представлении Синко-Лея индекс продуктивности описывается как

$$J_D = \frac{1}{\ln 0.472 \frac{r_e}{x_f} + f} \quad (2.22)$$

где f — функция псевдоскина относительно полудлины трещины.

В таблице 2.2. показаны связи между этими величинами.

Таблица 2.2 - Связи между различными показателями эффективности скважины

$f = s_f = \ln \left[\frac{x_f}{r_w} \right]$	$s_f = \ln \left[\frac{r_w}{r'_w} \right]$
$r'_w = r_w \exp[-s_f]$	$r'_w = r_w \exp[-f]$
$\frac{r'_w}{x_f} = \exp[-f]$	$\frac{r'_w}{x_f} = \frac{r_w}{x_f} \exp[-s_f]$

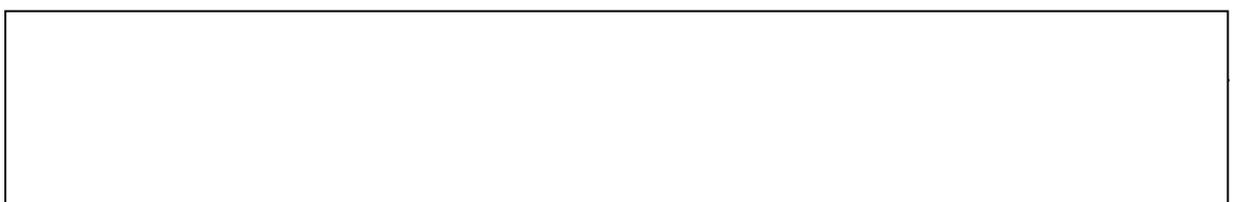
Жирная линия на рисунке 2.4. показывает f -фактор Синко-Лея как функцию безразмерной проводимости трещины.

При больших значениях C_{fD} выражение для f -фактора стремится к $\ln(2)$, что указывает на то, что приток из трещины с бесконечной проводимостью эквивалентен притоку, который в $\pi/2$ раз больше, чем приток из той же самой поверхности, свернутой в цилиндр. При вычислениях удобно использовать следующее выражение в явном виде:

$$f = \frac{1.65 - 0.328u + 0.116u^2}{1 + 0.18u + 0.064u^2 + 0.005u^3}, \text{ где } u = \ln C_{fD} \quad (2.23)$$

Поскольку относительный радиус скважины по Пратсу также может быть выражен через f -фактор (таблица 2.2), мы получаем эквивалентный результат:

$$\frac{r'_w}{x_f} = \exp \left[- \frac{1.65 - 0.328u + 0.116u^2}{1 + 0.18u + 0.064u^2 + 0.05u^3} \right], \text{ где } u = \ln C_{fD} \quad (2.24)$$



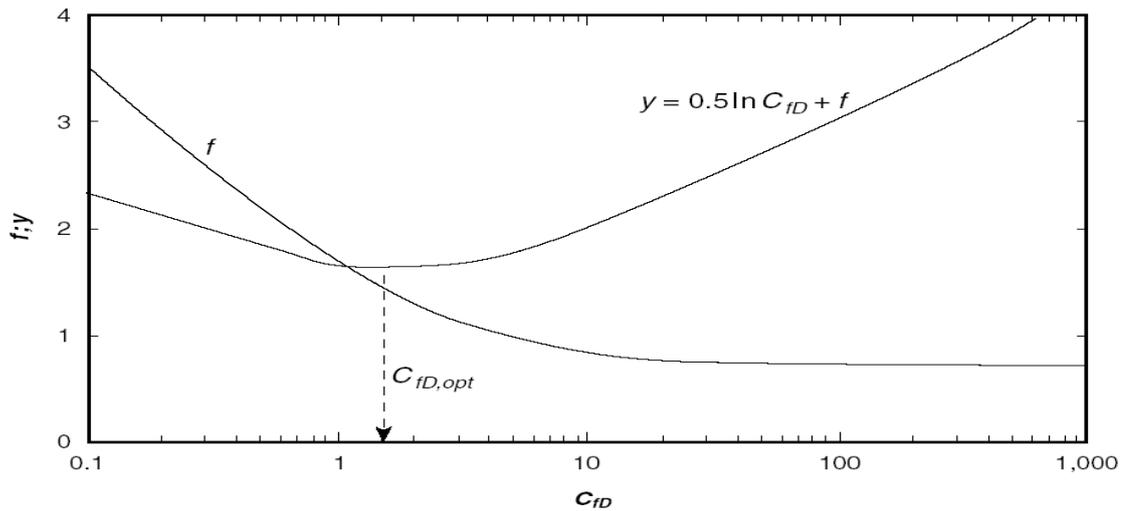


Рисунок 2.4. F-фактор и у-функция по Синко-Лею и Саманиего

2.2.4. Оптимальная проводимость трещины

Сформулируем оптимизационную задачу: Как выбрать длину и ширину, если расклиненный объем одного крыла трещины, $V_f = w \times h \times x_f$, задан в качестве ограничения, и мы хотим максимизировать ИП в псевдостационарном режиме притока, при том, что $N_{prop} < 0.1$. Принимается, что толщина пласта, радиус дренирования, а также проницаемости пласта и пропантной набивки известны, а трещина полностью вскрывает пласт по вертикали (т.е., $h_f = h$).

Если C_{fD} выбрана в качестве искомой переменной, длина выражается как

$$x_f = \left(\frac{V_f k_f}{C_{fD} h k} \right)^{1/2} \quad (2.25)$$

Подставляя уравнение 2.25 в 2.22, получаем безразмерный индекс продуктивности

$$J_D = \frac{1}{\ln 0.472 r_e + 0.5 \ln \frac{h k}{V_f k_f} + (0.5 \ln C_{fD} + f)} \quad (2.26)$$

где единственной неизвестной переменной является C_{fD} . Поскольку радиус

дренирования, толщина пласта, две проницаемости и расклиненный объем фиксированы, максимум ИП имеет место, когда величина, заключенная в скобки,

$$y = 0.5 \ln C_{fD} + f \quad (2.27)$$

достигает минимума. Эта величина также показана на рисунке 2.4. Так как приведенное выше выражение зависит только от C_{fD} , то оптимум, $C_{fD,opt} = 1.6$, является заданной константой для любого коллектора, скважины и объема проппанта.

Пласт и трещину можно рассматривать как систему, включенную последовательно. Пласт может отдавать больше флюида в трещину, если ее длина больше, но (поскольку объем фиксирован), это будет означать более узкую трещину. В узкой трещине сопротивление потоку может быть значительным. Оптимальная безразмерная проводимость трещины соответствует наилучшему компромиссу между требованиями этих двух подсистем. Оптимальная полудлина трещины может быть рассчитана из определения C_{fD} как

$$x_f = \left(\frac{V_f k_f}{1.6 h k} \right)^{1/2} \quad (2.28)$$

и следовательно, оптимальная средняя расклиненная ширина должна быть

$$w = \left(\frac{1.6 V_f k}{h k_f} \right)^{1/2} = \frac{V_f}{h x_f} \quad (2.29)$$

При этом V_f равен $V_{prop}/2$, так как это только половина расклиненного объема.

Важным следствием приведенного выше результата является то, что нет теоретической разницы между гидроразрывом низкопроницаемых и высокопроницаемых пластов. Во всех случаях имеется некоторая физически оптимальная трещина, которая должна иметь C_{fD} близкую к единице. В низкопроницаемых пластах это приводит к длинной и узкой трещине; в

высокопроницаемых пластах короткая и широкая трещина дает такую же безразмерную проводимость.

Если длина и ширина трещины выбраны в соответствии с этим оптимальным компромиссом, безразмерный индекс проводимости будет равен [9]

$$J_{D,\max} = \frac{1}{0.99 - 0.5 \ln N_{prop}} \quad (2.30)$$

2.2.5 Логика дизайна

Логика дизайна состоит в следующем. Необходимо разместить определенное количество проппанта в продуктивном пласте таким образом, чтобы реализовать максимально возможный индекс продуктивности. Ключ к нахождению правильного баланса между размером и увеличением продуктивности — это число проппанта. Поскольку V_{prop} включает только ту часть проппанта, которая достигает продуктивного пласта, и, следовательно, зависит от объемной эффективности проппанта, число проппанта невозможно просто зафиксировать во время процесса проектирования.

В унифицированном дизайне гидроразрыва задается количество проппанта, намеченного к закачке, а затем выполняются следующие действия:

1. Принимается некоторая объемная эффективность проппанта и определяется число проппанта.
2. Используя электронную таблицу для дизайна (рисунок 2.5), рассчитывается максимально возможный индекс продуктивности, $J_{D,\max}$, а также оптимальная безразмерная проводимость трещины, $C_{fD,opt}$, исходя из числа проппанта.

3. Рассчитывается оптимальная полудлина трещины. Если обозначить объем одного расклиненного крыла (в продуктивном пласте) как V_f , можно рассчитать оптимальную полудлину трещины как

$$x_f = \left(\frac{V_f k_f}{C_{fD,opt} h k} \right)^{1/2} \quad (2.40)$$

4. Рассчитывается оптимальная осредненная расклиненная ширина трещины

$$w = \left(\frac{C_{fD,opt} V_f k}{h k_f} \right)^{1/2} = \frac{V_f}{x_f h} \quad (2.41)$$

В приведенных выше двух уравнениях V_f и h должны соответствовать друг другу. Если для h используется полная высота трещины, которую часто обозначают как h_f , то объемом проппанта V_f должен быть общий расклиненный объем одного крыла. Однако, если выбранный V_f соответствует только той части объема одного крыла, которая содержится в продуктивном (целевом) пласте, тогда за h необходимо принимать эффективную мощность продуктивного пласта. Конечный результат для оптимальной длины и ширины будет одинаковым в любом случае. Однако, лучшей практикой является использование эффективной мощности и эффективного (чистого) объема (содержащегося в продуктивном пласте), поскольку эти переменные используются также и для расчета числа проппанта.

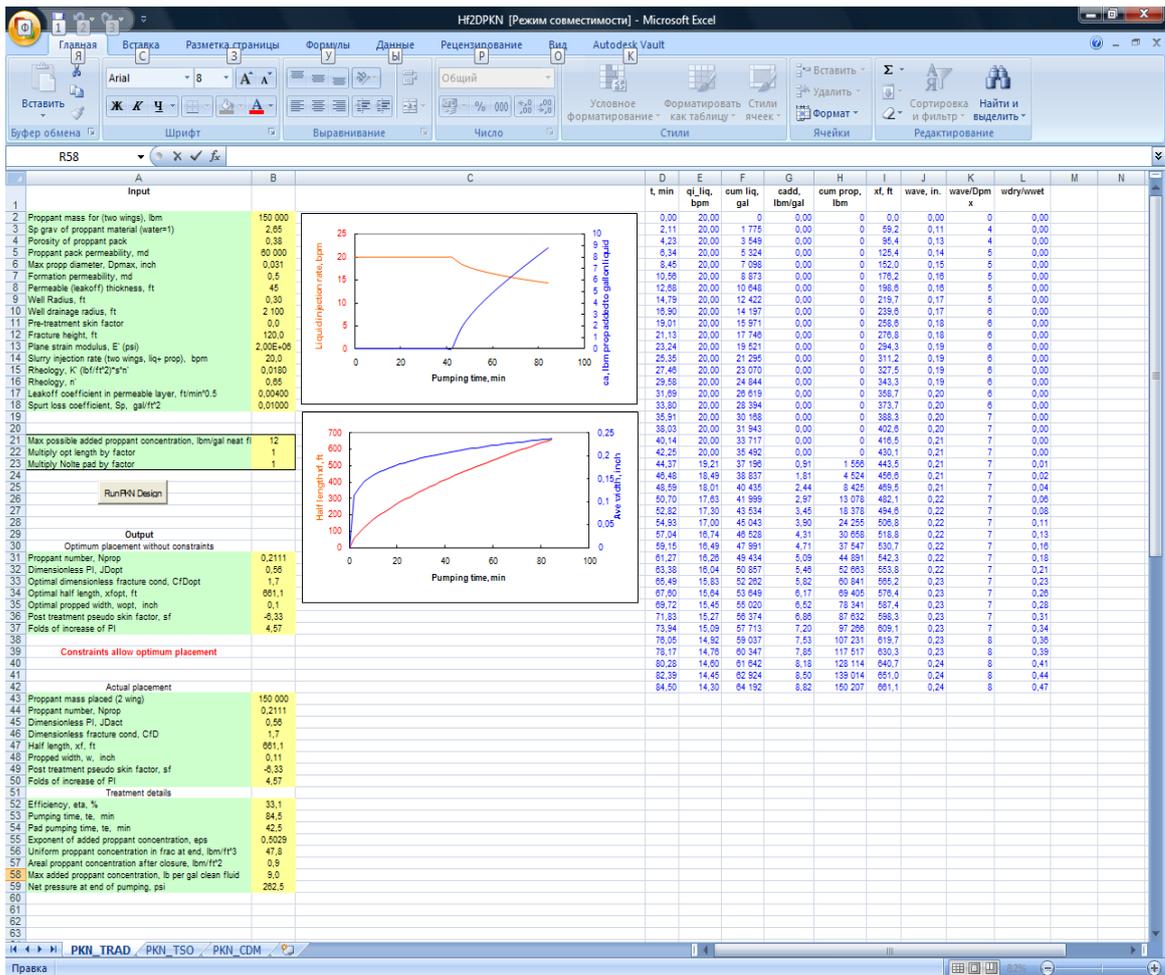


Рисунок 2.5. Пример электронной таблицы для дизайна ГРП

Когда соображения разработки месторождения и экономические соображения продиктовали размеры трещины, которая должна быть создана, следующий вопрос — как достичь этой цели. Начиная с этого момента, дизайн трещины можно рассматривать как подгонку технических деталей обработки (время закачки и график проппанта) для достижения желаемых конечных размеров трещины гидроразрыва. [9]

3. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О СЕВЕРО-ПОКАЧЕВСКОМ НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Северо-Покачевское месторождение расположено в пределах двух лицензионных участков (Северо-Покачевского и Юккунского), владельцем лицензий на право пользования недрами которых является ОАО НК «ЛУКОЙЛ». В административном отношении месторождение находится в Нижневартовском районе Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области.

Северо-Покачевское месторождение открыто в 1988 году, разработка начата в 2003г. с ввода в пробную эксплуатацию скважины №130Р на Восточном участке Основной залежи пласта ЮВ₁. По состоянию на 01.01.2017г. месторождение находится на стадии эксплуатационного бурения, которое осуществляется с 2008 года. Добыча нефти ведется в пределах двух залежей объекта ЮВ₁ - Основной и Восточной.

Разработка месторождения осуществляется с поддержанием пластового давления. На Основной залежи сформирована проектная система заводнения (блоковая трехрядная с переходом на избирательную и очаговую), на участках Восточной залежи ведется формирование индивидуальных систем воздействия (трехрядная и приконтурная). Средневзвешенное пластовое давление по залежам составляет 26-27 МПа, при начальном 28.1 МПа.

Месторождение находится на второй стадии разработки, характеризующейся достаточно стабильными годовыми отборами извлекаемых запасов нефти и нарастанием обводненности продукции.

С начала разработки отбор нефти составил 4590.1 тыс.т, текущий коэффициент нефтеизвлечения 0.082 д.ед., отбор от начальных извлекаемых запасов составляет 25.8% при текущей обводненности – 63.7%.

Действующий фонд скважин месторождения составляет 153 единицы (из них 97 ед. - добывающие, 56 ед. – нагнетательные). Доля неработающего фонда составляет 12 ед.

Добыча нефти ведется механизированным способом (96.9% действующего фонда оборудованы ЭЦН, 3.1% - ШГН). Скважины работают при динамических уровнях в среднем 1462м. Давление на забое составляет в среднем 14.1 МПа. Депрессия на пласт поддерживается на уровне – 8.5 МПа.

Нефти Северо-Покачевского месторождения являются легкими (плотность 823 – 861 кг/м³), маловязкими (вязкость в поверхностных условиях при температуре 20°С 3.77-10.0 мм²/сек), сернистыми (0.74– 1.21%), парафиновыми (2.18-6.0%), смолистыми (содержание смол от 5.34 до 6.83%).

На 01.01.2017г. начальные геологические/извлекаемые запасы нефти в целом по месторождению составляют по категории В+С₁ 62724/19128 тыс.т, по категории С₂ 27500/7127 тыс.т. [10]

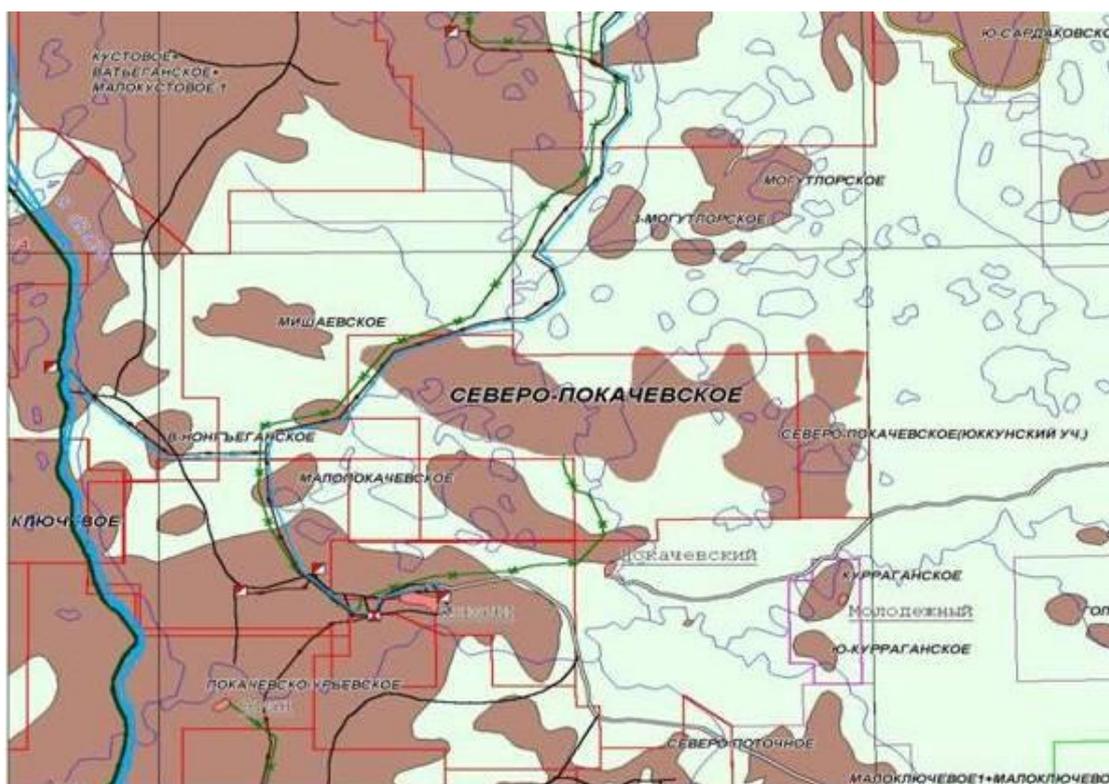


Рисунок 3.1. Обзорная карта Северо-Покачевского нефтяного месторождения

4. АНАЛИЗ РАЗРАБОТКИ СЕВЕРО-ПОКАЧЕВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

4.1. Основные проектные решения по разработке месторождения

По Северо-Покачевскому месторождению всего выполнено 10 проектных документов. Проектные документы, на основании которых в настоящее время ведется разработка месторождения, представлены ниже.

Таблица 4.1 – Проектные документы по освоению Северо-Покачевского нефтяного месторождения

№	Название проектного документа	Дата составления	Организация	Дата утверждения или отклонения
1	Технологическая схема разработки Северо-Покачевского месторождения	2003г.	НИиПП «ИНПЕТРО»	Принята протоколом ЦКР №1960 от 05.12.2003г.
2	Дополнительная записка к технологической схеме разработки Северо-Покачевского месторождения	2008г.	НИиПП «ИНПЕТРО»	Принята протоколом ЦКР №2601 от 28.06.2008г.
3	Проект пробной эксплуатации Юккунского лицензионного участка Северо-Покачевского месторождения	2010г.	ООО НПО «СибТехНефть»	Принят протоколом ТКР №277 от 8.02.2010г.
4	Анализ разработки Северо-Покачевского месторождения	2013г.	ТФ ООО «КогалымНИ ПИнефть»	Принят протоколом ТО ЦКР по ХМАО №687 от 29.06.2013г.
5	Авторский надзор за реализацией технологической схемы разработки Северо-Покачевского месторождения»	2015г.	ТФ ООО «КогалымНИ ПИнефть»	Принят протоколом ТО ЦКР Роснедра по ЯНАО №38-07 от 11.12.2015г.

На утвержденные ГКЗ запасы нефти в 1995г. АОЗТ НИПП «ИНПЕТРО» выполнена «Технологическая схема разработки Северо-Покачевского месторождения», утвержденная ЦКР и являющаяся в

настоящее время действующим проектным документом на разработку месторождения, со следующими основными положениями.

- один эксплуатационный объект - пласт ЮВ₁;
- система разработки – на первом этапе блоковая трехрядная с размещением скважин по равномерной треугольной сетке 600*600м. Через 1-2 года после завершения разбуривания в западной части Основной и Южной залежи - трансформация трехрядной системы разработки в однорядную, путем перевода скважин стягивающих рядов в ППД;
- плотность сетки скважин - 31 га/скв;
- разбуривание месторождения наклонно-направленными скважинами с укрупненных кустов в пределах нефтенасыщенной толщины 4м, при максимальном отклонении забоев скважин от устья -1800м;
- давление на устье нагнетательных скважин - 12 МПа;
- способ эксплуатации механизированный (ШГН, ЭЦН, струйные и винтовые насосы);
- с целью интенсификации добычи проведение ГРП в нефтяной зоне Основной залежи и в районе скважин №№118,124;
- для полноты выработки бурение ГС, направленных в стороны неохваченных разработкой зон пласта;
- первичное вскрытие продуктивных пластов производить буровым раствором, имеющим фильтрацию не более 4-5 см³/30мин, условную вязкость не более 25-27с, статическое напряжение сдвига за 1 мин. – не более 1Па, за 10 мин – не более 1.5 Па. Максимальная производительность буровых насосов при углублении, промывке и проработке скважины после вскрытия продуктивного пласта должна быть не более 32 л/с, максимальная скорость спуска бурильного инструмента с промывкой не должна превышать 0.3 м/с;
- вторичное вскрытие продуктивного пласта производить перфорацией при герметизированном устье с установкой фонтанной арматуры. Перфорация осуществляется с использованием в качестве

перфорационной среды нефти или специальной жидкости, не ухудшающей свойства пласта.

В 2008г. АОЗТ НИПП «ИНПЕТРО» на уточненной (по результатам разведочного бурения) геологической модели выполнена “Дополнительная записка к технологической схеме разработки Северо-Покачевского месторождения”, утвержденная на 3 года.

В работе при сохранении принципиальных положений технологической схемы в изменившихся технико-экономических условиях пересмотрен график разбуривания месторождения, откорректированы уровни добычи.

Размещение скважин в дополнительной записке было ограничено пределами лицензионного участка. Геологические запасы нефти пласта ЮВ₁¹ в пределах Северо-Покачевского ЛУ составили 92680 тыс.т. (78671 тыс.т категории С₁, 14009 тыс.т – категории С₂).

Дополнительная записка к технологической схеме разработки реализована по следующим позициям: месторождение введено в разработку в 2008г, пробурено по проектной сетке 16.5% основного проектного фонда Основной и Восточной залежей месторождения, начато формирование системы ППД, на 124% выполнена программа по проведению ГРП, на 8% - по бурению горизонтальных скважин.

В 2010г. по результатам доразведочных работ значительно расширилась площадь нефтеносности пласта ЮВ₁¹ Восточной залежи за границы Северо-Покачевского лицензионного участка.

На участок расширения площади нефтеносности составлен «Проект пробной эксплуатации Юккунского лицензионного участка Северо-Покачевского месторождения», в пределах которого выделен первоочередной участок, соответствующий границам запасов категории С₁.

Для первоочередного участка ТКР утверждены следующие основные проектные решения:

- два самостоятельных объекта разработки - пласты ЮВ₁¹ и ЮВ₁⁰;

- объем бурения – 37.9 тыс.м;
- проектный фонд скважин – 19 (в т.ч. 14 – доб, 3 – нагн, 2 – водозаборные);
- бурение 6 боковых стволов с 2018г;
- по пласту ЮВ₁¹:
- разработка с 2012г;
- система разработки - равномерная треугольная сетка скважин (расстояние между скважинами 600*600 м), с применением очагового заводнения;
- размещение скважин на нефтенасыщенных толщинах более 4м;
- бурение 12 скважин (10 эксплуатационных + 2 разведочных - 215Р, 230Р) и подключение пробуренных скважин (№№33Р, 149Р, 211Р, 213Р);
- по пласту ЮВ₁⁰:
- разработка пласта на естественном режиме с 2014г. разведочной скважины №138Р.

Проект пробной эксплуатации реализован по следующим позициям: пробурены в 2012г. и введены в добычу три эксплуатационные скважины и разведочная 215Р. Выведена из консервации скважина №211Р.

По результатам эксплуатационного бурения и геолого-разведочных работ 2009-2012гг. пересмотрена геологическая модель месторождения и откорректированы границы залежей пластов (ЮВ₁⁰ и ЮВ₁¹):

- на Северо-Покачевском ЛУ - Южная залежь пласта ЮВ₁¹ вошла в состав Основной, оконтурены три залежи пласта ЮВ₁⁰ (в р-не скважин 102Р, 224Р, 47Р);
- на Юккунском ЛУ – в районе скважины 211Р выделена самостоятельная залежь пласта ЮВ₁¹ (Северо-Восточная), не подтвердилось наличие залежи пласта ЮВ₀¹ в районе скважины №138Р.

На уточненной геологической модели выполнен подсчет запасов, рассмотренных на ТКЗ по ХМАО и рекомендованных к утверждению в ГКЗ РФ (протокол №133-04 от 01-05.03.2013г.) в объеме 84148 тыс.т (BC₁+C₂).

На рассмотренные ТКЗ запасы, в связи с необходимостью корректировки проектных показателей разработки, ТФ ООО «КогалымНИПИнефть» выполнен «Анализ разработки Северо-Покачевского месторождения» и принят на 3 года.

В работе, без изменений принципиальных положений технологической схемы, уточнен проектный фонд и объемы бурения. Уровни добычи откорректированы с учетом эффективности проводимых ГТМ и перспектив внедрения новых технологий, в результате:

- уточненный проектный фонд месторождения – 501 скв. (в т.ч. по категории BC_1 - 390 скважин, из них 12 разведочных);

- фонд для бурения 426 скважин, в том числе по категории BC_1 303 скв, из них основного фонда – 272 скважины, зависимого – 31 скважина. Резервный фонд – 28 единиц;

Принципиальным отличием от решений технологической схемы является:

- на восточной залежи – реализация трехрядной системы воздействия только в южном куполе залежи, с изменением направления нагнетательных скважин по структуре с севера на юг, в районе разведочных скважин №№47Р, 142П, 215Р - приконтурной, близкой к избирательной;

- на Северо-Восточной залежи разбуривание по утвержденной сетке (треугольная 600*600м) с реализацией приконтурного заводнения;

- бурение горизонтальных скважин в стягивающих рядах и зарезка боковых стволов с целью довыработки верхней, менее проницаемой части разреза;

- эксплуатация добывающих скважин на первом этапе до окончания разбуривания на пониженных депрессиях, при формировании системы ППД производится снижение забойных давлений до 15МПа, ГС - 17-19 МПа;

- давление на забое нагнетательных скважин Основной залежи 44-45 МПа, Восточной залежи 40-42 МПа;

Проектные решения «Анализа разработки Северо-Покачевского

месторождения» реализованы по следующим позициям – проектные объемы бурения 2013-2014гг. реализованы с превышением на 71.2% (32.9 тыс.м), ввод новых скважин соответствует проекту, начато формирование системы ППД на Восточной залежи, программа по бурению ГС реализована на 71.4%, БВГС – на 66.7%, ГРП – на 78.9%.

В 2015г., в целях контроля за текущим состоянием разработки месторождения и уточнения показателей разработки, в связи с увеличением объемов эксплуатационного бурения, ТФ ООО «КогалымНИПИнефть» составлен и принят на период 2015-2016гг. «Авторский надзор за реализацией технологической схемы разработки Северо-Покачевского месторождения», предусматривающий разбуривание проектного фонда и реализацию программы ГТМ, без изменений основных принципиальных положений действующих проектных документов.

4.2. Текущее состояние разработки Северо-Покачевского месторождения

По состоянию на 1.01.2017г. на месторождении отобрано 4590.1 тыс.т нефти, текущий коэффициент нефтеизвлечения от запасов категории ВС₁ составляет 0.082, отбор от начальных извлекаемых запасов, числящихся на государственном балансе на 1.01.2017г. составляет 25.8% при текущей обводненности – 63.7%. Темп отбора от НИЗ - 5.8%, от ТИЗ – 7.3%. По уровню добычи нефти 2016 года обеспеченность запасами составляет 13 лет.

Накопленная добыча жидкости составила 7852.1 тыс.т, накопленный ВНФ – 0.71 т/т.

Динамика основных технологических показателей разработки по месторождению приведена на рисунке 4.1.

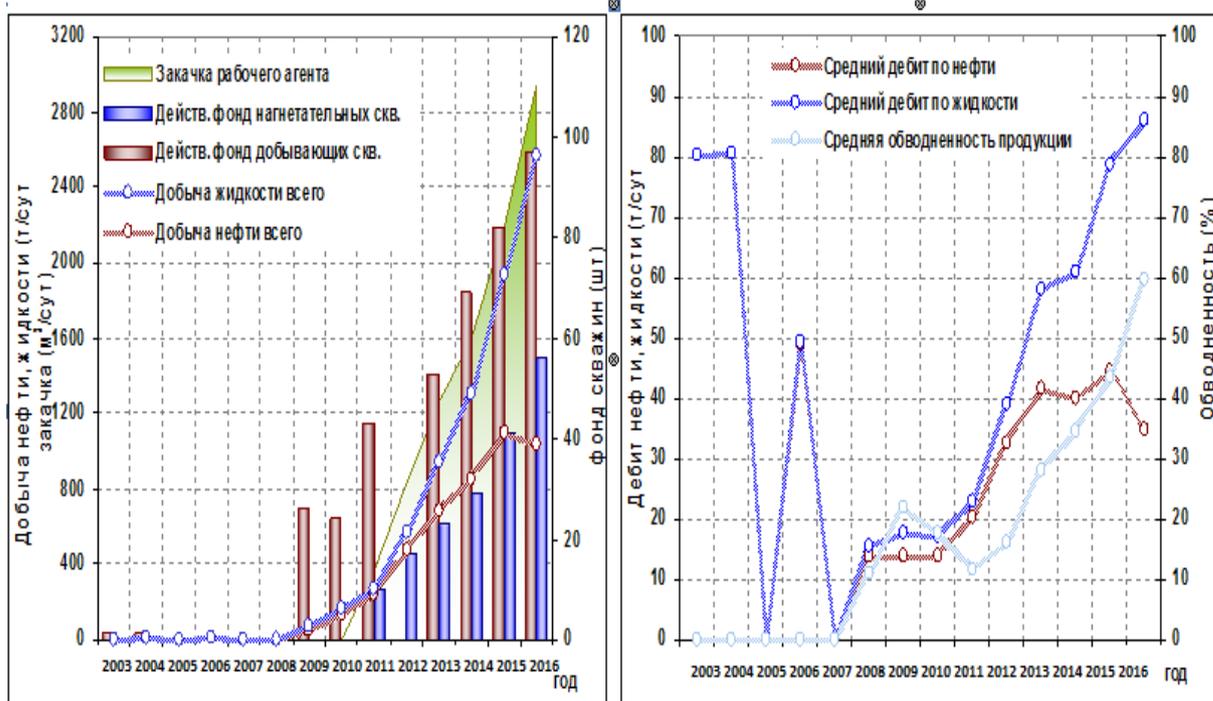


Рисунок 4.1. Динамика основных показателей разработки месторождения

Основная доля накопленной добычи нефти приходится на скважины восточного участка Основной залежи - 54.7% от общей или 2512.9 тыс.т, доля Восточной залежи в накопленной добыче составляет 43.8% (2008.8 тыс.т). В 22 скважинах (32.8%) восточного участка Основной залежи, пробуренных в зоне максимальных нефтенасыщенных толщин, отбор нефти превышает 50 тыс.т, на Восточной залежи - в 15 скважинах (20.5%).

Основная залежь

Восточный участок

Промышленная разработка восточного участка начата в 2008г. Максимальный уровень добычи нефти 485.9 тыс.т достигнут в 2015 году, темп отбора от НИЗ составил 8.8%.

В период эксплуатационного разбуривания (2008-2014гг.) разработка участка характеризуется ростом дебитов нефти и жидкости, обусловленных рядом причин:

- проведение больших объемов ГРП;
- увеличение эффективности ГТМ (ГРП, оптимизация) после организации закачки;

– бурение горизонтальных скважин и зарезка боковых стволов с горизонтальным окончанием.

Динамика основных технологических показателей разработки восточного участка приведена на рисунке 4.2.



Ежегодно отмечается высокая входная обводненность скважин, вызванная рядом причин:

– для водонефтяной зоны пласта - вскрытие водонасыщенных интервалов либо подтягивание контактной подошвенной воды из неперфорированной части разреза;

– для нефтяной зоны – заколонные перетоки воды из ниже и вышележащих водонасыщенных пластов, обусловленные некачественным цементированием либо нарушением его целостности после проведения ГРП.

Дальнейший рост обводненности продукции скважин вызван прорывом закачиваемой воды после проводимых на скважинах ГТМ (ГРП, оптимизация).

По состоянию на 1.01.2017г. на участке отобрано 2512.9 тыс.т нефти (54.7% добычи месторождения), текущий коэффициент нефтеизвлечения от

запасов категории BC_1 – 0.158 д.ед., отбор от начальных извлекаемых запасов – 45.7%, при текущей обводненности 80.4%. Темп отбора от НИЗ составляет 5.2%, от ТИЗ – 8.8%.

Добыча нефти в 2016г. составила 286.6 тыс.т (59% от максимального), жидкости – 1100.2 тыс.т. По уровню добычи нефти 2016г. обеспеченность запасами - 10 лет. Добыча жидкости с начала разработки составляет 4463.8 тыс.т.

Фонд добывающих скважин на конец 2016г. составляет 51 ед., из них действующих – 36 ед., в бездействии – три ед., в консервации - 7 ед., три скважины ликвидировано и две в пьезометрическом фонде. Все скважины действующего фонда механизированы и оборудованы УЭЦН.

Текущий дебит нефти составляет 14.6 т/сут, при этом 19.4% скважин (7 ед.) работает с дебитом нефти <2.5 т/сут, наибольший процент скважин участка (41.7% - 15 ед.) работает с дебитом от 2.5-10 т/сут, в 22.2% скважин дебит нефти превышает 20 т/сут.

Текущая обводненность продукции действующих скважин составляет 80.4%.

На участке зафиксирован рост потерь добычи нефти по переходящему фонду скважин. Причинами снижения явились:

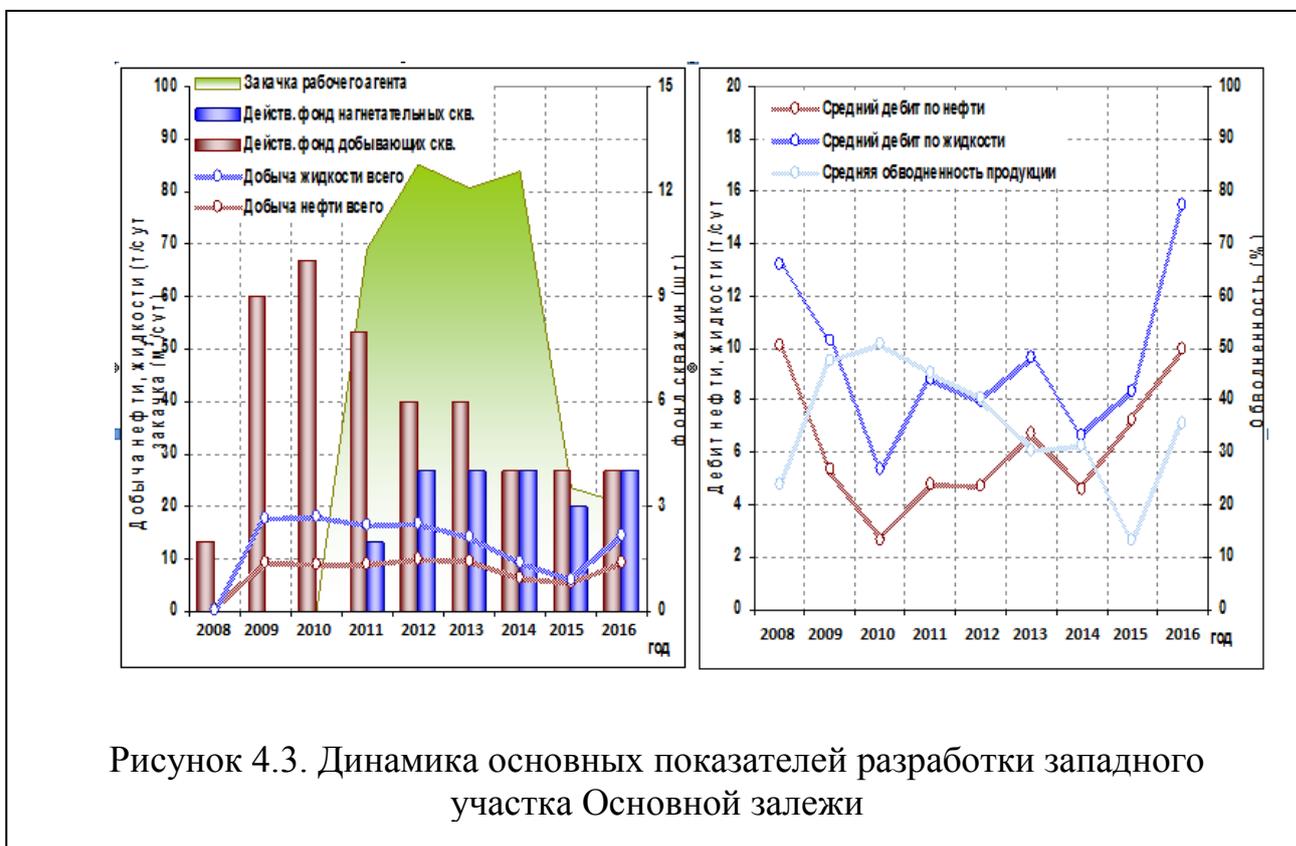
- снижение дебитов жидкости, связанное с ухудшением энергетического состояния залежи;
- восполнение увеличенных отборов закачкой, в объемах и режимах, превышающих проектные, в результате опережающее обводнение первых рядов.

Западный участок

Участок разрабатывается крайне низкими темпами. Максимальный уровень добычи нефти (10.1 тыс.т) достигнут в 2012г, темп отбора от НИЗ составил 0.2%.

По состоянию на 1.01.2017г. накопленная добыча нефти составляет 68.4 тыс.т, текущий коэффициент нефтеизвлечения от запасов категории ВС₁ – 0.004 д.ед., отбор от НИЗ – 1.8%, при текущей обводненности 48.6%.

Добыча нефти в 2016г. составила 9.3 тыс.т (92% от максимального), жидкости – 14.5 тыс.т (рисунок 4.3).



Фонд добывающих скважин на конец 2016г. составил 15 ед., из них действующие – четыре ед., в бездействии - две ед., в консервации - 8 ед., одна скважина ликвидирована. Все скважины механизированы и оборудованы УЭЦН.

Текущее состояние разработки характеризуется самыми низкими на месторождении дебитами нефти (7.6 т/сут) и жидкости (14.8 т/сут). Текущая обводненность продукции составляет 48.6%.

Скважины работают при среднем динамическом уровне 2003м, давление на забое – 9.9 МПа, создаваемая депрессия на пласт - 13.4 МПа.

С начала разработки в добыче нефти участвовали 11 скважин. Средний отбор нефти на скважину составил 6.2 тыс.т (73% скважин отобрали менее 5

тыс.т). Незначительные отборы связаны с низкой продуктивностью рассматриваемого участка.

Крайне низкие ФЕС пласта обусловили необходимость применения массивных ГРП при вводе (81.8% скважин), средние входные дебиты составили: нефти - 6.9т/сут (интервал изменения 1.3-23.5 т/сут), жидкости – 12 т/сут (3.1-37.3 т/сут).

Текущая обводненность продукции действующих скважин составляет 48.9%.

Восточная залежь

Залежь разрабатывается высокими темпами. Добыча нефти 2016г. (максимальная за весь период разработки) составила 739.7 тыс.т (рис.3.2.18), темп отбора от НИЗ – 11.9%, от ТИЗ 15.0%.

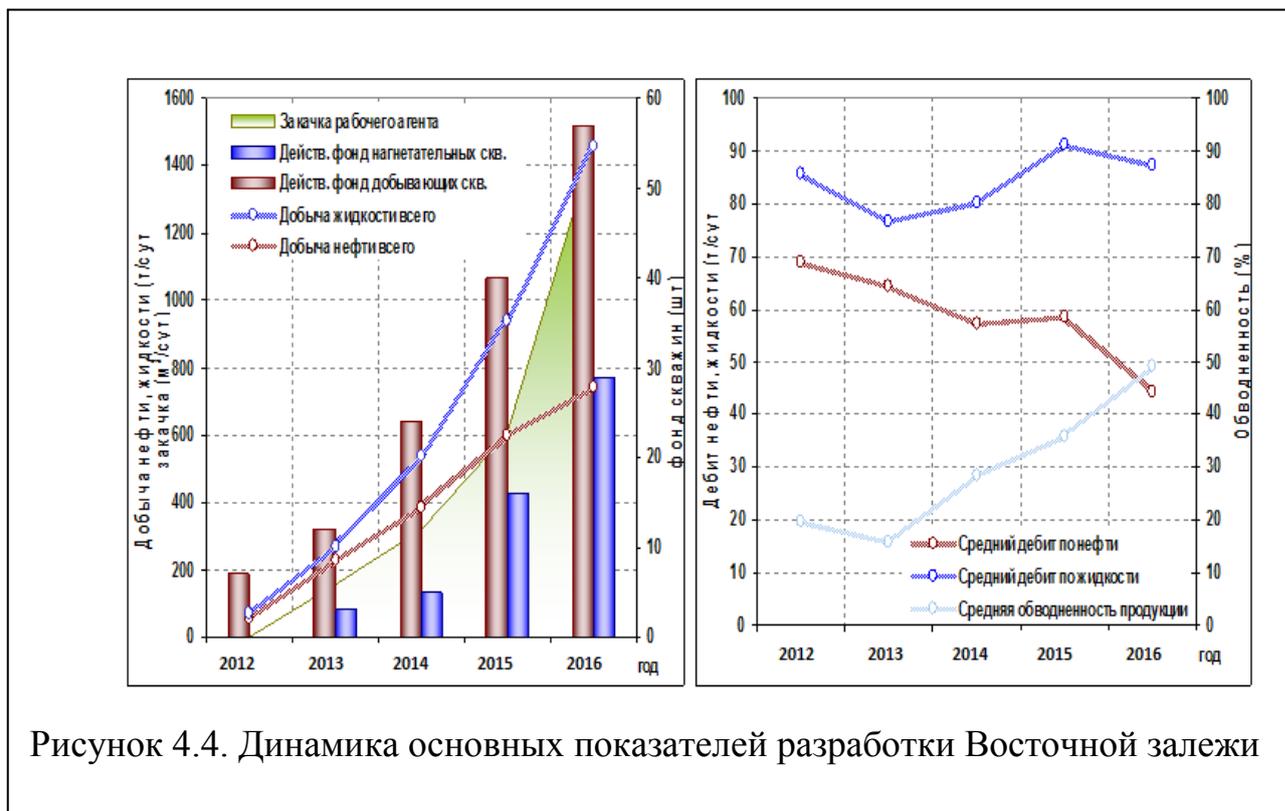
С начала разработки отобрано 2008.8 тыс.т нефти, текущий КИН от запасов, числящихся на госбалансе на 1.01.2017г. (категории ВС₁), составил 0.093%. Отбор от НИЗ – 24.4%, при текущей обводненности продукции 53.4%. По уровню добычи нефти 2016г. обеспеченность запасами составляет 8 лет (рисунок 4.4).

Фонд добывающих скважин на конец 2016г. составляет 64 ед., из них действующих – 57 ед., в бездействии – две ед., одна скважина в консервации и четыре ликвидировано. Все скважины механизированы и оборудованы УЭЦН.

Действующий фонд скважин залежи характеризуется самыми высокими текущими дебитами нефти (34.5 т/сут) и жидкости (74.0 т/сут) на месторождении.

Текущая обводненность продукции действующих скважин – 53.4%. Более половины скважин (31 скв. или 54.4%) работают с обводненностью менее 50%. С обводненностью более 90% работают 12 скважин (21.1% фонда).

Скважины работают при низких динамических уровнях (в среднем 1429м), давление на забое – 14.3 МПа, создаваемая депрессия на пласт – 8.5 МПа.



На залежи реализуется предусмотренное проектным документом бурение горизонтальных скважин - на 1.01.17г. пробурены и введены в добычу 20 ГС (таблица 4.2). В среднем текущие дебиты нефти горизонтальных скважин в 1.9 раза выше аналогичного показателя скважин «обычного» профиля.

Таблица 4.2 - Входные и текущие показатели разработки ГС по годам ввода

Дата ввода	Кол-во скв.	Показатели начала эксплуатации			Текущие показатели (на 1.01.2017г.) или на момент остановки				
		QH, т/сут	QJ, т/сут	fв, %	QH, т/сут	QJ, т/сут	fв, %	QH.н.т. т	QJ.н.т. т
2014	3	122.5	133.2	8.0	71.0	89.9	21.1	201.8	267.3
2015	9	86.7	117.1	26.0	35.5	82.5	56.9	321.2	501.4
2016	8	69.0	83.5	17.3	63.6	92.6	31.3	101.3	133.7
Среднее	20	85.0	106.1	19.9	52.1	87.7	40.6	31.2	45.1

Высокая входная обводненность продукции обусловлена подтягиванием подошвенной воды при создании высоких депрессий на пласт в начальный период эксплуатации. Высокая текущая обводненность, наряду с особенностями геологического строения залежи, обусловлена прорывами закачиваемой воды, отмеченными в районе скважины №142П. [10]

4.3. Структура фонда скважин и показатели их эксплуатации

На балансе ТПП «Покачевнефтегаз» на 1.01.2017г. числятся 204 скважины, эксплуатационный фонд составляет 165 скважин, в том числе 104 добывающие и 61 нагнетательная, в консервации 18 ед., в ликвидации и ожидании ликвидации 9 ед., пьезометрические – 5 ед., водозаборные – 7 ед.

Из числящихся в добывающем фонде 132 скважин 97 действующих (73.5% добывающего фонда), неработающий фонд составляет 35 скважин (26.5%), в т.ч. по категориям: в бездействии - 7 ед., в консервации - 17 ед., в пьезометре - две ед., в ликвидации - 9 ед. (6.8%).

В нагнетательном фонде числятся 65 скважин, из них действующий фонд составляет 56 ед. (86.2% нагнетательного фонда), неработающий – 9 ед. (13.8%), в т.ч. в бездействии 5 ед., 1 скв. в консервации, в пьезометре - 3 скважины.

4.3.1. Анализ работы действующего фонда скважин

По состоянию на 1.01.2017г. действующий фонд добывающих скважин (97 ед.) составляет 73.5% добывающего фонда месторождения (132 ед.). Все скважины, как и предусмотрено проектом, механизированы и оборудованы: ЭЦН – 94 ед., ШГН – 3 ед.

Текущие показатели работы действующего фонда скважин: дебит нефти – 26.0 т/сут, жидкости – 71.7 т/сут, обводненность добываемой продукции – 63.7%.

Таблица 4.3 - Текущие показатели эксплуатации действующего фонда

Показатели	Основная залежь				Восточная залежь		Место рожде ние
	Западный блок		Восточный блок		среднее	интервал	
	среднее	интервал	среднее	интервал			
qн, т/сут	7.6	3.2-18.1	14.6	0.4-72.5	34.5	0.2-113.9	26.0
qж, т/сут	14.8	7.9-21.4	74.4	8.9-223.5	74.0	15.6- 248.2	71.7
fв, %	48.6	15.4-79.5	80.4	8.5-99.2	53.4	6.0-99.0	63.7
Qн (год), тыс.т	2.3	0.6-5.3	7.8	0.05-30.1	12.9	0.9-54.3	10.6
Qж (год), тыс.т	3.6	2.2-6.1	28.8	0.3-72.7	25.3	1.5-104.4	25.7
Qн.нак., тыс.т	13.4	4.7-25.7	56.0	0.05- 172.2	33.6	0.9-269.1	41.1
Qж.нак., тыс.т	18.9	11.2-30.4	96.9	2.2-261.2	54.0	1.5-350.5	68.5
Н дин.,м	2003	1977-2018	1454	604-2165	1429	285-2366	1462
Р пл, МПа	23.3	17.0-28.3	22.1	15.4-27.2	22.9	15.4-32.1	22.6
Р заб, МПа	9.9	8.7-10.6	14.2	8.4-22.0	14.3	6.8-23.4	14.1
ΔР, МПа	13.4	6.7-17.7	7.9	1.8-17.3	8.5	1.0-21.3	8.5

По результатам анализа работы действующего фонда выделены следующие скважины:

- низкодебитные по нефти (qн <2.5 т/сут) – 10 скважин (10.3% действующего фонда), семь из них пробурены на восточном блоке Основной залежи, три скважины на Восточной залежи;
- низкодебитные по жидкости (qж <10.0 т/сут) – 2 скважины (2.1% фонда);
- высокообводненные (fв>90%) – 30 скважин (30.9% фонда), 60% которых работают на восточном блоке Основной залежи и 40% - на Восточной залежи.

По текущему дебиту нефти выделяются скважины Восточной залежи – 56% скважин работает с дебитом нефти более 20 т/сут, из них у половины скважин дебит превышает 50 т/сут (средний дебит нефти составляет 34.5 т/сут).

Действующий нагнетательный фонд составляет 56 скважин или 86% нагнетательного фонда скважин (65 ед.). Соотношение действующих добывающих и нагнетательных скважин – 1.7:1.

Таблица 4.4 – Технологические показатели эксплуатации действующего нагнетательного фонда

Показатели	Основная залежь				Восточная залежь		Место рождения
	Западный блок		Восточный блок		среднее	интервал	
	среднее	интервал	среднее	интервал			
Давление на устье, МПа	18.9	18.8-19.0	18.0	17.6-18.7	12.7	7.8-16.4	15.0
Давление на забое, МПа	45.8	44.2-47.3	46.6	45.8-47.7	44.4	43.5-45.7	45.7
Приемистость, м ³ /сут	105.0	70-140	206.5	10-380	147.9	20-346	169.2

4.3.2. Анализ неработающего фонда скважин

Неработающий фонд добывающих скважин (бездействующий, пьезометрический и законсервированный после эксплуатации) на 1.01.2017г. составляет 12 скважин. Распределение неработающего фонда скважин по дебитам нефти и обводненности на дату остановки представлено на рисунках 2.6 и 2.7. Из распределения видно: перед остановкой с дебитом менее 1 т/сут работали 33% скважин (4 ед.), обводненность четырех скважин на момент остановки превышала 95%. В основном, это добывающие скважины с малым потенциалом, обусловленным низкими ФЕС пласта и неисправностью насосного оборудования. Средний дебит нефти на дату остановки – 4.8 т/сут, жидкости – 34.0 т/сут, обводненность – 85.9%. До остановки скважинами неработающего фонда добыто 285.8 тыс.т нефти или 6.2% от накопленной добычи месторождения, в среднем на одну скважину приходится 23.8 тыс.т добытой нефти.

Неработающий фонд нагнетательных скважин (бездействующий,

пъезометрический и законсервированный после эксплуатации) составил семь единиц. Причина остановки, в основном – перенос фронта закачки к зоне отбора, после отключения добывающих скважин. [10]

4.4. Геолого-технические мероприятия

Помимо технологии заводнения нефтяного пласта в процессе разработки нефтяных залежей горизонта ЮВ₁, интенсивно применяются методы по интенсификации притока, такие как: бурение скважин с горизонтальным окончанием, зарезки боковых стволов, ГРП, ОПЗ, а так же методы по увеличению нефтеотдачи пласта.

Мероприятия по интенсификации добычи нефти проводятся на месторождении с 2008г. На 01.01.17г. проведено 375 скважино-операций, в том числе:

- ввод новых скважин - 145 скв.- опер. (из которых 37 введено с ГРП при освоении);
- БВГС – 6 скв.- опер.;
- ГРП – 62 скв.- опер.;
- обработка призабойной зоны – 27 скв.-опер.;
- дострел пласта – 8 скв.-опер.;
- ремонтно-изоляционные работы – 2 скв.-опер.;
- оптимизация режимов работы скважин – 110 скв.-опер.;
- перевод скважин на механизированную добычу – 6 скв.-опер.;
- ликвидация аварий – 3 скв.-опер.;
- прочие работы – 6 скв.-опер.

В связи с низкими геолого-фильтрационными характеристиками коллекторов пласта ЮВ₁, мероприятия по интенсификации добычи проводятся на месторождении с начала разработки.

Основные виды мероприятий приведены в таблице 4.5. Ежегодная дополнительная добыча нефти, полученная за счет методов интенсификации

(по основным мероприятиям), изменяется от 17.6% до 38.1% от годовой добычи нефти.

Таблица 4.5 - Основные виды геолого-технических мероприятий

Вид ГТМ	Кол-во скв.-	Годы разработки							
	опер. доп. добыча нефти, тыс.т	2004- 2007	2008- 2011	2012	2013	2014	2015	2016	всего
Ввод новых скважин	скв.-опер.	1	49	16	14	21	24	20	145
	доп. добыча годовая	10.2	121.8	129.0	103.8	199.3	192.7	166.3	912.9
	доп. добыча накоп.	21.6	399.4	780.0	1343.9	2032.2	2904.0	3789.3	
В том числе ГС	скв.-опер.	-	-	2	-	4	9	8	23
	доп. добыча годовая	-	-	36.2	-	33.1	137.3	101.3	
	доп. добыча накоп.	-	-	36.2	-	240.8	541.0	917.4	
БВГС	скв.-опер.	-	-	-	1	-	3	2	6
	доп. добыча годовая	-	-	-	1.8	-	5.6	0.4	7.8
	доп. добыча накоп.	-	-	-	1.8	16.3	26.6	30.5	
ГРП	скв.-опер.	-	14	9	13	2	6	18	62
	доп. добыча годовая	-	12.2	51.7	13.6	7.4	34.5	26.4	145.8
	доп. добыча накоп.	-	34.8	118.2	191.1	261.1	438.5	570.9	
Ремонтно- изоляционные работы	скв.-опер.	-	-	-	2	-	-	-	2
	доп. добыча годовая	-	-	-	3.5	-	-	-	3.5
	доп. добыча накоп.	-	-	-	3.5	7.4	7.9	7.9	

Продолжение таблицы 4.5

Дострел продуктивных пластов	скв.-опер.	-	1	-	1	3	-	3	8
	доп. добыча годовая	-	0.4	-	0.0	1.0	-	0.4	1.8
	доп. добыча накоп	-	0.4	-	0.4	1.4	-	1.8	
ОПЗ	скв.-опер.	-	-	2	7	3	5	10	27
	доп. добыча годовая	-	-	0.9	0.5	0.9	2.2	6.8	11.3
	доп. добыча накоп	-	-	0.9	1.4	2.3	4.5	11.3	
ПРОЧИЕ (Оптимизации, Ликв. аварий, Перев. на мех. доб., Прочие запуски)	скв.-опер.	-	10	12	24	36	27	16	125
	доп. добыча годовая	-	16.9	11.5	37.7	74.7	30.9	2.2	173.9
	доп. добыча накоп	-	16.9	28.7	67.9	140.7	173.0	178.4	
ИТОГО:	скв.-опер.	1	74	39	62	65	65	69	360
	доп. добыча годовая	10.2	151.3	193.1	160.9	283.3	265.9	202,5	1257
	% от годовой добычи	47.2	35.2	40.5	23.6	33.2	24.3	19.5	27.4
	доп. добыча накоп.	21.6	451.5	927.8	1608.2	2461.4	3554.5	4590.1	

Ввод новых скважин

На 01.01.17г. на Северо-Покачевском месторождении введены 122 добывающие наклонно-направленные скважины. Недостижение планового дебита по нефти отмечается по двум скважинам (№№1327, 1339 введенные за период 2014-2016гг.), пробуренные вблизи внешнего контура ВНК.

Введено 23 новые горизонтальные скважины. Добыча по ним составляет 917.4тыс.т. (20.0% от добычи по месторождению). На 01.01.17

средняя обводненность горизонтальных скважин 47.1%, средний дебит нефти – 48.3т/сут., жидкости – 91.1т/сут.

За период 2014-2016гг. выявлены 4 новые горизонтальные скважины не достигшие планового дебита нефти (№№1348Г, 1472Г, 1359Г,1477Г).

В дальнейшем необходимо: планирование и бурение новых скважин с горизонтальным окончанием выполнять на актуализированных гидродинамических моделях, осуществлять непрерывный мониторинг за проводкой горизонтальных участков для обеспечения проводки ГС в зонах наилучших коллекторских свойств путем своевременной корректировки траектории ствола скважины. Вскрытие продуктивной части в зонах пониженных пластовых давлений на депрессии.

По основному объекту разработки ЮВ₁ эксплуатация добывающих скважин на этапе разбуривания и формирования системы заводнения должна осуществляться на пониженных депрессиях в горизонтальных скважинах до 3 МПа, в наклонно-направленных до 5 МПа.

БВГС

На 01.01.2017 пробурено шесть боковых стволов с горизонтальным окончанием (и 2 боковых ствола по 15 форме числятся во вводе новых скважин, №№1293Л, 1246Л). Дополнительная добыча по 6 БВГС составила 30.5тыс.т. (0.7% от добычи по месторождению с начала разработки).

Следует отметить, что по 6 скважинам не достигнуты запланированные показатели по дебиту нефти (№№1281Л, 1246Л, 1241Л, 211Л, 1276Л, 1227Л). По всем скважинам отмечен быстрый рост обводненности, вследствие чего значительное падение дебита.

Обработка призабойной зоны

По скважинам, с проведенными мероприятиями по ОПЗ, дополнительная добыча нефти составила 12.5тыс.т. (0.3% от добычи по месторождению). Мероприятия по обработке на месторождении начаты в 2012 году и на 01.01.17г. проведено 27 обработок. В 2016 году выполнено 10 операций (37% от общего числа мероприятий), доп. добыча равна 5.9 тыс.т.

Для обработки нагнетательных и добывающих скважин используется соляная кислота концентрации 6-7% с добавками уксусной либо плавиковой (в зависимости от проницаемости коллектора) кислоты и взаимного растворителя.

В нагнетательных скважинах до обработки кислотой закачивается предварительная буферная жидкость (смесь изопропилового спирта и продукта головной фракции производства этилового эфира уксусной кислоты) для доотмыва углеводородов и увеличения фазовой проницаемости для воды.

В добывающих скважинах кислотное воздействие осуществляется в несколько циклов с увеличением в каждом из них радиуса воздействия и с обязательным удалением продуктов реакции после каждого цикла.

Для увеличения эффективности обработок воздействие на ПЗП планируется проводить в динамическом безостановочном режиме с применением в процессе закачки гидроимпульсных ударов.

Оптимизация режимов работы скважин

На 01.01.2017г. по Северо-Покачевскому месторождению выполнено 110 мероприятий данного вида, из которых 53 относятся к форсированному отбору жидкости. Дополнительно добыто 173.4тыс.т. нефти, что составляет 3.8% от добычи по месторождению с начала разработки.

Остальные мероприятия

За период 2009 – 2016гг. по таким мероприятиям, как перевод скважин на механическую добычу, ремонтно-изоляционные работы, дострел пласта, ликвидация аварий и прочие работы, проведено 25 операций. Дополнительная добыча от этих мероприятий составила 46.7 тыс.т. (1.0% от добычи по месторождению).

ФХМУН

За период 2010-2016гг. на месторождении проведено 16 обработок нагнетательных скважин. Суммарный объем закачки реагентов составил

4253м³. Дополнительная добыча нефти за 2016 год, рассчитанная на 01.02.17г. составила 5.6тыс.т, удельный эффект – 509т/скв.-опер.

Максимальный прирост добычи нефти на одну скважино-операцию получен при оптимизации работы скважинного оборудования и гидроразрыве пласта. [10]

5. АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ГРП ДЛЯ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ПРИТОКА ЖИДКОСТИ НА СЕВЕРО-ПОКАЧЕВСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

5.1. Результаты применения ГРП

С 2008 года (с начала эксплуатационного бурения) на объекте ЮВ₁ Северо-Покачевского месторождения ведутся работы по гидроразрыву пласта.

Для Северо-Покачевского месторождения, характеризующегося низкопроницаемыми коллекторами, ГРП является неотъемлемой частью и используется уже на этапе освоения скважин из бурения, как метод вскрытия пласта.

По состоянию на 01.01.2017 года после ГРП запущены в эксплуатацию 79 добывающих скважин и 14 нагнетательных скважин. Из числа добывающих скважин 45 ГРП выполнено на скважинах эксплуатационного фонда и 34 ГРП на скважинах при освоении после бурения. Динамика проведения операций гидроразрыва по годам с разделением на категории представлена в таблице 5.1.

На Северо-Покачевском месторождении по текущим показателям разработки и геолого-физическим характеристикам выделяются 4 участка: Западный блок Основной залежи – «Запад», на Восточном блоке Основной залежи – «Центр» и «Юг» (участок с ухудшенными геолого-физическими свойствами), Восточная залежь – «Восток».

В период с 2008 по 2011 гг. наибольшее количество обработок осуществлено на скважинах при освоении из бурения (27 ГРП), причем большая их часть реализована на «Юге» Основной залежи.

С 2010 года начата обработка скважин эксплуатационного фонда (в том числе по скважинам, ранее обработанным при освоении из бурения). Основная часть ГРП (60%) на эксплуатационных скважинах выполнена в

«Центре» Основной залежи.

В 2013-2014 гг. увеличилось количество скважин, которые после проведения операций ГРП переведены под закачку. Такие обработки осуществлены на Восточном блоке Основной залежи (7 обработок) и на Восточной залежи (7 ГРП).

По состоянию на 01.01.2016 г. за счет проведения 79 операций ГРП на скважинах добывающего фонда дополнительно добыто 869.1 тыс.т нефти или 11.0 тыс.т на одну скважино-операцию, в том числе по скважинам из бурения – 266.6 тыс.т или 7.8 тыс.т/скв., по скважинам эксплуатационного фонда – 602.5 тыс.т или 13.4 тыс.т/скв.

Таблица 5.1 - Динамика выполнения операций ГРП по залежам объекта ЮВ₁

Добывающий фонд, ед.			2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	Итого
Основная залежь	«Запад»	из бурения	2	7							9
		экспл.				3		3			6
	«Центр»	из бурения			1	4		1		1	7
		экспл.			6	2	5	8	2	4	27
	«Юг»	из бурения		5	4	4					13
		экспл.			2	1	4	2			9
Восточная залежь	из бурения									5	5
	экспл.									3	3
Итого:			2	12	13	14	9	14	2	13	79

Нагнетательный фонд, ед.			2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	Итого
Основная залежь	«Центр»	из бурения						1	3		4
		перевод в ППД					1			1	2
	«Юг»	из бурения				1					1
Восточная залежь	из бурения						1	2	2	2	5
	перевод в ППД						1			1	2
Итого:						1	1	3	5	4	14

На Западном блоке Основной залежи текущий отбор от начальных извлекаемых запасов составляет менее 2%. Все скважины данного участка подвергнуты ГРП, по большинству операций дополнительная добыча нефти за первый год не превысила одной тысячи тонн. В текущих накопленных отборах нефти дополнительная добыча за счет ГРП составляет 53% (рисунок 5.1. а).

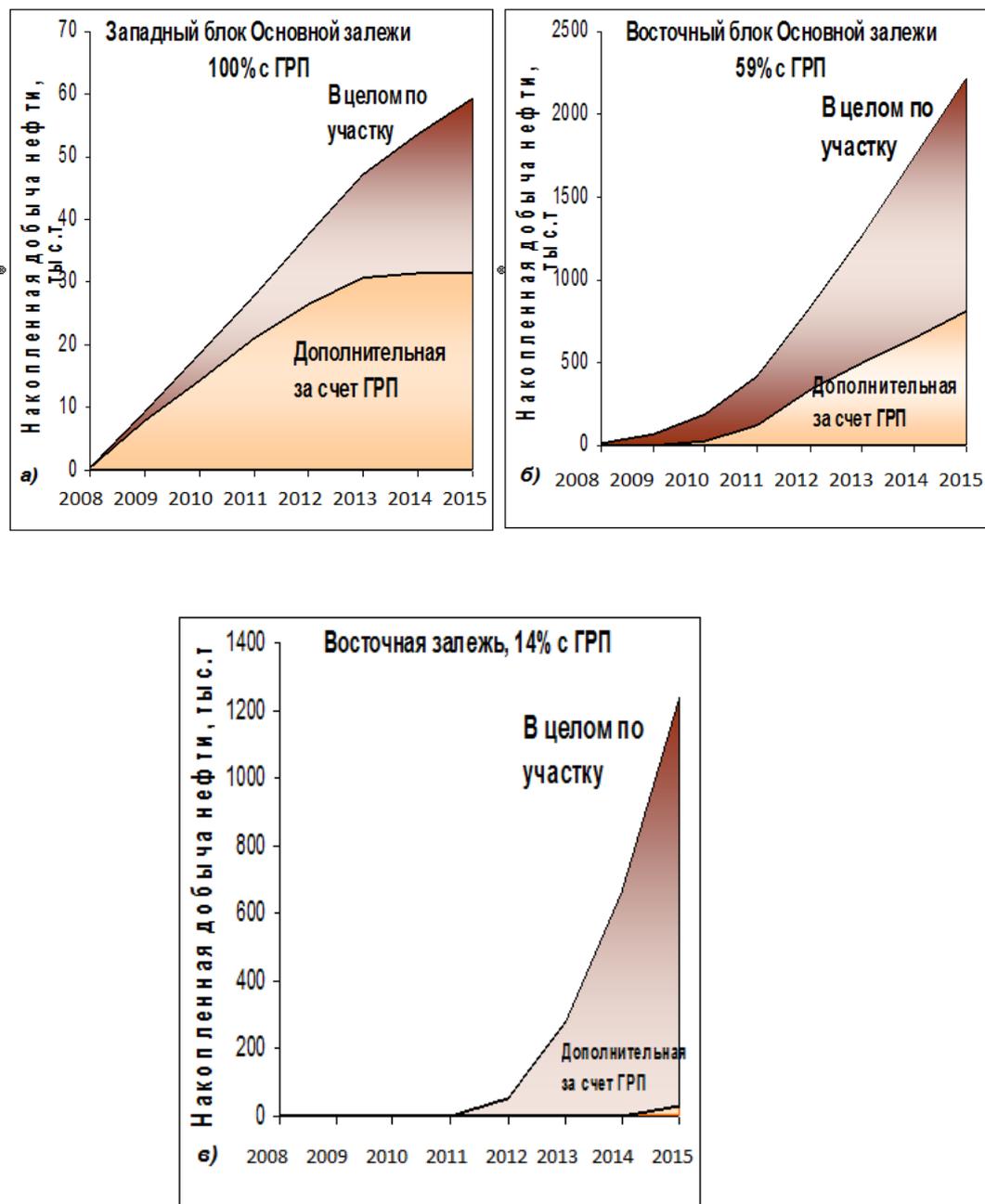


Рисунок 5.1. Динамика накопленной добычи нефти в целом по участку и дополнительной за счет ГРП:
 а) Западный блок, б) Восточный блок Основной залежи, в) Восточная залежь

Восточный блок Основной залежи, наиболее разбуренный по площади, со сформированной системой поддержания пластового давления, охвачен методом ГРП на 59%. Текущая дополнительная добыча за счет ГРП в накопленных отборах нефти составляет 36.4% (рисунок 5.1. б). В южном направлении залежи наблюдается ухудшение фильтрационно-емкостных

свойств, падение эффективных мощностей пласта. По величине дополнительной добычи нефти за первый год четко выделяются две области: скважины с высоким эффектом - в центральной части залежи, и с низким эффектом – в южной части. Из 15 скважин выделенного участка «Юг» 13 были подвергнуты ГРП при освоении из бурения. В северо-восточной части Восточного блока скважины, вскрывающие пласты с лучшими ФЕС, операциям ГРП не подвергались. По средним значениям дебитов, приведенным на дату ввода из бурения, две эти группы скважин различаются в 2.5 раза, по значениям удельных дебитов на метр эффективной толщины пласта – только на одну четверть (рисунок 5.2).

Кроме того, как показали результаты потокометрии на скважинах Основной залежи, в разработку не вовлекаются низкопроницаемые пропластки коллектора, с коэффициентом проницаемости в 10 и более раз ниже среднего значения. Проведение ГРП позволяет увеличить работающие толщины в 2 раза и подключить в разработку запасы, сосредоточенные в низкопроницаемых коллекторах (рисунок 5.3).

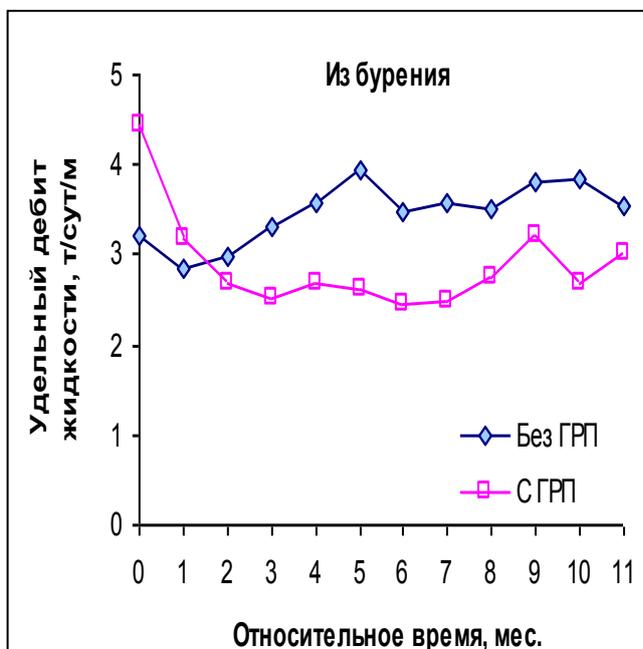


Рисунок 5.2. Удельные дебиты жидкости, приведенные на дату ввода из бурения

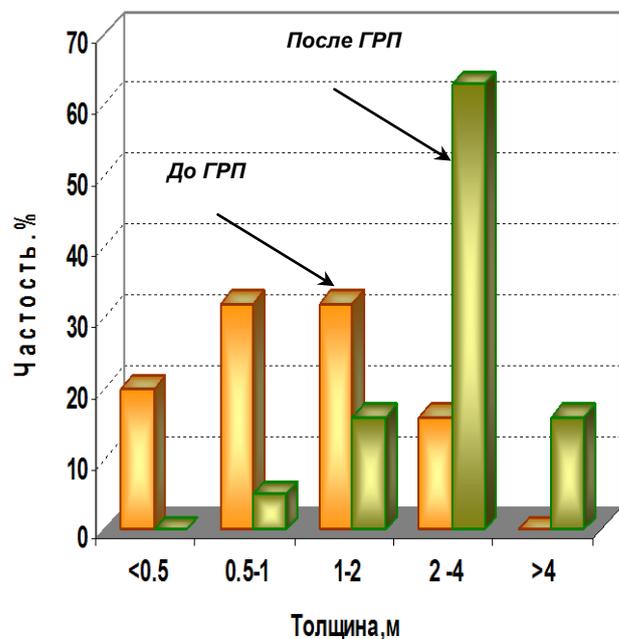


Рисунок 5.3. Сопоставление работающих толщин пласта до и после ГРП

Запасы нефти Восточной залежи объекта ЮВ₁ являются контактными с водой либо отделены тонкими глинистыми перемычками. В связи с этим разработка Восточной залежи ведется наряду с наклонно-направленными и горизонтальными скважинами. Близкое расположение водонасыщенных коллекторов является сдерживающим фактором для широкого применения ГРП на данном участке, всего данным методом здесь охвачено 14% скважин, доля дополнительной добычи нефти в текущих отборах незначительна – 2.4% (рисунок 5.1. в).

Наибольшая эффективность от проведения ГРП отмечена по эксплуатационным скважинам Восточной залежи, расположенным в наиболее благоприятных относительно других участков геологических условиях. После 3 обработок, выполненных в 2015 году, средний за 3 месяца дебит жидкости достиг 105.9 т/сут, дебит нефти – 45.0 т/сут. При этом в течение года после ГРП, в результате оптимизации режима работы скважин, дебиты относительно начального уровня были увеличены – на 15.3% по нефти и на 19.2% по жидкости. По обработкам на скважинах из бурения этой же залежи полученные результаты ниже: в среднем в 2.2 раза по начальному дебиту нефти и в 3.1 раза по начальному дебиту жидкости. Переходя к удельным величинам, больший дебит жидкости и нефти, полученный с метра эффективной толщины пласта, наблюдается также на скважинах эксплуатационного фонда: 6.5 и 2.8 т/сут/м соответственно против 3.4 и 2.1 т/сут/м соответственно по скважинам из бурения.

Более низкие показатели по фонду из бурения относительно результатов, достигнутых на эксплуатационных скважинах, обусловлены проведением операций в менее благоприятных геологических условиях (эффективная толщина составила 9.8 м против 16.3 м, проницаемость – 14.9 мД против 35.0 мД соответственно); при проведении ГРП использован в 1.6 раза меньший объем проппанта, меньшие средние и максимальные концентрации расклинивающего агента, а также темпы закачки жидкости разрыва.

При вводе скважин с ГРП по Основной залежи применялись массы проппанта в среднем 11.0 - 13.1 тонн, что обеспечило средний дебит жидкости за первый год после ГРП на участках «Юг» и «Запад» 8.6 и 9.0 т/сут, дебит нефти – 6.9 и 4.6 т/сут соответственно, по скважинам участка «Центр» - 40.0 и 36.4 т/сут. Выполнение ГРП на скважинах эксплуатационного фонда в более поздний период (в том числе и повторных операций) осуществлялось с закачкой более высокой массы проппанта: по «Западу» 32.0 т, по «Югу» - 19.7 т. Это привело к увеличению дебитов только по Западному блоку. По скважинам Центральной части Основной залежи из года в год шло увеличение массы проппанта и его максимальной концентрации, достигнув к 2015г. в среднем 58.7 т и 1061 кг/м³. По дебиту жидкости за первый год это обеспечило самые высокие результаты – 101.1 т/сут, однако из-за обводнения залежи заводнением начальный дебит нефти ниже предыдущих лет – 23.5 т/сут против 33.9 – 40.9 т/сут.

Рассмотрим в целом по объекту ЮВ₁ с разделением на категории скважин изменение геолого-физических параметров пласта, технологических параметров ГРП и показателей эффективности обработок в динамике по годам.

Динамика изменения среднего дебита жидкости и нефти до и после ГРП по годам по категориям скважин представлена на рисунке 5.4.

Как видно из рисунка, по эксплуатационным скважинам с течением лет наблюдается увеличение средних дебитов, достигаемых за 3 месяца после ГРП: дебит жидкости - с 22.9 – 27.8 т/сут в 2010 - 2011 гг. до 40.1 - 89.2 т/сут в 2014 - 2015 гг., дебит нефти - с 18.8 - 24.4 т/сут до 29.3 - 35.0 т/сут соответственно.

При этом с годами наблюдается увеличение базового дебита жидкости – с 6.9 т/сут (2010 г.) до 47.9 т/сут (2015г.). Рост базового дебита нефти происходит с 2010 по 2014 гг. – соответственно с 6.0 т/сут до 25.5 т/сут, в 2015 г. он снижается до 16.2 т/сут.

Наибольшая величина среднего прироста дебита жидкости достигнута

в 2015 году – 41.3 т/сут (при среднем прирост нефти 18.8 т/сут), а среднего прироста дебита нефти - в 2012 г. (21.1 т/сут).

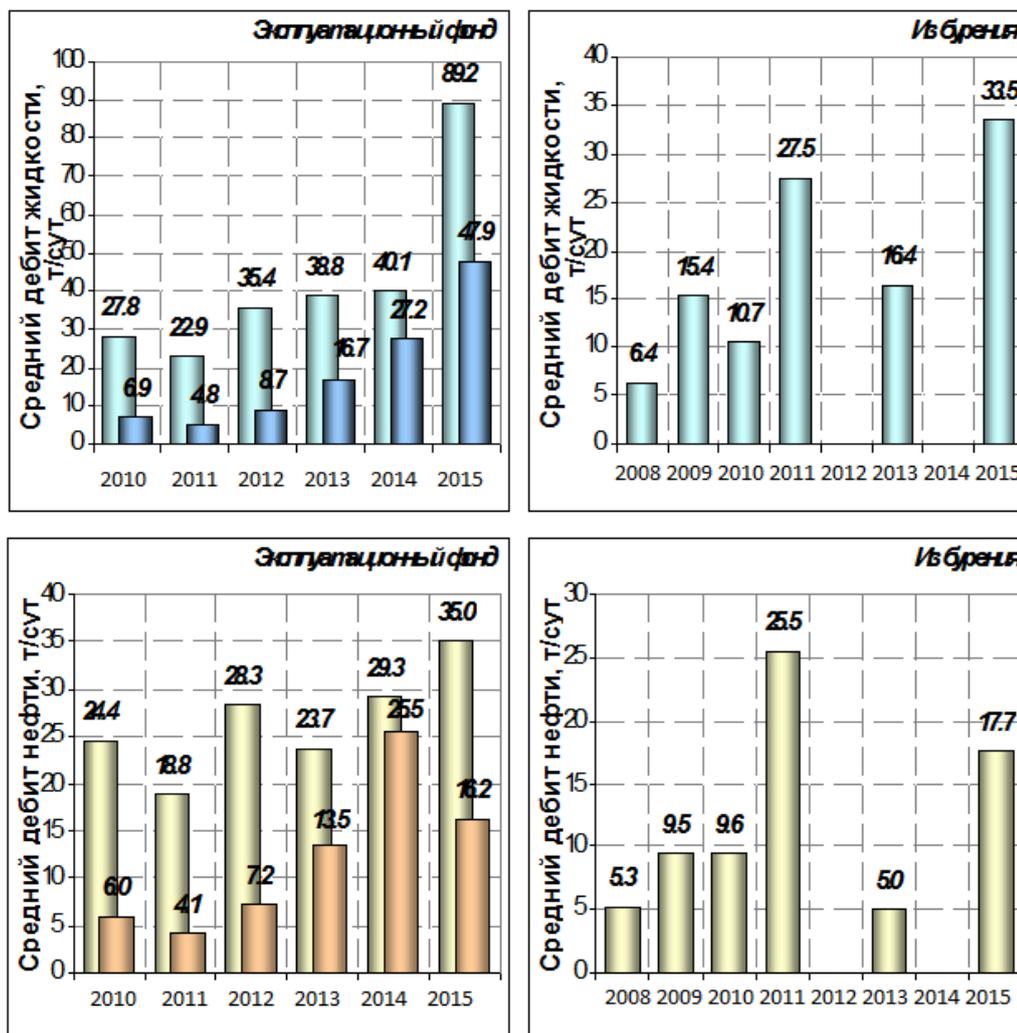


Рисунок 5.4. Средние значения дебита жидкости и нефти до и после ГРП по эксплуатационным скважинам и скважинам из бурения

После обработок, выполненных на скважинах из бурения, максимальные результаты по дебиту жидкости были достигнуты в 2015 году (33.5 т/сут при дебите нефти 17.7 т/сут), по дебиту нефти - в 2011 году (25.5 т/сут при дебите жидкости 27.5 т/сут, при этом все ГРП выполнены на Восточном блоке Основной залежи).

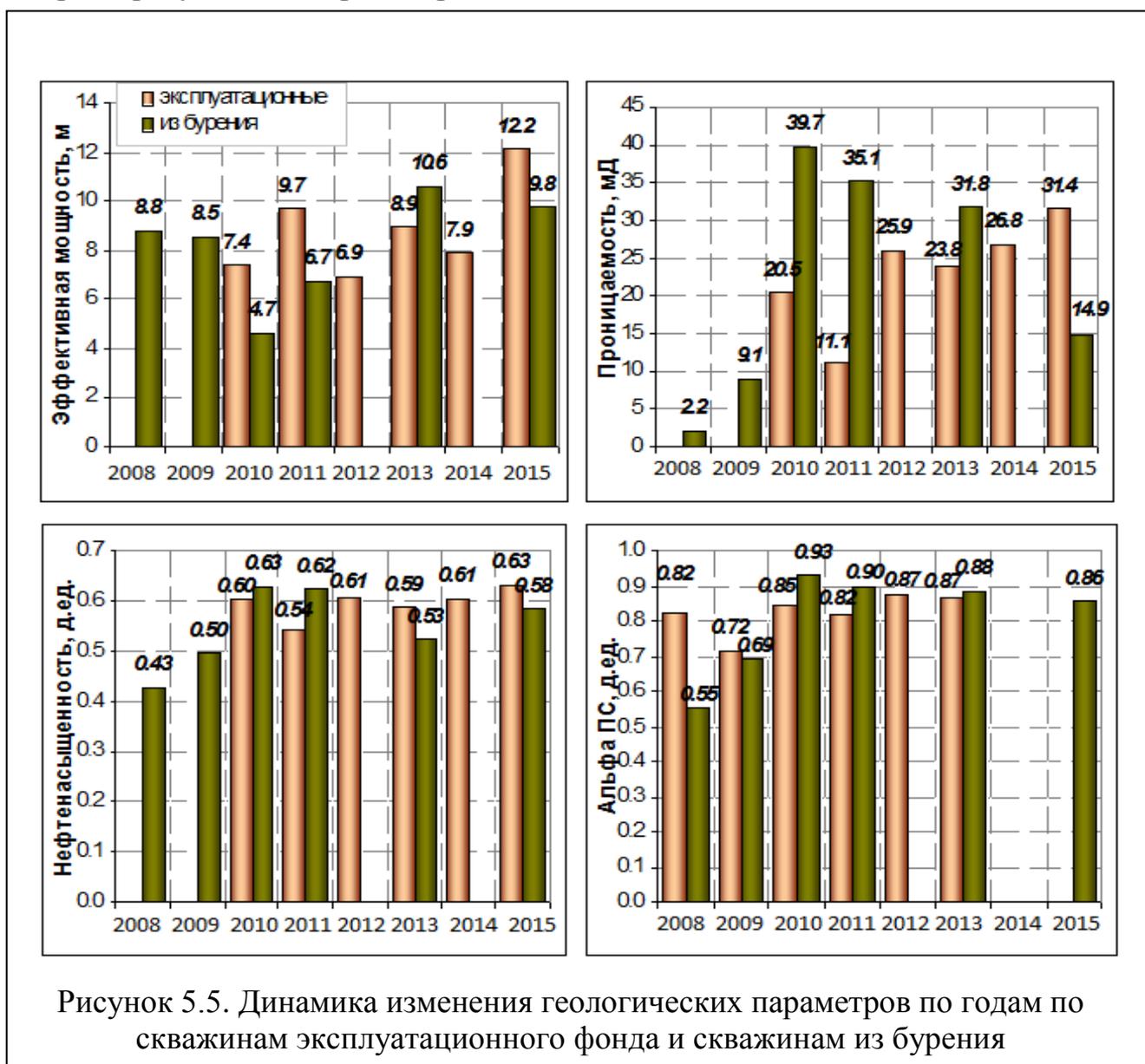
Две обработки, выполненные в 2008 году на Западном блоке Основной залежи, показали наименьшую эффективность: средний дебит нефти

составил 6.4 т/сут по жидкости и 5.3 т/сут по нефти.

На рисунке 5.5 показана динамика изменения геологических параметров в районе скважин с ГРП.

Так, по скважинам эксплуатационного фонда с течением лет мощность обрабатываемого интервала пласта изменяется в диапазоне от 6.9м до 12.2м (в среднем 8.8м), по скважинам из бурения – от 4.7 до 10.6м (в среднем 7.7м).

По фильтрационным свойствам, коллектора объекта ЮВ₁ характеризуются как среднепроницаемые.



По эксплуатационным скважинам коэффициент проницаемости пласта в среднем составил 23.3мД, при этом минимальное его значение отмечалось в 2011 году (11.1мД), а максимальное – в 2015г. (31.4мД).

По скважинам из бурения в период с 2008 по 2010гг. наблюдается улучшение геологических параметров коллектора: значение коэффициента проницаемости возросло с 2.2мД до 39.7мД, коэффициента нефтегазонасыщенности с 0.43 до 0.63 д.ед. С 2011 по 2015гг. значения рассматриваемых параметров снижаются: коэффициент проницаемости с 31.5мД до 14.9мД, коэффициент нефтегазонасыщенности с 0.62 до 0.58 д.ед.

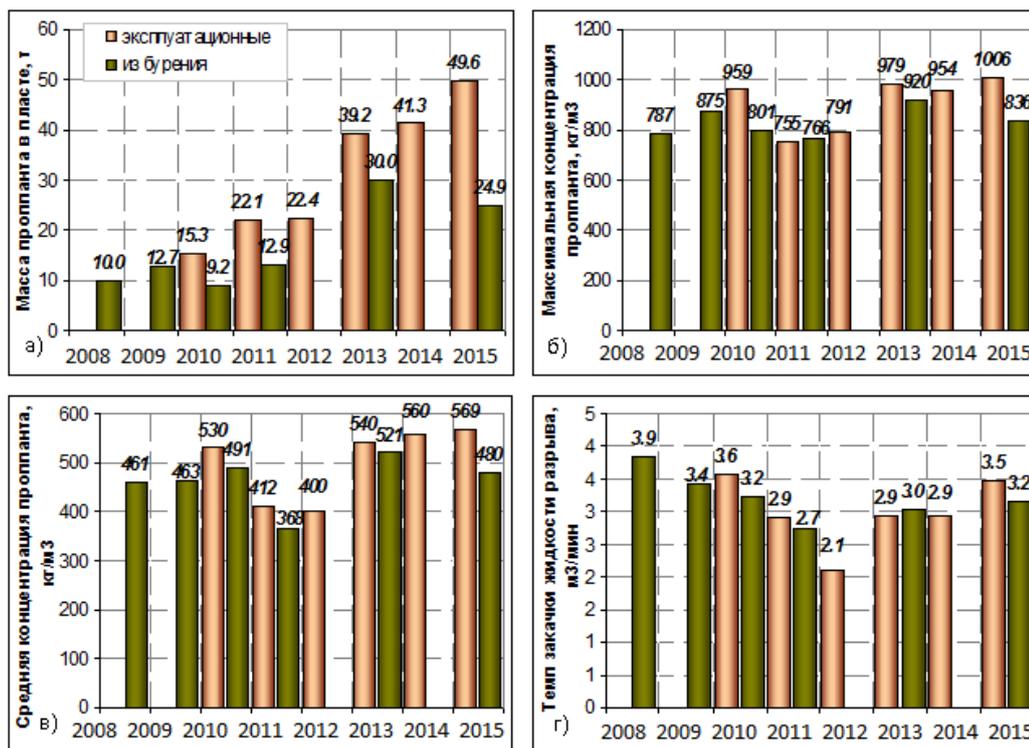


Рисунок 5.6. Динамика изменения технологических параметров ГРП по годам по скважинам эксплуатационного фонда и скважинам из бурения

Как видно из рисунка 5.6 с годами отмечается увеличение массы закачиваемого пропантанта: по эксплуатационным скважинам – с 15.3т (2010г.) до 49.6 т (2015г.), по скважинам из бурения применяемые объемы расклинивающего агента ниже – с 10.0т (2008г.) до 30.0т (2013г.).

Изменение максимальных и средних концентраций пропантанта по годам происходит в широком диапазоне, причем также в сторону увеличения значений. По скважинам эксплуатационного фонда интервал изменения максимальных концентраций составил 755-1006 кг/м³, средних – 400 - 569 кг/м³, по «новым» скважинам – 787-920 кг/м³ и 368-521 кг/м³.

На эксплуатационных скважинах в 2010 году инициирование трещины осуществлялось посредством закачки жидкости ГРП со средним расходом $3.6 \text{ м}^3/\text{мин}$. К 2012 году он снизился до $2.1 \text{ м}^3/\text{мин}$, а с 2013 по 2015 гг. увеличился до $3.5 \text{ м}^3/\text{мин}$. По скважинам из бурения наблюдается та же тенденция: в 2008 году значение данного параметра составляло $3.9 \text{ м}^3/\text{мин}$, к 2011 г. применяемый темп закачки уменьшился до $2.7 \text{ м}^3/\text{мин}$, а к 2015 г. возрос до $3.2 \text{ м}^3/\text{мин}$.

Осуществление закачки жидкости разрыва в продуктивную зону с низким расходом способствует образованию достаточно длинных трещин, благодаря чему увеличивается степень охвата воздействием удаленных зон пласта, что способствует увеличению продуктивности скважины в низко- и среднепроницаемых пластах.

Совместно с увеличением объемов обработки (массы проппанта и максимальной концентрации проппанта) достигается увеличение ширины трещины. Подобное изменение технологии ГРП способствует увеличению как зоны дренирования скважины с трещиной, так и проводимости трещины.

Кроме того, с годами наблюдается изменение применяемых фракций проппанта по типоразмеру и их сочетанию. Как видно из рисунка 5.7 в период с 2008 по 2010 гг. закрепление трещины осуществлялось посредством однокомпонентного проппанта мелкой фракции 20/40 (23 из 27 ГРП данного периода). С 2010 по 2012 гг. стали применять проппант более крупной фракции – 16/30, в 2011 году с данным типоразмером проппанта осуществлено наибольшее количество обработок (10 из 14 ГРП). С 2012 года начали внедрять двухкомпонентный расклинивающий агент. В период 2013 - 2014 гг. 15 из 16 операций ГРП выполнены с комбинированным проппантом 16/30+12/18. В 2015 году при обработках стали использовать четырехкомпонентный проппант (2 ГРП), большая часть ГРП (46%) осуществлена с трехфракционным расклинивающим агентом (20/40+16/30(16/20)+12/18).

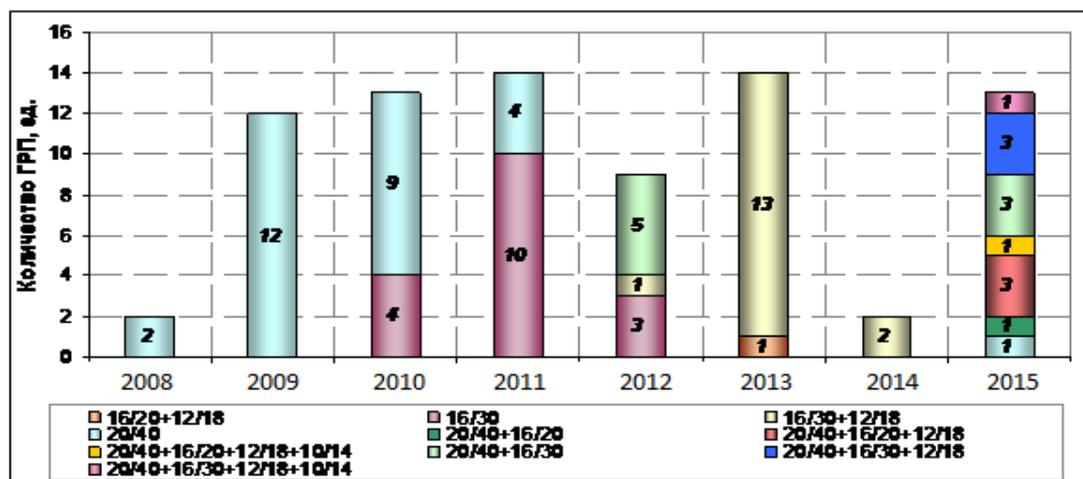


Рисунок 5.7. Распределение количества ГРП по типоразмерам пропантанта по годам

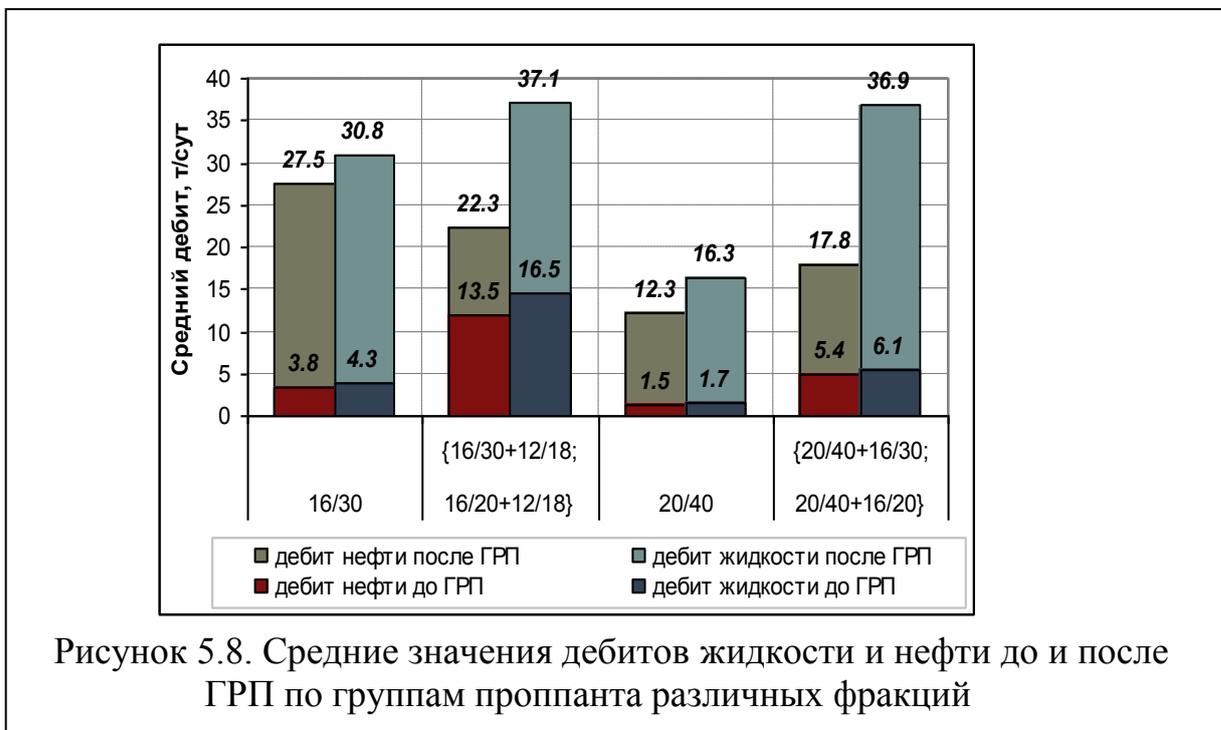
Оценка эффективности операций ГРП, осуществленных с применением того или иного типоразмера пропантанта, выполнена на основании данных об удельном дебите жидкости и нефти, удельной массе пропантанта, а также средних значений дебита нефти и жидкости за 3 месяца до и после ГРП. При этом следует отметить, что на рисунке представлены группы обработок, выделенные посредством объединения операций с использованием схожих типоразмеров пропантанта.

Сравнивая значения удельных дебитов по группам пропантанта различных фракций, было отмечено, что наибольший удельный эффект по нефти и жидкости (3.6 и 4.0 т/сут/м соответственно), при минимальном среди всех групп значении удельной массы пропантанта (1.8 т/м), достигнут в результате обработок с однокомпонентным пропантантом фракции 16/30. Самую низкую удельную эффективность показали обработки с пропантантом 20/40 (удельный дебит жидкости 2.2 т/сут/м, дебит нефти – 1.7 т/сут/м).

По начальным дебитам, достигнутым за 3 месяца после ГРП, обработки с двухкомпонентным расклинивающим агентом (16/30 (16/20)+12/18 либо 20/40+16/30(16/20)) показали наибольшую эффективность по жидкости (37.1 и 36.9 т/сут соответственно, рисунок 5.8). Начальные дебиты нефти составили соответственно 22.3 и 17.8 т/сут, приросты дебита нефти - 8.8 и

12.4 т/сут.

Наибольший дебит нефти и прирост дебита нефти получен в результате использования однофракционного проппанта (16/30) – 27.5 и 22.3 т/сут соответственно.



При 45 ГРП осуществление обработок происходило с жидкостью разрыва на нефтяной основе, при 34 операциях применялся нефтяной гель. Отмечено, что в результате закачки в 1.9 раз большей удельной массы проппанта, после обработок с использованием жидкости разрыва «на воде» был достигнут в 1.7 раз больший удельный дебит жидкости, чем при ГРП «на нефти», при этом удельные показатели по нефти близки (2.6 и 2.4 т/сут/м соответственно, рисунок 5.9).

При рассмотрении абсолютных величин (рисунок 5.10), ГРП с жидкостью разрыва на водной основе, как по дебиту жидкости, так и по дебиту нефти, показали более высокие результаты, чем на нефтяной основе: 48.2 т/сут против 20.8 т/сут и 25.9 т/сут против 17.4 т/сут. Однако, следует отметить, что операции «на воде» выполнены на скважинах с высокими базовыми показателями (по нефти 11.0 т/сут, по жидкости – 19.1 т/сут). В результате после обработок «на воде» и «на нефти» получены близкие приросты по нефти (14.9 т/сут и 15.1 т/сут), при этом приросты по жидкости

выше после операций «на воде» (29.1 т/сут против 18.1 т/сут).

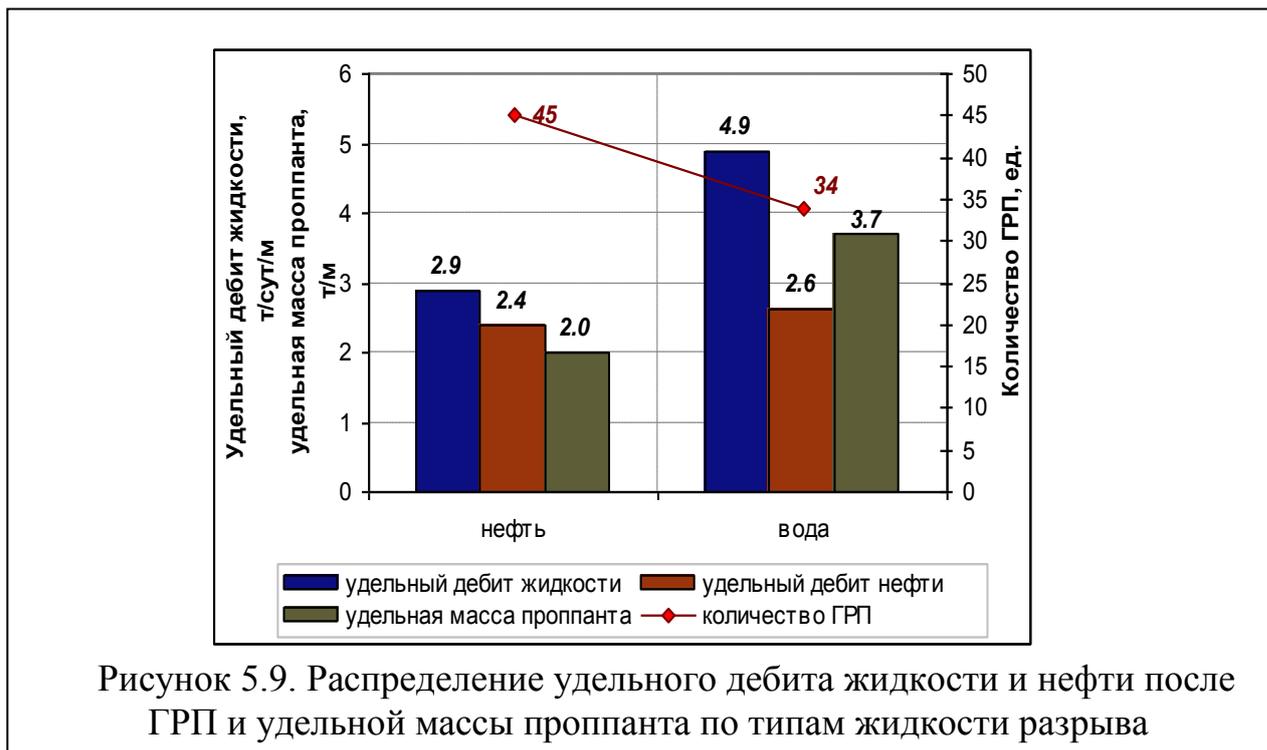


Рисунок 5.9. Распределение удельного дебита жидкости и нефти после ГРП и удельной массы пропантa по типам жидкости разрыва

По всем выполненным обработкам на скважинах эксплуатационного фонда и скважинах из бурения для сопоставления результатов, полученных после ГРП, с геологическими и технологическими параметрами, были построены парные зависимости (рисунок 5.11).

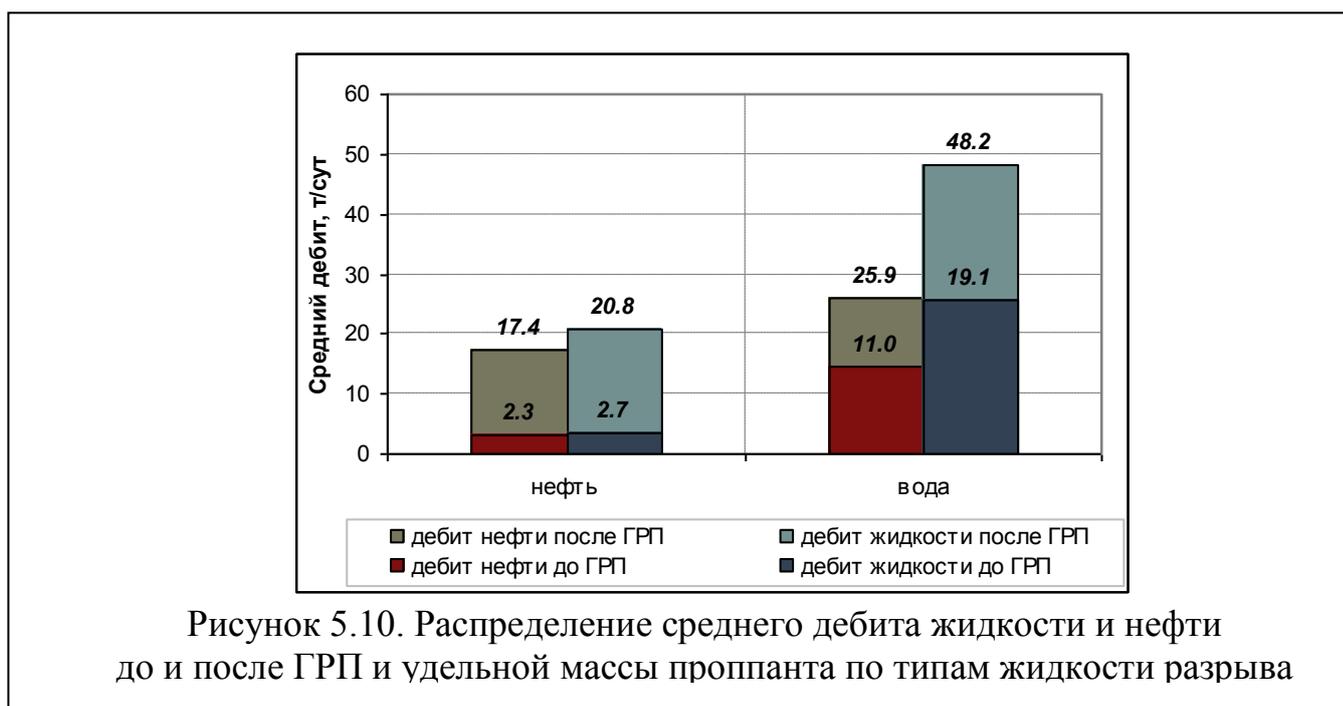


Рисунок 5.10. Распределение среднего дебита жидкости и нефти до и после ГРП и удельной массы пропантa по типам жидкости разрыва

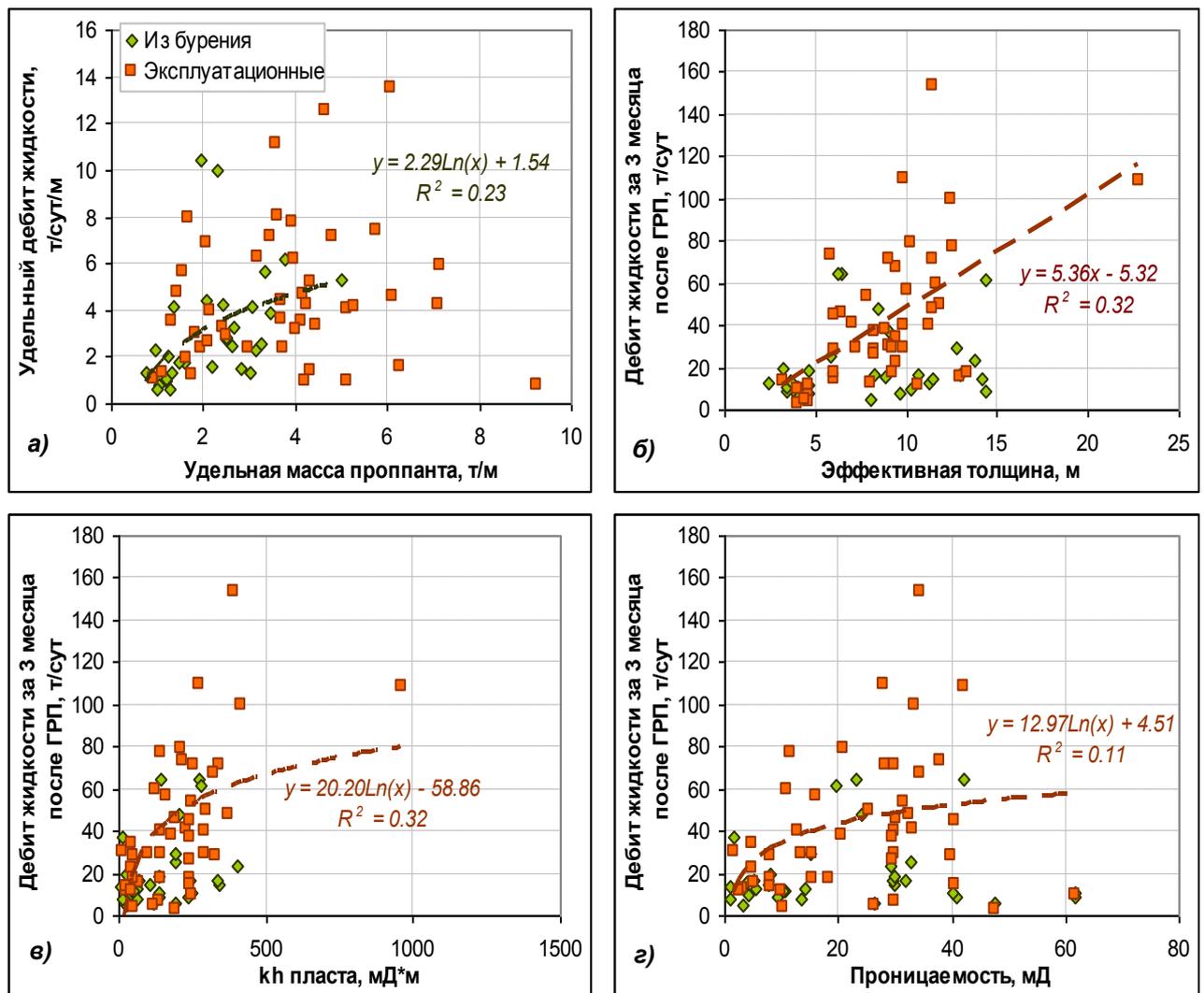


Рисунок 5.11. Зависимости показателей эффективности ГРП от технологических (а) и геологических параметров (б, в, г) по категориям скважин

По эксплуатационным скважинам выделяются тенденции увеличения эффективности операций при обработке пластов, характеризующихся более высокими фильтрационно-емкостными свойствами (большой эффективной мощностью, проницаемостью, проводимости). При этом по скважинам из бурения наблюдается тенденция увеличения дебита жидкости, полученного с метра эффективной толщины пласта, при использовании большей удельной массы проппанта (рисунок 5.11. а).

По эксплуатационным скважинам для оценки влияния эффективной мощности коллектора на дебиты жидкости после ГРП были выделены 4 группы скважин (рисунок 5.12). Наибольшее количество обработок

выполнено на скважинах, вскрывающих пласт с эффективной мощностью от 8 м до 10 м (34.1% ГРП). Операции с толщиной менее 6 м и более 10 м проводились в 22.2% и 27.3% соответственно, в 15.9% ГРП обрабатываемая мощность пласта лежит в диапазоне от 6 м до 8 м.

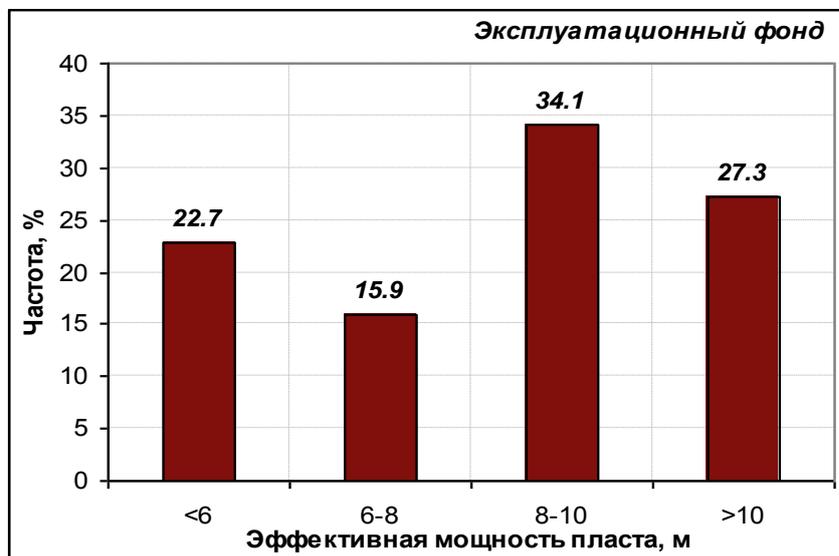
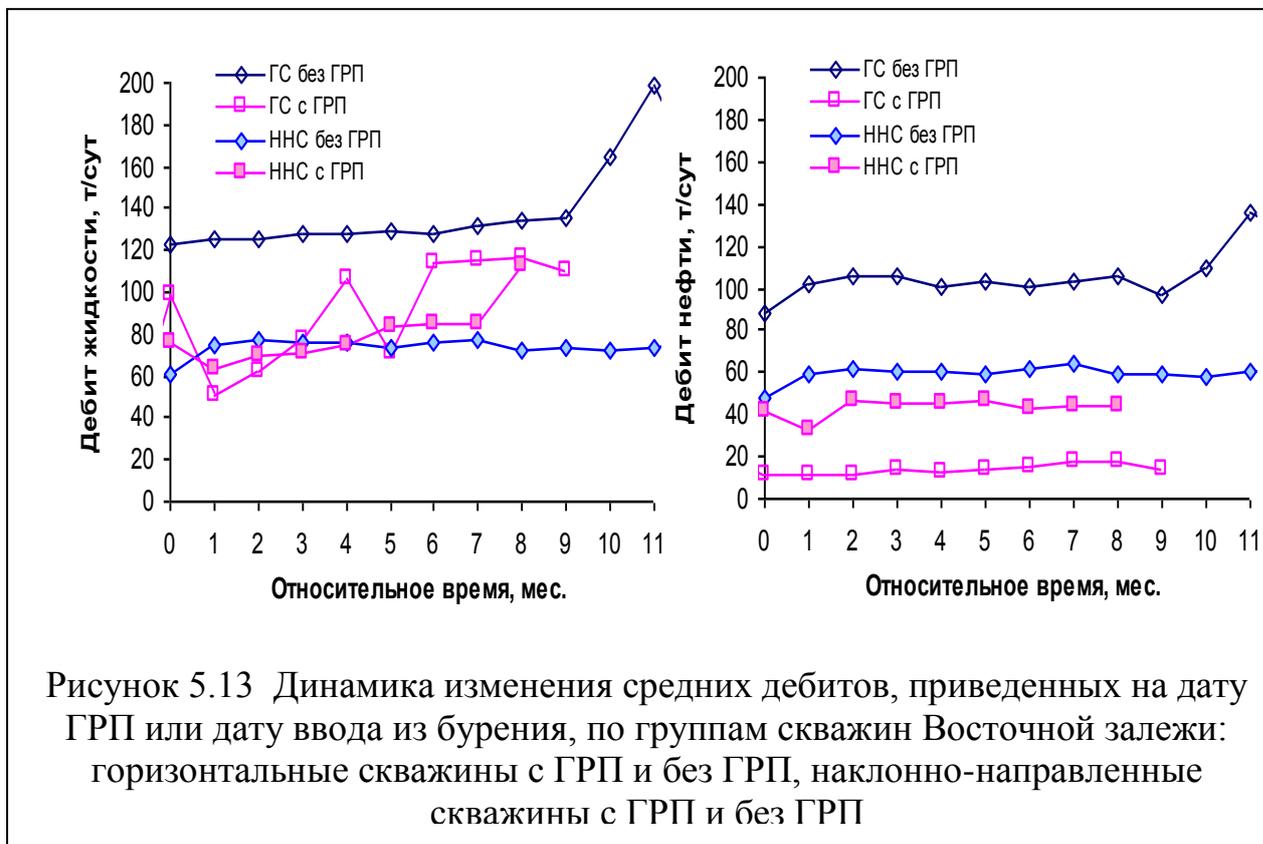


Рисунок 5.12. Распределение скважин по эффективной мощности пласта

Рассмотрим на объекте ЮВ₁ эффективность ГРП, выполненных на горизонтальных скважинах. На скважинах Восточной залежи были выполнены две такие операции («слепой» ГРП – пакер устанавливается в вертикальной части ствола, скв. №№1347Г, 1348Г). Скважина №1347Г перед ГРП находилась в эксплуатации с дебитами в несколько раз ниже показателей соседних горизонтальных скважин (21.5 т/сут по нефти, обводненность - 9.8%, по окружающим – около 100 т/сут). После ГРП с массой пропанта 45 тонн произошло подключение трещиной гидроразрыва водонасыщенных коллекторов и обводненность резко возросла до 89%, эффект по нефти отрицательный. По второй горизонтальной скважине № 1348Г при освоении из бурения получен слабый приток жидкости, выполнение обработки призабойной зоны не дало положительных результатов, после ГРП с массой пропанта 26 тонн дебит нефти составил 5.0 т/сут, обводненность 79%. На наклонно-направленных скважинах данного участка ГРП выполняется, как правило, при низких коэффициентах продуктивности. После ГРП средние дебиты жидкости поднимаются до

уровня дебитов наклонно-направленных скважин без ГРП, по дебиту нефти они ниже на 25%. В целом можно отметить, что разработка пласта ЮВ₁ Восточной залежи более эффективна при бурении горизонтальных стволов (рисунок 5.13).



Еще 1 ГРП выполнен на Основной залежи на боковом стволе скважины с горизонтальным окончанием №1241Л. До ГРП на скважине отсутствовал приток, после ГРП дебит жидкости составил 40.2 т/сут, нефти – 2.0т/сут. Причиной высокой обводненности является то, что боковой ствол забурен от скважины, преждевременно обводнившейся из-за влияния нагнетательных скважин.

Таким образом, ГРП на горизонтальных скважинах данного объекта привел к увеличению дебита жидкости и не принес положительных результатов по дебиту нефти.

Повторные ГРП

По состоянию на 01.01.2017 г. на объекте ЮВ₁ Северо-Покачевского месторождения выполнено 16 повторных ГРП и 1 третья обработка

(скв. №1263), все по Основной залежи.

Выполнение повторных операций на всех участках месторождения осуществлялось с закачкой большей массы проппанта (в 1.9 – 2.8 раза), снижением темпа закачки жидкости разрыва (в 1.3-1.4 раза), а на «Западе» и увеличением максимальной концентрации проппанта (с 821 до 967 кг/м³). Кроме того, все первые операции ГРП выполнены с использованием жидкости разрыва на нефти, закрепление трещины осуществлялось посредством однокомпонентного проппанта (20/40 либо 16/30). При проведении повторных операций в 9 из 16 случаев применялся водный гель и в большинстве обработок двухфракционный проппант (16/30+12/18 или 20/40+16/30).

Такое изменение параметров технологии ГРП привело к увеличению эффективности повторных операций лишь в «Центре» Восточного блока Основной залежи: относительно первых обработок средний дебит жидкости возрос на 56%, дебит нефти – на 38%, кратность увеличения удельного дебита жидкости составила 2.2 раза. При этом в течение года, как после первых, так и после повторных операций, отмечается стабильность достигнутого эффекта.

На скважине № 1263 проведено три ГРП. Сопоставление основных технологических параметров выполненных ГРП и показателей эксплуатации до и после ГРП по скважине № 1263 представлено в таблице 5.2.

Поскольку обработки выполнены различными сервисными компаниями, они существенно отличаются по параметрам технологии. С каждой новой операцией значение массы проппанта увеличивалось в 2.0 – 2.5 раза (10 т, 19.8 т и 50 т соответственно). Применение большей массы расклинивающего агента, а также закачка комбинированных проппантов при выполнении второй и третьей обработки позволило достичь увеличения дебита жидкости в 1.6 раза после второго ГРП относительно первой операции и в 1.4 раза после третьей обработки относительно второго ГРП.

Таблица 5.2 - Сопоставление основных технологических параметров

выполненных ГРП и показателей эксплуатации до и после ГРП по скважине № 1263

Параметр	1 ГРП	2 ГРП	3 ГРП	
Дата ГРП	21.09.2010	24.02.2012	19.11.2013	Опти-мум
Сервисная компания	КАТКонефть	ПетроАльянс	МеКаМинифть	
Геолого-физические характеристики				
Эффективная толщина, м	7.8			
Проницаемость, мД	53.1			
Технологические параметры				
Масса проппанта, т	10.0	19.8	50.0	46.2
Удельная масса проппанта, т/м	1.3	2.5	6.4	5.9
Типоразмер проппанта	16/30	20/40+16/30	16/30+12/18	
Максимальная концентрация проппанта, кг/м ³	800	750	962	
Средняя концентрация проппанта, кг/м ³	552	368	584	800
Темп закачки жидкости разрыва, м ³ /мин	3.2	2.1	3.5	4.9
Вид жидкости разрыва	нефть	нефть	вода	вода
Эксплуатационные показатели				
Дебит нефти за 1 мес. до ГРП, т/сут		1.1	23.0	
Дебит жидкости за 1 мес. до ГРП, т/сут		1.6	24.2	
Обводненность за 1 мес. до ГРП, %		29.2	5.0	
Дебит нефти за 3 мес. после ГРП, т/сут	15.6	23.9	34.0	52.5
Дебит жидкости за 3 мес. после ГРП, т/сут	16.5	26.6	37.4	70.0
Обводненность за 3 мес. после ГРП, %	5.6	10.2	9.1	25.0
Удел. дебит жид. за 3 мес. после ГРП, т/сут/м	2.1	3.4	4.8	9.0
Начальная кратность увеличения дебита жидкости относительно предыдущей обработки, ед.		1.6	1.4	
Прирост дебита нефти после ГРП, т/сут	15.6	22.8	11.0	
Прирост дебита жидкости после ГРП, т/сут	16.5	25.0	13.2	
Прирост обводненности, %	5.6	-19.0	4.1	

Выполнена оценка параметров оптимальной технологии гидроразрыва на скважине №1263. При данных геологических условиях оптимуму соответствует последняя из выполненных обработок, при этом увеличения

эффективности можно было бы добиться при увеличении концентрации пропанта (оптимальное значение средней концентрации составляет 800 кг/м^3 , фактическое - 584 кг/м^3). Дальнейшее увеличение массы пропанта в данном случае не привело бы к значимому росту дебита жидкости.

Стоит отметить, что при начальном режиме эксплуатации скважины № 1263 после третьего ГРП уровень потенциальных возможностей скважины не был достигнут (средний прирост по нефти после ГРП составил 11 т/сут). Выполнение работ по оптимизации глубинно-насосного оборудования в июле и августе 2014г. способствовало существенному увеличению дебита относительно начального после 3 БГРП, по состоянию на 01.01.2015 г. среднесуточный дебит нефти составил 173.4 т/сут , жидкости – 181.8 т/сут .

Таким образом, повторные операции ГРП с увеличенной массой пропанта показали: более высокую эффективность по скважинам центральной части Восточного блока Основной залежи; по скважинам Западного блока в среднем достигнут уровень первых обработок; по скважинам южной части Основной залежи по дебиту жидкости в среднем за год получены низкие результаты, как и при первых ГРП (8.3 и 8.4 т/сут соответственно), что при более высокой обводненности привело к нерентабельности обработок с прекращением эффекта за полгода.

Полученные результаты по повторным обработкам обусловлены не только различием фильтрационно-емкостных свойств, технологией проведения ГРП, но и разным уровнем энергетического состояния участков. Ввод нагнетательных скважин был начат в середине 2011 года. Первые операции ГРП осуществлялись, как правило, в 2008-2009 гг., повторные - в 2012-2013 гг. К этому периоду времени на Западном блоке и в южной части Восточного блока пластовое давление было восстановлено до уровня $26-27$ и $24-25 \text{ МПа}$ соответственно по участкам (при начальном пластовом давлении 28.1 МПа). В центральной части Восточного блока, с более активными отборами, оно оставалось сниженным более чем на 15% относительно начального.

Среди скважин нагнетательного фонда более половины были подвергнуты ГРП, 55% из них после операций находились в эксплуатации на нефть. Уровень среднесуточной приемистости скважин с ГРП Западного блока и южной части Восточного блока составляет 100 - 200 м³/сут, по скважинам центральной части – 250 - 350 м³/сут. Средние массы проппанта при ГРП по этим скважинам – 13.8, 11.4 и 23.6 тонн соответственно по участкам.

Большеобъемные ГРП

По состоянию на 01.01.2017 г. на объекте ЮВ₁ Северо-Покачевского месторождения осуществлены 23 большеобъемные операции (с массой проппанта в пласте более 30 тонн) на скважинах эксплуатационного фонда, что составило 51.1% в общем количестве выполненных ГРП.

Суммарная дополнительная добыча нефти за счет БГРП составила 345.0 тыс.т (что составило 57.3% от общей дополнительной добычи нефти по эксплуатационным скважинам), в среднем на одну скважино-операцию приходится 15.0 тыс.т.

Средние значения геолого-физических и технологических параметров, эксплуатационных показателей до и после ГРП по скважинам со стандартными и большеобъемными ГРП представлены в таблице 5.3.

Таблица 5.3 - Сопоставление основных показателей по скважинам со стандартными и большеобъемными ГРП

Параметр		m проп < 30 т	m проп > 30 т
Количество ГРП, ед.		22	23
Геолого-физические характеристики			
Эффективная толщина, м		7.5	10.0
Проницаемость, мД		21.5	24.6
Альфа-ПС, д.ед.		0.81	0.83
Пористость, д.ед.		0.17	0.17
kh пласта, мД*м		161.5	245.0
Нефтенасыщенность, д.ед.		0.59	0.60
Параметры технологии ГРП			
Масса проппанта, т		17.2	44.3
Удельная масса проппанта, т/м		2.3	4.4
Максимальная концентрация проппанта, кг/м ³		841	972
Средняя концентрация проппанта, кг/м ³		452	540
Темп закачки жидкости разрыва, м ³ /мин		2.8	3.1
Показатели эксплуатации			
Базовые показатели за 3 мес.	Дебит нефти, т/сут	6.7	14.4
	Дебит жидкости, т/сут	7.7	26.2
	Обводненность, %	12.8	45.0
Начальные показатели за 3 мес. после ГРП	Дебит нефти, т/сут	21.2	30.8
	Дебит жидкости, т/сут	27.2	56.0
	Обводненность, %	22.0	45.0
Среднегодовые показатели после ГРП	Дебит нефти, т/сут	18.6	34.4
	Дебит жидкости, т/сут	25.0	67.0
	Обводненность, %	25.8	48.6
Удельный дебит жидкости за 3 мес. после ГРП, т/сут/м		3.6	5.6
Прирост дебита нефти после ГРП, т/сут		14.6	16.4
Прирост дебита жидкости после ГРП, т/сут		19.6	29.9

Обработки с массой проппанта более 30 тонн выполнены на скважинах, вскрывающих пласты с большей эффективной мощностью и проводимостью, чем при стандартных ГРП (10.0 м против 7.5 м и 245.0 мД*м против 161.5 мД*м соответственно). Остальные фильтрационно-емкостные свойства пластов по скважинам с данными видами ГРП близки.

Средняя масса закачанного в пласт проппанта в результате большеобъемных ГРП составила 44.3 т, что в 2.6 раза выше, чем при стандартных операциях (удельная масса проппанта выше в 1.6 раз

соответственно). Максимальные и средние концентрации при обработках с закачкой проппанта более 30 тонн составили 972 кг/м³ и 540 кг/м³ соответственно, при стандартных операциях данные показатели ниже – 841 кг/м³ и 452 кг/м³ соответственно. Темп закачки жидкости разрыва при большеобъемных обработках составил 3.1 м³/мин, при стандартных операциях он немного ниже – 2.8 м³/мин.

Закрепление трещины при большеобъемных операциях ГРП в 65% случаев осуществлялось посредством двухкомпонентного проппанта (16/30+12/18 – 13 ГРП, 20/40+16/30 – 2 ГРП), 4 обработки выполнены с трехфракционным проппантом (20/40+16/30(16/20)+12/18), 2 ГРП – с комбинацией четырех типоразмеров проппанта (20/40+16/20+12/18+10/14). При стандартных операциях в 15 из 22 случаев закрепляющим материалом служил проппант из одной фракции (16/30 либо 20/40).

Кроме того, при 21 операции (91.3% ГРП) с массой более 30 тонн использовалась жидкость разрыва на водной основе, при стандартных ГРП, как правило, применялся нефтяной гель (18 из 22 ГРП).

Значительное увеличение массы проппанта позволило получить двукратное увеличение среднего дебита жидкости после БГРП по сравнению со стандартными обработками (56.0 т/сут за счет большеобъемных ГРП, 27.2 т/сут после стандартных), при этом дебит нефти увеличился в 1.5 раза (в среднем 30.8 т/сут против 21.2 т/сут соответственно).

Дебит жидкости, полученный с метра эффективной мощности коллектора, после БГРП выше соответствующего показателя для стандартных обработок на 55.6%.

По большинству скважин в первый год после большеобъемных операций наблюдается динамика роста среднесуточных дебитов как жидкости, так и нефти. При этом темп падения дебита за 12 месяцев после стандартных ГРП составил 19% по жидкости и 23% по нефти.

Эффективность ГРП как мгновенная (дебиты нефти и жидкости), так и интегральная (дополнительная добыча нефти) ежегодно возрастает.

Увеличение прироста добычи (по скважинам с ГРП при освоении) обусловлено разбуриванием зон с лучшими коллекторскими свойствами и увеличением объемов закачанного проппанта (по скважинам с ГРП после отработки).

В скважинах с повторным ГРП результаты, полученные после первых обработок, близки к потенциальным возможностям участка. Низкий эффект после повторных ГРП объясняется пониженным пластовым давлением.

При анализе обводненности определено высокая обводненность продукции после ГРП наблюдается по скважинам, пробуренным в водонефтяной зоне пласта. [10]

5.2. Предложения по продолжению проведения ГРП

Основным методом, как интенсификации притока, приемистости, так и основным в качестве метода повышения коэффициента нефтеизвлечения на Северо-Покачевском месторождении является гидравлический разрыв пласта.

По состоянию на 01.01.2017г. на объекте ЮВ₁ Северо-Покачевского месторождения за счет 99 ГРП на добывающих скважинах дополнительная добыча нефти составила 1124.4 тыс.т, в среднем 11.4 тыс.т/скв., в том числе по скважинам из бурения – 318.2 тыс.т или 8.6 тыс.т/скв., по скважинам эксплуатационного фонда – 806.2 тыс.т или 13.0 тыс.т/скв.

В целом, за счет запланированных 23 операций ГРП на ближайший период разработки на Северо-Покачевском месторождении ожидается получить средний дебит нефти 24.0т/сут (прирост 15.5т/сут) и дополнительную добычу нефти 87.0 тыс.т (3.8 тыс.т/скв.) Потенциальная дополнительная добыча нефти за счет 6 ГРП на горизонтальных скважинах – 17.1тыс.т.

Метод ГРП показал свою высокую эффективность при разработке Основной залежи месторождения. По большей площади Восточной залежи

пласт ЮВ₁ отделен от водонасыщенных ЮВ₀ и ЮВ₂ тонкими глинистыми перемычками, что осложняет применение ГРП по стандартным технологиям.

На Восточной залежи по состоянию на 01.01.2017 г. подвергнуты ГРП 42 скважины: 17 из них были освоены в ППД после ГРП при вводе из бурения; 14 скважин действующего добывающего фонда; 8 скважин добывающего фонда при вводе из бурения, скважина № 2203 – действующая нагнетательная; скважина № 1305 – до ГРП обводненность 100 %, после ГРП освоена в ППД; №1313 - при вводе из бурения дебит жидкости составлял 14.8 т/сут, обводненность 23%, после ГРП получен приток воды, скважина освоена в ППД.

На Западном блоке Основной залежи все скважины были подвергнуты ГРП. Из 19 выполненных операций 9 обработок осуществлены при вводе из бурения и 10 ГРП на эксплуатационном фонде скважин. Причем на 5 скважинах операция ГРП является повторной, на 3 скважинах – третьей.

При дальнейшем разбуривании Западного блока Основной залежи все скважины предполагается вводить с ГРП. Для увеличения продолжительности эффекта рекомендуется создание широких трещин с плотной упаковкой проппанта по типу TSO (метод концевое экранирования), использовать максимально возможные концентрации проппанта (1200–1500 кг/м³), высокие расходы (свыше 3.0 м³/мин), массы проппанта более 30т.

Скважины, освоенные в ППД после ГРП, работали со среднесуточной приемистостью 100-300 м³/сут (в первый месяц, в основном, 200 - 300 м³/сут) остальные нагнетательные скважины Юоккунского лицензионного участка без ГРП – 150 - 350 м³/сут.

По добывающим скважинам Восточной залежи отмечено: на действующем добывающем фонде при использовании в среднем 34.3 тонн проппанта средний дебит жидкости составил 99.8т/сут, нефти – 26.7т/сут (4.0 – 73.5т/сут), обводненность – 73.2% (32 – 97%); при освоении из бурения применялись меньшие массы проппанта - в среднем 20.8 тонн, что привело к

меньшему уровню обводненности – в среднем 40.2% (18-81%), дебит жидкости составил – 33.6т/сут, нефти – 20.1т/сут (5.5 – 50.3т/сут).

В данных геологических условиях на Восточной залежи предлагается выполнить опытно-промышленные работы с применением технологий по ограничению водопритока. Компанией Schlumberger разработана и успешно применяется технология по улучшенному сдерживанию вертикального роста трещины J-Frac. Она включает в себя размещение смеси различных твердых и специальных материалов, от крупного до мелкого размера, закачиваемой между буфером и проппантными стадиями или на протяжении стадии буфера, которая «блокирует» и «изолирует» давление на (и проникновение жидкости через) зоны барьеров. Данный вид технологий применим на этапе низкой обводненности скважин, при отсутствии риска прорывов закачиваемой воды от нагнетательных скважин.

Для снижения риска преждевременного обводнения скважины после ГРП целесообразно использовать технологии на основе модификаторов фазовых проницаемостей: AquaCon, Cw-Frac Halliburton, разработки ЗАО «Химеко-ГАНГ», WCA-1 (NEWCO Well Service). Специальные полимерные составы закачиваются в виде оторочки (перед подушкой жидкости разрыва) или могут добавляться к жидкостям гидроразрыва на водной или углеводородной основе, обеспечивая снижение фазовой проницаемости по воде. Принцип их действия основан на изменении смачивающих свойств породы за счет осаждения (адсорбции) полимера на стенках поровых каналов.

Для предупреждения выноса проппанта на пластах с аномально низкими пластовыми давлениями и высокими депрессиями выполнять проведение ГРП с закреплением трещины проппантом с полимерными волокнами (FiberFrac или аналоги).

При выполнении ГРП в горизонтальных скважинах возможно два варианта технологий: «слепой» ГРП – с установкой пакера в вертикальной части ствола скважины и «SurgiFrac» (Halliburton) с последовательным

созданием серии поперечных дисковидных трещин с шагом по стволу 3–5 м.

При самой благоприятной ориентации горизонтального ствола (вдоль направления максимальных горизонтальных напряжений) магистральная трещина будет развиваться вдоль ствола и захватит весь продуктивный пласт при минимальном росте устьевого давления в процессе обработки.

При самой неблагоприятной ориентации горизонтального ствола (вдоль направления минимальных горизонтальных напряжений) ожидается возникновение множественных поперечных стволу трещин с ухудшенной гидравлической связью «ствол-трещина» и, соответственно, значительный рост устьевого давления. В этом случае велика вероятность получения «стопа».

С учетом наихудшего варианта развития событий предлагается проведение ГРП по технологии «SurgiFrac» с последовательным созданием серии поперечных дисковидных трещин.

Вариант типового, «слепого» ГРП наименее затратен и, при благоприятной ориентации ствола, может обеспечить наибольшую технологическую эффективность. Однако, вероятность такой ситуации мала, что связано со значительным риском недостижения максимального эффекта. Более предпочтительной является технология «SurgiFrac».

6. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

В этой части проводится экономическое обоснование целесообразности проведения такого метода повышения нефтеотдачи, как гидроразрыв пласта (ГРП).

Для оценки экономической целесообразности осуществления мероприятий используются следующие основные показатели эффективности:

- прирост потока денежной наличности;
- чистый дисконтированный доход;
- индекс доходности.

1. Дополнительная добыча газа за год после проведения ГРП определяется по формуле:

$$\Delta Q = q_n \cdot N \cdot K_g \cdot T, \quad (5.1)$$

где q_n – расчетный прирост дебита нефти одной скважины, м³/сут;

N – количество скважин, скв.;

K_g – коэффициент эксплуатации скважины, д.ед.;

T – число суток работы скважины в году после проведения ГРП, сут.

Анализ динамики прироста дебитов нефти после ГРП показывает, что продолжительность технологического эффекта от проведения ГРП составляет в среднем от 4 до 5 лет, но с последующим течением времени темп снижения эффективности от ГРП составляет до 10 – 15% в год. Расчетное значение дебита в году t после проведения мероприятия составит:

$$q_{nt} = q_{nt-1} - \frac{q_{nt-1} \cdot 15\%}{100\%}. \quad (5.2)$$

Соответственно годовая добыча нефти с учетом постепенного обводнения скважины в году t составит:

$$\Delta Q'_t = \Delta Q - \Delta Q_{обв}, \quad (5.3)$$

где $\Delta Q_{обв}$ - ежегодные потери добычи нефти на обводнённость, тыс.м³.

2. Прирост выручки от реализации дополнительного добытой нефти в году t определяется по формуле:

$$\Delta B_t = \Delta Q_t \cdot Ц, \quad (5.4)$$

где $Ц$ – цена, руб./м³.

3. Текущие затраты на проведение мероприятия в году t определяется

$$\Delta Z_{тек} = Z_{ГРП} + Z_{донт}, \quad (5.5)$$

где $Z_{ГРП}$ – стоимость проведения гидроразрыва пласта руб.;

$Z_{донт}$ – затраты на дополнительную добычу нефти в году t , руб.

$$Z_{донт} = \Delta Q_t + Z_{пер}, \quad (5.6)$$

где $Z_{пер}$ – условно-переменные затраты на добычу нефти, руб./м³.

4. Прирост прибыли от проводимого мероприятия в году t определяется по формуле:

$$\Delta \Pi_t = \Delta B_t - \Delta Z_{мект}. \quad (5.7)$$

5. Налог на дополнительную прибыль в году t определяется по формуле:

$$\Delta H_{npt} = \frac{\Delta \Pi_t \cdot H}{100\%}, \quad (5.8)$$

где H – ставка налога на прибыль, %.

6. Прирост потока денежной наличности в году t определяется по формуле:

$$\Delta ПДН_t = \Delta \Pi_t - \Delta H_{npt} \quad (5.9)$$

7. Дисконтированный прирост потока денежной наличности в году t определяется по формуле:

$$\Delta ПДН_t = \Delta ПДН_t \cdot \alpha_t .$$

(5.10)

8. Коэффициент дисконтирования рассчитывается по формуле:

$$\alpha_t = \frac{1}{(1+E)^{t-1}} , \quad (5.11)$$

где E – ставка дисконта, %;

t – расчетный год.

9. Чистый дисконтированный доход от проведения мероприятия определяется по формуле:

$$ЧДД = \sum_t^T \Delta ПДН_t . \quad (5.12)$$

10. Индекс доходности от проведения мероприятия определяется по формуле:

$$ИД = \frac{ЧДД}{З_{ГРП}} . \quad (5.13)$$

5.2 Обоснование экономической эффективности ГРП

В 2017 на , с целью увеличения коэффициента газоотдачи путём улучшения фильтрационно-емкостных характеристик призабойной и удалённой зон, был проведен экспериментальный гидроразрыв пласта на 7 скважинах, дебит нефти которых колеблется от 23,7- 70,8 тыс. м³/сут. [3].

Продолжительность технологического эффекта 4 года.

Среднегодовой темп уменьшения эффективности от ГРП равен 15%.

Коэффициент эксплуатации скважин равен 0,83.

Ежегодные потери на обводнённость по семи скважинам, на которых проводилось бы ГРП, составляет 1861,5 тыс. м³/год.

По отчетным данным предприятия цена реализуемого газа составляет 1940 руб./тыс.м³. Ставка налога на прибыль - 20%.

Условно-переменные затраты в себестоимости одной тыс. м³ нефти - 474,37 руб./тыс.м³. Расчетный прирост дополнительной добычи нефти на одной скважине в первом году после проведения мероприятия составил бы

20 тыс. м³/сут.

Проведем экономическое обоснование проведения данного геолого-технического мероприятия.

6.2.1 Расчет экономических затрат на проведение ГРП

Согласно данным подрядной организации затраты на проведение ГРП для скважины месторождения и время выполнения работ составляют:

- транспортные расходы (переезд бригады) - 46 000 руб.;
- стоимость работы одного часа бригады - 4200 руб./час;
- время выполнения работ - 264 часа;
- стоимость пропанта - 2 441 490 руб.

Затраты на производство работ (произведение времени выполнения работ на стоимость бригады*часа):

$$З=4200 \cdot 264=1\,108,8 \text{ тыс. руб.}$$

Перфорация на скважине составит 111 000 тыс. руб.

Стоимость работ ГРП:

$$С=1\,108\,800+222\,228+46\,000+111\,000+2\,441\,490=2\,930,9 \text{ тыс. руб.}$$

Проведем экономическое обоснование проведения данного геолого-технического мероприятия.

6.2.2 Расчет экономического эффекта от проведения ГРП

1. Определим по формулам (5.1), (5.2) и (5.3) дополнительную добычу газа.

1.1 Дополнительная добыча за 2013 год составит:

$$\Delta Q_{2013} = 20 \text{ тыс.} \frac{\text{м}^3}{\text{сут}} \cdot \text{СКВ} \cdot 7 \text{ СКВ} \cdot 0,83 \cdot 180 \text{ сут} = 2091 \text{ тыс. м}^3$$

Учитывая ежегодные потери на обводненность, получим

$$\Delta Q'_{2013} = 2091 \text{ тыс. м}^3 - 1861,5 \text{ тыс. м}^3 = 1904,5 \text{ тыс. м}^3$$

1.2 Дополнительная добыча за 2014 составит:

$$q_{H2014} = 20 \text{тыс.} \frac{\text{м}^3}{\text{сут}} - \frac{20 \text{тыс.} \frac{\text{м}^3}{\text{сут}} \cdot 15\%}{100\%} = 17 \text{тыс.} \frac{\text{м}^3}{\text{сут}};$$

$$\Delta Q_{2014} = 17 \text{тыс.} \frac{\text{м}^3}{\text{сут}} \cdot \text{СКВ} \cdot 7 \text{СКВ} \cdot 0,83 \cdot 365 \text{сут} = 3605 \text{тыс.} \frac{\text{м}^3}{\text{сут}};$$

$$\Delta Q'_{2014} = 3605 \text{тыс.} \frac{\text{м}^3}{\text{сут}} - 3208,5 \text{тыс.} \text{м}^3 = 32842 \text{тыс.} \text{м}^3.$$

1.3 Дополнительная добыча за 2015 составит:

$$q_{H2015} = 17 \text{тыс.} \frac{\text{м}^3}{\text{сут}} - \frac{17 \text{тыс.} \frac{\text{м}^3}{\text{сут}} \cdot 15\%}{100\%} = 14,45 \text{тыс.} \frac{\text{м}^3}{\text{сут}};$$

$$\Delta Q_{2015} = 12,3 \text{тыс.} \frac{\text{м}^3}{\text{сут}} \cdot \text{СКВ} \cdot 7 \text{СКВ} \cdot 0,83 \cdot 365 \text{сут} = 26084 \text{тыс.} \text{м}^3;$$

$$\Delta Q'_{2015} = 26084 \text{тыс.} \frac{\text{м}^3}{\text{сут}} - 2321,5 \text{тыс.} \text{м}^3 = 23762,5 \text{тыс.} \text{м}^3.$$

2. Выручку от реализации дополнительного добытого газа найдем по формуле (5.4):

$$\Delta B_{2013} = 19054,5 \text{тыс.} \frac{\text{м}^3}{\text{сут}} \cdot \frac{1940 \text{руб}}{\text{тыс.} \text{м}^3} = 36\,965,7 \text{тыс.} \text{руб.};$$

$$\Delta B_{2014} = 32842 \text{тыс.} \frac{\text{м}^3}{\text{сут}} \cdot \frac{1940 \text{руб}}{\text{тыс.} \text{м}^3} = 63\,713,4 \text{тыс.} \text{руб.};$$

$$\Delta B_{2015} = 27916,1 \text{тыс.} \frac{\text{м}^3}{\text{сут}} \cdot \frac{1940 \text{руб}}{\text{тыс.} \text{м}^3} = 54\,157,1 \text{тыс.} \text{руб.};$$

$$\Delta B_{2016} = 23762 \text{тыс.} \frac{\text{м}^3}{\text{сут}} \cdot \frac{1940 \text{руб}}{\text{тыс.} \text{м}^3} = 46\,098,2 \text{тыс.} \text{руб.};$$

3. Текущие зарплаты определим по формуле (5.5) и (5.6):

$$\Delta Z_{\text{доп}2013} = 19054,5 \text{тыс.} \frac{\text{м}^3}{\text{сут}} \cdot \frac{474,37 \text{руб}}{\text{тыс.} \text{м}^3} = 9\,038,8 \text{тыс.} \text{руб.};$$

$$\Delta Z_{\text{тек}2013} = 2930919 \text{руб.} \cdot 7 \text{СКВ} + 9038833 \text{руб.} = 2\,955,5 \text{тыс.} \text{руб.};$$

$$\Delta Z_{\text{тек}2014} = \Delta Z_{\text{доп}2014} 32842 \text{тыс.} \text{м}^3 \cdot \frac{474,37 \text{руб}}{\text{тыс.} \text{м}^3}$$

$$= 155\,792,5 \text{тыс.} \text{руб.};$$

$$\Delta Z_{\text{тек}2015} = \Delta Z_{\text{доп}2015} 27916,1 \text{ тыс. м}^3 \cdot \frac{474,37 \text{ руб}}{\text{тыс. м}^3}$$

$$= 132\,425,6 \text{ тыс. руб.};$$

$$\Delta Z_{\text{тек}2016} = \Delta Z_{\text{доп}2016} 23762,5 \text{ тыс. м}^3 \cdot \frac{474,37 \text{ руб}}{\text{тыс. м}^3}$$

$$= 112\,722,1 \text{ тыс. руб.}$$

4. Прирост прибыли от проводимого ГРП рассчитаем по формуле (5.7):

$$\Delta П_{2013} = 36\,965\,730 \text{ руб.} - 29\,555\,266 \text{ руб.} = 7\,410,4 \text{ тыс. руб.};$$

$$\Delta П_{2014} = 63\,713\,480 \text{ руб.} - 15\,579\,259,5 \text{ руб.} = 48\,134,2 \text{ тыс. руб.};$$

$$\Delta П_{2015} = 54\,157\,040 \text{ руб.} - 13\,242\,560,4 \text{ руб.} = 40\,914,4 \text{ тыс. руб.};$$

$$\Delta П_{2016} = 46\,098\,280 \text{ руб.} - 11\,272\,217,1 \text{ руб.} = 34\,826,1 \text{ тыс. руб.}$$

5. Налог на дополнительную прибыль найдем по формуле (5.8):

$$\Delta H_{\text{пр}2013} = \frac{7\,410\,464 \text{ руб.} \cdot 20\%}{100\%} = 1\,482,1 \text{ тыс. руб.};$$

$$\Delta H_{\text{пр}2014} = \frac{48\,134\,220,5 \text{ руб.} \cdot 20\%}{100\%} = 9\,626,8 \text{ тыс. руб.};$$

$$\Delta H_{\text{пр}2015} = \frac{40\,914\,479,6 \text{ руб.} \cdot 20\%}{100\%} = 8\,182,8 \text{ тыс. руб.};$$

$$\Delta H_{\text{пр}2016} = \frac{34\,826\,062,9 \text{ руб.} \cdot 20\%}{100\%} = 6\,965,3 \text{ тыс. руб.};$$

6. Прирост потока денежной наличности найдем по формуле (5.9):

$$\Delta ПДН_{2013} = 7\,410\,464 \text{ руб.} - 1\,482\,092 \text{ руб.} = 5\,928,3 \text{ тыс. руб.};$$

$$\Delta ПДН_{2014} = 48\,134\,220,5 \text{ руб.} - 9\,626\,844,1 \text{ руб.}$$

$$= 38\,507,3 \text{ тыс. руб.};$$

$$\Delta ПДН_{2015} = 40\,914\,479,6 \text{ руб.} - 8\,182\,895,0 \text{ руб.}$$

$$= 32\,731,6 \text{ тыс. руб.};$$

$$\Delta ПДН_{2016} = 34\,826\,062,9 \text{ руб.} - 6\,965\,212,4 \text{ руб.}$$

$$= 27\,860,9 \text{ тыс. руб.};$$

7. Находим коэффициент дисконтирования по формуле (5.11):

$$\alpha_{2013} = (1 + 0,1)^{2013-2013} = (1,1)^0 = 1;$$

$$\alpha_{2014} = (1 + 0,1)^{-(2014-2013)} = (1,1)^{-1} = 0,91;$$

$$\alpha_{2015} = (1,1)^{-2} = 0,83;$$

$$\alpha_{2016} = (1,1)^{-3} = 0,75.$$

8. Проводим дисконтирование прироста потока денежной наличности по формуле (5.10):

$$\Delta\text{ДПДН}_{2013} = 5\,928\,371\text{руб.} \cdot 1 = 5\,928,3\text{тыс. руб.};$$

$$\Delta\text{ДПДН}_{2014} = 38\,507\,376\text{руб.} \cdot 0,91 = 35\,041,7\text{тыс. руб.};$$

$$\Delta\text{ДПДН}_{2015} = 32\,731\,584\text{руб.} \cdot 0,83 = 27\,167,2\text{тыс. руб.};$$

$$\Delta\text{ДПДН}_{2016} = 27\,860\,850\text{руб.} \cdot 0,75 = 20\,895,7\text{тыс. руб.}$$

9. Находим чистый дисконтированный доход от проведения мероприятия по формуле (5.12):

$$\text{ЧДД} = 5\,928\,371\text{руб.} + 35\,041\,712\text{руб.} + 27\,167\,215\text{руб.} + 20\,895\,637\text{руб.} = 89\,032,9\text{тыс. руб.}$$

10. Определим индекс доходности по формуле (5.13):

$$\text{ИД} = \frac{89\,032\,935\text{руб.}}{2\,930\,419\text{руб.}} = 30,4\text{ тыс.руб.}$$

Результаты расчетов сведем в таблицу 5.1

Таблица 5.1 – Результаты расчёта экономической эффективности от применения метода гидравлического разрыва пласта

Показатель	Годы			
	1	2	3	4
Количество ГРП, скв.	7	-	-	-
Дополнительная добыча газа, тыс. м ³	19 054,5	32 842	27 916,1	23 762,5

Продолжение таблицы 5.1

<i>Выручка от реализации дополнительно добытого газа, млн. руб</i>	37,0	63,7	54,2	46,1
<i>Затраты на дополнительную добычу нефти, млн. руб</i>	9,0	15,6	13,2	11,2
<i>Затраты на ГРП, млн. руб</i>	2,9	-	-	-
<i>Суммарные текущие затраты на проведение мероприятия, млн. руб</i>	29,6	15,6	13,2	11,2
<i>Прирост прибыли от проводимого мероприятия, млн. руб</i>	7,4	48,1	41,0	34,9
<i>Налог на дополнительную прибыль, млн. руб.</i>	1,5	9,6	8,2	7,0
<i>Прирост потока денежной наличности, млн. руб.</i>	5,9	38,5	32,7	27,9
<i>Дисконтированный поток денежной наличности, млн. руб</i>	5,9	35,0	27,2	20,9
<i>Накопленный дисконтированный поток денежной наличности (ЧДД), млн. руб.</i>	89,0			
<i>Индекс доходности</i>	30,4			

Вывод: Рассчитав экономическую эффективность проведения ГРП за 4 года по семи расчётным скважинам, мы получили, что:

– дополнительная добыча газа по 7 скважинам за расчетные 4 года составит 103 574 тыс. м³;

- накопленный поток денежной наличности за расчетные 4 года составит 200,1 млн. руб.;
- ЧДД от проведения мероприятия составит 89,0 млн рублей;
- бюджетная эффективность проекта (отчисления налога на прибыль) равна 26,3 млн рублей;
- индекс доходности составляет 30,4.

На основании полученных данных можем сделать вывод о том, что проведение гидроразрыва на предложенных скважинах позволит не только повысить эффективность разработки трудноизвлекаемых запасов нефти и газа пласта, но и принести дополнительный доход предприятию.

7. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Введение

Данный раздел дипломной работы посвящен анализу и разработке мер безопасности по обеспечению благоприятных условий для работы оператора по добыче нефти и газа.

Местом работы оператора по добыче нефти и газа является кустовая площадка промысла на открытом воздухе.

Объектом исследования в данной работе являются методы интенсификации притока газа и повышения газоотдачи пластов. Область применения: газовое месторождение. Внедрение методов интенсификации добычи газа помогает увеличить темпы отбора и повысить конечную газоотдачу разрабатываемых залежей, что является одной из основных задач при разработке нефтяных и газовых месторождений.

Были выявлены следующие вредные и опасные производственные факторы:

- тяжелые метеоусловия;
- воздействие на организм вредных веществ (кислоты, метанол, газоконденсат);
- повышенная загазованность (углеводородные газы, CO₂);
- укусы насекомых;
- производственный шум;
- высокие давления;
- опасность поражения электрическим током;
- большая взрывоопасность производства.

7.1 Производственная безопасность

Рассмотрены виды работ, выполняемых оператором по гидроразрыву пласта (ГРП), и связанные с ними вредные и опасные факторы, а также нормативные документы, устанавливающие их допустимые пределы в таблице 6.1.

Таблица 6.1 – Опасные и вредные факторы при выполнении гидроразрыва пласта

<i>Виды работ</i>	<i>Факторы (по ГОСТ12.0.003-15)</i>		<i>Нормативные документы</i>
	<i>Вредные</i>	<i>Опасные</i>	
<i>Полевые работы:</i> - отбор проб с нефтяных скважин - работа с оборудованием находящимся под давлением - снятие показаний приборов иеометрии; - работа с машинами и механизмами - закачка рабочих жидкостей в пласт	- <i>Повышенная запыленность и загазованность</i> - <i>Отклонение показателей климата</i> - <i>Повышенный уровень шума и вибраций</i> - <i>Недостаточная освещенность</i> - <i>Токсическое и раздражающее на организм человека химических веществ</i> - <i>повреждение в результате контакта с насекомыми</i>	- <i>Движущиеся машины и механизмы</i> - <i>Подвижные части производственного оборудования</i> - <i>Сосуды и аппараты под давлением</i> - - <i>Электробезопасность</i>	-ГОСТ 12.1.005-80 [10] -ГОСТ 12.01.003-83 [10] -ГОСТ 2434-80[11] -ГОСТ 12.4.011-89 [11] -ГОСТ 12.2.003-91[10] -ГОСТ 12.2.062.062-81[13] -ГОСТ Р 52630-2012[13] -ГОСТ 12.1.004-91[10] ГОСТ Р 21.1.019-2009 [13]

Рабочее место при ГРП располагается на открытом воздухе вблизи устья скважины, где находится обслуживаемое оборудование (насосные агрегаты, трубопроводы, автоцистерны, блок манифольда), а также инструменты и приспособления для выполнения ремонтных работ на производстве.

7.1.1 Отклонение показателей климата на открытом воздухе

Метеорологические условия изменяются, очень резко, сезонно и посуточно. При высоких температурах воздуха: понижается концентрация и внимание, выявляется торопливость и неосмотрительность; при низких температурах воздуха: понижается подвижность конечностей, вследствие интенсивной теплоотдачи организма.

Рабочему важно обеспечить надежную защиту от данной агрессивной среды, а также комфортную эксплуатацию месторождения в суровых погодных условиях. Рабочим должна предоставляться спецодежда соответствующая времени года. Летом: роба х/б, сапоги, ботинки, головной убор, сетка от насекомых, рукавицы, перчатки, средства защиты от насекомых. Зимой: шапка - ушанка, теплая маска на лицо, валенки, ватные штаны, шуба, ватные рукавицы, резиновые перчатки с мехом.

7.1.2 Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны

В процессе проведения работ по интенсификации притока газа и повышения газоотдачи пластов, возможно поступление токсичных веществ (соляная кислота, плавиковая кислота, растворы щелочей) в организм человека, не только при вдыхании паров и аэрозолей, но и при попадании на кожу и слизистые оболочки глаз. Наблюдаемые симптомы при это:

- при попадании на кожу - дерматит, проявляющийся в виде отечных, шелушащихся эритематозных пятен величиной с копеечную монету;
- при попадании в глаза - сильное покраснение, сужение глазной щели и обильное слезотечение с развитием острого конъюнктивита;

Обслуживающий персонал должен быть обеспечен следующими средствами индивидуальной защиты (СИЗ):

- костюм;
- очки защитные;
- резиновые перчатки;

Содержание вредных веществ в воздухе регламентируется системой стандартов безопасности труда с помощью предельно допустимой концентрации (ПДК) отдельных веществ в воздухе.

7.1.3 Повреждения в результате контакта с насекомыми

Из-за работ проводимых на открытом воздухе, оператор добычи нефти и газа подвержен повреждениям наносимыми насекомыми [21]. Наибольшую опасность представляет клещ. В данном случае к средствам

индивидуальной защиты относится защитный энцефалитный костюм; специальные спреи и репелленты.

Также особенно неприятны для человека, летающие кровососущие насекомые. Они залетают под одежду, в нос, уши, наносят укусы, вызывая раздражение кожи, аллергию. Также многие насекомые переносят различные вирусы и бактерии.

7.1.4 Механическое травмирование

Основными опасными факторами на производстве являются движущиеся и вращающиеся части рабочего механизма.

Большинство работ по интенсификации попадают в категорию 3 тип «а» граница снижения производительности труда.

На промысле применяются следующие средства индивидуальной защиты:

- виброзащитные перчатки и рукавицы
- виброизолирующие подметки, стельки и специальная виброизолирующая обувь

7.1.5 Электробезопасность

На Северо-Покачевском месторождении используется осветительная и силовая сеть с напряжением 220 В, которая является источником освещения бытовых, складских, конторских и промышленных объектов разработки и эксплуатации скважин. Силовая сеть ~380 В – используется для привода электродвигателей во вспомогательных цехах (мастерских, растворных узлах и т. д.), а также на объектах нефтедобычи (кустах) и бригадного хозяйства по ремонту скважин. Токопроводящими проводниками для осветительной сети являются токоизолирующие проводники типа полихлорвиниловой изоляции необходимого сечения – 4 1,5.

На месторождении используются следующие средства защиты людей:

- обеспечение недоступности токоведущих частей (кожухи, камеры);

- индивидуальные средства защиты (резиновые перчатки, диэлектрические коврики);

- заземление.

Здания и сооружения насосных станций, блочных кустовых насосных станций, печей, УКПГ Средневулжуйского ГКМ по обеспечению надежности электроснабжения относятся к потребителям 2 – категории.

7.2 Экологическая безопасность

При проведении таких методов интенсификации притока газа, как гидроразрыв пласта и солянокислотная обработка скважин, мы можем наблюдать вредное воздействие на литосферу, гидросферу и атмосферу. Чтобы максимально минимизировать отрицательное воздействие, необходимо- соблюдать все установленные правила для такого рода работ.

Основными типами антропогенных воздействий на природу, являются:

- буровые установки;

- нефтегазопромыслы;

- установки подготовки нефти и газа;

- нефтеперерабатывающие заводы;

- газокompрессорные станции;

- нефтепроводы различного уровня;

- станции хранения УВ и др.;

- сокращение и истребление рыбных запасов вследствие загрязнения поверхностных вод, нарушения гидрологического режима при строительстве и эксплуатации месторождений;

- сокращение численности видов диких животных из-за браконьерства и миграции мест обитания основных видов в другие места и т.д.;

Общими мерами по охране окружающей среды являются:

- сокращение потерь газа;

- повышение герметичности и надежности газопромыслового

оборудования;

- высокая степень утилизации отходов газа;
- оптимизация процессов сжигания топлива при одновременном снижении образования токсичных продуктов сгорания;

7.2.1 Источники загрязнения атмосферы и мероприятия по охране атмосферного воздуха

Загрязняющие воздух вещества могут поступать в атмосферу в виде неорганизованных и организованных выбросов. Выбросы и выделения вредных веществ в атмосферу происходит в основном вследствие:

- испарения нефти из резервуаров;
- потеря нефтяного газа через неплотности технологического оборудования;

При добыче газа от кустовых площадок выделяются загрязняющие вещества (ЗВ), которые складываются из выбросов через неплотности фланцевых соединений, запорно-регулирующей арматуры скважин и замерной установки (ЗУ), а также сальниковых уплотнений.

7.2.2 Охрана поверхностных и подземных вод от загрязнения и истощения.

Особое негативное воздействие на химический состав водоемов при эксплуатации объектов газодобычи оказывают разливы газа и вод с высокой минерализацией. При попадании газа в водоемы на поверхности воды образуется пленка, препятствующая воздушному обмену.

Источники загрязнения поверхностных вод и охрана водоемов от загрязнения:

- Испытание оборудования и трубопроводов на прочность и герметичность после монтажа;
- Утилизация попутного газоконденсата;
- Оснащение нефтяных резервуаров газоуравнительной системой и

газосигнализаторами;

Пути попадания токсичных загрязнений в природные воды:

- поступление токсичных веществ из шламовых амбаров в грунтовые воды;

- загрязнение грунтовых вод в результате отсутствия гидроизоляции технологических площадок;

- попадание загрязнений в грунтовые воды при аварийных разливах газа, сточных вод и других отходов в результате порывов трубопроводов;

- поступление газа и минерализованных вод в подземные воды в результате перетоков по затрубному пространству при некачественном цементировании скважины и ее негерметичности;

7.2.3 Охрана и рациональное использование земель

Загрязнение почв газоконденсатом может привести к значительному экологическому и экономическому ущербу: понижаются эффективность лесных ресурсов, ухудшается санитарное состояние окружающей среды.

Рекультивации подлежат нарушенные земли всех категорий. Рекультивация земель предусматривает выполнение двух этапов:

1. Технического, состоящего из приведения нарушенных площадей в порядок с приданием им требуемых уклонов, планировки, нанесения плодородного слоя;

Этап рекультивации состоит из устранения пролитого газоконденсата, срезки почвенно-растительного слоя толщиной 0.2-0.4 м и перемещения его во временные емкости до начала строительных работ. Возвращения этого слоя из емкостей и планировки рекультивируемой поверхности по окончании строительства.

2. биологического, состоящего из восстановления структуры и плодородия почвы. Этап рекультивации включает дискование почвы боронами в один след, поверхностное внесение минеральных удобрений и посев многолетних трав механизированным способом.

7.3 Защита в чрезвычайных ситуациях

7.3.1 Пожаровзрывобезопасность

На газовых месторождениях наиболее взрывоопасным веществом является метан.

Метан взрывоопасен при концентрации в воздухе от 4,4 % до 17 %. Самая взрывоопасная концентрация 9,5 %, при концентрации более 16 % метан просто горит, без взрыва, до 5-6 % — горит в присутствии источника тепла. Класс опасности - четвёртый [12].

Мероприятия по пожарной безопасности делятся на четыре основные группы:

- 1) исключение, предупреждение причин возникновения пожаров;
- 2) ограничение территории распространения огня;
- 3) обеспечение успешной и незамедлительной эвакуации людей и материальных ценностей из очага пожара;
- 4) создание условий для быстрого эффективного устранения пожара.

Пожарный инвентарь:

- монопомпы ;
- огнетушители (ОП – 50, ОХП – 10, ОХ 13П – 10, ОПШ –10, углекислотные);
- пеногенератор (ГПС – 200, ГПС – 600);
- рукава с гайками и без гаек;
- запас воды;
- пожарные щиты;
- ящики с песком;
- кошма, вёдра, лопаты.

7.3.2 Перечень возможных ЧС:

Техногенного характера:

Чрезвычайные ситуации данного характера. Возникают по причине возгорания пролитой горючей жидкости (метанола, триэтиленгликоля и

других химреагентов), используемых в процессе добычи и подготовки газа. Возгорание горючих жидкостей в резервуарах товарных парков, емкостях и технологических аппаратах. Пожары на скважинах в результате, прорыва неконтролируемого фонтанирования. Пожары в результате негерметичности газопроводов.

Природного характера:

Данное месторождение находится в Якутии, Вилуйском районе. Зима в этом районе суровая, температура воздуха часто опускается ниже минус 60°C . Лето не очень жаркое и не холодное, температура не превышает 25°C . Редко отмечаются случаи нанесения ущерба от воздействия сильных ветров или ураганов.

7.3.3 Защита в чрезвычайных ситуациях:

Существуют следующие чрезвычайные ситуации (ЧС):

Природного характера:

- паводковые наводнения;
- лесные и торфяные пожары;
- ветра и ураганы;
- сильные морозы (ниже минус 60°C);
- метели, бури и снежные заносы;

Техногенного характера:

- открытое фонтанирование углеводородов;
- пожар на объекте, взрывы, токсичные испарения;
- разливы сильнодействующих ядовитых веществ (СДЯВ);
- отключение электроэнергии;
- прекращение подачи электроэнергии;
- нарушение герметичности аппаратов и трубопроводов;
- пропуск сальников насосов, арматуры, что приводит к загазованности;
- утечка нефтепродуктов;

- возможности отравления продуктами горения;

Для всех объектов нефтегазового промысла разрабатывается и утверждается план ликвидации аварии (ПЛА).

В процессе выполнения производственных работ на кустовой площадке месторождения возможны следующие аварийные ситуации:

–открытое фонтанирование ГК из скважин;

–порывы газосборной сети и сети ППД.

В следствии открытого фонтанирования, может быть выброшено на поверхность земли несколько десятков тонн ГК. В таком случае не исключено попадание ГК в открытые водоемы рек и озёр и в подземные горизонты вод. Это самый опасный вид аварии.

7.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Специальные правовые нормы трудового законодательства.

Рабочая смена оператора добычи не должна превышать 12 часов. Т.к. контроль за бесперебойной работой оборудования необходимо проводить ежесекундно, работы организуются в две смены. Женщины, подростки и сотрудники, не имеющие соответствующего доступа, к работе не допускаются. Каждый работник должен получить два комплекта спецодежды, что обязательно. Оператору допускается исправлять мелкие неполадки, однако при серьезных поломках его главной обязанностью является уведомление лиц вышестоящих, т.е. ст. инженера или его заместителя.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе приведен обзор современных методов интенсификации притока, применяемых в Западной Сибири. Гидроразрыв пласта на сегодняшний день является одной из наиболее признанных эффективных технологий интенсификации добычи и повышения нефтеотдачи пластов, внедряемых большинством добывающих предприятий.

В данной работе представлена методика расчета дебита после ГРП, используемая добывающими предприятиями Западной Сибири, а также изложены основные концепции дизайна ГРП.

В результате анализа применения гидравлического разрыва в условиях Северо-Покачевского месторождения сделан вывод, что метод ГРП является эффективным методом воздействия на ПЗП, о чем говорит дополнительная добыча нефти в 1124.4 тыс.т, в среднем 11.4 тыс.т/скв.

Для Северо-Покачевского месторождения, характеризующегося низкопроницаемыми коллекторами, ГРП является неотъемлемой частью и используется уже на этапе освоения скважин из бурения, как метод вскрытия пласта. Проведение ГРП позволяет увеличить работающие толщины в 2 раза и подключить в разработку запасы, сосредоточенные в низкопроницаемых коллекторах.

Для увеличения эффективности применения ГРП на рассматриваемом месторождении кроме стандартных технологий рекомендуется использовать современные модификации метода: концевое экранирование для продуктивных пластов большой проницаемости, J-Frac при близком расположении к водонасыщенным коллекторам. Для предупреждения выноса проппанта на пластах с аномально низкими пластовыми давлениями и высокими депрессиями предлагается проведение ГРП с закреплением трещины проппантом с полимерными волокнами. Для снижения риска преждевременного обводнения скважины после ГРП целесообразно использовать технологии на основе модификаторов фазовых

проницаемостей. При выполнении ГРП в горизонтальных скважинах возможно два варианта технологий: с установкой пакера в вертикальной части ствола скважины и «SurgiFrac» с последовательным созданием серии поперечных дисковидных трещин.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Родионов И. М. Интенсификация добычи нефти на месторождениях ОАО «Лукойл». – «Нефть и капитал», № 5, спец. приложение «Нефтеотдача», 2002.
2. Казанцев П. Ю. Исследование технологий воздействия гидроразрывом пласта на поздней стадии разработки месторождений. – Тюмень: Изд-во ТюмГНГУ, 2004.
3. Ильина Г. Ф., Алтунина Л. К. Методы и технологии повышения нефтеотдачи для коллекторов Западной Сибири. – Томск: Изд-во ТПУ, 2006.
4. Игнатьев М. Интенсификация добычи: две стороны одной трещины. – «Нефтегазовая вертикаль», № 15, 2003.
5. http://www.slb.ru/userfiles/file/Article%202011_Oil%20Industry_Frac%20job.pdf
6. <http://rus.miswaco.com/Newsroom/Press%20Releases/documents/03-09-2008.cfm>
7. http://lukoil-zs.ru/press_centre/interview/i20100103/
8. Методическое руководство по проектированию разработки нефтяных месторождений с применением гидроразрыва пластов (ГРП) на основе современных компьютерных технологий РД 153-39.2-032-098: Москва, 1998.
9. Майкл Экономидес, Роналд Олайни, Питер Валько Унифицированный дизайн гидроразрыва пласта. Наведение мостов между теорией и практикой. - перевод: М. Углов, Москва: «PetroAlliance Services Company Limited», 2004.
10. ГОСТ 12.1.003–83 (1999) ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
11. ГОСТ 12.1.004–91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования (01. 07. 92).
12. ГОСТ 12.1.019 -79 (с изм. №1) ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
13. ГОСТ 12.1.006–84. ССБТ. Электромагнитные поля радиочастот.

14. Дополнения к технологической схеме разработки Северо-Покачевского нефтяного месторождения. ОАО «ЛУКОЙЛ Западная Сибирь», 2009.

Приложение А

Обзор гидравлического разрыва нетрадиционного резервуара
A review on hydraulic fracturing of unconventional reservoir

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ7Э	Субботин Георгий Викторович		

Консультант – лингвист кафедры ИЯПР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОИЯ	Уткина Анна Николаевна			

1. A review on hydraulic fracturing of unconventional reservoir

1.1 Background

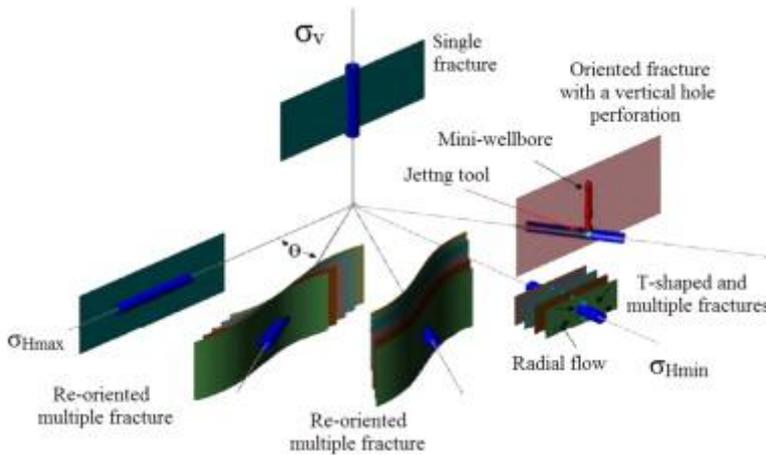
Unconventional gas mainly includes shale gas, tight gas and coal seam gas. Shale gas is commonly in mudstone, shale and between them the interlayers of sandstone. Tight gas often has been stored in tight sandstone or sometimes limestone. Coal bed methane is contained within coal seams. Their common attribute is that the permeability of the matrix is very low, and the permeability often has been improved by artificial or natural fractures. However, the differences between them are also significant[3]. For example, the effective shale thickness for gas production should be more than 15 m while the height of coal is generally from 0.6 m to 5.0 m, as coal seams to be fractured may be multiple and thin, hydraulic fracturing in coal needs to be more accurately designed and controlled. Moreover, the Young's modulus of coal is smaller than shale and tight sandstone, the permeability of coal is more sensitive to stress due to the development of cleat system, and leakoff in coal may be more severe, which can significantly affect the fracturing result. Due to the complexity of unconventional reservoirs, it is challenging to predict the initiation and propagation of hydraulic fractures. For example, the complex in situ stress state and distribution of rocks of varied attributes, which may change the profile of hydraulic fractures; the existence of arbitrary pre-existing interfaces may diversify or arrest hydraulic fractures; the temperature effect; the fluid loss and transport of proppant; the competition between hydraulic fractures, and its recession and closure [4]. Thus, it is crucial to explore how hydraulic fracturing process will happen in complex geological settings.

Firsthand materials of hydraulic fracturing come from in-door experiments, and field study. Laboratory study undergoes from small-scale rock samples with several cubic centimetres to large ones with one cubic metre or more. Since it is easy to control the stress conditions and make artificial structures within samples, hydraulic fracturing process with different stress field and rock structures can be

conveniently studied. Especially in large scale experiments, it is possible to build a full size borehole, or to control the development of hydraulic fractures, and the hydraulic fracture geometries can be obtained easier and parametric study can be quite handy [7].

1.2 Influences of in-situ stresses on hydraulic fracturing

In order to optimize gas production in shale, it is necessary to create as much contact area between the unconventional gas reservoir and fracture system as possible, within economical permit. Stress condition in formation is a dominating factor in creating hydraulic fractures at different locations and being able to control their propagation. Warpinski and Teufel showed from field results that in-situ stress was the overriding factor that influenced the fracture propagation when it was in a high-stress region compared to interfaces, modulus, strength changes, fluid pressure gradients, and most bedding planes. Near wellbore stress condition can control the initiation and propagation of hydraulic fracture, and the size of hydraulic fracture and injected fluid can also change the stress field in the reservoir. Also the real time change along the near wellbore can change the hydraulic fracture direction and affect the production greatly [3,9]. The differences in far-field principal stress can alter the direction of hydraulic fractures and also determine whether there is a main fracture or there are many secondary fractures, as well as the shape of fracture has also been constrained. But Abass et al. [2] pointed out that the near wellbore stress field can control the hydraulic fracturing in its early stage, and once the fracture extended into the original stress field, its propagation will be controlled by the original stress field. Thus, the well should be perforated to bypass the near wellbore stress field in order to create oriented fractures perpendicular, angularly or longitudinal to the wellbore, as shown in Fig. 1.1



1.1Download full-size image

Fig. 1.1 - Fracture geometry with different wellbore orientations relative to in-situ stress field [2].

Stress difference not only influences the direction of hydraulic fractures, but also the quantity. Zhou et al. Found that within the scope of high horizontal stress difference, hydraulic fracture was a dominating fracture with random multiple branches, while within the scope of low horizontal stress difference the hydraulic fracture was partly vertical, planar fracture with branches. Moreover, they related the pressure profile to natural network conditions[7]. For example, a high frequency of pressure fluctuation during fracture propagation could mean the existence of small natural fractures while the smooth pressure could mean the existence of natural fractures with strong network. Stress field will be changed during or after hydraulic fracturing process, thus, hydraulic fractures may mutually affect each other. Rabaa found that because the stress field was changed after the fracture was created, subsequent created fracture would be affected by the new stress field and would not be parallel to the first fracture. Moreover, stress field with other factors, such as fluid viscosity and flow rate, may be together affect hydraulic fracturing process[5]. For example Weijers et al, experimented on hydraulic fractures induced from horizontal wellbores. They found that transverse fractures happened with low flow rate, viscosity and high horizontal stress contrast,

while axial fracture initiated with higher flow rate and viscosity. Especially, multiple fractures occurred when the wellbore was oblique to the preferred plan.

The intersection angle between in-situ stress and wellbore direction directly affects the orientation of hydraulic fracture, and due to the geological structure and stress condition, the expected initiation and propagation of hydraulic fracture will reversely determine the spacing of wells and fractures, and orientation of wells[8]. Thus, in order to effectively perforate strata and develop dominant fractures and maximize fracture complexity, it is important to master the stress condition in the reservoir and also know how it will evolve with hydraulic fracturing process. However, the initiation locations of hydraulic fractures are usually equally spaced, which is a waste of fracturing capital because the formation is heterogeneous. Thus, in order to properly select locations for hydraulic fractures, factors such as near wellbore stress condition, wellbore direction, direction of principal stress etc. should be considered with cautious. Horizontal well is popular in unconventional gas stimulation because it can greatly increase the contact area between fracture and reservoir. Experiments on horizontal wells from Ref. [1] showed that hydraulic fracturing was significantly influenced by its deviate angle from the direction of maximum horizontal stress. They found that the initiation pressure was related to the angle; if the angle was not 0, crack would be reorientated into the direction perpendicular to the minimum in-situ stress, during which shear failure would occur but followed immediately by tensile failure; if the angle is 45° , multiple parallel fractures happened, which would cause screenouts and high treating pressure; besides, T-shaped crack would be generated due to the near wellbore stress field if the overburden stress was the highest among the three principal in-situ stresses.

In shale gas reservoirs horizontal wells that can reach 1600 m long are predominant, multiple hydraulic fractures are placed along horizontal wells and multi-stage fracture often has been performed[9]. Earth deformation is significant because of the leakoff, anelastic deformation, enlarged fracture width when

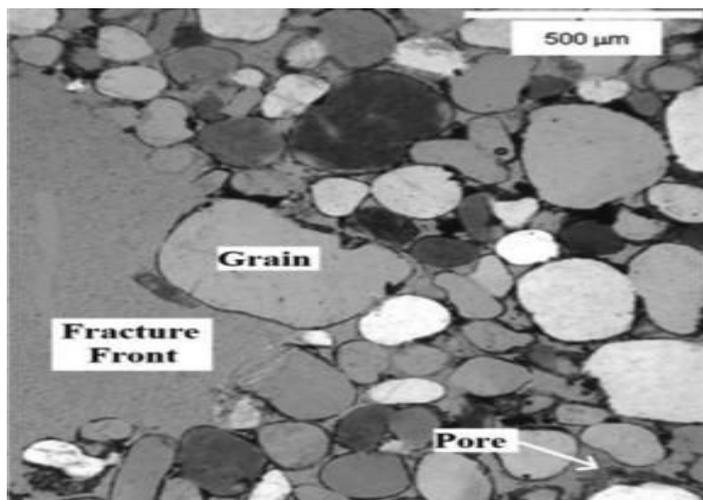
hydraulic fracturing has been performed in a large area, or residual fracture width is common after hydraulic fracturing due to rough fracture surface and/or sliding. Stages of hydraulic fracturing process will be performed on a single well or on multiple wells, moreover, simultaneous and sequential fracking has been adopted to lead the orientation of hydraulic fracture. Previous hydraulic fractures impacts on later fracking work and simultaneous fracking will influence each other by reforming the stress field and transfiguring the formation. Different spacing will lead to different stress condition which can prevent/enhance secondary hydraulic fractures. Moreover, contact area between hydraulic fracture and rock matrix has been enlarged by increase the fracture complexity or networking. Even in some cases, bottomhole pressures were varied between zones, and this difference could impact on in-situ stress profiles and affect the fracture propagation. However, the complex geological structure and stress condition is unable to be reproduced in indoor experiment[4]. Thus, the numerical methods are effective tools for figuring out the mechanisms of hydraulic fracturing in intricate geological setting.

1.3 Influences of complex geological structures on hydraulic fracturing

1) Effects of heterogeneities of rocks

Heterogeneities of rocks also have an impact on hydraulic fracturing, such as the variation of rock properties including the permeability, porosity and Young's modulus. Fluctuations of averaged porosity and permeability may be intense due to the range and position of selected area. As shown in Fig. 1.2, in the experiments of; debonded grains were found in the front of fracture, but in the grains micro-cracks also had been created but insufficient to breakdown the grain. However, if the compaction stress was large enough, grains would be crashed in front of the fracture. Moreover, under compressive stress state, the deboned and/or crashed grains could repack into tighter and less porous configuration around the fracture tip, which changed the regional porosity and permeability, as well as the stress condition that dominated the propagation of fracturing. Also, the permeability of faults could be strongly affected by in-situ stress magnitudes and orientation [10],

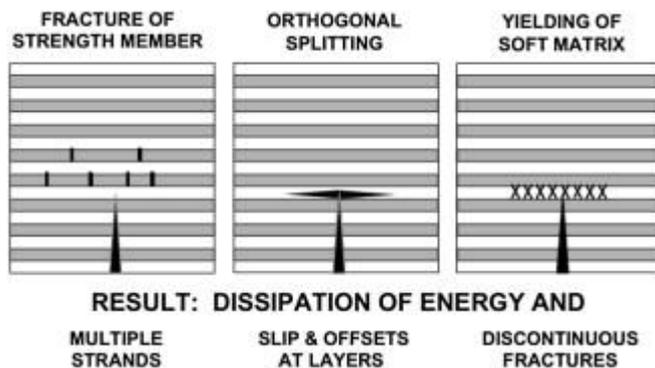
thus, it is important to trace the variation of stress-permeability during hydraulic fracturing process, but now it can only be evaluated after the fracking is finished.



[1.2 Download full-size image](#)

Fig. 1.2 - Pore-scale fracture front in sandstone.

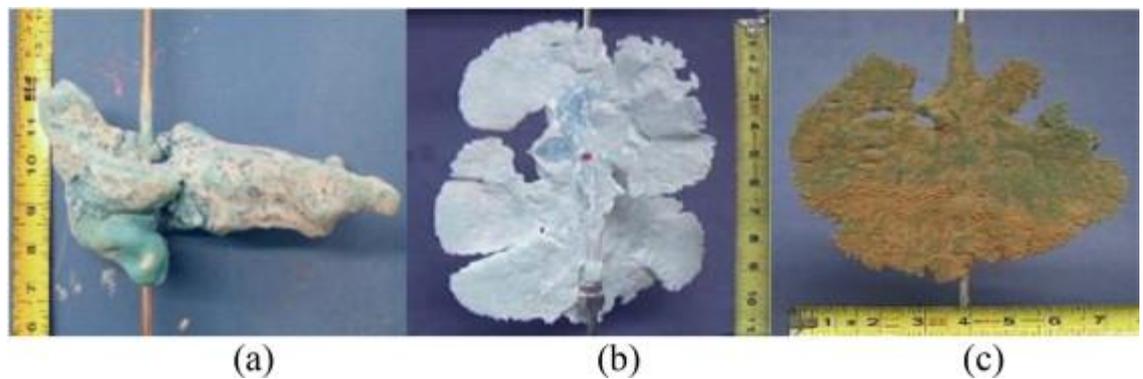
The contrast between rocks may also influence hydraulic fracturing. The layered composite of most sedimentary formation require the study of the extension of hydraulic fractures in heterogeneous rocks. The first is layers of higher strength may be micro-cracked for they take more stress; yielding in soft rock that dissipates the energy can also contain the fracture or cause discontinuous fractures; interface slip may retain the hydraulic fracture or deviate the path, as shown in (Fig. 1.3).



[1.3 - Download full-size image](#)

Fig. 1.3 - Composite behaviour for height growth.

It is common that rock exhibits elastic-brittle behaviour, but sometimes the rock for hydraulic fracturing is not in elastic-brittle. For example, did a series of both small and large scale tests on particular rocks. Three kinds of fracture fronts had been observed[2]. They were round, bevelled and fingered, as shown in Fig. 1.4. It was observed that cavity expansion was firstly occurred before the injection pressure reaches its peak, then hydraulic fracture initiated from the expanding cavity near the pressure peak, and finally it propagated after the pressure peak. Boundary instability also had been observed in small scale tests, and plastic deformation and compressive stress state were important to hydraulic fracturing.



[1.4Download full-size image](#)

Fig. 1.4 - Fracture profiles in different types of particulate materials: (a) mixture of fine sand and silica flour; (b) silica flour; (c) Georgia Red Clay.

Density also can influence hydraulic fracturing process. Hanson et al. Researched on the effects of elastic modulus, friction coefficient of the interface and density of the rock sample on hydraulic fracturing geometry based on unbounded interface tests. They concluded that lowering the friction on the surface of pre-existing fracture had a similar effect on lowering the elastic modulus of the rock on the opposite side of the pre-existing fracture[1]. They also concluded that a change in elastic modulus across the interface had a greater effect than a change in density.

2) Pre-existing fracture

In field, natural fractures although several feet far from the widespread hydraulic fracture would open or slip due to hydraulic fracturing process, and the hydraulic fracture could transvers a large pre-existing weak plane, or be arrested by the plane, or grow along an end of the plane. Moreover, deviated wellbore often produces non-planar fracture [1], reorientation and interaction between fractures.

Lamont and Jessen found that hydraulic fracture was capable of extending across pre-existing fractures of varying width and orientation, but it also depended on the direction of least-compressive stress and location of pre-existing fracture. Moreover, the width of the pre-existing fracture would not prevent hydraulic fracture if fluid flow had been injected enough. Daneshy et al. attributed the effects of pre-existing fractures to its influence on local stress field. Their experiments showed that comparatively small flaws, whether open or closed, were very locally influenced induced hydraulic fracture, and were unable to change their overall orientation. But the hydraulic fracture could transvers a large pre-existing weak plane, or be arrested by the plane, or grow along an end of the plane. The size of pre-existing fracture is not the only reason that may affect hydraulic fracturing process. Blanton [10] showed that only under high differential stresses and high angles of approach hydraulic induced fractures would cross pre-existing fractures. In most of their tests the hydraulic fractures were either diverted or arrested by the pre-existing fractures. The results implicated that in the field hydraulic fractures were more likely to have diverted wings at different angles or have truncated wings of different lengths.

The open or close state of small pre-existing fractures, such as fissures, micro-cracks, is important for production because they can change the regional properties of reservoir. Gale et al. studied the natural fractures in the Barnett shale. It is found that the natural fractures distributed in a power-law size mode and the largest fracture would stay in open state. The open fracture could on one hand prevent the propagation of hydraulic fracture, and on other hand contribute to the flow network that connected to the wellbore. A group of natural fracture often

performed a high anisotropy that depends on their linkage to hydraulic fractures, and if they were connected to water, they could be detrimental. The evolvement of the fractures around the main fracture would increase the regional permeability, but it also could lead to significant leakoff, which could limit the development of hydraulic fracture. However, it is hard to determine whether these fractures are in open state and stay as viable flowpaths. The key factor that can blunt the fracture propagation is shear sliding along the interface and Anderson et al. [6] found that if the frictional properties changed along the interfacial surface close to hydraulic fracture, the path of the fracture could be alerted. In their experiment, the hydraulic fracture could also be impeded by the opposite surface of the intersected interface. Warpinski and Teufel showed the field results of the influence of geologic discontinuities on hydraulic fracture propagation from mineback observations at shallow depth. They observed that hydraulic fracture could penetrate into joints through the interface, while often terminate near faults, and the orientation was often changed when they succeeded to propagate across the faults. They also observed that hydraulic fracture was terminated at a parting plane but with a small length of propagate, and the reason was that the friction was enough to reinitiate the fracture on the other side but there was not sufficient transmitted stress to let it propagate easily in the higher stress layer.

In some situations, natural fracture may be filled with different kinds of minerals, which forms a combination and the strength of the combination may have an influence on hydraulic fracturing process. Casas et al. [7] studied hydraulic fracturing process with different bond strength of pre-existing fractures. They used epoxy and grout to fill in interfaces within the rock sample to make artificial joints which had different stiffness. They found that the epoxy joint with a lower stiffness than the rock sample arrested hydraulic fracture while the grout joint with a higher stiffness than the rock sample did not stop the fracture crossover.

1.4 Numerical methods for hydraulic fracturing modeling

Hydraulic fracturing basically involves three processes:

- the deformation of fracture surfaces;
- the fluid flow within the fracture;
- the fracture propagation [4]. Linear elasticity is usually used as the deformation law of rock; power law fluid is set for the fluid within the fracture; linear elasticity fracture mechanics theory is usually adopted as the propagation law; an additional term is often given to the fluid flow equation to calculate the leakoff effects [4].

The theoretical models of hydraulic fracturing have been developed for more than half a century. The classic hydraulic fracturing 2D models contain PKN model and KGD model. Green and Sneddon studied the problem of a flat elliptic crack under constant loading. PKN is applicable when fracture length is much larger than the height, because it assumes a plain strain in vertical direction; while KGD model assumes the crack width in horizontal is independent of its vertical position, thus, it is only reasonable when the height is much greater than its length. In order to investigate the fracture propagation with different height, Pseudo-3D (P3D) models have been developed based on PKN models. Mainly, there are two categories in P3D modes: one is cell-based models in which fracture has been divided into several self-similar cells along horizontal direction. Another is known as ‘lumped model’, which assumes a fracture consists of two half ellipses of equal lateral extent but different vertical extent. However, these models cannot simulate fracturing with arbitrary shape, and palaeo stress would be regionally inversed in some field, which would cause widespread horizontal micro-cracks, and excess leakoff and fissure pressure storage would make pseudo-3D models and linear-elasticity inappropriate. Thus, PLanar 3D (PL3D) models have been developed [5]. In PL3D models, fracture and the coupled fluid are simulated either moving triangular mesh [5], or fixed rectangular mesh [8]. PL3D assumes that the shape of hydraulic fracture is arbitrary and can be represented by a Green's function. But it requires a consistency condition between layers [5], and cannot simulate ‘out of plane’ fractures, and the use of Green's function makes it not easy for nonlinear or

anisotropic rocks. Thus, fully 3D model is in need to simulate hydraulic fracturing process.

Multi-layers formation is common in unconventional reservoir, however, when it is been numerically simulated, the layers often has been assumed as perfectly bonded together, especially when using FEM [5]. Based on PL3D model [5], used FEM to study hydraulic fracturing in multi-layered medium. But they assumed that the multi-layers formation was perfectly bonded together, slip or detach would not occur, and the rocks are homogeneous within each layer. To improve the precision without much cost in calculation, introduced a method to divide elements to completely fractured, fracture front, unfractured element. For fracture front element, fluid pressure was weighted by the pressure of completely fractured elements and intact elements. But by this method the profile of the fracture is roughly predicted, and the permeability and stress variation cannot be simulated accurately. Besides, Weibull's statistical model often has been used to simulate the anisotropic characteristics of rock, however, by using this method, the behaviour of the interface between materials cannot be considered. In order to simulate the interface attributes, introduced a joint model that was capable of considering opening, closing shear deformation and sliding in natural fracture system. They also used Finite Volume Method (FVM) to simulate fluid flow combined with FEM modelling reservoir deformation. The drawback is that the crack could only grow along element edges, and an interpolation strategy was implemented to generate compatible meshes between FVM and FEM by splitting nodes to create new fractures. There are some other methods that are capable of simulate the interface behaviour. For example, used Displacement Discontinuity Method (DDM) to model vertically propagating hydraulic fracture penetrates into upper and lower bedding plane considering interfacial slip based on P3D model and they concluded that when the slip occurs at the top or bottom interfaces connected to a hydraulic fracture, width deformation was easier than the slip happened in the interface that arrested the leading edge of the crack. Another method is Boundary Element Method (BEM)[5]. By using BEM, concluded that

friction behaviour on the pre-existing interface was important and the widths of fracture on the two faces of the pre-existing fracture were different because there was an energy loss due to friction; soft rock was more possible to pinch the fracture propagation than stiff rock and large stress difference between layers could slow the fracturing process, etc. However, it could be seen that when there were several layers of rocks, it became harder to solve the problem by using BEM or DDM, because apply continuity conditions on the bond between rocks the solution becomes complex and will severely restricts the problem size.

Other methods that have been used to simulate hydraulic fracturing process of hydraulic fractures include eXtended Finite Element Method (XFEM), Discrete Element Method (DEM) and Discrete Fracture Network (DFN). Taleghani et al. Used XFEM to investigate the hydraulic fracture intersecting a single natural fracture; implemented it on the effects of intersection angles between hydraulic fractures and natural fractures[10]. However, there are still many tough bones for this method, such as the branching and intersection of fractures, fluid flow related to fractures, and the heterogeneities of rocks that may bring solution problem, etc. Zhang et al. Used DEM to investigate hydraulic fracture process with different rates of fluid injection into granular media in pore-scale. The pore space was defined by the domain within closed chains of particles, and pore throat was defined at the two connected domains[7]. At different injection rates, the movement of particles were different, thus, different hydraulic fractures would be formed. Same method had been used in the research of Thallak et al. They studied the simultaneous hydraulic fracturing process by injection at two points. It was found that the two hydraulic fractures would change the local stress field, and the propagation of hydraulic fracture would be dominated by local stress field but far field stress. However, it is hard of DEM is to consider the continuum attributes of rock, such as Young's Modulus, permeability; especially when it comes to field scale problem, the calculation cost of DEM is very large. Tsang et al. used DFN to simulate micro-fractures to study the hydromechanics of samples with full developed natural fractures; and Meyer et al. Simulated the complex natural

fracture system in macro-scale based on DFN. By DFN, it is able to consider fluid flow and fracture mechanics within the fracture, however, the attributes of matrix has often been simplified and cannot be accurately simulated, neither the generation of new fractures can be properly considered, and there is also limitations on the angle between fractures.

1.5 Conclusion

Hydraulic fracturing is an essential stimulation method in unconventional reservoirs. The operation cost for a hydraulic fractured well can reach millions of dollars and the benefits from better understanding and controlling this technology are obvious. Under complex geological settings, it is important but hard to predict how the hydraulic fracturing will evolve and it should be controlled with caution, because hydraulic fractures always cover a large scope and meet different rocks and structures, and endure various stress conditions[8]. Undesirable hydraulic fracturing results will not only cause economic lost but also lead to environment pollution, such as water contaminant caused by the hydraulic fracture penetrating into groundwater layer, which is harmful for ecosystem and is always a public concern. Thus, it is important to understand the mechanisms of hydraulic fracturing with complex geological structures and stress conditions.

Because of the low permeability in unconventional gas reservoir, hydraulic fracturing is applied to generate the fracture and their networks to improve gas recovery. In order to create a suitable fracture system, many parameters need to be optimized, such as the number of perforation clusters per stage, the spacing between stages, the length of the horizontal well, the sequence of fracturing operations etc[9]. However, hydraulic fracturing in unconventional reservoir is more complex than the conventional one, and it is affected by many factors, such as the low porosity/permeability, complex in situ stress state, the distribution of rocks of varied attributes and the existence of arbitrary pre-existing interfaces etc. Especially when multiple hydraulic fractures have been performed, the competition between hydraulic fractures will also influence hydraulic fracturing process. The

limitation in the knowledge on the mechanisms of hydraulic fracturing in complex geological setting has restricted the invention and application of innovative stimulation methods, such as Zipper Fracturing . Based on the literature review as above, here are some problems that still need to be further studied for unconventional gas reservoir:

1) Stress is a dominating factor that influences hydraulic fracturing process. Most of the existing numerical studies of hydraulic fracturing have been performed on simplified stress condition that cannot reflect the complex stress distribution in unconventional gas reservoirs. Moreover, stress is changing during the hydraulic fracturing process, and its variation is sometimes significantly dominates the subsequent hydraulic fracturing process. Also stress will be influenced by geological settings, such as different rock materials, natural fractures etc. Thus, it is necessary to keep track on the real time stress variations in order to optimize hydraulic fracturing operation through numerical simulations in this project.

2) Heterogeneity is common and significant in unconventional reservoirs, including the heterogeneous properties of rock, such as Young's modulus, compression/tensile strength of multiple materials, porosity, permeability etc. and the geological structures such as interlayers and pre-existing fractures which are more complicated than the conventional one. In an unconventional reservoir, these factors interact with each other and thus should be studied in a coupling relation between stress-porosity-permeability etc.

3) Multistage hydraulic fracturing has been performed in unconventional reservoir, but the optimization of the treatment is still under discussion because the mutual effect of hydraulic fractures is complex especially when considering the heterogeneities in unconventional reservoir. Hydraulic fracturing not only will change the stress condition but also will change the geological structures by changing their open/close state or create secondary fractures from them. Nevertheless, existing numerical simulations seldom have conducted the research

on the bases of complex geological setting considering the heterogeneity of reservoir and real time stress variation during the fracturing process, which is vital for the optimization of hydraulic fracturing design.

4) Hydraulic fracturing has been performed on multiple wells with simultaneous/sequential performing method. New methods such as Zipper Fracturing have been performed based on multiple well fracturing methods to create complex fracture system to increase production. However, it is still unclear on the mechanisms of hydraulic fracturing performed on multiple wells, including the mutual effect of hydraulic fractures considering the complex geological settings, and it becomes a great restriction on innovative simulation methods. Moreover, the operation of production well will also change the stress and fluid flow distribution, and will affect the hydraulic fracturing process. Thus, it is necessary to study hydraulic fracturing process on multiple wells to figure out the mechanisms of fracturing process and optimize hydraulic fracturing performance.

5) Although numerous laboratory studies have been conducted on hydraulic fracturing, few numerical studies have been performed on the experiments to further analyse the mechanisms of hydraulic fracturing on the particular conditions under complex geological settings and further address the above issues.

References

[1] H.H. Abass, S. Hedayati, D.L. Meadows Nonplanar fracture propagation from a horizontal wellbore: experimental study

SPE Prod. Oper., 11 (3) (1996), pp. 133-137

[2] H.H. Abass, M.Y. Soliman, A.M. Al Tahini, J.B. Surjaatmadja, D.L. Meadows, L. Sierra Oriented fracturing: a new technique to hydraulically fracture an openhole horizontal well

SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Society of Petroleum Engineers, New Orleans, Louisiana (2009)

[3] Y.N. Abousleiman, M.H. Tran, S. Hoang, C.P. Bobko, A. Ortega, F.-J. Ulm Geomechanics field and laboratory characterization of the woodford shale: the next gas play

SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Society of Petroleum Engineers, Anaheim, California, U.S.A. (2007)

[4] J. Adachi, E. Siebrits, A. Peirce, J. Desroches Computer simulation of hydraulic fractures

Int. J. Rock Mech. Min. Sci., 44 (5) (2007), pp. 739-757

[5] S.H. Advani, T.S. Lee, J.K. Lee Three-Dimensional modeling of hydraulic fractures in layered media: part I—finite element formulations

J. Energy Resour. Technol., 112 (1) (1990), pp. 1-9

[6] G.D. Anderson Effects of friction on hydraulic fracture growth near unbonded interfaces in rocks

Soc. Petrol. Eng. J., 21 (1) (1981), pp. 21-29

[7] M. Bai, S. Green, L.A. Casas, J.L. Miskimins 3-D simulation of large scale laboratory hydraulic fracturing tests

ARMA the 41st U.S. Symposium on Rock Mechanics. Golden, Colorado (2006)

[8] R.D. Barree A practical numerical simulator for three-dimensional fracture propagation in heterogeneous media

SPE Reservoir Simulation Symposium. San Francisco, California, Society of Petroleum Engineers of AIME (1983)

1983 Copyright 1983

[9] R.D. Barree, J.V. Gilbert, M. Conway Stress and rock property profiling for unconventional reservoir stimulation

SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference, Society of Petroleum Engineers, The Woodlands, Texas (2009)

[10] C.A. Barton, M.D. Zoback, D. Moos Fluid flow along potentially active faults in crystalline rock

Geology, 23 (8) (1995), pp. 683-686