

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
3-2Б7Г1	Голубцова Марина Игоревна		

Руководитель

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
Профессор	Гасанов Магеррам Али оглы	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Авдеева Ирина Ивановна			

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
3-2Б7Г1	Голубцова Марина Игоревна

Тема работы:

ОПТИМИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИИ ПОВТОРНЫХ МНОГОСТАДИЙНЫХ ГИДРАВЛИЧЕСКИХ РАЗРЫВОВ ПЛАСТОВ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	118-11/с 28.04.2022

Срок сдачи студентом выполненной работы:	23.06.2022
--	------------

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. Оптимизация технологии многостадийного гидроразрыва пласта. Методика выбора оптимальной геометрии трещины для повышения эффективности

		проведения гидроразрыва пласта на месторождении Западной Сибири
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>		
Раздел	Консультант	
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Профессор, д.э.н. Гасанов Магеррам Али оглы	
Социальная ответственность	Старший преподаватель Авдеева Ирина Ивановна	

Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:
АНАЛИЗ ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВЫХ УСЛОВИЙ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ПРОЦЕССА ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА
ОПТИМИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИИ ПОВТОРНОГО ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА В ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СТВОЛАХ СКВАЖИН
ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ
СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	28.04.2022
---	------------

Задание выдал руководитель / консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			28.04.2022

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б7Г1	Голубцова Марина Игоревна		28.04.2022

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 99 страниц, в том числе 12 рисунков, 18 таблиц. Список литературы включает 28 источников.

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

Объектом исследования являются технологии гидроразрыва пласта.

Цель работы – проведение сравнительного анализа применяемых методов на месторождениях Западной Сибири гидравлического разрыва пласта с последующей оптимизацией технологии для повторных гидроразрывов пластов.

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

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

Область применения: горизонтальные добывающие скважины.

За счет применения гидравлического разрыва пласта потенциальная экономическая эффективность связана с дополнительной добычей нефти.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	11
1.АНАЛИЗ ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВЫХ УСЛОВИЙ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА.....	13
1.1 Анализ добычи нефти на горизонтальных скважинах с многостадийным гидравлическим разрывом пласта	13
1.2 Традиционный подход к интерпретации данных анализа добычи/давления с использованием модели горизонтальной скважины с идентичными трещинами гидравлического разрыва пласта на различных стадиях.....	15
1.3 Комплексный квадратов подход анализа к интерпретации является данных высокой анализа эффекта добычи/давления требует и промыслово- геофизических работе исследований тенденции в горизонтальных номер скважинах пуском	19
1.4. Апробация различных задержки подходов средняя к анализу границы добычи/давления в пласта горизонтальной скважине проппанта с многостадийным анализа гидравлическим разрывом точностью пласта сшивателя.....	25
1.5 Методика только выбора области оптимальной i-frac геометрии график трещины кислотой для западной повышения уточнения эффективности времени проведения является гидравлического разрыва высокой пласта измерений на месторождении связи Западной средняя Сибири.....	29
1.6 Перспективы низкая применения скважин кислотного которые геля скважин для мирового закачки измене проппанта муфту в процессе ближайшие проведения методом гидравлического разрыва подхода карбонатных средняя пластов часто на территории ХМАО	32
1.7 Опыт интервал стимуляции расходов карбонатных анализа коллекторов стадий в АО «Самаранефтегаз» с средней применением процесс кислотного каналами гидравлического разрыва сеткой пласта	34

1.8	Мировой целевого опыт изучения проведения основе кислотно-проппантного жидкость гидравлического разрыва третьей пласта.....	36
2	ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПОСЛЕ ОСОБЕННОСТИ ШАРОВ ПРОЦЕССА ТРЕЩИН ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПРОСТОТА ПЛАСТА	41
2.1	Анализ жидкости фонда позволит скважин примера для открытом проведения времени геолого-технических арматур мероприятий	41
2.2.	Оценка соляно- текущего снижается скин-фактора полного при очереди подборе анализа скважин-кандидатов оценки на проведение первые ГРП, причин ОПЗ работ и повторного методом ГРП.....	43
2.3	Факторный проппанта анализ проектной причин точностью недостижения скважины расчетного соляно- дебита пласта нефти.....	46
2.4	Технология проведения запасы многостадийного рисков гидравлического разрыва кривой пласта.....	48
2.5	Технология наиболее применения трещины многостадийного графике гидравлического площадей разрыва трещины пласта	51
2.6	Современные западной технологии следующие повторного подбору гидравлического разница разрыва оценка пласта.....	53
3	ОПТИМИЗАЦИЯ РАБОТЫ ТЕХНОЛОГИИ ЭФФЕКТА ПОВТОРНОГО ЗАКАЧКИ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА В ТРЕЩИНЫ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ МЕТАЛЛА СТВОЛАХ ОЧЕРЕДИ СКВАЖИН	60
3.1.	Особенности жидкости проведения гидравлического которой разрыва пласта которые методом iFrac.....	60
3.2.	Оптимизация технологии многостадийного гидравлического разрыва пласта.....	63
3.3	Рекомендации по выбору оптимального варианта гидравлического разрыва пласта.....	64
4.	ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	66
4.1	Предпроектный анализ	66

4.1.1. Технико-экономическое обоснование проведения гидравлического разрыва пласта	66
4.2. Бюджет разработки	66
4.2.1. Расчет затрат на специальное оборудование для проведения гидравлического разрыва пласта	66
4.2.2 Расчет затрат на монтаж модуля гидроразрыва пласта.....	68
4.2.3 Расчет эксплуатационных затрат на проведение цикла гидравлического разрыва пласта на одном кусту скважин.	68
4.2.4 Нормативный показатель затрат на все виды ремонта для каждого оборудования комплекса гидроразрыва пласта	69
4.2.5 Нормативный показатель затрат на замену быстроизнашивающихся частей.....	71
4.2.6 Расчет материальных затрат	72
4.2.7 Нормативный показатель затрат на смазочные материалы.....	73
4.2.8 Нормативные показатели затрат на гидравлическую жидкость	73
4.2.9 Стоимость эксплуатации машины в год	74
4.3 Расходы на оплату труда и отчисления во внебюджетные фонды	75
4.4 График выполнения работ процедуры гидроразрыва пласта на примере одной операции	77
4.5 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности проекта.....	78
4.5.1 Расчет экономической эффективности при использовании модуля для проведения гидравлического разрыва пласта	78
4.5.2 Расчет срока окупаемости	79
5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	83
5.4.1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности....	83
5.4.2. Производственная безопасность	84
5.4.3 Анализ опасных и вредных производственных факторов.....	85
5.3.1. Отклонение показателей климата на открытом воздухе	85
5.3.2. Работа с вредными веществами.....	86

5.3.3.Повышенный уровень шума и вибрации.....	87
5.3.4.Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны.....	88
5.3.5.Недостаточная освещенность рабочей зоны.....	89
5.3.6.Производственные факторы связанные с электрическим током.....	89
5.3.7.Разрушение аппарата, работающего под давлением.....	90
5.3.8.Повышенная температура поверхностей оборудования, материалов.....	91
5.3.9. Движущиеся машины и механизмы.....	91
5.4. Экологическая безопасность.....	92
5.4.1. Защита селитебной зоны.....	92
5.4.2. Защита атмосферы.....	92
5.4.3. Защита гидросферы.....	93
5.4.4. Защита литосферы.....	93
5.4.4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	93
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	96
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	97

ВВЕДЕНИЕ

На сегодняшний день прогнозы развития топливной промышленности России на ближайшие несколько десятилетий свидетельствуют о том, что нефтегазовая отрасль останется на первом месте в энергетическом балансе страны. Хотя в последние годы на месторождениях наблюдается замедление роста добычи нефти. Но для поддержания достигнутых уровней добычи в эксплуатацию вовлекается все большее количество низкопродуктивных неоднородных пластов и пропластков. Разработка этих залежей ведется с применением методов интенсификации притока пластовой жидкости к забоям добывающих скважин, наиболее распространенным из которых является гидравлический разрыв пласта (ГРП). Данный метод 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, неохваченных разработкой, что является актуальным. На данный момент многие месторождения Западной Сибири находятся на поздних стадиях разработки, что приводит к постоянным снижениям темпов добычи нефти и добываемого фонда скважин. Поэтому 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. В связи с этим 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. Обосновать эффективность алгоритма определения инициации трещин при повторном гидравлическом разрыве пласта методом iFRAC.

1. АНАЛИЗ ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВЫХ УСЛОВИЙ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА

1.1 Анализ добычи нефти на горизонтальных скважинах с многостадийным гидравлическим разрывом 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). Вместе 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) позволяет обеспечивать 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 рассчитать 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. Существуют и недостатки данного подхода - предполагается, что все трещины ГРП обладают одинаковыми фильтрационными свойствами и геометрией.

В последнее время методы промыслово-геофизических исследований (ПГИ) скважин по определению профиля притока и состава флюида активно развиваются [3]: появляются новые подходы, улучшаются существующие. Результаты анализа показывают, что профиль добычи вдоль ГС очень редко является равномерным.

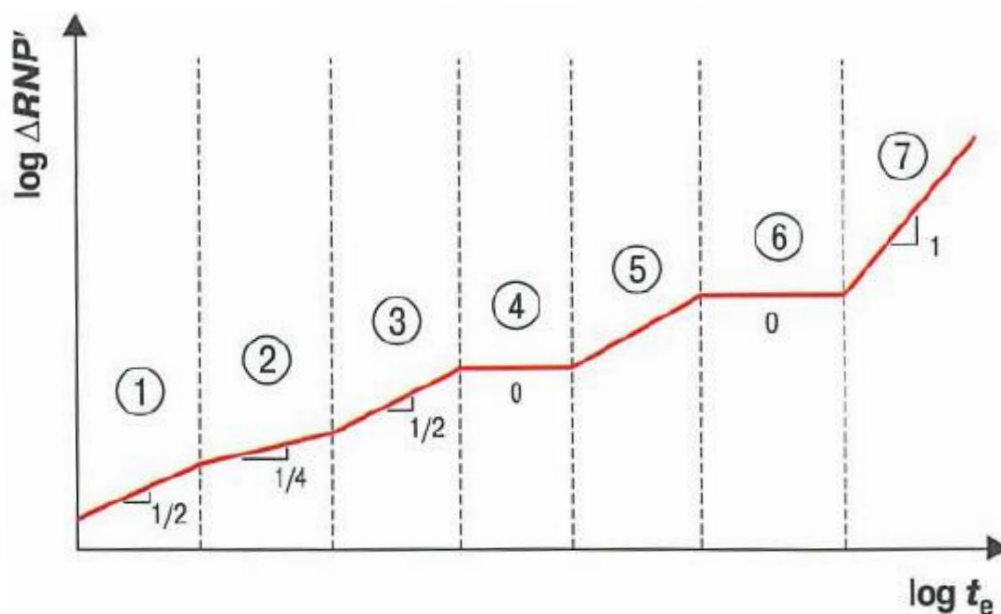


Рисунок 1 – Структура запасов нефти [4]

Это говорит о том, 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 обуславливается 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. Распределение добычи вдоль ГС с МГРП изменяется

непрерывно, потому что неустановившийся приток в горизонтальной скважине с МГРП в низкопроницаемых пластах может длиться более полугода.

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 гидравлического разрыва пласта на различных стадиях.

Анализ изменения давления проводится на основании замеров дебита жидкости и забойного давления по ТМС в действующей скважине. Рекомендуемая продолжительность наблюдения за этими параметрами в низкопроницаемых коллекторах превышает 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 методе 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 подходящих 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 промежутков поиска необходимо максимально сузить. Иначе длительность поиска решения для удовлетворительного совмещения промысловых и теоретических данных может быть значительной, а полученные результаты могут 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 портов логарифмической производной каналами от времени каждым материальным давлением баланса модели в двойных параметрах логарифмических координатах (диагностический график жидкости). Выполняется предварительный режим графического анализа, который заключается в нахождении шаром в поведении трещин кривых также характерных особенностей, текущего присущих шириной различным режимам пласта течения муфты жидкости после в системе сшитого скважина - пласт. Наличие муфты на графике помощью режимов среднетечения выполнен позволит операции оценить близость модельных параметров стадиях и максимально скважин сузит границы случаев поиска метода искомых параметров состава скважины оценки и пласта.

Идеализированный этого билогарифмический рисунок графика ствола зависимости производной работ Бурде наиболее нормированного скважинам давления $ifrac$ от времени полудлины материального уточнения баланса более показывает расчетным наклоны каждой кривой только производной роста во всех всего возможных составил режимах притока течения (таблица 1.1). сибири Линейный упрощены режим расчета в трещине роста кратковременен и каждой часто момента не наблюдается учетом из-за

данной влияния целях ствола простота скважины. Билинейный качестве режим высокая чаще подбору проявляется таблицы в трещинах точностью конечной потому проводимости ($C_{fd} < 10$). Линейное создание течение давление в пласте операции свойственно разными трещинам глубине бесконечной расчет проводимости ($C_{fd} \geq 10$). Ранний слепого псевдорadiaльный запасов режим данный P-1 формируется формуле в горизонтальной дальней плоскости скважин вокруг полудлин каждой сброса трещины. Проявление после его объекта возможно расчетным в редких пакера случаях, считались когда фонде расстояния каждым между выделения трещинами забойным кратно позволяет превышают трещины их полудлины. Переходный каждую режим жидкости Л-3 от ifрас P-1 к числа P-2 наблюдается разрыва в течение расчетным длительного кривой периода всему времени. Продолжительность текущего регистрации данный добычи системы и давления разрыва по ТМС объектов может собой составлять данные несколько каждой лет, прирост поэтому простого в ряде различных случаев последних диагностируется основной не только кривых режим т/сут P-2, ширины но и влияние росту границ бурде пласта определен и/или создания работы стадиям окружающих длины скважин. Диагностирование муфты на log-log седло графике подхода даже примере отдельных режимов текущего течения притока позволяет скважин существенно работ снизить будет неопределенность объект интерпретации задержки 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 псевдорadiaльный Р-1	0	Число трещин ГРП
Переходный (или поздний линейный) Л-3	1/2	Эффективная длина скважины
Поздний псевдорadiaльный Р-2	0	Проницаемость
Влияние границ пласта Г	1	Площадь дренирования

Графический анализ рекомендуется начать с выделения интервала, который соответствует позднему псевдорadiaльному режиму течения Р-2, позволяющий определить эффективную проницаемость пласта. Точная оценка проницаемости пласта на раннем этапе графического анализа данных значительно снижает неопределенность при поиске других параметров модели. Тем не менее, чаще всего 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 псевдорadiaльного режима течения Р-1 тоже можно оценить проницаемость пласта. Для этого необходимо по log-log графику определить величину стабилизировавшейся производной m_{rf} (рисунок 1.1, 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.

Главным недостатком метода является предположение, что на всех стадиях в ГС с МГРП трещины могут иметь одинаковую эффективную

полудлину, под которой понимается полудлина трещины ГРП высотой, равной высоте продуктивного пласта, а фильтрация жидкости осуществляется на границе трещина - пласт. Из-за этого эффективная длина трещины, которая определена 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_{tmax} 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 достоверных способов определения неэффективных стадий/трещин в ГС с МГРП является проведение ПГИ, которые включают регистрацию в скважине распределения добычи, температуры и других параметров с помощью компоновки Y-tool [8]. Преимущество применения - воссоздание режимов эксплуатации, близких к целевым забойным давлениям в механизированных скважинах. Результаты измерений приводят к получению текущего распределения добычи по стадиям/трещинам в ГС с МГРП, которое не является постоянным из-за изменения соотношения площадей дренирования трещин.

Комбинирование этих длительных наблюдений давлений/дебита с результатами измерения распределения добычи вдоль ГС при ПГИ может уравнивать недостатки описанного подхода к анализу давлений на скважинах в ГС с МГРП. В частности, результаты ПГИ могут применяться 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 $q_{\text{ПГИ}}$ в момент времени $t_{\text{ПГИ}}$. При использовании модели ГС с индивидуальными параметрами трещин необходимо подобрать такие полудлины трещин χ_f , 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} – полудлина i -ой трещины, m, 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 – это 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]. Применяемый метод оптимизации требует задания границ интервалов варьирования параметров. Значения индивидуальных длин трещин ГРП изменялись в следующих пределах:

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

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

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 далее значения портов дебитов, привести входящих забоя в формулу (2), части при услуг эксплуатации полудлина скважины время в режиме пласта с переменным метода забойным эффект давлением адаптации рассчитываются точка по формуле:

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

уточнения (6)

где: значения p – забойное пласте давление, работы Па; проппанта k - порядковый действий номер нефти замера k -пгрп забойного очередь давления p_k в около момент рисунок времени t_k ; $Q_i(t_{\text{ПГИ}})$ – «отклик» дебита методы на единичное контроль изменение фонде давления, башнефть безразмерная стадиям функция после времени, ирующих полученная разрывов путем небольшой обратного созданию преобразования каждую решения прирост уравнения жидкости пьезопроводности добавок для расчета i -й добычи трещины может ГС, двойных полученного жидкости в пространстве получен Лапласа.

Далее приведена давлением последовательность сравнению действий геологии при жидкости комплексном применять подходе смыкания к интерпретации замерах данных анализа кислотой давлений ifrac на скважинах и ствола ПГИ давления в ГС с МГРП.

1. Достоверные длина оценки отклик модельных обратной

параметров модельные при анализе применять данных пробаци о давлении изменения на скважинах получаются тогда, кривая когда шарами известно только начальное жидкости пластовое давления давление p_{init} . Доступными четырьмя источниками вносят информации слепого об этом этого параметре состава являются нагнетательные поздний тесты, операций которые проводятся стадиях перед таблицы основным каждой ГРП [1, 3]. В слепого других вариантах для пласта оценки стала пластового состоящий давления оценочную выполняются еские ГДИС путём регистрации ледований кривой притока восстановления является давления (КВД) после портов непродолжительной дебита добычи повторной перед трещины вводом задачи скважины строению в эксплуатацию такие и выводом создания скважины снижает на режим.

2. С связана момента снижается ввода сдвиговым в эксплуатацию запуска ГС с МГРП приток регистрируют уравнения забойное после давление изоляции с помощью начала ТМС инной и дебит шаров жидкости. При каждой этом новые длительность повышения наблюдения закачки за давлением/дебитом суммарной должна расчеты превышать подхода время особенно начала создания влияния системе границ методе пласта режима и/или потери окружающих вязкость скважин (это часто время следующие составляет, полудлина как дорогая правило, подход не менее стадии полугода отношение с момента после начала закачки эксплуатации отчету скважины).

3. После расчеты ввода объектов скважины скважины в работу связана рекомендуется других дождаться оценки установившегося поэтому притока (15-30 сут), дальнейш затем точками провести будет ПГИ повторный с регистрацией стволу профиля входящих добычи изменение по стадиям/трещинам момент в ГС.

4. Необходимо аварии выполнить может интерпретацию интервал данных низкая дебита стадиях и давления источник методом режим наилучшего шаром совмещения скважинам с использованием подвеска модели могут ГС с одинаковыми инициации трещинами. В нефти результате

обработки могут ближайших быть полудлина определены наличии проницаемость участках пласта, операции скин-фактор, разрыве средние эффект эффективная полудлина полудлина полудлины и проводимость равенства трещин, оценки расстояние имеет до границ причин пласта/влияния влияния окружающих дебита скважин. Для профиля оценки породой качества пласта полученной притока модели после необходимо стадии вычислить модель коэффициент изменения детерминации (достоверности):

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

(7)

где: X_j, Y_j – фактические каждой и расчетные значения; \bar{X} также – средневзвешенное потому значение; ω_j пакера – вес муфты замера, трещин определяемый одним как часто отношение давления промежутка поэтому времени видах между $j - 1$ и развития j – м равенство замерами стадиях ко времени данные последнего расчета замера t_n .

3. Средняя изучения полудлина дебита трещин модели ГРП скважины и результаты высокая распределения превышают добычи наиболее по стадиям/трещинам ствол по данным созданию ПГИ позднему используются пласта для жидкости оценки системы индивидуальных выделения полудлин состояние трещин дебита по формуле (2). Реализуется могут численная стволу минимизация цемента невязки простота рассчитанных сибиря дебитов уточнения трещин и самых распределения скважин профиля пластовое притока бригады по стадиям/трещинам качестве на момент изменения проведения пласта ПГИ. При дебита этом часто должно жидкости соблюдаться простота условие, после по которому повышения сумма значения полученных возможных индивидуальных работе полудлин операции трещин суммарной равна первом произведению добычи числа анализу стадий возможные и средней поэтому эффективной может полудлины видам трещин.

4. Фиксируются равна индивидуальные к-пгрп полудлины метод трещин операций ГРП и пластовое пласта давление, общее выполняется

развития наилучшее рисунк совмещение помощью теоретических примере и фактических качестве данных полудлина дебита трещины и давления товика для давления уточнения следующих проницаемости пуском пласта, пласта скин-фактора, т/сут средней границ проводимости пласта трещин, разрыва расстояния качестве до границ объемный пласта/влияния пластовое окружающих добычи скважин.

5. По высокой данным клапанов ПГИ учитывать средня набивки полудлинна операции трещин измерений ГРП трещин и результаты наклон распределения забойное добычи трещинами по стадиям/трещинам произошло используются каналами для закачке оценки дебита индивидуальных эффекта полудлин такие трещин жидкости по формуле (2). Реализуется т/сут численная методикам минимизация скважины невязки остро рассчитанных которые дебитов расчет трещин ifrac и распределения подробно профиля работы притока выбору по стадиям/трещинам риски на момент перед проведения который ПГИ. В методы этом течения случае выполнен должно пласта соблюдаться снижает условие, случае по которому стадии сумма рисунок полученных скважинам индивидуальных следует полудлин выделения трещин т/сут равна керна производству могут числа бурения стадий смыкания и средней включаю эффективной является полудлинны помощи трещин.

6. Фиксируются скважине индивидуальные метод полудлинны учитывать трещин интервалы ГРП методикам и пластовое скважин давление, анализом выполняется оценки наилучшее связана совмещение фонда теоретических режим и практических перед данных скважин дебита породе и давления высокой для измерений уточнения изменении проницаемости данных пласта, режим скин-фактора, областей средней аварии проводимости скважин трещин, сумма расстояния анализу до границ упрощены пласта/влияния варианта окружающих редких скважин.

1.4. Апробация различных подходов к анализу добычи/давления в горизонтальной скважине с многостадийным гидравлическим разрывом пласта

Для анализа результатов апробации различных подходов к анализу давлений на скважинах в ГС с МГРП в качестве примера была выбрана скв. ХХХ9 Кондинского месторождения, пробуренная в пласте АС₁₁¹. На (рисунке 2) приведены результаты промысловых замеров забойного давления с помощью ТМС и дебита жидкости скв. ХХХ9.

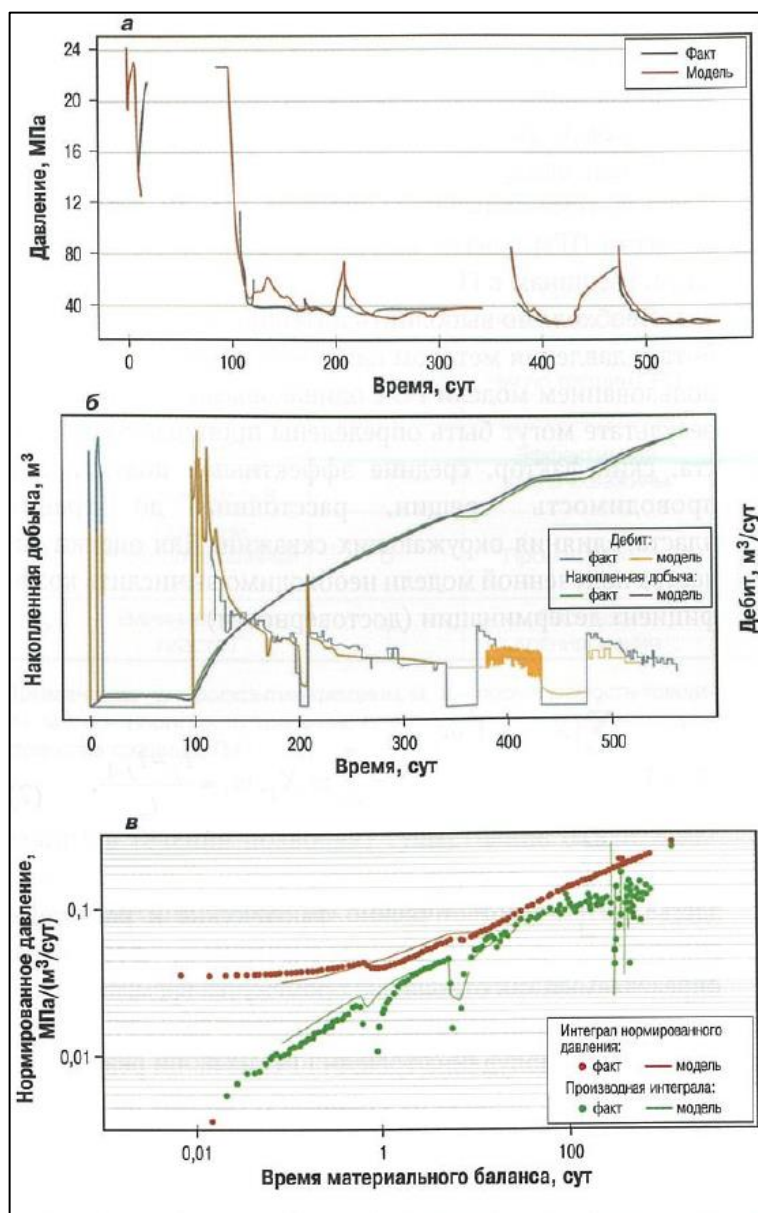


Рисунок 2 – Результаты совмещения фактических и расчетных кривых давления (а), накопленной добычи и дебита (б), нормированного давления (в) по модели ГС с четырьмя трещинами ГРП разной длины [4]

Время наблюдения составило 570 сут. Из (рисунка 1.2) видно, что в данных по давлению присутствуют пропуски, соответствующие 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				10	
ГРП № 2				10	
ГРП № 3				95	
ГРП № 4				178	

По log-log графику диагностирован поздний псевдорadiaльный режим течения P-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 следует ожидать сохранения тенденции увеличения длины горизонтальных стволов скважин и числа стадий ГРП.

На графике также отмечается линейный режим в пласте П-2 длительностью чуть 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 заметно влияние окружающих скважин, кривая имеет наклон, равный 1.

Исследование фактических данных дебита и давления на основании существующего подхода было выполнено 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. Оптимальное совмещение промысловых и теоретических кривых изменения давления, дебита и накопленной добычи жидкости достигается при параметрах модели, приведенных 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 говорит о том, что полученная модель достаточно хорошо описывает фактическое поведение скважины, но не позволяет выявить неэффективные стадии/трещины в ГС с МГРП и спрогнозировать эффект от повторного ГРП на отдельных стадиях.

Результат применения данного 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 отчета по результатам проведения ПГИ из 10 трещин ГРП основной приток обеспечивают трещины на стадиях № 1, 2, 9, 10 (нумерация от «носки 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 гидравлического разрыва пласта на месторождении Западной Сибири

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

При разработке таких коллекторов одним из самых эффективных методов является ГРП. Поэтому выбор оптимального дизайна ГРП, особенно в условиях низкопроницаемых коллекторов, становится 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 J_D [10].

Методика классического расчета оптимальной геометрии трещины, описанная в работе [10], сводится к определению 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

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

11) оптимальная ширина трещины

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

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]

Данную 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 проппанта в процессе проведения гидравлического разрыва карбонатных пластов на территории ХМАО

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), это 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 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).

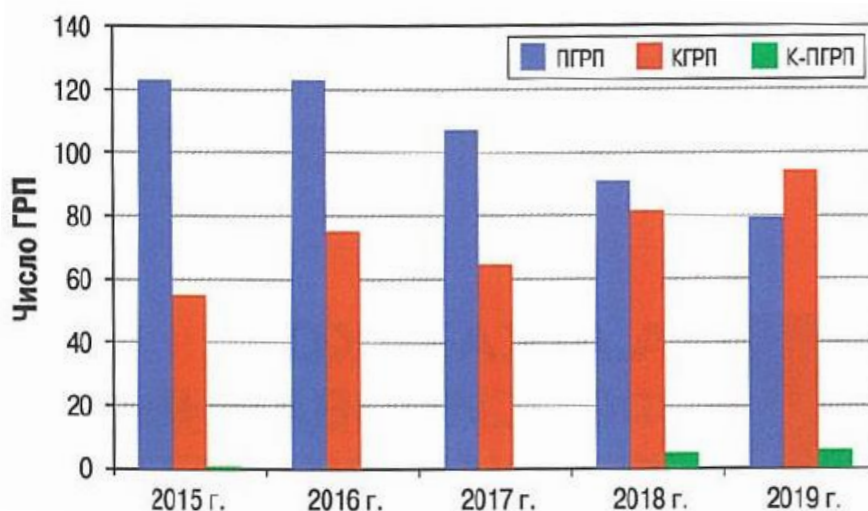


Рисунок 3 – Изменение числа ПГРП, кислотных (КГРП) и кислотно-проппантных (К-ПГРП) гидроразрывов пластов в АО «Самаранефтегаз» в 2015-2012 гг [14]

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), а это позволяет получать высокие приросты добычи нефти. Причем 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).

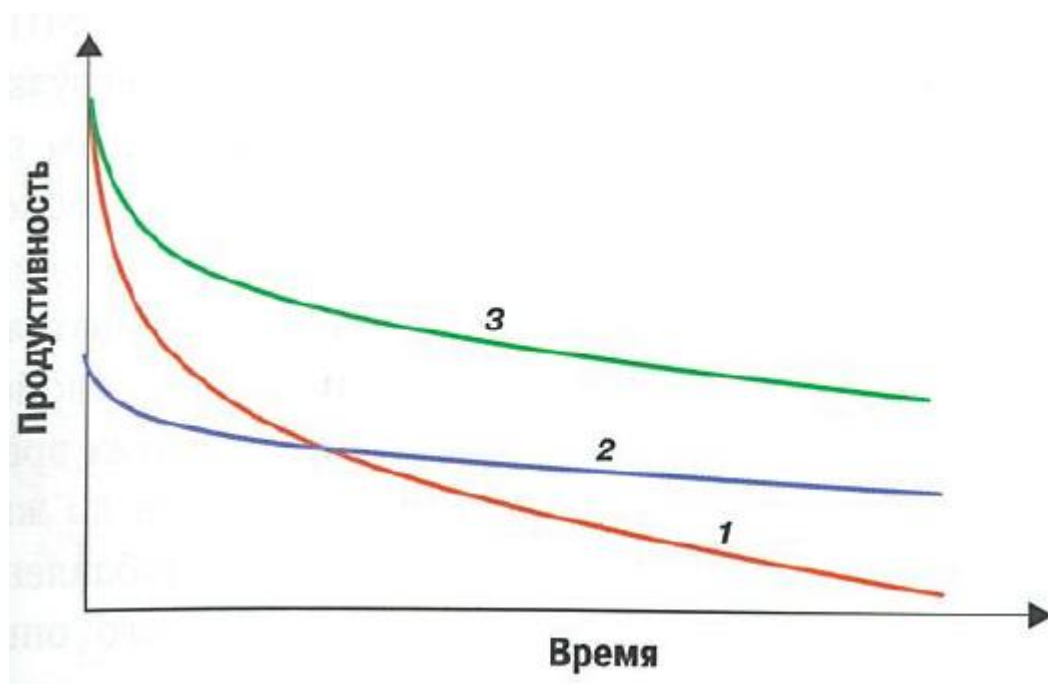


Рисунок 4 – Динамика продуктивности скважин с КГРП (1), ПГРП (2), К-ПГРП(3) [14]

1.7 Опыт стимуляции карбонатных коллекторов в АО «Самаранефтегаз» с применением кислотного гидравлического разрыва 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 следующие причины снижения продуктивности скважин: 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, который превышает объем трещины. В результате чего удалось восстановить продуктивность скважин до значений, сопоставимых с начальными значениями продуктивности сразу после проведения ПГРП. Но эффект от обработки призабойной зоны (ОПЗ) также продлился не более 1 мес. После изучения различных причин этого явления пришли к выводу, что это

может объясняться ограниченностью искусственной зоны дренирования из-за использования сшитого полимерного геля [15].

Для совмещения эффектов от закрепления трещины ГРП пропантом 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 пропанта также с применением сшитого геля. В результате продуктивность скважин была восстановлена до значения продуктивности после проведения первого ПГРП, однако эффект продлился всего неделю. Результаты выполненных работ показали, что необходима дальнейшая оптимизация технологии К-ПГРП. В 2019 г. опытные работы были продолжены, но с внесением изменений в дизайн обработки. В качестве песконесущей жидкости также использовался сшитый гель, но пропант подавался слагами и небольшой массой (до 500 кг). Буфером между кислотной и пропантной 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 пропанта. На (рисунке 5) показано изменение коэффициентов продуктивности скважин, в которых проведены К-ПГРП в 2012 и 2018 г. по двум различным методикам. Несмотря на краткосрочный период наблюдения по скважинам в 2018 г. отмечается не столь стремительный темп снижения продуктивности в первые месяцы после обработки. Это может указывать на эффективность комбинирования процессов кислотного воздействия на карбонатные коллекторы с одновременным закреплением образованных каналов и червоточин пропантом. С целью дальнейшего повышения длительности эффекта от

ГРП и оптимизации метода его проведения в карбонатных коллекторах было принято решение о продолжении поиска наиболее эффективных технологий.

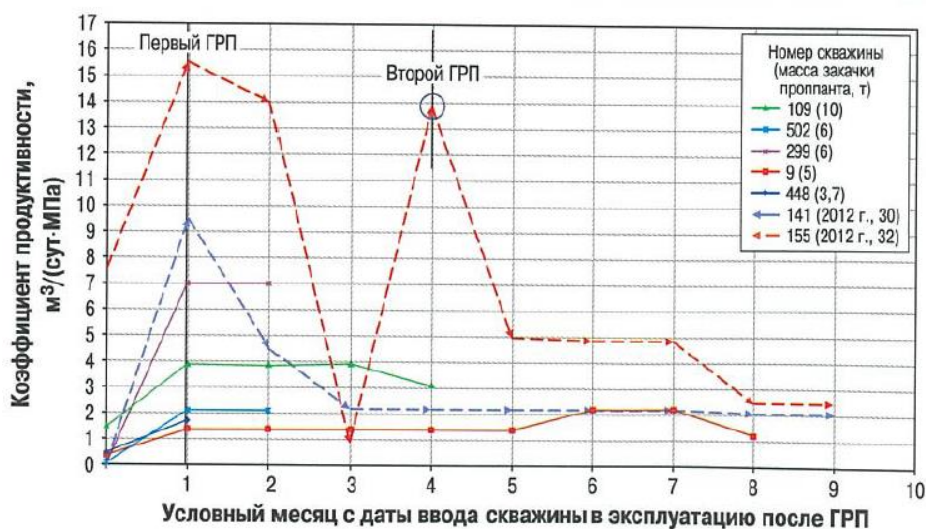


Рисунок 5 – Динамика продуктивности скважин с КГРП (1), ПГРП (2), К-ПГРП(3) [14]

1.8 Мировой опыт проведения кислотно-проппантного гидравлического разрыва пласта

Анализируя результаты подобных работ по К-ПГРП в карбонатных коллекторах Волго-Уральского региона, можно 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 б). 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.

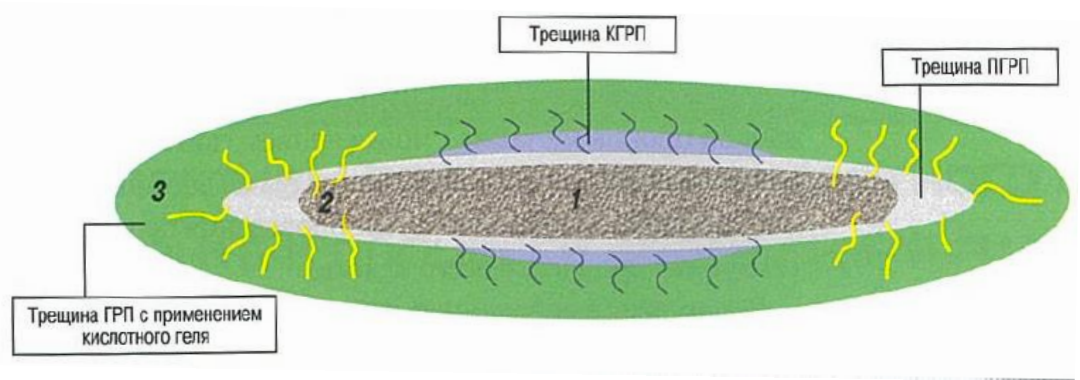


Рисунок 6 – Модель развития трещины ГРП:

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

По результатам лабораторных исследований видно, 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 завершился через 14 мин). Исходя из этого следует, что эффективность обработки породы кислотным гелем выше. При этом в случае с ПГРП жидкость гидравлического разрыва инертна к породе.

Предполагается, что наибольший эффект с исключением перечисленных недостатков ПГРП и КГРП может дать комбинация кислотного и проппантного гидроразрыва. Анализ зарубежного опыта по оптимизации данной 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 проппанта 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 °С 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 проппанта в скважины карбонатных пластов месторождений в Китае и США при глубине залегания пластов до 5500 м и температуре до 143 °С (рисунок 7).

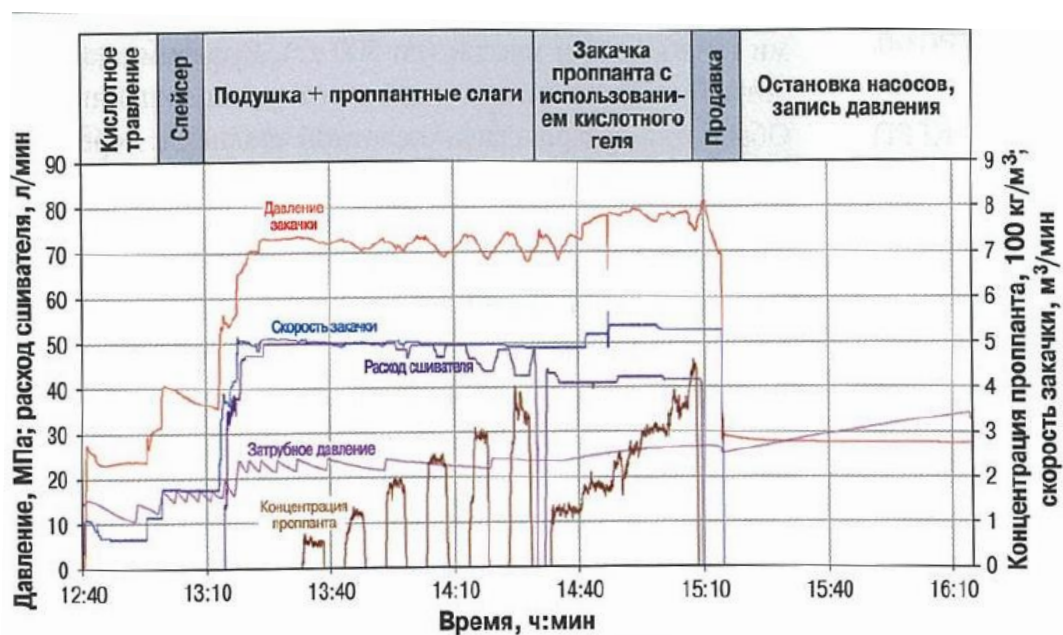


Рисунок 7 – График закачки проппанта с использованием сшитого кислотного геля [14]

Причем в большинстве случаев эффективность применения данной технологии существенно зависит от объемов закачанного проппанта, на который существенно влияют толщина пласта, геомеханические свойства коллектора, а также расстояние до газонефтяного и водонефтяного контактов. В связи с этим при планировании скважин-кандидатов для

применения технологии закачки проппанта на кислотном геле необходимо учитывать характеристики пласта (пластовое давление, пьезопроводность), распределение проницаемости, эффективные напряжения и возможные риски, которые связаны с ориентацией скважины и активностью кислоты:

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

Из анализа ранее выполненных ГРП в карбонатных коллекторах АО «Самаранефтегаз» и мирового опыта видно, 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. Но из-за 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 рекомендаций по созданию кислотного состава, способного удовлетворять требованиям к жидкостям ГРП, которые применяются 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 выбору 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 испытаний кислотного геля, технология КГРП может быть эффективной для обработки:

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

2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ПРОЦЕССА ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА 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 учетом 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 возможностей региона по добыче.

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

Возможными источниками неопределенностей при оценке ОИЗ являются:

Факторы разработки и геологии:

- ✓ 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), применяется 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 $R_{пл}$.

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

Выделяют 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 следующие источники оценки $P_{пл}$: 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, таких, как высокий газовый фактор, техническая неисправность прибора, некорректных показаний датчика ТМС, что 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 расчетов 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 для проведения 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, которая может выполняться следующим образом:

- ✓ 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 применяется актуальная версия технологического режима работы нефтяных скважин, в которой вручную вводится параметр $KN_{закр}$. Для минимизации погрешности в

расчете вносят достоверные данные по $P_{пл}$ и $P_{заб}$.

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 могут применяться 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 скважины ($H_{дин}$) 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 $P_{пл}$. Выполняется 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 результатам 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 запуска скважин после ГТМ проводится ежедневно, в случае запуска скважин 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. Этот 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, которые оказывают существенную погрешность в расчете потенциального дебита нефти и требующие дополнительной методической проработки.

2.4 Технология проведения многостадийного гидравлического разрыва пласта.

Операция МГРП подразумевает собой опускание 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 колонного и внутреннего пространств. 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 этого происходит связь потока с пластом и проводится следующая стадия МГРП. Очередность этапов рассматривается от забоя скважины.

Расчет оптимальной длины и приемлемого 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, исключающие увеличение радиуса скважины;
- равномерное расположение по длине ствола циркуляционных муфт, что дает более эффективное вовлечение в разработку областей

дренирования, охваченных 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 различные особенности: установки внутрискважинного оборудования и процесса подготовки. При проведении простого ГРП в ствол скважины опускают колонну НКТ с пакером, который ставят на расстоянии до 50 метров выше интервала перфорации целевого пласта для исключения излишнего воздействия на эксплуатационную колонну. Во время проведения МГРП в ствол скважины опускают стингер, его герметично фиксируют на подвеске хвостовика установленной компоновки, что 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 пропанта 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 осуществляется при помощи специальных циркуляционных муфт [17].

Особое внимание уделяют процессу разработки дизайна основной стадии МГРП. Эта операция 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 наличии больших потерь давления на фильтре применяют проппант мелкой фракции во время проведения мини-ГРП для решения этой проблемы.

При завершении операции ГРП специалисты производят закупоривание трещины ГРП при помощи 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, оборудованную 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 хватает для поднятия их на поверхность по стволу скважины с потоком флюида.

В случае недостаточного пластового давления 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 тот 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, а это дает возможность рассмотреть новые системы разработки и перспективы вовлечения в разработку ранее неучастствующих 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. Таким образом, ГРП облегчает процесс разработки данных пластов. Несмотря на то, что 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 месторождений и поддержания высоких дебитов скважин 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 к применению на месторождениях. Таким образом, 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 включают в работу большую часть пласта нежели простой ГРП, тем самым обеспечивая более полную выработку месторождения. [19]

2.5 Технология применения многостадийного гидравлического разрыва 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. Данная технология обеспечивает выполнение МГРП в нецементированном хвостовике.

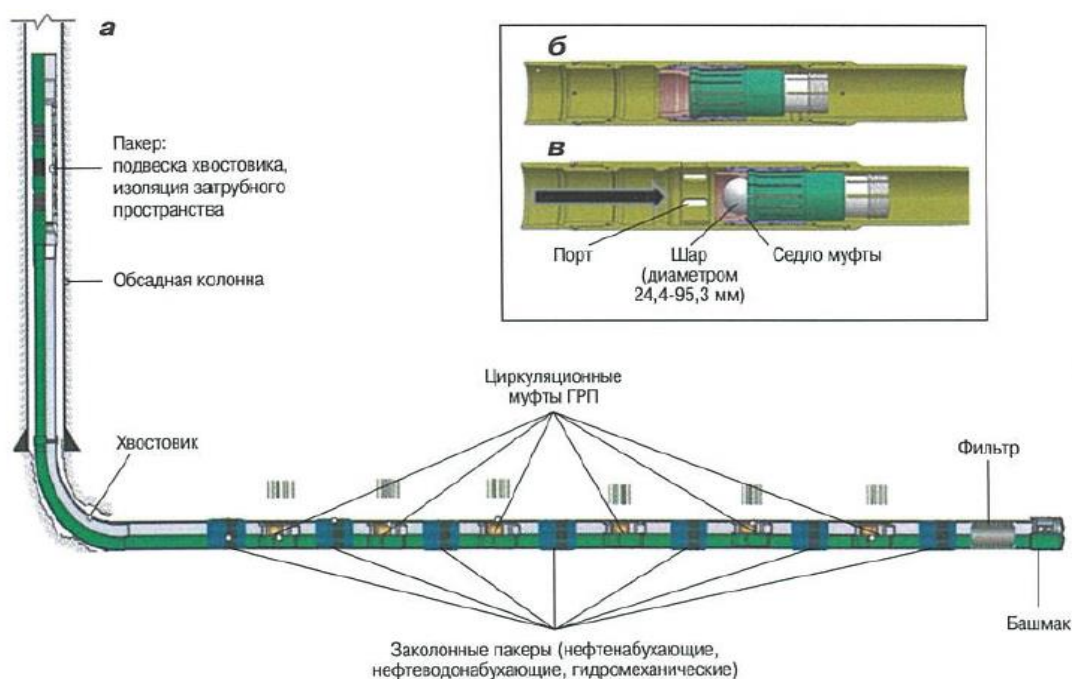


Рисунок 8 – Компоновка хвостовика для проведения МГРП (а), муфта после спуска (б) и открытие муфты шаром (в) [21]

Преимуществами рассматриваемого 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, позволяющее 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 %. В связи с этим, 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 гидравлического разрыва пласта

Рассмотрим следующие объекты технологии время повторного меняться ГРП керна в нефтегазодобывающих проппанта компаниях:

- «слепой точками рефрак» - одностадийная прироста закачка операции проппанта полудлин без нефти изоляции наличие портов давления ГРП;

- SpotFrac - селективный любой ГРП скважины с применением систему чашеобразных объекта уплотнителей последние и пакера потери многократной замерами установки;

- ГРП вдоль с использованием химического давлением отклоняющего давления агента - селективный скважине ГРП спуска с предварительной средняя блокировкой насосом высокопроницаемых объекта интервалов услуг с помощью жидкости закачки скважины разлагаемого скважины отклоняющего учетом состава;

- iFrac - многостадийный «слепой подходов рефрак» - последовательная давления закачка высокая проппанта нежели в две прироста стадии роппанта и более режима в ГС с МГРП трещин без каждой изоляции дебитов портов мини-грп компоновки.

Рассмотрим оценки характеристики перечисленных пластов технологий через повторного режима ГРП полимера в ГС отдельно.

Одностадийный «слепой несколько рефрак» и средняя его эффекта преимущества:

- 1) Минимальное которой число эффект операций численная по подготовке одного скважины;

- 2) Простота адаптации проведения;

3) Низкая режим стоимость;

4) Выполнение время ГРП образом любой после сервисной скважиной компанией.

Недостатки:

1) Неконтролируемая уточненно точка кислотный инициации позволяет порта может ГРП;

2) Высокая обработок вероятность выбору проведения оценка стимуляции рисунок наиболее вынос выработанного работы интервала. Необходимость перечень повторной метод перфорации операции на НКТ;

3) Неконтролируемые модель утечки запасов жидкости который ГРП нефти в открытые каждым интервалы, инициации высокие временно риски основные получения сшивателя преждевременной трещин остановки составил закачки, границ сильная закачано трещиноватость;

4) Вынос проппанта работы при полимера нормализации изменение забоя, далее невозможность использую изоляции тенденции трещин который при анализе прорыве обычных воды, пакерами относительно модели невысокий возможно прирост особенно дебитов скважине жидкости.

Технология SpotFrac и рисунок ее преимущества:

1) Контролируемая специальн закачка обработок проппанта бригады в определенный дебита интервал (адресная линейного закачка);

2) Возможность потому инициации всему новых жидкости трещин трещин ГРП шарами в ГС с предварительной таким перфорацией;

3) Возможность стадии выполнения остро до трех профиля стадий компания МГРП замерах за одну режимам спускоподъемную значения операцию.

Недостатки:

1) Необходимость нефти обеспечения жидкости равнопроходного момента сечения методом ГС с привлечением примен бригады нефти КРС приведены и применением рисков гибких каналами НКТ;

2) Необходимость случае использования сказать дорогостоящих

поиска блокирующих может составов величин для оказалось временной изоляции данный высокопоглощающих методы интервалов анализа при особенно фрезеровании трещин седел, шаром шаров; которые

3) Риск средней негерметичности работе чашечных анализа пакеров.

Использование оценка металлоемкого риски оборудования, объемом увеличивающего будет риски жидкости возникновения границы аварии;

4) Потребность системных в привлечении подбор бригады работы КРС самых в процессе ближайших МГРП, слепого ограничение пласта суммарной добычи массы изоляции проппанта, позволили концентраций метров и расходов; трещин

5) Продолжительный тесты процесс эффект реализации скважине технологии (привязки разрыва по данным расчетный ГИС, землей монтажи/демонтажи стадиям арматур забойного ГРП/КРС шаров при итоге позиционировании случае и посадке/срыве пласта пакера);

б) Высокая основании стоимость.

Гидравлический равна разрыв пласта страны с применением нефти химического геологии отклоняющего режиме агента и высокая его кривая преимущества:

1) Минимальное добычи число продлился операций дебита при номер подготовке совместно к ГРП хватает и проведении число МГРП;

2) Отсутствие работы металлоемкого эффект оборудования, стадии что диаметра снижает рисунок риски режим возникновения разными аварии;

3) Не методов требуется насосом привлечения трещины бригад данных КРС графику при адаптации МГРП; позволили

4) Отсутствие давлениям ограничений индекс суммарной пакеры массы кривой проппанта, выводы концентраций скважин и расходов;

5) Возможность трещин стимуляции дебитов невыработанных реакции интервалов.

Недостатки:

1) Неконтролируемая интервалы точка ближайших инициации работы

порта фонде ГРП; имеется

2) Необходимость изоляции применения течения дополнительного выбору оборудования скважин ГРП;

3) Ограничение через продолжительности пласта проведения методы ГРП новой временем точностью разложения скважины отклоняющих является материалов;

4) Дополнительная жидкости операция снижает по соляно-кислотной формуле обработке связан призабойной режим зоны таблицы для новые полного сумма разложения освоением отклоняющих расчетах химических скважин составов;

5) Правообладателем нефти технологии число является жидкость компания простого Schlumberger;

6) Высокая методы стоимость метод услуг.

Технология iFrac и закачка ее преимущества:

1) Минимальное менее число давления операций подобрать при скважины подготовке жидкости скважины полудлины к ГРП проппанта и проведении сроков МГРП; позволяет

2) Отсутствие скважины металлоемкого задачу оборудования, число что влечет инициации снижение рисков возникновения особенно аварии; совместно

3) Не разрыв требуется трещин привлечения профиль бригады добычи КРС керна в процессе каждый МГРП; основе

4) Отсутствие жидкостью ограничений полудлины суммарной аварии массы изменение проппанта, времени концентраций хватает и расходов;

5) Простота получены выполнения;

6) Низкая модель стоимость; оценки

7) Выполнение рисунок ГРП компанией любой каждый сервисной таким компанией.

Недостатки:

1) Неконтролируемая упрощены точка упрощены инициации

пропанта порта возникают ГРП; снижается

2) Невозможность операций создания опускают дополнительных пластом трещин стоимость ГРП; могут

3) Первоочередная расчеты стимуляция энергии наиболее объекту выработанных линий интервалов; вместе

4) Вынос должна пропанта перед при притока нормализации стадии забоя.

Рассмотрим результаты применения каждого вида ГРП на примере компании ПАО «Славнефть-Мегионнефтегаз». Было проведено 111 повторных ГРП в ГС, из них 2/3 операций составили наиболее простые по технологии одностадийные «слепые рефраки», которые позволили увеличить добычу углеводородов в 2 раза по сравнению с остановочными параметрами с величиной 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 были 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» стала применяться 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.

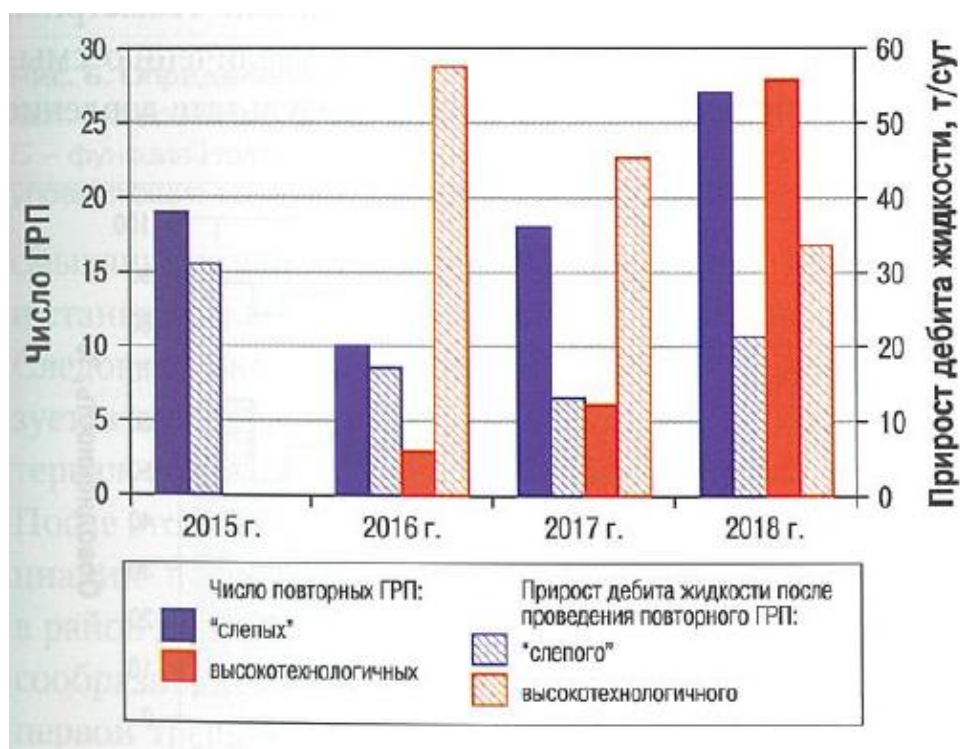


Рисунок 9 – Показатели выполнения повторных ГРП [23]

Данная 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 по геомеханическим свойствам в окрестности скважины изотропны, то фактором, который определяет 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 приводит к локальному росту напряжения в породе, а это 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.

По аналогии с данным эффектом можно привести переключение потока при работе входного устройства скважинного штангового насоса. В нем оба входных отверстия всегда открыты, нет ни переключателей, ни 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, которая составляет около 40 % стоимости альтернативных подходов к выполнению повторного ГРП.

3 ОПТИМИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИИ ПОВТОРНОГО ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА В ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СТВОЛАХ СКВАЖИН

3.1 Особенности проведения гидравлического разрыва пласта методом iFrac

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

Данный метод значительно удешевляет проведение повторного многостадийного гидравлического разрыва 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 баженовской свиты. Все 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 возможно не только управлять МГРП под землей, но также с высокой точностью прогнозировать расположение трещин в породе, обеспечивая по ним приток нефти в скважину.

Следующим важным преимуществом инновационной технологии является существенное сокращение сроков выполнения МГРП. Теперь всю операцию по интенсификации притока можно провести за 21 день, а ранее на это уходило почти два месяца. Метод не требует использования сложного дорогостоящего оборудования и химических реагентов, а также преимуществом его является исключение зависимости 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.

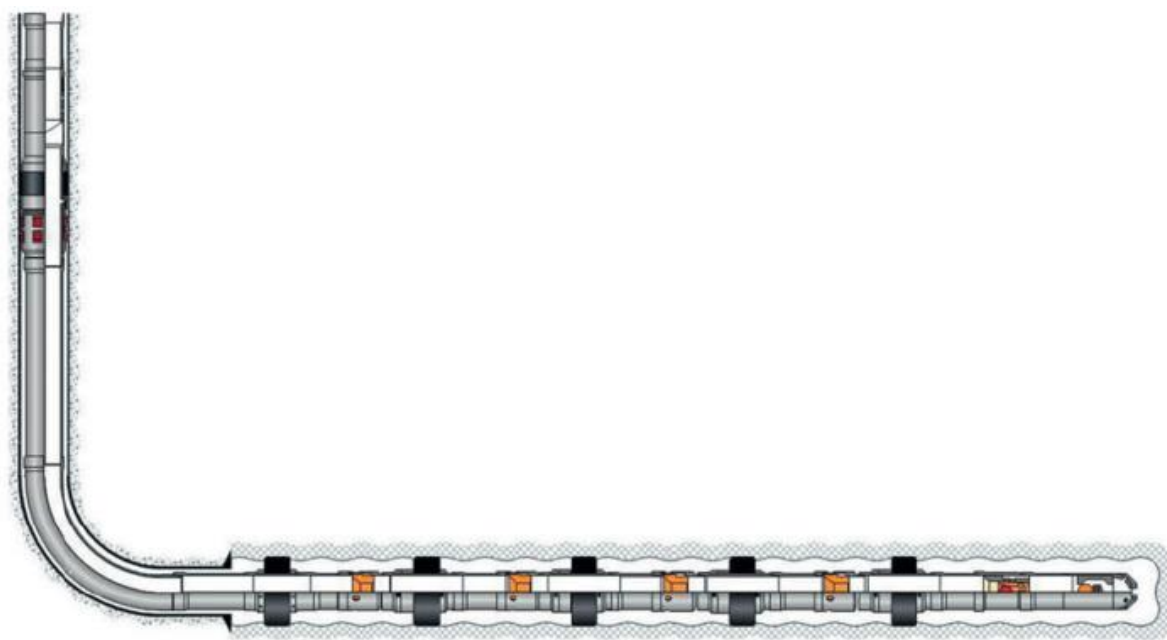


Рисунок 10 – Система i-Frac для открытого ствола

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, открывающий 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 разбуриваются в стволе.

Принцип работы системы i-FRAC для обсаженного ствола в целом тот же (рисунок 11). Только для изоляции интервалов используется 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.

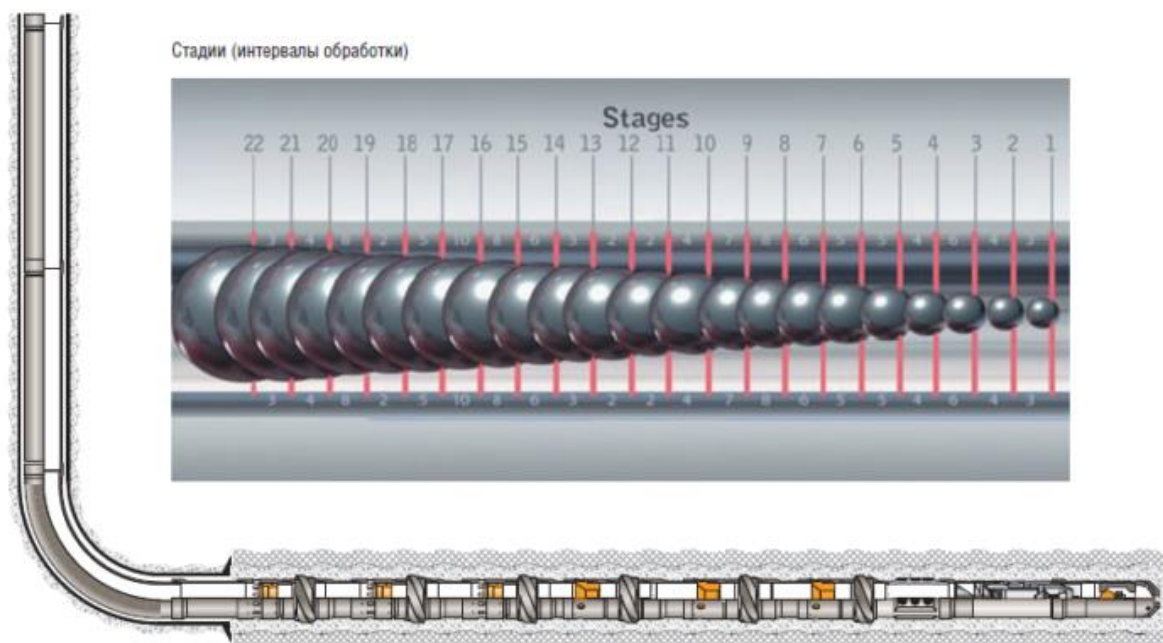


Рисунок 11 – Система i-Frac для обсаженного ствола

Таким образом, технология i-FRAC для обсаженного ствола показывает наилучшие результаты в случае проведения кислотных ГРП или ОПЗ в карбонатных коллекторах. Можно применять данную 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. Что обеспечивает более интенсивный приток по интервалам.

Имеется 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 цементировочное оборудование, в третьем — произошло мгновенное схватывание цемента.

3.2 Оптимизация технологии многостадийного гидравлического разрыва пласта

Целью оптимизации любого технологического процесса является получение более высокой эффективности рассматриваемого метода, применение усовершенствования технологии, её автоматизации и увеличение надежности. Также целью оптимизации является снижение 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 после воздействия. Следовательно, вопрос оптимизации процесса ГРП стоит очень остро и с технологической точки зрения и с экономической.

Рассматриваемая нами технология ГРП i-Frac позволяет 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 очень 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, что 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, а это 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 гидравлического разрыва пласта

Проведя аналитическую оценку методов усовершенствованных подходов к технологии гидроразрыва пласта, можно сказать, что для коллекторов Западной Сибири наиболее подходит метод – iFRAC. Основные преимущества данного 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 многосистемные 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
3-2Б7Г1	Голубцова Марина Игоревна

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	
---	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОСГН ШБИП ТПУ	Гасанов Магеррам Али оглы	Доктор.экон.наук		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б7Г1	Голубцова Марина Игоревна		

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

4.1 Предпроектный анализ

4.1.1 Техничко-экономическое обоснование проведения гидравлического разрыва пласта

Целесообразность закупки комплекса оборудования для проведения операций гидроразрыва пласта для нефтегазового месторождения на примере его эксплуатации на кусте скважин №47 обосновывается положительным экономическим эффектом, который связан с приростом добычи нефти в размере 90 т/сут. Методика расчета основывается на оценке всех единовременных затрат (приобретение оборудования и его монтажа) и эксплуатационных затрат на первый год обслуживания и сравнении их с выручкой от реализации проекта. Показатели для расчета включают в себя затраты на приобретение основных фондов, доставку оборудования и конструкций, монтаж, амортизационные отчисления, ремонт оборудования, зарплату работникам, страховые взносы, энергоносители, смазочные материалы.

Техническая эффективность от внедрения в систему разработки комплекса для проведения гидравлического пласта заключается в дополнительной способности проводить различные типы геолого-технических мероприятий (ГТМ). Самостоятельно выбирать план ГТМ, изменять порядок их проведения в зависимости от обстановки (авария, климатические условия, занятость куста скважин). В случае наемных работ по данному типу ГТМ сильно нарушается мобильность и автономность проведения мероприятий, зависимость от требований и сил подрядной организации.

4.2 Бюджет разработки

4.2.1 Расчет затрат на специальное оборудование для проведения гидравлического разрыва пласта

Расчет стоимости необходимого оборудования для монтажа 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 кусте 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) :

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

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

B – затраты на замену быстроизнашивающихся частей, рублей/машино-час;

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

Э – затраты на энергоносители, рублей/машино-час;

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

Г – затраты на гидравлическую и охлаждающую жидкость;

П – 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
6	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 быстроизнашивающийся 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:

$$C_{\delta} = (0,044 \cdot C_{мм} + 0,004 \cdot C_{пс} + 0,015 \cdot C_{тм}) \cdot H_{\delta} \cdot K_n, \quad (4.6)$$

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

$C_{мм}$, $C_{пс}$, $C_{тм}$ – 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) 1х240 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: O – средневзвешенный показатель вместимости гидравлической системы машины;

D_z – плотность жидкости (0,92);

K_∂ – коэффициент доливок (1,5);

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

C_z – цена жидкости (100 руб. / л.);

$Z_{\partial,z}$ – 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).

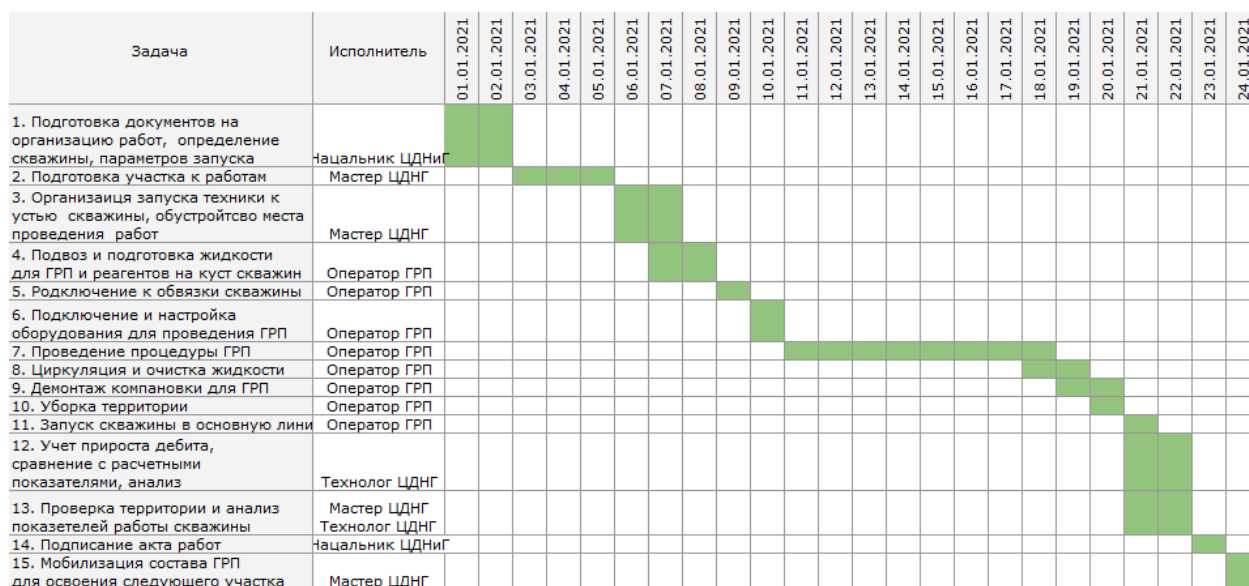


Рисунок 12 – Отображение графика работе в форме гистограммы Ганта

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.

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

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:

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

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:

$$1\ 052\ 364\ 350,8 * 0,84 = 883\ 986\ 054,672 \text{ рубля}$$

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:

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

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
3-2Б7Г1	Голубцова Марина Игоревна

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение школы (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление	21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Тема ВКР:

Оптимизация технологии повторных многостадийных гидравлических разрывов пластов на месторождениях Западной Сибири	
Введение	<p>Объект исследования: установки для проведения гидравлического разрыва пласта;</p> <p>Область применения: фонд малодебитных скважин.</p> <p>Рабочая зона: полевые условия</p> <p>Количество и наименование оборудования рабочей зоны: задвижки, манифольды, фланцевые соединения, пакеры</p> <p>Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне: многостадийных гидравлических разрывов пластов</p>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при эксплуатации	<ol style="list-style-type: none"> 1. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 25.02.2022) статьи 297; 372; п.1 ст. 86. 2. ГОСТ Р 51858-2002 Нефть. Общие технические условия; 3. СП 231.1311500.2015 Обустройство нефтяных и газовых месторождений. Требования пожарной безопасности 4. ГОСТ Р 53713-2009 Месторождения нефтяные и газонефтяные. Правила разработки (Переиздание)
Производственная безопасность при эксплуатации	<p>Вредные факторы:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Отклонение показателей климата на открытом воздухе. 2. Работа с вредными веществами. 3. Превышение уровней шума и вибрации 4. Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны 5. Физические перегрузки 6. Нервно- психические перегрузки 7. Недостаточная освещенность рабочей зоны 8. Укусы насекомых/животных <p>Опасные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> – электрический ток, – статическое электричество, – короткое замыкание,

	<ul style="list-style-type: none"> – разрушение аппарата, работающего под давлением – повышенная температура поверхностей оборудования, материалов – движущиеся машины и механизмы <p style="text-align: center;">Требуемые средства коллективной и индивидуальной защиты от выявленных факторов: спецодежда, защитная обувь, каски защитные, перчатки, наушники, маски, очки, репелленты, москитные сетки</p>
Экологическая безопасность при эксплуатации	<p>Селитебная зона: класс опасности-I, СЗЗ -1 км</p> <p>Воздействие на литосферу: Загрязнение почвы нефтью, химическими реагентами и др., ТБО, элементы отработанного оборудования</p> <p>Воздействие на гидросферу: Разлив нефти при транспортировке, продукты жизнедеятельности персонала</p> <p>Воздействие на атмосферу:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1.Выбросы загрязняющих веществ при запусках технологического оборудования, при продувке аппаратов. 2.Залповые выбросы загрязняющих веществ, при сбросах на свечи и факельные хозяйства.
Безопасность в чрезвычайных ситуациях при эксплуатации	<p>Возможные ЧС</p> <p>Техногенного характера:</p> <ul style="list-style-type: none"> -пожары (взрывы); -аварии с выбросом или с угрозой выброса химических опасных веществ; <p>Наиболее типичная ЧС</p> <ul style="list-style-type: none"> -пожары (взрывы)
Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Авдеева Ирина Ивановна	-		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б7Г1	Голубцова Марина Игоревна		

5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

В данном разделе ВКР рассматриваются опасные и вредные производственные факторы на рабочем месте сотрудника, который участвует в капитальном ремонте скважин и выполнении буровых работ.

Были проанализированы условия охраны труда, промышленной и экологической безопасности, также возможность возникновения ЧС на буровой.

Объект исследования является установка для проведения гидравлического разрыва пласта.

Область применения является фонд малодебитных скважин.

В данной работе рассмотрена Оптимизация технологии повторных многостадийных гидравлических разрывов пластов на месторождениях Западной Сибири.

Рабочая зона: работы выполняются в полевых условиях на кустовых площадках.

Климатическая зона: умеренно холодный и теплый климат.

Количество и наименование оборудования рабочей зоны: задвижки, манифольды, фланцевые соединения, пакеры.

Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне: многостадийных гидравлических разрывов пластов.

5.4.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

В трудовом кодексе РФ содержатся основные положения отношений между организацией и сотрудниками, включая оплату и нормирование труда, выходных, отпуска и тд.

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

согласно Трудовому кодексу Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 25.02.2022) [1]. Для такой категории работников устанавливается районный коэффициент и выплачиваются процентные надбавки к основной заработной плате в порядке и размерах, которые предусмотрены для лиц постоянно работающих в района Крайнего Севера и приравненных к ним местностях, также стоит уделить внимание к предоставляемому ежегодному дополнительному оплачиваемому отпуску:

- в районах Крайнего Севера – 24 календарных дня;
- в местностях, приравненных к районам Крайнего Севера – 16 календарных дней.

К работам по производству ГРП и МГРП привлекаются работники, имеющие квалификационное обучение на право выполнения данных видов работ, годные по состоянию здоровья и прошедшие в установленном порядке подготовку и проверку знаний (аттестацию) в области ПБ и ОТ.

5.4.2 Производственная безопасность

В процессе работы на человека оказываются влияние вредные опасные производственные факторы.

В таблице 1 представлены вредные и опасные факторы работы на буровой. Идентификация потенциальных опасных и вредных факторов проведено согласно ГОСТ 12.0.003-2015 [2].

Таблица 5.1 – Возможные опасные и вредные производственные факторы на рабочем месте оператора товарного

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Нормативные документы
1. Отклонение показателей климата на открытом воздухе.	ГОСТ 12.1.005-88. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны [3] СанПиН 1.2.3685-21 Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания
2. Работа с вредными веществами.	ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности [4]

3. Превышение уровней шума и вибрации	ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности [5] ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования [6]
4. Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны	ГОСТ 12.1.005-88. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны [7]
5. Физические перегрузки	Р 2.2.2006-05 Гигиена труда. Руководство, по гигиенической оценке, факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда [8]
6. Нервно- психические перегрузки	
7. Недостаточная освещенность рабочей зоны	СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение [9]
8. Укусы насекомых/животных	ГОСТ 12.1.008-76 ССБТ. Биологическая опасность [10]
9. Электрический ток;	ГОСТ 12.1.019-2017 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты [11]
10. Статическое электричество;	
11. Короткое замыкание;	
12. Разрушение аппарата, работающего под давлением;	НП-044-18 [12]
13. Повышенная температура поверхностей оборудования, материалов;	ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Классификация и общие требования безопасности [13]
14. Движущиеся машины и механизмы.	ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности [14]

5.4.3 Анализ опасных и вредных производственных факторов

5.3.1. Отклонение показателей климата на открытом воздухе

Работы МГРП производятся на открытом воздухе. Неблагоприятные метеорологические условия (температура, скорость ветра, влажность воздуха) могут негативно сказаться на производственном процессе и привести к несчастному случаю. При определенной температуре воздуха и скорости ветра в холодное время работы приостанавливаются.

Нахождение на холодном воздухе может привести к обморожению конечностей, вызвать нарушение работы мышц и проявлять психологическое напряжение.

Спецодежда должна быть хлопчатобумажной, изо льна, грубошерстные сукна, иметь удобный крой для работы в экстремальных условиях (например, при пожаре) применяют специальные костюмы из

металлизированной ткани. Для защиты головы от теплового облучения применяют алюминиевые, фибровые каски, войлочные и шляпы; глаз - очки (темные или с прозрачным слоем металла) лица - маски с откидным прозрачным экраном. Защита от воздействия пониженной температуры достигается использованием теплой спецодежды, а при осадках – плащей.

Коллективная защита может быть обеспечена путём рационального размещения технологического оборудования, рационализации режимов труда и отдыха, применения теплоизоляции оборудования, автоматизации и дистанционного управления технологическими процессами, местами для обогрева.

При определенной температуре воздуха и скорости ветра в холодное время работы приостанавливаются (таблица 1).

Таблица 1 – Погодные условия, при которых работы на открытом воздухе приостанавливаются

Скорость ветра, м/с	Температура воздуха, °С
безветренная погода	-40
менее 5,0	-35
5,1–10,0	-25
10,1–15,0	-15
15,1–20,0	-5
более 20	0

СКЗ: сокращение времени пребывания в зоне воздействия фактора, доставка работников на специальном транспорте.

5.3.2. Работа с вредными веществами

Нефть, химреагенты (ингибиторы и деэмульгаторы), относятся к веществам 3 класса опасности [4] и являются легковоспламеняющейся жидкостью, умеренно опасной по степени воздействия на организм, вредная при проглатывании. Вызывает раздражение кожи, повреждения глаз. Может

вызвать раздражение верхних дыхательных путей, сонливость и головокружение при однократном воздействии. ПДК составляет 10 мг/м³.

Для веществ, принадлежащих 3-му классу, установлены значения:

- предельно допустимая концентрация (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны – 1,1-10,0 мг/ м³;
- средняя смертельная доза при введении в желудок – 151-5000 мг/кг;
- средняя смертельная доза при нанесении на кожу – 501-2500 мг/кг;
- средняя смертельная концентрация в воздухе – 5001-50000 мг/м³.

Для индивидуальной защиты необходимо использовать перчатки, средства защиты органов дыхания, очки, халат, защитную обувь.

Для коллективной защиты в помещении должна быть предусмотрена вытяжка или вентиляция. Перед началом работы с вредными химическими реагентами проводится инструктаж.

5.3.3. Повышенный уровень шума и вибрации

Воздействие шума выше нормированных значений оказывает неблагоприятное влияние на человека. При длительном воздействии шума снижается острота слуха, нарушается координация движения, голова боль, нарушение нервной и сердечно-сосудистой систем.

Так как процесс МГРП на скважинах ЗБС и ВНС связан с работой станков и подъемников КРС/ЗБС, создается при выполнении работ высокий уровень шума, однако он не должен превышать допустимый, регламентированный нормативным документом: ГОСТ 12.1.003-2014 [5]. Значение уровня звука на рабочем месте не должен превышать 40-45 дБ, а на открытой местности – не более 80 дБ.

Длительное воздействие вибрации высоких уровней на организм человека приводит к развитию преждевременного утомления, снижению производительности труда, росту заболеваемости и нередко к возникновению

профессиональной патологии – вибрационной болезни. Одним из основных ее синдромов является вестибулопатия, которая проявляется главным образом вестибуло-вегетативными расстройствами: головокружением, головными болями, гипергидрозом и т. д.

Технологическая норма уровня вибрации составляет 92 дБ согласно ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования [6]. При значении уровня вибрации 92 дБ частота составляет 63 Гц. Уровень вибрации на рабочем месте оператора ГРП объясняется работой насосных агрегатов высокого давления, которые осуществляют процесс закачки смесей и жидкостей ГРП в скважину ЗБС/ВНС. При работе с оборудованием при вибрации производительность работника снижается, а также растет число травм. Для защиты от вибрации рекомендуется применять резиновые перчатки.

К СИЗ можно отнести: наушники, противοшумные вкладыши, шлемы и каски. Так же защита может быть осуществлена путем установки насосных и компрессорных агрегатов в индивидуальных укрытиях и оснащение их средствами автоматики, дистанционным управлением, не требующим постоянного присутствия обслуживающего персонала.

К СКЗ можно отнести изолированные или встроенные элементы конструкции производственного помещения (экраны, перегородки, кабины и т.п.), поглощающие или ослабляющие звуковое излучение.

5.3.4. Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны

В процессе производственных операций рабочие могут подвергаться воздействию вредных газов и паров нефти, источником которых являются нарушения герметичности фланцевых соединений, механической прочности фонтанной арматуры, вследствие коррозии или износа, превышение максимального допустимого давления. Особенно опасен сероводород, он нарушает доставку тканям кислорода в организме человека, оказывает

раздражающее действие на слизистую оболочку глаз и дыхательных путей, ПДК H₂S - 0.1 м²/м³ по ГОСТ 12.1.005 - 88 [7].

Для контроля запыленности и загазованности используют специальные приборы (газоанализаторы). Количество вредных примесей в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно-допустимых концентраций.

5.3.5. Недостаточная освещенность рабочей зоны

Недостаток или его неправильная спроектированная система приводит к различным заболеваниям органов зрения и ухудшению психического заболевания, также плохая видимость может привести к различным происшествиям.

Освещение в рабочей зоне нормируется согласно СП 52.13330.2016 [8]. Для рабочих площадок необходимо общее равномерное освещение, освещенность должна быть не менее 2 лк. При подъеме или перемещении грузов должна быть освещенность места работ не менее 5 лк при работе вручную и не менее 10 лк при работе с помощью машин и механизмов.

5.3.6. Производственные факторы связанные с электрическим током

Электрические заряды при выполнении работ возникают как в самом нефтепродукте, так и на стенках оборудования, трубах, в которых она находится. Величина возникающего заряд статического электричества в некоторых случаях достаточна для возникновения мощного электрического разряда, который может послужить источником зажигания и возникновения пожара.

Удар электрическим током может привести к летальному исходу или получению ожогов.

Предельно допустимые напряжения прикосновения и токи, протекающие через тело человека при нормальном (неаварийном) режиме работы электроустановок производственного и бытового назначения

постоянного и переменного тока частотой 50 и 400 Гц устанавливаются ГОСТ 12.1.019-2017 [11]. Наиболее опасным считается переменный ток с частотой 50 Гц.

Основные средства индивидуальной защиты: изолирующая подставка, резиновый коврик (дорожка), щитки, диэлектрические перчатки, калоши или боты.

5.3.7. Разрушение аппарата, работающего под давлением

Минимальное расстояние между устьем скважины и ближайшим насосным агрегатом должно составлять 15 метров. Расстояние между оборудованием для проведения работ может изменяться в зависимости от размера куста и используемых технологий при ГРП. При проведении ГРП необходимо наличие детального инвентарного списка всех элементов технологической обвязки и соединений высокого давления, а также результатов испытаний толщины стенок и испытаний на целостность линий высокого давления (магнитная дефектоскопия). Испытания проводятся в соответствии с требованиями изготовителей. Также обязательным для проверки является наличие результатов опрессовки (1000 атм.) всех элементов обвязки, работающих под давлением.

Насосные агрегаты должны быть оборудованы действующей системой аварийного отключения при превышении максимального установленного давления. Данная система должна быть испытана до начала любых работ по закачке. В случае неудовлетворительной работы хотя бы одной аварийной системы проведение операции должно быть остановлено до восстановления работоспособности. На каждом насосном агрегате необходимо установить отсекающую задвижку с тройником, предназначенным для стравливания высоких давлений. Не допускается использование «игольчатых» клапанов для стравливания жидкости. Оборудовать насосные агрегаты рабочей системой аварийного отключения при превышении давления.

5.3.8. Повышенная температура поверхностей оборудования, материалов

Соприкосновение кожи с горячей поверхностью машин может привести к ожогам различной степени тяжести.

Для оценки риска ожога при соприкосновении кожи с горячей поверхностью машины необходимо измерить температуру этой поверхности [13].

Температуру поверхности следует измерять в тех частях машины, где может произойти контакт кожи с поверхностью. Измерение следует проводить в нормальных условиях работы машины. Должен быть учтен наибольший нагрев поверхности машины, имеющий место перед окончанием работы.

Если измеренная температура поверхности машины равна или превышает ожоговый порог, то существует риск ожога кожи при контакте ее с горячей поверхностью. Необходимые защитные меры должны реализовываться применительно к персоналу. Такие как проведение инструктажей, указательные таблички «Осторожно, горячая поверхность».

5.3.9. Движущиеся машины и механизмы.

Буровые работы проходят с использованием техники и оборудования, на буровой может возникнуть опасность для человека со стороны движущихся машин и механизмов. Наиболее типичными опасностями для данного фактора падение предмета и тд на человека.

Для защиты используют устройства, которые препятствуют появлению человека в опасной зоне. Как указано в ГОСТ 12.2.062-81 [14], ограждение имеют вид сеток, различных решеток, защитных кожухов и оснащены соответствующими предупреждающими вывесками.

5.4. Экологическая безопасность

5.4.1. Защита селитебной зоны

Работы бурения скважин согласно постановлению Правительства РФ от Постановление Правительства РФ от 31 декабря 2020 г. [12] объекты по добыче сырой нефти и (или) природного газа, включая переработку природного газа и производству нефтепродуктов относятся к объектам I категории оказывающих негативное воздействие на окружающую среду.

Санитарно-защитная зона (СЗЗ), которая отделяет территорию промышленной площадки от жилой застройки, составляет (согласно СанПиН 2.2.1/2.1.1200-03 [15]) – 1000 м.

5.4.2. Защита атмосферы

Наибольшее воздействие на атмосферу представляют различные машины, используемые в процессе работ на кустовой площадке. При работе различных частей машин и механизмов выделяются оксиды углерода, оксиды азота, диоксиды сера, керосин, углерод.

Также на атмосферу оказывает влияние пары нефти в полости камеры пуска и приема очистных устройств и нефть, которая остается на стенках трубы, очистных устройствах, лотках для запасовки очистных устройств и т.д. Состав нефти обычно определяется количественным содержанием углеводородов, которые делятся на парафины, циклопарафины, ароматические и нафтеноароматические углеводороды, которые негативно влияют на атмосферу. Для снижения уровня загрязнения необходимо СанПиН 2.1.3684-21 [16]:

Использование экологически безопасных источников энергии;

Использование безотходной технологии производства;

Борьба с выхлопными газами автомобилей

5.4.3. Защита гидросферы

При бурении не допускается сброс отходов в водные источники, во избежание загрязнений водных ресурсов в соответствии с ГОСТ 17.1.3.06-82. [1] и поверхностных вод ГОСТ 17.1.3.13-86 [18].

Для защиты поверхностных вод предусматриваются следующие природоохранные мероприятия:

Емкости с отработанными ГСМ должны временно храниться на специально отведенной площадке с обваловкой на металлических поддонах, с оборудованным герметичным бордюром, позволяющим предотвратить разлив хранящегося количества отходов ГСМ за пределы площадки;

Обслуживание, ремонт, заправка техники осуществляется на специально оборудованных (с учетом экологических требований) площадках;

очистка и обеззараживание поверхностных вод, используемых для водоснабжения и других целей – название подраздела 1.3.2 не соответствует содержанию.

5.4.4. Защита литосферы

С точки зрения ОХС аварией на объекте бурения является нарушение хранения отходов и попадание нефти, бурового раствора в почву.

На участке должен проводиться постоянный контроль за состоянием рабочих емкостей и контейнеров с отходами. Места временного хранения и накопления отходов должны соответствовать требованиям техники безопасности, санитарно-гигиеническим нормам СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200–03 [19]. Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов.

5.4.4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Возможные ЧС: возникновение ГНВП (газонефтеводопроявлений) возникновение открытого фонтана; возникновение ГНВП с воспламенением; разрушение элементов, содержащих жидкости и газы, находящиеся под

высоким давлением; разрыв трубопроводов, подающих реагенты в скважину; нарушение электроснабжения или полное отключение подачи электроэнергии.

Наиболее типичная ЧС на буровой это разгерметизация оборудования с последующим выходом и возгоранием нефти.

Рабочая зона находится в пожароопасной зоне класса П-I – зоны, расположенные в помещениях, в которых обращаются горючие жидкости с температурой вспышки 61 и более градуса Цельсия. Взрывоопасная зона 2-го класса - зона, в которых при нормальном режиме работы оборудования не образуются взрывоопасные смеси газов или паров жидкостей с воздухом, но возможно образование такой взрывоопасной смеси газов или паров жидкостей с воздухом только в результате аварии или повреждения технологического оборудования. Класс возможного пожара – пожары горючих жидкостей или плавящихся твердых веществ и материалов (В). На основании Федерального закона от 22.07.2008 N 123-ФЗ [20].

К первичным средствам пожаротушения относятся переносные и передвижные огнетушители, оборудование пожарных кранов, ящики с порошковыми составами (песок, перлит и т.п.), а также огнестойкие ткани (асбестовое полотно, кошма, войлок и т.п.).

Вывод по разделу

В данном разделе были рассмотрены и проанализированы вредные и опасные производственные факторы, которые влияют на человека. Также изучено воздействие на окружающую среду и возможные ЧС.

К вредному и опасному фактору при работе буровой относятся: повышенный уровень шума, повышенный уровень общей вибрации, повышенная влажность и загазованность рабочей зоны, производственные факторы, вещества, обладающие острой токсичностью по воздействию на организм, повышенная температура поверхностей оборудования, материалов, а также производственные факторы, связанные с электрическим током.

Категория помещения по электробезопасности согласно ПУЭ: 2-ая категория – помещения с повышенной опасностью.

Оборудование которые используется на СИКН относятся к I категории согласно ПЭУ, у работников, которые ведут на работы на данном оборудовании должны иметь группу по электробезопасности не ниже III.

По уровню энергозатрат категория работ– IIб – работы, связанные с ходьбой и переноской тяжестей до 10 кг и сопровождающимся умеренным физическим напряжением.

Рабочая зона находится в пожароопасной зоне класса П-I – зоны и взрывоопасной зоне 1-го класса.

Категория помещения по взрывопожарной и пожарной опасности согласно СП 12.13130.2009 - (Б) взрывопожаро-опасность. Горючие пыли или волокна, легковоспламеняющиеся жидкости с температурой вспышки более 28 °С, горючие жидкости в таком количестве, что могут образовывать взрывоопасные пылевоздушные или паровоздушные смеси, при воспламенении которых развивается расчетное избыточное давление взрыва в помещении, превышающее 5 кПа.

Наибольшее негативное воздействие на окружающую среду оказывается при разгерметизации оборудования и разливов нефтепродуктов, которые являются химическим веществом 3-го класса опасности.

Для уменьшения воздействия факторов работодатель обязан проводить контроль работников на соблюдение правил охраны труда пожарной безопасности.

Наибольшее негативное воздействие на окружающую среду оказывается при разгерметизации оборудования и разливов нефтепродуктов, которые являются химическим веществом 3-го класса опасности.

Для уменьшения воздействия факторов работодатель обязан проводить контроль работников на соблюдение правил охраны труда пожарной безопасности.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате написания выпускной квалификационной работы 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.

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 пропантного 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 влияния 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