

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

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы ОПТИМИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИИ ПОВТОРНЫХ МНОГОСТАДИЙНЫХ ГИДРАВЛИЧЕСКИХ РАЗРЫВОВ ПЛАСТОВ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ
--

УДК 622.276.66.(571.1)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б6В1	Коростелёв Артем Анатольевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Деева Вера Сергеевна	К.Т.Н.		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Клемашева Елена Игоревна	К.Э.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Сечин Андрей Александрович	К.Т.Н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

Результаты освоения ООП

Код	Результат освоения ООП	Требования ФГОС ВО, СУОС, критериев АИОР, и/или заинтересованных сторон
P1	Применять базовые естественнонаучные, социально-экономические, правовые и специальные знания в области нефтегазового дела, самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОК(У)-1, ОК(У)-2, ОК(У)-4, ОК(У)-6, ОК(У)-7, ОК(У)-8, ОПК(У)-1, ОПК(У)-2)</i>
P2	Решать профессиональные инженерные задачи на основе информационной и библиографической культуры с применением информационно-коммуникационных технологий и с учетом основных требований информационной безопасности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ ОК(У)-3, ОК(У)-5, ОК(У)-9, ОПК(У)-5, ОПК(У)-6)</i>
P3	Осуществлять и корректировать технологические процессы при эксплуатации и обслуживании оборудования нефтегазовых объектов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ПК(У)-1, ПК(У)-2, ПК(У)-3, ПК(У)-6, ПК(У)-7, ПК(У)-8, ПК(У)-10, ПК(У)-11)</i>
P4	Выполнять работы по контролю промышленной безопасности при проведении технологических процессов нефтегазового производства и применять принципы рационального использования природных ресурсов а также защиты окружающей среды в нефтегазовом производстве	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ, (ПК(У)-4, ПК(У)-5, ПК(У)-9 ПК(У)-12, ПК(У)-13, ПК(У)-14, ПК(У)-15)</i>
P5	Получать, систематизировать необходимые данные и проводить эксперименты с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий для решения расчетно-аналитических задач в области нефтегазового дела	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-4, ПК (У)-23, ПК (У)-24)</i>
P6	Использовать стандартные программные средства для составления проектной и рабочей и технологической документации в области нефтегазового дела	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ ОК(У)-4, ОПК(У)-3, ОПК(У)-5, ОПК(У)-6, ПК(У)-25, ПК(У)-26)</i>
P7	Работать эффективно в качестве члена и руководителя команды, формировать задания и оперативные планы, распределять обязанности членов команды, нести ответственность за результаты работы при разработке и эксплуатации месторождений	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-4, ПК(У)-9, ПК(У)-14), требования профессионального стандарта 19.021 Специалист по промысловой геологии</i>
P8	Управлять технологическими процессами, обслуживать оборудование, использовать любой имеющийся арсенал технических средств, обеспечивать высокую эффективность при разработке и реализации проектов нефтегазовых объектов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-5, ОПК(У)-6, ПК(У)-9, ПК(У)-11), требования профессионального стандарта 19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата</i>
P9	Повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности на опасных производственных объектах, соблюдать правила охраны труда и промышленной безопасности, выполнять требования по защите окружающей среды	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-6, ОПК(У)-7, ПК(У)-4, ПК(У)-7, ПК(У)-13), требования профессионального стандарта 19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата, 19.021 Специалист по промысловой геологии.</i>

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

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП

 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б6В1	Коростелёв Артем Анатольевич

Тема работы:

Оптимизация технологии повторных многостадийных гидравлических разрывов пластов на месторождениях Западной Сибири	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	110-32/с от 20.04.2021

Срок сдачи студентом выполненной работы:	18.06.2021
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, технологические регламенты, нормативные документы.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Обзор современных подходов к гидравлическому разрыву пласта. Анализ особенности воздействия на пласт при одностадийном гидроразрыве пласта и при многостадийном. Критерии выделения пластов, участков и конкретных скважин для проведения данного типа геолого-технических мероприятий.

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

(с указанием разделов)

Раздел	Консультант
Особенности применения технологии гидравлического	Старший преподаватель Максимова Юлия

разрыва пласта	Анатольевна
Анализ современных технологий гидроразрыва пласта, опыта применения	Старший преподаватель Максимова Юлия Анатольевна
Рассмотрение технологий повторного гидроразрыва пласта, оптимизация проведения геолого-технического мероприятия	Старший преподаватель Максимова Юлия Анатольевна
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, к.э.н., Клемашева Елена Игоревна
Социальная ответственность	Доцент, к.т.н., Сечин Андрей Александрович

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	21.04.2021
---	------------

Задание выдал руководитель / консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Деева Вера Степановна	к.т.н.		21.04.2021
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			21.04.2021

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б6В1	Коростелёв Артем Анатольевич		21.04.2021

ОБОЗНАЧЕНИЯ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

ГТМ – геолого-технические мероприятия;

ППД – поддержание пластового давления;

ГРП – гидравлический разрыв пласта

МГРП - многостадийный гидравлический разрыв пласта

ГДИС – гидродинамические исследования скважин

ТМС – термометрическая система

ГС – горизонтальная скважина

ПГИ – промыслово-геофизические исследования

КРС – капитальный ремонт скважин

ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства

ОТСЭК – оценка технического состояния эксплуатационной колонны

ВНК – водонефтяной контакт

ТрИЗ – трудно извлекаемые запасы

ОИЗ – оценка извлекаемых запасов

ОПЗ – обработка призабойной зоны

ЗКЦ – заколонная циркуляция

КВУ – кривая восстановления уровня

КДВ – кривая восстановления давления

ИК – инфракрасный каротаж

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 96 страниц, в том числе 12 рисунков, 20 таблиц. Список литературы включает 28 источников.

Ключевые слова: коэффициент охвата, гидравлический разрыв пласта, степень воздействия на пласт, логарифмический график, горизонтальный ствол скважины.

Объектом исследования являются технологии гидравлического разрыва пласта.

Цель исследования – проведение сравнительного анализа применяемых методов гидроразрыва пласта с последующей оптимизацией технологии для повторных гидравлических разрывов пластов на месторождениях Западной Сибири.

В процессе исследования были подробно рассмотрены существующие методы гидравлического разрыва пласта и степень их эффективности. Были проанализированы усовершенствованные методы гидравлического разрыва пласта и опыт их применения. Дана сравнительная оценка и получен вывод о наиболее оптимальном геолого-техническом мероприятии для рассматриваемых типов коллекторов Западной Сибири.

В результате исследования выявлен положительный эффект гидравлического разрыва пласта методом iFRAC.

Область применения: горизонтальные добывающие скважины.

Потенциальная экономическая эффективность связана с дополнительной добычей нефти за счет применения гидравлического разрыва пласта.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	10
1 АНАЛИЗ ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВЫХ УСЛОВИЙ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА	12
1.1 Анализ добычи нефти на горизонтальных скважинах с многостадийным гидро разрывом пласта	12
1.2 Традиционный подход к интерпретации данных анализа добычи/давления с использованием модели горизонтальной скважины с идентичными трещинами гидро разрыва пласта на всех стадиях.....	14
1.3 Комплексный подход к интерпретации данных анализа добычи/давления и промыслово-геофизических исследований в горизонтальных скважинах..	17
1.4 Апробация различных подходов к анализу добычи/давления в горизонтальной скважине с многостадийным гидро разрывом пласта.....	21
1.5 Методика выбора оптимальной геометрии трещины для повышения эффективности проведения гидро разрыва пласта на месторождении Западной Сибири.....	26
1.6 Перспективы применения кислотного геля для закачки проппанта в процессе проведения гидро разрыва карбонатных пластов на территории Самарской области.....	28
1.7 Опыт стимуляции карбонатных коллекторов в АО «Самаранефтегаз» с применением кислотного гидро разрыва пласта	30
1.8 Мировой опыт проведения кислотно-проппантного гидро разрыва пласта	33
2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ПРОЦЕССА ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА	37
2.1 Анализ фонда скважин для проведения геолого-технических мероприятий	37
2.2 Оценка текущего скин-фактора при подборе скважин-кандидатов на проведение ГРП, ОПЗ и повторного ГРП.....	40
2.3 Факторный анализ причин недостижения расчетного дебита нефти.....	42
2.4 Технология проведения многостадийного гидро разрыва пласта	44
2.5 Технология применения многостадийного гидро разрыва пласта	47

2.6 Современные технологии повторного гидроразрыва пласта	49
3 ОПТИМИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИИ ПОВТОРНОГО ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА В ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СТВОЛАХ СКВАЖИН	55
3.1 Особенности проведения гидроразрыва пласта методом iFrac.....	55
3.2 Оптимизация технологии многостадийного гидроразрыва пласта	58
3.3 Рекомендации по выбору оптимального варианта гидроразрыва пласта	59
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	61
4.1 Предпроектный анализ	61
4.1.1 Техничко-экономическое обоснование проведения гидравлического разрыва пласта	61
4.2 Бюджет разработки	61
4.2.1 Расчет затрат на специальное оборудование для проведения гидравлического разрыва пласта	61
4.2.2 Расчет затрат на монтаж модуля гидроразрыва пласта.....	63
4.2.3 Расчет эксплуатационных затрат на проведение цикла гидравлического разрыва пласта на одном кусту скважин.	63
4.2.4 Нормативный показатель затрат на все виды ремонта для каждого оборудования комплекса гидроразрыва пласта	64
4.2.5 Нормативный показатель затрат на замену быстроизнашивающихся частей.....	66
4.2.6 Расчет материальных затрат	67
4.2.7 Нормативный показатель затрат на смазочные материалы.....	68
4.2.8 Нормативные показатели затрат на гидравлическую жидкость	68
4.2.9 Стоимость эксплуатации машины в год	69
4.3 Расходы на оплату труда и отчисления во внебюджетные фонды.....	70
4.4 График выполнения работ процедуры гидроразрыва пласта на примере одной операции	72
4.5 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности проекта.....	73

4.5.1 Расчет экономической эффективности при использовании модуля для проведения гидравлического разрыва пласта	73
4.5.2 Расчет срока окупаемости	74
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	77
5.1 Специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства	77
5.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	79
5.3 Анализ вредных факторов.....	81
5.4 Анализ опасных факторов.....	86
5.5 Анализ воздействия объекта на атмосферу.....	87
5.6 Анализ воздействия объекта на гидросферу.....	88
5.7 Анализ воздействия объекта на литосферу.....	88
5.8 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	89
5.9 Анализ возможных ЧС	89
5.10 Меры по предупреждению взрыво- и пожароопасной обстановки.....	89
5.11 Действия в результате возникшей ЧС и меры по ликвидации её последствий.....	90
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	93
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ	94

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время прогнозы развития топливной промышленности России на ближайшие несколько десятков лет со всей очевидностью свидетельствуют о том, что нефть и газ останутся на первом месте в энергетическом балансе страны. Однако в последние годы на месторождениях наблюдается замедление роста добычи нефти. С целью поддержания добычи на достигнутых уровнях в эксплуатацию вовлекаются все большее количество низкопродуктивных неоднородных пластов и пропластков. Разработка таких залежей ведется с применением методов интенсификации притока пластовой жидкости к забоям добывающих скважин, наиболее распространенным из которых является гидравлический разрыв пласта (ГРП). Эта технология позволяет существенно повысить продуктивность скважин, вследствие создания канала высокой проводимости, соединяющего продуктивную часть пласта со скважиной.

В результате проведения ГРП на скважинах происходит не только интенсификация добычи нефти, но и вовлечение в разработку запасов, которые находились в зонах или участках пласта в силу ряда причин неохваченными разработкой, что является актуальным. На данный момент многие месторождения Западной Сибири находятся на поздних стадиях разработки, что сопровождается постоянным снижением темпов добычи нефти и добываемого фонда скважин. В связи с этим на многопластовых месторождениях становится актуальным вовлечение в разработку трудноизвлекаемых запасов путем проведения геолого-технических мероприятий (ГТМ). Традиционные методы не позволяют комплексно и эффективно решить задачу разработки ТриЗ. Решить данную проблему возможно путем увеличения зоны дренирования одной скважины за счет бурения горизонтального окончания с последующим проведением многостадийного гидравлического разрыва пласта (МГРП).

Целью выпускной квалификационной работы является оптимизация повторных многостадийных гидравлических разрывов пластов на

месторождениях Западной Сибири.

Для достижения поставленной цели необходимо решить следующие задачи:

1. Обобщить и проанализировать текущие методы улучшения эффекта от проведения операции гидроразрыва пласта;
2. Проанализировать особенность расчета оптимальной трещины гидроразрыва пласта;
3. Изучить особенности и методику проведения гидроразрыва пласта;
4. Обосновать эффективность алгоритма определения инициации трещин при повторном гидравлическом разрыве пласта методом iFRAC.

1 АНАЛИЗ ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВЫХ УСЛОВИЙ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА

1.1 Анализ добычи нефти на горизонтальных скважинах с многостадийным гидроразрывом пласта

За 2010-2020 гг. в российских нефтегазовых компаниях значительно увеличилось число горизонтальных скважин (ГС) с многостадийным гидроразрывом пласта (МГРП), пробуренных в низко-и сверхнизкопроницаемых коллекторах (проницаемостью около десятых долей миллиарда). Наряду с преимуществами данного вида заканчивания скважин существуют проблемы обеспечения контроля их работы и совершенствования методов исследования таких скважин.

Наиболее распространенными являются «малозатратные» методы гидродинамических исследований скважин (ГДИС) [1]. Так, оснащение механизированных добывающих скважин датчиками термоманометрической системы (ТМС) обеспечивает непрерывный и качественный контроль их эксплуатации в течение продолжительного периода времени. Применение методов анализа изменения давления в процессе гидродинамической работы позволяет определять параметры пласта и оценочные значения параметров трещин в ГС с МГРП.

В работе [2] предлагается рассчитывать число работающих в скважине стадий с помощью log-log графика давления, нормализованного по дебиту жидкости. Метод применим при диагностировании на log-log графике раннего псевдорadiaльного режима течения вокруг трещин (рисунок 1). Анализ чувствительности при различных параметрах модели ГС с МГРП показывает, что данное условие может быть выполнено в тех случаях, когда расстояние между стадиями (точками инициации трещин) кратно превышает длины трещин. Одним из недостатков данного подхода является предположение, что все трещины ГРП обладают одинаковыми фильтрационными свойствами и геометрией.

В последние годы методы промыслово-геофизических исследований

(ПГИ) скважин по определению профиля притока и состава флюида активно развиваются [3]: появляются новые подходы, улучшаются существующие. Результаты исследований показывают, что профиль добычи вдоль ГС в редких случаях является равномерным.

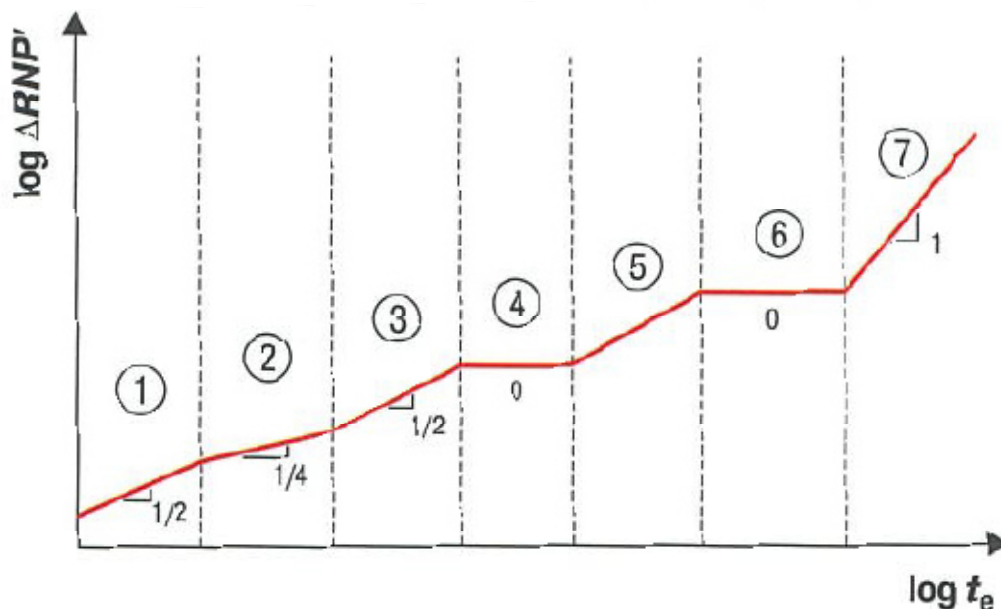


Рисунок 1 – Структура запасов нефти [4]

Это может быть обусловлено тем, что стадии ГРП вдоль ГС длиной от 1000 до 2000 м формируются в пластах с высокой расчлененностью, соответственно трещины ГРП могут развиваться как в выдержанных песчаных интервалах, так и в интервалах с низкой песчанистостью [5]. Различие свойств в интервалах пласта приводит к тому, что эффективная длина трещин на разных участках ГС и доля притока жидкости на каждой стадии различаются. Неравномерность притока вдоль ГС с МГРП также может быть обусловлена различием коллекторских свойств интервалов пласта, взаимовлиянием трещин, влиянием работы окружающих скважин, эффективностью ГРП и др.

Результаты ПГИ позволяют получить лишь временное представление о распределении добычи ГС по стадиям. На протяжении всей истории эксплуатации скважины распределение притока по стадиям может существенно меняться. Кроме того, неустановившийся приток в ГС с МГРП в низкопроницаемых пластах может длиться более полугода, поэтому

распределение добычи вдоль ГС с МГРП изменяется непрерывно.

В данной работе рассматривается возможность комбинирования методов исследования в ГС с МГРП:

- 1) длительного наблюдения за работой скважины путем регистрации кривых изменения добычи и давления с помощью ТМС;
- 2) распределения добычи по стадиям при ПГИ на определенную дату с момента ввода скважины в эксплуатацию.

Для комбинированного анализа результатов ПГИ и оценке изменения давления применяется модель ГС с трещинами ГРП различной геометрии на каждой стадии.

1.2 Традиционный подход к интерпретации данных анализа добычи/давления с использованием модели горизонтальной скважины с идентичными трещинами гидроразрыва пласта на всех стадиях

Анализ изменения давления проводят на основании замеров дебита жидкости и забойного давления по ТМС в действующей скважине. Рекомендуемая продолжительность наблюдения за этими параметрами в низкопроницаемых коллекторах должна превышать время начала влияния окружающих скважин. На практике этот период составляет не менее полугода. Симуляторы ГДИС позволяют выбрать математическую модель ГС с МГРП и подобрать числовые параметры заканчивания скважины, пласта и их граничные условия так, чтобы рассчитанные дебиты были максимально близки к замеренным.

В данном подходе основными неизвестными параметрами модели ГС с МГРП являются проницаемость пласта, средняя эффективная полудлина и проводимость трещин, скин-фактор, число работающих портов, расстояния до границ пласта. Подбор оптимальных модельных параметров для лучшего совмещения измеренных и теоретических кривых осуществляется путем решения обратной задачи [6]. Методы оптимизации требуют задания интервалов поиска неизвестных параметров в модели ГС с МГРП. Из-за значительного числа варьируемых параметров и неоднозначности решения

задачи о минимизации функционала границы интервалов поиска необходимо максимально сузить. В противном случае длительность поиска решения для удовлетворительного совмещения промысловых и теоретических данных может быть значительной, а полученные результаты существенно отличаться от искомых величин.

С целью снижения неопределенности при интерпретации результатов анализа давлений на скважинах в случае значительного числа параметров для поиска используется графический анализ промысловых данных в виде зависимости интеграла приведенного давления и его логарифмической производной от времени материального баланса в двойных логарифмических координатах (диагностического графика). Выполняется предварительный графический анализ, заключающийся в нахождении в поведении кривых характерных особенностей, присущих различным режимам течения жидкости в системе скважина - пласт. Наличие на графике режимов течения позволяет оценить модельные параметры и максимально сузить границы поиска искомых параметров скважины и пласта.

Идеализированный билигарифмический график зависимости производной Бурде нормированного давления от времени материального баланса показывает наклоны кривой производной во всех возможных режимах течения (таблица 1.1). Линейный режим в трещине кратковременен и часто не наблюдается из-за влияния ствола скважины. Билинейный режим чаще проявляется в трещинах конечной проводимости ($C_{fd} < 10$). Линейное течение в пласте свойственно трещинам бесконечной проводимости ($C_{fd} \geq 10$). Ранний псевдорadiaльный режим P-1 формируется в горизонтальной плоскости вокруг каждой трещины. Проявление его возможно в редких случаях, когда расстояния между трещинами кратно превышают их полудлины. Переходный режим Л-3 от P-1 к P-2 наблюдается в течение длительного периода времени. Продолжительность регистрации добычи и давления по ТМС может составлять несколько лет, поэтому в ряде случаев диагностируется не только режим P-2, но и влияние границ пласта и/или

работы окружающих скважин. Диагностирование на log-log графике даже отдельных режимов течения позволяет существенно снизить неопределенность интерпретации данных.

Таблица 1.1 – Наклоны кривой при разных режимах течения

Режим течения в ГС с МГРП	Наклон кривой производной	Определяемый параметр
Линейный в трещине Л-1	1/2	Комплексный параметр $W\sqrt{k_f(\varphi c_t)_f}$
Билинейный БЛ	1/4	Средняя проводимость трещин
Линейный ив пласта к трещине Л-2	1/2	Средняя полудлина трещин
Ранний псевдорадиальный Р-1	0	Число трещин ГРП
Переходный (или поздний линейный) Л-3	1/2	Эффективная длина скважины
Поздний псевдорадиальный Р-2	0	Проницаемость
Влияние границ пласта Г	1	Площадь дренирования

Графический анализ рекомендуется начинать с выделения интервала, соответствующего позднему псевдорадиальному режиму течения Р-2, который позволяет определить эффективную проницаемость пласта. Точная оценка проницаемости пласта на раннем этапе графического анализа данных значительно снижает неопределенность при поиске других параметров модели. Однако в большинстве случаев имеется «недослеженная» кривая, когда длительности регистрации дебита/давления недостаточно, и на log-log графике режим Р-2 отсутствует. Тогда последняя точка логарифмической производной нормализованного давления может быть использована для оценки максимальной проницаемости.

При диагностировании на log-log графике раннего псевдорадиального режима течения Р-1 также можно оценить проницаемость пласта. Для этого необходимо по log-log графику определить величину стабилизировавшейся

производной m_{rf} (рисунок 1, режим 4) и при заданном числе работающих трещин/стадий в ГС с МГРП рассчитать оценочную проницаемость пласта по формуле [7].

$$k_m = \frac{B\mu}{4\pi n_{fact} h m_{rf}}, \quad (1)$$

где: B – объемный коэффициент пластовой жидкости, μ – вязкость пластовой жидкости, Па·с, h – толщина продуктивной зоны, м, n_{fact} – фактическое число работающих трещин\стадий ГРП.

Основным недостатком метода является предположение, что на всех стадиях в ГС с МГРП трещины имеют одинаковую эффективную полудлину, под которой понимается полудлина трещины ГРП высотой, равной высоте продуктивного пласта, а фильтрация жидкости осуществляется на границе трещина - пласт. По этой причине эффективная длина трещины, определенная по результатам ГДИС, может быть меньше длины трещины, закрепленной пропантом.

После оценки проницаемости пласта по данным режима БЛ оценивается проводимость трещины F_c , режима Л-2 - эффективная полудлина трещин χ_f . В случае «недослеженной» кривой максимальная проницаемость пласта k_{max} позволяет по данным режимов БЛ и Л-2 получить минимальные значения средней эффективной полудлины χ_{fmin} и проводимости F_{fmin} трещин.

1.3 Комплексный подход к интерпретации данных анализа добычи/давления и промыслово-геофизических исследований в горизонтальных скважинах

Одним из наиболее достоверных способов определения неэффективных стадий/трещин в ГС с МГРП является проведение ПГИ, включающих регистрацию в скважине распределения добычи, температуры и других параметров с помощью компоновки Y-tool [8]. Основное преимущество ее применения - возможность воссоздания режимов

эксплуатации, приближенных к целевым забойным давлениям в механизированных скважинах. Результаты измерений позволяют получить текущее распределение добычи по стадиям/трещинам в ГС с МГРП, которое не будет постоянным из-за изменения соотношения площадей дренирования трещин.

Комбинирование данных длительных наблюдений давлений/дебита с результатами измерения распределения добычи вдоль ГС при ПГИ может нивелировать недостатки описанного подхода к анализу давлений на скважинах в ГС с МГРП. В частности, результаты ПГИ применимы для определения индивидуальных полудлин трещин. Математическая формулировка задачи поиска полудлин трещин в ГС с МГРП следующая: пусть известны параметры, характеризующие систему скважина - пласт, в том числе средняя полудлина трещин χ_f (этот параметр может быть предварительно определен из решения обратной задачи для модели ГС с идентичными трещинами ГРП). Время проведения ПГИ $t_{\text{ПГИ}}$, величина/доля притока из каждой стадии/трещины $q_{\text{ПГИ}i}$ в момент времени $t_{\text{ПГИ}}$. При использовании модели ГС с индивидуальными параметрами трещин необходимо подобрать такие полудлины трещин χ_{fi} , чтобы сумма квадратов отклонений вычисленных дебитов трещин от распределения притока по результатам ПГИ в момент его проведения $t_{\text{ПГИ}}$ была минимальной:

$$\sum_i (q_{\text{ПГИ}i} - q_i(t_{\text{ПГИ}}))^2 \rightarrow \min. \quad (2)$$

При этом требуется выполнение условия, согласно которому сумма вычисленных индивидуальных полудлин трещин равна произведению их числа и средней полудлины трещин, определенной для модели ГС с идентичными трещинами,

$$\sum_{i=1}^n \chi_{fi} = n\bar{\chi}_f, \quad (3)$$

где: χ_{fi} – полудлинна i -ой трещины, м, n – число трещин

Это условие основано на предположении, что для равенства дебитов скважин необходимо сохранение площади дренирования пласта при

переходе от модели ГС с одинаковыми длинами трещин ГРП к модели ГС с разными длинами трещин. Так как площадь дренирования трещины и ее эффективная полудлина - эквивалентные понятия, равенство площадей дренирования в выражении (3) заменено на равенство полудлин трещин.

Сформулированная задача (2) с условиями оптимизации решалась методом Boundary Optimization By Quadratic Approximation [9]. Данный метод оптимизации требует задания границ интервалов варьирования параметров. Значения индивидуальных длин трещин ГРП изменялись в следующих пределах:

1) для коротких трещин, удовлетворяющих условию $X_i < \bar{x}_f$:

$$\chi_{fi} \in \begin{cases} \left[2X_i - \frac{3}{2}\bar{x}_f; X_i \right], 2X_i - \frac{3}{2}\bar{x}_f > 0, \\ [0; X_i], 2X_i - \frac{3}{2}\bar{x}_f \leq 0, \end{cases} \quad (4)$$

2) для длинных трещин $X_i > \bar{x}_f$:

$$\chi_{fi} \in [X_i; 2X_i], \quad (5)$$

где: $X_i = \frac{q_{\text{ПГИ}i}}{q_i} \bar{x}_f$ – исходные приближенные оценки полудлин; q_i – дебит i -ой трещины в модели ГС с одинаковыми трещинами ГРП на момент проведения ПГИ $t_{\text{ПГИ}}$, м³/с.

Модельные значения дебитов, входящих в формулу (2), при эксплуатации скважины в режиме с переменным забойным давлением рассчитываются по формуле:

$$q_i(t_{\text{ПГИ}}) = \frac{2\pi kh}{B\mu} \sum_{k=1}^N (p_{k-1} - p_k) Q_i(t_{\text{ПГИ}} - t_{k-1}), i = 1, 2, \dots, n \quad (6)$$

где: p – забойное давление, Па; k - порядковый номер замера забойного давления p_k в момент времени t_k ; $Q_i(t_{\text{ПГИ}})$ – «отклик» дебита на единичное изменение давления, безразмерная функция времени, полученная путем обратного преобразования решения уравнения пьезопроводности для i -й трещины ГС, полученного в пространстве Лапласа.

Ниже приведена последовательность действий при комплексном подходе к интерпретации данных анализа давлений на скважинах и ПГИ в

ГС с МГРП.

1. Достоверные оценки модельных параметров при анализа данных о давлении на скважинах получаются в том случае, когда известно начальное пластовое давление p_{init} . Наиболее доступными источниками информации об этом параметре являются нагнетательные тесты, которые, как правило, проводятся перед основным ГРП [1, 3]. В других случаях для оценки пластового давления выполняются ГДИС методом регистрации кривой восстановления давления (КВД) после непродолжительной добычи перед вводом скважины в эксплуатацию и выводом скважины на режим.

2. С момента ввода в эксплуатацию ГС с МГРП регистрируют забойное давление с помощью ТМС и дебит жидкости. При этом длительность наблюдения за давлением/дебитом должна превышать время начала влияния границ пласта и/или окружающих скважин (это время составляет, как правило, не менее полугода с момента начала эксплуатации скважины).

3. После ввода скважины в работу рекомендуется дождаться установившегося притока (15-30 сут), затем провести ПГИ с регистрацией профиля добычи по стадиям/трещинам в ГС.

4. Необходимо выполнить интерпретацию данных дебита и давления методом наилучшего совмещения с использованием модели ГС с одинаковыми трещинами. В результате могут быть определены проницаемость пласта, скин-фактор, средние эффективная полудлина и проводимость трещин, расстояние до границ пласта/влияния окружающих скважин. Для оценки качества полученной модели необходимо вычислить коэффициент детерминации (достоверности):

$$R^2 = 1 - \frac{\sum_{j=0}^n (X_j - Y_j)^2 \omega_j}{\sum_{j=0}^n (X_j - \bar{X})^2 \omega_j}, \bar{X} = \frac{\sum_{j=0}^n \omega_j X_j}{\sum_{j=0}^n \omega_j}, \omega_j = \frac{t_j - t_{j-1}}{t_n}, \quad (7)$$

где: X_j , Y_j – фактические и расчетные значения; \bar{X} – средневзвешенное значение; ω_j – вес замера, определяемый как отношение промежутка времени между $j - 1$ и j –м замерами ко времени последнего замера t_n .

3. Средняя полудлина трещин ГРП и результаты распределения добычи по стадиям/трещинам по данным ПГИ используются для оценки индивидуальных полудлин трещин по формуле (2). Реализуется численная минимизация невязки рассчитанных дебитов трещин и распределения профиля притока по стадиям/трещинам на момент проведения ПГИ. При этом должно соблюдаться условие, по которому сумма полученных индивидуальных полудлин трещин равна произведению числа стадий и средней эффективной полудлины трещин.

4. Фиксируются индивидуальные полудлины трещин ГРП и пластовое давление, выполняется наилучшее совмещение теоретических и фактических данных дебита и давления для уточнения проницаемости пласта, скин-фактора, средней проводимости трещин, расстояния до границ пласта/влияния окружающих скважин.

5. Средняя полудлинна трещин ГРП и результаты распределения добычи по стадиям/трещинам по данным ПГИ используются для оценки индивидуальных полудлин трещин по формуле (2). Реализуется численная минимизация невязки рассчитанных дебитов трещин и распределения профиля притока по стадиям/трещинам на момент проведения ПГИ. При этом должно соблюдаться условие, по которому сумма полученных индивидуальных полудлин трещин равна произведению числа стадий и средней эффективной полудлинны трещин.

6. Фиксируются индивидуальные полудлинны трещин ГРП и пластовое давление, выполняется наилучшее совмещение теоретических и практических данных дебита и давления для уточнения проницаемости пласта, скин-фактора, средней проводимости трещин, расстояния до границ пласта/влияния окружающих скважин.

1.4 Апробация различных подходов к анализу добычи/давления в горизонтальной скважине с многостадийным гидроразрывом пласта

Для анализа результатов апробации различных подходов к анализу давлений на скважинах в ГС с МГРП в качестве примера была выбрана скв.

XXX9 Кондинского месторождения, пробуренная в пласте АС₁₁¹. На (рисунке 2) приведены результаты промысловых замеров забойного давления с помощью ТМС и дебита жидкости скв. XXX9.

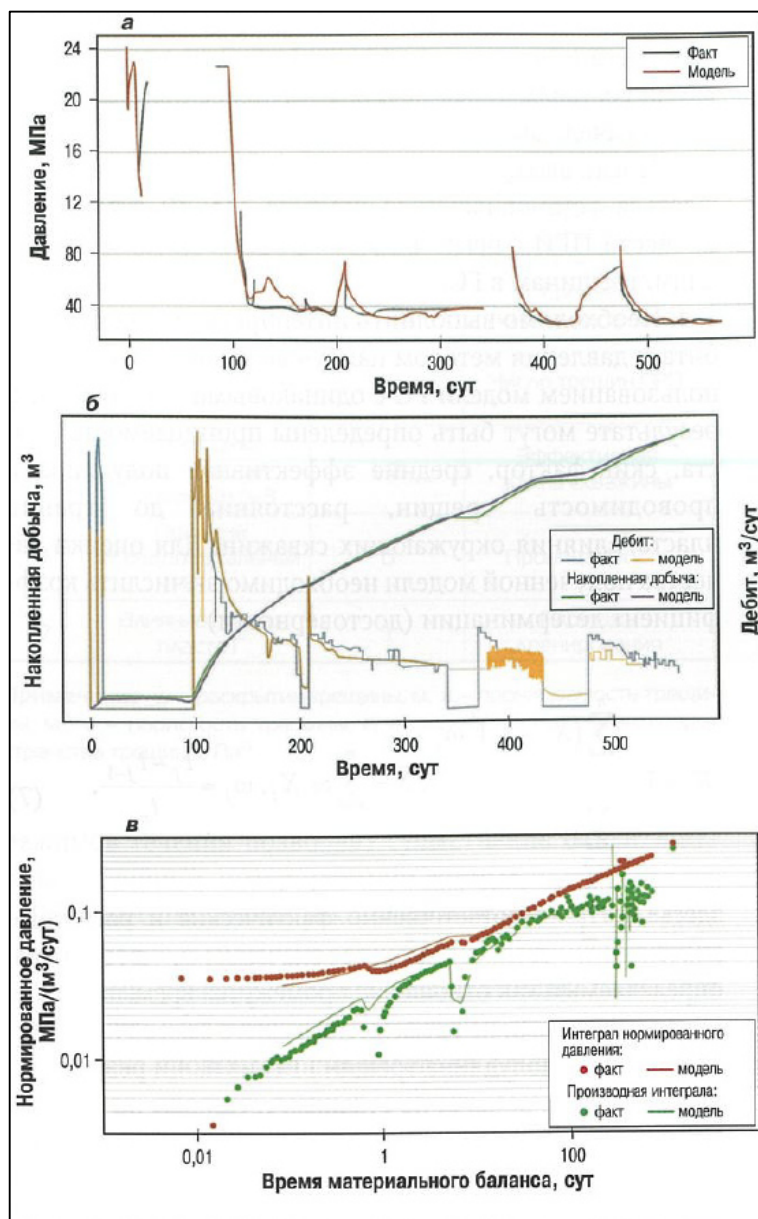


Рисунок 2 – Результаты совмещения фактических и расчетных кривых давления (а), накопленной добычи и дебита (б), нормированного давления (в) по модели ГС с четырьмя трещинами ГРП разной длины [4]

Длительность наблюдения составила 570 сут. Из (рисунка 2) видно, что в данных по давлению присутствуют пропуски, которые соответствуют остановкам скважины. В скважине выполнен ГРП с 10 стадиями. Исходные параметры пласта и пластовой жидкости приведены в (таблице 1.2).

Начальное пластовое давление получено по результатам интерпретации КВД после непродолжительной добычи перед пуском скважины в эксплуатацию.

Таблица 1.2 – Исходные параметры

Параметры	Фактическое значение	АД в ГС с числом одинаковых трещин ГРП		Расчет полудлин трещин (этап 2)	АД в ГС с 4 разными трещинами (этап 3)
		10	4 (этап 1)		
Пластовое давление, МПа	24,13				
Проницаемость пласта, 10^{-3} мкм ²		0,08	0,14		0,15
Высота продуктивного пласта, м	14,79				
Радиус	0,08				
Вязкость жидкости, мПа·с	0,88				
Объемный коэффициент	1,03				
Пористость	0,20				
Общая сжимаемость, МПа ⁻¹	$19 \cdot 10^{-4}$				
Средняя проводимость трещин, 10^{-3} мкм ² ·м		3871	4033	—	5257
Скин-фактор трещин		0,01	0,0095	—	0,0004
Средняя полудлина трещин, м		30	73,7	—	
Расстояние до границы, м		450	420		430
Достоверность: по дебиту		0,757	0,826		0,835
по давлению		0,395	0,572		0,675
Полудлина трещин, м: ГРП № 1				1 0	
ГРП № 2				1 0	
ГРП № 3				9 5	
ГРП № 4				1 78	

По log-log графику диагностирован поздний псевдорадиальный режим течения Р-2 и определена проницаемость пласта $k_m \sim 0,17 \cdot 10^{-3}$ мкм². Такие значения проницаемости характерны для данного объекта и многих других пластов месторождений Западной Сибири, которые активно

разбуриваются в настоящее время. Данные объекты являются аналогами плотных коллекторов, поэтому далее следует ожидать сохранения тенденции увеличения длины горизонтальных стволов скважин и числа стадий ГРП.

На графике также отмечается линейный режим в пласте Л-2 длительностью немногим более одного логарифмического цикла. Графическим методом определена средняя эффективная полудлина трещин $x_f \sim 25$ м. На временном интервале 300-570 сут в поведении кривой производной наблюдается влияние окружающих скважин, кривая имеет наклон, равный 1.

Интерпретация фактических данных дебита и давления на основании существующего подхода была выполнена на модели ГС с 10 одинаковыми трещинами ГРП в однородном пласте с непроницаемой границей. Полученные графическим методом значения проницаемости пласта и средней полудлины трещин использовались для задания начального приближения и сужения границ поиска при решении оптимизационной обратной задачи. Наилучшее совмещение промысловых и теоретических кривых изменения давления, дебита и накопленной добычи жидкости достигается при параметрах модели, которые приведены для анализа давлений на скважинах в ГС с 10 одинаковыми трещинами ГРП (таблица 1.2). Вычисленные параметры пласта и трещины дают совмещение модельной и фактической кривых дебита с достоверностью 0,757. Это свидетельствует о том, что полученная модель достаточно хорошо описывает фактическое поведение скважины, однако не позволяет выявить неэффективные стадии/трещины в ГС с МГРП и прогнозировать эффект от повторного ГРП на отдельных стадиях.

Результат применения предлагаемого комплексного подхода к интерпретации данных анализа изменения давления приведен на примере той же скв. ХХХ9, в которой ПГИ выполнены с регистрацией профиля притока вдоль ГС. Согласно отчету по результатам проведения ПГИ из 10 трещин

ГРП основной приток обеспечивают трещины на стадиях № 1, 2, 9, 10 (нумерация от «носка ГС») - соответственно 5, 5, 20 и 70 %.

Ранее графический анализ позволил определить проницаемость $k_m \sim 0,17 \cdot 10^{-3}$ мкм². При уточненном числе работающих стадий $n_{fact} = 4$ линейного режима течения Л-2 средняя полудлина трещин $x_f \sim 70$ м.

На основании уточненной информации была выполнена интерпретация данных, дебита и давления методом наилучшего совмещения. При анализе использовалась модель ГС с четырьмя идентичными трещинами и единичным непроницаемым разломом. Предполагалось, что приток пластовой жидкости осуществляется только к трещинам ГРП. В расчетный модуль включены параметры пласта и пластовой жидкости из (таблицы 1.2). Далее совмещались фактические и теоретические данные давления, дебита, накопленной добычи. В результате определены проницаемость пласта, средняя проводимость и полудлина трещин, скин-фактор, расстояние до границы.

На этапе 2 были рассчитаны индивидуальные полудлины трещин. Для этого в качестве математической модели была выбрана модель ГС с разными длинами трещин, но одинаковой средней проводимости. С использованием данных забойного давления, зарегистрированных с начала эксплуатации скважины до проведения ПГИ, были рассчитаны изменения дебита по каждой трещине. Затем индивидуальные полудлины трещин варьировались для минимизации невязки рассчитанных дебитов трещин с распределением добычи по стадиям при выполнении ПГИ.

На завершающем этапе 3 фиксировались индивидуальные полудлины трещин ГРП и проводилась интерпретация данных дебита и давления ГС с МГРП методом наилучшего совмещения. Полученные уточненные значения проницаемости, средней проводимости трещин, скин-фактора и расстояния до границы приведены в (таблице 1.2).

Построенная модель ГС с разными трещинами характеризуется большей достоверностью по сравнению с моделью ГС с одинаковыми

трещинами и может использоваться для прогнозирования показателей эксплуатации скважины.

На основе проделанного анализа были получены следующие выводы:

1. Рассмотренный в работе подход к интерпретации данных анализа дебита и давления ГС с МГРП отличается от традиционного тем, что при анализе данных давлений на скважинах или/и интерпретации результатов ГДИС дополнительно используются данные ПГИ по определению профиля притока в ГС с МГРП. Это позволяет исключить неопределенность параметров заканчивания скважины: оценить индивидуальные параметры трещин в ГС с МГРП.

2. Применение предложенного подхода к совместному планированию и интерпретации данных ГДИС и ПГИ дает возможность учитывать неравномерность притока вдоль ГС с МГРП и в перспективе более корректно прогнозировать дополнительную добычу от проведения геолого-технических мероприятий на отдельных стадиях.

1.5 Методика выбора оптимальной геометрии трещины для повышения эффективности проведения гидроразрыва пласта на месторождении Западной Сибири

В течение последних нескольких лет в нефтяной промышленности отмечается тенденция снижения эффективности проведения гидроразрыва пласта, связанная частично с тем, что дизайн ГРП не оптимален в условиях низкого качества запасов углеводородов, обусловленного их защемлением при техногенных процессах, техногенным состоянием скважины и др. В то же время увеличиваются доля добычи из низкопроницаемых коллекторов и число мероприятий, проводимых в них.

При разработке таких коллекторов одним из самых эффективных методов является ГРП. Таким образом, выбор оптимального дизайна ГРП, особенно в условиях низкопроницаемых коллекторов, является актуальной проблемой.

В работе описано повышение эффективности проведения ГРП в низкопроницаемых коллекторах на основе расчетов и практических знаний путем адаптации методики, описанной в работе [10], к данному типу коллекторов. Расчеты подразумевают поиск компромисса между полудлиной и закрепленной шириной трещины исходя из оптимальной безразмерной проводимости C_{df} , при которой достигается максимальный безразмерный индекс продуктивности JD [10].

Методика классического расчета оптимальной геометрии трещины, описанная в работе [10], заключается в определении следующих параметров:

1) объем трещины, имеющей форму параллелепипеда:

$$v_f = 2x_f w_f h_f \quad (8)$$

2) объем проппанта, закачанного в эффективную (продуктивную) толщину:

$$v_{prod} = 2x_f w_f h_{eff} \quad (9)$$

3) объем дренирования:

$$v_{re} = \pi r_e^2 h_{eff} \quad (10)$$

4) коэффициент вскрытия:

$$I_x = \frac{2x_f}{2r_e} \quad (11)$$

5) безразмерная проводимость трещины

$$C_{fd} = \frac{k_f w_f}{k x_f} \quad (12)$$

6) безразмерный индекс продуктивности:

$$J_d = \frac{1}{\ln\left(0,472 \frac{r_e}{r_w} + s\right)} \quad (13)$$

7) безразмерное число проппанта:

$$N_p = I_x^2 C_{fd} = \frac{\pi k_f v_{prod}}{2k v_{re}} \quad (14)$$

8) оптимальная проводимость трещины:

$$C_{fDopt}(N_p) = \begin{cases} 1,6 \text{ если } N_p < 0,1 \\ 1,6 + \exp\left(\frac{-0,583+1,48\ln N_p}{1+0,0142\ln N_p}\right) \text{ если } 0,1 \leq N_p \leq 10 \\ N_p \text{ если } N_p > 10 \end{cases} \quad (15)$$

9) максимальный безразмерный индекс продуктивности:

$$J_{Dmax}(N_p) = \begin{cases} \frac{1}{0,990-0,5\ln N_p} \text{ если } N_p \leq 1 \\ \frac{6}{\pi} - \exp\left(\frac{0,423-0,311N_p-0,089N_p^2}{1+0,667N_p+0,015N_p^2}\right) \text{ если } 0,1 < N_p < 100 \\ \frac{6}{\pi} \text{ если } N_p \geq 100 \end{cases} \quad (16)$$

10) Оптимальная полудлинна трещины

$$x_{f \text{ opt}} = \sqrt{\frac{\nu_f k_f}{C_{fd \text{ opt}} k h}} \quad (17)$$

11) оптимальная ширина трещины

$$w_{f \text{ opt}} = \sqrt{\frac{C_{fd \text{ opt}} \nu_f k}{h k_f}} \quad (18)$$

где: x_f – полудлинна трещины, w_f – ширина трещины, h_{off} – эффективная высота трещина, x_f – высота трещины, r_b – радиус дренирования, k_f – проницаемость пропантной набивки, k – проницаемость пласта, r_w – радиус скважины, S – скин-фактор. [11]

Указанную методику можно использовать для исследования только высоко- и среднепроницаемых пластов, так как в пластах низкой проницаемости нарушается основное условие ее применимости. В результате стандартного расчета получается большая полудлина трещины, а вычисленная ширина составляет менее трех диаметров зерна пропанта (часто менее одного диаметра).

1.6 Перспективы применения кислотного геля для закачки пропанта в процессе проведения гидроразрыва карбонатных пластов на территории Самарской области

Многие месторождения АО «Самаранефтегаз» находятся на третьей и четвертой стадиях разработки, что требует проведения большого числа

геолого-технических мероприятий для поддержания высокого уровня добычи нефти [12]. В настоящее время для интенсификации добычи широко применяется гидроразрыв пласта. При этом в последние годы отмечается снижение числа проппантных ГРП и увеличение числа кислотных обработок (рисунок 3), что связано с уменьшением целевого фонда скважин-кандидатов и пластового давления, высокой обводненностью добываемой продукции и низкой эффективностью повторных обработок терригенных пластов по перечисленным причинам. При этом прирост добычи нефти и наблюдаемая длительность эффекта от ПГРП значительно выше, чем от кислотного ГРП [13]. Быстрый, как правило, темп падения добычи в первые месяцы после КГРП вызвал необходимость оптимизации программы закачки и добавления проппантных стадий. В результате перешли к проведению опытно-промышленных работ по кислотно-проппантному ГРП (К-ПГРП).

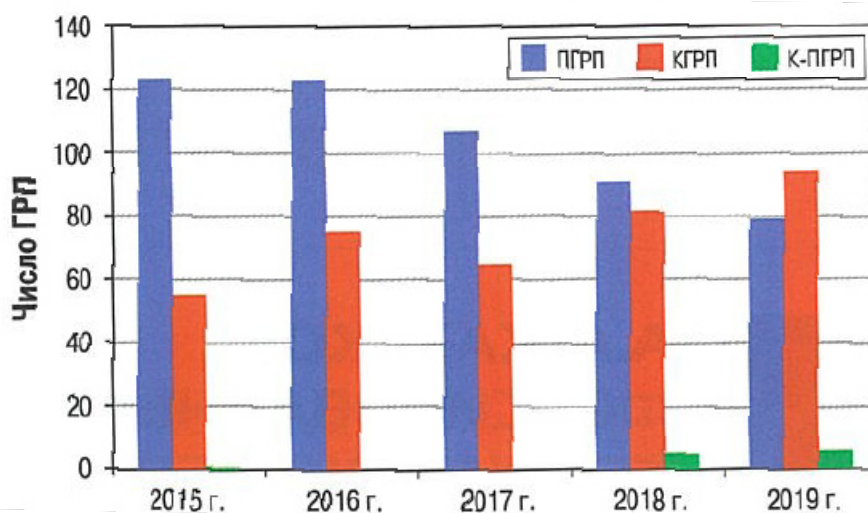


Рисунок 3 – Изменение числа ПГРП, кислотных (КГРП) и кислотно-проппантных (К-ПГРП) гидроразрывов пластов в АО «Самаранефтегаз» в 2015-2019 гг [14]

Первый опыт проведения ГРП в АО «Самаранефтегаз» был получен в 50-х годах XX века. Накопленный опыт и появление высокотехнологичного оборудования позволили проводить ГРП в промышленных масштабах [15]. КГРП широко используется в условиях карбонатных коллекторов месторождений Самарской области [16]. В большинстве случаев

карбонатные коллекторы обладают естественной трещиноватостью с высокопроницаемыми каналами [16], что приводит к значительным утечкам жидкости гидроразрыва при КГРП. Для перенаправления кислотного состава от высокопроницаемых каналов к низкопроницаемым применяются отклонители (высоковязкие жидкости разрыва), что позволяет получать высокие приросты добычи нефти. Однако продолжительность эффекта от КГРП незначительна, что, возможно, связано со смыканием протравленных кислотой каналов.

В связи с этим темп снижения прироста дебитов по скважинам после КГРП часто выше, чем по скважинам после ПГРП (рисунок 4).

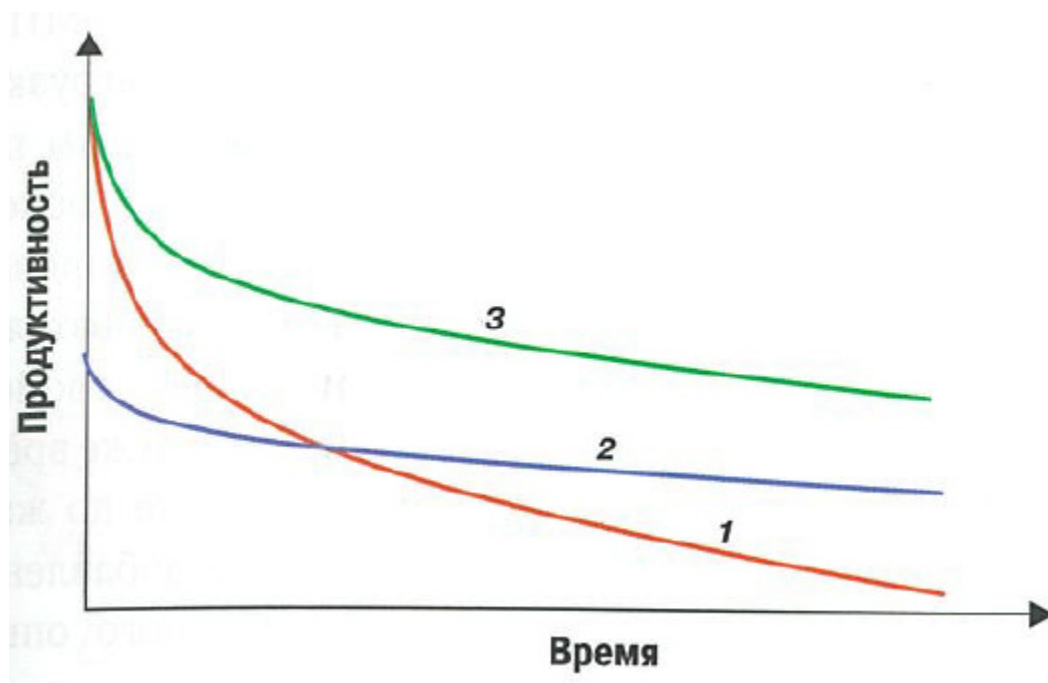


Рисунок 4 – Динамика продуктивности скважин с КГРП (1), ПГРП (2), К-ПГРП(3) [14]

1.7 Опыт стимуляции карбонатных коллекторов в АО «Самаранефтегаз» с применением кислотного гидроразрыва пласта

С 2016 г. специалистами АО «Самаранефтегаз» проводится работа по оптимизации технологии стимуляции карбонатных пластов: успешно были выполнены первые два ПГРП в органогенно-обломочных известняках Верейского возраста с содержанием кварцевой составляющей 3-25 %. В качестве песконесущей жидкости использовался полимерный сшитый гель

#25. Максимальная концентрация проппанта фракций 16/20-10/14 составляла 1200 кг/м³ [13]. В одну скважину было закачано 30 т проппанта, во вторую - 32 т проппанта при среднем расходе 3 м³/мин с эффективностью жидкости, равной соответственно 75 и 73 %. После обработок коэффициенты продуктивности увеличились в 2 раза, но продолжительность эффекта была незначительной: уже в следующем месяце дебит снизился в 2 раза и скважины стали эксплуатироваться в периодическом режиме.

Рассматривались различные причины снижения продуктивности скважин, такие как низкая проницаемость коллектора, недостаточная компенсация отборов закачкой и/или неполное разрушение геля после ГРП. С целью минимизации влияния неполного разрушения геля (очистки трещины), а также обработки околотрещинной зоны было принято решение о проведении солянокислотной обработки с объемом кислоты, превышающем объем трещины. В результате удалось восстановить продуктивность скважин до значений, сопоставимых с начальными значениями продуктивности сразу после проведения ПГРП. Однако эффект от обработки призабойной зоны (ОПЗ) также продлился не более 1 мес. После изучения различных причин данного явления пришли к выводу, что это может объясняться ограниченностью искусственной зоны дренирования вследствие использования сшитого полимерного геля [15].

Для совмещения эффектов от закрепления трещины ГРП проппантом и кислотного воздействия при ОПЗ в одной из скважин был проведен К-ПГРП. Реализация данной технологии включала следующие основные стадии: нагнетательный (информационный) тест; КГРП с закачкой кислотной эмульсии (для создания сети трещин), перепродавкой её в дальнюю зону пласта и остановкой насосов на реакцию; проведение мини-ГРП с использованием сшитого гуарового геля (для уточнения параметров трещины и эффективности закачки жидкости); основной ГРП с закачкой проппанта также с применением сшитого геля. В результате продуктивность скважин была восстановлена до значения продуктивности после проведения первого

ПГРП, но эффект продлился всего неделю. Результаты выполненных работ показали необходимость дальнейшей оптимизации технологии К-ПГРП. В 2019 г. опытные работы были продолжены, но с изменением дизайна обработки. В качестве песконесущей жидкости также использовался сшитый гель, но проппант подавался слагами и небольшой массой (до 500 кг). Буфером между кислотной и проппантной стадиями служил линейный гель. Обработка завершалась кислотной стадией с перепродавкой водой объемом 1 м³. По данной технологии были выполнены пять обработок в 2019 г. В пласт закачали 3,7-10 т проппанта. На (рисунке 5) показано изменение коэффициентов продуктивности скважин, в которых проведены К-ПГРП в 2012 и 2018 г. по двум различным методикам. Несмотря на менее продолжительный период наблюдения по скважинам в 2018 г. отмечается не столь стремительный темп снижения продуктивности в первые месяцы после обработки. Это может свидетельствовать об эффективности комбинирования процессов кислотного воздействия на карбонатные коллекторы с одновременным закреплением образованных каналов и червоточин проппантом. С целью дальнейшего повышения длительности эффекта от ГРП и оптимизации метода его проведения в карбонатных коллекторах было принято решение о продолжении поиска эффективных технологий.

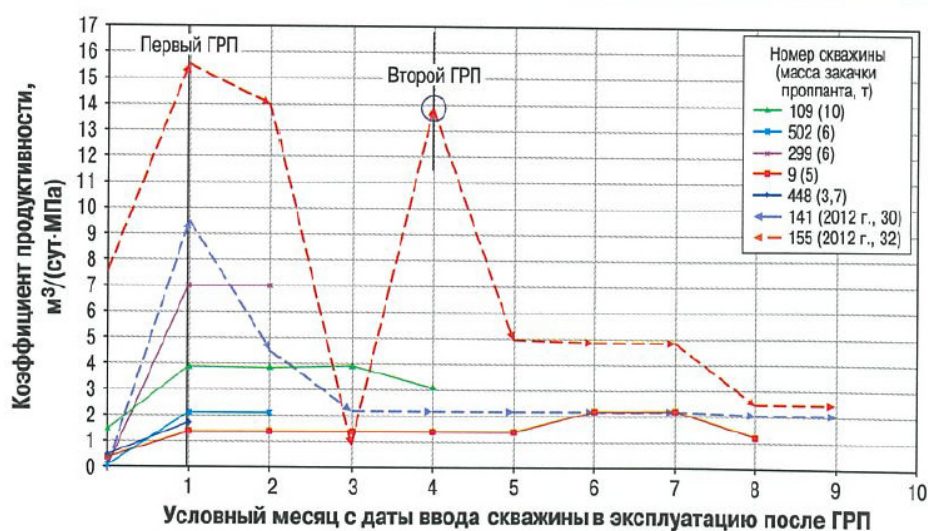


Рисунок 5 – Динамика продуктивности скважин с КГРП (1), ПГРП (2), К-ПГРП(3) [14]

1.8 Мировой опыт проведения кислотно-проппантного гидроразрыва пласта

Анализируя результаты аналогичных работ по К-ПГРП в карбонатных коллекторах Волго-Уральского региона, нельзя не отметить успешность таких работ в ПАО АНК «Башнефть», где число проводимых К-ПГРП с каждым годом увеличивается и темп снижения дебита скважин значительно меньше, чем при КГРП.

Теоретически эффект от комбинации ПГРП и КГРП объясняется следующей моделью развития трещин при разных видах ГРП (рисунок 6). Считается что, эффективная полудлина трещины при КГРП чаще всего будет меньше, чем при проведении ПГРП. В первую очередь это может быть связано с относительно высокими утечками жидкости гидроразрыва при КГРП и скоростью реакции кислоты с породой, поэтому длина эффективной, протравленной кислотой трещины всегда ограничена, особенно при повышенных температурах.

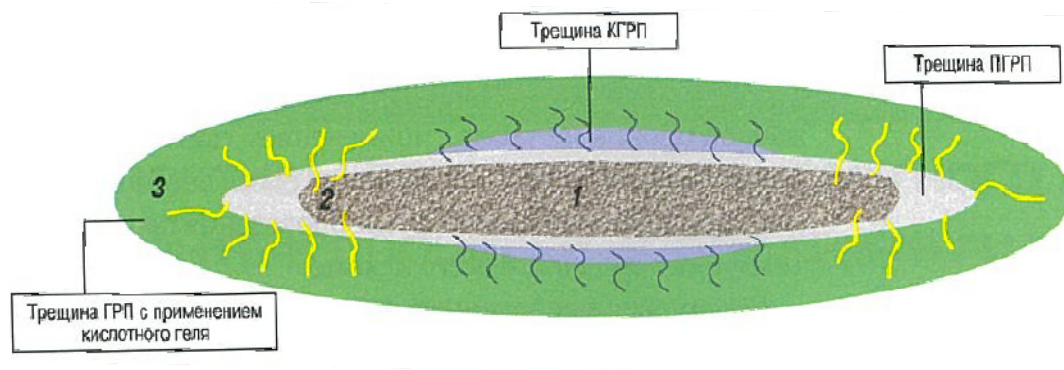


Рисунок 6 – Модель развития трещины ГРП:

1,2,3 – зона дренирования после проведения соответственно КГРП, ПГРП, К-ПГРП [14]

Из результатов лабораторных исследований следует, что скорость реакции кислоты с полимером значительно ниже, чем без полимера. Визуальное сравнение обработанной кислотой поверхности керна показало, что кислотный гель создает множество червоточин после длительной закачки (более 65 мин), без полимера были получены тонкие каналы и время закачки

до прорыва было гораздо меньше (тест закончился через 14 мин). Исходя из этого можно сделать вывод, что эффективность обработки породы кислотным гелем выше. При этом в случае с ПГРП жидкость гидроразрыва инертна к породе.

Предполагается, что больший эффект с исключением перечисленных недостатков ПГРП и КГРП может дать комбинация кислотного и пропантного гидроразрыва. Анализ зарубежного опыта по оптимизации технологии К-ПГРП показал, что в качестве основной песконесущей жидкости может использоваться сшитый кислотный гель, состоящий из кислоты с добавлением синтетического загустителя, сшивателя на основе ионов металла, брэйкера (деструктора), стабилизаторов железа и других добавок.

Для адаптации данной технологии к карбонатным коллекторам Самарской области к кислотному гелю предъявляются следующие требования: хорошая песконесущая способность (возможность закачки пропантанта концентрацией до 1000 кг/м^3); возможность задержки сшития геля (для снижения потерь на трение во время проведения работ); возможность применения при высоких напряжениях (более 35 МПа); устойчивость к сдвиговым нагрузкам (данный фактор будет критичным при использовании сшивателя на основе ионов металла по сравнению с гуаровым гелем на основе боратного сшивателя); стабильность реологических свойств при температуре до $90 \text{ }^\circ\text{C}$ и в то же время возможность разрушения геля до жидкости низкой вязкости при добавлении брэйкеров.

Анализ зарубежного опыта применения кислотного геля показал положительные результаты при закачке пропантанта в скважины карбонатных пластов месторождений в Китае и США при глубине залегания пластов до 5500 м и температуре до $143 \text{ }^\circ\text{C}$ (рисунок 7).

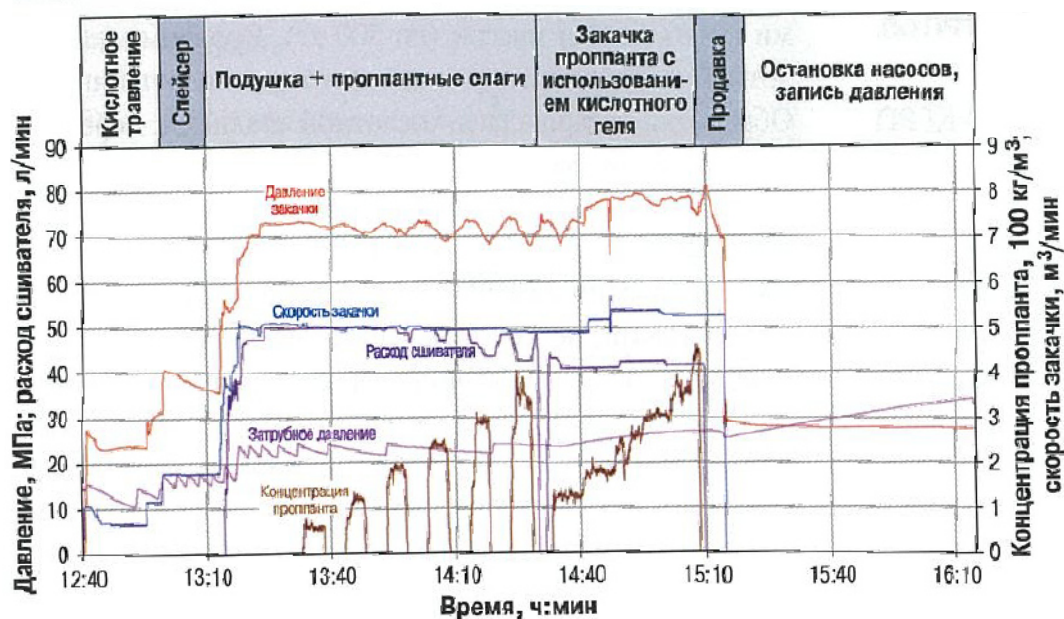


Рисунок 7 – График закачки пропанта с использованием сшитого кислотного геля [14]

Однако в большинстве случаев эффективность применения данной технологии существенно зависит от объема, закачанного пропанта, на который существенно влияют толщина пласта, геомеханические свойства коллектора и расстояние до газонефтяного и водонефтяного контактов. В связи с этим при планировании скважин-кандидатов для применения технологии закачки пропанта на кислотном геле следует учитывать характеристики пласта (пластовое давление, пьезопроводность), распределение проницаемости, эффективные напряжения и возможные риски, связанные с ориентацией скважины и активностью кислоты:

- 1) близость ВНК и наличие естественной трещиноватости увеличивает риски прорыва воды;
- 2) утечки кислоты через трещину ГРП, и как следствие, уменьшение ее ширины и преждевременная остановка насосов;
- 3) изменение эффективности жидкости гидроразрыва во время проведения ГРП.

Анализ ранее выполненных ГРП в карбонатных коллекторах АО «Самаранефтегаз» и мирового опыта показывает, что продолжительность

эффекта от проведения ГРП можно увеличить за счет комбинации КГРП с применением расклинивающего агента (проппанта), где основной песконесущей жидкостью является сшитый кислотный гель. Однако вследствие различия геологических условий карбонатных коллекторов, на которых был рассмотрен опыт применения кислотного геля в качестве основного песконесущего агента, для эффективности проведения ПГРП с использованием сшитого кислотного геля необходимы:

- разработка рекомендации по созданию кислотного состава, способного удовлетворять требованиям к жидкостям ГРП, применяемым в АО «Самаранефтегаз»;
- проведение геомеханических исследований керна;
- выполнение лабораторных физико-химических исследований влияния кислотного состава на проппант и остаточную проводимость проппантной пачки;
- разработка рекомендаций по составлению дизайна комбинированного воздействия на карбонатный коллектор;
- адаптация технологии к геологическим условиям Самарского региона.

С учетом того, что около 50 % фонда скважин АО «Самаранефтегаз» эксплуатирует карбонатный коллектор, в случае успешных исследований и испытания кислотного геля технология КГРП может быть эффективной для обработки:

- карбонатных коллекторов, имеющих однородные минералогический состав и проницаемость;
- карбонатных коллекторов в условиях высокого эффективного напряжения.

2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ПРОЦЕССА ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА

2.1 Анализ фонда скважин для проведения геолого-технических мероприятий

На начальном этапе планирования ГТМ выполняется оценка остаточных извлекаемых запасов нефти (далее – ОИЗ), с целью снятия рисков выполнения мероприятий по скважинам с отсутствием запасов.

Оценка ОИЗ нефти выполняется с использованием следующих инструментов:

Применение специализированного ПО, в том числе:

- ✓ Определение ОИЗ по областям Вороного;
- ✓ Определение ОИЗ с применением метода LnВНФ;
- ✓ Использование гидродинамической модели;
- ✓ Оценка ОИЗ по объекту разработки в целом;
- ✓ Оценка ОИЗ по отдельным пропласткам;

В случае отсутствия ОИЗ возможно рассмотрение скважины-кандидата на выполнение ГТМ с целью уточнения добычных возможностей региона.

В случае наличия неопределенностей при оценке ОИЗ, решение о проведении ГТМ принимается по итогам анализа разработки и результатам проведённых исследований.

Возможными источниками неопределенностей при оценке ОИЗ являются:

Факторы геологии и разработки:

- ✓ Неопределенность в профиле вытеснения запасов нагнетательными скважинами (отсутствие профилей приемистости, контраст проницаемостей в разрезе объекта разработки, образование трещин авто-ГРП и пр.);

- ✓ Изменение уровня контактов пластовых флюидов, в разрезе целевого объекта разработки, вследствие выработки запасов, влияния ФНВ или иных геолого-технических процессов;
- ✓ Неопределенность в степени выработки объекта разработки при одновременной разработке двух и более объектов одной сеткой скважин;
- ✓ Неопределенность положения линий замещения / выклинивания объекта разработки;
- ✓ Неопределенность в проницаемости разломов
- ✓ Ограничения в применении инструментов оценки ОИЗ:
- ✓ Неопределённость в локализации ОИЗ вследствие неудовлетворительного качества адаптации гидродинамической модели;
- ✓ Погрешность в оценке ОИЗ с использованием LnВНФ при обводненности скважины менее 50%;

В целях организации комплексного подхода к подбору скважин-кандидатов для проведения ГТМ на действующем фонде (ГРП, повторный ГРП, ОПЗ), проводится оценка динамики изменения коэффициента продуктивности ($K_{пр}$). В перечень первоочередных скважин-кандидатов для дальнейшего рассмотрения и определения вида ГТМ попадают скважины с падением $K_{пр}$ при стабильном или увеличивающемся $P_{пл}$.

Оценка входных параметров для расчёта потенциала скважин проводится для уточнения ожидаемого прироста дебита нефти от выполнения ГТМ.

Основные неопределенности входных данных, оказывающие существенное влияние на результат расчета потенциального дебита нефти:

- ✓ Эффективная мощность ($H_{эфф}$) – в случае проведения ГРП, отсутствие знаний о распространении трещины может привести к приобщению объектов и пропластков, неучтенных в расчете. При проведении первичного вскрытия, без ГРП, необходимо учитывать положение интервала перфорации и степень расчлененности объекта

разработки (непроницаемых пород экранирующих приток флюида), так как флюид может дренироваться не по всей расчётной мощности.

✓ Пластовое давление ($P_{пл}$) – для снятия неопределенностей используются такие источники оценки $P_{пл}$, как прокси-модель, регламентные карты давлений, карта изобар из ПДГТМ.

✓ Забойное давление ($P_{заб}$) – погрешности в оценке фактического $P_{заб}$ возникают при недостоверных значениях динамического уровня жидкости (высокий газовый фактор, техническая неисправность прибора), некорректных показаниях датчика ТМС и приводит к погрешности определения фактического и исторического $P_{заб}$.

✓ Обводненность – может определяться с использованием ГДМ, с учётом работы скважин ближайшего окружения. В случае отсутствия вышеперечисленной информации по объекту разработки, для определения прогнозной обводнённости;

✓ Радиус контура питания скважины (R_e) – принимается по данным проведения ГДИС. При отсутствии данных ГДИС, R_e принимается равным половине расстояния до ближайших скважин (половина шага проектной сетки скважин).

✓ Состояние призабойной зоны пласта (скин-фактор) – недостоверная оценка скин-фактор по скважинам действующего фонда приводит к отсутствию эффективности после проведения повторного ГРП.

✓ Проницаемость объекта разработки (k) – при отсутствии данных о работе скважины на оцениваемый объект разработки, проводится адаптация исторического дебита жидкости по скважинам ближайшего окружения. Для корректности расчета выбираются скважины наиболее схожие по литологическому строению и фильтрационно-емкостным свойствам объекта разработки. При наличии данных истории работы скважины на целевой объект разработки, проводится адаптация исторического дебита жидкости.

2.2 Оценка текущего скин-фактора при подборе скважин-кандидатов на проведение ГРП, ОПЗ и повторного ГРП

Для подбора скважины на проведение повторного ГРП оценивается динамика изменения $Q_{ж}$ с момента проведения первичного ГРП. В случае установления зависимости падения $Q_{ж}$ по причине роста скин-фактора, проводится количественная оценка текущего скин-фактора.

Оценка текущего скин-фактора может выполняться:

- ✓ в форме рейтинга бурения;
- ✓ с применением модуля ПО;
- ✓ в форме технологического режима работы добывающих скважин.

Проведение расчета текущего скин-фактора в форме рейтинга бурения:

- ✓ Проводится адаптация параметров работы скважины путем оценки k на период запуска скважины при вводе в эксплуатацию после бурения или проведения первичного ГРП, когда скин-фактор не подвержен изменению и принимается по отчету ГРП. Полученный показатель k закрепляется.

- ✓ Проводится расчет на текущий режим работы скважины (на дату оценки потенциала), с уже закрепленным параметром k , адаптация дебита жидкости проводится с помощью изменения скин-фактора, при этом важно применять достоверные данные о текущем $P_{пл}$ и $P_{заб}$.

- ✓ Для оценки планового прироста дебита нефти в расчет на текущий режим работы вносится планируемый скин-фактор, после чего оценивается разница прироста дебита жидкости и нефти.

После запуска скважины при вводе в эксплуатацию после бурения или проведения первичного ГРП используется метод закрепления проницаемости (k). Полученный показатель k закрепляется при максимальном $Q_{ж}$, с учетом стабилизации параметра $P_{заб}$ (с целью минимизации влияния эффекта неустановившегося режима).

Для уточнения текущего скин-фактора используется актуальная

версия технологического режима работы нефтяных скважин, в которой вручную вводится параметр $KH_{\text{закр}}$. Для минимизации погрешности в расчете необходимо вносить достоверные данные по $P_{\text{пл}}$ и $P_{\text{заб}}$.

Вид ГТМ определяется по результатам оценки рисков и неопределённостей, выявленных на стадии расчёта ОИЗ и потенциального дебита нефти, с учётом имеющихся технологий добычи нефти.

С учетом выявленных рисков на этапе планирования ГТМ по скважинам-кандидатам предлагаются различные методы исследований:

Геофизические исследования скважин (ГИС):

1) ОТСЭК с записью профиля притока, приёмистости:

- уточняется источник обводненности и работающей мощности вскрытых объектов разработки;

- оценивается герметичность эксплуатационной колонны скважины и наличие ЗКЦ.

2) Определение текущей насыщенности целевого объекта разработки.

Снижает неопределенность по прогнозной обводненности:

- выполняется с целью уточнения текущей насыщенности целевого объекта и оценки степени изменения насыщенности за период разработки месторождения/района.

3) Гироскопическая инклинометрия. Выполняется с целью снижения неопределенности по прогнозной обводненности:

- уточняется географическое положение скважины, абсолютные отметки кровли объекта разработки;

- уточняется локализация ОИЗ.

4) Дефектоскопия эксплуатационной колонны:

- выполняется с целью определения интервалов негерметичности эксплуатационной колонны;

5) Оценка качества цементного камня эксплуатационной колонны (АКЦ, СГДТ). Позволяет уточнить возможные интервалы возникновения ЗКЦ:

- оценивается степень сцепления цементного камня с эксплуатационной колонной скважины и породой открытого ствола;

б) Запись динамического уровня (плотнометрия) – выполняется с целью уточнения $P_{заб}$:

- уточняется динамический уровень жидкости в стволе скважине ($H_{дин}$) при наличии пены в затрубном пространстве и отсутствии ТМС.

Гидродинамические исследования скважин (ГДИС):

Действующий фонд скважин:

- КВУ, КВД, ИК, АД. Наличие данных ГДИС позволяет уточнять параметры, влияющие на погрешность расчета ($P_{пл}$, Re , K , скин-фактор);

Бездействующий фонд скважин:

- $H_{ст}$, глубинный замер $P_{пл}$. Выполняются для уточнения $P_{пл}$.

Освоение скважин длительного бездействия с целью определения характера притока (состав флюида, продуктивность скважины) перед проведением ГТМ

- Компрессирование;

- Свабирование;

- Освоение струйным насосом.

По результату формирования программы исследований, перечень скважин с расчетными параметрами и необходимыми исследованиями направляется в ДО, для оценки экономической эффективности предложенных ГТМ и принятия решения о включении скважин в график ГТМ.

2.3 Факторный анализ причин недостижения расчетного дебита нефти

Факторный анализ выполняется с целью уточнения факторов, влияющих на достижение расчетных параметров, и принятия корректирующих мер. Мониторинг запусков скважин после ГТМ проводится ежедневно, в случае запуска скважины с недостижением расчетного дебита нефти выполняется сравнение параметров план/факт в утвержденной форме

рейтинга бурения.

Расчет отклонения факторов проводится в соответствии с факторным анализом причин снижения дебита нефти новых скважин по данным технологических режимов работы скважин.

При выполнении факторного анализа в качестве запускового дебита принимается плановый (расчетный) дебит нефти, а в качестве текущего – фактический запусковой. Данный подход позволяет разделить суммарную величину недостижения пофакторно: отклонение за счет обводненности, дебита жидкости ($P_{заб}$, $K_{пр}$, $P_{пл}$), неустановившегося режима.

Недостижение по дебиту нефти определяется, как разность между расчетным (план) и запусковым (факт) дебитом нефти.

Расчёт недостижения дебита нефти из-за неустановившегося режима:

При вычислении недостижения за счет неустановившегося режима учитывается время выхода скважины на псевдоустановившийся режим (T_{pss}), отклонения относятся к данной категории, когда выполняется следующее условие - $T_{зап} < T_{pss}$.

Расчет недостижения дебита нефти по обводненности и по жидкости:

Недостижения по жидкости и обводненности оцениваются относительно дебита неустановившегося режима работы скважины.

Расчет недостижения дебита нефти по пластовому, забойному давлениям и коэффициенту продуктивности:

Отклонение по пластовому, забойному давлениям и коэффициенту продуктивности рассчитываются из уравнения Вогеля.

Результатом выполнения факторного анализа является графическое отображение отклонения сравниваемых параметров. В итоговой презентации указываются корректирующие меры, направленные на восстановление или предупреждение потерь по скважине.

С целью выявления системных методических погрешностей в определении расчета потенциального дебита нефти скважин, по мере необходимости, выполняется факторный анализ по общему перечню

выполненных ГТМ, с распределением по месторождениям, видам ГТМ, объектам разработки. По результату анализа выявляются показатели, оказывающие существенную погрешность в расчете потенциального дебита нефти и требующие дополнительной методической проработки.

2.4 Технология проведения многостадийного гидроразрыва пласта

Операция МГРП подразумевает собой спускание в устье скважины компоновки, которая разобщает горизонтальный ствол скважины на отдельные участки, где по очереди проводится ГРП.

В настоящее время на территории Западной Сибири широко применяется МГРП, в технологии которых используют набухающий пакер и циркуляционные муфты.

Технология МГРП основана на том, что сначала хвостовик герметичный и нет связи заколонного пространства и внутреннего. При проведении операции в поток жидкости подаются шары разного диаметра, которые улавливаются специальными седлами, связанными с циркуляционными муфтами. Каждый шар, создавая воздействие на седло, дает возможность произвести изоляцию предшествующего интервала и открыть циркуляционную муфту, в результате чего происходит связь потока с пластом и проводится следующая стадия МГРП. Очередность этапов рассматривается от забоя скважины.

Расчет оптимальной длины и сечения горизонтальной части и количества ГРП происходит на ГДМ и включает в параметры расчета ФЭС целевого пласта. Основные технические параметры, которые определяют интервалы установки пакеров:

- данные кавернометрии, которые исключают увеличение радиуса скважины;
- равномерное расположение по длине ствола циркуляционных муфт, что дает более эффективного вовлечения в разработку областей дренирования, которые охвачены разработкой данной скважины;

- циркуляционные муфты необходимо располагать соответственно на участках с наилучшими характеристиками ФЭС и на одинаковом расстоянии от пакеров.

Подготовка и освоение скважины после МГРП включает в себя много особенностей. Различные установки внутрискважинного оборудования и процесса подготовки. При проведении простого ГРП с ствол скважины опускают колонну НКТ с пакером, который ставят на дистанции до 50 метров выше интервала перфорации целевого пласта для исключения излишнего воздействия на эксплуатационную колонну. Во время проведения МГРП в ствол скважины опускают стингер, который герметично фиксируется на подвеске хвостовика установленной компоновки. Это исключает возможность действия излишнего давления при проведении мероприятия.

Процедура МГРП отличается от простого ГРП процессом равномерно распределённого по диаметрам сброса шаров по ходу проведения операции. Это мероприятие происходит за счет действия дополнительной установки аппарата высокого давления для подачи шаров в скважину.

В отличие от простого ГРП, процесс МГРП не подразумевает применения проппанта со специальным покрытием, которое расплавляется под воздействием высокой температуры в пласте и не допускает его вынос в область ствола скважины после окончания операции. Особенность данного решения связана с тем, что область сообщения ствола скважины с пластом при помощи специальных циркуляционных муфт [17].

Особенно внимательно подходят к процессу разработки дизайна основной стадии МГРП. Эта операции происходит в самой дальней точке скважины и поэтому влечет за собой потери давления на трение, на хвостовике и фильтре, который выступает в роли циркуляционной муфты на первом этапе. Для уменьшения технологических рисков процедура закачки при расчетах предполагает снижение максимальной концентрации проппанта и более замедленный процесс набора концентрации относительно

последующих стадий МГРП. При присутствии больших потерь давления на фильтре, применяют проппант мелкой фракции во время проведения мини-ГРП для решения этой проблемы.

При завершении пестой операции ГРП специалисты производят закупоривание трещины ГРП с помощью дренирования скважины на дренажную емкость. После проведения мероприятия скважину оставляют под давлением до полного распада геля. Количество времени зависит от состава полимерной системы геля, в среднем составляет 24 часа. После этого проводят отработку скважины на емкость, которая оборудована специальным устройством, улавливающим шары. В случае аварии, вышедшие на поверхность шары, зафиксируются в данной ловушке. Часть шаров может остаться в скважине во время фонтанного способа её эксплуатации, потому что пластовой энергии не хватит для поднятия их на поверхность по стволу скважины с потоком флюида.

В случае если пластового давления недостаточно для начала фонтанирования скважины, производится разбуривание шаров и посадочных сёдел с последующим освоением методом азотирования с применением гибких насосно-компрессорных труб (ГНКТ) [18].

В результате анализа и сравнения данных добычи, доказано, что эффективность МГРП на горизонтальной скважине выше в 2,5 раза, чем этот же параметр в наклонно-направленной скважине при проведении простой операции ГРП. Следует отметить, что технология МГРП на скважинах имеет очень высокую экономическую и технологическую эффективность, что дает возможность рассмотреть новые системы разработки и перспективы вовлечения в разработку ранее не участвующих ТрИЗ и увеличению темпа добычи нефти и накопленной добычи.

В настоящее время, когда все легко дренируемые запасы нефти практически иссякли, процесс ГРП очень актуален. Трудноизвлекаемые запасы нефти возможно добыть из низкопродуктивных пластов, при увеличении площади фильтрации пласта. ГРП облегчает процесс разработки

данных пластов. Процедура ГРП очень дорогая, но ее применение повсеместно. Окупаемость проектов данных геолого-технических мероприятий, зависит от месторождения и может иметь невысокое значение. Для достижения большей выработки запасов месторождения и поддержания высоких дебитов, необходимо вводить горизонтальные скважины с применением МГРП.

Горизонтальные скважины с МГРП стоят дороже, но срок окупаемости у них почти такой же, как и у скважин с обычным ГРП. Тем самым можно рекомендовать эту технологию горизонтальные скважины с МГРП в итоге дают дебиты в разы превышающие дебиты после простого ГРП, и эффект от операции наблюдается еще долгое время. Плюс ко всему горизонтальные скважины с МГРП включает в работу большую часть пласта нежели простой ГРП, тем самым обеспечивая более полную выработку месторождения. [19]

2.5 Технология применения многостадийного гидроразрыва пласта

В 2010-2018 гг. в России при заканчивании горизонтальных скважин (ГС) наиболее часто применялся нецементируемый многосекционный хвостовик с муфтами, активируемыми шарами, для проведения многоступенчатого гидравлического разрыва пласта (МГРП) (рисунок 8) [21].

Муфты ГРП и изолирующие разбухающие пакеры устанавливаются в компоновку хвостовика и спускаются в скважину. Последовательным сбросом шаров разного диаметра муфты поочередно открываются, и проводится МГРП. Внизу компоновки расположены перфорированный патрубок и глухой башмак. Такая технология обеспечивает выполнение МГРП в нецементированном хвостовике.

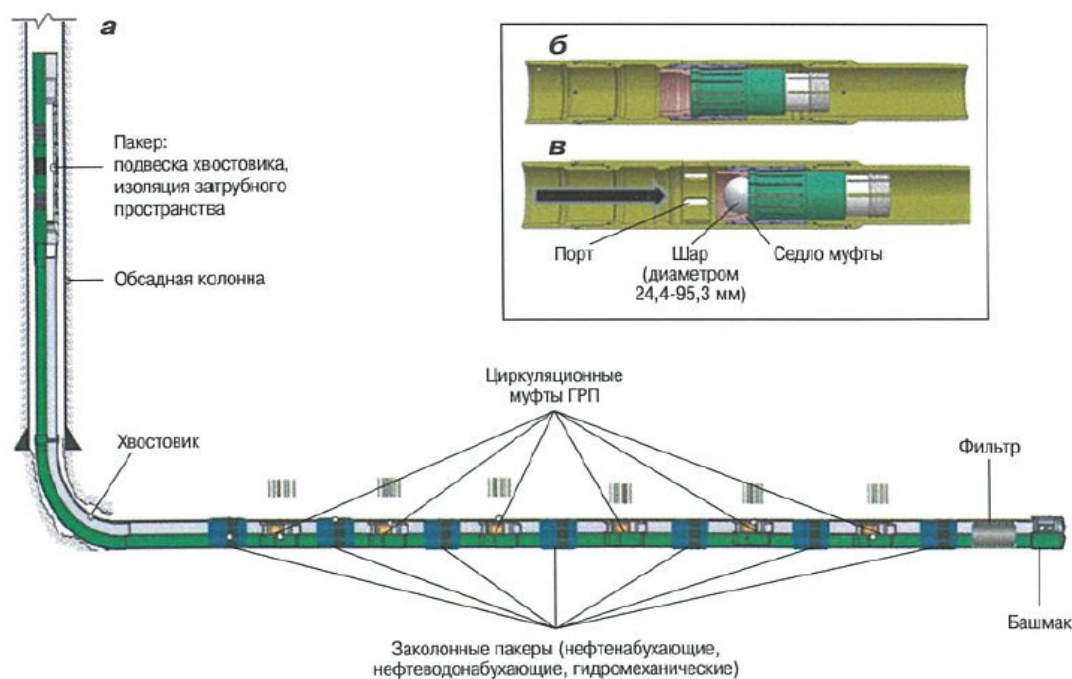


Рисунок 8 – Компоновка хвостовика для проведения МГРП (а), муфта после спуска (б) и открытие муфты шаром (в) [21]

Преимуществами рассмотренного способа заканчивания являются:

- высокая скорость проведения работ по МГРП по сравнению с использованием двухпакерной системы «Мангуст»;
- возможность применения в длинных горизонтальных стволах (более 1000 м);
- полнопроходное отверстие после фрезерования, которое позволяет использовать стандартный скважинный инструмент для обсаженного ствола.

К недостаткам относятся:

- ограниченность числа портов (до 24);
- необходимость разбуривания седел;
- отсутствие возможности избирательного повторного ГРП.

На 01.01.19 г. в ПАО «Славнефть-Мегионнефтегаз» пробурено около 1000 ГС с данным типом заканчивания. Мониторинг их эксплуатации показал, что в условиях низко-проницаемых коллекторов в среднем через 2 года продуктивность скважин снижается на 60-80 %. Таким образом, одной из актуальных задач в настоящее время является поиск методов проведения

повторной стимуляции трещин с оптимальным сочетанием цена - результативность [22].

2.6 Современные технологии повторного гидроразрыва пласта

Рассмотрим следующие технологии повторного ГРП в нефтегазодобывающих компаниях:

- «слепой рефрак» - одностадийная закачка проппанта без изоляции портов ГРП;
- SpotFrac - селективный ГРП с применением чашеобразных уплотнителей и пакера многократной установки;
- ГРП с использованием химического отклоняющего агента - селективный ГРП с предварительной блокировкой высокопроницаемых интервалов с помощью закачки разлагаемого отклоняющего состава;
- iFrac - многостадийный «слепой рефрак» - последовательная закачка проппанта в две стадии и более в ГС с МГРП без изоляции портов компоновки.

Рассмотрим характеристики перечисленных технологий повторного ГРП в ГС отдельно.

Одностадийный «слепой рефрак»

Преимущества:

- 1) Минимальное число операций по подготовке скважины;
- 2) Простота проведения;
- 3) Низкая стоимость;
- 4) Выполнение ГРП любой сервисной компанией.

Недостатки:

- 1) Неконтролируемая точка инициации порта ГРП;
- 2) Высокая вероятность проведения стимуляции наиболее выработанного интервала. Необходимость повторной перфорации на НКТ;
- 3) Неконтролируемые утечки жидкости ГРП в открытые интервалы, высокие риски получения преждевременной остановки закачки, сильная трещиноватость;

4) Вынос проппанта при нормализации забоя. Невозможность изоляции трещин при прорыве воды. Относительно невысокий прирост дебитов жидкости.

Технология SpotFrac

Преимущества:

1) Контролируемая закачка проппанта в определенный интервал (адресная закачка);

2) Возможность инициации новых трещин ГРП в ГС с предварительной перфорацией;

3) Возможность выполнения до трех стадий МГРП за одну спускоподъемную операцию.

Недостатки:

1) Необходимость обеспечения равнопроходного сечения ГС с привлечением бригады КРС и применением гибких НКТ;

2) Необходимость использования дорогостоящих блокирующих составов для временной изоляции высокопоглощающих интервалов при фрезеровании седел, шаров;

3) Риск негерметичности чашечных пакеров.

Использование металлоемкого оборудования, увеличивающего риски возникновения аварии;

4) Потребность в привлечении бригады КРС в процессе МГРП. Ограничение суммарной массы проппанта, концентраций и расходов;

5) Продолжительный процесс реализации технологии (привязки по данным ГИС, монтажи/демонтажи арматур ГРП/КРС при позиционировании и посадке/срыве пакера);

6) Высокая стоимость.

Гидроразрыв пласта с применением химического отклоняющего агента

Преимущества:

- 1) Минимальное число операций при подготовке к ГРП и проведении МГРП;
- 2) Отсутствие металлоемкого оборудования, что снижает риски возникновения аварии;
- 3) Не требуется привлечения бригад КРС при МГРП;
- 4) Отсутствие ограничений суммарной массы проппанта, концентраций и расходов;
- 5) Возможность стимуляции невыработанных интервалов.

Недостатки:

- 1) Неконтролируемая точка инициации порта ГРП;
- 2) Необходимость применения дополнительного оборудования ГРП;
- 3) Ограничение продолжительности проведения ГРП временем разложения отклоняющихся материалов;
- 4) Дополнительная операция по соляно кислотной обработке призабойной зоны для полного разложения отклоняющихся химических составов;
- 5) Правообладателем технологии является компания Schlumberger;
- 6) Высокая стоимость услуг.

Технология iFrac

Преимущества:

- 1) Минимальное число операций при подготовке скважины к ГРП и проведении МГРП;
- 2) Отсутствие металлоемкого оборудования, что снижает риски возникновения аварии;
- 3) Не требуется привлечения бригады КРС в процессе МГРП;
- 4) Отсутствие ограничений суммарной массы проппанта, концентраций и расходов;
- 5) Простота выполнения;
- 6) Низкая стоимость;
- 7) Выполнение ГРП любой сервисной компанией.

Недостатки:

- 1) Неконтролируемая точка инициации порта ГРП;
- 2) Невозможность создания дополнительных трещин ГРП;
- 3) Первоочередная стимуляция наиболее выработанных интервалов;
- 4) Вынос проппанта при нормализации забоя.

Рассмотрим результаты применения каждого вида ГРП на примере компании ПАО «Славнефть-Мегионнефтегаз». Здесь, было проведено 111 повторных ГРП в ГС, из них 2/3 операций составили наиболее простые по технологии одностадийные «слепые рефраки», позволившие увеличить добычу углеводородов в 2 раза по сравнению с остановочными параметрами с величиной него прироста дебита жидкости 19 т/сут. С 2016 г. началась реализация высокотехнологичных повторных ГРП. 03.06.16 г. впервые в России компанией ООО «ЕВС» совместно с подрядной организацией по капитальному ремонту скважин «КаРС» успешно проведен повторный ГРП по технологии SpotFrac в скв. 11394 Аганского месторождения. Всего в 2016 г. выполнены три операции SpotFrac, в 2017 г. - четыре операции повторного ГРП с применением химического отклоняющего агента. ГРП по обеим технологиям проведены в три стадии. Полученные приросты начальных дебитов жидкости превысили дебиты, полученные при «слепом рефраке»: по технологии SpotFrac - в 2,5 раза, по технологии с применением химического отклоняющего агента - в 3 раза.

С сентября 2017 г. в ПАО «Славнефть-Мегионнефтегаз» применяется новая технология многостадийного «слепого» повторного ГРП - iFrac. В 2018 г. выполнено 28 операций iFrac в две-три стадии (рисунок 9). Средний прирост дебита жидкости составил 13 т/сут на одну стадию МГРП, или 33 т/сут на одну скважино-операцию при среднем приросте для одностадийного «слепого рефрака» около 20 т/сут.

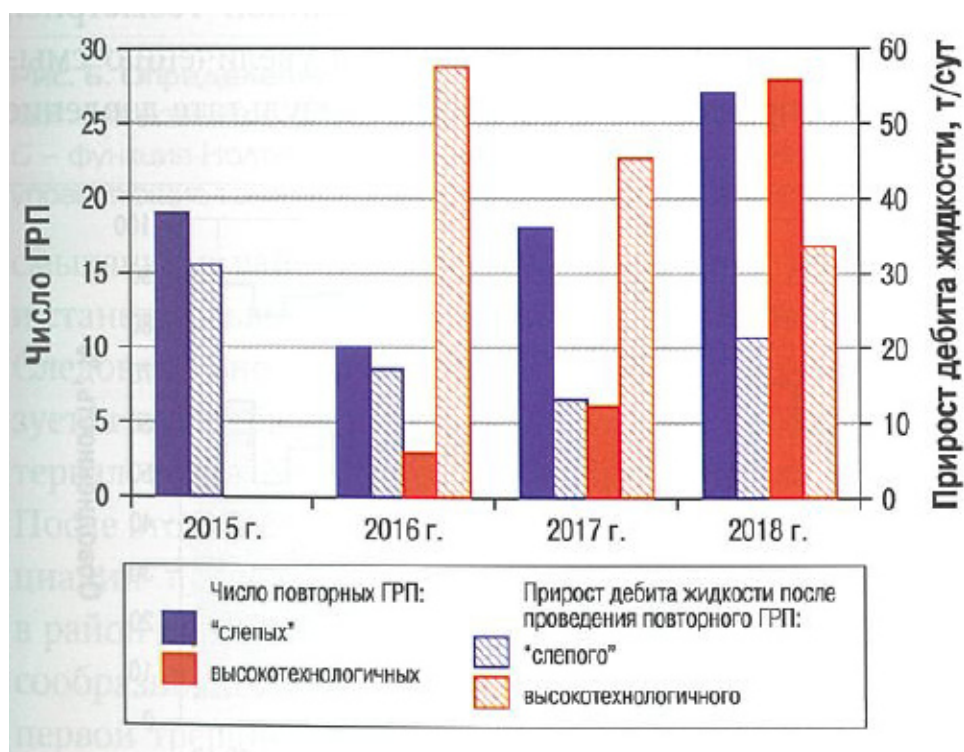


Рисунок 9 – Показатели выполнения повторных ГРП [23]

Отмеченная результативность может быть объяснена особенностями технологии iFrac, предусматривающей выполнение МГРП без применения механических и химических отклонителей. Такой подход не позволяет определить место инициации трещины на каждой стадии, что может приводить к повторной закачке пропанта в один и тот же порт.

Если предположить, что горные породы изотропны по геомеханическим свойствам в окрестности скважины, то фактором, определяющим интервал инициации трещины при повторном ГРП, является энергетическое состояние пласта в зоне горизонтального ствола на момент операции. Разработка прискважинной области через порты ГРП неравномерно снижает пластовое давление и, как следствие, давление смыкания в зонах портов. Трещины повторного «слепого» ГРП в горизонтальных стволах скважин будут развиваться последовательно в точке минимального горизонтального напряжения на момент каждой операции. Создание и закрепление трещины пропантом при выполнении ГРП приводят к локальному росту напряжения в породе, что может вызвать

появление последующей трещины в новой зоне [24]. Радиус возмущения напряженного состояния пласта при выполнении ГРП сравним с полудлиной трещины и в среднем может составлять 40-60 м. Таким образом, закачка в пласт расклинивающего агента вызывает отклонение трещин на последующих стадиях. При последовательных циклах закачки трещины будут развиваться последовательно, начиная с зоны наименьшего напряжения смыкания в сторону зон с последовательно увеличивающимся напряжением.

В качестве аналога данного эффекта можно привести переключение потока при работе входного устройства скважинного штангового насоса. В нем оба входных отверстия всегда открыты, нет переключателей и клапанов, но переключение потоков между ними происходит. В каждый момент времени жидкость поступает в насос только через одно отверстие. Простота технологии iFrac определяет низкую стоимость работ, составляющую около 40 % стоимости альтернативных подходов к выполнению повторного ГРП.

3 ОПТИМИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИИ ПОВТОРНОГО ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА В ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СТВОЛАХ СКВАЖИН

3.1 Особенности проведения гидроразрыва пласта методом iFrac

Технология i-Frac является инновационным для отрасли способом выполнения операций по повышению продуктивности скважин. Метод открывает новые перспективы для эффективного освоения трудноизвлекаемых запасов.

Метод значительно удешевляет проведение повторного многостадийного гидроразрыва пласта в горизонтальных скважинах. В отличие от стандартных подходов, его можно применять на большой глубине, в том числе при освоении ачимовских отложений, юрских пластов и бажендовской свиты. Это расширяет возможности по вовлечению в разработку трудноизвлекаемых запасов, которые ранее считались нерентабельными.

Метод основан на изменении напряжения горных пород после закачки под высоким давлением в ствол скважины жидкости, состоящей из песка, воды и пищевой добавки – гуаровой камеди. Благодаря инновационному подходу теперь возможно не только управлять МГРП под землей, но и с высокой точностью прогнозировать расположение трещин в породе, обеспечивая по ним приток нефти в скважину.

Еще одним важным преимуществом инновационной технологии является существенное сокращение сроков выполнения МГРП. Теперь всю операцию по интенсификации притока можно провести за 21 день, тогда как ранее на это уходило почти два месяца. Метод не требует использования сложного дорогостоящего оборудования и химических реагентов, а также исключает зависимость от импорта.

В системе i-FRAC под колонны диаметром 114 мм или хвостовики диаметром 140 мм используются подвижные муфты, активируемые шарами (рисунок 10). При использовании одной муфты на стадию компоновка

позволяет проводить до 40 стадий ГРП. В то же время есть возможность задействовать до 10 муфт на каждую стадию (интервал) ГРП. Всего в этом случае можно выполнить ГРП максимум в 15 зонах. Для разобщения интервалов используются гидравлические или разбухающие пакеры.

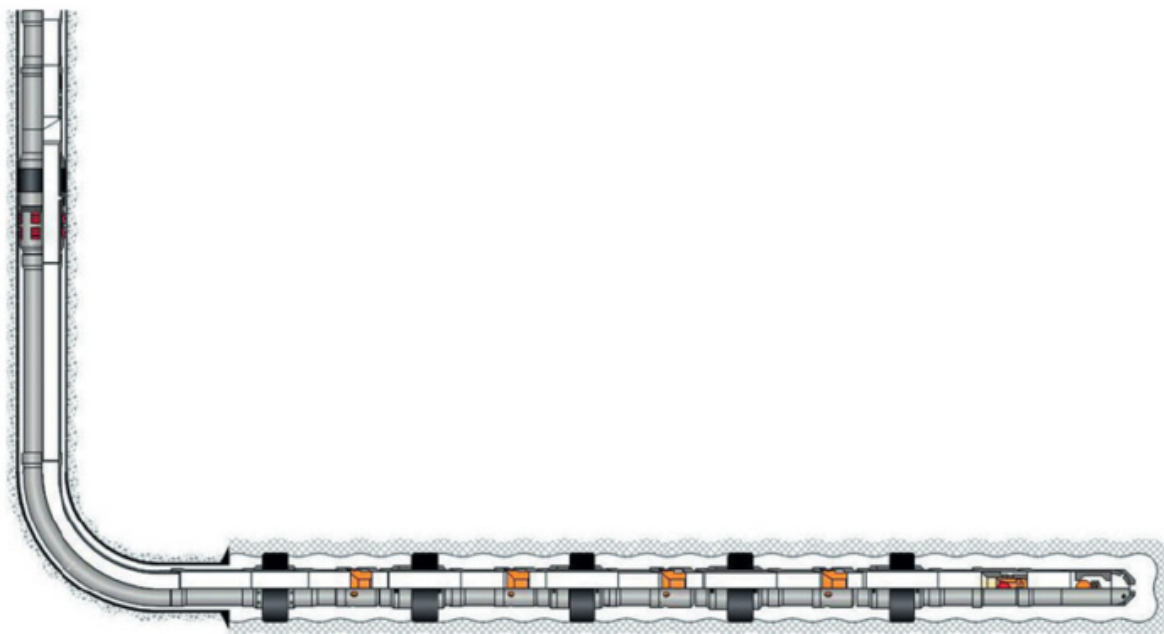


Рисунок 10 – Система i-Frac для открытого ствола

Операция МГРП с использованием системы i-FRAC и одновременным включением нескольких муфт в каждом из интервалов проводится в несколько этапов. Сначала подвеска фиксируется в основной колонне пакерами. Затем, после опрессовки сбрасывается шар наименьшего диаметра, который открывает все муфты нижнего интервала. Шар фиксируется в последнем седле. Затем проводится ГРП или ОПЗ в данном интервале через несколько портов, после чего сбрасывается следующий по размеру шар и т.д. При достаточной энергии пласта шары вымываются на поверхность или же разбухают в стволе.

Принцип работы системы i-FRAC для обсаженного ствола в целом тот же (рисунок 11). Только для изоляции интервалов используются не пакеры, а цементирование. То есть горизонтальная часть скважины цементируется, и затем проводятся операции ГРП или ОПЗ. При использовании одной муфты на интервал система позволяет обработать 40 интервалов. Другой вариант —

22 стадии по 20 муфт на каждую. Таким образом, общее число единиц ГРП может достигать 440. Муфты каждой стадии открываются одним шаром.

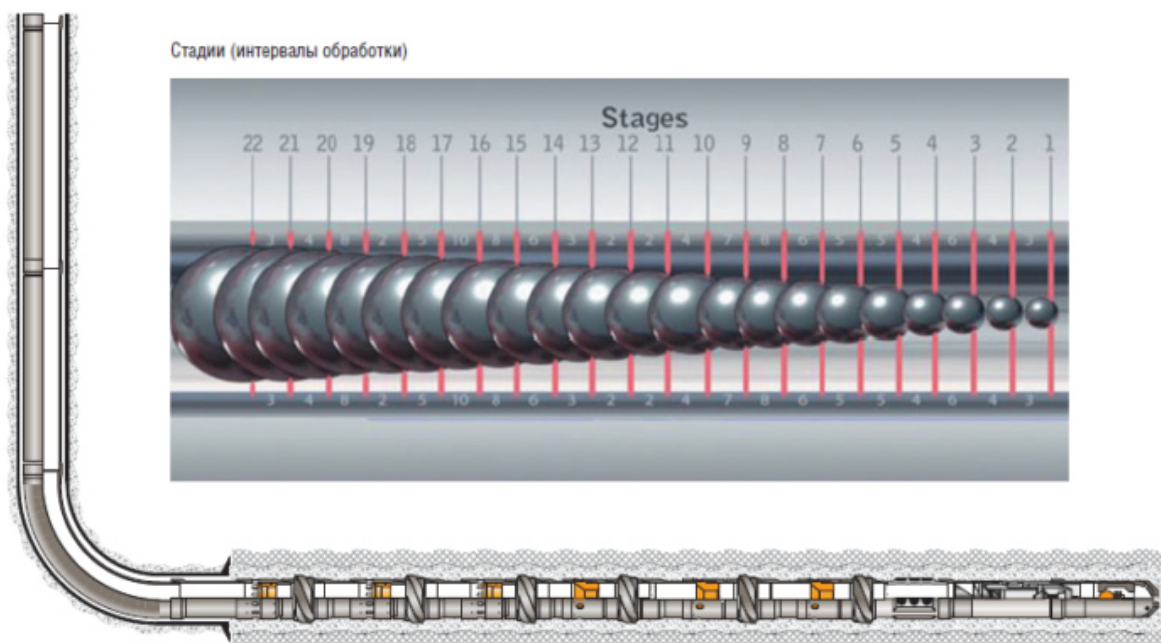


Рисунок 11 – Система i-Frac для обсаженного ствола

Технология i-FRAC для обсаженного ствола показывает наилучшие результаты в случае проведения кислотных ГРП или ОПЗ в карбонатных коллекторах. Можно применять эту систему и для обычных ГРП с перпендикулярными стволу трещинами, однако при обычном ГРП в карбонатных коллекторах необходимости в использовании сразу нескольких муфт в одном интервале нет. Также технология показывает высокую эффективность при создании продольных трещин параллельно стволу за счет увеличения площади контакта с трещинами. Это обеспечивает более интенсивный приток по интервалам.

Опыт применения технологии в Северной Америке: произведено 36 заканчиваний в открытом стволе с ГРП в 568 интервалах (стадиях), получен один отказ по порыву хвостовика.

В цементированных стволах установлено 27 систем с 916 муфтами, обработан 261 интервал. Отказов произошло три, один по причине заводского брака системы заканчивания, в другом случае бракованным

оказалось цементирующее оборудование, в третьем — произошло мгновенное схватывание цемента.

3.2 Оптимизация технологии многостадийного гидроразрыва пласта

Целью оптимизации любого технологического процесса является получение более высокой эффективности рассматриваемого метода, применение усовершенствований технологии, её автоматизации и увеличении надежности. Также, целью оптимизации является финансовой нагрузки, что приведет к росту прибыли.

Технология проведения операции ГРП процесс очень дорогостоящий, рентабельность проекта зависит от результата работы огромного количества людей из различных служб, петрофизиков, геофизиков, специалистов по ГДИС, инженеров по подбору скважин кандидатов для ГРП и самой бригады ГРП. Если допустить ошибку или провести малоэффективное ГРП, то рентабельность геолого-технического мероприятия может быть отрицательной, так как она напрямую зависит от того, как скважина будет работать воздействия. Следовательно, вопрос оптимизации процесса ГРП стоит очень остро, как с технологической точки зрения, так и с экономической.

Рассматриваемая нами технология ГРП i-Frac позволит оптимизировать технологию данного вида геолого-технических мероприятий для месторождений Западной Сибири. Со стороны технологической части, результативность проведения ГРП обусловлена исключением необходимости применения механических отклонителей при проведении операции, что уменьшает стоимость и снижает риск проведения аварийного ГРП (клин, непроход). Также при проведении других типов ГРП (с применением портов и деления зон) пластовое давление снижается крайне неравномерно, что приводит к смыканию этих зон и остановки фильтрации. Тогда как при методе i-Frac трещины развиваются последовательно, в зоне наименьшего горизонтального напряжения. То есть следующая стадия ГРП будет

воздействовать равномерно на все открытые трещины последовательно, увеличивая их объем и длину. Данный факт играет значительную роль, так как протяженность горизонтальных участков на месторождениях Западной Сибири не велика и это позволит провести равномерные глубокие трещины по целевым пластам и обеспечить максимальный приток к скважинам и на продолжительное время.

С экономической стороны при методе i-Frac происходит оптимизация затрат, так как упрощены технологические операции по созданию портов ГРП, исключена необходимость применения дополнительной техники. Сокращены сроки проведения ГРП, что также сказывается на экономической части, так как появляется возможность оптимизировать и мобилизовать бригады КРС на несколько операций за отчетный период.

3.3 Рекомендации по выбору оптимального варианта гидроразрыва пласта

Проведя аналитическую оценку методов усовершенствованных подходов к технологии гидроразрыва пласта, можно сказать, что для коллекторов Западной Сибири наиболее подходящий метод – iFRAC. Основные преимущества метода – низкая стоимость и экономическая эффективность. Также подготовка скважины для проведения геолого-технического мероприятия представляет собой минимальное количество операций.

Для данной технологии нет необходимости собирать много системные соединения трубопроводов, обустраивать дополнительные металлоемкие конструкции, что снижает риск возникновения аварии, и ценится нефтегазодобывающими компаниями.

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б6В1	Коростелёв Артем Анатольевич

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение школы (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело», специализация «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти»

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>Оценка затрат на приобретение, установку и годовое обслуживание модуля гидроразрыва пласта, здания, сооружений. Расчеты произведены исходя из рыночных цен для г. Томска</i>
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>СТО Газпром РД 1.12-096-2004. Районный коэффициент – 1,7 Северная надбавка – 1,5 Доплата за вредность – 1,12</i>
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>Налоговый кодекс РФ Отчисления во внебюджетные фонды 30,2%</i>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	<i>Технико-экономическое обоснование проекта. Экономическое обоснование применения модуля гидравлического разрыва пласта на кусте скважин.</i>
2. <i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	<i>Расчет прироста добычи нефти за счет внедрения в систему разработки модуля ГРП, расчет стоимости покупки, монтажа и годового обслуживания.</i>
3. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	<i>Расчет эффективности использования модуля ГРП при получении дополнительной добычи нефти за период 1 год</i>

Перечень графического материала

1. <i>График выполнения работ</i>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	21.04.2021
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Клемашева Елена Игоревна	канд.экон.наук		21.04.2021

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б6В1	Коростелёв Артем Анатольевич		21.04.2021

комплекса ГРП представлен в (табл. 4.1).

Таблица 4.1 — Оборудование для монтажа комплекса ГРП

Наименование		Количество	Стоимость, руб.
1	Здание обслуживания, шт	1	10 000 000
2	Модуль высоконапорных насосов, шт	2	400 000 000
3	Шкаф управления насосной, шт	1	500 000
4	Оборудование технологическое, кт	1	1 000 000
5	Технологические трубопроводы, к-т	1	10 000 000
6	Кабель (1кВ) 1x240 кв.мм.100 метров,	3	103 800
ИТОГО			421 603 800

Расчет амортизационных отчислений для оборудования модуля ГРП представлен в (табл. 4.2). Он проведен согласно постановлению Правительства РФ от 01.01.2002 N 1 (ред. от 27.12.2019) "О Классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы"

Таблица 4.2 — Амортизационные отчисления для оборудования модуля ГРП

№	Наименование	Амортизационная Группа	Норма амортизации	Сумма амортизации за 1 год, руб.
1	Здание обслуживания	6	1,8 %	180 000
2	Модуль высоконапорных насосов	4	3,8 %	7 600 000
3	Шкаф управления насосной	5	2,7 %	135 000
4	Оборудование обеспечения технологического процесса	5	2,7 %	27 000
5	Технологические трубопроводы	5	2,7 %	270 000
6	Кабель (1кВ) 1x240 кв.мм.100 метров	6	1,8 %	1 900
Итого				613 900

4.2.2 Расчет затрат на монтаж модуля гидроразрыва пласта

Для правильной и безопасной работы установки необходим ее правильный монтаж специалистами инженерно-технического отдела. Рассмотрим основные виды работ, которые необходимы для проведения монтажа модуля ГРП и представим их в (табл. 4.3). Данные виды работ относятся к контрагентным услугам.

Таблица 4.3 – Экономические затраты на монтаж установки

№	Вид монтажных работ	Количество дней	Стоимость работ, руб.
1	Отсыпка и укрепление площадки под установку здания насосной	30	300 000
2	Отсыпка обваловки для недопущения аварийных розливов нефтепродуктов	10	100 000
3	Присоединение свободных концов труб и входам блока распределения	30	1 000 000
4	Опрессовка линии давлением в 250 атм.	30	300 000
Итого		100	1 700 000

Общие затраты на монтаж комплекса ГРП составил 1 700 000 рублей, амортизационные отчисления составили 613 900 рублей. Стоимость оборудования составила 441 603 800 рублей.

4.2.3 Расчет эксплуатационных затрат на проведение цикла гидравлического разрыва пласта на одном кусту скважин.

Общие данные оборудования модуля гидроразрыва пласта

Далее рассчитаем стоимость эксплуатации комплекса. В состав сметных расценок на эксплуатацию машин $C_{\text{маш}}$ входят следующие статьи затрат (руб./маш.-час) :

$$C_{\text{маш}} = P + B + З + Э + Г + П \quad (4.1)$$

где: P – затраты на выполнение всех видов ремонта, диагностирование и техническое обслуживание, рублей/машино-час;

B – затраты на замену быстроизнашивающихся частей,

рублей/машино-час;

Z – оплата труда рабочих, рублей/машино-час;

\mathcal{E} – затраты на энергоносители, рублей/машино-час;

C – затраты на смазочные материалы, рублей/машино-час;

Γ – затраты на гидравлическую и охлаждающую жидкость;

Π – затраты на перебазировку машин с одной площадки (базы) на другую площадку (базу), включая монтаж машин с выполнением пуско-наладочных работ, демонтаж, транспортировку с погрузочно-разгрузочными работами.

По особо сложным и мощным машинам на операции, связанные с их перебазировкой, разрабатываются отдельные расценки и соответствующие затраты учитываются в сметах отдельными строками.

4.2.4 Нормативный показатель затрат на все виды ремонта для каждого оборудования комплекса гидроразрыва пласта

$$P = \frac{B_c \cdot H_p}{T \cdot 100}, \quad (4.2)$$

где: B_c - восстановительная стоимость машины;

H_p – норма годовых затрат;

T – годовой режим работы машины.

Результаты расчета в (табл. 4.4)

Таблица 4.4 – Затраты на все виды ремонта

№	Наименование	Нормативный показатель затрат на все виды ремонта, руб./маш. час
1	Здание обслуживания	3,41
2	Модуль высоконапорных насосов	46
3	Шкаф управления насосной	4,55
4	Оборудование обеспечения технологического процесса	6,83
5	Технологические трубопроводы	4,55
	Кабель (1кВ) 1x240 кв.мм. 100 м.	4,56

H_p рассчитывается по формуле:

$$H_p = \frac{P+TO}{B_c} \cdot 100\%, \quad (4.3)$$

где: $P+TO$ – сумма среднегодовых затрат на техническое обслуживание и ремонт, которые включают в себя:

- средства, потраченные на покупку заменяемых агрегатов и запасных частей к ним с учетом всех транспортных расходов;
- стоимость ремонтных материалов с учетом всех транспортных расходов;
- оплату труда ремонтных рабочих; при этом, трудоемкость определяется согласно представленным нормативным документам;
- средства, отчисляемые на эксплуатацию ремонтных баз в части прямых затрат, учитывая амортизацию технологического оборудования;

B_c – сумма показателей восстановительной стоимости машин данной модели в среднем за год; результаты расчета представлены в (табл. 4.5).

Таблица 4.5 – Норма годовых затрат

№	Наименование	Норма годовых затрат для оборудования и коммуникаций, %
1	Здание обслуживания	0,27
2	Модуль высоконапорных насосов	1,97
3	Шкаф управления насосной	7,2
4	Оборудование обеспечения технологического процесса	5,4
5	Технологические трубопроводы	0,36
6	Кабель (1кВ) 1х240 кв.мм.100 метров	32

4.2.5 Нормативный показатель затрат на замену быстроизнашивающихся частей

Данный показатель затрат определяется по формуле:

$$B = \frac{(C_{бч} + Z_{д.бч.} + Z_{п.бч.} \cdot (1 + H + П)) \cdot K_{бч}}{T_p}, \quad (4.4)$$

где: $C_{бч}$ - цена быстроизнашивающейся части по рыночной стоимости;

$Z_{д.бч.}$ - затраты на доставку с учетом транспортных расходов.

Устанавливается для региона;

$Z_{п.бч.}$ - оплата труда ремонтных рабочих;

$K_{бч}$ - количество частей. Устанавливается по инструкции на эксплуатацию машин;

$H + П$ - индивидуальные нормы для накладных расходов и сметной прибыли берется в долях от оплаты труда рабочих и составляет 0,7;

T_p - нормативный ресурс на деталь данного вида. Принимается на основе:

- рекомендаций изготовителя;
- данных, приводимых в нормативной литературе;
- фактических показателей срока службы.

Результаты расчета в (табл. 4.6).

Таблица 4.6 – Затраты на замену быстро изнашивающихся запчастей

№	Наименование	Ремонт и замена запасных деталей, руб./маш. Час
1	Здание обслуживания	0,77
2	Модуль высоконапорных насосов	8,86
3	Шкаф управления насосной	1,08
4	Оборудование обеспечения технологического процесса	0,73
5	Технологические трубопроводы	0,32
6	Кабель (1кВ) 1x240 кв.мм.100 метров	0,62

4.2.6 Расчет материальных затрат

Определяются по основным видам энергии:

- бензин (кг/руб);
- дизельное топливо (кг/руб);
- электроэнергия (кВт-ч/руб);
- сжатый воздух (м³/руб).

Для электроэнергии топлива используется формула:

$$Э_d = N_d \cdot K_n \cdot (C_d + Z_{d,d}), \quad (4.5)$$

где: N_d - норма расхода электроэнергии

Показатель N_d устанавливается:

- по паспортным данным;
- нормативам, приводимым в технической литературе;
- по фактическим данным;

K_n – коэффициент, учитывающий затраты на электроэнергию при работе пускового двигателя. При отсутствии такового - K_n не учитывается.

C_d – цена электроэнергии (4,1 руб кВт час);

$Z_{d,d}$ – затраты на передачу электроэнергии до машины, с учетом всех транспортных расходов.

Результаты занесем в (табл. 4.7)

Таблица 4.7 – Затраты на энергоносители

№	Наименование	Затраты на энергоносители для оборудования и коммуникации, руб./маш. Час
1	Здание обслуживания	4,92
2	Модуль высоконапорных насосов	13,12
3	Шкаф управления насосной	2,05
4	Оборудование обеспечения технологического процесса	2,05
5	Технологические трубопроводы	0
6	Кабель (1кВ) 1x240 кв.мм.100 метров	0

4.2.7 Нормативный показатель затрат на смазочные материалы

Коэффициент C_{δ} определяется по формуле:

$$C_{\delta} = (0,044 \cdot C_{mm} + 0,004 \cdot C_{nc} + 0,015 \cdot C_{tm}) \cdot H_{\delta} \cdot K_n, \quad (4.6)$$

где: 0,044, 0,004, 0,015 – коэффициенты, учитывающие расход смазочных материалов;

C_{mm} , C_{nc} , C_{tm} – рыночные цены на масла, пластические смазки и трансмиссионные масла с учетом всех транспортных расходов (250 руб. - 300 руб. - 400 руб.); H_{δ} – норма расхода топлива в среднем за год (500 л. в год);

K_n – коэффициент, учитывающий затраты на бензин при работе пускового двигателя. При отсутствии K_n не учитывается. Результаты вычисления занесем в (табл. 4.8)

Таблица 4.8 – Затраты на смазочные материалы

№	Наименование	Затраты смазочные материалы для оборудования и коммуникации, руб./маш. Час
1	Здание обслуживания	0
2	Модуль высоконапорных насосов	1,047
3	Шкаф управления насосной	0
4	Оборудование обеспечения технологического процесса	0
5	Технологические трубопроводы	0
6	Кабель (1кВ) 1x240 кв.мм.100 метров	0

4.2.8 Нормативные показатели затрат на гидравлическую жидкость

Коэффициент Γ определяется по формуле:

$$\Gamma = \frac{O \cdot D_2 \cdot K_{\delta} \cdot P_2 \cdot (C_2 + 3_{\delta.2})}{T}, \quad (4.7)$$

где: C – средневзвешенный показатель вместимости гидравлической системы машины;

D_z – плотность жидкости (0,92);

K_d – коэффициент доливок (1,5);

P_z – периодичность полной замены жидкости (через каждые 4344 часов – 2раза в год) ;

C_z – цена жидкости (100 руб. / л.);

$Z_{d,z}$ – затраты на доставку (15 руб. /л.);

Результаты вычисления занесем в (табл. 4.9)

Таблица 4.9 – Затраты на гидравлическую жидкость

№	Наименование	Затраты на гидравлическую жидкость для оборудования и коммуникаций, руб./маш. час
1	Здание обслуживания	0
2	Модуль высоконапорных насосов	0,18
3	Шкаф управления насосной	0
4	Оборудование обеспечения технологического процесса	0
5	Технологические трубопроводы	0
6	Кабель (1кВ) 1x240 кв.мм.100 м.	0

4.2.9 Стоимость эксплуатации машины в год

Посчитаем стоимость эксплуатации оборудования при проведении циклов ГРП на одном кусту скважин в течение года, результаты в (табл. 4.10)

Таблица 4.10 – Стоимость эксплуатации оборудования в год

№	Наименование	Стоимость эксплуатации руб/ маш.- ч.	Количество Часов	Стоимость эксплуатации оборудования в год
1	Здание обслуживания	31,91	8688	277 234,08
2	Модуль высоконапорных насосов	157,82	8688	1 371 140,2
3	Шкаф управления насосной	9,38	8688	81 493,44
4	Оборудование обеспечения технологического процесса	13,03	8688	113 204,64
5	Технологические трубопроводы	39,06	8688	339 353,28
6	Кабель (1кВ) 1x240 кв.мм.100 метров	5,42	8688	47 088,96
Итого				3 511 332,6

Стоимость эксплуатации модуля ГРП в год:

$$C = C_{\text{маш.общ.}} \cdot T + \Pi = \sum C_n \cdot T + \Pi + Z_{\text{общ}} = (31,91 + 158,82 + 9,38 + 13,03 + 39,06 + 5,42 \cdot 8688 + 1\,328\,907) = 251,2 \cdot 8688 + 1\,328\,907 = 2\,182\,425,6 + 1\,328\,907 = 3\,511\,332,6 \text{ руб./ маш. г.}$$

4.3 Расходы на оплату труда и отчисления во внебюджетные фонды

При отсутствии необходимых данных в перечисленных документах количество рабочих определяются по фактическим условиям эксплуатации машины. 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 (табл. 4.11).

Таблица 4.11 – Надбавки и доплаты к заработной плате работника

Наименование надбавки	Значение
Районный коэффициент	1,7
Северная надбавка	1,5
Доплата за вредность	1,12
Компенсационная выплата за время нахождения в пути на вахту/с вахты	1,25
Компенсационная выплата за вахтовый метод работы	1,1

Таким образом, с учетом показателей в (табл. 4.9), а также количеством техники в виде одной единицы модуля ГРП рассчитывается количество работников, необходимых для эксплуатации данной установки, занесем результаты в (табл. 4.12).

Таблица 4.12 – Расчет заработной платы работников

	Оператор ГРП дневной	Оператор ГРП ночной	Слесарь КИПиА дневной	Слесарь КИПиА ночной
Часовая тарифная ставка, руб.	109	109	102	102
Районный коэффициент, руб.	76,3	76,3	71,4	71,4
Северная надбавка, руб.	54,5	54,5	51	51
Доплата за вредность, руб.	13,08	13,08	12,24	12,24
Время нахождения в пути, руб.	27,25	27,25	25,5	25,5
Вахтовый метод работы, руб.	10,9	10,9	10,2	10,2
Итого, руб./час	291,03	291,03	272,34	272,34
Время работы, часов	4344	4344	4344	4344
Итого, руб. за работу 1-го работника, руб	1264234	1264234	1183045	1183045
Общая сумма ЗП, руб.	4 894 559			

Согласно данным расчета из (табл. 4.12) для годового обслуживания компрессорной установки на оплату труда обслуживающим ее работникам необходимо 4 894 559 руб.

Затраты на страховые взносы в пенсионный фонд, фонд социального страхования, фонд обязательного медицинского страхования и обязательного социального страхования от несчастных случаев на производстве представлены в (табл. 4.13).

Рассчитывая затраты на страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний, выбираем класс I с тарифом 0,2 для предоставления услуг связанных с добычей нефти и газа (код по ОКВЭД - 11.20.4).

Таблица 4.13 – Расчет взносов во внебюджетные фонды

	Оператор ГРП дневной	Оператор ГРП ночной	Слесарь КИПиА дневной	Слесарь КИПиА ночной
ЗП, руб.	1264234,3	1264234,3	1183045,0	1183045,0
ФСС (2,9%)	36662,8	36662,8	34308,3	34308,3
ФОМС (5,1%)	64476,0	64476,0	60335,3	60335,3
ПФР (22%)	278131,6	278131,6	260269,9	260269,9
Страхование от несчастных случаев (тариф 0,2%)	2528,5	2528,5	2366,1	2366,1
Всего, руб.	381798,8	381798,8	357279,6	357279,6
Общая сумма, руб.	1 478 156,6			

Общая сумма страховых взносов на 4 работников за 1 год составила 1 478 156,6 руб. Таким образом, общая сумма по заработной плате составила **6 372 715,6** руб. Рассмотрим все годовые затраты в (табл. 4.14).

Таблица 4.14 – Годовые затраты на проведения гидравлического разрыва пласта

Вид затрат	Сумма, руб
Амортизационные отчисления	613 900
Стоимость монтажа	1 700 000
Заработная плата работникам	4 894 559
Оплата страховых взносов	1 478 156,6
Стоимость годового обслуживания установки ГРП	3 511 332,6
Итого	12 197 948,2

4.4 График выполнения работ процедуры гидроразрыва пласта на примере одной операции

Процедура проведения ГРП на скважине определяется отделом технолога, где выбираются скважины кандидаты для проведения геолого-технической операции. Затем проект согласовывается с начальником цеха

добычи нефти и газа и задание на подготовку передается мастеру по добыче нефти и газа. После подготовки территории, скважина передается для проведения мероприятия команде ГРП. После проведения воздействия на скважине, фиксируются результаты, сравниваются с ожидаемым эффектом, скважина готовится к сдаче и бригада переезжает на следующую скважину. Представим операцию проведения ГРП при помощи графика Ганта (рис. 12).

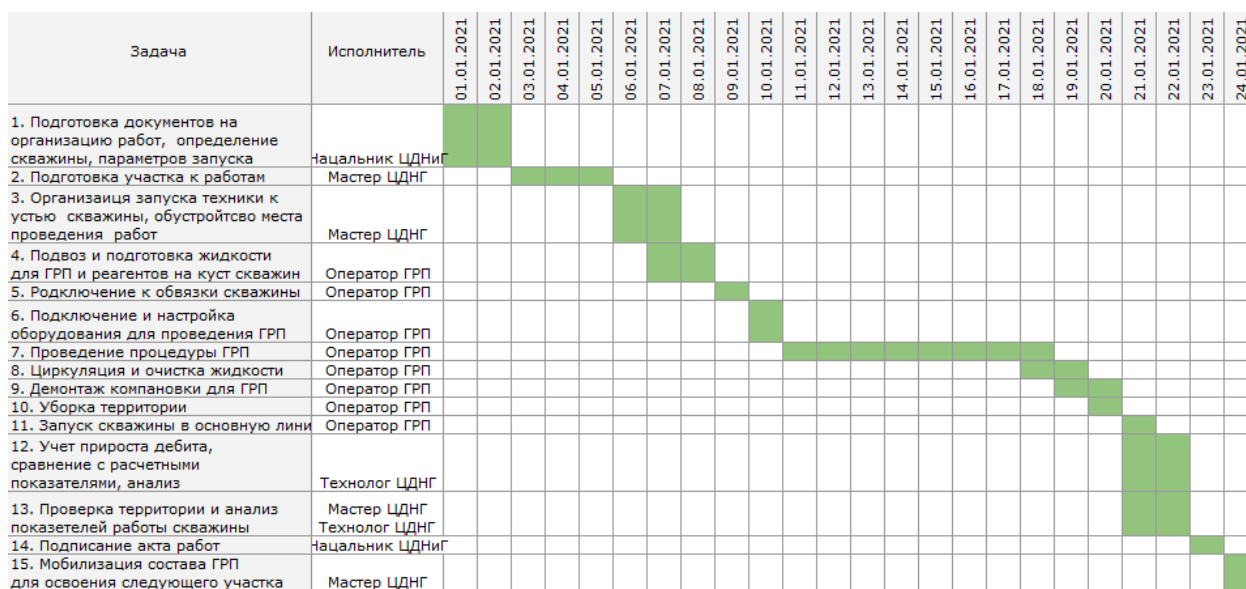


Рисунок 12 – Отображение графика работе в форме гистограммы Ганта

4.5 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности проекта

4.5.1 Расчет экономической эффективности при использовании модуля для проведения гидравлического разрыва пласта

Для ввода в эксплуатацию, закупки оборудования, монтажа, компании необходимо потратить, согласно расчетам, приведенным выше **421 603 800** рублей.

Стоимость годовой эксплуатации оборудования будет суммироваться из амортизационных отчислений, затрат на обслуживание, оплату труда работникам и отчисления, а также стоимость монтажа оборудования:

составил 1 700 000 рублей, амортизационные отчисления составили 613 900 рублей.

$613\,900 + 3\,511\,332,6 + 6\,372\,715,6 + 1\,700\,000 = 12\,197\,948,2$ рублей.

Прирост выручки от проведенного мероприятия рассчитывается исходя из годового прироста добычи нефти, а именно:

Установка оборудования для проведения геолого-технических мероприятий (гидроразрыва пласта) на месторождении позволила увеличить дебит нефти на 90 т/сут с куста скважин №1. Суммарная дополнительная добыча нефти за первый год составила 32 850 т (209 911 баррелей). По состоянию на 04.05.2021 г. стоимость одной баррели нефти составляет 68, 71 долларов США, что при курсе 74 руб 52 копейки дает общую выручку в 1 064 562 298 руб.

Суммарная выручка составила 1 064 562 298 рублей. Прибыль от геолого-технического мероприятия составляет разницу между стоимостью обслуживания в год и выручкой:

$1\,064\,562\,298 - 12\,197\,947,2 = 1\,052\,364\,350,8$ рублей.

Налог на добычу полезных ископаемых составляет 16,5%. Льготных ставок для данного месторождения нет, так как оно не попадает ни в одну из категорий. Исходя из этого, рассчитаем прибыль компании за первый год эксплуатации оборудования:

$1\,052\,364\,350,8 * 0,84 = 883\,986\,054,672$ рубль

Данная прибыль рассчитана на добытое сырье, также на эту сумму посчитан налог, так как он рассчитывается по объему добытых ископаемых. Итоговая прибыль заложена в расчет 30%, что связано с тратами на транспортировку нефти, перебазировку. Итоговая прибыль будет оценивается как:

$883\,986\,054,672 * 0,7 = 618\,790\,238,27$ рублей.

4.5.2 Расчет срока окупаемости

Согласно проведенным исследованиям, расходы компании на внедрение в разработку собственного комплекса для проведения гидравлического разрыва пласта и его годовое обслуживание составили 431,5 млн. руб. Срок окупаемости есть отношение первоначальной стоимости

оборудования к чистой годовой прибыли:

$$\text{Окупаемость} = \frac{441\,603\,800}{618\,790\,238,27} = 0,71 \text{ года (8-9 месяцев)}$$

Срок окупаемости составляет 8-9 месяцев. Данная модернизация экономически эффективна, также при внедрении новой системы будет получен дополнительный дебит нефти в размере 32 850 т/год.

Эффект - прирост добычи нефти на 90 т/сут.; прирост выручки и, как следствие, прирост прибыли.

Дисконтированный срок окупаемости рассчитывается по формуле:

$$\frac{\sum_{t=1}^n \frac{Ct}{(1+r)^t}}{\sum_{t=0}^m \frac{It}{(1+r)^t}} = \frac{\frac{618\,790\,238,27}{(1+0,2)^1}}{\frac{441\,603\,800}{(1+0,2)^1}} = \frac{618\,790\,238,27}{441\,603\,800} = 1,4 \text{ года}$$

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б6В1	Коростелёв Артем Анатольевич

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01«Нефтегазовое дело», специализация:«Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти»

Тема ВКР:

Оптимизация технологии повторных многостадийных гидравлических разрывов пластов на месторождениях Западной Сибири

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона)	Объект исследования: установки для проведения гидравлического разрыва пласта; Область применения: фонд малодебитных скважин.
--	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: - специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; - организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</p>	<p>Правовые норма согласно ТК РФ, N 197-ФЗ 1 Организационные мероприятия при работе за ПЭВМ</p>
<p>2. Производственная безопасность Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения; Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения; пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения).</p>	<p>Анализ вредных факторов Уровень шума Уровень вибрации Загазованность рабочей зоны Освещенность рабочей зоны Микроклимат в помещении Анализ опасных факторов Сосуды под давлением Электрический ток Пожароопасность</p>
<p>3. Экологическая безопасность: защита селитебной зоны анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); анализ воздействия объекта на литосферу (отходы);</p>	<p>Анализ воздействия объекта на атмосферу Анализ воздействия объекта на гидросферу Анализ воздействия объекта на литосферу</p>
<p>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях: перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; выбор наиболее типичной ЧС; разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.</p>	<p>Анализ возможных ЧС Меры по предупреждению взрыва и пожароопасной обстановки Действия в результате возникшей ЧС и меры по ликвидации её последствий</p>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	21.04.2021
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Сечин Андрей Александрович	к.т.н.		21.04.2021

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б6В1	Коростелёв Артем Анатольевич		21.04.2021

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Обеспечение безопасной жизнедеятельности человека в значительной степени зависит от правильной оценки опасных, вредных производственных факторов. Одинаковые по тяжести изменения в организме человека могут быть вызваны различными причинами. Это могут быть какие-либо факторы производственной среды, чрезмерная физическая и умственная нагрузка, нервно-эмоциональное напряжение, а также разное сочетание этих причин.

Во время своей трудовой деятельности человек подвергается воздействию вредных производственных факторов, специфика и количество которых зависит от характера труда. Для предупреждения ухудшения здоровья работника от такого неблагоприятного воздействия на каждом конкретном предприятии или учреждении предусмотрен ряд мер по обеспечению безопасности и экологичности трудовой деятельности.

Рабочее место и взаимное расположение всех его элементов должно соответствовать антропометрическим, физическим и психологическим требованиям. Большое значение имеет также характер работы. В частности, при организации рабочего места оператора должны быть соблюдены все основные условия.

Целью раздела “Социальная ответственность” является анализ вредных и опасных факторов труда оператора и разработка мер защиты от них, оценка условий труда на кусте скважин месторождения нефти и газа. В разделе также рассматриваются вопросы техники безопасности, пожарной профилактики и охраны окружающей среды, даются рекомендации по созданию оптимальных условий труда.

5.1 Специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства

Согласно ТК РФ, N 197 -ФЗ каждый работник имеет право на:

- рабочее место, соответствующее требованиям охраны труда;
- обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний в соответствии с

федеральным законом;

- получение достоверной информации от работодателя, соответствующих государственных органов и общественных организаций об условиях и охране труда на рабочем месте, о существующем риске повреждения здоровья, а также о мерах по защите от воздействия вредных и (или) опасных производственных факторов;

- отказ от выполнения работ в случае возникновения опасности для его жизни и здоровья вследствие нарушения требований охраны труда, за исключением случаев, предусмотренных федеральными законами, до устранения такой опасности;

- обеспечение средствами индивидуальной и коллективной защиты в соответствии с требованиями охраны труда за счет средств работодателя;

- обучение безопасным методам и приемам труда за счет средств работодателя;

- личное участие или участие через своих представителей в рассмотрении вопросов, связанных с обеспечением безопасных условий труда на его рабочем месте, и в расследовании происшедшего с ним несчастного случая на производстве или профессионального заболевания;

- внеочередной медицинский осмотр в соответствии с медицинскими рекомендациями с сохранением за ним места работы (должности) и среднего заработка во время прохождения указанного медицинского осмотра;

- гарантии и компенсации, установленные в соответствии с настоящим Кодексом, коллективным договором, соглашением, локальным нормативным актом, трудовым договором, если он занят на работах с вредными и (или) опасными условиями труда.

- повышенные или дополнительные гарантии и компенсации за работу на работах с вредными и (или) опасными условиями труда могут устанавливаться коллективным договором, локальным нормативным актом с учетом финансово-экономического положения работодателя.

5.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Основным объектом в производственных условиях является рабочее место, представляющее собой в общем случае пространство, в котором может находиться человек при выполнении производственного процесса. Рабочее место является основной подсистемой производственного процесса.

При выполнении в течение рабочей смены работ, относящихся к разным видам трудовой деятельности, за основную работу с ПЭВМ следует принимать такую, которая занимает не менее 50 % времени в течение рабочей смены или рабочего дня.

Модульными размерами рабочей поверхности стола для ПЭВМ, на основании которых должны рассчитываться конструктивные размеры, следует считать: ширину 800, 1000, 1200 и 1400 мм, глубину 800 и 1000 мм при нерегулируемой его высоте, равной 725 мм.

Рабочий стол должен иметь пространство для ног высотой не менее 600 мм, шириной не менее 500 мм, глубиной на уровне колен не менее 450 мм и на уровне вытянутых ног - не менее 650 мм.

Конструкция рабочего стула должна обеспечивать: ширину и глубину поверхности сиденья не менее 400 мм; поверхность сиденья с закругленным передним краем; регулировку высоты поверхности сиденья в пределах 400-550 мм и углам наклона вперед до 15 град, и назад до 5 град.; высоту опорной поверхности спинки 300 ± 20 мм, ширину не менее 380 мм и радиус кривизны горизонтальной плоскости 400 мм; угол наклона спинки в вертикальной плоскости в пределах ± 30 градусов; регулировку расстояния спинки от переднего края сиденья в пределах 260-400 мм; стационарные или съемные подлокотники длиной не менее 250 мм и шириной 50-70 мм; регулировку подлокотников по высоте над сиденьем в пределах 230 ± 30 мм и внутреннего расстояния между подлокотниками в пределах 350-500 мм. Рабочее место пользователя ПЭВМ следует оборудовать подставкой для ног, имеющей ширину не менее 300 мм, глубину не менее 400 мм, регулировку по высоте в пределах до 150 мм и по углу наклона опорной поверхности

подставки до 20°. Поверхность подставки должна быть рифленой и иметь по переднему краю бортик высотой 10 мм.

Клавиатуру следует располагать на поверхности стола на расстоянии 100-300 мм от края, обращенного к пользователю или на специальной, регулируемой по высоте рабочей поверхности, отделенной от основной столешницы. Окна в помещениях, где эксплуатируется вычислительная техника, преимущественно должны быть ориентированы на север и северо-восток.

Выполняя планировку рабочего места необходимо учитывать следующее:

1. Рекомендуемый проход слева, справа и спереди от стола 500 мм. Слева от стола допускается проход 300 мм;

2. Рабочие места с ПЭВМ при выполнении творческой работы, требующей значительного умственного напряжения или высокой концентрации внимания, рекомендуется изолировать друг от друга перегородками высотой 1,5-2,0 м. Экран видеомонитора должен находиться от глаз пользователя на расстоянии 600-700 мм, но не ближе 500 мм с учетом размеров алфавитно-цифровых знаков и символов.

Дизайн ПЭВМ должен предусматривать окраску корпуса в спокойные мягкие тона с диффузным рассеиванием света. Корпус ПЭВМ, клавиатура и другие блоки и устройства ПЭВМ должны иметь матовую поверхность с коэффициентом отражения 0,4-0,6 и не иметь блестящих деталей, способных создавать блики.

Конструкция рабочего стола должна обеспечивать оптимальное размещение на рабочей поверхности используемого оборудования с учетом его количества и конструктивных особенностей, характера выполняемой работы. При этом допускается использование рабочих столов различных конструкций, отвечающих современным требованиям эргономики;

3. Рабочий стул (кресло) должен быть подъемно-поворотным, регулируемым по высоте и углам наклона сиденья и спинки, а также

расстоянию спинки от переднего края сиденья, при этом регулировка каждого параметра должна быть независимой, легко осуществляемой и иметь надежную фиксацию;

4. Стул не может располагаться непосредственно на границе площади рабочего места. Рекомендуемое расстояние от спинки стула до границы должно быть не менее 300 мм.

5.3 Анализ вредных факторов

Опасным называется фактор, воздействие которого на работающего человека в определенных условиях приводит к травме или другому внезапному резкому ухудшению здоровья. Если же производственный фактор приводит к заболеванию или снижению трудоспособности, то его считают вредным. В зависимости от уровня и продолжительности воздействия вредный производственный фактор может стать опасным.

Работа непосредственно связана с дополнительным воздействием целой группы вредных факторов, что существенно снижает производительность труда. К таким можно отнести факторы, приведенные в (табл. 5.1).

Таблица 5.1 – Опасные и вредные факторы при выполнении работ по подготовке и проведении гидроразрыва пласта

Источник фактора, наименование видом работ	Факторы (по ГОСТ 12.0.003-74)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Технологические операции: 1) замена манометра 2) пуск/остановка высоконапорных насосов 3) контроль огневых работ	1. Повышенный уровень шума 2. Повышенный уровень вибрации 3. Повышенная загазованность рабочей зоны 4. Недостаточность освещенности рабочей зоны 5. Отклонение показателей микроклимата в помещении	1. Сосуды под давлением 2. Электрический ток 3. Пожароопасность	СНиП 23-05-95 [25] СанПиН 2.2.4.548-96 [26] РД 34.21.122-88 [27] РД 52.04.52-85 [28]

Повышенный уровень шума

Источником возникновения повышенного уровня шума является насосы для подачи воды при проведении ГРП, а именно модуль подготовки воды, в которых из-за повышенной скорости движения флюида появляются звуковые колебания. Требование по уровню шума в помещениях - согласно СН 2.2.4/2.1.8-562-96 «Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки». Нормативное значение по уровню звукового давления составляет 80 дБА. Предусматриваются ряд мероприятий по снижению уровня шума в цехе подготовки воды:

- Сепараторы оснащены необходимыми средствами автоматики, дистанционного управления и не требуют постоянного обслуживания;
- Применение звукоизоляции трубопроводов.

Повышенный уровень вибрации

Источниками интенсивного шума и вибрации являются машины и механизмы с не уравновешенными вращающимися массами, отдельных кинематических парах которых возникают трение и соударения, а также аппараты, в которых движение газов и жидкостей происходит с большими скоростями и сопровождается пульсацией. Установлены предельно допустимые величины параметров вибрации на постоянных рабочих местах в производственных помещениях в зависимости от среднегеометрических и граничных частот октавных полос и амплитуды (пикового значения) перемещений при гармонических колебаниях.

Согласно СН 2.2.4/2.1.8.566-96 «Производственная вибрация. Вибрация в помещениях жилых и общественных зданий» предельно допустимые среднеквадратичные значения колебательной скорости лежат в интервале 92–107 дБ относительно $5 \cdot 10^{-5}$ мм/с. Трудовая деятельность в цехе подготовки нефти попадает под категорию 3 тип «а» граница снижения производительности труда.

Повышенная загазованность рабочей зоны

Источником загазованности может стать разгерметизация технологического оборудования, а также газоопасные работы, связанные с профилактикой насосно-компрессорного оборудования, замена манометра и т.п.

Оборудование оборудовано системой, исключающей возможность загазованности помещений, и включает датчики загазованности. При обнаружении загазованности в контролируемых помещениях или наружных установках в объеме 10 % от НКПВ, контроллер пожаротушения выдает команду на включение звуковой и световой сигнализации по месту и в операторной и на включение аварийной вентиляции.

При достижении загазованности в объеме 20 % от НКПВ происходит отключение аварийной, приточной вентиляции и остановка технологического оборудования.

Газ природный при больших концентрациях (более 15-16%) действует удушающе, так как возникает кислородная недостаточность. При тяжелом отравлении пострадавший должен быть госпитализирован.

В качестве индивидуальных средств защиты могут применяться шланговые противогазы ПШ-1,2 и изолирующие дыхательные аппараты АСВ-2.

Недостаточная освещенность

Освещение одним из важнейших элементов благоприятных условий труда является рациональное освещение помещений и рабочих мест при правильном освещении повышается производительность труда, улучшается условия безопасности, снижается утомление.

Освещение должно отвечать требованиям СНиП 23-05-95 «Естественное и искусственное освещение» (таблица 5.2).

Таблица 5.2 – Допустимые значения освещения по СНиП 23-05-95

Характеристика зрительной работы	Наименьший или эквивалентный размер объекта различения, мм	Разряд зрительной работы	Подразряд зрительной работы	Контраст объекта с фоном	Характеристика фона	Искусственное освещение	
						при системе комбинированного освещения	при системе общего освещения
1	2	3	4	5	6	8	
Высокой точности	От 0,30 до 0,50	III	а	Малый	Темный	2000	500
						1500	400
			б	Малый	Средний	1000	300
					Темный	750	200
			в	Малый	Средний	750	300
Большой	600	200					
г	Средний	Светлый	400	200			
Средней точности	Св. 0,5 до 1,0	IV	а	Малый	Темный	750	300
			в	Малый	Средний	400	200
					Средний		
					Большой		
			г	Средний	Светлый	200	
					Большой		
Большой							

В основных производственных помещениях предусмотрено два вида освещения - рабочее и аварийное. Для ремонтного освещения принято напряжение 42В. Наружное освещение осуществляется прожекторами с натриевыми газоразрядными типа ДНаТ и дуго-разрядными лампами типа ДРЛ установленными на прожекторных мачтах с молниеотводом.

Все элементы освещения (внутреннего и наружного) должны содержаться в исправном состоянии, своевременно ремонтироваться, вышедшие из строя лампы заменяться.

Отклонение показателей микроклимата в помещении

Модуль подготовки воды располагается в отапливаемом помещении. С целью обеспечения безопасности производства и создания оптимальных условий работы ведется постоянный контроль условий, в которых протекают технологические процессы на предприятии, в том числе метеорологических (микроклимат).

Для отслеживания негативного теплового и физического воздействия в помещении используют систему мониторинга микроклимата, представляющую собой аппаратно-программный комплекс, который включает базовые приборы, сетевые приборы, программное обеспечение обработки и визуализации данных.

Благодаря этой системе происходит отслеживание различных параметров окружающей среды. Согласно СанПиН 2.2.4.548–96 «Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений» оптимальная температура микроклимата приведена в (табл. 5.3).

Категория работ по уровню энергозатрат для цеха подготовки нефти - Па.

Таблица 5.3 – Оптимальные величины показателей микроклимата на рабочих местах производственных помещений

Период года	Категория работ по уровню энергозатрат, Вт	Температура воздуха, °С	Температура поверхностей, °С	Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с
Холодный	Ia (до 139)	22-24	21-25	60-40	0,1
	Iб (140-174)	21-23	20-24	60-40	0,1
	IIa (175-232)	19-21	18-22	60-40	0,2
	IIб (233-290)	17-19	16-20	60-40	0,2
	III (более 290)	16-18	15-19	60-40	0,3
Теплый	Ia (до 139)	23-25	22-26	60-40	0,1
	Iб (140-174)	22-24	21-25	60-40	0,1
	IIa (175-232)	20-22	19-23	60-40	0,2
	IIб (233-290)	19-21	18-22	60-40	0,2
	III (более 290)	18-20	17-21	60-40	0,3

5.4 Анализ опасных факторов

Сосуды под давлением

Источником повышенного давления в модуле подготовки воды являются сепараторы и технологические трубопроводы. Сепараторы, находящиеся в модуле подготовки воды работают при повышенном давлении – 7 МПа. Сосуды под давлением допускаются к работе в соответствии с «Правилами устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением». Книга учёта и освидетельствования сосудов, работающих под давлением. В местах подъезда к коммуникациям, находящимся под давлением газа, установлены предупреждающие и запрещающие знаки: "Газ - опасно!", "Проезд запрещен", "Посторонним лицам проход запрещен" и др.

Электрический ток

Источником электрического тока является насосное оборудование. А также статическое электричество. Предупреждения попадания под опасное для жизни людей напряжение, взрывы и возгорания, связанные с прямым ударом молнии, искровыми разрядами статического электричества и вторичных проявлений молний, выполнены мероприятия, предусмотренные РД 34.21.122-88 «Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений». Все оборудование электроустановок и трубопроводы заземлены. Осмотр, измерение сопротивления заземляющего устройства проводят в соответствии с «Правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей» и графиком, утвержденным техническим руководителем промысла.

Измерения сопротивления заземляющих устройств проводятся специалистами подрядных организации, результаты измерения оформляются протоколом. Электрооборудование, светильники, установленные во взрывоопасных зонах, помещениях приняты исполнением повышенной надежности против взрыва. Для ослабления генерирования зарядов статического электричества ЛВЖ и другие диэлектрические материалы должны транспортироваться по трубопроводам с малыми скоростями.

Пожароопасность

Источником пожароопасности является применение открытого огня (огневые работы). Помещения категории «А» в здании модуля подготовки воды, оборудованы УФ/ИК детекторами пламени типа U 7652В. В помещениях категории «А» блока-бокса фильтров газа, блоков-боксов маслофильтров установлены тепловые пожарные извещатели многократного действия типа ИП103-4/1 ИБ70, подключаемые к контроллеру типа «ПК-4510» через «Устройство приемно-контрольное, охранно-пожарное, взрывозащитное, с видом взрывозащиты «Искробезопасная электрическая цепь» УПКОП 135-1-1. В блоках-боксах насосной склада ГСМ, КНС предусмотрены извещатели ИП103-2/1.

Установка автоматического пенного пожаротушения УПН обеспечивает автоматическую сигнализацию о возникновении пожара и автоматическое тушение очага пожара пеной средней кратности. Включение установки ППТ в действие производится как в автоматическом, так и в ручном (дистанционном) режиме.

Система пожаротушения находится в положении готовности к пенообразованию и подаче пены в очаг пожара любого блока.

5.5 Анализ воздействия объекта на атмосферу

Источники выбросов загрязняющих веществ делятся на «организованные» и «неорганизованные». Источниками постоянных «организованных» выбросов загрязняющих веществ на рассматриваемых промплощадках являются при подготовке смеси воды и пропанта для закачки в пласт:

- дыхательные клапаны резервуаров и емкостей;
- факел при сжигании затворного газа и газов дегазации и выветривания.

Таблица 5.4 - Перечень источников выбросов в атмосферу

Наименование производства и источников выброса	Условие (метод) ликвидации, обезвреживания, утилизации	Наименование вещества	Периодичность	Годовая величина залповых выбросов, тонн
Смесительная камера	без.обезвр., без утилиз.	Углеводороды предельные C ₁ -C ₅	постоянно	15,732

Специальные мероприятия по сокращению выбросов загрязняющих веществ не разрабатываются. В связи с тем, что объекты нефтяной промышленности являются предприятиями с непрерывным режимом работы, для них предусматриваются мероприятия общего характера, согласно РД 52.04.52-85.

5.6 Анализ воздействия объекта на гидросферу

Для предотвращения попадания в водную среду загрязняющих веществ (химреагенты, ГСМ и др.) с промплощадок проведено их обвалование с устройством гидроизоляционной подушки. Организованный отвод дождевых и талых вод с территории промплощадки производится по специальным водоотводным канавам, по которым вода собирается в специальные отстойники. По мере накопления вода подается на очистные сооружения.

Важнейшим мероприятием по защите поверхностных вод на территории месторождения является очистка хозяйственных и промышленных сточных вод до установленных требований. Очищенные промышленные сточные воды закачиваются в поглощающие скважины сеноманского горизонта, а хозяйственные сточные воды, после очистки на установке «Биодиск-350», сбрасываются на рельеф.

5.7 Анализ воздействия объекта на литосферу

На установке подготовки воды предусмотрена установка отстойника, что позволяет значительно снизить концентрацию вредных веществ в смеси, закачиваемой в пласт. Тем самым не наносится вред литосфере.

5.8 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Правовую основу защиты в чрезвычайных ситуациях составляют отдельные разделы законов «О промышленной безопасности опасных производственных объектов», «О пожарной безопасности», «Об охране окружающей среды». Основополагающим законом, регламентирующим организацию работ по профилактике ЧС, порядку действий в ЧС и ликвидации их последствий, является Федеральный закон «О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера».

5.9 Анализ возможных ЧС

Взрыв и пожар представляет собой большую опасность как для персонала, так и для окружающей среды. Причиной возникновения пожара и взрыва на установках промысла является разгерметизация трубопровода в следствии человеческого фактора, износа оборудования или стихийного бедствия.

5.10 Меры по предупреждению взрыво- и пожароопасной обстановки

Безопасность труда обеспечивается соблюдением в проекте требований действующих норм и правил. Для обеспечения безаварийной работы технологической установки по подготовке воды для закачки под высоким давлением в пласт проектом предусмотрены:

- герметизация оборудования и трубопроводов;
- применение для тепло- и звукоизоляции трубопроводов и оборудования негорючих материалов;
- установка газоанализаторов до взрывоопасных концентраций на площадках подготовки смеси;
- оснащение технологического оборудования всеми необходимыми средствами контроля, автоматики, предохранительной арматурой (сбросные, обратные клапаны и др.), обеспечивающими безаварийность работы;
- аварийное освещение в помещениях с питанием от аккумуляторных

батарей;

- применение взрывозащищенного оборудования для взрывоопасных зон;
- защита трубопровода от электромагнитной индукции, статического электричества, и мероприятия по предотвращению заноса высоких потенциалов в здания;
- использование стальных бесшовных труб для трубопроводов с обязательным гидравлическим испытанием каждой трубы на заводе-изготовителе;
- использование сварных соединений на трубопроводах с взрывопожароопасными и токсичными веществами;
- использование фасонных соединительных деталей трубопроводов (отводы, тройники, переходы) заводского изготовления, проверенных и испытанных на заводе;
- опознавательная окраска нефтепроводов и других технологических трубопроводов.

Основное внимание было уделено:

- повышению уровня подготовки органов управления и сил на решение задач по защите объектов Общества от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера в мирное и военное время, а также террористических угроз;
- обучению работников Общества в области гражданской обороны, пожарной безопасности и защиты от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера;
- оснащению объектов Общества новейшими системами аварийной сигнализации (охранной, пожарной, газовой).

5.11 Действия в результате возникшей ЧС и меры по ликвидации её последствий

Ответственность за ликвидацию аварии, до приезда ответственного руководителя (начальника службы, главного инженера), несет сменный

инженер объекта, принимая решения и осуществляя мероприятия по восстановлению нормального режима работы оборудования. В случае его неправильных действий главный инженер (начальник службы) промысла обязан вмешаться в ход ликвидации аварии вплоть до отстранения сменного инженера, принимая на себя руководство и ответственность за дальнейший ход ликвидации аварии.

Ликвидация аварий производится согласно плану ликвидации аварий (ПЛА), утвержденного главным инженером Общества. Дежурный персонал обязан знать признаки аварий по технологическому оборудованию и коммуникациям, методы нахождения неисправностей и ликвидации аварий.

При возникновении аварии и в течение аварийной ситуации оперативный персонал обязан с учетом складывающейся обстановки принимать быстрые и эффективные меры к предотвращению угрозы жизни и здоровью людей, повреждению смежного с аварийным объектом оборудования и коммуникаций и недопущению других нежелательных последствий.

В аварийной ситуации персонал должен:

- принять меры к локализации аварии, прекращению поступления в зону аварии горючих веществ, материалов, которые при горении выделяют вредные и ядовитые вещества;
- после осмотра места аварии сообщить о создавшейся ситуации и принятых мерах руководству промысла;
- после прибытия на место аварии восстановительных и пожарных подразделений, сообщить их руководителям о создавшейся ситуации, о положении запорной арматуры на технологических коммуникациях, примыкающих к зоне аварии, месторасположении и условиях проезда к пожарным гидрантам.

Для принятия неотложных мер по локализации аварии и ликвидации ее последствий оперативный персонал имеет право привлекать к работам всех, кто находится на установке в момент аварии.

Заключение

Согласно проведенным исследованиям, были выявлены опасные и вредные факторы, возникающие при эксплуатации технологического оборудования для подготовки смеси для закачки в пласт при проведении операции гидроразрыва пласта, а также проведен анализ вредного воздействия объекта на экологию. Разобраны методы безопасного введения технологических работ. Организация придает большое значение экологической безопасности и охране окружающей среды.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате написания выпускной квалификационной работы были проанализированы существующие методы улучшения эффекта от проведения гидравлического разрыва пласта. Также был рассмотрен опыт проведения различных технологических операций на примере различных нефтегазодобывающих компаний на территории России. Была подробно изучена особенность техники проведения гидравлического разрыва пласта. Особенности, машинные операции, технологические составляющие процесса, необходимые реагенты.

Было проведено сравнение четырех перспективных методов улучшения технологии проведения гидроразрыва пласта, а именно: «**слепой рефрак**» - одностадийная закачка проппанта без изоляции портов ГРП; технология **SpotFrac** - селективный ГРП с применением чашеобразных уплотнителей и пакера многократной установки; ГРП с использованием **химического отклоняющего агента** - селективный ГРП с предварительной блокировкой высокопроницаемых интервалов с помощью закачки разлагаемого отклоняющего состава; **iFrac** - многостадийный «слепой рефрак» - последовательная закачка проппанта в две стадии и более в ГС с МГРП без изоляции портов компоновки.

Для каждого метода указаны преимущества и недостатки. Для коллекторов Западной Сибири при полной изученности ФЕС, была рекомендована технология **iFrac**. Основные преимущества которой заключаются в следующем:

- 1) Минимальное число операций при подготовке скважины к ГРП и проведении МГРП;
- 2) Отсутствие металлоемкого оборудования;
- 3) Исключается необходимость присутствия бригады КРС;
- 4) Отсутствие ограничений суммарной массы проппанта, концентраций и расходов;
- 5) Простота выполнения операции и низкая стоимость.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Асалхузина Г.Ф., Давлетбаев А.Я. Анализ кривых падения давления после нагнетательных тестов при гидроразрыве пласта // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 11. – С. 41-45.
2. Асалхузина Г.Ф., Давлетбаев А.Я. Диагностирование переориентации трещины при повторном гидроразрыве пласта с помощью анализа данных по добыче/давлению и моделирования в геомеханическом модуле программного комплекса «РН-КИН» // Нефтяное хозяйство. – 2018. – № 11. – С. 42-45.
3. Морозовский Н.А., Кричевский В.М. Подходы к количественной интерпретации ГДИС при длительном мониторинге разработки в условиях низкой информативности традиционных технологий // Инженерная практика. – 2015. – № 11. – С. 93-98.
4. Уразов Р.Р. Анализ добычи и давления по горизонтальным скважинам с многостадийным разрывом пласта // Нефтяное хозяйство. – 2020. – №10. – С. 62-67
5. Яруллин Р.К., Валиуллин А.С. Первый опыт геофизических исследований протяженных горизонтальных скважин при байпасировании электроцентробежных насосов // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 1. – С. 62-55.
6. Давлетбаев А.Я., Махота Н.А. Планирование и анализ нагнетательных тестов при проведении ГРП и DFIT в низкопроницаемых коллекторах с применением ПК «РН-ГРИД» // Нефтяное хозяйство. – 2018. – № 10. – С. 77-83.
7. Гуляев Д.Н., Биккулов М.М. Оптимизация работы горизонтальных скважин с многостадийными ГРП по данным скважинных исследований // Нефтяное хозяйство. – 2020. – № 9. – С. 19-25.
8. Махота Н.А, Давлетбаев А.Я. Примеры интерпретации данных мини-ГРП в низкопроницаемых коллекторах // Нефтяное хозяйство. – 2017. – № 5. – С. 40-47.

9. Парфенова О.Н. Энергоэффективные технологии для нефтегазового сектора.// Газнефтепром. – 2010. – №11 – С. 19-22.

10. Экономилес М., Олайни Р. Унифицированный дизайн гидроразрыва пласта. От теории к практике. – Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2007. - 236 с.

11. Полежаев В.О. Методика выбора оптимальной геометрии трещин для повышения эффективности проведения гидроразрыва пласта на месторождениях Западной Сибири // Нефтяное хозяйство. – 2020. – №8. – С. 50-53.

12. Парфенов А.Н., Шашель В.А. Особенности и опыт проведения проппантного ГРП в ОАО «Самаранефтегаз» // Нефтяное хозяйство. – 2007. – № 11. – С. 12-15.

13. Гилаев Г.Г., Хисметов Т.В. Применение термостойких жидкостей глушения на основе нефтяных эмульсий // Нефтяное хозяйство. – 2009. – № 8. – С. 64-67.

14. Гилаев Г.Г., Хисметов Т.В. Применение термостойких жидкостей глушения на основе нефтяных эмульсий // Нефтяное хозяйство. – 2009. – № 8. – С. 64-67.

15. Гилаев Г.Г., Манасян А.З. Гидравлический разрыв пласта как инструмент разработки месторождений Самарской области // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 11. – С. 55-69.

16. Гилаев Г.Г., Манасян А.З. Нефтяные залежи в карбонатных отложениях фаменского яруса Самарской области: история открытия и перспективы поиска // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 10. – С. 38-40.

17. Зайнутдинов Р.А., Крайнова Э.А. Теория и практика экономической оценки повышения эффективности нефтегазодобывающего производства. – М.: Нефть и газ, 2002. – 384 с.

18. Лысенко В.Д. Разработка нефтяных месторождений. Проектирование и анализ. – М.: Недра-Бизнесцентр, 2003. – 638 с.

19. Инякина Е.И., Жумамаев М.О. Оценка влияние геолого-

физического строения пластана результаты проведения ГРП // Тюменский индустриальный университет. – 2017. – №7. – С. 50-55.

20. Новрузова З.Д. Разработка трудноизвлекаемых запасов с использованием технологий многостадийного ГРП // Технические науки. – 2016. – №4. – С. 138-140.

21. Афанасьев И.С. Разработка нефтяных сверхнизкопроницаемых коллекторов // Нефтяное хозяйство. – 2014. – №5. – С. 82-86.

22. Федоров А.И. Использование геомеханического моделирования для определения давления смыкания трещин гидроразрыва пласта // Нефтяное хозяйство. – 2014. – №11. – С. 50-53.

23. Кузнецов М.А. Разработка алгоритма определения места инициализации трещин при повторном гидроразрыве пласта в горизонтальных стволах методом iFRAC // Нефтяное хозяйство. – 2020. – №4. – С. 49-53.

24. Федоров А.И. Обоснование необходимости учета изменения напряженного состояния при разработке низкопроницаемых коллекторов // научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». – 2013. – №2. – С. 25-29.

25. СТО Газпром 089-2010 «Газ горючий природный, поставляемый и транспортируемый по магистральным газопроводам»

26. Единая система управления охраной труда и промышленной безопасностью в ОАО «Газпром»

27. СТО Газпром 18000.2-005-2014 Единая система управления охраной труда и промышленной безопасностью в ОАО «Газпром».

28. ГОСТ Р 12.0.230-2007 Системы управления охраной труда. Общие требования