

**Министерство образования и науки Российской Федерации**  
федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
высшего образования  
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

---

Инженерная школа природных ресурсов

Отделение нефтегазового дела

Направление подготовки 21.04.01 «Нефтегазовое дело»

Профиль подготовки: Управление разработкой и эксплуатацией нефтяных и газовых месторождений

**МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ**

Тема работы
<b>ИНТЕНСИФИКАЦИЯ ПРИТОКА ЖИДКОСТИ С ПРИМЕНЕНИЕМ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА НА X НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ХМАО)</b>

УДК 622.276.66(571.122)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6В	Фокин Никита Сергеевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Арбузов Валерий Николаевич	к.ф. - м.н., доцент		

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Шарф И.В.	к. э. н., доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент	Абраменко Н.С.			

Консультант-лингвист

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

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
руководитель ООП	Зятиков Павел Николаевич	д-р техн. наук, профессор		

## ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

Код результата	Результат обучения
<i><b>Профессиональные компетенции</b></i>	
<b>P1</b>	Использовать фундаментальные математические, естественнонаучные, профессиональные и социально-экономические знания в области специализации
<b>P2</b>	Применять глубокие знания в области современных технологий нефтегазового дела для решения междисциплинарных инженерных задач
<b>P3</b>	Ставить и решать инновационные и научно-исследовательские задачи разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений в условиях неопределенности с использованием глубоких фундаментальных и специальных знаний
<b>P4</b>	Профессионально выбирать и использовать инновационные методы исследований, современное научное и техническое оборудование, программные средства для решения научно-исследовательских задач с учетом юридических аспектов защиты интеллектуальной собственности
<b>P5</b>	Проводить теоретические и экспериментальные исследования в области современных технологий нефтегазового дела в неопределенных и сложных условиях
<b>P6</b>	Внедрять, обслуживать и эксплуатировать современные технологии нефтегазового дела, обеспечивать их высокую эффективность, соблюдать правила безопасности труда и охраны здоровья, выполнять требования по защите окружающей среды
<i><b>Универсальные компетенции</b></i>	
<b>P7</b>	Использовать глубокие знания в области проектного менеджмента, находить и принимать управленческие решения с соблюдением профессиональной этики и норм ведения инновационной инженерной деятельности с учетом юридических аспектов
<b>P8</b>	Активно владеть иностранным языком на уровне, позволяющем работать в иноязычной среде, включая разработку документации и презентацию результатов проектной и инновационной деятельности.
<b>P9</b>	Эффективно работать индивидуально и в качестве руководителя группы, в том числе и международной, состоящей из специалистов различных направлений и квалификаций, демонстрировать ответственность за работу коллектива, готовность следовать профессиональной этике и нормам, корпоративной культуре организации
<b>P10</b>	Демонстрировать глубокое знание социальных, правовых, культурных и экологических аспектов инновационной инженерной деятельности, осведомленность в вопросах безопасности жизнедеятельности, быть компетентным в вопросах устойчивого развития
<b>P11</b>	Самостоятельно приобретать знания и умения и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности

**Министерство образования и науки Российской Федерации**  
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
высшего профессионального образования  
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

---

Инженерная школа природных ресурсов

Отделение нефтегазового дела

Направление подготовки 21.04.01 «Нефтегазовое дело»

Профиль подготовки: Управление разработкой и эксплуатацией нефтяных и газовых месторождений

УТВЕРЖДАЮ:  
Руководитель ООП

(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
2БМ6В	Фокину Никите Сергеевичу

Тема работы:

Интенсификация притока жидкости с применением гидроразрыва пласта на X нефтегазоконденсатном месторождении (ХМАО)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<b>Исходные данные к работе</b> <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т.д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т.д.).</i>	Тексты и графические материалы отчетов и научно-исследовательских работ, регламент установки предварительного сброса воды, нормативные документы, фондовая и периодическая литература, монографии, учебники, руководство пользователя моделирующей программы
--	--

<p><b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b> (аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</p>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Введение</li> <li>2. Геологическая характеристика месторождения</li> <li>3. Анализ текущего состояния разработки месторождения</li> <li>4. Анализ эффективности геолого-технических мероприятий</li> </ol> <p>Постановка задачи исследования</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>6. Объект и методы исследования</li> <li>7. Расчёт гидроразрыва пласта, анализ эффективности проведения гидроразрыва на X месторождение</li> <li>8. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</li> <li>9. Социальная ответственность</li> <li>10. Заключение</li> </ol> <p>Перечень использованных источников</p>
--	---

<b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b>	
<i>(с указанием разделов)</i>	
<b>Раздел</b>	<b>Консультант</b>
<b>Финансовый менеджмент</b>	Шарф И.В.
<b>Социальная ответственность</b>	Абраменко Н.С.
<b>Иностранный язык</b>	Уткина А.Н.
<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	10.02.2018

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Арбузов Валерий Николаевич	к.ф. - м.н., доцент		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6В	Фокин Никита Сергеевич		

**Министерство образования и науки Российской Федерации**  
федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
высшего образования  
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

---

Инженерная школа природных ресурсов

Отделение нефтегазового дела

Направление подготовки 21.04.01 «Нефтегазовое дело»

Профиль подготовки: Управление разработкой и эксплуатацией нефтяных и газовых месторождений

Уровень образования магистр

Период выполнения весенний семестр 2017/2018 учебного года

Форма представления работы:

магистерская диссертация

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

Срок сдачи студентом выполненной работы

Дата контроля	Название раздела	Максимальный балл раздела
16.02.2018	Аналитический обзор по проблемному вопросу	10
25.02.2018	Описание объекта и методов исследования	30
18.03.2018	Техника и технология при проведении ГРП	10
26.03.2018	Результаты и их обсуждение	15
20.04.2018	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	10
02.05.2018	Социальная ответственность	10

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Арбузов Валерий Николаевич	к.ф. - м.н., доцент		

**СОГЛАСОВАНО:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
руководитель ООП	Затиков Павел Николаевич	д-р техн.наук, профессор		

## **Перечень условных обозначений**

УВ – углеводород;

ГИС – геофизические исследования скважин;

ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства;

ГКО – глинокислотная обработка;

СКО – соляно-кислотная обработка;

ПАВ – поверхностно-активные вещества;

НКТ – насосно-компрессорные трубы;

ПЗП – призабойная зона пласта;

ПЗ – призабойная зона;

ЛВЖ – легковоспламеняющиеся жидкости;

ПДК – предельно-допустимая концентрация;

ТБ – техника безопасности;

ППД – поддержание пластового давления

ГТМ – геолого-технические мероприятия

ННС – наклонно-направленные скважины

ГС – горизонтальные скважины

КИН – коэффициент извлечения нефти

НИЗ – начальные извлекаемые запасы

ЭЦН – электрический центробежный насос

ОПЗ – обработка призабойной зоны

ГСКО – глино-соляно-кислотная обработка

КОПЗ – комплексная обработка

ПОТ – потокоотклоняющие технологии

АСПО – асфальтеносмолистопарафиновые отложения

ГРП – гидравлический разрыв пласта

НГДП – нефтегазодобывающее предприятие

ВНК – водонефтяной контакт;

## Оглавление

ВВЕДЕНИЕ.....	10
1. ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА X МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	12
1.1 Общие сведения о месторождении.....	12
2 ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	15
2.1. Литолого-стратиграфическая характеристика разреза .....	15
2.2. Нефтегазоносность и характеристика продуктивных пластов .....	20
2.3 ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ ...	26
2.4 СВОЙСТВА И СОСТАВ ПЛАСТОВЫХ ФЛЮИДОВ .....	28
2.5 ЗАПАСЫ НЕФТИ И ГАЗА .....	33
3 АНАЛИЗ ТЕКУЩЕГО СОСТОЯНИЯ РАЗРАБОТКИ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ОБЪЕКТОВ .....	34
3.1 Характеристика текущего состояния разработки месторождения в целом .....	34
3.2 Анализ структуры фонда скважин.....	37
3.3 Анализ эффективности осуществляемой системы разработки и основные направления её совершенствования.....	42
4. АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИХ МЕРОПРИЯТИЙ .....	48
4.1 Применение ГТМ на X месторождении.....	48
4.1.1 Физико-химические технологии ОПЗ химреагентами .....	49
4.1.2 Ремонтно-изоляционные мероприятия.....	53
4.1.3Технология ограничения водопритока в добывающих скважинах (ТОВП).....	54
4.1.4 Гидравлический разрыв пласта.....	55
4.2 Анализ эффективности применяемых методов.....	57
5 ТЕХНОЛОГИЯ ПРОВЕДЕНИЯ ГРП НА X МЕСТОРОЖДЕНИИ .....	58
5.1 Подбор скважин-кандидатов для проведения ГРП.....	58
5.2 Оборудование, применяемое при ГРП .....	60

5.3 Технико-технологические показатели ГРП .....	61
5.3.1 Сущность и виды ГРП .....	61
5.3.2 Технология проведения ГРП .....	67
5.4 Техника применяемая при гидроразрыве пласта .....	69
5.5 Проведение ГРП на скважине № X X.....	75
5.6 Расчет гидроразрыва пласта.....	78
5.6.1 Расчет установки пакера.....	84
<b>6 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ ПРИ АНАЛИЗЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ГИДРОРАЗРЫВА НА СКВАЖИНЕ № X X .....</b>	<b>87</b>
6.1 Расчет стоимости проведения гидроразрыва .....	87
6.2 Расчёт времени на проведение мероприятия.....	89
6.3 Расчёт амортизационных отчислений .....	90
6.4 Расчёт заработной платы .....	90
6.5 Отчисления во внебюджетные фонды.....	92
6.6 Формирование бюджета затрат на реализацию проекта .....	93
<b>7 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....</b>	<b>97</b>
7.1 Производственная безопасность .....	97
7.1.1 Анализ вредных факторов производственной среды и обоснование мероприятий по их устранению.....	97
7.1.2 Анализ опасных факторов производственной среды и обоснование мероприятий по их устранению.....	102
7.2 Экологическая безопасность .....	102
7.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях .....	104
7.4 Правовые вопросы и организационные мероприятия обеспечения безопасности .....	105
7.5 Законодательное регулирование проектных решений.....	107



ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	109
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ.....	110
ПРИЛОЖЕНИЕ А.....	112

## **Введение**

Проблема интенсификации притока нефти имеет особую актуальность уже на протяжении многих лет по причине снижения добычи нефти почти во всех нефтедобывающих регионах России. В данный период времени показатель разработки на месторождениях Западной Сибири отмечается падением темпов добычи нефти, хотя по свойствам коллекторов, продуктивные пласты остаются довольно перспективными с целью дальнейшей эксплуатации. Ухудшение проницаемости призабойной зоны ведет к снижению продуктивности. Следовательно, на данном месторождении необходимо проводить работы по увеличению добычи жидкости, позволяющие восстанавливать и улучшать фильтрационные свойства коллектора.

Как показывает зарубежный и отечественный опыт наиболее распространенным и эффективным методом воздействия на ПЗП является гидравлический разрыв пласта (ГРП). В России ГРП начал применяться с 1952 года.

В настоящее время на предприятиях Западной Сибири ежегодно выполняют более 500 ГРП. Успешность операций в среднем составляет 90%, увеличение дебитов скважин в среднем в 3,5 раза.

На месторождении опробован целый ряд технологий по интенсификации притока пластового флюида. До последнего времени наиболее эффективными были химические методы интенсификации притока. Но химическая обработка ПЗП не может решить всех проблем. Объем закольматированной породы, радиус «загрязнения», может располагаться за пределами досягаемости радиуса кислотной обработки. За период с 2015–2017 гг. на X месторождении выполнено 155 работ по ГРП и опыт их проведения показал его высокую эффективность.

Целью выпускной квалификационной работы является анализ особенностей технологии гидроразрыва пласта на X месторождении и оценка эффективности его проведения.

Поставленная цель определяет необходимость решения следующих задач:

- изучение геолого-физических свойств продуктивных пластов;
- анализ текущего состояния разработки месторождения и выработки запасов углеводородного сырья;
- анализ и оценка технологической эффективности проведения геолого-технических мероприятий по интенсификации добычи нефти на X месторождении.
- расчет технологических параметров для ГРП;

— комплексная оценка эффективности проведения ГРП на скважине № X X;

Защищаемые положения ВКР:

— гидравлический разрыв пласта является наиболее эффективным методом интенсификации притока жидкости из всех применяемых ГТМ на X месторождении;

— результаты расчета технологических параметров для проведения ГРП применительно к скважине № X X;

— комплексная оценка эффективности проведения ГРП на скважине № X X;

# 1. ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА X МЕСТОРОЖДЕНИЯ

## 1.1 Общие сведения о месторождении

В административном отношении X месторождение расположено на территории Сургутского района Ханты-Мансийского автономного округа – Югры, в 56 км к северо-западу от г.Сургута. Месторождение разрабатывается НГДУ «Сургутнефть» ОАО «Сургутнефтегаз».

В физико-географическом отношении месторождение расположено в лесной зоне Сургутской болотной провинции Западно-Сибирской физико-географической страны.

Территория месторождения находится в центральной части Западно-Сибирской равнины, в I климатическом районе Среднего Приобья подрайона Д, который характеризуется продолжительной зимой с сильными ветрами и сравнительно коротким летом. Средняя температура самого холодного месяца – января – составляет  $-21,4^{\circ}\text{C}$ . Толщина снежного покрова – до 60–75 см. Продолжительность периода с устойчивыми морозами составляет 164 дня. Лето короткое (50–60 дней), умеренно тёплое и пасмурное, с частыми заморозками. Средняя температура самого тёплого месяца (июля) –  $+16,8^{\circ}\text{C}$  с абсолютным максимумом  $+34^{\circ}\text{C}$ . Годовое количество осадков составляет 676 мм.

Месторождение расположено в междуречье рек Минчимкина и Быстрый Кульеган, протекающих с северо-востока на юго-запад параллельно друг другу. По характеру водного режима реки относятся к типу рек с весенне-летним половодьем и паводками в тёплое время года. Основной фазой водного режима является половодье, на которое приходится 60–70 % годового стока. Начало половодья – вторая декада мая, окончание – июнь.

Заозёрность – 14 %. Численно доминируют малые по размерам озёра (площадью до 1 км<sup>2</sup>). Имеется ряд крупных озёр: Ай-Яунлор (4,6 км<sup>2</sup>), Чукнынлор (14,4 км<sup>2</sup>), Берёзовое.

Согласно геоботаническому районированию Западной Сибири (Ильина, Махно, 1976) месторождение расположено в средней подзоне тайги. В ландшафтной структуре территории преобладают грядово-мочажинные, озерково-грядово-мочажинные и травяно-моховые болота (80 %). Вдоль русел рек произрастают сосновые леса (3 %). Долинно-таёжная растительность занимает 3 % территории месторождения.

На территории месторождения преобладают болотные типы почв: торфянисто-, торфяно-глеевые, торфяные на верховых торфяниках, торфянисто-перегнойно-глеевые. На участках придолинного дренирования под лесной растительностью развиты иллювиально-железистые и иллювиально-гумусовые подзолы. В поймах рек развиты пойменные торфянисто-перегнойно-глеевые и пойменные слабоподзоленные почвы.

Использование территорий с особым правовым режимом и мест традиционного проживания и хозяйственной деятельности коренных малочисленных народов Севера. На территории X месторождения имеются территории с особым правовым режимом и места традиционного проживания и хозяйственной деятельности коренных малочисленных народов Севера:

- а) водоохранные зоны рек и озёр (максимальная ширина водоохранных зон – до 200 м вдоль рек и 50 м вокруг озёр);
- б) защитные леса (орехово-промысловые зоны);
- в) территории мест традиционного проживания и хозяйственной деятельности коренных малочисленных народов Севера (ханты).

Производственная инфраструктура. X месторождение расположено в зоне деятельности НГДУ «Сургутнефть», имеющего развитую производственную инфраструктуру: цех подготовки и перекачки нефти (ЦППН), дожимные насосные станции, систему напорных и межпромысловых нефтепроводов, газопроводов, сеть автомобильных дорог, систему электроснабжения, базы производственного обслуживания (рис.1.1).

По состоянию на 01.01.2016 на месторождении построено:

- 117 кустовых площадок;
- 12 площадок одиночных скважин;
- четыре дожимные насосные станции, совмещённые с установками предварительного сброса пластовой воды, суммарной производительностью по жидкости – 40 тыс.м<sup>3</sup>/сут. Загрузка мощностей по сепарации и предварительному обезвоживанию продукции скважин на 01.01.2015 составила: ДНС-1 с УПСВ – 101,85 %, ДНС-1П с УПСВ – 57,6 %, ДНС-3 с УПСВ – 110,71 %, ДНС-4 с УПСВ – 33,7 %;
- четыре кустовые насосные станции суммарной производительностью по жидкости – 37,26 тыс.м<sup>3</sup>/сут. Загрузка мощностей на 01.01.2015 составила: КНС-1 – 89,8 %, КНС-1П – 46,6 %, КНС-3 – 68,14 %, КНС-4 – 56,8 %;

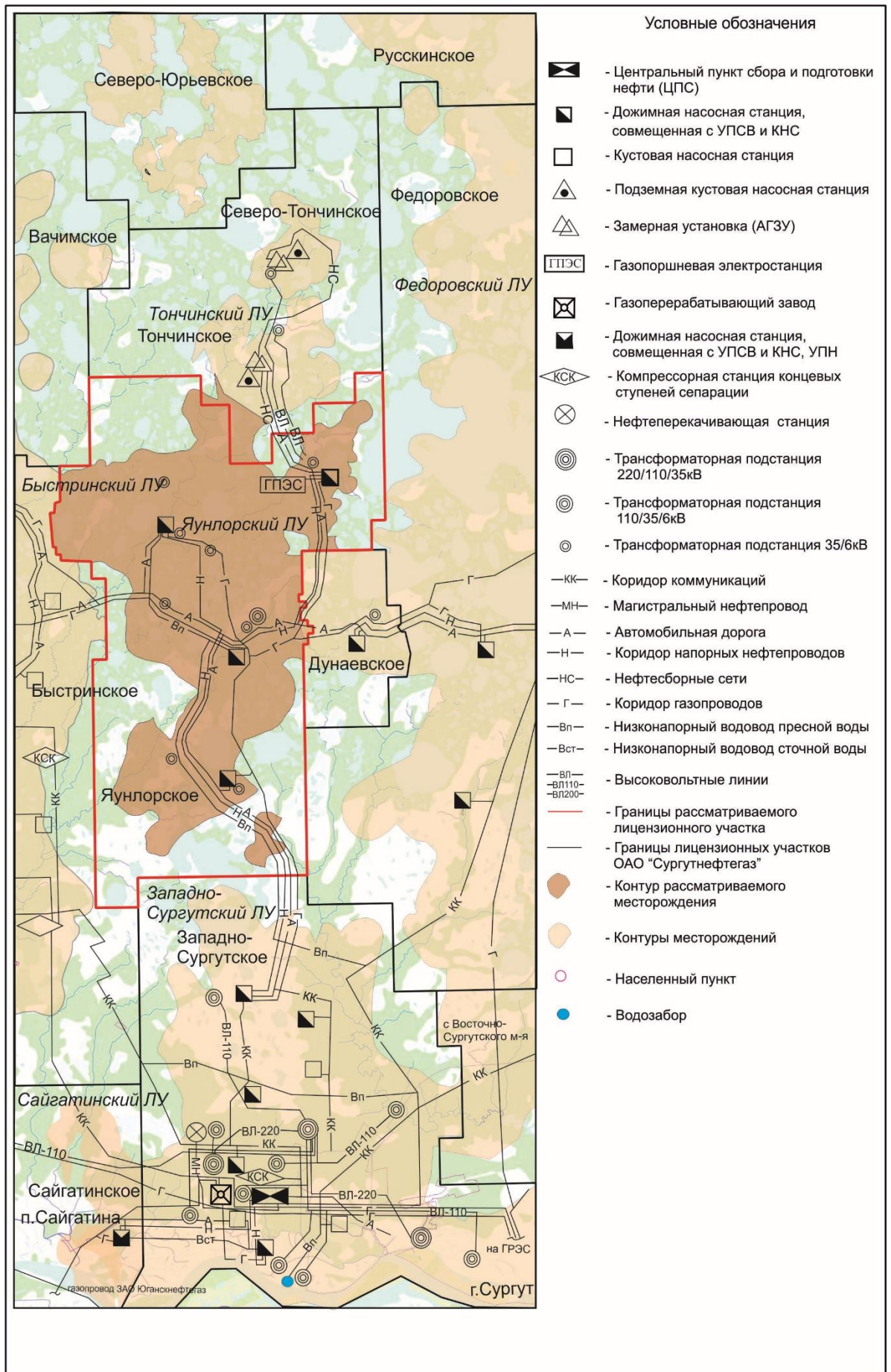


Рисунок 1.1 – Обзорная карта района работ

- на месторождении пробурено 29 водозаборных скважин, в том числе: действующих – 8;
- система нефтесборных сетей;
- система высоконапорных водоводов;
- напорный нефтепровод «ДНС-1П X месторождения – ДНС-1А Западно-Сургутского месторождения»;
- газопровод «X месторождение – УПГ Западно-Сургутского месторождения»;
- система высоковольтных линий электропередачи напряжением 110, 35 и 6 кВ для энергообеспечения производственных объектов;
- трансформаторная подстанция ПС 110/35 кВ;
- восемь трансформаторных подстанций ПС 35/6 кВ;
- система внутрипромысловых дорог и подъездов к кустовым площадкам и иным производственно-технологическим объектам.

Система поддержания пластового давления осуществляется путём нагнетания воды в нефтяные горизонты. В качестве источника водоснабжения используются подземные воды апт-альб-сеноманского горизонта и попутно-добываемая вода с УПСВ при ДНС.

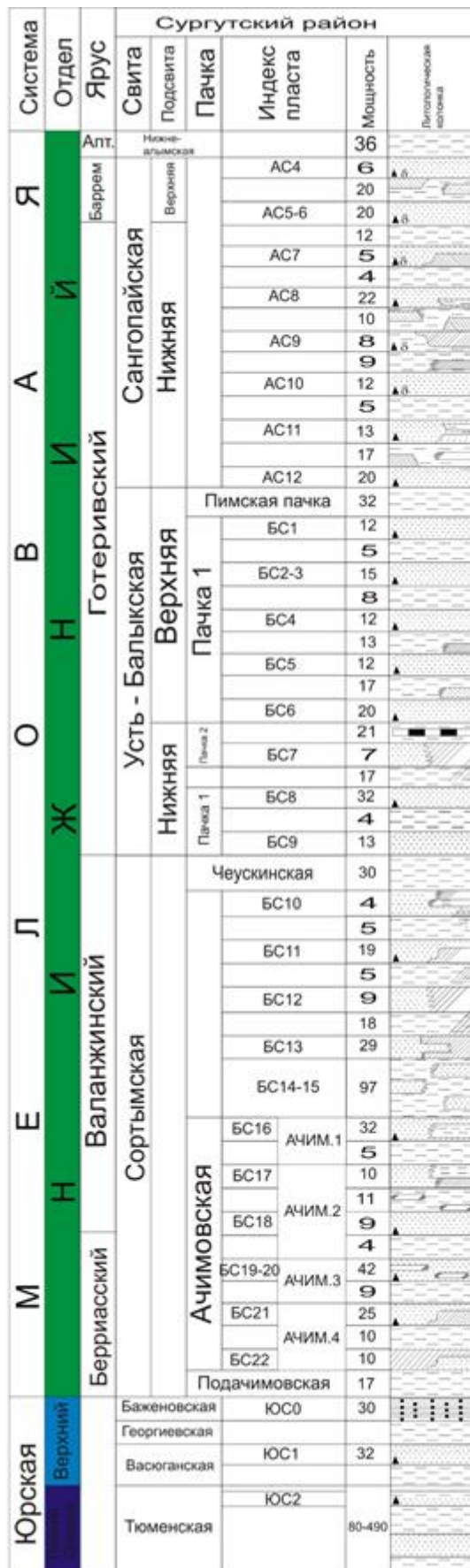
По месторождению проходят автомобильные дороги с капитальным покрытием на Быстринское и Дунаевское месторождения.

В настоящее время головным источником электроснабжения X месторождения является трансформаторная подстанция ПС 110/35 кВ «Яунлорская», запитанная от ПС 220/110 кВ «Пачетлор» Фёдоровского месторождения.

## **2 ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

### **2.1. Литолого-стратиграфическая характеристика разреза**

Стратиграфическое описание разреза X месторождения проведено в соответствии с «Региональными стратиграфическими схемами мезозойских отложений Западно-Сибирской равнины», утверждёнными МСК 30.01.1991 (рис. 2.1.). В геологическом строении месторождения принимают участие породы мезозойско-кайнозойского осадочного чехла, залегающие с угловым и стратиграфическим несогласием на породах доюрского основания.



**Условные обозначения:**






-  - песчаники
-  - глинистые породы
-  - алевролиты
-  - аргиллиты битуминозные
-  - пласты нефте- или газонасыщенные

Рисунок 2.1 – Сводный гелолго-стратиграфический разрез Сургутского нефтегазоносного района



### **Доюрские отложения (Pz+T)**

В пределах месторождения породы фундамента не вскрыты. На сопредельных с месторождением территориях породы туринской серии вскрыты в скважине №131Р Фёдоровского месторождения. Породы охарактеризованы керном и представлены базальтами тёмно-зелёного, чёрного и коричневато-кирпичного цвета, миндалевидными, брекчированными. Возраст пород классифицируется как триас. Толщина отложений не установлена, вскрытая скважиной №131Р толщина базальтов составляет 1200 м.

### **Мезозойская группа (Mz)**

Юрская система (J) в пределах изучаемой территории состоит из трёх отделов: нижний, средний, верхний. Нижний отдел (J1) представлен отложениями горелой свиты, которая залегает с угловым и стратиграфическим несогласием на породах доюрского основания. Отложения представлены четырьмя пачками пород: песчано-алевритовый пласт ЮС11 (скв. №202Р-Фёдоровская, 203Р-Родниковая), перекрывающийся тогурской пачкой глин и песчано-алевритовый пласт ЮС10 с радомской пачкой в кровле отложений свиты. На наиболее приподнятых участках доюрского основания (скв. №61Р, 131Р Фёдоровского месторождения) отложения горелой свиты выклиниваются (толщина изменяется от 180 до 0 м). Возраст отложений горелой свиты – плинсбах-тоарский.

Отложения среднего отдела (J2) согласно залегают на породах горелой свиты (только на наиболее приподнятых выступах фундамента с несогласием лежат на доюрском основании) и представлены нижней, средней и верхней подсвитами тюменской свиты. Нижняя подсвита представляет собой переслаивание песчаников и алевролитов серых с уплотнёнными глинами, реже углями (пласты ЮС7–ЮС9). Характерен растительный детрит, встречаются ядра двустворок; возраст – ааленский. Отложения средней подсвиты (пласты ЮС5–ЮС6) представлены неравномерным чередованием уплотнённых серых глин и в различной степени глинистых, иногда слабокарбонатных песчаников, возраст – байосский. Верхняя подсвита состоит из глин от серых до тёмно-серых, чередующихся с глинистыми песчаниками (пласты ЮС2–ЮС4), алевролитами с обильным включением растительного детрита и пирита. В кровле отложений тюменской свиты залегает пласт ЮС2 (продуктивные отложения тюменской свиты), являющийся регионально нефтеносным. Пласт характеризуется резкими фаціальными изменениями, литологически представлен переслаиванием песчаников тёмно-серых, плотных, тонко- и мелкозернистых, крепко

цементированных. Возраст отложений верхней подсвиты – батский-ранне-келловейский.

Верхний отдел (J3) представлен отложениями васюганской, георгиевской и баженовской свит. Васюганская свита (возраст – верхне-келловей-оксфордский, толщина – 41–90 м) представлена нижней и верхней подсвитами: нижняя, преимущественно глинистая, сложена аргиллитами тёмно-серыми, плотными, тонкослоистыми, известковистыми с включениями глауконита; верхняя – песчаниками и алевролитами тёмно-серыми, мелкозернистыми, слюдистыми, глинистыми, слабоизвестковистыми. Песчаники свиты регионально нефтеносны – к ним приурочен пласт ЮС1. Георгиевская свита представляет собой почти чёрные, битуминозные аргиллиты, с прослоями серых, кварцево-палевошпатовых и кварцево-глауконитовых песчаников. Толщина изменяется от 2 до 7 м, возраст – кимериджский. Отложения баженовской свиты представлены в различной степени битуминозными аргиллитоподобными глинами от тёмно-серого до чёрного цветов с прослоями известняков и кремнистых глин (возраст – волжский, толщина – 25–30 м). К отложениям свиты приурочен отражающий сейсмический горизонт «Б». На месторождении вскрыты аномальные разрезы отложений баженовской свиты, представленные в кровле и подошве алевролитистыми, трещиноватыми аргиллитами с терригенной примесью, а в средней части – мелкозернистыми, глинистыми и известковистыми песчаниками с сидеритом и линзовидными прослоями алевролитов. Обилие морской фауны, широкое распространение пирита говорит о том, что накопление отложений баженовской свиты происходило в условиях морского бассейна с сероводородным заражением. К отложениям баженовской свиты приурочен пласт ЮС0.

### **Меловая система (К)**

Система представлена двумя отделами – нижним и верхним, сложенными морскими, прибрежно-морскими и континентальными осадками. В составе нижнего отдела (К1) выделяются сортымская, усть-балыкская, сангопайская, алымская и нижняя часть покурской свиты.

Сортымская свита представлена глинистыми осадками с прослоями песчаников и алевролитов, которые группируются в крупные пачки и толщи. В нижней части свита представлена глинистой подачимовской пачкой (толщина – 20–30 м). Выше залегает ачимовская толща, представленная переслаиванием песчаников и алевролитов с аргиллитами. На месторождении с отложениями ачимовской толщи связаны продуктивные пласты БС18, БС19, БС20, БС21, БС21/1 и БС22. Верхняя

часть сортымской свиты преимущественно глинистая, с редкими линзообразными пропластками песчаников и алевролитов. К кровле отложений свиты приурочена песчано-глинистая пачка, в составе которой выделяются песчаные пласты БС12, БС11 и БС10, которые перекрываются чеускинской пачкой глин (толщина пачки – более 30 м). Время формирования отложений сортымской свиты – берриас-валанжинский, толщина – около 400 м.

Усть-балыкская свита (возраст – валанжин-готеривский, толщина – около 200 м) представлена комплексом пород прибрежно-морского генезиса. В составе отложений свиты выделяются песчаные пласты группы БС1–БС9, которые представлены песчаниками серыми, часто с прослоями аргиллитов и алевролитов; пласт БС2 X месторождения нефтенасыщен. В средней части отложений свиты выделяется сармановская пачка глин, перекрывающая песчаный пласт БС8. В верхней части свиты залегает пимская пачка, которая представлена тёмно-серыми, однородными аргиллитоподобными глинами.

Сангопайская свита подразделяется на две подсвиты – верхнюю и нижнюю, отложения которых формировались в условиях мелководья или в замкнутых континентальных бассейнах. Литологически свита представлена чередованием песчаников, алевролитов и глин, встречаются редкие прослои буровато-серого глинистого сидерита. К отложениям свиты относят песчаные пласты АС4–АС12, возраст – готерив-барремский, толщина – 136–154 м. Пласты АС4, АС7-8, АС9 и АС10 на X месторождении промышленно нефтегазоносны. Отложения алымской свиты представлены чередованием пачек глин тёмно-серых, почти чёрных с прослоями серых алевролитов и мелкозернистых песчаников. В верхней части свиты выделяется кошайская пачка глин, представленная аргиллитами тёмно-серыми. Возраст свиты – аптский, толщина достигает 105–111 м. Покурская свита (нижняя и средняя подсвиты) завершает разрез нижнего мела, в основном представлена алевролитами с прослоями песчаников. Характерно присутствие углистого детрита и включений сидерита.

Верхний отдел (К2). Верхняя часть покурской свиты сложена переслаиванием слабо-уплотнённых песков, светло-серых песчаников, серых до тёмно-серых глин и алевролитов с редкими прослоями глинистых известняков; возраст – апт-сеноманский, толщина – до 804 м. Кузнецовская свита сложена толщей морских глин от серых до тёмно-серых, однородных с небольшим содержанием алевролитового материала, обогащённых фауной фораминифер. Возраст – туронский, толщина – 22 м. Отложения берёзовской свиты

подразделяются на две подсвиты: нижнюю опоковидную и верхнюю глинистую. Опоки местами переходят в глины опоковидные, светло-серые и серые с аморфной структурой. Глины серые, с голубоватым оттенком, однородные с мелкокраковистым изломом. На поверхностях напластования нитевидные остатки водорослей. Толщина свиты – 136–153 м, возраст – коньяк-сантонский. Отложения ганькинской свиты толщиной 55 м завершают разрез меловой системы, состоят из глин тёмно-серых, чёрных, переходящих в мергели.

### **Кайнозойская группа (Kz)**

Палеогеновая система (P) подразделяется на три отдела: палеоценовый, эоценовый и олигоценовый. Талицкая свита представлена глинами тёмно-серыми, местами алевритистыми, возраст – датский, толщина – до 100 м. Люлинворская свита (возраст – нижнесредний эоцен, толщина – до 200 м) сложена глинами серыми и тёмно-серыми, мелкозернистыми. Тавдинская свита (до 170 м) представлена глинами серыми, тонкослоистыми до листоватых, иногда алевритистыми, с линзовидными включениями алевролита. Атлымская свита (толщина до 100 м) сложена преимущественно песками светло-серыми, кварцево-полевошпатовыми, мелко- и среднезернистыми, с включениями обугленных растительных остатков. Глины серые, зеленовато-серые, алевритистые, с прослоями песков и бурых углей. Новомихайловская свита (100 м) представляет собой чередование глин (коричневато-серых, песчанистых и алевритистых) и песков (серых, мелкозернистых, с включениями растительных остатков); встречаются прослои углей. Туртасская свита представлена алевролитами серыми, сильно глинистыми, слабослюдистыми; толщина свиты – до 40 м.

### **Четвертичная система (Q)**

Отложения системы (толщина – до 40 м) несогласно залегают на породах верхнего олигоцена. Литологически представлены аллювиальными и озёрно-аллювиальными песками серыми, зеленовато-серыми, коричневато-серыми, полосчатыми с растительным детритом, глинами, суглинками, супесями.

## **2.2. Нефтегазоносность и характеристика продуктивных пластов**

Х нефтегазоконденсатное месторождение расположено в центральной части Сургутского свода, по своему геологическому строению является многопластовым и сложным, по величине извлекаемых запасов – крупным. Нефтеносными в пределах месторождения являются терригенные отложения сангопайской (пласты

АС4, АС7-8, АС9, АС10), усть-балыкской (пласт БС2) и сортымской (пласты БС10/0, БС10, БС18, БС19, БС20, БС21, БС21/1, БС22) свит нижнемелового возраста, васюганской свиты верхнеюрского возраста (пласт ЮС1) и продуктивные отложения тюменской свиты среднеюрского возраста (пласт ЮС2). На месторождении выявлена 41 залежь углеводородов в 15 продуктивных пластах, в том числе: пласт АС4 – газонасыщен, АС7-8 – нефтегазонасыщен, остальные – нефтенасыщены. Этаж нефтегазоносности на месторождении составляет 941 м: изменяется от 1795,8 м (кровля газонасыщенного коллектора пласта АС4) до 2736,8 м (подшва нефтенасыщенного коллектора пласта ЮС2).

Наибольшее количество залежей сконцентрированы в центральной и северо-западной частях месторождения, а также в северо-восточной части – на Пильтанской площади. Краткие сведения о залежах сведены в таблице 2.1.

Таблица 2.1. – Характеристика выявленных залежей

Пласт	Залежь	Тип залежи	Размеры залежи, км x км	Площадь залежи, тыс.м <sup>2</sup>	Абсолютная отметка кровли, м	Абсолютная отметка ГВК/ГНК, м	Абсолютная отметка ВНК, м	Высота залежи, м
АС4		пластовая сводовая	3.5 x 2.0	4436	1795	1800	-	18,4
АС7-8		пластовая сводовая	23.0 x 14.7	203811	1875	1873	1903,0	60,0
АС9		пластовая сводовая	13.5 x 7.2	88364	1888	-	1903,0	36,0
АС10	1	пластовая сводовая	3.3 x 1.8	4190	1898	-	1903,0	13,0
	2+3	пластовая сводовая	4.9 x 2.8	8486	1895	-	1903,0	14,2
	4	пластовая сводовая, литологически экранированная	0.8 x 0.7	288	1892	-	1903,0	12,3
БС2		пластовая сводовая	4.0 x 2.3	5484	2026	-	2032,0	10,6
БС10/0	1	пластовая сводовая, литологически экранированная	2.3 x 2.6	4852	2233	-	2247,0	7,5
	2	пластовая сводовая, литологически экранированная	4.0 x 2.3	5158	2214	-	2223,2	10,4
БС10	1	пластовая сводовая, литологически экранированная	1.9. x 2.5	4699	2239	-	2243,0	2,8
	2	пластовая сводовая, литологически экранированная	6.2 x 5.8	28473	2204	-	2241,9	70,7

	3	пластовая сводовая, литологически экранированная	8.6 x 9.2	34977	2277	-	2297,6	50,2
	4	пластовая сводовая, литологически экранированная	3.5 x 2.8	5008	2286	-	2296,7	21,2
	5	пластовая сводовая, литологически экранированная	6.9 x 3.6	12503	2231	-	2242.5-2250.1	31,2
	Пильтанская площадь	пластовая сводовая, литологически экранированная	6.1. x 2.3	8275	2233	-	2241,0	20,5
	Район скв. №4412Р	водоплавающая	1.0. x 1.0	773	2253	-	2256,7	3,6
БС18	1	пластовая сводовая, литологически экранированная	3.9 x 3.3	9361	2427	-	2442,0	27,1
	2	водоплавающая	3.2 x 2.1	4467	2429	-	2439,0	16,5
	3	пластовая сводовая	3.5 x 1.7	4376	2414	-	2428,4	21,0
	4	пластовая сводовая	1.7 x 1.1	1369	2364	-	2375,4	17,0
	5	пластовая сводовая, литологически экранированная	1.1 x 0.7	564	2407	-	2419,5	12,3
	6	водоплавающая	3.2 x 3.1	7914	2471	-	2506,3	34,9
БС19	1	пластовая сводовая	9.5 x 3.9	19883	2447	-	2465,0	34,4
	2	пластовая сводовая	2.4 x 1.3	2808	2391	-	2406,2	26,2
БС20	1	пластовая сводовая	9.3 x 3.0	15959	2468	-	2485,0	32,6
	2	пластовая сводовая	2.3 x 1.7	3230	2417	-	2434,4	29,4
БС21		пластовая сводовая	1.9 x 1.2	1424	2488	-	2496,0	12,6
БС21/1		пластовая сводовая	1.1 x 1.1	914	2497	-	2511,0	13,8
БС22	Район скв. №235ПЛ	пластовая сводовая, литологически экранированная	0.9 x 1.3	621	2575	-	2601,8	15,0
	Район скв. №1198	литологически экранированная	1.9 x 1.4	2357	2568	-	2576,3	8,0
ЮС1	Район скв. №4405П	пластовая сводовая, тектонически экранированная	9.8 x 2.4	15566	2621	-	2639.7-2646.2	40,8
	Район скв. №1713	пластовая сводовая, тектонически экранированная	4.8 x 1.8	4811	2611	-	2632,2	28,1

ЮС2	Район скв. №4406П	пластовая сводовая, литологически экранированная	9.1 x 7.1	29529	2604	-	2640,0	74,9
	Район скв. №1602	пластовая сводовая, тектонически экранированная	2.9 x 2.7	5655	2548	-	2581,6	49,0
	Район скв. №1730	пластовая сводовая	2.7 x 1.8	3598	2702	-	2724,8	32,3
	Район скв. №82ПЛ	пластовая сводовая, тектонически и литологически экранированная	8.5 x 5.7	26271	2680	-	2710,0	60,5
	Район скв. №1630	тектонически и литологически экранированная	5.6 x 2.0	7545	2645	-	-	11,2
	Район скв. №114	тектонически и литологически экранированная	11.6 x 3.4	26025	2678	-	-	14,7
	Район скв. №4405П	тектонически и литологически экранированная	6.9 x 2.3	12299	2668	-	-	10,4
	Район скв. №4412Р	тектонически и литологически экранированная	6.9 x 6.3	15735	2654	-	-	10,6
	Район скв. №1195, 913	тектонически и литологически экранированная	11.2 x 4.2	30693	2677	-	-	23,1

#### Пласт АС4

Газовая залежь пласта АС4 выявлена в центральной части месторождения. Газонасыщенные песчаники пласта выделены по повторным замерам радиоактивного каротажа в сводовой части Х поднятия. Кровля газонасыщенных коллекторов вскрыта на абсолютных отметках (а.о.) от 1768,5 (скв. №958) до 1815,7 м (скв. №970). Структурная карта по кровле коллектора и карта газонасыщенных толщин представлены на графическом приложении П.2.2.

Залежь небольшая, по типу классифицируется как пластовая сводовая с размерами 3,5x2,0 км и высотой 18,4 м. Газоводяной контакт принят на абсолютной отметке 1800 м.

Общая толщина пласта в среднем составляет 8 м, эффективная газонасыщенная – 2,5 м. Фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) пласта следующие: проницаемость –  $52,4 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>, коэффициент пористости – 0,24, коэффициент газонасыщенности – 0,57.

## Пласт АС7-8

Крупная нефтегазоконденсатная залежь пласта АС7-8 приурочена к Северо-Минчимкинскому и Яунлорскому поднятиям с единым контуром нефтеносности, имеет четыре газовые шапки, распространяется за пределы X месторождения и объединяется без разрыва контура нефтеносности на западе с Быстринским, на востоке – с Дунаевским месторождениями.

По типу залежь является пластовой сводовой, её размеры составляют 23х14,7 км, высота – 60 м. Средняя отметка ВНК принята на абсолютной отметке 2518.9 м, ГНК – 2349 м. В среднем общая толщина пласта по залежи составляет 18,9 м, газонасыщенная – 5 м, нефтенасыщенная – 5,9 м. ФЕС пласта по данным ГИС невысокие и составляют для газонасыщенной и нефтенасыщенной частей залежи: проницаемость – 17,4 и 18,9·10<sup>-3</sup> мкм<sup>2</sup>, коэффициенты пористости – 0,22 и 0,23, коэффициент газонасыщенности – 0,61, коэффициент нефтенасыщенности – 0,51. Глинистый раздел между нефтью и водой по скважинам достигает 14,2 м, в среднем составляя 2,1 м. Песчаные пропластки с лучшими ФЕС залегают в верхней части разреза.

На одних участках месторождения в кровле пласта АС7 присутствует монолитное песчаное тело, подошвенная часть представлена частым чередованием аргиллитов и алевролитов, на других песчаное тело развито в подошве толщи (пласт АС8), а верхняя часть разреза состоит из переслаивания аргиллито-алевролитовых пород. Лучшими коллекторскими свойствами характеризуются зоны, где присутствуют оба монолитных тела.

В пределах залежи пласта АС7-8 выявлены четыре газовые шапки: две из них – южная и северная (относительно крупные по размерам и запасам) – обладают чисто газовыми зонами, а так же две небольшие – западная (район скв. №139Р) и восточная (район скв. №272) с единым ГНК (-1873 м). Южная газовая шапка – самая большая по размерам (6,4х5,4 км, высота ~15 м), кроме газонефтяной зоны представлена так же ЧГЗ, которая занимает 31 % площади шапки. В ЧГЗ газонасыщенная толщина составляет 9,1 м, в ГНЗ – 3,7 м, нефтенасыщенная толщина – 4,1 м. Северная газовая шапка (3,5х5,2 км, высота ~13 м) характеризуется обширной газонефтяной зоной (89 %), фильтрационно-ёмкостные свойства которой немного выше, чем в чисто газовой, несмотря на то, что газонасыщенная толщина в ЧГЗ больше и равна 6,7 м (в ГНЗ – 4 м). Западная (размер – 3х0,9 км, высота – 16,7 м) и Восточная (размер – 1,3х1,6 км, высота – 13,5 м) газовые шапки представлены только газонефтяными зонами, газонасыщенные



толщины которых составляют 2,6 и 2,2 м, нефтенасыщенные – 4,5 и 5 м. По всем газовым шапкам фильтрационно-ёмкостные свойства в газонасыщенной части характеризуются более высокими значениями, чем в нефтенасыщенной.

### **Группа пластов АС9-10**

Отложения пластов АС9 и АС10 имеют площадное распространение, замещаясь неколлекторами лишь на отдельных участках, в плане залежи совпадают друг с другом. Породы пластов по условиям образования довольно близки, что позволяет провести аналогию между их литолого-петрофизическими характеристиками отложений. Залежи углеводородов данной группы пластов (совместно с пластами АС7-8) представляют единую гидродинамическую систему: ВНК отбит на отметке 1903 м. Глинистый раздел между пластами не выдержан по толщине, в среднем составляет 4,6 м (над залежами пласта АС10 – 2,4 м). Глинистый раздел между нефтью и водой по скважинам достигает 21,6 м. Карты геологических параметров представлены на рисунках 2.1.21 – 2.1.26, из которых видно, лучшие коллекторы пласта находятся в центральной части залежи.

### **Пласт АС9**

Пласт АС9 представлен одной залежью, которая расположена в центральной части лицензионного участка. Песчаники пласта развиты на всей площади залежи, за исключением скважины №150, где пласт представлен неколлектором. Наблюдается наличие пяти водонасыщенных участков, вскрытых скважинами в пределах контура залежи. По периметру залежь оконтуривается скважинами, вскрывшими водонасыщенный с кровли пласт. Залежь полностью разбурена по эксплуатационной сетке.

По типу залежь классифицируется как пластовая сводовая, размеры составляют 13,5x7,2 км, высота – 36 м. Залежь характеризуется обширной водонефтяной зоной (ВНЗ), занимающей около 70 % её площади; ВНК принят на абсолютной отметке 1903 м.

Общая толщина пласта АС9 в среднем составляет 22,2 м, нефтенасыщенная – 4,8 м, расчленённость разреза в среднем – 3, коэффициент песчаности – 0,30. ФЕС по данным ГИС выше средних: проницаемость –  $105,8 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>, коэффициент пористости – 0,25, коэффициент нефтенасыщенности – 0,63.

## 2.3 ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ

Фильтрационно-емкостные свойства пород-коллекторов продуктивных пластов определялись по материалам лабораторных исследований керна, данным геофизических исследований скважин (ГИС), результатам гидродинамических исследований (ГДИ).

В таблице 2.3 представлено сравнение значений проницаемости по залежам и продуктивным пластам в целом, определённых по керну, по ГИС (в среднем по пробуренным скважинам) и цифровой геологической модели (средневзвешенное по объёму залежи).

Таблица 2.3 – Результаты определения проницаемости продуктивной части пластов

Пласт	Залежь, район	Проницаемость, $\cdot 10^{-3}$ мкм <sup>2</sup>		
		по керну	по ГИС	по ЦГМ
<b>АС4</b>		-	<b>52.4*</b>	<b>24.3*</b>
<b>АС7-8</b>		<b>13.7*/44.9</b>	<b>17.4*/18.9</b>	<b>12.9*/15.1</b>
<b>АС9</b>		<b>95,4</b>	<b>105,8</b>	<b>80,4</b>
<b>АС10</b>		<b>179.4**</b>	<b>92,6</b>	<b>71,3</b>
<b>АС9-10</b>		<b>99,9</b>	<b>104,7</b>	<b>79,8</b>
<b>БС2</b>		<b>382,0</b>	<b>112,6</b>	<b>96,4</b>
<b>БС10/0</b>	Залежь 1	-	2,0	1,87
	Залежь 2	-	1,9	2,00
	<b>В среднем по пласту</b>	-	<b>2,0</b>	<b>1,96</b>
<b>БС10</b>	Залежь 1	-	5,5	4,6
	Залежь 2	-	47,3	26,0
	Залежь 3	-	72,4	54,8
	Залежь 4	-	172,7	96,0
	Залежь 5	-	110,4	96,5
	Залежь Пильтанской площади	27,3	17,7	13,3
	Залежь в районе скважины №4412Р	-	160,8	241,5
	<b>В среднем по пласту</b>	<b>113,6</b>	<b>76,7</b>	<b>55,3</b>
<b>БС18</b>	Залежь 1	-	37,6	39,6
	Залежь 2	-	36,1	30,9
	Залежь 3	-	23,8	14,6

	Залежь 4	-	14,9	13,4
	Залежь 5	-	14,5	17,9
	Залежь 6 (район скважины №4412Р)	-	27,0	29,0
	в том числе: Яунлорский ЛУ	-	-	28,9
	Тончинский ЛУ	-	-	29,7
	<b>В среднем по пласту</b>	<b>72,9</b>	<b>33,6</b>	<b>30,0</b>
<b>БС19</b>	Залежь 1	-	41,6	32,2
	Залежь 2	-	11,4	7,1
	<b>В среднем по пласту</b>	<b>38,2</b>	<b>40,7</b>	<b>30,7</b>
<b>БС20</b>	Залежь 1	-	27,3	17,8
	Залежь 2	-	7,2	8,8
	<b>В среднем по пласту</b>	<b>27,1</b>	<b>26,7</b>	<b>16,8</b>
<b>БС21</b>		<b>24,0</b>	<b>3,9</b>	<b>4,5</b>
<b>БС21/1</b>		-	<b>3,5</b>	<b>3,2</b>
<b>БС22</b>	Залежь в районе скважины №235ПЛ	-	9,1	18,6
	Залежь в районе скважины №1198	-	35,2	26,3
	<b>В среднем по пласту</b>	<b>10.4**</b>	<b>18,6</b>	<b>24,9</b>
<b>БС18-22</b>		<b>34,4</b>	<b>32,3</b>	<b>26,2</b>
<b>ЮС1</b>	Залежь в районе скважины №4405П	-	1,9	2,0
	Залежь в районе скважины №1713	-	9,1	7,5
	<b>В среднем по пласту</b>	<b>0,8</b>	<b>6,2</b>	<b>3,4</b>
<b>ЮС2</b>	Залежь в районе скважины №4406П	-	4,0	1,5
	Залежь в районе скважины №1602	-	7,7	5,2
	Залежь в районе скважины №1730	-	5,5	5,1
	Залежь в районе скважины №82ПЛ	-	5,3	4,0
	Залежь в районе скважины №1630	-	3,7	3,0
	Залежь в районе скважины №114	-	6,0	4,6
	Залежь в районе скважины №4405П	-	3,1	3,5
	Залежь в районе скважины №4412Р	-	1,6	1,6
	в том числе: Яунлорский ЛУ	-	-	1,6
	Тончинский ЛУ	-	-	1,7
	Залежь в районе скважин №1195, 913	-	6,4	4,8
	в том числе: Яунлорский ЛУ	-	-	4,8
	Тончинский ЛУ	-	-	4,6
	<b>В среднем по пласту</b>	<b>11,3</b>	<b>5,3</b>	<b>4,0</b>

## 2.4 СВОЙСТВА И СОСТАВ ПЛАСТОВЫХ ФЛЮИДОВ

Физико-химическая характеристика пластовых нефтей объектов разработки X месторождения изучена на образцах 106 глубинных проб из 62 скважин и 142 поверхностных (устьевых) проб из 108 скважин, в том числе:

пласт АС7-8	– 22 глубинных пробы из 14 скважин, – 34 поверхностных пробы из 25 скважин;
пласты АС9 и АС10	– 18 глубинных проб из 18 скважин, – 34 поверхностных пробы из 25 скважин;
пласт БС2	– 2 глубинных пробы из одной скважины, – 1 поверхностная проба из одной скважины;
пласт БС10	– 25 глубинных проб из 10 скважин, – 26 поверхностных проб из 19 скважин;
пласты ачимовской толщи	– 23 глубинных пробы из 12 скважин, – 24 поверхностных пробы из 20 скважин;
пласт ЮС1	– 2 поверхностных пробы из одной скважины;
пласт ЮС2	– 16 глубинных проб из 7 скважин, – 21 поверхностная проба из 17 скважин.

Исследования нефтей и газов выполнены специализированными службами Центральной лаборатории «Главтюменьгеологии» (на стадии разведочных работ), СибНИИНП, СургутНИПИнефть, ТО «СургутНИПИнефть».

Лабораторный анализ проб пластовой газонасыщенной нефти в условиях пласта и при различных способах дегазации выполнялся на специальной аппаратуре высокого давления PVT-System RUSKA 2370 и PVT-System CHANDLER 3000 (автоматизированные варианты установок типа УИПН и АСМ-300 с компьютерным управлением). Методическое обеспечение работ соответствовало требованиям отраслевого стандарта ОСТ 39-112-80 «Нефть. Типовое исследование пластовой нефти» (в более поздней редакции – ОСТ 153-39.2-048-2003 «Нефть. Типовое исследование пластовых флюидов и сепарированных нефтей»). Поверхностные пробы дегазированной нефти отбирались с устья скважин при проведении испытаний. Анализ проб проводился по государственным стандартам и типовым методикам (перечень ГОСТов и обязательных параметров приведён в документе ОСТ 153-39.2-048-2003).

Изучение физических свойств пластовых нефтей на образцах глубинных проб проводилось двумя методами: методом однократного разгазирования

(стандартная сепарация) и методом дифференциального (ступенчатого) разгазирования. В процессе выполнения стандартной сепарации и сопутствующих операций определялись основные параметры газонасыщенной нефти в условиях пласта: давление насыщения нефти газом, плотность и вязкость однофазной жидкости при давлении и температуре пласта, сжимаемость, полное газосодержание. Результаты однократного разгазирования используются, в основном, для сопоставительной характеристики нефтей и их общего описания. Дифференциальное разгазирование учитывает особенности реального промыслового процесса сбора, подготовки и транспорта продукции скважин. В этом случае давление снижается постепенно (ступенчато) при одновременном отводе образующейся газовой фазы. Как правило, давление на первой ступени соответствует давлению на дожимной насосной станции (ДНС), а термобарические условия конечной или промежуточных ступеней сепарации учитывают необходимость термохимической подготовки нефти до товарных кондиций. Для обоснования подсчетных параметров (объемного коэффициента, плотности дегазированной нефти, газового фактора нефти) нормативными документами предусматривается использование результатов дифференциального разгазирования глубинных проб по схеме, условно моделирующей промысловый процесс.

Внутренняя согласованность параметров, характеризующих пластовую нефть всех объектов разработки, проверена и откорректирована по выражению, непосредственно вытекающему из формального определения величины объемного коэффициента и отражающему материальный баланс нефтегазовой системы в условиях пласта и на поверхности:

$$b = \frac{\rho_n \cdot (1 + G \cdot \rho_g \cdot 10^{-3})}{\rho_{пл.н.}}$$

где:  $b$  – объемный коэффициент при рассматриваемом процессе дегазации пластовой нефти, доли ед.;  $\rho_n$  – плотность разгазированной нефти в стандартных условиях, кг/м<sup>3</sup>;  $G$  – удельное количество выделившегося газа (газосодержание в однократном процессе или газовый фактор при дифференциальном разгазировании), м<sup>3</sup>/т;  $\rho_g$  – плотность выделившегося газа в стандартных условиях, кг/м<sup>3</sup>;  $\rho_{пл.н.}$  – плотность газонасыщенной нефти в условиях пласта, кг/м<sup>3</sup>.

Как следует из представленных данных, в пластовых условиях нефти пластов АС7-8, АС9-10, БС10/0 и БС10 средней плотности или относительно

тяжёлые, с повышенной и средней вязкостью (для пластов АС7-8 и АС9-10 – 5.15–5.55 мПа·с, для пласта БС10 – 3,02 мПа·с), с давлением насыщения нефти газом значительно ниже пластового давления. На локальных купольных участках залежей газосодержание достигает максимальных значений (для пластов АС7-8, АС9-10 – до 63–68 м<sup>3</sup>/т, для пласта БС10 – до 76 м<sup>3</sup>/т) при пониженной плотности дегазированной нефти. В приконтурных зонах газосодержание закономерно снижается, плотность нефти возрастает за счёт гравитационных, диффузионных и окислительных процессов. По разрезу месторождения в интервале 2000–2500 м прослеживается «классическая модель» изменения нефтей с ростом глубины: увеличивается количество светлых фракций и растворённых лёгких углеводородов, повышается содержание твёрдых парафинов, уменьшается плотность нефтей.

Нефтяной газ метанового типа, относительно сухой, содержание неуглеводородных компонентов (диоксид углерода, азот) невелико и в сумме не превышает 1,5 % объёмных. Концентрация гелия изменяется от 0,002 до 0,005 %, суммарная концентрация целевых углеводородов группы С2-С4 – от 105 г/м<sup>3</sup> (пласт АС10) до 154 г/м<sup>3</sup> (пласт БС10).

В составе дегазированных нефтей содержание целевых компонентов группы С3-С5 составляет 7,2–9,2 % молярных. Дегазированные нефти всех рассматриваемых объектов разработки однотипны: вязкие, средней плотности, смолистые и малосмолистые, парафинистые, сернистые, с выходом фракций до 350°С около 50 %. Технологической шифр нефти – II Т2П2.

Пласт БС2 исследован двумя глубинными и одной поверхностной пробой из скважины №1513Гр (СургутНИПИнефть, 2009 год). Диапазоны изменения свойств флюидов по этим двум пробам незначительны, потому оставлены, как было ранее, по аналогии с пластом БС2 Быстринского месторождения, в то время как средние значения приняты по результатам исследования проб непосредственно из скважины №1513Гр: газосодержание при дифференциальном разгазировании – 42 м<sup>3</sup>/т, плотность дегазированной нефти – 895 кг/м<sup>3</sup>, пересчётный коэффициент – 0.918 (оперативный пересчёт запасов, 2011 год). Нефтяной газ метанового типа, содержание неуглеводородных компонентов в сумме не превышает 1,0 % объёмных. Дегазированная нефть пласта БС2 вязкая, тяжёлая, смолистая, парафинистая, сернистая и высокосернистая, с выходом фракций до 350°С около 37 %; технологической шифр нефти – II Т2 П2.

В условиях пласта нефть относительно высокой степени газонасыщенности (при дифференциальном разгазировании – 82–108 м<sup>3</sup>/т, при однократном – до 122 м<sup>3</sup>/т), лёгкая (775 кг/м<sup>3</sup>), маловязкая (1,15 мПа.с), с давлением насыщения значительно ниже пластового (11,2 МПа). По результатам анализа поверхностных проб дегазированная нефть лёгкая (854 кг/м<sup>3</sup>), вязкая (8,4 мПа.с), малосмолистая и смолистая (7,69 %), парафинистая (2,93 %), сернистая (1,20 %), с выходом фракций до 300°С около 45 %.

Физико-химическая характеристика пластовой нефти пласта ЮС1 изучена на образцах двух поверхностных проб из скважины №4405П. Глубинными пробами пласт не охарактеризован, поэтому параметры газонасыщенной пластовой нефти приняты по аналогии с результатами анализа нефти пласта ЮС2 Быстринского месторождения (свойства пластовой нефти исследованы на образцах глубинных проб из 10 скважин, уточнение запасов проведено в 2009 году с корректировкой подсчётных параметров): газосодержание при дифференциальном разгазировании – 58 м<sup>3</sup>/т, плотность дегазированной нефти – 856 кг/м<sup>3</sup>, пересчётный коэффициент – 0,879.

При сопоставлении характеристики дегазированных нефтей пластов ЮС1, ЮС2 X месторождения и пласта ЮС2 Быстринского месторождения выявлено, что значения плотности нефти, вязкости, содержания смол, парафинов и выкипающих фракций варьируют в одном и том же диапазоне при близких средних величинах. С учётом стратиграфической и региональной общности объектов, сходства термобарических условий залегания и идентичности физико-химических характеристик дегазированной нефти можно предполагать и о близких значениях параметров газонасыщенных пластовых флюидов. По результатам анализа поверхностных проб пласта ЮС2 дегазированная нефть классифицируется как сернистая (1,46 %), малосмолистая и смолистая (8,23 %), парафинистая (2,96 %), средней плотности (по поверхностным пробам – 869 кг/м<sup>3</sup>), средней вязкости (18 мПа.с), с технологическим шифром – II Т2 П2. При оценке запасов параметры газонасыщенной пластовой нефти были приняты по аналогии с пластом ЮС2 близлежащего Быстринского месторождения, исследования собственных глубинных проб подтверждают эти данные, что даёт основание считать подсчётные параметры пласта ЮС2 X месторождения обоснованными и достоверными: газосодержание при дифференциальном разгазировании – 56 м<sup>3</sup>/т, плотность дегазированной нефти – 858 кг/м<sup>3</sup>, пересчётный коэффициент – 0,887.

В смеси с водой нефти могут образовывать относительно стойкие и вязкие эмульсии (особенно при механизированных способах добычи), характеристика которых во многом определяется условиями образования и существования.

### **Пластовые воды**

Как следует из результатов исследований, пластовые воды неокомского комплекса преимущественно гидрокарбонатно-натриевого типа (по В.А.Сулину) с минерализацией 14–17 г/л. Максимальное газосодержание (до 2,5 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>) достигается на локальных участках вблизи водонефтяного контакта, по мере удаления от ВНК газонасыщенность вод резко снижается и на периферии составляет 0,6–0,9 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>.

Химический состав и физические свойства пластовых вод ачимовской толщи изучены на образцах двух проб из скважины №4405П, из которых только одна проба является предположительно качественной. По результатам анализа, общая минерализация составляет 17,6 г/л. Повышенное значение водородного показателя (рН=8,9) указывает на возможное присутствие в пробе технического раствора. Учитывая ограниченный объём исследований, диапазон и средние значения параметров водной фазы пластов БС18-22 приняты по аналогии с результатами анализа хорошо изученных вод ачимовской толщи Фёдоровского месторождения с учётом собственных данных по скважине №4405П.

Для пласта ЮС2, ввиду отсутствия экспериментальных данных, свойства и состав пластовых вод приняты по аналогии с близлежащим Тончинским месторождением: химический тип вод – гидрокарбонатно-натриевый, минерализация – 18,6 г/л, основные солеобразующие компоненты представлены ионами натрия, калия, кальция, магния, хлора, гидрокарбоната.

Водорастворённые газы относятся к метановому типу, с концентрацией метана – около 91–92 %, его гомологов – 3–5 %. Содержание азота и диоксида углерода в сумме составляет 5–6 %.

По содержанию полезных компонентов пластовые воды не представляют промышленного интереса в качестве источника минерального сырья (за исключением йода, концентрация которого в отдельных случаях может достигать промышленного уровня – 10 мг/л, но резко снижается при разбавлении водами системы ППД).



## 2.5 ЗАПАСЫ НЕФТИ И ГАЗА

По величине начальных извлекаемых запасов нефти X месторождение является крупным, по количеству и свойствам подсчётных объектов – многопластовым со сложным геологическим строением. На месторождении установлена продуктивность 15 пластов: АС4, АС7-8, АС9, АС10, ВС2, ВС10/0, ВС10, ВС18, ВС19, ВС20, ВС21, ВС21/1, ВС22, ЮС1, ЮС2 (продуктивные отложения тюменской свиты).

Запасы углеводородов X месторождения утверждены ГКЗ Роснедра в 2005 году (протокол от 13.07.2005 №1050-дсп).

В 2012–2015 годах в соответствии с утверждёнными проектными решениями на месторождении проводилось разбуривание проектного фонда скважин объектов ВС10, ВС18-22 и ЮС2; по результатам бурения уточнены геологическое строение и запасы нефти данных пластов.

Изменения запасов нефти месторождения были рассмотрены на оперативных заседаниях ГКЗ Роснедр и учтены в государственном балансе запасов, где в настоящее время числятся следующие запасы углеводородов:

– начальные геологические запасы:

нефти:	264657 тыс.т (категории ВС1), 16437 тыс.т (категория С2);
конденсата:	197 тыс.т (категории ВС1), 6 тыс.т (категория С2);

– начальные извлекаемые запасы:

нефти:	85002 тыс.т (категории ВС1), 3099 тыс.т (категория С2);
растворённого газа:	3844 млн.м <sup>3</sup> (категории ВС1), 175 млн.м <sup>3</sup> (категория С2).
газа газовых шапок: свободного газа:	5426 млн.м <sup>3</sup> (категории В), 173 млн.м <sup>3</sup> (категория С2),
конденсата:	174 тыс.т (категории В), 5 тыс.т (категория С2).

Коэффициенты извлечения нефти:	0,321 (категории ВС1), 0,189 (категория С2);
--------------------------------	---

коэффициенты извлечения конденсата:	0,880 (категории ВС1), 0,880 (категория С2).
-------------------------------------	---

Разведанность месторождения достаточно высокая – геологические запасы категорий ВС1 составляют 264657 тыс.т или 94,2 % от суммарных по категориям. Наибольшая часть геологических запасов категорий ВС1 сосредоточена в пласте АС7-8 – 106016 тыс.т (40,1 %), вторым по величине запасов является пласт АС9 (16,1 %). Основные запасы категории С2 сосредоточены в пласте ЮС2 – 87,9 % от суммарных по месторождению.

По сумме категорий ВС1+С2 начальные геологические запасы нефти Х месторождения увеличились относительно утверждённых ГКЗ в 2005 году на 38 % (с 203756 до 281094 тыс.т), начальные извлекаемые запасы – на 33 % (с 66127 до 88101 тыс.т).

### **3 АНАЛИЗ ТЕКУЩЕГО СОСТОЯНИЯ РАЗРАБОТКИ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ОБЪЕКТОВ**

#### **3.1 Характеристика текущего состояния разработки месторождения в целом**

Анализ текущего состояния разработки Х месторождения выполнен по состоянию на 01.01.2016 на основе официальной отчётности НГДУ «Сургутнефть» ОАО «Сургутнефтегаз». При оценке выработки пластов приняты запасы, числящиеся на текущем государственном балансе с учётом оперативных изменений в 2016 году.

Месторождение введено в эксплуатацию в 1980 году. С начала разработки месторождение разбуривалось высокими темпами – максимальный объём эксплуатационного бурения (525 тыс.м) был достигнут в 1983 году. После реализации основной части проектного фонда объектов АС7-8, АС9-10 и ВС10 объём бурения сократился, в 1995 году разбуривание месторождения было приостановлено.

В 1986–1991 гг. вследствие интенсивного разбуривания фонда скважин добыча нефти стабилизируется на уровне 1,7–1,8 млн.т. В этот период были достигнуты максимальные уровни добычи нефти по основным объектам разработки: по АС9-10 – 751,0 тыс.т (1986 год), по АС7-8 – 809,5 тыс.т (1990 год). По месторождению в целом в 1990 году достигнут уровень добычи нефти 1813,9 тыс.т.

В последующий период наблюдается снижение добычи нефти до 914,9 тыс.т в 1998 году в связи с ростом обводнённости (с 47,1 до 76,6 %) при достаточно стабильной добыче жидкости (на уровне 3,3–3,9 млн.т/год).

С 1999 года на месторождении начато применение технологии резки боковых стволов при КРС, в это же время по основным объектам (АС7-8, АС9-10) наблюдается интенсификация отборов жидкости. В 2003 году было возобновлено эксплуатационное бурение – введены в разработку новые залежи объектов БС10 и БС18-22, а также два новых объекта: ЮС2 (продуктивные отложения тюменской свиты) в 2007 году, и БС2 в 2009 году. По этим причинам добыча нефти на месторождении ежегодно возрастает и в 2009 году достигает своего максимума – 2172,3 тыс.т. Уровни добычи жидкости и объёмы закачки воды достигают максимальных значений в 2012 году: добыча жидкости – 10641,4 тыс.т, закачка воды – 10568,7 тыс.м<sup>3</sup>.

В период 2010–2014 гг. наблюдается снижение добычи нефти до 1566,8 тыс.т, обусловленное сокращением объёмов эксплуатационного бурения (проектный фонд практически полностью реализован) и ростом обводнённости до 84,5 %. С 2012 года отмечается незначительное снижение добычи жидкости и объёмов закачки воды по причине выбытия высокообводнённого фонда и проведения мероприятий по оптимизации объёмов закачки.

Минимальный дебит нефти был отмечен в 1998 году – 4,4 т/сут. После этого дебит нефти ежегодно возрастал и в 2009 году составил 9,6 т/сут. Дебит жидкости с начала разработки увеличивался и в 2013 году достиг максимального значения – 46,7 т/сут. В 2014 году дебит нефти составил 6,9 т/сут, дебит жидкости – 44,1 тыс.т.

В настоящее время на месторождении разрабатываются шесть эксплуатационных объектов: АС7-8, АС9-10, БС2, БС10, БС18-22 и ЮС2 (продуктивные отложения тюменской свиты).

В 2014 году добыча нефти составила 1566,8 тыс.т, добыча жидкости – 10078,1 тыс.т. Основная часть текущей добычи нефти (82 %) обеспечена тремя объектами: АС7-8 – 602,6 тыс.т (38 %), БС10 – 385,0 тыс.т (25 %), БС18-22 – 303,6 тыс.т (19 %) (табл. 4.2.2).

По состоянию на 01.01.2016 накопленная добыча нефти по месторождению составляет 48040 тыс.т (в том числе конденсата – 107 тыс.т), текущий КИН – 0,181 при утверждённом КИН – 0,321, отбор от НИЗ – 56,4 % при обводнённости – 84,5 %. Накопленная добыча конденсата составляет 107 тыс.т.

Объектом АС7-8 обеспечено 36 % накопленной добычи нефти, объектом АС9-10 – 30 %. Объект АС9-10 эксплуатируется с высокой обводнённостью – 95,6 %, текущий ВНФ составляет 21,5, накопленный ВНФ – 5,1 т/т.

Основной объём текущих извлекаемых запасов (ТИЗ) категорий ВС1 приурочен к объекту АС7-8 – 18299 тыс.т (50 % от ТИЗ месторождения). Таким образом, объект АС7-8 по-прежнему является на X месторождении основным объектом разработки.

Необходимо отметить, что по нефтегазоконденсатной залежи пласта АС7-8 совместно с нефтью и растворённым газом добываются газ газовых шапок и конденсат. Теоретические исследования и опыт разработки залежей данного типа показывают, что при эксплуатации через нефтяные скважины технологически неизбежно добывается смесь нефти, растворённого газа, газа газовых шапок, конденсата газа газовых шапок, пластовой и закачиваемой воды. Комплекс технологий, реализующийся в настоящее время при разработке нефтегазоконденсатных залежей, рассчитан на добычу нефти и не предусматривает самостоятельную добычу конденсата газа газовых шапок. На сегодня не существует какого-либо технологического оборудования для выделения и подготовки газового конденсата, который поступает в смеси из нефтяных скважин. «Добытой нефтью» считается сумма собственно нефти и жидких фракций, выделившихся из газа. При учёте добычи углеводородов на государственном балансе полезных ископаемых в результате разработки нефтегазоконденсатных залежей извлечённые объёмы нефти, конденсата, растворённого газа и газа газовых шапок определяются расчётным путём согласно «Временным методическим рекомендациям по учёту добычи углеводородов при разработке нефтегазоконденсатных месторождений» (согласование ГКЗ Роснедра от 14.09.2007 №СР-15/1660).

По состоянию на 01.01.2016 по объекту АС7-8 накопленная добыча составляет: нефти – 17322 тыс.т, конденсата – 107 тыс. т, газа газовых шапок – 2959 млн.м<sup>3</sup>, растворённого газа – 487 млн.м<sup>3</sup>. В 2014 году добыча нефти составила 602,6 тыс.т, конденсата – 3,6 тыс.т, газа газовых шапок – 98,4 млн.м<sup>3</sup>, растворённого газа – 16,9 млн.м<sup>3</sup>. Использование попутного (растворённого и газа газовых шапок) газа составило 99,8 %.

### 3.2 Анализ структуры фонда скважин

Утверждённый проектный фонд по объекту составляет 799 скважин, в том числе: добывающих – 524, нагнетательных – 275. Уплотняющий фонд для бурения составляет 17 скважин, в том числе: добывающих – 13, нагнетательных – 4.

За проектный период (2012–2014 гг.) произошли следующие изменения в фонде скважин: пробурено четыре скважины (добывающих – 1, нагнетательных – 3), переведена с других объектов 41 скважина (добывающих – 36, нагнетательных – 5), в том числе за счёт зарезки БГС при КРС – 24 скважины (добывающих – 22, нагнетательных – 2), переведено на другие объекты восемь скважин (добывающих – 1, нагнетательных – 7), переведено под закачку 12 добывающих скважин, переведено путём зарезки БГС при КРС из нагнетательного в добывающий фонд 13 скважин.

По состоянию на 01.01.2016 на объекте числится 784 скважины, в том числе: добывающих – 515, нагнетательных – 269. В эксплуатационном фонде числится 545 скважин (действующих – 497, бездействующих – 48), в том числе: добывающих – 345 (действующих – 314, бездействующих – 31), нагнетательных – 200 (действующих – 183, бездействующих – 17) (табл. 3.1.).

Таблица 3.1 – Использование фонда скважин на 01.01.2016

Категория скважин	Характеристика фонда скважин	Объекты	
		АС7-8	АС9-10
Добывающие	Действующие	314 (9*)	99 (9*)
	Бездействующие	31 (3*)	26 (3*)
	В освоении после бурения		
	В консервации	31 (1*)	9 (1*)
	Пьезометрические	78 (2*)	11 (2*)
	Наблюдательные		
	Ликвидированные и в ожидании ликвидации	61 (3*)	39 (3*)
	Всего	515 (18*)	184 (18*)
Нагнетательные	Под закачкой	183	
	В отработке на нефть	9	
	Бездействующие	17	
	В освоении после бурения		
	В консервации	6	
	Пьезометрические	42	
	Наблюдательные		
	Ликвидированные и в ожидании ликвидации	21	
Всего	269		

Водозаборные	Действующие		
	Бездействующие		
	В освоении после бурения		
	В консервации		
	Пьезометрические		
	Ликвидированные и в ожидании ликвидации		
	Всего		
Общий фонд	Действующие	497 (9*)	139 (9*)
	Бездействующие	48 (3*)	33 (3*)
	В освоении после бурения		
	В консервации	37 (1*)	10 (1*)
	Пьезометрические	120 (2*)	15 (2*)
	Наблюдательные		
	Ликвидированные и в ожидании ликвидации	82 (3*)	54 (3*)
	Всего	<b>784 (18*)</b>	<b>251 (18*)</b>

Коэффициент использования фонда скважин: добывающих – 0,928, нагнетательных – 0,909. Коэффициент эксплуатации действующего фонда скважин: добывающих – 0,983, нагнетательных скважин – 0,988.

На объекте ликвидировано 82 скважины (добывающих – 61, нагнетательных – 21), в пьезометрическом фонде числится 120 скважин (добывающих – 78, нагнетательных – 42), в консервации – 37 (добывающих – 31, нагнетательных – 6).

В 2014 году в эксплуатации на нефть перебивало 333 скважины со следующими средними показателями: дебит нефти – 5,4 т/сут, дебит жидкости – 29,5 т/сут, обводнённость – 81,5 т/сут. Удельная добыча нефти составила 1,8 тыс.т, удельная добыча жидкости – 9,8 тыс.т.

С обводнённостью выше 95 % эксплуатировалось 29 скважин (9 % фонда), добыча нефти из высокообводнённого фонда незначительна и составляет 10,2 тыс.т (2 % от общей). С дебитом нефти менее 5 т/сут эксплуатировалось 180 скважин (54 % фонда), в том числе с дебитом менее 2 т/сут – 76 скважин (23 % фонда). Добыча нефти из низкодебитного фонда (менее 5 т/сут) составила 151,3 тыс.т (25 % от общей). С дебитом жидкости менее 10 т/сут эксплуатировалось 64 скважины (19 % фонда), суммарная добыча по ним составила 43,3 тыс.т (7 % от общей).

С начала разработки в эксплуатации на нефть перебивало 755 скважин, при среднем отработанном времени 14,1 года удельная добыча нефти составила 23,1 тыс.т, удельная добыча жидкости – 63,0 тыс.т.

По добывающему фонду скважин объекта проводится большой объём ГТМ, в том числе: зарезка боковых стволов при КРС, уплотнение сетки бурением новых скважин и возвратным фондом, оптимизация режимов эксплуатации скважин с ГРП и др.

Всего в эксплуатации на нефть перебивало 613 скважин, пробуренных на объект по проектной сетке (ННС – 612, ГС – 1), 120 скважин переведены с других объектов в качестве уплотняющих, в 156 добывающих скважинах проведена зарезка 160 боковых стволов при КРС.

Основная доля накопленной добычи нефти обеспечена пробуренными наклонно-направленными скважинами – 13525 тыс.т (78 %), добыча нефти в 2014 году – 241,0 тыс.т (40 %). При среднем времени эксплуатации 17,7 года удельная добыча нефти на одну ННС (без учёта нагнетательных скважин в отработке) – 28,0 тыс.т (или 1,6 тыс.т в год). В действующем фонде находится 152 ННС со следующими показателями: дебит нефти – 4,4 т/сут, дебит жидкости – 29,3 т/сут, обводнённость – 84,9 %.

Накопленная добыча нефти возвратными ННС составила 2166,8 тыс.т (12 %), добыча нефти в 2014 году – 44,6 тыс.т (7 %). При среднем времени эксплуатации 11,4 года удельная добыча нефти на одну возвратную ННС – 18,1 тыс.т (или 1,6 тыс.т в год). В действующем фонде находится 31 возвратная ННС со следующими показателями: дебит нефти – 4,8 т/сут, дебит жидкости – 38,2 т/сут, обводнённость – 87,5 %.

Основная доля текущей добычи нефти приходится на скважины с боковыми стволами – 310,2 тыс.т (52 %). В действующем фонде находится 130 БС со следующими показателями: дебит нефти – 7,1 т/сут, дебит жидкости – 27,7 т/сут, обводнённость – 74,3 % Накопленная добыча нефти по скважинам с БС составляет 1730,2 тыс.т (10 %) при среднем времени эксплуатации – 3,8 года и удельной добыче нефти на один БС – 10,8 тыс.т (или 2,8 тыс.т в год).

В 2013 году на объекте пробурена одна ГС, накопленная добыча нефти составила 7,1 тыс.т. В 2014 году скважина эксплуатировалась с дебитом нефти – 19,6 т/сут, дебитом жидкости – 23,3 т/сут, обводнённостью – 16,2 %.

За период 2012–2014 гг. в 132 скважинах (добывающих – 103, нагнетательных – 29) проведён ГРП. Эффективность ГРП в добывающих скважинах

достаточно высокая: входной дебит нефти после ГРП составляет в среднем около 12,0 т/сут при базовом до ГРП – 3,4 т/сут.

Остаточные извлекаемые запасы нефти по объекту составляют 18299 тыс.т или 58,2 тыс.т на одну действующую скважину. В 2016 году удельная добыча нефти на действующую скважину составила 1,9 тыс.т. Очевидно, что для достижения утверждённого КИН необходимо проведение дополнительных мероприятий по вовлечению остаточных запасов в активную разработку



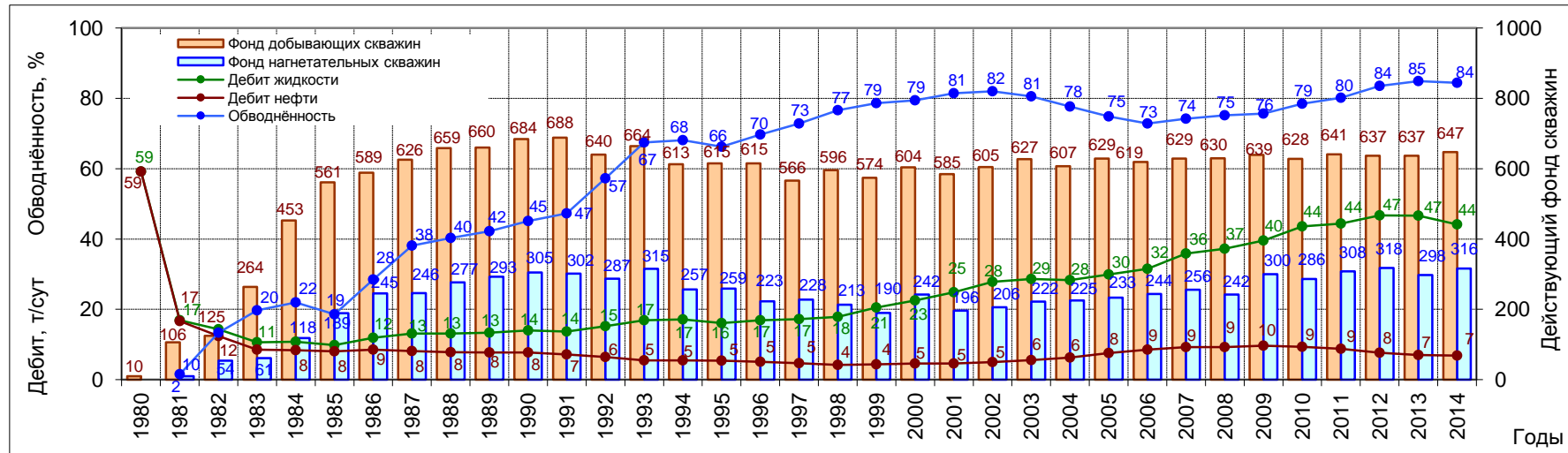
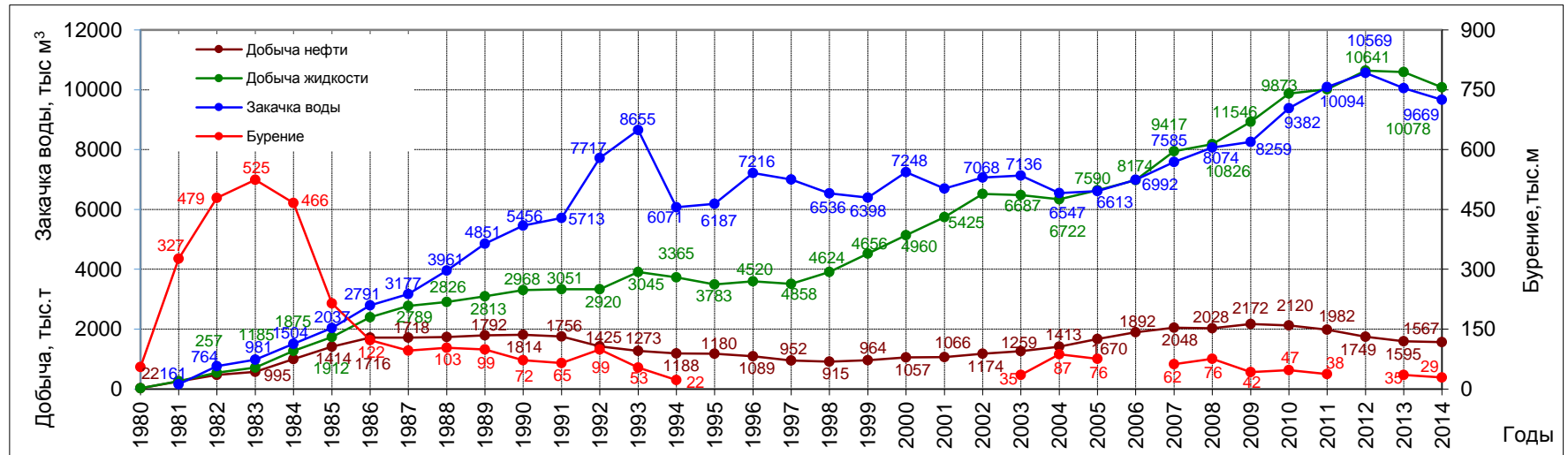


Рисунок 3..1 – Динамика основных технологических показателей разработки

### **3.3 Анализ эффективности осуществляемой системы разработки и основные направления её совершенствования**

В соответствии с утверждёнными проектными решениями в пределах основной части залежи реализована трёхрядная блоковая система разработки (блоки 1–10). Добывающие скважины в блоках расположены по сетке 500х500 м (базовая плотность – 25 га/скв), расстояние между нагнетательными и эксплуатационными рядами – 600 м. Проектная плотность сетки скважин трёхрядной системы в целом (с учётом нагнетательных рядов) составляет 27,5 га/скв. В районе Пильтанской площади сформирован участок с приконтурной системой воздействия – блок 11 (базовая плотность – 21,7 га/скв).

На первом этапе освоения (1981–1989 гг.) на блоках 1–4 и 10 была реализована проектная система разработки. На блоках 5–6 и 8–9 вследствие существенного уточнения геологического строения пласта в подгазовых зонах было принято решение об изменении проектного назначения части пробуренных скважин.

Значительное увеличение размеров и запасов газа южной газовой шапки (блоки 5–6) потребовало переноса барьерного ряда и изменения проектного назначения скважин в подгазовой зоне. Для организации барьерного заводнения дополнительно были переведены под закачку 11 добывающих скважин, а остальная часть пробуренных в газовой шапке скважин была переведена на нижележащие объекты. В результате в пределах подгазовой зоны южной газовой шапки было организовано барьерное заводнение в 38 скважинах.

В пределах блоков 8–9 в процессе разбуривания проектной сетки была выявлена вторая крупная газовая шапка – северная. В связи с этим на данном участке также было организовано барьерное заводнение из 25 скважин, ещё 34 скважины из подгазовой зоны были переведены на объект АС9-10.

Таким образом, в подгазовых зонах на блоках 5–6 и 8–9 было организовано барьерное заводнение, на остальной продуктивной площади объекта были реализованы проектные сетки скважин и системы воздействия.

Эксплуатационный блок 7 объекта АС7-8 расположен на гипсометрически пониженном участке в седловине между Северо-Минчимкинским и Яунлорским поднятиями. При разбуривании на данном участке фонда объекта АС9-10 в пласте АС9 была выявлена обширная зона с крайне низкими нефтенасыщенными толщинами. По этой причине 30 пробуренных скважин объекта АС9-10 были

переведены на объект АС7-8 в качестве уплотняющих. В результате фактическая плотность сетки скважин в зоне отбора на блоке 7 составила 18,9 га/скв при проектной – 25 га/скв.

На Пильтанской площади (блок 11) в 1988–1989 гг. по проектной сетке (500x500 м) пробурено 36 добывающих и 13 нагнетательных скважин, реализована проектная система разработки.

На втором этапе освоения (1990–1998 гг.) в соответствии с протоколом ЦКР МНП от 30.05.1990 №1378 проводилось бурение уплотняющего фонда скважин, усиление системы воздействия созданием очагового и приконтурного заводнения, уплотнение сетки скважинами, переведёнными с нижележащих объектов. Всего за этот период пробурено 118 уплотняющих скважин и пять скважин-дублёров, для создания очагового и приконтурного заводнения были использованы 63 скважины, с других объектов разработки переведено 11 скважин.

На третьем этапе освоения (1999–2014 гг.) проводилось бурение уплотняющего фонда (в небольшом количестве), резка боковых стволов при КРС, усиление системы воздействия переводом под закачку высокообводнённых скважин, дальнейшее уплотнение сетки скважинами, переведёнными с нижележащих объектов.

За весь срок разработки (1980–2014 гг.) на объекте АС7-8 перебивало в эксплуатации на нефть 755 скважин.

Перебивавший в эксплуатации фонд включает следующие скважины:

- пробуренные на начальном этапе по первоначальной проектной сетке;
- пробуренные в качестве уплотняющих;
- переведённые с нижележащих объектов после выбития;
- скважины с боковыми стволами.

В результате первоначально запроектированная трёхрядная система претерпела существенные изменения: проведено уплотнение сетки скважин, организовано барьерное, очаговое и приконтурное заводнение. Реализованная плотность сетки скважин составляет 15,3 га/скв, изменяясь от 10,6 га/скв (блоки 6, 7) до 21,7 га/скв (Пильтанская площадь – блок 11).

Накопленная по объекту добыча нефти (с учётом конденсата) составляет 17429 тыс.т, в том числе: нефти – 17322 тыс.т, конденсата – 107 тыс.т. Текущий КИН составляет 0,163 (утверждённый – 0,336), отбор от НИЗ – 48,6 %, остаточные извлекаемые запасы нефти – 18299 тыс.т (табл. 4.3.15).

Состояние выработки запасов – в таблице 4.3.16 и на рисунке 4.3.24.

Текущая обводнённость по блокам изменяется в диапазоне от 67,9 % (блок 9) до 89,8 % (блок 2) при средней по объекту – 81,5 %. Средний текущий дебит жидкости изменяется от 19,3 т/сут (блок 10) до 39,6 т/сут (блок 2) при среднем значении по объекту – 29,5 т/сут.

Достигнутые КИН по эксплуатационным блокам изменяются от 0,096 (блок 11) до 0,226 (блок 3). Накопленный ВНФ составляет 1,7, текущий ВНФ – 4,4. Наименьшие значения текущего КИН приурочены к участкам с газовыми шапками (блоки 5–6 и 8–9), а также к краевым зонам (блоки 10 и 11).

Прогнозный конечный КИН по характеристикам вытеснения (без планируемых мероприятий) оценивается на уровне 0,238, изменяясь по отдельным блокам от 0,117 (блок 11) до 0,283 (блок 7).

Очевидно, что для достижения утверждённого по объекту КИН необходимо продолжить проведение мероприятий по довыработке остаточных запасов, включающих зарезку боковых стволов, уплотнение сетки возвратным фондом, совершенствование системы воздействия.

Показатели выработки запасов нефти подгазовых зон

В пределах залежи пласта АС7-8 выявлены четыре газовых шапки – две из них (южная и северная) относительно крупные по размерам и запасам (в них установлены чисто газовые зоны), а также две небольшие малоамплитудные – западная (район скв. №139Р) и восточная (район скв. №272).

В целом по пласту утверждённые начальные геологические запасы газа газовых шапок составляют 5426 млн.м<sup>3</sup>, в том числе запасы чисто газовой зоны – 2169 млн.м<sup>3</sup> (40 % от общих), запасы газонефтяной зоны – 3257 млн.м<sup>3</sup> (60 % от общих). Суммарная по газовым шапкам подгазовая нефтенасыщенная площадь залежи составляет 335 га, здесь сосредоточено 12512 тыс.т начальных геологических запасов нефти (12 % от общих по объекту).

Расчётный КИН подгазовых зон пласта при рассмотрении запасов в ГКЗ Роснедра в 2005 году составил 0,228, оценённые при этой нефтеотдаче извлекаемые запасы нефти подгазовых зон составляют 2853 тыс.т.

Южная газовая шапка имеет площадь 2637 га, в том числе площадь ГНЗ – 1832 га (или 69 %). Запасы газа газовой шапки составляют 3853 млн.м<sup>3</sup> (71 % от общих), геологические запасы нефти в подгазовой зоне – 8277 тыс.т, извлекаемые (при КИН=0,228) – 1887 тыс.т. В чисто газовой зоне средняя газонасыщенная толщина составляет 9,1 м. В газонефтяной зоне газонасыщенная толщина составляет 3,7 м, нефтенасыщенная толщина – 4,1 м.

Всего в добыче нефти подгазовой зоны южной газовой шапки перебивали 95 скважин, в том числе ННС – 82, БГС – 9, БС – 4, фактическая плотность сетки – 17,6 га/скв. Накопленная добыча нефти составляет 1019,7 тыс.т, удельная накопленная добыча нефти на скважину – 10,7 тыс.т. Отбор от НИЗ составляет 54,0 % при обводнённости 87,1 %, текущий КИН – 0,123. В 2014 году добыча нефти составила 50,9 тыс.т, добыча жидкости – 396 тыс.т. Действующий добывающий фонд в подгазовой зоне южной газовой шапки составляет 28 скважин (табл. 4.3.18, ТП 4.3.2).

Северная газовая шапка имеет площадь 1303 га, в том числе площадь ГНЗ – 1166 га (или 89 %). Запасы газа газовой шапки составляют 1439 млн.м<sup>3</sup> (27 % от общих), геологические запасы нефти в подгазовой зоне – 2386 тыс.т, извлекаемые (при КИН=0,228) – 544 тыс.т. В чисто газовой зоне средняя газонасыщенная толщина составляет 6,7 м. В газонефтяной зоне газонасыщенная толщина составляет 4,0 м, нефтенасыщенная толщина – 2,7 м.

Всего в добыче нефти подгазовой зоны северной газовой шапки перебивали 42 скважины, в том числе ННС – 36, БГС – 4, БС – 2, фактическая плотность сетки – 25,3 га/скв. Накопленная добыча нефти составляет 323,1 тыс.т, удельная накопленная добыча нефти на скважину – 7,7 тыс.т. Отбор от НИЗ составляет 59,4 % при обводнённости 82,4 %, текущий КИН – 0,135. В 2014 году добыча нефти составила 20,6 тыс.т, добыча жидкости – 117,2 тыс.т. Действующий добывающий фонд в подгазовой зоне северной газовой шапки составляет 13 скважин.

Западная газовая шапка имеет площадь 205 га и представлена только газонефтяной зоной. Запасы газа газовой шапки составляют 96 млн.м<sup>3</sup> (2 % от общих), геологические запасы нефти в подгазовой зоне – 1008 тыс.т, извлекаемые (при КИН=0,228) – 230 тыс.т. Газонасыщенная толщина составляет 2,6 м, нефтенасыщенная толщина – 4,9 м.

Восточная газовая шапка имеет площадь 145 га и представлена только газонефтяной зоной. Запасы газа газовой шапки составляют 37 млн.м<sup>3</sup> (0,7 % от общих), геологические запасы нефти в подгазовой зоне – 841 тыс.т, извлекаемые (при КИН=0,228) – 192 тыс.т. Газонасыщенная толщина составляет 2,2 м, нефтенасыщенная толщина – 5,0 м.

Ввиду крайне малых размеров и запасов газа западной и восточной газовых шапок их влияние на степень выработки нефти в подгазовых зонах незначительное.

По объекту в целом накопленная добыча нефти из подгазовых зон составляет 1581,3 тыс.т (9,1 % от общей по объекту), при обводнённости 85,6 %

текущий КИН – 0,126, отбор от НИЗ – 55,4 %. В 2014 году эксплуатация подгазовых зон велась 48 добывающими скважинами со средним дебитом нефти – 5,5 т/сут, дебитом жидкости – 38,4 т/сут. Добыча нефти в 2014 году составила 83,4 тыс.т, добыча жидкости – 579,1 тыс.т.

В целом по объекту накопленная добыча газа газовых шапок составляет 2959 млн.м3 или 54,5 % от начальных геологических запасов, в том числе: по южной газовой шапке – 1871 млн.м3, по северной газовой шапке – 1006 млн.м3, по западной газовой шапке – 61 млн.м3, по восточной газовой шапке – 21 млн.м3.

Таким образом, реализованная система воздействия позволяет эффективно поддерживать энергетическое состояние залежи. При этом очевидно, что существующим фондом достижение в подгазовых зонах расчётного КИН – 0,228 (ГКЗ Роснедра, 2005 год) трудновыполнимо.

Учитывая техническое состояние большей части пробуренных скважин, возможности использования существующего фонда для довыработки запасов ограничены.

Для интенсификации выработки запасов нефти подгазовых зон необходимо дальнейшее совершенствование реализованной системы разработки путём зарезки БС, усиления системы воздействия созданием дополнительных очагов. К мероприятиям по довыработке газа газовых шапок можно будет приступить после полного завершения эксплуатации скважин на нефть в подгазовых зонах.

#### Зарезка боковых стволов при КРС

С целью уплотнения сетки скважин и вовлечения в активную разработку слабо дренируемых запасов с 1999 года на объекте осуществляется зарезка боковых стволов при КРС. Наиболее интенсивно зарезка БС при КРС осуществлялась в 2012–2014 гг. За проектный период выполнена зарезка 85 боковых стволов при КРС (из них добывающих – 79) в 85 скважинах, также 12 боковых стволов (из них добывающих – 10) переведены с нижележащих объектов.

Всего зарезка БС при КРС выполнена в 164 скважинах, в том числе в 156 добывающих и 8 нагнетательных. Основной объём мероприятий (138 скважин) выполнен в скважинах собственного фонда объекта, а также в 26 возвратных скважинах. В четырёх добывающих скважинах выполнена зарезка второго БС при КРС последовательно после выбытия первого. Таким образом, в 156 добывающих скважинах выполнена зарезка 160 БС при КРС.

Накопленная добыча нефти скважинами с БС составляет 1730,2 тыс.т (10 % от добычи по объекту), удельная добыча на 1 ствол – 10,8 тыс.т при среднем отработанном времени – 3,8 года.

По состоянию на 01.01.2015 на объекте эксплуатируется 146 скважин с БС (из них добывающих – 138). Действующим фонд скважин с БС составляет: добывающих – 130, нагнетательных – 8. В 2014 году добыча нефти по скважинам с БС составила 310,2 тыс.т (52 % добычи по объекту), средний дебит нефти – 7,0 т/сут, дебит жидкости – 27,9 т/сут, обводнённость – 74,9 %.

Из 160 добывающих БС 136 стволов имеют горизонтальный профиль (БГС) со средней длиной горизонтального участка 272 м, 24 ствола – наклонно-направленный профиль (БС).

Накопленная добыча нефти по скважинам с БГС составляет 1586 тыс.т или 92 % от общей по боковым стволам. При одинаковом среднем отработанном времени (3,8 года) удельная добыча нефти по БГС составляет 11,7 тыс.т, что в два раза выше, чем по скважинам с БС – 6,0 тыс.т.

По расположению в реализованной сетке и достигнутым показателям разработки выделяются три группы БГС:

Группа 1 – БГС, введённые на участках залежи, слабо дренируемых основной сеткой скважин (всего 59 БГС), характеризуются наиболее высокими показателями: входной дебит нефти – 26,0 т/сут, входная обводнённость – 28,7 %, накопленная добыча нефти – 1133,5 тыс.т (71 % от суммарной по БГС), накопленный ВНФ – 1,5, удельная добыча нефти – 19,2 тыс.т, среднее отработанное время – 5,2 года.

Группа 2 – БГС, введённые в центральной части залежи, на разрабатываемых участках с целью уплотнения существующей сетки (всего 58 БГС). По данной группе получены следующие показатели: входной дебит нефти – 11,2 т/сут, входная обводнённость – 69,1 %, накопленная добыча нефти – 329,8 тыс.т (21 % от суммарной по БГС), накопленный ВНФ – 4,2, удельная добыча нефти – 5,7 тыс.т, среднее отработанное время – 3,0 года.

Группа 3 – БГС, введённые в приконтурных участках залежи с относительно благоприятным геологическим строением (всего 19 БГС), характеризуются следующими показателями эксплуатации: входной дебит нефти – 16,0 т/сут, входная обводнённость – 57,2 %, накопленная добыча нефти – 123,1 тыс.т (8 % от суммарной по БГС), накопленный ВНФ – 2,9, удельная добыча нефти – 6,5 тыс.т, среднее отработанное время – 2,0 года. Мероприятия по зарезке боковых стволов на объекте АС7-8 эффективны и будут в дальнейшем продолжены.

## 4. АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИХ МЕРОПРИЯТИЙ

### 4.1 Применение ГТМ на X месторождении

При разработке нефтяных месторождений применяют различные методы воздействия на пласт и призабойную зону пласта, направленные на максимально эффективное и экономически рентабельное извлечение нефти.

При выборе технологий и рабочих агентов для воздействия на пласт и интенсификации добычи нефти, максимально учитываются геолого-физические параметры пластов, фильтрационно-емкостные свойства коллекторов и физико-химические свойства пластовых флюидов, а так же состояние разработки залежи, оценка технологической и экономической эффективности технологий, уже испытанных и внедренных на месторождениях с подобными коллекторами.

Объект разработки X месторождения – низкопроницаемая залежь терригенного пласта АС7-8.

При обосновании технологий воздействия на пласт и призабойную зону пласта следует учитывать геолого-физические характеристики продуктивного пласта и результаты анализа разработки месторождения:

- пласт характеризуется низкой проницаемостью и сложностью строения
- добываемая продукция из залежи пласта характеризуется высокой обводненностью
- низкая степень охвата пласта выработкой запасов

Основные геолого-физические характеристики объекта АС7-8, используемые для оценки применимости различных методов воздействия на пласт:

- средняя глубина залегания продуктивных пластов (абсолютная отметка) – 2518.9 м;
- нефтенасыщенные толщины продуктивных пластов от 2.6 до 13.6м;
- начальное пластовое давление - 26.6 МПа;
- пластовая температура – 96 °С;
- высокая латеральная и вертикальная неоднородность пластов (проницаемость коллектора по лабораторным исследованиям керна изменяется от 1.03 до 22 мдарси);
- плотность пластовой нефти- – 0.745 кг/м<sup>3</sup>;



- вязкость пластовой нефти – 0.57 мПа·с;
- давление насыщения нефти – 10.7 МПа;
- газонефтяной фактор – 88.2 м<sup>3</sup>/т.

Выбор технологий и рабочих агентов для воздействия на пласт происходит на начальной стадии проектирования, так как применение методов повышения нефтеотдачи более результативны с начала промышленной разработки залежи. [5]

В «Дополнение к проекту разработки X нефтегазоконденсатного месторождения» (ТО «СургутНИПИнефть», протокол ЦКР Роснедр по УВС от 15.11.2012 №5464 было рекомендовано применение следующих методов повышения нефтеотдачи:

- Проведение ГРП на добывающих и нагнетательных скважинах (ГРП в добывающих скважинах – 25, в нагнетательных скважинах – 30);
- Проведение изоляционных работ на добывающих и нагнетательных скважинах; (в добывающих скважинах проведено 13 мероприятий, до мероприятий дебит нефти составлял 4,7 т/сут, обводнённость – 94,4 %, после ИР дебит нефти увеличился до 10,0 т/сут, обводнённость снизилась до 85,2 %)
- Физико-химические обработки призабойной зоны (ОПЗ) добывающих и нагнетательных скважин (проведено 4 мероприятия на добывающих скважинах: глинокислотные ОПЗ – 2, солянокислотные ОПЗ – 2. На нагнетательном фонде проведено 107 скважиноопераций).

Из основных методов интенсификации, повышающих нефтеотдачу пластов, воздействием на призабойную зону пласта (ПЗП) наиболее распространенными считаются [5]:

- физико-химические кислотные ОПЗ различными реагентами
- изоляция водопритока
- гидроразрыв пласта

#### **4.1.1 Физико-химические технологии ОПЗ химреагентами**

Для эффективной разработки месторождений разрабатываются и используются различные технологии воздействия на призабойную зону пласта. Для этой цели наиболее часто используют закачку кислотных составов, закачку растворителей, а также закачку составов, содержащих гидрофобизаторы. Кроме

того, при обработке ПЗП скважин предусматривают применение реагентов для ингибирования набухания глин и очистке призабойной зоны.

Методы кислотных обработок призабойных зон пласта (ПЗП) для стимуляции работы скважин широко используются как в нашей стране, так и за рубежом. [6]

Существуют следующие виды кислотных обработок ПЗП:

- соляно-кислотная обработка (СКО);
- глино-кислотная обработка (ГКО);
- глино-соляно-кислотная обработка (ГСКО);
- комплексная обработка (КОПЗ).

Комплексные кислотные обработки призабойных зон скважин

В качестве одной из основных технологий воздействия на призабойную зону пласта малодебитных скважин рекомендуется закачка кислотных составов.

Результаты лабораторных исследований, проведенных на керновом материале ряда пластов месторождений Западной Сибири, позволяют рекомендовать для обработки добывающих и нагнетательных скважин пластов X месторождения кислотные составы с пониженным содержанием кислоты (суммарно 7-10 %) и добавками взаимных растворителей.

Основным достоинством кислотных составов с низким содержанием кислоты является значительно меньшее количество вторичных осадков, образующихся при растворении породы и коагулирующих поровое пространство коллектора.

Снижение проницаемости ПЗП часто обусловлено отложением на поверхности порового пространства различного рода органических осадков (например, асфальтосмолопарафиновых отложений - АСПО), выделяющихся из состава нефти вследствие изменения термобарических, гидродинамических и химических условий. Часто выпадение АСПО происходит не в чистом виде, а включает в себя и неорганическую часть (окислы железа, водонерастворимые соли и др). В результате этого эффективность растворения коагулянтов неорганической природы кислотными растворами резко снижается, и обработки не приводят к желаемым результатам. Поэтому, наиболее эффективно применение кислотных составы в сочетании с ПАВ, растворы ПАВ и их различные композиции.

Применение *комплексных обработок* призабойной зоны пласта увеличивает эффективность воздействия. В комплекс входят такие технологии как:

гидрофобизация ПЗП, декольматация и разглинизация ПЗП, изоляционно-кислотное воздействие, а также различные модификации кислотных обработок глубокого проникновения, направленного и усиленного действия.

При использовании взаимного растворителя в кислотном составе происходит снижение межфазного натяжения на границе «нефть - закачиваемый раствор» и обеспечивается более глубокое проникновение реагентов в объем пласта. Достоинством взаимных растворителей является их абсолютная совместимость с водой и нефтью и комплексное действие на пласт, включающее повышение совместимости пластовых и закачиваемых жидкостей, предотвращение кольматации порового пространства и эффективное удаление минеральных и органических отложений. Взаимные растворители сохраняют свои физико-химические свойства в пластовых условиях, не адсорбируются на породе и не подвергаются термоокислительной деструкции. [5]

#### **Кислотные микроэмульсии**

Большой потенциальной возможностью повышения производительности скважин обладают кислотные микроэмульсии (КМЭ). Кислотные микроэмульсии представляют собой однородные прозрачные коллоидные системы, состоящие из трех и более компонентов: поверхностно-активного вещества, кислоты и соразтворителя.

Использование отечественных ПАВ позволило получить ряд составов кислотных микроэмульсий, устойчивых в широком интервале температур: от  $-30^{\circ}\text{C}$  до  $+100^{\circ}\text{C}$ .

Коэффициенты стимуляции (возрастание подвижностей) по нефти и воде после обработки водонефтенасыщенных насыпных пористых сред и кернов составляют 1,5-10 и более.

С целью большего снижения межфазного натяжения КМЭ на границе с нефтью в КМЭ может вводиться катионоактивный ПАВ. При этом значение межфазного натяжения составляет 0,1-0,01 мН/м. Добавление КПАВ рекомендуется производить непосредственно в соляную кислоту перед приготовлением КМЭ.

Технологии применимы для широкого диапазона пластовых температур, давлений, состава флюидов и породы. Она эффективна для обработок как добывающих, так и нагнетательных скважин. [5]

Таким образом, для обработки призабойной зоны пластов X месторождения рекомендуются следующие технологии:

- комплексная обработка призабойной зоны пласта, включающая использование кислотных составов и органических растворителей совместно с технологиями интенсивной очистки ПЗП и освоения скважин;
- ОПЗ скважин кислотными составами, содержащими взаимные растворители.

#### **Технология ОПЗ скважин в низкопроницаемых терригенных коллекторах глинокислотными растворами**

Механизм предлагаемой технологии воздействия основан на предотвращении снижения абсолютной проницаемости пористой среды благодаря увеличению фазовой проницаемости для воды или нефти и уменьшения набухаемости и стабилизации глины за счет применения КПАВ. [5]

При смешении КПАВ с раствором глинокислоты происходит их взаимодействие, которое заканчивается через 1-2 часа. В результате этого взаимодействия снижается межфазное натяжение на границе раздела с нефтью. При закачке раствора в призабойную зону скважины изменяются коллекторские свойства призабойной зоны, и за счет этого увеличивается приемистость скважины.

#### **Технология ОПЗ скважин в низкопроницаемых терригенных коллекторах глинокислотными растворами и гидрофобизации призабойной зоны пласта добывающих скважин**

Снижение продуктивности добывающих скважин за счет наличия капиллярно удерживаемой воды в призабойных зонах является серьезной проблемой в нефтедобыче. При освоении скважин нефть зачастую оказывается не в состоянии преодолеть капиллярное давление, удерживающее воду в порах призабойной части пласта, и скважина становится бесприточной или низкодебитной.

Сущность технологии обработки сводится к последовательной закачке и продавке в пласт кислотного раствора, водоудаляющей композиции и гидрофобизирующей композиции с последующей выдержкой ее в пласте для адсорбции и закрепления на поверхности пористой среды в течение 24 часов с последующим запуском скважины в работу. [5]

Обработки призабойных зон добывающих скважин гидрофобизирующим составом могут быть проведены на различных стадиях работы скважин: освоении, глушении, в период ремонтов.

Гидрофобизирующий состав для конкретных геолого-промысловых условий выбирают и уточняют по результатам предварительных лабораторных исследований.

По результатам испытаний состава гидрофобизирующей композиции в технологических операциях может быть уточнен выбор растворителей и концентрация гидрофобизатора, но последовательность закачки реагентов должна строго соблюдаться во избежание нарушения технологического режима и ликвидации эффекта от гидрофобизации.

Преимущество данной технологии по сравнению с другими физико-химическими методами интенсификации работы скважин заключается в том, что ее применение позволяет не только удалить капиллярно удерживаемую воду из призабойной зоны пласта, но и предотвратить ее последующее повторное накопление.

#### **4.1.2 Ремонтно-изоляционные мероприятия**

За анализированный период в скважинах X месторождения проведено 56 ремонтно-изоляционных мероприятий, из них в добывающих скважинах – 18 скв.-опер., в нагнетательных – 38 скв.-опер. Для изоляционных работ в основном применялись цементные составы, а также проводился спуск дополнительной колонны меньшего диаметра и установка пластыря.

В добывающих скважинах объекта АС7-8 проведено 13 мероприятий по устранению негерметичности эксплуатационной колонны. До мероприятий дебит нефти составлял 4,7 т/сут, обводнённость продукции скважин – 94,4 %. После РИР дебит нефти увеличился до 10,0 т/сут, обводнённость снизилась до 85,2 %. За счёт мероприятий дополнительно добыто 33,95 тыс.т нефти при удельной эффективности 2611,2 т/скв.-опер. и средней продолжительности эффекта 409 суток. С учётом переходящего эффекта от ранее проведённых мероприятий дополнительная добыча нефти оценивается на уровне 38,82 тыс.т.

В нагнетательных скважинах проведено 15 мероприятий по устранению негерметичности эксплуатационной колонны и 17 мероприятий по изоляции заколонных перетоков, из них 24 совместно с ОПЗ химическими реагентами и перфорационными воздействиями. До РИР средняя приёмистость скважин составляла 34,7 м<sup>3</sup>/сут, после РИР – увеличилась до 72,4 м<sup>3</sup>/сут. За счёт проведения РИР по окружающим добывающим скважинам дополнительно добыто 21,28 тыс.т нефти при удельной эффективности 665,1 т/скв.-опер. и средней

продолжительности эффекта 331 сут. С учётом переходящего эффекта от ранее проведённых мероприятий дополнительная добыча нефти оценивается на уровне 22,29 тыс.т.

#### **4.1.3 Технология ограничения водопритока в добывающих скважинах (ТОВП)**

Технология ограничения водопритока (ТОВП) в добывающих скважинах испытывается на месторождениях ОАО «Сургутнефтегаз» с 2009 года, как альтернативная, нетрадиционная технология повышения нефтеотдачи и снижения обводнённости длительно эксплуатирующихся пластов. ТОВП может быть реализована в различных вариантах: скважина-донор – скважина-реципиент без запуска скважины донора (ДР); скважина-донор – скважина-реципиент с запуском скважины донора (ДРД); обработка и запуск скважины, обводнившейся после ГРП (ТОВП-ГРП); обработка обводнившегося бокового ствола добывающей скважины с последующим её запуском (ТОВП-БС); обработка без запуска обводнившейся добывающей скважины, расположенной на фронте вытеснения, с целью снижения обводнённости другой добывающей скважины, расположенной за фронтом вытеснения (ТОВП-ФВ); обработка и запуск обводнившейся горизонтальной скважины (ТОВП-ГС); обработка и запуск наклонно-направленной добывающей скважины (ТОВПН).

Водоизолирующими составами при РИР являются полимерные-гелеобразующие составы и осадко-гелеобразующие составы с объёмом закачки от 50 до 200 м<sup>3</sup>.

На объекте АС7-8 в скважине №405 в октябре 2013 года применена технология ограничения водопритоков путём закачки осадко-гелеобразующего состава в объёме 40 м<sup>3</sup>. До мероприятия дебит жидкости (нефти) составлял 61,8 (0.9) т/сут, обводнённость – 98,5 %. После воздействия дебит жидкости снизился до 22,8 т/сут, дебит нефти увеличился до 1,8 т/сут, обводнённость продукции снизилась до 92,3 %. За счёт проведения мероприятия дополнительно добыто 136,2 т нефти при продолжительности эффекта 241 сут. Мероприятие оценивается как успешное.

В целом по месторождению за счёт проведения 57 РИР дополнительная добыча нефти оценивается на уровне 64,68 тыс.т при удельной эффективности

1134,8 т/скв.-опер. С учётом переходящего эффекта от ранее проведённых мероприятий дополнительно добыто 86,04 тыс.т нефти.

На основе опыта проведения изоляционных работ на месторождениях ОАО «Сургутнефтегаз» установлено, что при необходимости ликвидации заколонных перетоков лучше всего использовать водоизоляционные реагенты на основе гелей, образованных сшитым полимером, обладающим жёсткими изолирующими свойствами. Для изоляции водопромытых интервалов пласта более эффективны закачки реагентов, способных в присутствии воды, вступать в реакцию гидролитической поликонденсации с образованием элементарноорганических полимеров. Однако, в реальных пластовых условиях сложно создать надёжный изолирующий экран этими методами, поэтому необходимы дальнейшие исследования по поиску составов на основе технологичных и дешёвых реагентов.

Наиболее перспективными методами водоизоляции являются технологии, основанные на применении:

- полимерных составов;
- силикатов и алюмосиликатов;
- кремнийорганических соединений.

При дальнейшей разработке месторождения планируется продолжать применение изоляционных мероприятий, в том числе испытание технологии ограничения водопритока.

#### **4.1.4 Гидравлический разрыв пласта**

Гидравлический разрыв пласта (ГРП) считается наиболее эффективным методом воздействия на продуктивный пласт для интенсификации разработки низкопроницаемых коллекторов. Технология ГРП характеризуется созданием в пласте системы каналов с низким фильтрационным сопротивлением, которые позволяют существенно интенсифицировать отбор нефти из низкопроницаемого коллектора. Технологии ГРП различаются по объёму закачки проппанта, и, по размерам создаваемой трещины. Проведение гидравлического разрыва пласта с образованием удлиненных трещин ведет к увеличению охвата пласта воздействием и к увеличению проницаемости призабойной зоны.

На X месторождении данный метод применяется с 1996 года. С начала разработки на месторождении проведено 686 скважиноопераций ГРП на эксплуатационном фонде скважин объектов АС7-8, АС9-10, БС2, БС10, БС, ЮС2.

За период 2014–2016 гг. на месторождении выполнено 193 скв.-опер. ГРП, из них: в добывающих скважинах – 155, в нагнетательных скважинах – 38 (в том числе в нагнетательных скважинах, находившихся в отработке на нефть и переведённых в систему ППД – 3). Динамика проведения ГРП представлена на рисунке 4.1.



Рисунок 4.1 – Динамика проведения ГРП на добывающем и нагнетательном фонде скважин X месторождения

За весь период разработки месторождения за счёт проведения 686 скважиноопераций дополнительно добыто 4746,16 тыс.т нефти. За 2014–2016 гг. дополнительная добыча нефти от проведения в скважинах 193 скважиноопераций ГРП составила 467,40 тыс.т. С учётом переходящего эффекта от ранее проведённых мероприятий за анализируемый период дополнительно добыто 1578,24 тыс.т нефти.

За анализируемый период на объекте АС7-8 в действующих добывающих скважинах проведено 25 скв.-опер. ГРП (в том числе в шести скважинах повторный ГРП). По стандартной технологии проведено 16 воздействий, селективных ГРП – 9. После проведения мероприятий кратность увеличения дебита жидкости (нефти) составила 7,4 (6,7) раза. Средний дебит жидкости (нефти) увеличился с 7,2 (2,0) до 53,3 (13,3) т/сут, обводнённость продукции скважин увеличилась на 2,4 % (с 72,7 до 75,1 %).

В таблице 4.1 представлено распределение скважин по дебитам нефти до и после проведения ГРП.



Таблица 4.1 – Распределение скважин по дебитам нефти до и после проведения ГРП

Дебит нефти, т/сут	Количество скважин, ед.	
	до проведения ГРП	после проведения ГРП
<5	32	1
5–10	9	8
10–15		13
15–20		10
>20		9

#### 4.2 Анализ эффективности применяемых методов

Проведённый анализ показывает, что в целом применение методов извлечения и интенсификации углеводородов положительно повлияло на разработку объектов X месторождения. Наибольший вклад за период 2014–2016 гг. в общую дополнительную добычу нефти по месторождению приходится на долю ГРП, то есть одного из методов,кратно повышающего дебит жидкости и нефти.

В целом по месторождению за анализируемый период 2014–2016 гг. от проведения 428 скважиноопераций по воздействию на пласты с учётом переходящего эффекта от ранее проведённых мероприятий дополнительно добыто 2884,3 тыс.т нефти (58,7 % в общей добыче), в том числе за счёт ГРП – 1578,24 тыс.т (32,1 % в общей добыче), от мероприятий по воздействию на ПЗП – 409,54 тыс.т (8,3 % в общей добыче), (табл.4.2).

Таблица 4.2 – Динамика применения методов воздействия на пласты за период 2014-2016 гг.

Вид воздействия	Показатели	Ед. изм.
ОПЗ физико-химическими методами в добывающих скважинах	Кол-во скв.-опер.	ед.
	Доп.нефть на 1 скв.-опер.	т
	Доп.нефть с перех.эфф.	тыс.т
ОПЗ физико-химическими методами в нагнетательных скважинах	Кол-во скв.-опер.	ед.
	Доп.нефть на 1 скв.-опер.	т
	Доп.нефть с перех.эфф.	тыс.т
Гидроразрыв пласта	Кол-во скв.-опер.	ед.
	Доп.нефть на 1 скв.-опер.	т
	Доп.нефть с перех.эфф.	тыс.т
Перфорационные методы	Кол-во скв.-опер.	ед.
	Доп.нефть на 1 скв.-опер.	т
	Доп.нефть с перех.эфф.	тыс.т
Ремонтно-изоляционные работы	Кол-во скв.-опер.	ед.

	Доп.нефть на 1 скв.-опер.	т
	Доп.нефть с перех.эфф.	тыс.т
Технологии МУН	Кол-во скв.-опер.	ед.
	Доп.нефть на 1 скв.-опер.	т
	Доп.нефть с перех.эфф.	тыс.т
Всего по месторождению	Кол-во скв.-опер.	ед.
	Доп.нефть на 1 скв.-опер.	т
	Доп.нефть с перех.эфф.	тыс.т
Доля в общей добыче	%	

## 5 ТЕХНОЛОГИЯ ПРОВЕДЕНИЯ ГРП НА X МЕСТОРЖДЕНИИ

### 5.1 Подбор скважин-кандидатов для проведения ГРП

При выборе скважины для гидравлического разрыва пласта руководствуются, прежде всего, гидродинамическими характеристиками пласта, призабойной зоны скважины. При этом в случае многопластового объекта разработки, параметры определяются для каждого пласта или пропластка, вскрытого скважиной, в отдельности, посредством исследований методом установившихся отборов и проведения замеров профилей притока или закачки на каждом режиме. [6]

Для глубоко проникающего гидроразрыва предпочтительны слабопроницаемые (до 0,05 мкм), цементированные, крепкие породы. Предпочтительная толщина продуктивной части пласта 5-15 м. В скважинах, вскрывших многопластовые залежи или пласты толщиной более 15 м, проводят многократное или поинтервальное воздействие. Рекомендуется избегать разрыв в глинистых зонах, хотя наличие глинистых линз не может существенно влиять на результат разрыва пласта.

Отмечается снижение результатов гидроразрыва от степени выработки горизонтов и по месторождениям в целом. Лучшие результаты гидроразрывов в добывающих скважинах отмечаются по пластам с высоким давлением, с меньшей степенью дренированности и имеющим более высокую нефтенасыщенность. Гидроразрыву в первую очередь подвергаются скважины, продуктивность которых меньше чем у близлежащих. Вместе с тем, если производительность малодобитной скважины обусловлена недостатком пластовой энергии, то гидроразрыв производится в первую очередь в водонагнетательной скважине.

Гидроразрыв пласта рекомендуется производить на скважинах следующих категорий:

- скважины, давшие при опробовании слабый приток нефти;

- скважины с высоким пластовым давлением, но с низкой проницаемостью коллектора;
- скважины, имеющие заниженный дебит по отношению к окружающим;
- скважины с загрязненной призабойной зоной;
- скважины с высоким газовым фактором для его снижения. Снижение газового фактора за счет ГРП достигается в скважинах, имеющих разгазированную область вокруг забоя;

Гидравлический разрыв не рекомендуется производить в следующих скважинах[6]:

- в нефтяных скважинах, расположенных вблизи контура нефтеносности;
- в скважинах с нарушенной фильтровой частью;
- в скважинах со сломом или смятием колонны;
- при недостаточной высоте подъема
- цемента или при плохом состоянии цементного кольца за колонной.

В тех скважинах, в которых в результате разрушения цементного камня или неудовлетворительной цементировки за колонной возникла циркуляция жидкости, необходимо произвести цементировку для исправления кольца, а затем уже планировать гидравлический разрыв пласта.

Считается, что разрыв пласта в скважинах с открытым забоем менее благоприятен, чем в обсаженных и перфорированных скважинах.

После подбора скважины для проведения ГРП необходимо провести ряд подготовительно-заключительных работ с целью обеспечения хороших результатов ГРП[6]:

Проведение геофизических исследований на скважине для определения:

- технического состояния эксплуатационной колонны (наличие или отсутствие негерметичности)

В интервале детальных исследований (масштаб записи 1: 200) кроме термометрии, регистрируют естественный гамма-фон (ГК), локатор лифт (ЛМ), влагометрию (ВГ), барометрию. Данные ГК и ЛМ служат для точной привязки к разрезу.

– Качества цементного кольца в интервале перфорации, а так же выше и ниже с целью выявления заколонных перстоков с помощью акустического цементомера;

- Работающих интервалов пласта с помощью термограммы, термоиндуктивной и механической дебитометрии;
- Продуктивности скважины путем замера кривых восстановления давления и восстановление уровней;
- Дебита скважины и процентное содержание воды и нефти добываемого флюида.

Снижение забойного давления и создание депрессии на пласт осуществляется с помощью компрессора.

После выдачи заключений данных геофизического материала производит спуск 3` НКТ высокопрочных ( $P_{\max} \text{ фи} = 70 \text{ МПа}$ ) с пакером и установку (посадку) пакера выше интервала перфорации.

Для каждой конкретной скважины рассчитывают количество жидкости разрыва и расклинивающего агента. [7]

К жидкости разрыва предъявляются сложные требования. Это, минимальная фильтрация в пласт; пониженная вязкость в период закачивания; возможность быстрого удаления жидкости разрыва после смыкания трещины и т. д.

## **5.2 Оборудование, применяемое при ГРП**

При проведении ГРП использует специализированную технику, устье оборудуют головкой, к которой подсоединяют линию высокого давления для нагнетания рабочей жидкости в НКТ и линию для поддержания противодействия в затрубном пространстве. Для создания противодействия в затрубье используют агрегат ЦА-320; в процессе проведения операции это давление составляет 40-70 атмосфер.

Линия высокого давления, содержащая датчики давления, предохранительные клапана и блоки манифольдов, подсоединяется к насосным агрегатам (Kenworth T-800) с триплексными трехплунжерными насосами. В насосный агрегат жидкость попадает через блендер - пескосмесительный агрегат с центробежным насосом, состоящим из гидромотора, вала, который вращает разбрасыватель песка, поступающего через воронку, а лопасти смешивают жидкость с песком и выбрасывают смесь через нагнетательную линию к насосу. Блендер может развивать скорость вращения до 1500 об/мин.

Для доставки вертикальной технологической цистерны и установки ее на площадке в вертикальном положении используется транспортно-установочный

агрегат. Также для транспортировки неагрессивных жидкостей и подачи их к передвижным насосам используются автоцистерны.

В пескосмесительный агрегат подается проппант из песковоза, где смешивается с жидкостью-песконосителем.

В станцию управления через датчики, подключенные к линии высокого давления и затрубной линии, на мониторы поступает информация о давлении в основной линии и затрубном пространстве, концентрации песка и скорости потока жидкости в линии закачки. Компьютерная программа FracCADE проводит все необходимые расчеты. Для более точного соблюдения концентрации проппанта пользуются автоматическим управлением системой открывания-закрывания ворот на воронке, через которые подается песок. [7]

Для соблюдения безопасности жизнедеятельности и коммуникации сотрудников используется радиосвязь, а операторы насосных агрегатов пользуются дистанционным управлением, которое находится в станции управления.

Перед началом работ проводится опрессовка затрубного пространства, проверка срабатывающего клапана на срабатывание, заполнение и опрессовка основной линии, после чего начинается процесс закачки жидкости в пласт.

### **5.3 Технико-технологические показатели ГРП**

#### **5.3.1 Сущность и виды ГРП**

Сущность гидравлического разрыва пласта состоит в том, что посредством закачки жидкости при высоком давлении происходит раскрытие естественных или образование искусственных трещин в продуктивном пласте и при дальнейшей закачке песчанно-жидкостной смеси или кислотного раствора происходит расклинивание образованных трещин с сохранением их высокой пропускной способности после окончания процесса и снятия избыточного давления. [7]

ГРП является одним из наиболее сложных видов работ в нефтегазовой отрасли. Эта технология была впервые использована в США в конце 40<sup>х</sup> годов для приобщения к разработке пластов с нарушенной проницаемостью возле ствола скважины и увеличения продуктивности скважин в низко проницаемых коллекторах. В СССР промышленное внедрение гидроразрыва пласта начато в 1954 году.

При производстве ГРП должны быть решены следующие задачи [7]:

–Создание трещины путем закачки специально подобранной жидкости ГРП;

- Удержание трещины в раскрытом состоянии путем добавления в жидкость гидроразрыва проппанта с зернами определенного размера и определенной прочности;
- Удаление жидкости разрыва для восстановления высоких фильтрационных характеристик призабойной зоны скважины;
- Повышение продуктивности пласта.

Метод ГРП имеет множество технологических решений, обусловленных особенностями конкретного объекта обработки и достигаемой целью. Технологии ГРП различаются прежде всего по объемам закачки технологических жидкостей и проппантов и, соответственно, по размерам создаваемых трещин [7].

Наиболее широкое распространение получил локальный гидроразрыв как эффективное средство воздействия на призабойную зону скважин. При этом бывает достаточным создание трещин длиной 10...20 м с закачкой десятков кубических метров жидкости и единиц тонн проппанта. В этом случае дебит скважин увеличивается в 2...3 раза.

В последние годы интенсивно развиваются технологии создания высокопроводящих трещин относительно небольшой протяженности в средне- и высокопроницаемых пластах, что позволяет снизить сопротивление призабойной зоны и увеличить эффективный радиус скважины. [7]

Проведение гидроразрыва с образованием протяженных трещин приводит к увеличению не только проницаемости призабойной зоны, но и охвата пласта воздействием, вовлечению в разработку дополнительных запасов нефти и повышению нефтеизвлечения в целом. При этом возможно снижение текущей обводненности добываемой продукции. Оптимальная длина закрепленной трещины при проницаемости пласта 0,01...0,05 мкм<sup>2</sup> обычно составляет 40...60 м, а объем закачки - от десятков до сотен кубических метров жидкости и от единиц до десятков тонн проппанта.

Наряду с этим применяется селективный гидроразрыв, позволяющий вовлечь в разработку и повысить продуктивность низкопроницаемых слоев.

Для вовлечения в промышленную разработку газовых коллекторов со сверхнизкой проницаемостью (менее 10<sup>-4</sup> мкм<sup>2</sup>) в США, Канаде и ряде стран Западной Европы успешно применяют технологию массивированного ГРП. При этом создают трещины протяженностью 1000 м и более с закачкой от сотен до тысяч кубических метров жидкости и от сотен до тысяч тонн проппанта.

По технологическим схемам проведения ГРП различают три основных процесса:

- 1.Однократный;
- 2.Многократный;
- 3.Направленный (поинтервальный).

Однократный ГРП. Гидравлический разрыв пласта (ГРП) – процесс обработки призабойной зоны пласта с целью расширения и углубления естественных и образования новых трещин в породах. Достигается это путем создания высоких давлений на забоях скважин и закачкой в пласт вязких жидкостей при больших расходах, что обеспечивает быстрое повышение давления на забое. Для сохранения трещин в раскрытом состоянии их заполняют песком, который вводят вместе с вязкой жидкостью.

ГРП применяют для [7]:

- увеличения продуктивности нефтяных, газовых скважин и приемистости нагнетательных скважин;
- регулирование притоков и приемистости по продуктивной толщине пласта;
- создание водоизоляционных экранов в обводненных скважинах.

При однократном разрыве предполагается образование одной трещины в продуктивной толщине пласта, многократный - нескольких трещин; направленном - образование трещин в заранее предусмотренных интервалах.

До начала работ по ГРП определяют глубину забоя скважины, при необходимости промывают её для устранения забойной пробки. Иногда для снижения давления разрыва и повышения эффективности процесса применяют гидropескоструйную перфорацию, солянокислотную обработку или перестрел интервала перфорации. [7]

Процесс ГРП состоит из следующих последовательных этапов:

- а) Закачка в скважину жидкости разрыва;
- б) Закачка жидкости- песконосителя;
- в) Закачка продавочной жидкости.

Многократный ГРП. При большой толщине продуктивного пласта проводят многократный ГРП.

Многократный ГРП применяют с помощью пластмассовых шариков, временно закупоривающих веществ (закупоривающий парафин), при освоении закупоривающие вещества либо растворяются в нефти, либо выносятся с водонефтяной эмульсией на поверхность. [8]

Поинтервальный ГРП. Если одной скважиной разрабатываются несколько пластов или пропластков, то применяют поинтервальный ГРП. Такой ГРП осуществим, если эксплуатационные объекты изолированы непроницаемыми прослоями. [8]

Для определения глубины трещины в последнюю порцию песка добавляют песок активированный радиоактивными изотопами. Сравнивая результаты гамма-каротажа до и после ГРП определяют глубину образовавшейся трещины.

При значительной толщине пласта или при наличии в скважине нескольких продуктивных горизонтов (пропластков) можно провести многократный поинтервальный ГРП путем последовательной перфорации каждого вышележащего продуктивного интервала, начиная с самого нижнего.

Метод концевое экранирование. Технология концевое экранирование является модификацией гидроразрыва, при которой создаются короткие трещины шириной до 30 мм. Трещины могут распространяться вертикально и горизонтально в зависимости от сжимающих напряжений.

Создание короткой трещины достигается путем контролируемого её распространения до запланированной длины и последующего её закрепления проппантом, закачиваемым с рабочей жидкостью. Благодаря фильтрационным утечкам рабочей жидкости через поверхности трещины концентрация проппанта возрастает на фронте закачки, что приводит к образованию проппантных пробок вблизи конца трещины, которые препятствуют её дальнейшему распространению. Закачка проппанта, продолжаемая после остановки трещины, позволяет повысить давление внутри трещины, увеличивая тем самым её раскрытие.

Увеличение раскрытия закрепленной трещины ведет к увеличению её проводимости. При такой технологии ГРП уменьшаются затраты на проведение работ за счет уменьшения объемов закачиваемой жидкости и проппанта и сокращения времени проведения операции.

Рабочая жидкость ГРП замешивается на основе гуара (порошок, получаемый из бобовых растений). Гуар - длинная полимерная цепь, составленная из манозной сахарозы и галактозы, называемыми полисахаридами. В контакте с водой частицы гуара намокают и разбухают. Гуар - это природный продукт, который может содержать нерастворимые осадки. В этот гель добавляется "сшиватель", который связывает соединенные с водой молекулы гуара в более длинной цепи, а добавляемый активатор создает ещё более длинные молекулярные цепи, вследствие чего получается рабочая жидкость большой вязкости, способная



удерживать проппант в подвешенном состоянии для его транспортировки в трещину.

Гель - органическое вещество, в котором могут жить бактерии даже без наличия воздуха, и своими продуктами жизнедеятельности забивать поры в пласте, тем самым понижая его проницаемость. Для уничтожения таких бактерий в жидкость добавляют бактерицид. [8]

В рабочую жидкость добавляют еще множество других реагентов, таких как ПАВ, стабилизаторы глин и пеногасители. На последних стадиях закачки проппанта добавляется брейкер (разрушитель), превращающий жидкость- песконоситель в воду, и проппнет, удерживающий песок в трещине.

Важной причиной внедрения технологии концевое экранирования является возможность предотвращения выноса проппанта. Не смотря на то, что при этом создаются более широкие трещины, одновременно достигается более равномерное распределение напряжений по упаковке проппанта. Трещины, созданные с использованием традиционных методов, смыкаются, позволяя таким образом некоторому количеству проппанта осесть, что создает более высокие концентрации проппанта в нижней части трещины. В результате увеличивается вероятность локального каналообразования или формирования "карманов" в проппантной упаковке с низким сжимающим трещину напряжением, что облегчает вынос проппанта при добыче. [8]

Технология концевое экранирования, в которой фильтрационные утечки рабочей жидкости подавляются в меньшей степени, для создания высокой концентрации на фронте закачки, обеспечивает более быстрое смыкание трещины и позволяет тем самым минимизировать вынос проппанта более чем в 5.5 раз, упаковка проппанта становится неустойчивой.

Одним из важных мероприятий по предотвращению выноса проппанта из прискважинной трещины является добавка проппанта (стекловолокно) в проппантную упаковку. Структура сети волокон оказывается более эластичной, чем упаковка из проппанта со смоляным покрытием, и допускает сдвиговые перемещения проппанта без разрушений. Стекланные волокна, добавляемые в последние порции суспензии проппанта в количестве 1.5% по весу, создают внутреннюю структуру, удерживающую частицы проппанта на месте. [8]

Технология PropNet была впервые использована на месторождениях Западной Сибири в 1998 году после нескольких случаев интенсивного выноса проппанта. Теперь технология PropNet используется в этом регионе в 90%

операций по ГРП, подтвердив свою эффективность по предотвращению выноса проппанта.

Раскрытие трещины и распределение в ней проппанта не являются единственными факторами, влияющими на проводимость трещины. Наличие полимерной корки, образовавшейся на поверхности трещины, и определенного количества полимера, остающегося в проппантной упаковке, также существенно влияют на итоговую проводимость трещины. Концентрация полимера может возрастать от 4.8 кг/м<sup>3</sup> (концентрация в исходном объеме рабочей жидкости) до 60 кг/м<sup>3</sup> (в пластовых условиях) после обезвоживания суспензии, в трещине, за счет фильтрационных утечек в пласт на стадии её смыкания. Это серьезно ухудшает проводимость трещины.

Другим осложняющим фактором является “вдавливание” проппанта. Под “вдавливанием” понимается явление, при котором прилегающие к поверхности трещины зерна проппанта внедряются в породу, уменьшая, таким образом, эффективное раскрытие трещины. Этот процесс особенно заметно проявляется в рыхлых породах.

Оба этих явления - создание полимерной корки и “вдавливание” проппанта в породу - ведут к уменьшению проводимости трещины и, следовательно, к ухудшению продуктивности скважины.

Раскрытие закрепленных трещин, полученных в Западной Сибири с использованием традиционных методов, находится в пределах от 3 до 4 мм. Результаты моделирования с использованием пакета FracCADE указывают на возможность создания трещин шириной до 15 мм.

Моделирование помогает визуально оценить процесс упаковки проппанта. Технология концевого экранирования – набивка трещины в её концевой части-использует точно рассчитанный объем жидкости, необходимой для доставки проппанта на заданное удаление от скважины. Этот объем зависит от характеристик рабочей жидкости, пласта и проектируемой длины трещины. За ним следует относительно длительная стадия закачки суспензии с низкой концентрацией проппанта (около 200 кг/м<sup>3</sup>), который, достигнув конца трещины, запаковывает её и ограничивает дальнейший рост в горизонтальном направлении. Продолжающаяся закачка жидкости и ограниченная площадь фильтрации из трещины в пласт приводят к более быстрому росту давления в трещине и увеличению её раскрытия. Затем следует несколько стадий закачки суспензии с

постоянно повышающейся концентрацией проппанта, после чего идет продавка песка в пласт.

Идеально, каждая обработка с помощью технологии концевое экранирования должна проектироваться с использованием данных, полученных во время проведения операций мини-ГРП. Технические спецификации проекта должны включать: выбор интервала распространения трещины, геометрические параметры трещины и скважины, фильтрационно-емкостные свойства пород, тип и качество изоляции. [8]

Для преодоления эффекта извилистости трещины, что может являться одной из причин выноса проппанта, часто требуется значительно большие объемы продавочной жидкости, даже если по результатам моделирования рекомендуется использовать небольшие объемы. Эти осложнения могут быть предотвращены правильным выбором метода перфорирования.

### **5.3.2 Технология проведения ГРП**

Подготовительные работы при ГРП. Гидроразрыву пласта предшествует большой объем подготовительных работ, связанных с изучением геолого-промысловых материалов, исследованием скважины и обследованием ее технического состояния, а также по технико-технологическому обеспечению процесса.

Сбор и анализ первичной информации заключается в обработке следующих данных[8]:

- Геолого-физические свойства пласта (проницаемость, пористость, насыщенность, пластовое давление, положение ГНК и ВНК, петрография пород);
- Характеристики геометрии и ориентации трещины (минимальное горизонтальное напряжение, модуль Юнга, вязкость и плотность жидкости разрыва, коэффициент Пуассона, сжимаемость породы т.п.);
- Свойства жидкости разрыва и проппанта.

Основными источниками информации являются геологические, геофизические и петрофизические исследования, лабораторный анализ керна, а также результаты промыслового эксперимента, заключающегося в проведении микро- и мини-ГРП.

Подготовка и проведение успешного ГРП связаны с оптимальным выбором и учетом таких факторов, как[8]:

- Расчет количества жидкости разрыва и проппанта, необходимых для создания трещины требуемых размеров и проводимости;
- Использование техники для определения оптимальных параметров нагнетания с учетом характеристик проппанта и технологических ограничений;
- Применение комплексного алгоритма, позволяющего оптимизировать геометрические параметры и проводимость трещины с учетом продуктивности пласта и системы расстановки скважин, обеспечивающей баланс между фильтрационными характеристиками пласта и трещины, и основанного на критерии максимизации прибыли от обработки скважины;

Перечень технологических операций, проводимых перед ГРП[8]:

- Подготовка кустовой площадки для размещения оборудования;
- Монтаж геофизического оборудования;
- Извлечение подземного насосного оборудования из скважины;
- Шаблонирование, скреперование, промывка скважины, отбивка забоя;
- Перфорация;
- Установка пакера;
- Обвязка устья скважины и расстановка оборудования для ГРП.

Технология проведения ГРП. Гидроразрыв может производиться с пакером, установленным на 30-50 метров выше интервала перфорации и без пакера. В последнем случае возможно производить закачку жидкости разрыва через НКТ и без использования НКТ, если обсадная колонна обладает достаточным запасом прочности. Преимущество безпакерного в том, что по величине затрубного давления можно контролировать давление создаваемое на забое скважины. При производстве гидроразрыва с использованием пакера в затрубном пространстве создается давление около 50 атм для более прочной посадки пакера.

Создание трещины начинается с закачки буферной жидкости. Для расчета давления на устье скважины применяется градиент давления равный 13-15 кПа на 1 м ствола скважины. Количество насосных агрегатов определяется из условий обеспечения необходимой мощности разрыва:  $N_{агр.} = (Q \cdot P) / 0.44$ , где Q-скорость закачки [м<sup>3</sup>/мин], P-давление закачки [атм].

Для того, чтобы обеспечить непрерывность процесса ГРП и избежать возникновения непредвиденных ситуаций количество агрегатов, находящихся на кусту во время ГРП удваивается. Количество линий гидроразрыва рассчитывается,

исходя из скорости закачки, определенной дизайном ГРП. Обычно монтируется только одна линия. Объем проппанта, предназначенного для закачки в трещину, определяет количество блендеров. Количество песковозов зависит от объема работ. [8]

Средняя скорость закачки жидкости гидроразрыва обычно равна 3,2 м<sup>3</sup>/мин, средняя концентрация проппанта составляет 950 кг/м<sup>3</sup>. С момента начала закачки концентрация проппанта постепенно изменяется от 0 до 1200 кг/м<sup>3</sup> для достижения более равномерной упаковки частиц проппанта в трещине. На X месторождении в качестве расклинивающего агента применяется проппант Борович 18/20 российского производства средней твердости (плотность 3.2 г/см<sup>3</sup>), стоимостью 650 долл./т. [8]

После окончания закачки жидкости разрыва производят закачку продавочной жидкости в объеме спущенной в скважину колонны НКТ. Средний объем жидкости гидроразрыва для одной скважины составляет 40-80 м<sup>3</sup>. Жидкость для ГРП готовят таким образом, чтобы действие брейкера для разрушения цепочек полимера начиналось примерно через 1-4 часа после окончания закачки.

Если после ГРП не происходит фонтанирование скважины, то применяют меры по вызову притока жидкости из пласта. Это может быть замена жидкости на более легкую, свабирование, спуск “насоса-жервы” и пр.

#### **5.4 Техника применяемая при гидроразрыве пласта**

Гидроразрыв пласта всегда предпочтительно делать через обсадную колонну, если ее состояние, герметичность и прочность позволяют создать на забое скважины необходимые давления (P<sub>p</sub>). [6]

Потери давления на трение при закачке жидкостей через обсадную колонну малы по сравнению с потерями при закачке через НКТ, поэтому при данном давлении на устье скважины можно получить более высокое давление на забое.

Для защиты обсадных колонн от высокого давления в скважину опускают НКТ с пакером и якорем на нижнем конце, которые устанавливаются выше кровли пласта, намеченного для ГРП (рис. 5.1).

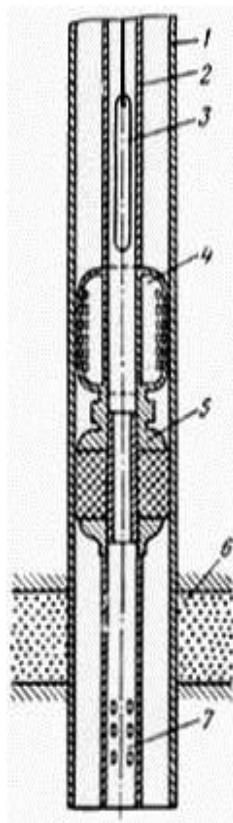


Рисунок 5.1 – Схема оборудования забоя скважины для ГРП:

- 1 – обсадная колонна; 2 – насосно-компрессорные трубы; 3 – скважинные манометры;  
4 – якорь; 5 – пакер; 6 – продуктивный пласт; 7 – хвостовик для опоры на забой

Для того чтобы пакер загерметизировал кольцевое пространство, его эластичный элемент (обычно специальная резина) надо сжать за счет веса труб. Для сжатия пакера необходимо создать опору. Такой опорой могут быть те же НКТ, башмак которых ставится на забой, либо особый подвижный элемент самого пакера с плашками, которые, освобождаясь при повороте НКТ, скользят по специальному конусу пакера, раздвигаются и вдавливаются во внутреннюю поверхность обсадной колонны. В связи с этим все пакеры разделяются на пакеры с опорой на забой (пакеры ПМ6»; ГШ8»; ОПМ6»; ОПМ8») и пакеры без опоры на забой (плашечные пакеры ПШ6», ПШ8», ПШ5»-500, ПШб»-500, ПС5»-500, ПСб»-500, ПГ5»-500, ПГб»-500). Пакеры допускают перепад давления (при правильной посадке) 30 – 50 Мпа над ним и под ним и имеют проходное сечение от 47 до 68 мм в зависимости от типа и размера обсадной колонны. [9]

Это страгивающее усилие может сместить пакер и вызвать продольный изгиб НКТ. Вес части НКТ ниже пакера будет частично уравновешивать страгивающую силу Р. Для разгрузки НКТ от продольных сжимающих усилий и удержания пакера на месте выше пакера устанавливают гидравлические якоря. Якорь (рис. 5.2) имеет в теле корпуса 8 – 16 плашек с насечками, которые могут перемещаться в горизонтальном направлении. Плашки удерживаются от выпадания пластинчатыми

пружинками. При создании в якорь избыточного (по отношению к внешнему) давления плашки раздвигаются резиновым цилиндром, имеющимся в корпусе якоря, и вдавливаются в обсадную колонну. Чем больше внутреннее (в НКТ) давление, тем сильнее плашки прижимаются к обсадной колонне, предотвращая смещение пакера. Якоря рассчитаны на те же условия работы, что и пакеры, т. Е. на перепады давлений 30 – 50 Мпа.

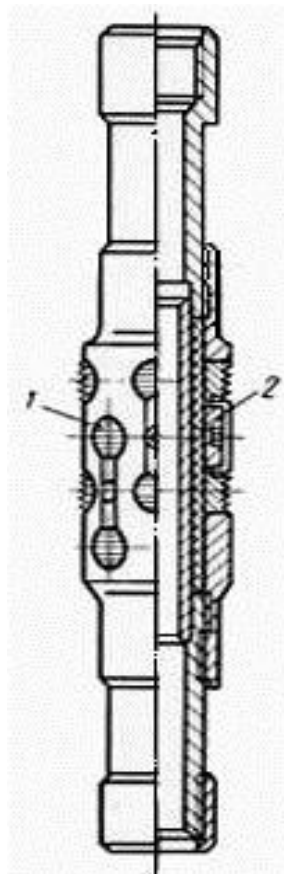


Рисунок 5.2 – Якорь плашечный гидравлический для ГРП:

1 – плашки с насечками; 2 – резиновый цилиндр

Максимальные страгивающие усилия, воспринимаемые якорем (в зависимости от типоразмера) достигают 1250 кН. Длина якорей около 2 м, масса 80 – 140 кг, проходной диаметр 36 - 72 мм. [9]

Для осуществления ГРП применяются специальные насосные агрегаты в износостойком исполнении, смонтированные на шасси трехосных тяжелых грузовых машин грузоподъемностью 10 – 12 т. В качестве привода к силовому насосу используется дизельный двигатель мощностью 588 кВт. Двигатель установлен на платформе и через коробку скоростей связан с приводным валом силового насоса. Для приготовления жидкости-песконосителя служат пескосмесительные агрегаты, иногда со сложными автоматическими дозирующими жидкость и песок устройствами. Обычный пескосмесительный агрегат ЗПА

представляет собой смонтированный на шасси тяжелого грузовика бункер с коническим дном. Бункер перегорожен продольной перегородкой для перевозки мелкого и крупного песка. Под дном бункера имеется два горизонтальных шнековых вала, приводимых во вращение тяговым двигателем через коробку отбора мощности. [9]

Скорость вращения шнека можно изменять как путем переключения скоростей коробки передачи, так и изменением числа оборотов двигателя автомобиля.

Общая емкость бункера – 10т песка. Горизонтальные шнеки подают песок из одного или другого отсека к наклонному шнеку 4 для подачи песка в смесительную камеру 3, расположенную позади кабины автомашины. Одновременно по трубопроводам в смесительную камеру подается жидкость-песконоситель из автоцистерн. Смесительная камеры емкостью 0,5 м<sup>3</sup> имеет три четырехлопастные мешалки с приводом от бензинового двигателя 2 (мощностью 50 кВт), установленного также позади кабины.

Приготовленная песчано-жидкостная смесь центробежным песковым насосом 4ПС9 с приводом от бензинового двигателя 2 подается на прием главного насосного агрегата высокого давления. Песковой насос 4ПС9 развивает напор до 30м при 1460 оборотах в минуту и имеет подачу при этом напоре 16,6 л/с (60 м<sup>3</sup>/ч).

Песковый насос и двигатель расположены между кабиной водителя и бункером. Кроме пескосмесительного агрегата ЗПА имеются и другие агрегаты. В зарубежной практике получили распространение мощные агрегаты, служащие только для перевозки наполнителя и подачи его с помощью шнековых винтов ко второму специальному агрегату – смесителю, снабженному шнековыми винтами, насосом, подающим жидкость-песконоситель в смесительную камеру, и различными дополнительными механизмами, автоматизирующими дозировку жидкости и наполнителя в зависимости от установленной нормы (концентрации) и темпов закачки песконосителя в скважину. Бункерный агрегат и смесительная машина монтируются на шасси тяжелых грузовиков.

**Автоцистерны.** Для перевозки жидкостей, необходимых для ГРП, применяют автоцистерны различных конструкций. Автоцистерна ЦР-20 смонтирована на автоприцепе 4МЗАП-552.

На шасси прицепа кроме автоцистерны смонтированы вспомогательный двигатель, центробежный насос 8К-18 и трехплунжерный насос 1В. Насосы приводятся в действие через коробку скоростей и (редукторы от двигателя.



Цистерна имеет емкость 17 м<sup>3</sup> поплавковый указатель уровня и змеевик для подогрева жидкости от передвижной паровой установки (ПНУ) при работе в зимнее время. Трехплунжерный насос 1В, снабженный воздушным компенсатором, имеет подачу 13 л/с и наибольшее давление 1,5 Мпа при 140 ходах в минуту. Обвязка насоса позволяет переключать его на заполнение цистерны, отбор жидкости из цистерны и перекачку жидкости потребителю из любой другой емкости. Время заполнения цистерны 22 мин. Центробежный насос 8К-18 имеет подачу 60 – 100 л/с (по воде), напор до 20 м и предназначен для подачи жидкости на пескосмесительный агрегат. Промышленностью выпускаются и другие автоцистерны. Для ГРП используются и другие вспомогательные агрегаты на автомобильном ходу. Например, агрегат для транспортировки блока манифольда IBM-700 высокого давления (70 Мпа) с подъемной стрелой для погрузки и разгрузки тяжелых деталей манифольда. Манифольдный блок предназначен для обвязки выходных линий нескольких насосных агрегатов высокого давления и присоединения их к арматуре устья скважины. Манифольдный блок транспортируется на специально приспособленной платформе автомобиля. В комплект входят[9]:

1. Напорный коллектор из кованой стальной коробки с шестью отводами для присоединения шести насосных агрегатов, рассчитанный на давление 70 Мпа. Коллектор имеет центральную трубу с датчиками давления, плотномера и расходомера, с дистанционной регистрацией показаний на станции контроля и управления процессом ГРП. На коллекторе также предусмотрено шесть пробковых кранов и шесть предохранительных клапанов. Напорный коллектор присоединяется к устью скважины с помощью двух линий высокого давления.

2. Распределительный коллектор, рассчитанный на давление 2,5 Мпа, служит для распределения рабочих жидкостей между насосными агрегатами. Он имеет большое проходное сечение (100 мм), предусматривает возможность подключения десяти присоединительных линий и снабжен предохранительным клапаном на 2,5 Мпа.

3. Комплект вспомогательных трубопроводов, состоящий из 23 труб высокого давления с условным диаметром 50 мм и комплект быстросъемных шарнирных соединений, также рассчитанных на высокое давление.

4. Крановая арматура, резиновые шланги высокого давления, вспомогательное оборудование и инструмент для сборки, крепления, опрессовки и разборки соединительных манифольдов.

5. Арматура устья скважины (1АУ-700 или 2АУ-700), герметизирующая затрубное пространство и НКТ. Арматура 2АУ-700 (рис. 5.3) отличается от арматуры 1АУ-700 возможностью подключения ее к НКТ диаметром 73 и 89 мм, а также наличием гибких соединений двух боковых отводов. Верхняя трубная головка кроме двух отводов имеет в верхней части манометр с ропляным разделителем. Нижняя устьевая головка, рассчитанная на давление 32,0 Мпа, имеет две подсоединительные линии с кранами, тройниками и быстросъемными соединениями для сообщения с кольцевым пространством скважины. Общая масса устьевой арматуры 2АУ-700 – 500 кг. [9]

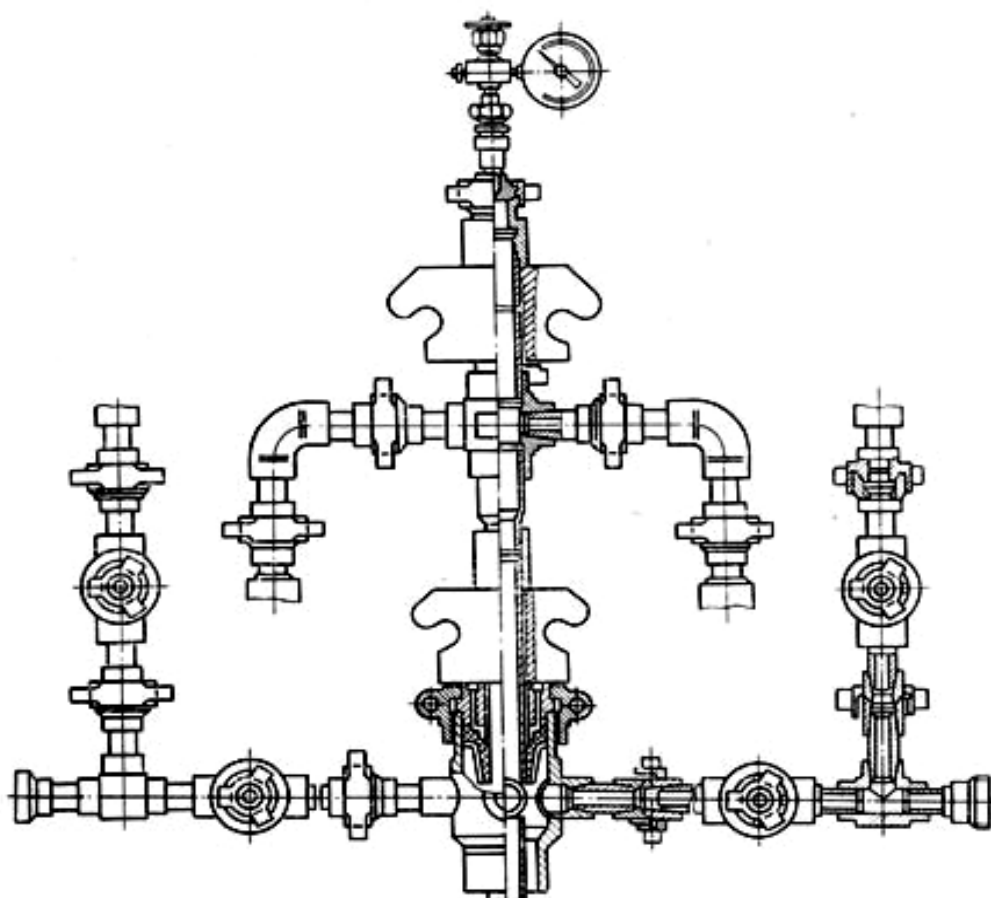


Рисунок 5.3 – Арматура устья скважины 2АУ-700 для гидравлического разрыва пласта

Для дистанционного контроля за процессом служит специальная станция контроля и управления на автомобиле, укомплектованная необходимой контрольно-измерительной и регистрирующей дистанционной аппаратурой, а также усилителями и громкоговорителями для звуковой и телефонной связи с отдельными агрегатами и исполнителями. Для соблюдения техники безопасности все агрегаты располагаются радиаторами от скважины (рисунок 5.4), чтобы можно

было беспрепятственно отъехать от нее при аварийной или пожарной опасности. Это особенно важно при использовании жидкостей на нефтяной основе.

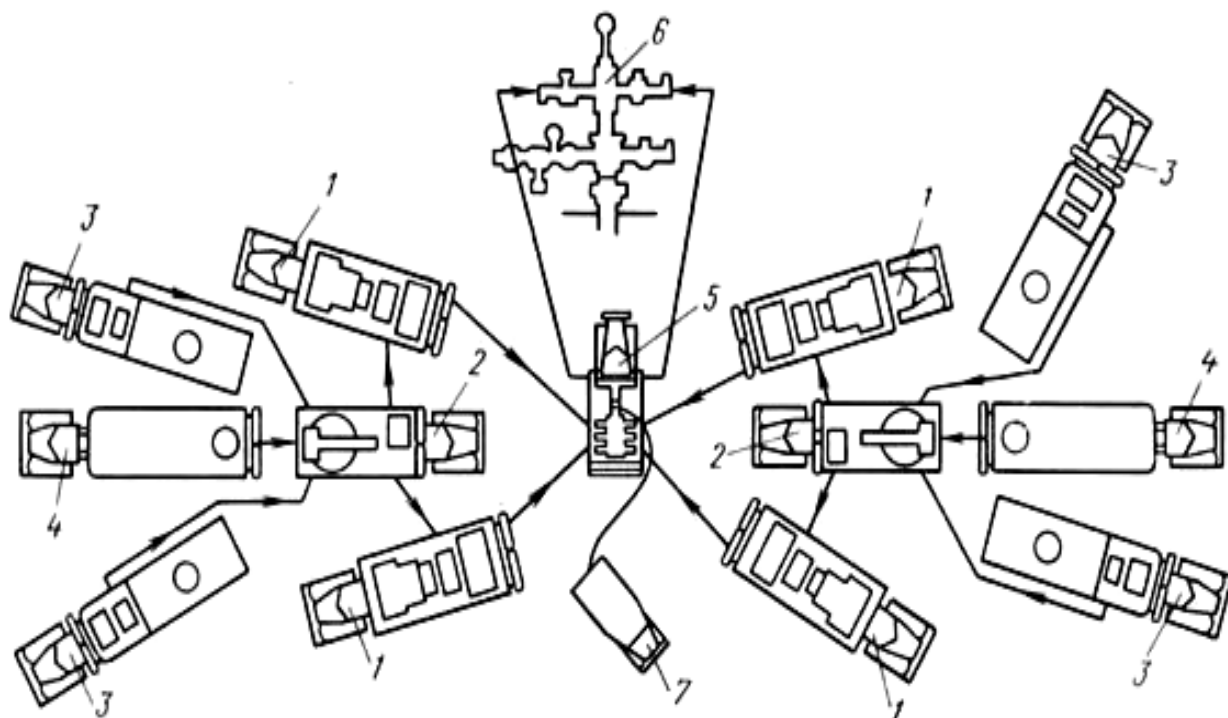


Рисунок 5.4 – Схема расположения оборудования при ГРП:

1 – насосные агрегаты 4АН-700; 2 – пескосмесительные агрегаты ЗПА; 3 – автоцистерны ЦР-20 с технологическими жидкостями; 4 - песковозы; 5 - блок манифольдов высокого давления; 6 – арматура устья 2АУ-700; 7 – станция контроля и управления процессом (расходомеры, манометры, радиосвязь)

### 5.5 Проведение ГРП на скважине № X X

В 2016 году на X месторождении на скважине № X X куста 5в с целью интенсификации притока нефти проведена пробная операция гидроразрыва пласта. [9]

Процедура подбора скважины-кандидата для проведения ГРП на X месторождении основывалась на критериях – наличие загрязненной призабойной зоны, достаточных текущих запасов газа (и конденсата) и пластового давления на текущую дату, а также отсутствие или достаточное расстояние от продуктивных пластов до водонасыщенных пластов. Далее по всем скважинам-кандидатам была проведена ревизия технического состояния скважины на предмет сопротивления высоким давлениям при проведении работы по ГРП.

В результате проведенного отбора скважина № X X была признана наиболее подходящим кандидатом для проведения ГРП. При выборе технологии ГРП были учтены особенности X месторождения.

ГРП на скважине № X X куст 5в был проведен компанией «Imperial Frac Service» [9]

В сентябре 2016 г. Был поставлен предварительный дизайн ГРП. Дизайн ГРП предусматривал закачку подушки (жидкости ГРП) 20 м<sup>3</sup> и 70 тонн проппанта. Всего предполагалось использовать 202 м<sup>3</sup> жидкости. Ограничение по массе закачиваемого проппанта было связано с избежанием риска прорыва трещины в нижележащие водоносные пласты.

При подготовке к ГРП были проведены предварительные работы – перфорация (на трубах) кумулятивными зарядами большого диаметра, спуск НКТ внешним диаметром 89 мм с пакером.

Перед проведением основного ГРП была проведена стандартная операция мини-ГРП для калибровки основных показателей ГРП – оценка градиента разрыва горной породы, эффективность жидкости ГРП, эффективность перфораций и т.д. По результатам мини-ГРП было принято решение сократить подушку с 20 м<sup>3</sup> до 15 м<sup>3</sup>, главным образом из-за большей эффективности жидкости ГРП. Объем закачки проппанта остался неизменным – 70 тонн. [9]

При проведении азотного ГРП в пласт было закачено 57 т проппанта, в том числе 13 т типа RCP (для уменьшения выноса проппанта при эксплуатации скважины после ГРП). Объем закачанной жидкости составил 113.3 м<sup>3</sup>, в том числе 89.9 м<sup>3</sup> сшитого геля при проведении ГРП и мини-ГРП, и 23.4 м<sup>3</sup> линейного геля в качестве продавки. Объем подушки при проведении основного ГРП составил 15 м<sup>3</sup>. Основные параметры созданной трещины, согласно оценке Trican well service, представлены в таблице 5.1 и на рисунке 5.5.

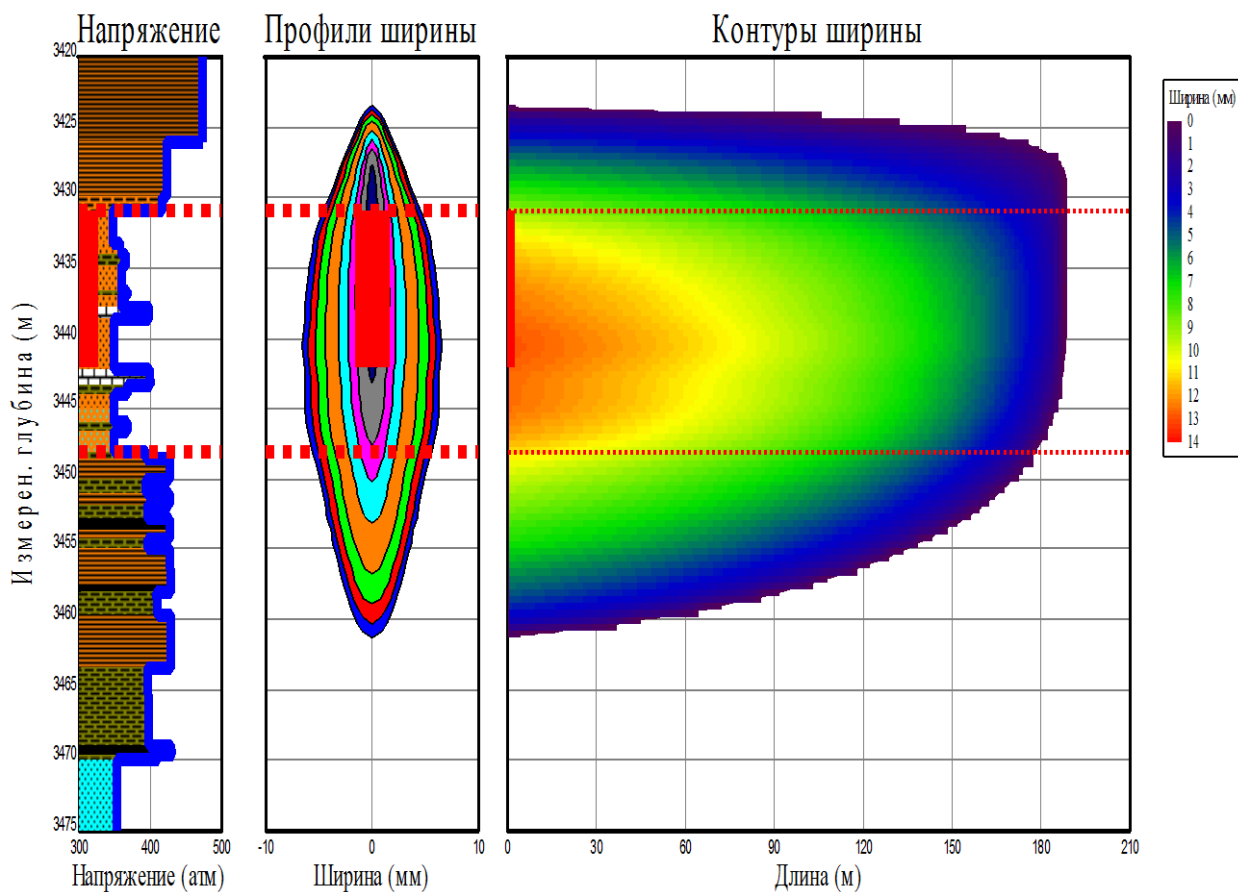


Рисунок 5.5 – Фактический профиль трещины в скв. № X X

Таблица 5.1 – Основные характеристики трещины ГРП по скважине № X X

Показатели	По дизайну	Размерность
Созданная длина трещины	189,1	М
Длина разрыва закрепленная пропантом	187,9	М
Средняя высота, закрепл. Пропантом	31,46	М
Средняя высота в прод. пласте	16,65	М
Макс. ширина в конце закачки	10,43	Мм
Средняя закр. ширина в трещине	4,758	Мм
Средняя закр. ширина в прод. пласте	3,771	Мм
Ср. концентрация пропанта в трещине	5,766	кг/м <sup>2</sup>
Ср. концентрация пропанта в прод.пласте	7,654	кг/м <sup>2</sup>
Средняя проводимость трещины	1579	мД-м
Безразмерная проводимость	7,436	
Скин-фактор после ГРП	-5,8	
Коэффициент продуктивности	0,45	
Безразмерный коэффициент продуктивности	0,84	

Работа скважины после проведения грп представлена на рисунке 5.2.

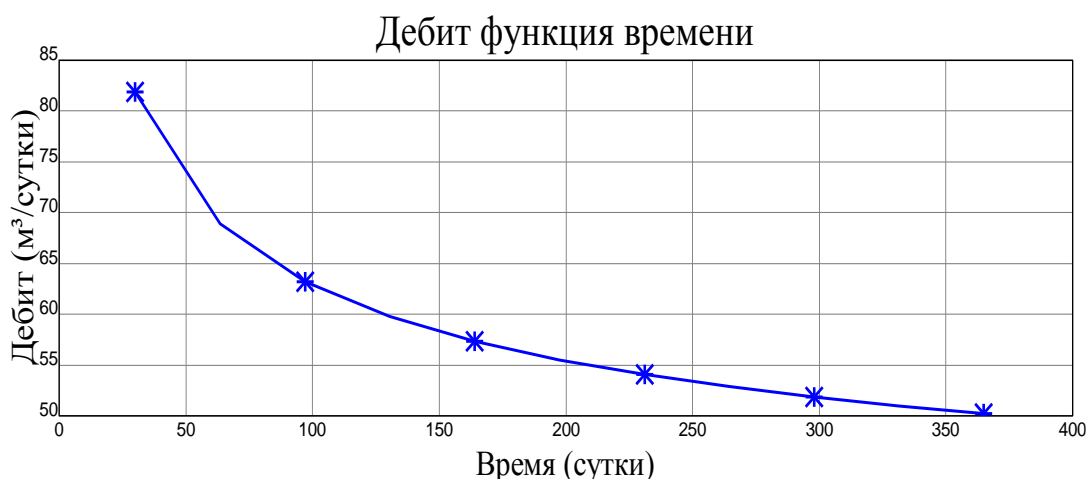


Рисунок 5.2 – Динамика добычи после проведения ГРП

### 5.6 Расчет гидроразрыва пласта

В таблице 5.2 приведены исходные данные для расчета технологических параметров ГРП

Таблица 5.2 Исходные данные к расчету

Показатель	Обоз	Разм	Знач
Глубина скважины	L	М	3512
Глубина спуска НКТ	L <sub>НКТ</sub>	М	3493,7
Интервал перфорации	b <sub>3-пер</sub> -b <sub>2пер</sub>	М	3431-3442
Наружный диаметр НКТ	D <sub>н.</sub>	М	0,0889
Внутренний диаметр НКТ	D <sub>в.</sub>	М	0,076
Продуктивный горизонт	H	М	12,3
Коэффициент проницаемости	K	м <sup>2</sup>	1,326·10 <sup>-15</sup>
Модуль упругости	E	МПа	10 <sup>10</sup>
Коэффициент Пуассона	V		0,3
Средняя плотность пород над продуктивным пластом	P <sub>п</sub>	кг/м <sup>3</sup>	1895
Дебит нефти до ГРП	Q	т/сут	7
Пластовое давление	P <sub>пл</sub>	МПа	23
Депрессия на пласт	ΔP	МПа	18
Плотность нефти в нормальных условиях	ρ <sub>н</sub>	кг/м <sup>3</sup>	828,0
Динамическая вязкость нефти пластовая	μ <sub>п</sub>	мПа·с	0,86
Плотность нефти в пластовых условиях	ρ <sub>п</sub>	кг/м <sup>3</sup>	692,0
Радиус контура скважины	R <sub>к</sub>	М	250

Необходимо определить следующие показатели:

- давление разрыва;
- допустимое давление на устье скважины (при проведении процесса без пакера);
- объем жидкости разрыва;
- количество песка, концентрация песка в жидкости-песконосителе;

- объем жидкости-песконосителя;
- объем продавочной жидкости;
- общую продолжительность процесса ГРП;
- тип и число необходимых насосных агрегатов.

Определяем давление разрыва по формуле:

$$P_{РАЗР} = P_{ВГ} - P_{ПЛ} + \sigma_P, \quad (1)$$

где  $P_{ВГ}$  – вертикальное горное давление, МПа;

$P_{ПЛ}$  – пластовое давление, МПа;

$\sigma_P$  – давление расслоение пород или предел прочности породы на разрыв (принимается равным 1,5, МПа).

Вертикальное горное давление определяем по формуле:

$$P_{ВГ} = H \times \rho_{П} \times g, \quad (2)$$

где  $H$  – глубина залегания пласта (нижних отверстий фильтра), м;

$\rho_{П}$  – средняя плотность вышележащих пород,  $\text{кг/м}^3$  ( $\rho_{П}=1895 \text{ кг/м}^3$ ).

$$P_{вг} = 3442 \times 1895 \times 9,81 \times 10^{-6} = 63,98 \text{ МПа}$$

$$P_{разр} = 63,98 - 23 + 1,5 = 42,49 \text{ МПа}$$

ГРП можно проводить как через эксплуатационную колонну, так и через колонну НКТ. Для выяснения возможности проведения ГРП через обсадную колонну следует определить допустимое давление на устье скважины из условий прочности колонны на разрыв от внутреннего давления и прочности резьбового соединения.

Определим допустимое давление на устье скважины (в случае проведения процесса непосредственно через эксплуатационную колонну без установки пакера) по формуле:

$$P_v = \frac{D_H^2 - D_B^2}{D_H^2 + D_B^2} \times \frac{\sigma_{ТЕК}}{K} + P_{ПЛ} + \rho_{жр} \times g \times (h - L), \quad (3)$$

где  $D_H$  – диаметр обсадных труб, равный 16,8 см

$D_B$  – внутренний диаметр обсадных труб, равный 14,68 см;

$\sigma_{ТЕК}$  – предел текучести для труб из стали группы прочности Д равный 320 МПа;

$K$  – запас прочности (принимается  $K=1,5$ );

$h$  – потери напора на трение в обсадной колонне, м;

$\rho_{жр}$  – плотность жидкости разрыва (принимается  $\rho_{жр}=950 \text{ кг/м}^3$ );

$P_{ПЛ}$  – пластовое давление, МПа;

L – глубина скважины, м.

Для принятого расхода эти потери при глубине скважины 1750 м составляют 75 м ст. жидкости, а для нашей скважины глубиной 3512 м они будут пропорционально равны:

$$h = 108 \text{ м} \quad (4)$$

Для скважины

$$P_y = \frac{16,8^2 - 14,68^2}{16,8^2 + 14,68^2} \cdot \frac{320}{1,5} - 23 + 950 \cdot 9,8 \cdot (108 - 3512) \cdot 10^{-6} = 30,23 \text{ МПа}$$

Объем жидкости разрыва не поддается точному расчету. По опытным данным, значение его колеблется в пределах 5-20 м<sup>3</sup>. Принимаем для скважины средний объем жидкости разрыва  $V_p = 20 \text{ м}^3$  геля.

Количество песка  $G_p$ , потребное для гидроразрыва, также нельзя рассчитать. По данным отечественной практики количество песка обычно принимают равным 70 т. на один гидроразрыв. Принимаем

$$G_p = 70 \text{ т} = 70000 \text{ кг.}$$

Концентрация песка  $C$  зависит от вязкости жидкости-песконосителя и темпа ее закачки. Обычно для нефти вязкостью  $5 \cdot 10^{-2} \text{ Па} \cdot \text{с}$  значение ее колеблется в пределах 150 – 400 кг/м<sup>3</sup>. Принимаем  $C = 400 \text{ кг/м}^3$ .

Объем жидкости-песконосителя при принятых количестве песка и его концентрации в жидкости составит:

$$V_{жп} = \frac{G_p}{C} = 175 \text{ м}^3 \quad (5)$$

Объем продавочной жидкости принимают на 20 – 30% больше, чем объем колонны труб, по которой закачивают жидкость с песком:

$$V_{пп} = K \times \pi \times d_B^2 \times H / 4, \quad (6)$$

где  $d_B$  – внутренний диаметр труб, на которых спущен пакер, т. е.

труб, по которым закачивают жидкость с песком  $d_B = 0,076 \text{ м}$ ;

$K$  – коэффициент, учитывающий превышение объема жидкости над объемом труб (принимаем 1,1);

$H$  – глубина спуска труб, м ( $H = 3493,7 \text{ м}$ ).

$$V_{пп} = 17,43 \text{ м}^3$$

Общую продолжительность процесса гидроразрыва определяют из

соотношения:

$$t = (V_p + V_{жп} + V_{пп}) / Q, \quad (8)$$



где  $Q$  - расход рабочих жидкостей, равный согласно принятой скорости их нагнетания  $0,03 \text{ м}^3/\text{с}$ ;

$V_P$  – объем жидкости разрыва ( $V_P = 20 \text{ м}^3$ );

$V_{жп}$  — объем жидкости песконосителя ( $V_{жп} = 175 \text{ м}^3$ );

$V_{пр}$  – объем продавочной жидкости.

$$t = \frac{(20 + 175 + 17.4)}{0.03} = 118. \text{мин}$$

Число насосных агрегатов. Если принять агрегаты 4АН-700, то с учетом их подачи, равной  $0,0123 \text{ м}^3/\text{с}$  при давлении 61 МПа и требуемом расходе жидкости, равном  $0,03 \text{ м}^3/\text{с}$ , число агрегатов (при одном резервном) составит:

$$n = (0,03 / 0,0123) + 1 = 4 \text{ агрегата}$$

Число пескосмесительных агрегатов

Потребное число пескосмесительных агрегатов определяется исходя из загрузочной массы их бункеров, при этом для определения числа агрегатов масса закрепителя трещин делится на загрузочную массу и округляется до ближайшего большего. Так как по условиям задано ввести в трещины 70 т пропанта, то согласно характеристике агрегата 4ПА потребуется 4 таких пескосмесителя.

Число автоцистерн. По условиям работы закачивается  $20 \text{ м}^3$  жидкости-песконосителя плотностью  $\rho_{ж} = 1 \text{ г/см}^3$ . Для ее транспортировки на скважину требуется 5 автоцистерн АЦПП-21-5523А или 7 автоцистерн ЦР-20. Кроме того, на скважину при ГРП доставляются продавочная жидкость в объеме 1,5 – 2 объемов скважины и жидкость разрыва пласта в объеме 5 – 10  $\text{м}^3$ . следовательно, для обеспечения проведения процесса потребуется 6 автоцистерн АЦПП-21-5523А или 10 автоцистерн ЦР-20.

Оборудование устья. Для района с холодным климатом применяют блок манифольдов типа 1БМ-700С. Поскольку трубная головка специальной арматуры устья 2АУ-700 и 2АУ-700 СУ допускает рабочее давление до 230 МПа, а в рассматриваемом варианте устьевое давление гидроразрыва достигает 30,23 МПа, то устье скважины в этом случае оборудуется трубной головкой 2АУ-700.

Для расчетного варианта ГРП по градиенту давления разрыва  $0,0165 \text{ МПа/м}$  устье оборудуется арматурой 2АУ-700 СУ.

Для определения увеличения проницаемости призабойной зоны скважины после гидроразрыва в случае образования одной горизонтальной трещины

необходимо знать ширину трещины, радиус ее распространения и проницаемость пласта. Радиус горизонтальной трещины определяем приближенно по формуле:

$$r_T = 5,08 \cdot 10^5 \cdot C \cdot \left( Q \cdot \sqrt{\frac{\mu \cdot t_p}{k}} \right)^{0,5}, \quad (9)$$

где  $C$  - эмпирический коэффициент, зависящий от давления и характеристики горных пород, равный 0,02;

$Q$  - расход жидкости разрыва, м<sup>3</sup>/мин;

$\mu$  - вязкость жидкости разрыва, Па·с;

$t_p$  - время закачки жидкости разрыва, мин;

$k$  - коэффициент проницаемости, мкм<sup>2</sup>.

Для рассматриваемой задачи имеем следующие данные:

$C = 0,02$ ;  $Q$  — расход жидкости разрыва ( $Q = 0,05 \text{ м}^3/\text{с}$ );  $\mu$  — вязкость жидкости разрыва ( $\mu = 0,25 \text{ Па} \cdot \text{с}$ );

$t_p$  — время закачки жидкости разрыва ( $4,4 \text{ мин} = 264 \text{ с}$ );

$k$  — коэффициент проницаемости ( $k = 0,02 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$ ).

Подставляя приведенные данные в формулу (9), будем иметь:

$$r_T = 5,08 \cdot 10^5 \cdot 0,02 \cdot (0,05 \cdot \sqrt{\frac{0,025 \cdot 118}{0,02 \cdot 10^{-12}}}) = 13,8 \text{ м}, \quad (10)$$

Проницаемость созданной горизонтальной трещины определяем по формуле:

$$k_T = \frac{10^8 \cdot \omega}{12} \cdot 10^{-12}, \quad (11)$$

где  $k_T$  - проницаемость трещины, м<sup>2</sup>;

$\omega$  - ширина трещины, см.

Принимаем  $\omega$  равной 3,77 см, получим:

$$k_T = \frac{10^8 \cdot 3,77}{12} \cdot 10^{-12} = 83,3 \cdot 10^{-9} \text{ м}^2$$

Проницаемость призабойной зоны определяем по формуле:

$$k_{ПЗ} = \frac{k_{П} \cdot h + k_T}{h + \omega}, \quad (12)$$

где  $k_{П}$  - проницаемость пласта ( $k_{П} = 0,02 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$ );

$h$  - эффективная мощность пласта, ( $h = 12,3 \text{ м}$ );

$\omega$  - ширина трещины ( $\omega = 0,0377 \text{ м}$ ).

Подставляя эти данные в формулу (12), будем иметь:

$$k_{пз} = \frac{0,02 \cdot 10^{-12} \cdot 12,3 \cdot 83,3 \cdot 10^{-9}}{12,3 + 0,0377} = 5,22 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$$

Если считать, что значение проницаемости призабойной зоны указанных скважин до осуществления в них гидроразрыва было равно среднему значению проницаемости пласта ( $k_{п} = 0,02 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$ ), то проницаемость призабойной зоны скважин в радиусе распространения трещины увеличится в:

$$k_{пз} / k_{п} = 5,22 \cdot 10^{-12} / 0,02 \cdot 10^{-12} = 261 \text{ раз}$$

Таким образом, в результате создания одной единственной трещины в призабойной зоне проницаемость ее увеличивается в десятки и более раз.

Проницаемость всей дренажной системы скважины вычисляю по формуле:

$$k_{дс} = \frac{k_{п} \cdot k_{пз} \cdot \lg \frac{R_k}{r_c}}{k_{пз} \cdot \lg \frac{R_k}{r_T} + k_{п} \cdot \lg \frac{r_T}{r_c}}, \quad (13)$$

где  $R_k$  - радиус контура области питания скважины или половина среднего расстояния между двумя соседними скважинами (принимается равным 250 м);

$r_c$  - радиус забоя скважины ( $r_c = 0,108 \text{ м}$ );

$r_T$  - радиус трещины ( $r_T = 13 \text{ м}$ ).

Подставляя значения величин, входящих в формулу (13), получим:

$$k_T = \frac{0,02 \cdot 10^{-12} \cdot 5,22 \cdot 10^{-12} \cdot \lg \frac{250}{0,108}}{5,22 \cdot 10^{-12} \cdot \lg \frac{250}{13} + 0,02 \cdot 10^{-12} \cdot \lg \frac{13}{0,108}} = 0,36 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$$

Определим ожидаемый прирост дебита скважины после гидравлического разрыва пласта.

Дебит скважины найдем по формуле Дюпюи:

$$Q = \frac{2 \cdot \pi \cdot k_{п} \cdot h \cdot \Delta p}{2,3 \cdot \mu \cdot \ln \frac{R_k}{r_c}}, \quad (14)$$

где  $Q$  - дебит скважины,  $\text{м}^3/\text{сут}$ ;

$k_{п}$  - проницаемость пласта ( $k_{п} = 0,02 \cdot 1,02 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$ );

$h$  - эффективная мощность пласта, м;

$\Delta p$  - депрессия на забое ( $\Delta p = p_{пл} - P_{заб} = 18 \text{ МПа}$ );

$\mu$  - динамическая вязкость нефти (принимается равной  $0,8 \text{ Па} \cdot \text{с}$ ).

При принятых данных получим следующие значения дебетов:

$$Q = \frac{2 \cdot 3.14 \cdot 0.02 \cdot 10^{-12} \cdot 12,3 \cdot 18 \cdot 10^7 \cdot 86400}{2.3 \cdot 0.8 \cdot \ln \frac{250}{0.108}} = 18,6 \text{ м}^3 / \text{сут}$$

Сравним подсчитанные по формуле (13) значения дебитов с фактическими (фактический дебит равен  $20 \text{ м}^3/\text{сут}$ ).

Из сравнения видно хорошее совпадение дебитов, подсчитанных по формуле Дюпюи (14) с фактическими дебитами по замерам.

Максимальный дебит скважины после гидравлического разрыва пласта определяем по формуле Дюпюи, принимая радиус скважины, равным радиусу трещины ( $r_c=r_T$ ):

$$Q_{\max} = \frac{2 \cdot \pi \cdot k_{II} \cdot h \cdot \Delta p}{2,3 \cdot \mu \cdot \ln \frac{R_k}{r_T}}, \quad (15)$$

где  $k_{II}$  - проницаемость пласта,

$r_T$  - радиус трещины ( $r_T=13 \text{ м}$ ).

Подставляя имеющиеся данные в формулу (15), получим следующие значения максимального дебита:

$$Q = \frac{2 \cdot 3.14 \cdot 0.02 \cdot 10^{-12} \cdot 12,3 \cdot 18 \cdot 10^7 \cdot 86400}{2.3 \cdot 0.8 \cdot \ln \frac{250}{13}} = 81 \text{ м}^3 / \text{сут}$$

Из полученного результата о возможном максимальном дебите скважины видно, что после гидравлического разрыва пласта дебит скважины может увеличиваться в:

$$\frac{Q_{\max}}{Q} = \frac{64}{18} = 4.3 \text{ раза}$$

Таким образом, после гидроразрыва пласта можно ожидать более чем трехкратное увеличение дебита скважины.

### 5.6.1 Расчет установки пакера

Давление, при котором пакер будет находиться в равновесии с учетом потери напора при движении жидкости в НКТ, определяем по формуле:

$$P = \frac{4 \times G}{\pi \times D_B^2} + \frac{\lambda \times H_2 \times v^2 \times \rho_1}{2 \times d_B} - \frac{H_1 \times \rho_1 \times g \times \pi \times (d_H^2 - d_B^2)}{40} + \frac{H_2 \times \rho_2 \times g \times \pi \times (D_B^2 - d_H^2)}{40} \quad (17)$$

где  $V$  – скорость нисходящего потока жидкости в трубах ( $V = 2,97 \text{ м/с}$ );  $\lambda$  – коэффициент трения при движении жидкости в трубах ( $\lambda = 0,035$ ).

$$P = \frac{4 \cdot 94,6 \cdot 3442}{3,14 \cdot 0,1468^2} + \frac{0,035 \cdot 3442 \cdot 2,97^2 \cdot 1000}{2 \cdot 0,076} - \frac{3442 \cdot 1000 \cdot 9,81 \cdot 3,14 \cdot (0,089^2 - 0,076^2)}{40} + \frac{3442 \cdot 950 \cdot 9,81 \cdot 3,14 \cdot (0,1468^2 - 0,089^2)}{40} = 26,27 \text{ МПа}$$

Полученное значение давления, при котором пакер должен находиться в равновесии, оказалось меньше, чем ожидаемое давление разрыва. Поэтому необходимо вместе с пакером спустить якорь. Для подбора якоря определим усилие  $G_{я}$ , необходимое для удержания пакера в равновесии.

$$G_{я} = \rho_1 \times H_1 \times g \times \frac{\pi}{4} \times (D^2 - d_B^2) + P_{разр} \times \frac{\pi \times D^2}{4} - \sigma_T + \rho_2 \times H_2 \times g \times \frac{\pi}{4} \times (D^2 - d_H^2), \quad (18)$$

где  $\sigma_T$  – сила трения пакера о стенки обсадной колонны (принимается в пределах  $13 \times 10^3 - 17 \times 10^3$  Н). Принимаем  $\sigma_T = 15 \times 10^3$  Н.

$$G_{я} = 1000 \cdot 3442 \cdot 9,81 \cdot \frac{3,14}{4} \cdot (0,168^2 - 0,076^2) + 42,49 \cdot 10^6 \cdot \frac{3,14 \cdot 0,168^2}{4} + 15 - 950 \cdot 3442 \cdot 9,81 \cdot \frac{3,14}{4} \cdot (0,168^2 - 0,089^2) = 63085,953 \text{ Н} = 0,63086 \text{ МН}$$

Таким образом выбираем тип якоря, удерживающее усилие которого равно 0,63 МН.

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА  
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И  
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2БМ6В	Фокин Н.С.

<b>Школа</b>	Инженерная школа природных ресурсов	<b>Отделение школы (НОЦ)</b>	Отделение нефтегазового дела
<b>Уровень образования</b>	Магистратура	<b>Направление/специальность</b>	21.04.01 «Нефтегазовое дело», Профиль «Управление разработкой и эксплуатацией нефтяных и газовых месторождений»

**Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:**

<i>1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>Оценка затрат на проведение гидравлического разрыва пласта на X нефтегазоконденсатном месторождении</i>
<i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>РД 153-39-007-96</i>
<i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>1. Налоговый кодекс РФ 2. ФЗ-213 от 24.07.2009 в редакции от 09.03.2016г. № 55-ФЗ</i>

**Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:**

<i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности проведения проекта с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	<i>Обоснование перспективности проведения гидравлического разрыва пласта на X нефтегазоконденсатном месторождении</i>
<i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	<i>Составление плана проекта гидравлического разрыва пласта с учетом необходимых эксплуатационных затрат</i>
<i>3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	<i>Экономическое обоснование целесообразности проведения гидравлического разрыва пласта для калибровки дизайна основной операции на X нефтегазоконденсатном месторождении</i>

**Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):**

<p><i>Таблицы:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• <i>Специальная техника для проведения ГРП;</i></li> <li>• <i>Время на выполнение подготовительного мероприятия</i></li> <li>• <i>Расчет амортизационных отчислений на оборудование ГРП расчет заработной платы;</i></li> <li>• <i>Расчет заработной платы;</i></li> <li>• <i>Страховые тарифы на обязательное страхование в ПФР, ФСС и ФОМС;</i></li> <li>• <i>Стоимость услуг контрагента;</i></li> <li>• <i>Стоимость оборудования контрагента;</i></li> <li>• <i>Стоимость материалов контрагента;</i></li> <li>• <i>Стоимость материалов и услуг контрагента;</i></li> <li>• <i>Затраты на проведение организационно-технического мероприятия.</i></li> </ul>
---

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	10.02.2018
---	------------

**Задание выдал консультант:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
доцент кафедры ЭПР	Шарф Ирина Валерьевна	к.э.н.		

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
2БМ6В	Фокин Никита Сергеевич		

## **6 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ ПРИ АНАЛИЗЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ГИДРОРАЗРЫВА НА СКВАЖИНЕ № X X**

Целью выпускной квалификационной работы является анализ эффективности интенсификации притока с применением гидроразрыва пласта на X нефтегазоконденсатном месторождении, поэтому в данном разделе произведен расчет стоимости работ, на проведение гидроразрыва пласта на скважине №X X X нефтегазоконденсатного месторождения Ханты-Мансийского автономного округа. Расчет стоимости затрат на проведение гидроразрыва пласта на X месторождении производился с учетом необходимой реконструкции и технического перевооружения производственных мощностей, существующих на месторождении.

### **6.1 Расчет стоимости проведения гидроразрыва**

Метод ГРП один из методов увеличения нефтеотдачи. Смысл его заключается в том, что под большим давлением закачивается в пласт жидкость в виде жидкости разрыва, которая «раскрывает» трещины или создает новые. Песконесущая жидкость (проппант), которая не дает трещине сомкнуться после того как давление понизится, и «продавочная жидкость проталкивает проппант глубже в трещину.

Ниже будет проведён расчет стоимости работ по гидроразрыву пласта на X нефтегазоконденсатном месторождении. Для проведения данного метода интенсификации, также будут необходимы следующие техника (таблица 6.1) и материалы (таблица 6.2):

Таблица 6.1 – Список необходимой техники и оборудования для проведения гидроразрыва пласта

Наименование	Кол. ед.	Вид работ
<b>Техника</b>		
Насосный агрегат 4АН-700	4	Насосные установки (агрегаты) предназначены для закачки рабочих жидкостей (продавочная жидкость, песконоситель, жидкость разрыва)
Блендер на базе УСГ-30	1	Блендер предназначен для приготовления рабочих составов
Песковоз на базе Камаз – 53229	1	Предназначены для перевозки проппанта
Автокран на базе Камаз-6560	1	Монтаж/демонтаж оборудования
Камаз 43114 Э «Вахтовка»	1	Перевозка работников
Станция управления на базе Камаз-5350	1	Предназначена для управления процессом ГРП
Лаборатория на базе Камаз-5350	1	Предназначена для анализа химических веществ

## Продолжение таблицы 6.1

Наименование	Кол. ед.	Вид работ
<b>Оборудование</b>		
Блок манифольд	1	Предназначен для соединения насосных агрегатов с устьем скважины
Колонная головка Cameron 15000 PSI	1	Предназначена для обвязки колонн и герметизации межтрубного пространства
Извлекаемый пакер Seit 15000 PSI	1	Предназначен для герметичного разобщения интервалов ствола обсадной колонны
Скрепер	1	Предназначен для скребкования интервала установки пакера

Таблица 6.2 – Список необходимых материалов для проведения гидроразрыва пласта

Наименование	Название	Количество	Ед.изм
Пропант ВР 2	16/20 Боровичи	60	Т
Гелант	WG-46	832	Кг
Стабилизатор глин	WCS-100	462	Л
Дезэмульгатор	WNE-135	462	Л
Сшиватель	DBXL-301	595	Л
Брейкер	WGB-1	36,5	Кг
Биоцид	Bioclear 1000	2,3	кг
<b>Всего жидкости</b>		<b>231</b>	<b>м<sup>3</sup></b>

Расчет топлива осуществляется исходя из того, что а/м Камаз 43114 был в пути 340 км за всё время работ, следовательно при расходе топлива 38л/100 км было потрачено 131 литров д/т. Для оставшейся авто-техники было аналогично посчитано ГСМ руководствуясь технической характеристикой ТС(таблица 6.3).[15]

Таблица 6.3 – Расчёт материальных затрат

Ресурсы	Количество	Стоимость за ед., руб.	Стоимость комплекта, руб.
Спецодежда	24 шт	8 000	192 000
ГСМ для а/м 4АН-700	4*164 л	40 руб/литр	26240
ГСМ для а/м УСГ-30	130 л	40 руб/литр	5200
ГСМ для а/м Камаз 53229	143 л	40 руб/литр	5720
ГСМ для а/м Камаз 6560	125 л	40 руб/литр	5000
ГСМ для а/м Камаз 5350	140 л	40 руб/литр	5600
ГСМ для а/м Камаз 43114 Э	131 л	40 руб/литр	5240
ГСМ для а/м Камаз 5350	140 л	40 руб./литр	5600
Пропант ВР 2	60 т	21200	1272000
Гелант	832 кг	1200	998400
Стабилизатор глин	462 л	900	415800
Дезэмульгатор	462 л	1252	578424
Сшиватель	595 л	430	255850
Брейкер	36,5 кг	1700	62050
Биоцид	2,3 кг	2300	5290
<b>Итого:</b>	-	-	<b>3 838 414</b>



Объём Жидкости, геля и количество пропанта берётся из представленного в главе 5 «Дизайна ГРП»

Расчет затрат на приобретение специального оборудования для проведения гидроразрыва приведён в таблице 6.4.

Таблица 6.4 – Расчет затрат на приобретение специального оборудования для проведения ГРП

№ п/п	Наименование	Количество, ед.	Стоимость за ед, руб.	Стоимость за комплект, руб.
1.	Линия манифольд	1	278000	278000
2.	Колонная головка Cameron 15000 PSI	1	250000	250000
3.	Пакер Seit 15000 PSI	1	264000	264000
4.	Скрепер	1	127000	127000
	<b>Итого:</b>			<b>919 000</b>

Вывод: для проведения работ, связанных увеличением интенсификации притока на скважине № X X, необходимо наличие основных и вспомогательных материалов, общая стоимость которых будет равна  $3\ 838\ 414 + 919\ 000 = 4\ 757\ 414$  рублей.

## 6.2 Расчёт времени на проведение мероприятия

Время на проведение мероприятия включает в себя время на монтаж и демонтаж манифольдов, площадки скважины и проведение ГРП.

Таблица 6.5 – Время на выполнение подготовительного мероприятия

Операция	Источник норм	Общее время, ч
Глушение скважины	Факт.	7
Монтаж подъемного агрегата и расстановку бригадного оборудования	ЕНиР Сб. Е4, Вып. 1.	15
Подъем подземного оборудования	ЕНиР Сб. Е 1, ч. 2.	10
Промывка забоя скважины и в случае необходимости реперфорация	ЕНиР Сб. Е14.	16
Спуск-подъем гидравлического скрепера и скреперование интервала установки пакера	Факт.	11
Спуск, посадка, опрессовка пакера на НКТ-89 мм	ЕНиР Сб. Е14, ч. 8.	12
Проведение ГРП	Факт.	14
Демонтаж оборудования	ЕНиР Сб. Е20 Вып. 1.	11
<b>Итого:</b>		<b>96</b>

Общее время на проведение подготовительного мероприятия будет равно 96 ч.

### 6.3 Расчёт амортизационных отчислений

Затраты определяются, исходя из балансовой стоимости основных производственных фондов и нематериальных активов и утвержденных в установленном порядке норм амортизации, учитывая ускоренную амортизацию их активной части. Нормы амортизации для техники при ГРП выбираем согласно классификации основных средств, включаемых амортизационные группы, (утв. Постановлением Правительства РФ от 07 июля 2016 г. № 640).

Расчет амортизационных отчислений на оборудование, при проведении гидроразрыва пласта представлен в таблице 6.6.

Таблица 6.6 – Расчет амортизационных отчислений

Объект	Стоимость руб.	Норма амортизации и %	Норма амортизации в год, руб.	Норма амортизации в час, руб.	Кол-во	Время работы, час.	Сумма амортизации, руб.
Линия Манифольд	278000	20	55600	6,347032	1	96	609,3151
Колонная головка Cameron 15000 PSI	250000	20	50000	5,707763	1	96	547,9452
Пакер Seit 15000 PSI	264000	20	52800	6,027397	1	96	578,6301
Скрепер	127000	20	25400	2,899543	1	96	278,3562
4АН-700	3426410	10	342641	39,11427	4	96	15019,88
УСГ-30	2917456	10	291745,6	33,30429	1	96	3197,212
Камаз 53229	2561234	10	256123,4	29,23783	1	96	2806,832
Камаз 6560	2628791	10	262879,1	30,00903	1	96	2880,867
Камаз 5350	2891423	10	289142,3	33,00711	1	96	6337,365
Камаз 43114 Э	2098391	10	209839,1	23,95424	1	96	2299,607
<b>Итого</b>					<b>4</b>		<b>34556</b>

Примечание: Амортизация рассчитывается исходя из срока полезного использования, согласно Классификации основных средств для техники – 10 лет, для линии манифольд, колонной головки, пакера, скрепера -5 лет. Срок эксплуатации для всего перечня оборудования принимается равным рабочему времени по гидравлического разрыва пласта (96 часов).

### 6.4 Расчёт заработной платы

Персонал для проведения необходимого проектирования: геолог; лаборант, супервайзер.

Персонал для проведения фактической операции: мастер ГРП; 2 оператора блендера; 8 операторов насосных агрегатов; оператор станции управления; машинист автокрана; оператор песковоза.

Персонал для проведения вспомогательных операций: мастер ДНГ, 4 оператора ДНГ, 2 водителя вахтовки.

Расчет суммы, начисленной по тарифным ставкам, должностным окладам, сдельным расценкам или в процентах от выручки от реализации продукции (работ, услуг) в соответствии с принятыми на предприятии (организации) формами и системами оплаты труда.

Таблица 6.7 – Надбавки и доплаты к заработной плате работника

Районный коэффициент	1,5
Северная надбавка	1,5
Доплата за вредность	1,12
Компенсационная выплата за время нахождения в пути на вахту/с вахты	1400р
Компенсационная выплата за вахтовый метод работы	1,1

Таким образом, зная количество работников, рассчитаем заработную плату на проведение одного ГРП таблица 6.8.

Таблица 6.8 – Расчет заработной платы сотрудников

Должность	Количество	Оклад(ед.), руб.	Районный коэффициент	Заработная плата с учетом надбавок, руб.(50%)	компенсационная выплата за вахтовый метод работы	доплата за вредность	Итого заработная плата, руб.(вахта 17 дней)	Итого заработная плата за выполненные работы, руб. (96 часов).
Геолог	1	32 916	16 458	16 458	3 292	3 950	73 074	17 193,77
Лаборант	1	16 732	8 366	8 366	1 673	2 008	37 145	8 740,01
Супервайзер	1	46 912	23 456	23 456	4 691	5 629	104 145	24 504,62
Мастер ГРП	1	38 156	19 078	19 078	3 816	4 579	84 706	19 930,90
Оператор Блендера	2	22 943	11 472	11 472	2 294	2 753	50 933	23 968,69
Оператор насосных агрегатов	8	21 379	10 690	10 690	2 138	2 565	47 461	89 339,07

Продолжение таблицы 6.8

Должность	Количество	Оклад(ед.), руб.	Районный коэффициент	Зарботная плата с учетом надбавок, руб.(50%)	компенсационная выплата за вахтовый метод работы	доплата за вредность	Итого заработная плата, руб.(вахта 17 дней)	Итого заработная плата за выполненные работы, руб. (96 часов).
Оператор станции управления	1	23 678	11 839	11 839	2 368	2 841	52 565	12 368,27
Машинист автокрана	1	20 543	10 272	10 272	2 054	2 465	45 605	10 730,70
оператор песковоза	1	20 792	10 396	10 396	2 079	2 495	46 158	10 860,76
Мастер ДНГ	1	34 627	17 314	17 314	3 463	4 155	76 872	18 087,52
Оператор ДНГ	4	19 987	9 994	9 994	1 999	2 398	44 371	41 761,1
Водитель вахтовки	2	20 543	10 272	10 272	2 054	2 465	45 605	21 461,39
<b>ИТОГО:</b>	<b>24</b>							<b>298 946,77</b>

Примечание: Зарботная плата за выполненный вид работы рассчитывается исходя из того, что в рабочей вахте 17 дней.

### 6.5 Отчисления во внебюджетные фонды

В таблице 6.9 представлен расчет страховых отчислений во внебюджетные фонды, такие как: Пенсионный фонд России (ПФР), Фонд социального страхования (ФСС), Федеральный фонд обязательного медицинского страхования (ФОМС).

Таблица 6.9 – Страховые тарифы на обязательное страхование в ОСС, ПФР, ФСС и ФОМС.

Должность	Зарботная плата за выполненный вид работ, руб.	Тип страховых отчислений и ставка по отчислениям, руб.			
		Страх. взн,0,4%	ПФР, 22%	ФСС, 2,9%	ФОМС, 5,1%
Геолог	17194	68,8	3783	498,6	876,9
Лаборант	8740	35,0	1923	253,5	445,7
Супервайзер	24505	98,0	5391	710,6	1249,7
Мастер ГРП	19931	79,8	4385	578,0	1016,5
Оператор Блендера	23969	95,8	5273	695,1	1222,4
Оператор насосных агрегатов	89339	357,4	19655	2590,8	4556,3
Оператор станции управления	12368	49,4	2721	358,7	630,8
Машинист автокрана	10731	43,0	2361	311,2	547,3
Оператор песковоза	10861	43,4	2389	315,0	553,9
Мастер ДНГ	18088	72,4	3979	524,5	922,5

Продолжение таблицы 6.9

Оператор ДНГ	41761	167,0	9187	1211,1	2129,8
Водитель вахтовки	21461	85,8	4722	622,4	1094,5
<b>ИТОГО:</b>		<b>90880,6</b>			

Примечание: страховые тарифы начисляются на заработную плату сотрудников за выполненную работу согласно таблице 6.8.

### 6.6 Формирование бюджета затрат на реализацию проекта

Общие затраты на реализацию проведения гидроразрыва пласта представлены в таблице 6.10

Таблица 6.10 – Затраты на проведение организационно-технического мероприятия

№	Состав затрат	Сумма затрат, руб.	Примечание
1	Расчёт материальных затрат	3 838 414	Согласно таблице 6.3
2	Расчет затрат на приобретение специального оборудования для проведения ГРП	919 000	Согласно таблице 6.4
3	Расчет амортизационных отчислений	34 554	Согласно таблице 6.6
4	Расчет заработной платы сотрудников	298 946,77	Согласно таблице 6.8
5	Отчисления во внебюджетные фонды	90 880,9	Согласно таблице 6.9
6	Итого основные расходы	5 181 196,67	
7	Накладные расходы (16% от суммы п.1-5)	828 991,47	
8	Всего затраты на мероприятие	6 010 787,14	

Вывод: Для увеличения коэффициента нефтеизвлечения на X нефтегазоконденсатном месторождении, используют гидравлический разрыв пласта.

Гидроразрыв пласта позволяет увеличить дебит по действующему фонду добывающих скважин, в результате технологических расчетов было выявлено, что дебит скважины увеличится до 33,7 т/сут, до ГРП он составлял – 9,5 т/сут (прирост составил 24,2 т/сут). Таким образом, экономический эффект обеспечивается за счет увеличения среднесуточного дебита по скважине.

Исходя из таблицы 6.10, для полного проведения работ, по интенсификации притока с помощью гидроразрыва пласта на X нефтегазоконденсатном месторождении, необходимо заложить в план работ затраты на сумму 6 010 787,14 рублей.

Стоимость нефти на середину мая 2018 года составляет 28 440 рублей за тонну (цена нефти марки Urals 474\$ США за 1 тонну, курс доллара принят 60 рублей за 1\$). За 31 день стабильной работы добывающей скважины выручка составит –

$$28\,440 \text{ руб/т} \cdot 24,2 \text{ т/сут} \cdot 31 \text{ сут} = 21\,335\,688 \text{ руб}$$

Для расчёта чистой прибыли, помимо затрат на проведение работ по ГРП, так же нужно учесть налоговые вычеты. Налог на добычу полезных ископаемых:

$$\text{НДПИ} = \text{налоговая база в тоннах} \cdot (\text{ставка} \cdot K_{\text{ц}} - (K_{\text{ндпи}} \cdot K_{\text{ц}} \cdot (1 - K_{\text{в}} \cdot K_{\text{з}} \cdot K_{\text{д}} \cdot K_{\text{дв}} \cdot K_{\text{кан}})))$$

$$\text{НДПИ} = 750 \text{ т} \cdot (919 \cdot 10,4787 - (559 \cdot 10,4787 \cdot (1 - 0,3 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 0,3 \cdot 1))) = 3\,224\,636 \text{ рублей.}$$

Налог на прибыль:

$$N_{\text{пр}} = (\text{выручка} - \text{НДПИ} - Z_{\text{грп}}) \cdot \frac{N_{\text{ст}}}{100},$$

где  $Z_{\text{грп}}$  – затраты на проведение ГРП,

$N_{\text{ст}}$  – ставка налога на прибыль, 20%.

$$N_{\text{пр}} = (21\,335\,688 - 3\,224\,636 - 6\,010\,787) \cdot 0,20 = 2\,420\,053 \text{ руб};$$

Прибыль чистая за месяц:

$$П_{\text{ч}} = 21\,335\,688 - 3\,224\,636 - 2\,420\,053 - 6\,010\,787 = 9\,680\,212 \text{ руб.}$$

Срок окупаемости затрат на мероприятие рассчитывается по формуле:

$$T_{\text{ок}} = \frac{Z_{\text{общ}}}{П_{\text{ч}}} \text{ (месяц)}$$

$$T_{\text{ок}} = \frac{6\,010\,787}{9\,680\,212} = 0,62 \text{ м} = 19,22 \text{ сут};$$

Таким образом, расчет экономической эффективности от внедрения мероприятия гидравлический разрыв пласта показывает, что его применение ведет за собой увеличение среднесуточного дебита, тем самым увеличивая прибыль. Затраты на проведение гидравлического разрыва пласта окупятся приблизительно в течение 19 суток, что свидетельствует о целесообразности проведения гидравлического разрыва пласта на скважине № X X X нефтегазоконденсатного месторождения.

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2БМ6В	Фокин Н.С.

<b>Школа</b>	Инженерная школа природных ресурсов	<b>Отделение школы (НОЦ)</b>	Отделение нефтегазового дела
<b>Уровень образования</b>	Магистратура	<b>Направление/специальность</b>	21.04.01 «Нефтегазовое дело», Профиль «Управление разработкой и эксплуатацией нефтяных и газовых месторождений»

### Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона)	<i>Скважинные площадки и буровые установки, на которых применяется метод интенсификации притока жидкости с применением гидроразрыва пласта.</i>
<b>Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:</b>	
<b>1. Производственная безопасность</b> 1.1. Анализ выявленных вредных факторов при эксплуатации проектируемого решения:  1.2. Анализ выявленных опасных факторов при эксплуатации проектируемого решения:	<i>При проведении исследований на скважине к вредным факторам, значительно влияющим на безопасность и производительность труда, можно отнести:</i> 1. Работа с вредными веществами. 2. Метеоусловия. 3. Недостаточная освещенность рабочей зоны. 4. Шумы и вибрация. <i>К опасным факторам, возникающим при исследовании скважины, относят:</i> 1. Механические опасности.
<b>2. Экологическая безопасность:</b>	• Перечень проблем по охране недр. • Решения по обеспечению экологической безопасности.
<b>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b>	• Перечень возможных ЧС. • Выбор наиболее типичной ЧС. • Разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации ее последствий.
<b>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b>	• Правовые особенности формы осуществления трудового процесса. • Описание организационных мероприятий обеспечения безопасности.

### Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

<p><i>Таблицы:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Опасные и вредные факторы при проведении гидравлического разрыва пласта</li> <li>• Описание вредных веществ и их воздействия на человека</li> <li>• Нормы электрического освещения для производственных объектов</li> <li>• Допустимые уровни звукового давления и эквивалентного уровня звука</li> <li>• Гигиенические нормы уровней виброскорости</li> </ul>	
--	--

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	10.02.2018
--	------------

### Задание выдал консультант:

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
ассистент	Абраменко Никита Сергеевич	к.э.н.		

### Задание принял к исполнению студент:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
2БМ6В	Фокин Никита Сергеевич		

## **Введение**

Социальная ответственность или корпоративная социальная ответственность (как морально-этический принцип) – ответственность перед людьми и данными им обещаниями, когда организация учитывает интересы коллектива и общества, возлагая на себя ответственность за влияние их деятельности на заказчиков, поставщиков, работников, акционеров.

При разработке низкопроницаемых коллекторов все большее применение находят технологии, связанные с методом гидравлического разрыва пласта как способа интенсификации притока жидкости, а также способа разработки залежей с трудно извлекаемыми запасами нефти. В связи с этим возникает необходимость оценки результатов применения данной технологии на процессе извлечения нефти.

Рабочей зоной инженера по ГРП является куст скважин. Основной деятельностью инженера ГРП является поддержание правильного режима закачки продавочной жидкости, жидкости песконосителя; контроль параметров разрыва пласта; разборка, ремонт и сборка оборудования для гидравлического разрыва.

Работа на кусте ведется круглый год, несмотря на погодные условия.



## 7 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

### 7.1 Производственная безопасность

Проведение гидравлического разрыва пласта осуществляется на объектах нефтегазодобычи, которые наравне с объектами нефтепереработки и сбытовых предприятий, относятся к категории повышенной опасности, как носители опасных и вредных факторов. В ходе работы, выполняющая ГРП бригада может подвергаться воздействию опасных и вредных производственных факторов, основные из них представлены в таблице 7.1.

Таблица 7.1 – Опасные и вредные факторы при проведении гидравлического разрыва пласта

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы (по ГОСТ 12.0.003-74)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Полевые работы: 1) монтаж оборудования и техники; 2) считывание информации с электронных приборов; 3) закрытие/открытие и смена режимов работы скважины; 4) отбор проб нефти, газа и конденсата.	1. Токсическое и раздражающее воздействие веществ, проникающих через органы дыхания; 2. Повышенная или пониженная температура и влажность воздуха рабочей зоны 3. Недостаточная освещенность рабочей зоны 4. Превышение уровней шума и вибрации.	1. Движущиеся машины и механизмы; 2. Острые кромки, заусенцы и шероховатость на поверхностях оборудования; 3. Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека; 4. Образование воспламеняющейся смеси.	ГОСТ 12.1.007–76 ССБТ [23] ГОСТ 12.1.005–88 ССБТ [24] ГОСТ 12.1.003–2014 ССБТ [25] ГОСТ 12.1.012–90 ССБТ [24] ГОСТ 12.2.003–91 ССБТ [23] ГОСТ 12.1.038–82 ССБТ [25] ГОСТ 12.1.010–76 ССБТ [23] СП 52.13330.2011 [24]

В рамках данной работы рассматриваются современные методы интенсификации притока жидкости к скважине, позволяющие существенно сократить время, затрачиваемое на их проведение. Сокращение времени проведения методов интенсификации в свою очередь приводит к сокращению негативного воздействия на работника и окружающую среду.

#### 7.1.1 Анализ вредных факторов производственной среды и обоснование мероприятий по их устранению

##### 1) Вредные вещества

Наибольший вред при проведении гидравлического разрыва пласта оказывают химические вещества, встречающиеся в виде примесей природных газов или используемые на промысле. Так в процессе проведения гидроразрыва и отбора проб возможен выброс большого количества природного газа и сопутствующих веществ. Одновременно с этим зачастую приходится производить закачку химических реагентов для предотвращения процессов, влияющих на

результат проведения ГРП. Все эти вещества оказывают разное влияние на организм человека и имеют свои предельно допустимые концентрации (ПДК).

К средствам индивидуальной защиты относятся специальная одежда, специальная обувь и другие средства индивидуальной защиты (изолирующие костюмы, средства защиты органов дыхания, средства защиты рук, средства защиты головы, средства защиты лица, средства защиты глаз). Вместе с сумкой от противогаза прилагается в обязательном порядке бирка с именем работника и паспорт противогаза, а на противогазе должен быть штамп о его исправности и сроке следующего испытания.

## **2) Метеоусловия**

Работы по увеличению притока жидкости к скважинам, предполагают нахождение рабочих на открытом воздухе с связи с необходимостью контроля за состоянием скважины, оборудования и непосредственно процессом исследования. Метеоусловия рабочей среды могут оказывать негативное воздействие на характер работы и процесс теплообмена. Человек, длительное время находящийся в неблагоприятных метеоусловиях, может почувствовать слабость, понизить производительность труда или заболеть.

Быстрая утомляемость, вызванная высокой температурой, может вызывать перегрев организма, профессиональные заболевания или тепловой удар. В свою очередь при низких температурах может произойти переохлаждение организма, что приводит к простудным заболеваниям и обморожениям.

Процессы перегревания организма при высоких температурах воздуха и переохлаждения организма при низких температурах усиливаются влиянием повышенной относительной влажности. В то же время при низкой влажности происходит пересыхание слизистых оболочек глаз и дыхательных путей работающего.

На процесс теплоотдачи организма значительно влияет подвижность воздуха. При высоких температурах это имеет положительный эффект, однако ухудшает ситуацию при низких температурах. При ветре в диапазоне скоростей 5-10 м/сек затрудняется дыхание, свыше 10 м/сек нарушается нормальное дыхание, при 15 м/сек исчезает фаза покоя между вдохом и выдохом. Велико и механическое воздействие ветра на человека: при скорости 11 м/сек давление воздуха на 1 м<sup>2</sup> равно 15,3 кг, а при 17 м/сек – 34,4 кг.

К средствам коллективной защиты от неблагоприятных метеорологических условий относят: оградительные устройства (толстые стены, двойные окна, двери

и т.п.), автоматизацию контроля за производственными процессами, термоизоляцию, введение технологий, обеспечивающих дистанционное управление.

В качестве средств индивидуальной защиты от низких температур работники получают спецодежду согласно ГОСТ 29335-92 «Костюмы мужские для защиты от пониженных температур».

### 3) Освещение

При недостаточном освещении рабочей зоны у работника проявляется повышенная утомляемость, развивается близорукость и становится более затруднительным проведение длительных работ. Также низкий уровень освещенности вызывает общее недомогание и сонливость. Помимо этого, в таких условиях может развиваться чувство тревоги. При длительном пребывании в плохо освещенной рабочей зоне у работника могут возникать проблемы с обменом веществ и скоростью реакции. интенсивности обмена веществ в организме и ослаблением его реактивности.

И наоборот, слишком яркое освещение, нарушая механизм вечернего и ночного зрения, приводит к снижению работоспособности, излишней возбужденности нервной системы, понижению зрительных функций. Кроме этого, яркий свет может ослепить работника во время выполнения его обязанностей, что может сопровождаться фотоожогом глаз, кератитом, катарактой и подобными нарушениями.

Соблюдение следующих требований определяет производственное освещение как рациональное:

- достаточная равномерности распределения светового потока на рабочих поверхностях;
- глаз работника не должен испытывать слепящего действия;
- глаз без напряжения должен отчетливо различать нужные предметы.

В газодобывающей промышленности освещение зданий, помещений, сооружений, устройств и оборудования обязано удовлетворять правилам пожаро- и взрывобезопасности.

Таблица 7.3 – Нормы электрического освещения для производственных объектов

Наименование объекта	Общая минимальная освещенность, лк
Рабочие места при проведении ГРП:	
— устье скважины	26
— лебедка	75

— подъемная мачта	2
— люлька верхнего рабочего	15
— приемные мостки	10
— таль-блок	30
Шкалы контрольно-измерительных приборов в помещениях и наружных установках	50
Нефтяные трапы, газовые сепараторы и т.п.	20
Место замера уровня и управления задвижками	2
Нефтеналивные и сливные эстакады	5
Лаборатории	75
Стоянки автомашин	10

Равномерность освещения рабочих помещений достигается таким размещением светильников, при котором не создаются падающие тени от работающего и от расположенного вблизи оборудования. Если по условиям работы тени нельзя устранить, то освещенность в тени должна соответствовать нормам освещенности. Избежать теней можно правильной подвеской и распределением светильников. При общем освещении каждое место работы для смягчения теней должно освещаться несколькими светильниками. К средствам нормализации освещения производственных помещений и рабочих мест относят: источники света (лампы накаливания и газоразрядные лампы), осветительные приборы (светильники, проекторы), световые проемы и окна, светозащитные устройства, светофильтры.

#### **4) Шум и вибрация**

Шум, так же как и вибрация, является «загрязнителем» окружающей среды. Шумом называется комплекс распространяемых в воздухе беспорядочных звуковых колебаний различной физической природы, выходящий за пределы звукового комфорта.

Отрицательное действие шума на организм человека в наибольшей степени сказывается на органах слуха и центральной нервной системе. Даже незначительный шум (50-60 дБА) создает значительную нагрузку на нервную систему, воздействует на нее психологически. Отсутствие необходимой тишины, особенно в ночное время, приводит к преждевременной усталости, а иногда и к заболеваниям. Длительное воздействие сильного шума (более 80 дБА) вызывает общее утомление, снижает слуховую чувствительность, может привести к профессиональной тугоухости и даже к шумовой травме (при уровнях более 120 дБА). При этом у пострадавших отмечаются головокружение, шум и боль в ушах,

может лопнуть барабанная перепонка.

Однако производственный шум негативно влияет не только на органы слуха. При уровне шума более 90 дБА наблюдается повышение давления, головокружение и боли в голове, изменения ритма сердцебиения и дыхания, снижение остроты зрения. Его действие может приводить к замедлению скорости реакций и ослаблению внимания. Такие изменения в условиях газодобывающего промысла увеличивают риск возникновения чрезвычайных ситуаций. Также имеет место рост заболеваемости персонала, снижение производительности и трудоспособности.

Таблица 7.4 – Допустимые уровни звукового давления и эквивалентного уровня звука (ГОСТ 12.1.003-83 с изм. 1999г.)

Рабочие места	Уровни звукового давления, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц									Уровни звука и эквивалентные уровни звука, дБа
	31,5	53	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
Постоянные рабочие места и рабочие зоны в производственных помещениях и на территории предприятий	107	95	87	82	78	75	73	71	69	80

Таблица 7.5 – Гигиенические нормы уровней виброскорости (ГОСТ 12.1.012-90)

Вид вибрации	Допустимый уровень виброскорости, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц										
	1	2	4	8	16	31,5	63	125	250	500	1000
Технологическая	-	108	99	93	92	92	92	-	-	-	-

Вибрация вызывает в организме человека многочисленные реакции, которые являются причиной функциональных расстройств различных органов. Под воздействием вибрации происходят изменения в периферической и центральной нервной системах, сердечно-сосудистой системе, опорно-двигательном аппарате. Вредное воздействие вибрации выражается в виде повышенного утомления, головной боли, болях в суставах костей и пальцах рук, повышенной раздражительности, нарушении координации движения. В отдельных случаях

длительное воздействие интенсивных вибраций приводит к развитию «вибрационной болезни», ведущей к частичной или полной потере трудоспособности.

К коллективным средствам защиты от шума и вибрации относят устройства: звукоизолирующие, звукопоглощающие, глушители шума, виброизолирующие, виброгасящие и вибропоглощающие.

### **7.1.2 Анализ опасных факторов производственной среды и обоснование мероприятий по их устранению**

#### **Механические опасности**

Под механическим травмированием человека понимают повреждения кожных покровов, мышц, костей, сухожилий, позвоночника, глаз, головы и других частей тела. Все источники механического травмирования можно разделить на реально и потенциально опасные. В условиях проведения гидроразрыва пласта, к реально опасным источникам относят движущиеся гусеничный транспортёр-тягач, тягач с лебедкой, передвижная лаборатория, а также части буровой установки и приборы при спуско-подъемных операциях. Помимо этого, к ним относят острые кромки и выступы на различных частях оборудования и различные вращающиеся детали. К потенциально опасным источникам относят устье скважины, газопровод, газовые баллоны, так как при нарушении правил их эксплуатации может произойти их разрушение (взрыв). А также, при несоответствии требованиям безопасности, площадки обслуживания оборудования на высоте.

К средствам коллективной защиты относят ограждения, защитные сетки, знаки безопасности, устройства автоматического контроля и сигнализации, предохранительные и тормозные устройства. К средствам индивидуальной защиты от механического травмирования относят специальную одежду, специальную обувь, средства защиты рук, головы, глаз, лица и предохранительные пояса. В свою очередь данные средства защиты включают в себя большое число подвидов (подгрупп). Деление производится по назначению (от ударов, порезов, проколов и т. д.).

### **7.2 Экологическая безопасность**

При эксплуатации месторождений, проведении гидравлического разрыва пласта скважин в основу всех технологических процессов заложены мероприятия по охране недр и окружающей среды. Целью таких мероприятий является увеличение объема извлекаемых запасов, более полное использование горючих ископаемых, создание безаварийности производства и обеспечение высокой

эффективности. Задание, в котором указываются меры по обеспечению безаварийности и безопасности, утверждают главные геолог и инженер добывающего предприятия. Все работы по интенсификации притока жидкости ведутся по данному заданию. Подготовка и проведение исследовательских работ осуществляется в соответствии с техническими инструкциями и отраслевыми стандартами. Ответственность и обязанности руководителей, инженеров, специалистов и работников определяет особое положение, действующее в газовой промышленности. К нарушителям могут быть применены разные формы ответственности: от дисциплинарной до уголовной.

В соответствии с требованиями Федерального закона при проведении гидравлического разрыва пласта должны планироваться и выполняться природоохранные мероприятия, снижающие негативное воздействие на окружающую среду.

Выполнение мероприятий по охране окружающей природной среды обеспечивает соответствующее структурное подразделение добывающей организации либо специализированная сторонняя организация. Контроль за соблюдением природоохранных мероприятий осуществляет отдел экологии (экологическая служба) организации.

При осуществлении природоохранных мероприятий должны учитываться специфические особенности процесса интенсификации притока жидкости. Технические средства и технологии должны учитывать природно-климатические условия района ведения работ и быть направлены на исключение загрязнения или сведение его к минимуму.

Для снижения негативного воздействия на окружающую среду должны предусматриваться следующие типовые мероприятия:

– по охране атмосферного воздуха:

а) исключение выбросов продуктов исследования скважин в атмосферный воздух;

б) использование технологий и оборудования при гидравлическом разрыве пласта, снижающих выброс загрязняющих веществ в атмосферный воздух;

– по охране водных объектов:

а) исключение сброса сточных и загрязненных вод, а также технологических жидкостей в водные объекты;

б) применение технологий и оборудования для исследования скважин, снижающих объемы водопотребления (водоотведения), а также объемы и состав загрязняющих веществ в сточных водах;

– по охране почв, грунтов, ландшафтов:

а) исключение загрязнения почв, грунтов, ландшафтов, нарушения растительного покрова;

б) рекультивация нарушенных участков почв, грунтов, ландшафтов.

Мероприятия по охране окружающей среды при исследовании конкретной скважины или скважин следует предусмотреть в плане (программе) исследования скважины (скважин).

Природоохранные мероприятия должны соответствовать требованиям действующего федерального законодательства, нормативных правовых актов соответствующего субъекта Федерации и других регламентирующих документов.

### **7.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

Оператор при обнаружении загазованности рабочего места обязан немедленно проверить, не превышает ли она допустимые нормы. В случае повышения допустимых норм загазованности необходимо принять меры предосторожности, разместить знаки, которые предупреждают о запрете курения, проезда или разведение огня, а затем сообщить об этом буровому мастеру или мастеру по добыче нефти и газа.

При замерзании линий или задвижек и образования в них гидратных пробок в процессе гидравлического разрыва пласта их следует отогревать горячей водой или паром. Применение открытого огня для отогрева задвижек и линий, а также применение ломов и других предметов для расхаживания задвижек запрещается.

Всякие работы по пробивке пробок в насосно-компрессорных трубах грузом, присоединенным к проволоке, запрещаются.

В случае обнаружения неисправности, которая может вызвать аварию, необходимо немедленно известить руководителя работ. Своевременно замеченная неисправность оборудования позволяет провести его ремонт или замену, что позволяет предотвратить возникновение аварийной ситуации.

Наиболее типичными ЧС являются пожары. В случае возникновения пожара необходимо:

–прекратить все технологические операции;

–сообщить о пожаре;



- отключить электроэнергию;
- принять меры к удалению людей из опасной зоны;
- умело и быстро выполнять обязанности, изложенные в плане ликвидации аварий;
- изолировать очаг пожара от окружающего воздуха;
- горящие объемы заполнить негорючими газами или паром;
- принять меры по искусственному снижению температуры горящего вещества.

В большинстве случаев горение ликвидируется одновременным применением нескольких методов.

При несчастном случае необходимо немедленно освободить пострадавшего от воздействия травмирующего фактора, оказать ему первую доврачебную помощь и сообщить непосредственному руководителю о несчастном случае.

При необходимости вызвать скорую помощь или отправить пострадавшего в учреждения здравоохранения.

По возможности сохранить обстановку на месте несчастного случая до начала расследования, за исключением случаев, когда необходимо вести работы по ликвидации аварии и сохранению жизни и здоровья людей.

#### **7.4 Правовые вопросы и организационные мероприятия обеспечения безопасности**

Знание и соблюдение трудового и гражданского кодекса, а также налогового законодательства Российской Федерации является важной обязанностью технолога предприятия. При этом работу вахтовым методом строго регламентируют статьи 297-302 главы 47 трудового кодекса Российской Федерации. В федеральных государственных учреждениях и органах порядок выплаты и размер надбавки за вахтовый метод работы устанавливаются нормативными правовыми актами Правительства Российской Федерации.

Лица до 18 лет, к проведению гидравлического разрыва пласта не допускаются. Выполнение работ по интенсификации притока жидкости следует проводить лицам, прошедшим обучение и проверку знаний в соответствии с требованиями правил охраны труда, пожарной, промышленной и противоданной безопасности.

Гидроразрыв пласта проводится по плану, утвержденному главным инженером и главным геологом добывающей организации. В плане указывается допустимый предел снижения давления, гарантирующий отсутствие возможности смятия эксплуатационной колонны, с указанием мероприятий по безопасности; гидроразрыв пласта следует проводить под руководством ответственного инженерно-технического работника и с соблюдением действующих инструкций. Находиться посторонним лицам в рабочей зоне разрешается только с согласия администрации объекта или руководителя работ. Продувку скважины следует проводить через прочно закрепленную продувочную линию со штуцером и при полностью открытых задвижках на выкидной линии. Продувка и измерения проводятся только с использованием крайних задвижек. Задвижки при этом открываются полностью. В период смены диафрагм задвижку необходимо закрыть на измерительной линии. На продувочной линии, параллельно с этим, требуется полностью открыть задвижку. Всех работников, кроме осуществляющих манипуляции с задвижками, перед открытием задвижки требуется удалить от устья скважины, измерительной и продувочной линии на безопасное расстояние. Только после того, как задвижка полностью открыта, допускается фиксировать значения показаний манометра/термометра. Затем осуществляется перекрытие на рабочем выкиде соответствующих задвижек и перевод на резервный выход струи. Давление в струне за штуцером перед выполнением замены штуцерных патрубков и штуцера необходимо снизить до атмосферного с помощью установленного на линии вентиля.

Во время движения струи газа, как и при его внезапном прекращении, запрещается подходить со стороны диафрагмы к измерителю течений. При проведении в работающих скважинах глубинных измерений разрешается применение только специального лубрикатора. Такой лубрикатор должен быть оборудован манометром, самоуплотняющимся сальником, у отвода должен иметься трехходовый кран или устройство, которое его заменяет. Каждый лубрикатор следует опрессовать на полуторакратное максимальное давление. Глубинный прибор на время проведения демонтажа или монтажа головки лубрикатора устанавливается на закрытую полностью задвижку буфера. Давление в лубрикаторе перед началом извлечения из него глубинного прибора требуется понизить до стандартного с помощью запорного устройства. Длина шаблона должна быть не меньше, а диаметр на 2мм больше соответствующих размеров спускаемого в скважину геофизического прибора.

Инженерно-техническим работникам (ИТР) и операторам, занятым проведением работ по интенсификации притока жидкости с применением гидроразрыва пласта, для выявления пригодности к выполнению обязательно проходить обязательных предварительного (при поступлении на работу) и периодических (в возрасте до двадцати одного года – ежегодные) медицинские осмотры. Работники могут проходить внеочередные медицинские осмотры (обследования) при наличии соответствующих медицинских рекомендаций. Допуск к работе лиц, не прошедших медицинский осмотр, осуществляется в соответствии с трудовым законодательством.

В пределах профессиональных обязанностей инженерно-техническим работникам и рабочим следует соблюдать правила трудового распорядка, в том числе производственную и трудовую дисциплину; выполнять требования инструкций по охране труда по профессиям и видам работ, производственной санитарии и пожарной безопасности; быстро и правильно ориентироваться в производственной обстановке, своевременно обнаруживать неисправности, знать и оперативно реагировать на первые признаки опасности, немедленно сообщать о сложившейся ситуации руководителю, а в необходимых случаях оперативно принимать меры по предотвращению аварий и несчастных случаев, ограничивать и осуществлять вывод людей из опасной зоны, спасение материальных ценностей; уметь пользоваться средствами индивидуальной и коллективной защиты работников, организовывать доврачебную помощь пострадавшим, четко знать, как и когда следует вызывать скорую медицинскую помощь, пожарную и противодивизионную службы.

### **7.5 Законодательное регулирование проектных решений**

При анализе эффективности гидроразрыва пласта на X месторождение работник должен знать и соблюдать гражданский и трудовой кодексы и налоговое законодательство Российской Федерации.

Работа вахтовым методом регламентирована главой 47 трудового кодекса Российской Федерации (ст. 297–302).

Вахтовый метод – особая форма осуществления трудового процесса вне места постоянного проживания работников, когда не может быть обеспечено ежедневное их возвращение к месту постоянного проживания.

Вахтовый метод применяется при значительном удалении места работы от места постоянного проживания работников или места нахождения работодателя в целях сокращения сроков строительства, ремонта или реконструкции объектов

производственного, социального и иного назначения в необжитых, отдаленных районах или районах с особыми природными условиями, а также в целях осуществления иной производственной деятельности.

Работники, привлекаемые к работам вахтовым методом, в период нахождения на объекте производства работ проживают в специально создаваемых работодателем вахтовых поселках, представляющих собой комплекс зданий и сооружений, предназначенных для обеспечения жизнедеятельности указанных работников во время выполнения ими работ и междусменного отдыха, либо в приспособленных для этих целей и оплачиваемых за счет работодателя общежитиях, иных жилых помещениях.

Продолжительность вахты не должна превышать одного месяца. В исключительных случаях на отдельных объектах продолжительность вахты может быть увеличена работодателем до трех месяцев.

Лицам, выполняющим работы вахтовым методом, за каждый календарный день пребывания в местах производства работ в период вахты, а также за фактические дни нахождения в пути от места нахождения работодателя (пункта сбора) до места выполнения работы и обратно выплачивается взамен суточных надбавка за вахтовый метод работы.

Работникам, выезжающим для выполнения работ вахтовым методом в районы Крайнего Севера и приравненные к ним местности из других районов:

- устанавливается районный коэффициент и выплачиваются процентные надбавки к заработной плате в порядке и размерах, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях;

- предоставляется ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск в порядке и на условиях, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих вахтовым методом.

## **Заключение**

В результате анализа полученных результатов, можно сделать вывод, что наиболее эффективным методом повышения интенсификации притока жидкости на X месторождении является ГРП. Ему уступают ремонтно-изоляционные работы, а так же проведение физико-химических методов обработки призабойной зоны, которые дают не значительный положительный эффект.

Проведенный анализ ГТМ позволяет сэкономить средства и сосредоточится на эффективных методах интенсификации.

Исследуя проектируемые данные и данные полученные после проведения ГРП, было отмечено незначительное отличие их от фактических значений, что подтверждает проведенный расчет технологических параметров.

Комплексный анализ промысловых данных работы скважины после ГРП позволяет сделать вывод о высокой эффективности его применения, что подтвердилось успешным проведением гидроразрыва пласта на скважине № X X.

В данной работе проведен расчет экономического эффекта, при котором получены следующие результаты:

- прирост дебита на скважине после проведения ГРП увеличился с 20 до 81 м<sup>3</sup>/сут;
- для полного проведения работ, по интенсификации притока с помощью гидроразрыва пласта на X месторождении, необходимо заложить в план работ затраты на сумму 6 010 787 рублей;
- затраты на проведение гидравлического разрыва пласта окупились в течении 19 суток, что свидетельствует о целесообразности проведения гидравлического разрыва пласта на скважине.

Таким образом, можно прогнозировать дальнейшее внедрение ГРП на скважинах X месторождения.

## Список используемой литературы

1. Дополнение к проекту разработки Яунлорского нефтегазоконденсатного месторождения / ТО «СургутНИПИнефть» - Сургут 2012
2. Проект разработки Яунлорского месторождения / ТО «СургутНИПИнефть» - Сургут 2008
3. Анализ разработки Яунлорского месторождения / ТО «СургутНИПИнефть» - Сургут 2004
4. Ильина Г.Ф. Методы и технологии повышения нефтеотдачи для коллекторов Западной Сибири: учебное пособие/ Г.Ф. Ильина, 2-е изд. - Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2012.-166 с.
5. Логинов Б. Г. Интенсификация добычи нефти методом кислотной обработки. Гостоптехиздат, 1951.
6. Максимов М. И. Обработка скважин соляной кислотой. Гостоптехиздат, 1945.
7. Алексеева И.В. Филиппов А.Г. Методика проведения газоконденсатных исследований, определение составов и физико-химических свойств газовой и жидкой составляющих пластового газа. М., ООО «ИРЦ Газпром», 2001 г.
8. Кудинов В.И., Сучков Б.М. Методы повышения производительности скважин. Самара: Кн. изд-во, 1996.
9. Кудинов В.И. Основы нефтегазопромыслового дела. - Москва-Ижевск: институт компьютерных исследований; Удмуртский Госуниверситет. 2004.
10. Усачев П.М. Гидравлический разрыв пласта. Москва: Недра, 1986.
11. Каневская Р.Д. Зарубежный и отечественный опыт применения гидроразрыва пласта, Москва: ВНИИОЭНГ, 1998.
12. Приказ Министерства труда и социальной защиты РФ от 25.12.12 N 625н «Об утверждении Классификации видов экономической деятельности по классам профессионального риска».
13. Налоговый кодекс Российской Федерации (часть вторая) от 05.08.2000 N 117-ФЗ (ред. от 06.04.2015).
14. Методические указания по разработке раздела «Социальная ответственность» выпускной квалификационной работы бакалавров и магистров Института природных ресурсов / Сост. Н.В. Крепша. – Томск: Изд. ТПУ, 2014. – 53 с.
15. Методические указания к выполнению индивидуальных заданий для студентов дневного и заочного обучения всех направлений и специальностей ТПУ / Сост. О.Б. Назаренко. – Томск: Изд. ТПУ, 2008. – 20 с.
16. ICCSR 26000:2011 «Социальная ответственность организации»

17. ГОСТ 12.0.003.-74.ССБТ. Опасные и вредные производ. факторы.
18. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03. Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещенному освещению жилых и общественных зданий. – М.: Госкомсанэпиднадзор, 2003 (утв. Главным государственным санитарным врачом РФ 6.04.03 г.).
19. СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 «Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы». – М.: Госкомсанэпиднадзор, 2003 (утв. Главным государственным санитарным врачом РФ 13.06. 2003 г.).
20. ППБ 01-03. Правила пожарной безопасности в Российской Федерации. – М.: Министерство Российской Федерации по делам гражданской обороны, чрезвычайным ситуациям и ликвидации последствий стихийных бедствий, 2003.
21. Р 2.2.2006-05. Руководство по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда. – М.: Минздрав России, 1999.
22. «Рекомендации по устранению и предупреждению неблагоприятного влияния монотонии на работоспособность человека в условиях современного производства (методические рекомендации)» (утв. Минздравом СССР 26.09.1980 N 2257-80).
23. ГОСТ 12.1.019-79 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
24. ГОСТ 12.1.030-81. Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление.
25. Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок (ПОР Р М-016-2001). – СПб.: ДЕАН, 2001. – 120 с.
26. Трудовой кодекс Российской Федерации, Глава 47. Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом.
27. Сулейманов М.М. Охрана труда в нефтяной безопасности. 1985 г.
28. Домин П.А. Справочник по технике безопасности. 1985 г.
29. Булатов Н.А. Охрана окружающей среды. М.: Недра, 1990
30. ГОСТ 12.1.003–83 (1999) ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
31. ГОСТ 12.1.004–91. Пожарная безопасность. Общие требования (01.07.92).
32. ГОСТ 12.1.019-79 (с изм. №1) ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
33. ГОСТ 24940-81. Здания и сооружения. Методы измерения освещенности.

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА  
ВЫПОЛНЕННОГО НА ИНОСТРАННОМ ЯЗЫКЕ**

**ПРИЛОЖЕНИЕ А**

**Раздел:  
HYDRAULIC FRACTURING AND FLUIDS FOR FRACTURE APPLICATION  
Гидравлический разрыв пласта и жидкости для применения ГРП**

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2БМ6В	Фокину Никите Сергеевичу

<b>Школа</b>	Инженерная школа природных ресурсов	<b>Отделение школы (НОЦ)</b>	Отделение нефтегазового дела
<b>Уровень образования</b>	Магистратура	<b>Направление/специальность</b>	21.04.01 «Нефтегазовое дело», Профиль «Управление разработкой и эксплуатацией нефтяных и газовых месторождений»

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	10.02.2018
---	------------

Руководитель ВКР

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Доцент	Арбузов Валерий Николаевич	к.ф. - м.н., доцент		

**Задание выдал консультант-лингвист отделения иностранных языков ШБИП:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
доцент	Уткина Анна Николаевна	к. филос. н., доцент		

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
2БМ6В	Фокин Никита Сергеевич		



## **HYDRAULIC FRACTURING**

### **The History of Hydraulic**

Hydraulic fracturing commonly referred to as “fracking” has had an undeniable impact on the energy industry in the United States. Oil production last year reached its highest level in fourteen years, thanks in part to the output from North Dakota’s Bakken Shale.

One of the arguments against fracking is it’s a “new science.” Most people would be surprised to learn fracking dates back to the U.S. Civil War. “In November 1866, Civil War veteran, Colonel Edward Roberts received U.S. patent No. 59,936 for a process he called “Superincumbent Fluid Tamping.” Roberts invention came to be known as the “Exploding Torpedo.”

Roberts’ process involved lowering an iron case containing between fifteen to twenty pounds of black powder, into a well as near as could be determined, where it would be necessary to detonate it. The borehole was filled with water creating the “fluid tamping” effect, to concentrate the concussion and more efficiently fracture the surrounding oil strata. The “explosive shot” also removed built up paraffins from the well casing which clogged the casing and reduced production. In 1868, nitroglycerin became the preferred blasting agent over black powder, with nitroglycerin detonations continuing to be used until 1989.

The effects of the process were so successful, some oil companies hired unlicensed operators to “torpedo” their wells, working by “moonlight,” which was where the term, “moonlighting” originated. On April 18, 1939, Ira J. McCullough of Los Angeles received two patents for his multiple bulletshot casing perforator. McCullough’s revolutionary innovation of firing at several levels through a borehole’s protective casing greatly enhanced the flow of oil.

In 1947, in Hugoton, Kansas a massive natural gas field was hydraulically fractured. This was the first time a gas field was fracked. In 1949, based upon the success of the fracking of the gas field in Kansas, a team of petroleum production experts performed the first commercial application of hydraulic fracturing east of Duncan, Oklahoma. Later that same day, Halliburton and Stanolind successfully fractured a well near Holliday, Texas.

America’s first “shale boom” sprang from the innovative thinking of an independent producer from Galveston, Texas, George P. Mitchell, (1919 – 2013). In the 1970s and 80s, the conventional large pools of natural gas were tapped out. Drillers searched in vain

for new geological formations. Mitchell's breakthrough was in the economic extraction of natural gas from shale. Mitchell found shale had naturally occurring cracks in it and drilled in the Barnett Shale in east Texas. The results were spectacular with the field producing huge quantities of natural gas. In the mid to late 2000s, other companies took the technology and applied it to the Bakken Shale in North Dakota and the Marcellus Shale in Pennsylvania.

In the Bakken field which had produced oil since 1951, billions of barrels of new oil production were produced. Regarding the Marcellus Shale, the U.S. now has an estimated over 200 years' worth of natural gas.

Because of fracking, the U.S. became the largest oil producer in the world. The U.S. is using more natural gas and the country is well positioned to meet the growing energy demands for the next twenty-five years.

### **The Hydraulic Fracturing Process**

Hydraulic Fracturing is not a drilling technique. It is a technology used to enhance the flow of gas/oil from a well, once the drilling is completed and the drilling rig is removed from the site. The process takes on the average, three to five days to complete. Once the process is complete, the well is ready to produce oil and/or natural gas.

While the well is being drilled, multiple layers of casing and cement are installed. When the well has been drilled and cased to its intended depth and the horizontal section has been cased and cemented, the drilling crew is replaced by the fracking crew. The first operation in the well completion process is to perforate the casing in the production zone. It is through these perforations fracking fluids are pumped to 'fracture' the shale formations. Once the production zone casing is perforated, the fracking crew proceeds to prepare the water-based solution for the insertion into the geologic formation. As in the past, water remains the most important component of a successful fracturing operation. It is the water which not only creates the tiny fissures in the deep shale rock which liberates the natural gas, but also acts as the delivery mechanism for the sand, which works to keep those newly formed fissures open so the oil or gas can be collected. The water added to the well must be pressurized to create the fractures in the rock. A typical fracking operation can involve the use of 200 "pump trucks" to deliver pressurized water into the wellbore. Deep shale wells can require 2 to 10 million gallons of water. The solution added is 99.5% water and sand. The remaining percentage of the solution is composed of additives to control the growth of bacteria in the wellbore, which could corrode the pipes. Other additives alter the surface tension of the water, allowing it to be more easily sent down the hole and extracted when the fracking operation is complete.

While 99+% of the solution is composed of water and sand, environmentalists have raised the concern of the additives contaminating aquifers. The petroleum industry maintains there isn't a single "hazardous" additive in the fracking solution. Operators maintain that under federal law, they are bound by the "Community Right-to-Know Act." The law mandates detailed product information sheets be developed, updated as necessary and made immediately available to emergency response personnel in the event of an accident.

A recent effort by the U.S. Department of Energy and the Ground Water Protection Council culminated in the creation of Frac Focus. This is a searchable, nationwide database with specific well-by-well information on the additives used in the fracturing process. Further, a dozen states require additional disclosure. By weight and volume, the most prominent of the additives is a substance known as "guar." This is an emulsifying agent typically found in ice cream. Environmentalists also cite their concern over "Trade Secrets." The current law allows a company to request a designated constituent contained within a larger "additive" set be protected. The petroleum industry responding, all component information must be released to responders and medical personnel in an emergency. Even without an emergency, companies still disclose the general name of the constituent in question. They also provide its common industrial uses and the volumes at which it is being deployed. Industry claims the vast majority of these substances are considered "non-hazardous" by the Environmental Protection Agency.

When evaluating the potential for the contamination of an aquifer, the depth of the oil and gas wells is an obvious consideration. The American Exploration and Production Council state the average depth of a deep shale gas well to be about 7,500-feet. The website, Energy and Capital, states the average depth of an oil well on land can range from 5,000- feet to 20,000-feet. This is well below the depth of usable underground aquifers where an average private well can average <1,000-feet.

Once a well is drilled a fracture stimulation operation is performed to ready the well for production. The steps taken in the fracturing process are as follows:

- The well is engineered to ensure the casing and cementing program protects fresh water and the well can reach its intended target
- The well is drilled vertically through many thousands of feet of solid rock, well below any usable aquifers, and then drilled horizontally into the shale formation.
- As the well is drilled, state regulations require it to be reinforced with multiple layers of protective steel casing and cement, which is designed to stabilize

and protect groundwater and fresh water aquifers. The casing is tested after cementing to ensure the integrity of the system.

- Once integrity is ensured, a fracture design, tailored to the formation's geology is created using fracture modeling software.
- The production zone in the horizontal section is perforated using a perforating gun lowered into the wellbore.
- Fluid is pumped into the formation at a calculated rate and pressure to generate carefully designed millimeter thick fissures in the target formation. The combination of the water and the additives combine to carry the sand into the fractures and when the water is removed, the sand remains, holding the fracture open. During the fracturing operations, injection pressure, volume and rate are carefully monitored to ensure the fracture meets the design parameters.
- For the well to produce natural gas, an initial volume of produced water and sediment is removed and collected at the surface to be recycled or disposed of at state regulated disposal facilities, once the operation has been completed.
- The newly created fissures are propped open by the sand. This allows the natural gas to flow into the wellbore and to be collected at the surface.

### **Hydraulic Fracturing Fluids**

Since the advent of hydraulic fracturing in 1947 there has been a plethora of different and sometimes strange fluids used to create hydraulic fractures and transport and suspend propping agents. The very first fracturing fluid was gasoline gelled with World War II surplus Napalm. The fracturing treatment conducted in the Hugoton Gas Field in Southwestern Kansas was quite small and was conducted using cement pumping units. The gelled gasoline was prepared in the measuring tanks of the cement trucks and less than 100 barrels of gel and fewer than 50 sacks of river sand were pumped into the well. Thankfully, the well had considerable skin damage and the treatment was a success [9].

Otherwise the inception of Hydraulic Fracturing as we know it would have been delayed for some finite period. I believe that it would have been eventually discovered due to the basic simplicity of what is accomplished with Hydraulic Fracturing [9].

At the time of the first fracturing treatment, there was an almost overwhelming fear of placing anything other than hydrocarbons on producing formations. Because of this the

dominant fracturing fluids for many years were hydrocarbon based. Many treatments were conducted using lease crude, diesel or condensate. These treatments suffered greatly because of the lack of viscosity to carry and suspend proppants [9].

There was an obvious need for viscosity and the first attempts at achieving viscosity other than the dangerous gasoline napalm mixture were essentially soap type products which consisted of Toll oil fatty acids, hydrocarbons and caustic soda. This type of product although suffering from relatively high friction pressure was used well into the 70's. Another product developed was an oil external emulsion. At some point because of all of the inherent danger and assorted problems with oil based systems the industry started moving toward the use of water based fluids. Initially early systems utilized were water and starch. Starch was found to be very shear sensitive and did not last long with the advent of the use of guar gum for thickening water. Guar based fluids and guar derivatives have been in use as viscosifiers for creation of linear gels for over 50 years and as base components for crosslinked fluids for nearly 40 years. Illustration 1 is a typical guar base gel with the consistency of syrup [9].



Figure 2 – typical guar base gel with the consistency of syrup.

Another early innovation that occurred in hydraulic fracturing fluids was the use of high molecular weight polyacrylamide polymers as friction reducers to allow high rate pumping of water and sand in relatively deep reservoirs down tubing. These turbulence suppression agents allowed fracture stimulation of relatively deep reservoirs by dramatically reducing the pumping pressure down tubulars. Interestingly enough these same materials that have been in existence for nearly 50 years are the mainstay for the Waterfrac Process which has taken over approximately 40% of all fracturing treatments in the domestic US [9].

The first introduction of crosslinked fracturing fluids was in 1968 with the pumping of a low pH guar based fluid crosslinked with Antimony. This fluid was pumped by Halliburton. Within a few months all of the major service companies were pumping

crosslinked gels. The earliest systems from non Halliburton vendors were all crosslinked Borates with guar as the base [9].

These early systems typically were 80 pounds per 1000 gallons of guar and created some extremely viscous fracturing fluids. Illustration 2 is a picture depiction of a Borate Crosslinked gel. It should be noted that the dominate fracturing fluid used today for conventional formations with a bottom hole temperature less than 300 degrees Fahrenheit is an updated Borate guar system [9].



Figure 3 – Borate Crosslinked gel

Coinciding with research on oil gelling agents by the Dow chemical company much improved oil gel systems were introduced in the late 60's by Dowell. There had been an ongoing cycle of water based versus oil based systems since the inception of fracturing and this cycle still goes on today with oil gels being promoted due to assumed damage from water based systems. The oil gels developed by Dowell (now Schlumberger) consisted of aluminum phosphate esters triggered with a base. These gel types still dominate the industry although one service company, BJ Services, has developed and is using a proprietary non Phosphate system. All of these systems came from Military Napalm research. One of the more interesting fluids developed in the 60's was a fluid developed by Exxon Production Research with the name "Superfrac". This fluid was a combination of very thick oil heated to 180 degrees Fahrenheit [9].

This heating was required so it would thin and become pumpable. This oil was then emulsified with a small amount of water and surfactant to disallow the acceptance of more water into the emulsion. This very viscous product which was the consistency of tar was then pumped down the well mixed with proppant. To be able to pump this mixture a mechanical device was installed on the wellhead whereby there was an external water ring created in the casing or tubulars. There were hundreds of these jobs pumped in the domestic US prior to the advent of Crosslinked gels. It is the opinion of the author that

the negative parts of “Superfrac” such as handling the very hot tar like material were a driving force in the development of more user friendly fluids [9].

Also occurring in the late 60’s there was a fluid developed by Dowell termed “Gas Frac”. This system was a mixture of CO<sub>2</sub>, Propane, and Alcohol. Dowell built special pressurized blenders to mix the fluid and advertised it as a eutectic mixture, i.e. a fluid that would convert to a vapor based upon the ratio of CO<sub>2</sub> to Propane. Halliburton and other service companies followed suit with mixtures of gelled alcohol and CO<sub>2</sub> as well as mixtures of Aromatic hydrocarbons and CO<sub>2</sub>. These systems although thought to be the ultimate in non-damaging fracturing fluids were short lived. There have been at least four or five more attempts at introducing alcohol or alcohol CO<sub>2</sub> based systems and all have found little or no success compared to conventional fracturing fluid systems. It should also be noted that one company located in Canada built special equipment and opened several stations in the US claiming to have a system for fracturing with viscosified CO<sub>2</sub>. The system was limited to pumping less than 40,000 pounds of proppant and there was some question as to the effectiveness of the gelling agent used. Like the Gas Frac this system had a very short lifespan [9].

From the late 1960’s onward there were tremendous developments in the area of both water base and oil base fracturing fluids. In the area of linear polymers the industry introduced several different derivatives of guar. For many years Hydroxypropylguar was the dominate base gel used in the industry [9].

Nearly 70 percent of all water based fluids both linear and crosslinked were HPG. The major sales point for HPG was that the derivative, which was not only had better pound per pound viscosity and crosslink properties, also had considerably less residue on breakdown. After the initial high use of Borate gels in the late 60’s the service companies introduced a large number of different fracturing fluids. The different crosslinkers used were Titanium, Aluminum, Chromium, Zirconium as well as the previously mentioned Antimony. Some of the crosslink systems that were created used a redox mechanism but eventually the industry moved to the use of ligands of metals such as Titanium Triethanolamine, Zirconium Lactate, etc. In the late 70’s the dominate fluid was HPG crosslinked with Titanium Ligands. As we moved into the 80’s the industry moved toward the use of Zirconium Ligands crosslinking Carboxymethylhydroxypropylguar. CMHPG, because of its anionic character, has become the fluid of choice for reservoirs with bottom hole temperatures of 300 degrees F and higher. As stated earlier there has been a resurgence of the use of much improved Borate guar systems which dominate the crosslink fluids used at temperatures below 300

Fahrenheit. In the area of energized and foamed fluids both Guar and CMHPG are used in linear foams. The dominate crosslinked fluid containing CO<sub>2</sub> is a low pH fluid using a Zirconium Ligand which function in the pH range of CO<sub>2</sub>. There is a fairly widely used CO<sub>2</sub> system using guar crosslinked with a Titanium Ligand. This fluid which has been around for more than 20 years comprises most of the use of Titanium in the industry. Virtually all of the previously mentioned fluids are compatible with Nitrogen and there are very large numbers of both energized and foamed crosslinked systems using virtually all of the metals and base gels [9].

In fairly recent years the service companies have developed some new fluids which are being field tested around the world. Schlumberger has developed a series of non-polymeric "Surfactant gels" which create high viscosity fluids with no gel residue. These fluids have excellent properties but suffer from high cost. Halliburton has developed a fluid which consists of low molecular weight particles of derivatized guar crosslinked with a high concentration of Borate. This system is purported to have good cleanup properties and have some functionality in reuse. Like the surfactant gel this product suffers from high cost and secondarily due its low molecular weight has high pumping friction. Another development in fracturing fluid from Schlumberger is the addition of slowly soluble fibers to fracturing gels to assist in proppant transport. This system if being field tested and we are awaiting field results on its performance versus more conventional fluids [9].

### **Fracturing Fluid Additives**

There have over the years been significant advances in various additives utilized in the fracturing gels. The wide array of low moderate and high temperature breakers which have been developed has allowed us to be able to have perfect proppant transport fluids which last for reasonable pump times at temperatures as low as 70 degrees F to as high as 350 degrees Fahrenheit and also have the fluids degrade back to water viscosity. These breakers include low and high temperature oxidizers, peroxides, enzymes, and encapsulated versions of all these products. Virtually all of the major service companies have a complete spectrum of breakers which cover all temperature and pH ranges. In addition to breakers there have been developments in the area of crosslinker delay additives and crosslink accelerators which allow precise control of crosslink time where this is required due to tortuosity or friction pressure requirements [9].

Future needs in research and development on Fracturing Fluids As we are moving into deeper and higher temperature reservoirs we are at the limit of guar based or guar



derivative polymers. There are no commercially available fluids which will remain stable at temperatures above 375 degrees F. Some crosslinked acrylamides have been tested but suffer greatly from inconsistency in performance due to the methods required in manufacture of the base polymer. This area has not been pursued in the past due to lack of market but is fast becoming a necessity as we move into productive intervals with bottom hole temperatures greater than 400 Fahrenheit [9].

Because of the very large volume of the Waterfrac fluids used additional work is needed in the area of optimized turbulence suppression additives and other chemicals to optimize production from highly fractured conventional and unconventional reservoirs. Additionally more work is need in the area of functionality of surfactants in these fluids. There is substantial evidence that some of the surfactants are not beneficial and in some cases are detrimental when used in extremely tight reservoirs [9].

A recent development has been the incorporation of a degrading agent for polyacrylamide friction reducers used in Waterfracs. These additives have been particularly beneficial in areas where oil production is achieved from source rock. Because of the very large treatments and concurrently the very large amount of acrylamide used there were prior to the advent of the breakers large amount of the viscous acrylamide produced out of wells disrupting production [9].

### **Chemical Use In Hydraulic Fracturing**

Chemicals serve many functions in hydraulic fracturing. From limiting the growth of bacteria to preventing corrosion of the well casing, chemicals are needed to insure that the fracturing job is effective and efficient [9].

The number of chemical additives used in a typical fracture treatment depends on the conditions of the specific well being fractured. A typical fracture treatment will use very low concentrations of between 3 and 12 additive chemicals, depending on the characteristics of the water and the shale formation being fractured. Each component serves a specific, engineered purpose. For example, the predominant fluids currently being used for fracture treatments in the gas shale plays are water-based fracturing fluids mixed with friction-reducing additives (called slickwater). The addition of friction reducers allows fracturing fluids and sand, or other solid materials called proppants, to be pumped to the target zone at a higher rate and reduced pressure than if water alone were used. In addition to friction reducers, other additives include: biocides to prevent microorganism growth and to reduce biofouling of the fractures; oxygen scavengers and other stabilizers to prevent corrosion of metal pipes; and acids that are used to remove drilling mud damage within the near-wellbore area [9].

Fluids are used to create the fractures in the formation and to carry a propping agent (typically silica sand) which is deposited in the induced fractures to keep them from closing up. The figure A 3 below; which was prepared by ALL Consulting and is an updated version of the chart originally published in Modern Shale Gas Development in the United States: A Primer, demonstrates the average volumetric percentages of additives used for hydraulic fracturing treatment over multiple oil and gas plays [9].

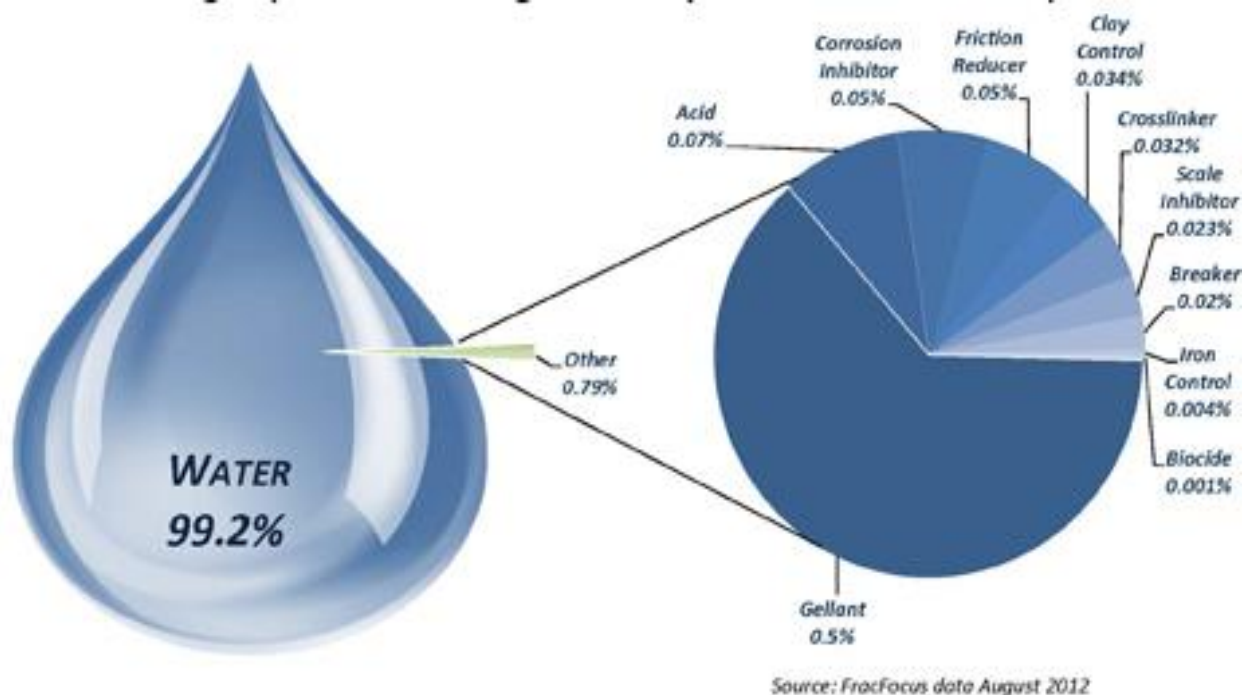


Figure 4 – Average Hydraulic fracturing Fluid Composition for US Shale Plays

The make-up of fracturing fluid varies from one geologic basin or formation to another. Evaluating the relative volumes of the components of a fracturing fluid reveals the relatively small volume of additives that are present. The additives depicted on the right side of the pie chart represent less than 0.8% of the total fluid volume. Overall the concentration of additives in most slickwater fracturing fluids is a relatively consistent 0.5% to 2% with water making up 98% to 99.2% [9].

Because the make-up of each fracturing fluid varies to meet the specific needs of each area, there is no one-size-fits-all formula for the volumes for each additive. In classifying fracturing fluids and their additives it is important to realize that service companies that provide these additives have developed a number of compounds with similar functional properties to be used for the same purpose in different well environments. The difference between additive formulations may be as small as a change in concentration of a specific compound [9].

Although the hydraulic fracturing industry may have a number of compounds that can be used in a hydraulic fracturing fluid, any single fracturing job would only use a few of the available additives. For example, the chart shown above, represents 12 additives used, covering the range of possible functions that could be built into a fracturing fluid [9].

## Conclusion

We have numerous tools with which we can effectively stimulate virtually any lithology up to 380 degrees F. With a small amount of effort we will have a stable fluid for use well past 400 degrees F. There is much work to do not only in high temperature areas but also in improving the systems used in the exploding work in very tight and unconventional reservoirs.

## Bibliography

1. West Virginia Geological and Economic Survey. 1997. Enhancement of the Appalachian Basin Devonian Shale Resource Base in the GRI Hydrocarbon Model. Prepared for: Gas Research Institute. December 1997.
2. Modern Shale Gas. Development in the United States: a primer. April 2009.
3. Boyer, C., J. Kieschnick, R. Suarez-Rivera, R. Lewis, and G. Walter. 2006. Schlumberger. Oilfield Review. Producing Gas from Its Source. Pp 36-49. Autumn 2006.
4. Veatch, R.W., Jr., Z. A. Moschovidis, and C. R. Fast. An Overview of Hydraulic Fracturing. Recent Advances in Hydraulic Fracturing, Edited by J.L. Gidley, S.A. Holditch, D.E. Nierode, and R.W. Veatch Jr. Society of Petroleum Engineers, Henry L Doherty Series Monograph. v 12.
5. Overbey, W.K., A.B. Yost, and D.A. Wilkins. 1988. Inducing Multiple Hydraulic Fractures from a Horizontal Wellbore. SPE Paper 18249.
6. Schlumberger.PowerSTIM..<http://www.slb.com/content/services/stimulation/fracturing/powerstim.asp>? Accessed: September 2008.
7. Meyer & Associates, Inc. User's Guide for the Meyer Fracturing Simulators. Sixth Edition.
8. Arthur, J.D., B. Bohm, and M. Layne. 2008. ALL Consulting. Hydraulic Fracturing Considerations for Natural Gas Wells of the Marcellus Shale. Presented at the GWPC Annual Forum in Cincinnati, OH. September 2008.
9. John Ely, Ely & Associates, Hydraulic Fracturing Fluids. ROGTEC, 2014. <https://rogtecmagazine.com/wp-content/uploads/2014/10/111.pdf>