

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 21.04.01. Нефтегазовое дело
 Отделение школы (НОЦ) Нефтегазового дела

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Повышение эффективности проведения гидроразрыва пласта на нефтегазовых месторождениях Западной Сибири

УДК 622.276.66 (571.1)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ94	Баркалова Евгения Михайловна		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Мищенко Мария Валериевна	К.Г.-М.Н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Романюк Вера Борисовна	К.Э.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
профессор	Сечин Александр Иванович	Д.Т.Н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
профессор	Зятиков Павел Николаевич	Д.Т.Н.		

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

Код компетенции	Наименование компетенции
Универсальные компетенции	
УК(У)-1	Способность осуществлять поиск, критический анализ проблемных ситуаций на основе системного подхода, вырабатывать стратегию действий
УК(У)-2	Способность управлять проектом на всех этапах его жизненного цикла
УК(У)-3	Способность организовывать и руководить работой команды, вырабатывая командную стратегию для достижения поставленной цели
УК(У)-4	Способность применять современные коммуникативные технологии, в том числе на иностранном(ых) языке(ах), для академического и профессионального взаимодействия
УК(У)-5	Способность анализировать и учитывать разнообразие культур в процессе межкультурного взаимодействия
УК(У)-6	Способность определять и реализовывать приоритеты собственной деятельности и способы ее совершенствования на основе самооценки
Общепрофессиональные компетенции	
ОПК(У)-1	Способность решать производственные и (или) исследовательские задачи на основе фундаментальных знаний в нефтегазовой области
ОПК(У)-2	Способен осуществлять проектирование объектов нефтегазового производства
ОПК(У)-3	Способность разрабатывать научно-техническую, проектную и служебную документацию, оформлять научно-технические отчеты, обзоры, публикации, рецензии
ОПК(У)-4	Способность находить и перерабатывать информацию, требуемую для принятия решений в научных исследованиях и в практической технической деятельности
ОПК(У)-5	Способность оценивать результаты научно-технических разработок, научных исследований и обосновывать собственный выбор, систематизируя и обобщая достижения в нефтегазовой отрасли и смежных областях
ОПК(У)-6	Способность участвовать в реализации основных и дополнительных профессиональных образовательных программ, используя специальные научные и профессиональные знания
Профессиональные компетенции	
ПК(У)-1	Способен разрабатывать методическое обеспечение для первичной и периодической подготовки и аттестации специалистов в области добычи углеводородного сырья
ПК(У)-2	Способен анализировать и обобщать данные о работе технологического оборудования, осуществлять контроль, техническое сопровождение и управление технологическими процессами добычи углеводородного сырья
ПК(У)-3	Способен оценивать эффективность инновационных технологических решений в процессе выполнения производственных показателей при разработке и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений углеводородного сырья
ПК(У)-4	Способен обеспечивать безопасную и эффективную эксплуатацию и работу технологического оборудования нефтегазовой отрасли
ПК(У)-5	Способен участвовать в управлении технологическими комплексами, принимать решения в условиях неопределенности

ПК(У)-6	Способен применять полученные знания для разработки и реализации проектов и научно-исследовательских работ различных процессов производственной деятельности на основе методики проектирования в нефтегазовой отрасли, а также инструктивно-нормативных документов
ПК(У)-7	Способен применять современные программные комплексы для научно-исследовательских работ и проектирования технических устройств, аппаратов и механизмов, технологических процессов в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности

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 21.04.01. Нефтегазовое дело

Отделение школы (НОЦ) Нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП

 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

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

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ94	Баркаловой Евгении Михайловне

Тема работы:

Повышение эффективности проведения гидроразрыва пласта на нефтегазовых месторождениях Западной Сибири	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№117-11/с от 27.04.2021

Срок сдачи студентом выполненной работы:	07.06.2021
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Геолого-геофизическая характеристика месторождения, отчеты о проведении ГРП на исследуемом объекте с анализируемыми параметрами стимуляции пласта, патенты на внедрение технологий крепления проппанта в трещине разрыва
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Введение Глава 1 Аналитический обзор современных тенденций развития в технологии проведения гидроразрыва пласта Глава 2 Анализ разработки месторождения Глава 3 Усовершенствование технологии проведения гидроразрыва пласта Глава 4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.

	Глава 5 Социальная ответственность Заключение Список публикаций Список использованных источников ПРИЛОЖЕНИЕ А. Improvement of hydraulic fracturing technology
Перечень графического материала	Схема дорожных путей между кустовыми площадками на исследуемом объекте, отчет о проведение ГРП на объекте исследования, дизайн трещины разрыва, фотографии последствий выноса проппанта из трещины ГРП на исследуемом объекте, лабораторные исследования применения нитинола, структурные карты, геологические разрезы
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент	Романюк В.Б., к.э.н, доцент ОНД ИШПР
Социальная ответственность	Сечин А.И., д.т.н, профессор ООД ШБИП
Иностранный язык	Болсуновская Л.М., к.ф.н, доцент ОИЯ ШБИП
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
<i>Раздел на английском языке: Приложение А. Improvement of hydraulic fracturing technology</i>	
<i>Разделы на русском языке: реферат, введение, заключение, главы 1-5</i>	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	15.03.2021
---	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОНД ИШПР	Мищенко Мария Валериевна	к.г.-м.н		15.03.2021

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ94	Баркалова Евгения Михайловна		15.03.2021

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

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ94	Баркаловой Евгении Михайловне

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	Магистр	Направление/специальность	21.04.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

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

<i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>Расчёт сметной стоимости выполняемых работ, согласно применяемой технологии</i>
<i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций в ходе выполнения операций согласно справочников Единых норм времени (ЕНВ) и др.</i>
<i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>Ставка налога на прибыль 20 %; Страховые взносы 30%; Налог на добавленную стоимость 20%</i>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	<i>Расчет капитальных и текущих затрат и финансового результата реализации проекта</i>
<i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	<i>График выполнения работ</i>
<i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	<i>Расчет экономической эффективности внедрения новой технологии</i>

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

*Линейный календарный график выполнения работ
SWOT-анализ*

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	07.03.2021
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Романюк Вера Борисовна	к.э.н, доцент		27.03.2021г

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ94	Баркалова Евгения Михайловна		27.03.2021г

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ94	Баркаловой Евгении Михайловне

ШКОЛА	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	21.04.01 «Нефтегазовое дело»

Тема дипломной работы: «Анализ способов повышения эффективности проведения гидроразрыва пласта на примере месторождений Западной Сибири»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
<ul style="list-style-type: none"> • Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения) 	<p>Объект исследования – усовершенствованная технология проведения гидравлического разрыва пласта. Область применения – нефтегазовое месторождение Западной Сибири.</p>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> • специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; • организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<p>5.1.1 Специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства 5.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны</p>
<p>2. Производственная безопасность</p> <p style="text-align: center;">Анализ показателей шума и вибрации</p> <ul style="list-style-type: none"> • установление соответствие показателей нормативному требованию; <p style="text-align: center;">Анализ показателей микроклимата</p> <ul style="list-style-type: none"> • показатели температурные, скорости движения воздуха, запыленности. <p style="text-align: center;">Анализ освещенности рабочей зоны</p> <ul style="list-style-type: none"> • типы ламп, их количество, соответствие нормативному требованию освещенности; • при расчете освещения указать схему размещения светильников на потолке согласно проведенному расчету. <p style="text-align: center;">Анализ электробезопасности</p> <ul style="list-style-type: none"> • наличие электроисточников, характер их опасности; • установление класса электроопасности помещения, а также безопасные номиналы тока, напряжения, сопротивления заземления. • при расчете заземления указать схему размещения заземлителя согласно проведенному расчету. <p style="text-align: center;">Анализ пожарной безопасности</p> <ul style="list-style-type: none"> • присутствие горючих материалов, тем самым, присутствие повышенной степени пожароопасности. • категории пожароопасности помещения, марки огнетушителей, их назначение. • Разработать схему эвакуации при пожаре. 	<p>5.2.1 Анализ показателей шума на рабочем месте 5.2.2 Анализ влияния токсичных и вредных веществ 5.2.3 Анализ показателя освещенности рабочей зоны 5.2.4 Анализ влияния аппаратов под давлением 5.2.5 Анализ влияния механизмов и оборудования 5.2.6 Анализ электробезопасности 5.2.7 Анализ пожарной безопасности</p>
<p>3. Экологическая безопасность:</p> <ul style="list-style-type: none"> • защита селитебной зоны • анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); • анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); 	<p>5.3.1 Анализ влияния технологии на сферы жизнеобеспечения 5.3.2 Обоснование мероприятий по защите окружающей среды</p>

<ul style="list-style-type: none"> • анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); • разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды. 	
<p>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> • перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; • выбор наиболее типичной ЧС; • разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; • разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий. 	<p>5.4.1 Анализ вероятных ЧС, которые могут возникнуть на кустовой площадке при внедрении проектируемого решения;</p> <p>5.4.2 Обоснование мероприятий по предотвращению ЧС и разработка порядка действий в случае возникновения ЧС</p>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	26.02.2021г.
---	--------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
профессор	Сечин Александр Иванович	д.т.н.		26.02.2021г.

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ94	Баркалова Евгения Михайловна		26.02.2021г.

Реферат

Выпускная квалификационная работа 106 страниц, 27 рисунков, 15 таблиц, 35 источников, 1 приложение.

Ключевые слова: гидравлический разрыв пласта, проппант, жидкость разрыва, нитинол, трещина гидроразрыва, вынос проппанта, закрепление рабочего агента.

Объектом исследования является гидравлический разрыв пласта, а предметом – методы крепления проппанта в трещине.

Цель работы – разработка рекомендаций по проведению операции гидроразрыва пласта в скважине при использовании технологии удержания проппанта.

В работе отражены основные аспекты проведения гидроразрыва пласта, проанализированы факторы, оказывающие влияние на эффективность процесса, отмечены возможные причины снижения эффективности проведения гидроразрыва. В качестве основного исследования проанализированы причины обратного выноса проппанта из трещины в скважину, определены последствия выноса наполнителя трещины в ствол скважины, рассмотрены некоторые основные технологии контроля выноса.

Представлен анализ нового способа проведения гидроразрыва пласта с закачкой спрессованных пружин, восстанавливающих форму под воздействием пластовой температуры, для контроля обратного выноса проппанта. Рассчитана целесообразность применения метода на исследуемом объекте. Рассмотрено влияние технологии на экологию.

Область применения: результаты могут быть использованы при разработке и внедрении мероприятий, направленных на увеличение интенсификации притока нефти.

Экономическая эффективность: применение нитинола в качестве удерживающего компонента проппанта обойдётся компании в 2 млн.р., что в 9 раз меньше суммы устранения последствий выхода скважины из строя.

Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки

В настоящей работе применены следующие термины с соответствующими определениями:

Гидравлический разрыв пласта – способ интенсификации работы скважин и повышения извлечения нефти за счёт развития естественных или создания искусственных трещин в продуктивной части пласта, вскрытого скважиной, путём создания на забое давления, превышающего предел прочности породы на разрыв.

Проппант – гранулированный огнеупорный порошок высокой прочности, предназначенный для использования при добыче нефти способом гидравлического разрыва пласта.

В данной работе используются следующие сокращения:

ГРП – гидравлический разрыв пласта;

ГТМ – геолого-технические мероприятия;

КВЧ – количество взвешенных частиц;

УЭЦН – установка электроцентробежного насоса;

ХМАО – Ханты-Мансийский автономный округ;

ГДИС – гидродинамические исследования скважины;

МРП – межремонтный период;

ПАВ – поверхностно-активные вещества;

ПЭД – погружной электродвигатель.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	13
1 АНАЛИТИЧЕСКИЙ ОБЗОР СОВРЕМЕННЫХ ТЕНДЕНЦИЙ РАЗВИТИЯ В ТЕХНОЛОГИИ ПРОВЕДЕНИЯ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА	15
1.1 Общие сведения о технологии проведения ГРП	15
1.2 Факторы, влияющие на процесс проведения ГРП	16
1.3 Причины снижения эффективности проведения ГРП	21
1.4 Влияние обратного выноса проппанта на работу скважинного оборудования	23
1.5 Способы удержания проппанта в трещине во время проведения гидро разрыва пласта	25
2 АНАЛИЗ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ	31
2.1 Характеристика объекта исследования	31
2.2 Анализ параметров проведения гидро разрыва пласта на исследуемом объекте	42
3 УСОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ПРОВЕДЕНИЯ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА	48
3.1 Технология проведения гидро разрыва пласта с использованием никелида титана	48
3.2 Оценка эффективности применения технологии на исследуемом объекте	53
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	55
4.1 Исходные данные для расчета эффективности внедрения метода крепления проппанта пружинами нитинола	55
4.2 Расчет нормативной продолжительности выполнения работ	57
4.3 Расчет экономической эффективности внедрения технологии	59
4.4 SWOT-анализ	64

5	СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	66
5.1	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности ...	66
5.1.1	Специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства.....	66
5.1.2	Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	68
5.2	Производственная безопасность	68
5.2.1	Анализ показателей шума на рабочем месте	69
5.2.2	Анализ влияния токсичных и вредных веществ	70
5.2.3	Анализ освещённости рабочей зоны	71
5.2.4	Анализ влияния аппаратов под давлением	72
5.2.5	Анализ влияния механизмов и оборудования.....	73
5.2.6	Анализ электробезопасности	74
5.2.7	Анализ пожарной безопасности.....	75
5.3	Экологическая безопасность.....	76
5.3.1	Анализ влияния технологии на сферы жизнеобеспечения	76
5.3.2	Обоснование мероприятий по защите окружающей среды	78
5.4	Безопасность в чрезвычайных ситуациях	81
5.4.1	Анализ вероятных ЧС, которые могут возникнуть на рабочем месте при проведении исследований.....	81
5.4.2	Обоснование мероприятий по предотвращению ЧС и разработка порядка действия в случае возникновения ЧС	82
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	84
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОНИКОВ.....	86
	Приложение А	91

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время технология гидравлического разрыва пласта считается наиболее популярным методом интенсификации разработки и увеличения нефтеотдачи низкопроницаемых, слабодренируемых пластов нефтяных месторождений. Во многих регионах это единственная технология, позволяющая существенно увеличить добычу и сделать скважины рентабельными.

Операции по интенсификации дренируемых запасов, стремящиеся вводить дополнительные залежи, нетрадиционные запасы, а также низкопроницаемые коллектора в разработку с целью повышения коэффициента нефтеотдачи позволяют добиться существенного повышения дебита, а значит приносят значительную экономическую выгоду проекту.

Путём воздействия высокого давления на пласт создаётся система трещин в низкопроницаемом коллекторе, которые заполняются специальным зернистым материалом – проппантом – и позволяют продолжать добычу нефти из пласта. Однако зачастую случается самопроизвольный вынос частиц проппанта из созданной трещины ввиду несовершенства проведения технологии гидроразрыва, неверного выбора способа освоения скважин или неправильно подобранного рабочего агента. Материал выходит за пределы продуктивного пласта и оптимального дизайна проведения гидроразрыва, поступает в водонасыщенные горизонты. Снижается созданный эффект расклинивания трещины, в результате уменьшается проводящая ширина образованной трещины, или происходит полное её схлопывание. Что осложняет дальнейшую разработку месторождения ввиду негативного воздействия на скважинное оборудование.

Одним из определяющих факторов успешности ГРП становится правильный выбор проппанта и продуманность его крепления в трещине гидроразрыва во избежание возможного накопления агента в стволе скважины и выхода оборудования из строя.

Исходя из вышесказанного, целью работы является разработка рекомендаций по проведению операций гидроразрыва пласта в скважине при использовании технологии удержания проппанта.

Задачи:

1. проанализировать научно-техническую литературу и публикации по исследуемой теме с целью выявления сущности проблемы и методов её решения;
2. проанализировать условия применения разных методов закрепления проппанта в каркасе трещины при проведении ГРП на месторождениях и выявить их достоинства и недостатки;
3. оценить эффективность проведения мероприятий по гидроразрыву пласта с применением исследуемой технологии;
4. рассчитать параметры пружины и объем материала для введения в пласт на исследуемом объекте.

Объектом исследования являются: технология повышения нефтеотдачи пласта –гидроразрыв пласта.

Предмет исследования: метод крепления проппанта нитинолом.

Научная новизна: предложена технология применения нитинола в качестве удерживающего компонента проппанта и определены параметры пружины и требуемое количество нитинола для объекта исследования.

Практическая значимость: данные исследования могут быть использованы при разработке и внедрении мероприятий, направленных на увеличение интенсификации притока нефти.

Защищаемые положения:

- реализация предложенной технологии проведения ГРП с применением нитинола в качестве удерживающего компонента проппанта позволит повысить эффективность проведения ГРП;

- внедрение технологии на исследуемом объекте позволит решить проблему выноса проппанта из трещины разрыва и сократит затраты предприятия на устранение последствий выноса рабочего агента.

1 АНАЛИТИЧЕСКИЙ ОБЗОР СОВРЕМЕННЫХ ТЕНДЕНЦИЙ РАЗВИТИЯ В ТЕХНОЛОГИИ ПРОВЕДЕНИЯ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА

1.1 Общие сведения о технологии проведения ГРП

Гидравлический разрыв пласта позволяет увеличить производительность работы скважины за счет увеличения ее эффективного радиуса и прорыва загрязненного участка призабойной зоны путем создания канала высокой проводимости. Важнейшими характеристиками создаваемой трещины являются геометрические параметры – длина, ширина, высота, а также ее ориентация в пространстве. Прогнозирование этих параметров должно осуществляться на стадии проектирования, что требует учета серии естественных (геолого-геофизических) и технологических факторов.

Проведение гидравлического разрыва сопровождается высокими значениями избыточных давлений (в некоторых случаях достигающих 90 –100 Мпа), применением одновременно сложной, многообразной техники, использованием большого количества проппанта и технологической жидкости, поэтому особое внимание уделяется подготовке квалифицированного персонала и контролю за соблюдением техники проведения процесса. Технологии проведения ГРП постоянно находятся в прогрессивном развитии, поскольку возрастают требования к их эффективному результату [25].

Уровень, до которого увеличивается продуктивность или приемистость скважины при проведении ГРП, зависит от ширины расклинивания и от проницаемости расклинивающего материала. В последние годы в научно-исследовательских центрах зарубежных компаний успешно ведутся работы по развитию технологии проведения глубокопроникающего гидроразрыва пласта в различных горно-геологических условиях. Имеется в виду подбор рабочей жидкости разрыва, материалов для закрепления трещин, подбор оптимальных давлений и скорости закачки и периодичности проведения ГРП и др. Усовершенствованные методы проектирования проведения ГРП в сочетании с

лабораторными исследованиями позволяют выявить условия, необходимые для достижения максимальной экономической эффективности операций ГРП [18].

Существует два типа ГРП - одностадийный ГРП и многостадийный. При одностадийном гидроразрыве под давлением закачиваемой жидкости оказывается только участок пласта, на который установлен перфорированный патрубков. Многостадийный ГРП можно использовать как на отдельный пласт, например в горизонтальном окончании ствола, так и на различные, не взаимосвязанные между собой продуктивные горизонты.

Гидравлический разрыв пласта является сложным технологическим процессом, требующим тщательной подготовки, анализа многих факторов работы продуктивного пласта и скважины, высокий профессиональной подготовки исполнителей [15].

В состав работ по проведению ГРП входит – выбор скважин для проведения ГРП, подготовка скважин к проведению операции, проектирование и проведение операции разрыва пласта, освоение скважин после разрыва.

1.2 Факторы, влияющие на процесс проведения ГРП

К числу технологических факторов, влияющих на параметры и эффективность работы планируемой трещины, можно отнести: пространственное положение ствола скважины относительно пласта, что определяет видимую мощность вскрытого интервала; техническое состояние обсадной колонны и цементного камня скважины, выбранной кандидатом для гидроразрыва; условия вскрытия пласта (полная или частичная перфорация, качество перфорации).

Все факторы, оказывающие воздействие на трещину гидроразрыва, можно разделить на две группы: контролируемые и неконтролируемые (таблица 1). Полный набор этих сведений можно получить по данным различных методов геофизических исследований скважин (ГИС). Процедуры анализа и интерпретации материалов ГИС достаточно хорошо известны. В классическом варианте наиболее широко они используются при оценке коллекторов и

определении запасов углеводородов. В случае планирования гидроразрыва необходимо иметь сведения не только о свойствах пластов-коллекторов, но и вмещающих пород [30].

Таблица 1 – Факторы, влияющие на эффективность проведения ГРП

Контролируемые факторы	Неконтролируемые факторы
жидкость разрыва	проницаемость пласта
Вязкость	пористость пласта
мгновенные потери жидкости в пласт	общая высота трещины отношение высоты трещины к
скорость фильтрации жидкости в пласт	мощности пласта
Проппант	напряжения горных пород
скорость закачки	свойства горных пород
объем закачки	модуль Юнга
конструкция / оборудование	коэффициент Пуассона
перфорированный интервал	пластичность пород
модель перфорации	предел прочности на разрыв
размер труб	свойства пластовых флюидов
конфигурация устья	сжимаемость
	вязкость
	физико-химические свойства
	тип горных пород

Все параметры, характеризующие горные породы, подразделяются на два класса: свойства, регулирующие движение пластовых флюидов, и свойства, определяющие возможную деформацию под воздействием естественных или искусственных напряжений. Для выполнения необходимых расчетов геологическая среда аппроксимируется слоистой моделью, в пределах которой каждый слой описывается набором параметров, постоянных по величине или линейно меняющихся от верхней до нижней границы каждого слоя. По результатам анализа сейсмической информации, образцов керна, а также интерпретация комплекса каротажных данных позволяет качественно и

количественно охарактеризовать важнейшие свойства пластов, влияющие на развитие трещины [16].

Чтобы подобрать оптимальную геометрию трещины, а значит и технологию проведения гидроразрыва, необходимо разбираться в механизме, по которому образуется и распространяется в поре трещина.

Основное влияние на формирующуюся в процессе геометрию оказывает тектоническая напряженность горной породы и её распределение по глубине пласта. Трещина распространяется всегда перпендикулярно минимальному горному напряжению (рисунок 1). Пласт на глубине находится в напряженном состоянии, характеризующемся тремя основными напряжениями: вертикальным (геостатическое σ_{vert}), являющимся наибольшим в случае глубокозалегающего пласта (более 500 м), и двумя горизонтальными – большим (σ_{max}) и меньшим (σ_{min}).

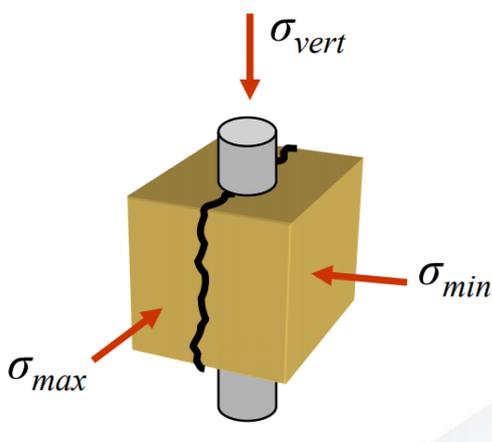


Рисунок 1 – Распространение трещины [15]

На расстоянии до 200 м от устья скважины образуются трещины горизонтального типа, поскольку вертикальное напряжение здесь значительно меньше горизонтального, а на глубинах более 500 м – вертикального типа, в следствии наличия значительного вертикального напряжения (рисунок 2). На глубинах от 200 до 500 м значения напряжений практически равны, поэтому ориентироваться нужно на другие факторы, но разрабатываемые в настоящее время месторождения располагаются на большой глубине, а значит в большинстве своём используются модели вертикальных трещин [12].

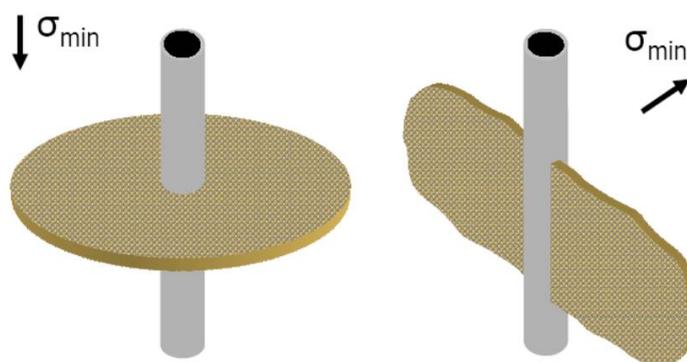


Рисунок 2 – Геометрия образующейся трещины а) горизонтальная, при глубинах до 500 м, б) вертикальная, на глубине, превышающей 500 м

Многообразие жидкостей для проведения ГРП позволяет подбирать необходимый состав для каждой определенной цели, однако, существует ряд требований, которым должен соответствовать каждый состав:

- ✓ совместимость с компонентным составом горных пород пласта и пластовыми жидкостями;
- ✓ низкая фильтрационная способность состава;
- ✓ лёгкое удаление из пласта после окончания обработки – после смыкания трещины жидкость должна распадаться, не оставляя осадков;
- ✓ достаточная способность удерживать во взвешенном состоянии и транспортировать пропант;
- ✓ вязкость, способная удерживать образовавшиеся трещины в раскрытом состоянии для введения в них пропанта;
- ✓ стабильность состава – способность сохранения своей вязкости на протяжении всего процесса;
- ✓ минимальные потери давления на трение в трубах;
- ✓ простой состав, воспроизводимый в полевых условиях, эффективный с точки зрения ценовой политики и безопасный в обращении.

Существует три категории жидкостей, используемых при проведении гидравлического разрыва:

1) *Жидкость разрыва* – нагнетаемый в призабойную зону пласта рабочий агент, создаваемый давление, нарушающее целостность породы и

способствующее образованию трещин или увеличению уже имеющихся. Подходящими для этого являются сырые разгазированные нефти с вязкостью до $0,4 \text{ Па}\cdot\text{с}$, загущенные остатками мазута нефти, гидрофобные эмульсии нефтескислоты, гидрофильные эмульсии водонефтяной смеси и кислотно-керосиновые эмульсии. На добывающих скважинах применяются жидкости на углеводородной основе, на нагнетательных, в свою очередь – чистая вода, загущенная с помощью крахмальных компонентов, каких как полиакридамид, карбоксиметилцеллюлоза, сульфат-спиртовая барда. В качестве жидкости разрыва на нагнетательных скважинах закачивают воду с поверхностно-активными веществами (ПАВ), воду, загущенную полимерами, эмульсию или просто воду. Для производства гидроразрыва пласта на нефтяных скважинах – закачивают нефть, специальный гель, или кислоту, а после для закрепления трещин, закачивают проппант и кварцевый песок [24].

2) *Жидкость-песконоситель* – используемая для переноса песка до трещины субстанция, обладающая минимальной фильтруемостью с целью удержания песка во взвешенном состоянии, и доставления его до трещины при заканчивании скважины.

3) *Продавочная жидкость* – закачиваемый в скважину с целью доведения жидкости-песконосителя до цели рабочий агент. Чаще всего продавочной жидкостью выступает вода, объём которой равен объёму НКТ.

Разработки в химии полимеров, а также достижения в технологии самого процесса разрыва пласта, сделали доступными крупномасштабные обработки скважин. На некоторых площадях были проведены обработки с закачкой более 7600 м^3 жидкости и свыше 1300 т . песка. Вполне обычными стали темпы закачки от $0,8$ до $16 \text{ м}^3/\text{мин}$. В настоящее время концентрация расклинивающего материала нередко варьируется от 610 до 970 кг/м^3 , причем в начале операции концентрация этого материала составляет около 115 кг/м^3 , а к концу обработки возрастает до $1600\text{--}1920 \text{ кг/м}^3$. Нередко концентрация расширителя достигает 2500 кг/м^3 . Для обращения с большими объемами материала были разработаны специальные устройства для его хранения и транспортировки [26].

1.3 Причины снижения эффективности проведения ГРП

После заполнения образованной гидроразрывом трещины проппантом в результате неравномерного распределения частиц в трещине и разрушения окружного дополнительного материала в процессе вдавливания происходит обратный вынос рабочего зернистого агента. Это происходит иногда после полного скважинного освоения или в процессе первичной очистки при начальной эксплуатации.

Созданная трещина гидроразрыва имеет основную продольную часть и большое количество дополнительных – поперечных, эффективность которых значительно меньше, поэтому основное количество расклинивающего агента поступает обратно в скважину из продольной зоны. В результате набивки трещины проппантом – веществом с высоким показателем проводимости, значительно повышается проницаемость всей трещины. Благодаря этому становится возможным добывать флюид при высоких скоростях движения жидкости, вызывая таким образом появление сил инерции потока [17].

Вследствие снижения расклинивающего эффекта трещины из-за выноса проппанта, её ширина уменьшается, а иногда трещина и вовсе способна схлопнуться (рисунок 3).

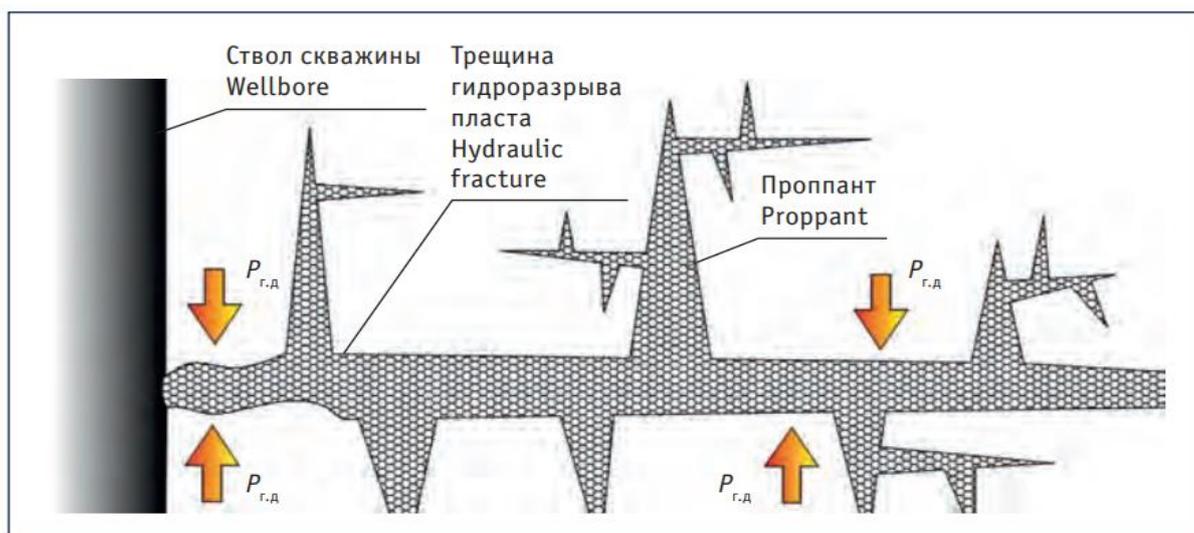


Рисунок 3 – Уменьшение проводящей ширины трещины ($P_{г.д}$ – гидродинамическое давление, Па)

В некоторых случаях количество выносимого проппанта достигает таких масштабов, что потенциальная продуктивность пласта снижается в несколько раз. Остатки неразложившегося геля и некоторые механические примеси вместе с незакрепившимся проппантом поступают в поток добываемого флюида и накапливаются в стволе скважины в виде отложений, затрудняющих работу насосов и добычу углеводородного сырья (рисунок 4) [20].

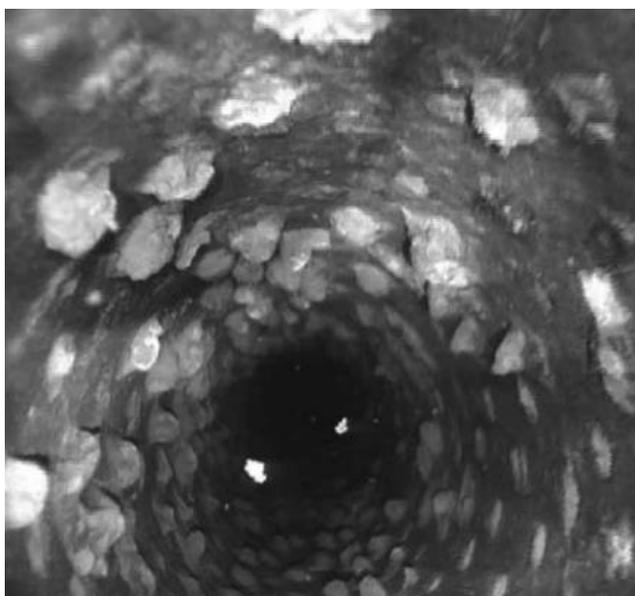


Рисунок 4 – Ствол скважины в проперфорированном интервале после кольматации

Некоторое количество проппанта оседает в пустоты цементного кольца, образованные при неправильном цементировании скважины, ещё на этапе закачки в пласт, а в процессе разработки выносятся вместе с добываемым флюидом. Нередки также случаи, когда субстанция проппанта с гелем забивает перфорационные отверстия скважины, препятствуя добыче сырья (рисунок 5).



Рисунок 5 – Кольтматация перфорационных каналов неразложившимся рабочим агентом ГРП

1.4 Влияние обратного выноса проппанта на работу скважинного оборудования

Неполное закрепление проппанта в трещине имеет множество негативных последствий с высокими экономическими потерями. В первую очередь происходит снижение добычи продукта из пласта ввиду сужения проходного сечения колонны вплоть до полной остановки скважины от воздействия проппантной пробки на поток. Это приводит к необходимости часто совершать промывки забоев скважин. Так же происходит отсечение некоторых продуктивных пластов, ввиду снижения проектных высоких дебитов [34].

Основным экономическим ударом является сокращение межремонтного периода ЭЦН вплоть до его полного выхода из строя. А поскольку в России большая часть нефтедобывающих компаний использует ЭЦН, проблема является весомой и требует решения. Первый насос, устанавливаемый после проведения ГРП, называют «жертвенным насосом» (рисунок 6, 7).



Рисунок 6 – Рабочая ступень электроцентробежного насоса, забитая пропантом вследствие обратного выноса наполнителя трещины в скважину

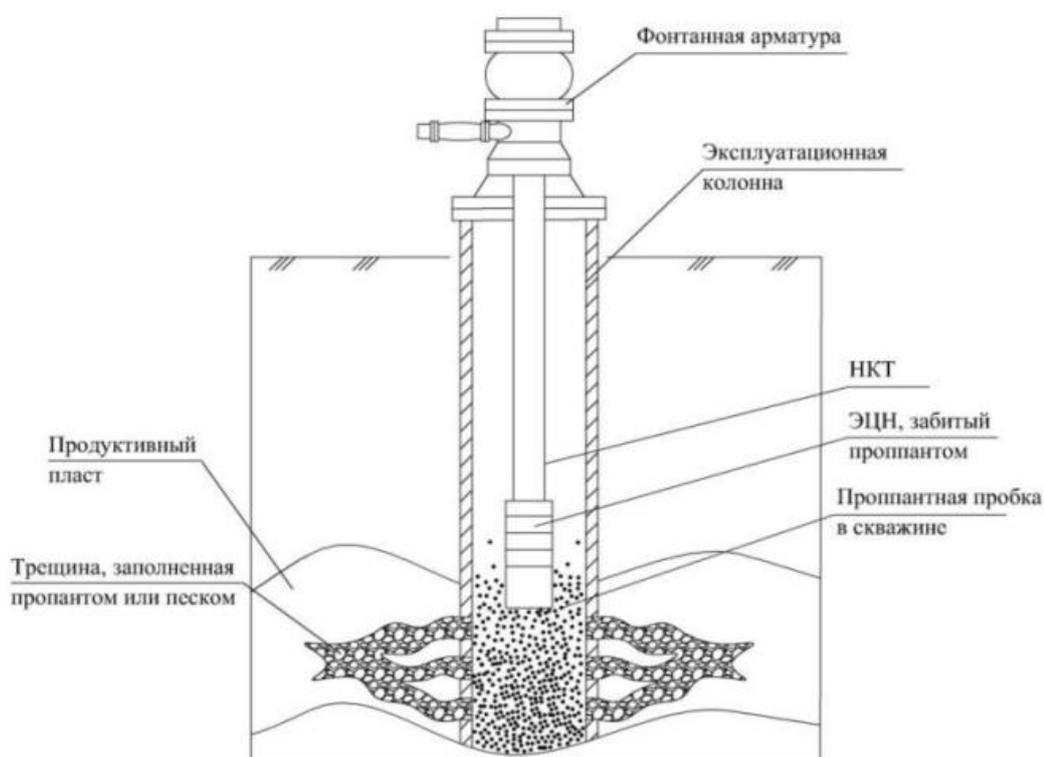


Рисунок 7 – Упрощенная модель негативного влияния вынесенного пропанта из трещины ГРП на работу ЭЦН в скважине

Проблема несёт за собой высокие экономический и финансовые убытки и требует незамедлительного решения.

1.5 Способы удержания проппанта в трещине во время проведения гидроразрыва пласта

На сегодняшний день проблема выноса проппанта не решена. Многие компании вынуждены останавливать работы некоторого количества скважин ввиду их нерентабельной эксплуатации с забитым проппантом стволом.

Способ проведения ГРП, описанный в патенте РФ № 2516626 (МПК E21B43/267, опубл. 20.05.2014) включает подачу в пласт жидкости гидроразрыва с высокой скоростью, при добавлении в жидкость расклинивающего наполнителя. Закачку жидкости гидроразрыва ведут стадийно [25]:

1 – вводится жидкость (не менее 5 м³, с расходом 1,6 – 3 м³/мин) без расклинивающего наполнителя⁴

2 (и последующие чётные стадии) – в жидкость разрыва добавляется расклинивающий наполнитель, причем концентрация каждый раз повышается в диапазоне от 600 до 800 кг/м³, объём закачки жидкости также более 5 м³, а расход на 10% ниже от первоначального. Количество таких стадий определяется из расчёта длины трещины гидроразрыва – на 1 метр вскрытой толщины пласта требуется не менее 3500 кг проппанта;

3 (и последующие нечётные стадии) – расклинивающий наполнитель в жидкость снова не добавляется, объём её закачки остаётся прежним, а вот расход жидкости выше первоначального значения на 10%.

Данный метод требует высоких временных затрат для смены технологических режимов. Необходимое количество проппанта определяется не продуктивностью пласта, его петрофизическими характеристиками, а протяжённостью образуемой трещины, что не всегда плодотворно сказывается на добыче нефтепродуктов.

Существует технология проведения гидроразрыва пласта с использованием спеченного изделия стержневой формы, описанная в патенте РФ №2381253 (МПК E21B43/267; C09K 8/80, опубл. 10.02.2010). В жидкость с проппантом добавляются расклинивающие объекты цилиндрической формы,

состоящие из 80 % оксида алюминия и от 0,15 – 3,5 % оксида титана. Длина изделий не превышает 10 мм. Такая форма способна обеспечить снижение гидравлического сопротивления, поскольку цилиндры создают больший объём пор в набивке. Очевидно преимущество над сферической формой ввиду расширения площади контакта при плотной набивке гранул и возможности равномерного распределения нагрузки пласта, кроме того, при разрушении сферических частиц формируются мелкие осколки, обладающие низкой проводимостью и проницаемостью, что становится барьером для добычи нефтепродукта. В свою очередь стержневые агенты такого недостатка не имеют.

Стержни остаются в упаковке независимо от скорости действующего потока, что обеспечивает больший срок их эксплуатации. В трещине ГРП скорость газового потока возрастает по мере приближения к стволу скважины, что обуславливает повышенный вынос сферических проппантных элементов, а стержни ввиду возникновения меньшего гидравлического сопротивления не подвержены выносу [21].

К недостаткам способа следует отнести следующее: проблематичное удержание частиц расклинивающего агента при его миграции с удаленного участка трещины гидроразрыва; отсутствие надежного фильтрационного слоя при формировании каркаса трещины из проппанта цилиндрической формы.

В статье О.В. Акимова [23] закрепление проппанта в трещине происходит за счет взаимодействия терморезактивного полимера (фенолформальдегидная смола), которым покрыты частицы. Теоретически при достижении определённой температуры и давления происходит «сшивание» смол, поскольку адгезия между зёрнами проппантной набивки увеличивается, однако на практике происходит вынос зёрен проппанта в ствол скважины и его миграция до устья скважины. Ввиду присутствия в скважине сложных дополнительных компонентов, таких как деструкторы, кислоты, гели, разрушается структура полимера и прочность расклинивающего агента снижается, а в потоке формируются подвижные абразивные частицы.

В работе не рассмотрены вопросы фракционного подбора проппанта, в зависимости от геологических характеристик пласта-коллектора и изменения скорости газожидкостного потока к оси ствола скважины.

Авторами работы [2] наглядно продемонстрирована актуальность проблемы и необходимость её решения, поскольку вынос проппанта негативно влияет на продуктивные возможности добычи скважин. Для удаления проппанта рекомендуется применять порообразователи–отвердители на основе смолы «Геотерм-001». Вещества позволяют добиться увеличения проводимости и проницаемости трещины за счёт более глубокого ввода в неё проппанта. Однако зачастую происходит полное захлопывание трещины, что свидетельствует о выносе проппанта из-за повышенной скорости течения флюида из пласта в призабойной зоне скважины.

Существует патент РФ №2489569 (МПК E21B43/267 опубл. 10.08.2013), разработки которого направлены на изобретение композиций из частиц, применяемых при ГРП и композитного проппанта [18].

В ходе проведения операции ГРП проппант предварительно покрывают полимерной термореактивной оболочкой (обычно используются термоклей), которая под действием пластовой температуры образует твердую массу с высокой проницаемостью. Поступающие в трещину на последнем этапе частицы проппанта (используют подложку из стеклянных шариков, легковесных керамических бусин) с помощью адгезионного связующего элемента (фенолформальдегидная смола) покрывают намагниченными частицами (феррит, низкоуглеродистая сталь, железо, сплавы). Вещества наносятся в порошковом состоянии на внешнюю поверхность подложки проппанта. В результате взаимодействия разно полюсных слоёв происходит притяжение хвостового слоя к общей массе и формирование удерживающего экрана, препятствующего выносу рабочего агента [28].

Способность композиции проппанта формировать жесткую удерживающую структуру внутри пласта, снижает вынос пластовых частиц. Особенно эффективно применение такого проппанта на заключительной стадии

операции обработки скважин. Для предотвращения прилипания проппанта за счет магнитного притяжения к стенке трубы обсадной колонны, рекомендуется увеличить скорость прокачки. Изобретение направлено на получение композитного проппанта с магнитными частицами на подложке.

Основными уязвимыми моментами разработки изобретения являются прилипание композитного проппанта к внутренней поверхности труб осевого канала бурильной колонны, что приводит к формированию пробки из агента. Для решения проблемы необходимо повысить скорость прокачки смеси, которая напрямую зависит от уникальных способностей каждого пласта, их приемистости. Однако при повышении скорости потока равновеликие частицы проппанта будут поступать из трещины обратно в ствол скважины, что лишит возможности хвостовой стадии сформировать удерживающий барьер.

Существует патент РФ на изобретение № 2524086 (опубл. 27.07.2014), агломератов низкой плотности для последующей их подачи под землю вместе с композиционным флюидом, которые позволяют эффективнее заполнить трещину.

Способ доставки зернистого материала включает подачу в скважину композиции флюида, в виде жидкости носителя на водной основе с гидрофобным зернистым материалом, имеющим объемный размер частиц не более чем 200 мкм. Также в состав включается газ, смачивающий поверхность частиц и связывающий их вместе. Зернистый материал, обладающий малой плотностью, будет более медленно оседать в потоке жидкости, что позволяет более эффективно транспортировать частицы вглубь трещины. Для заполнения трещины применяют проппант с размерами частиц не более $d = 200$ мкм. Предложено также использовать зернистый материал меньших размеров для заполнения трещины, что снижает проницаемость, по сравнению с применением материала больших размеров. При этом твердые частицы могут иметь различные размеры и форму, в том числе иметь пластинчатую форму. Жидкость гидроразрыва включает загуститель, для повышения вязкости, например гуар, гидроксилкилцеллюлозу и т.д. При реализации способа необходимо также оценивать стойкость зернистого материала к температуре. При эксплуатации

скважин после проведения гидроразрыва имеет место перенос зернистого материала из трещины в ствол скважины, откуда его необходимо удалять известными способами [32].

В качестве недостатка необходимо выделить, что использование единого состава фракции для закрепления трещины на всём её протяжении приводит к мигрированию частиц в ствол скважины из-за резкого повышения скорости флюидного потока на выходе в ствол.

В патентной технологии РФ. №2566357 (кл. МПК E21B43/267., опубл. 31.07.2014) описан метод ГРП, включающий процесс перфорации области скважины, пересекающей продуктивный пласт (причём глубина канала сопоставима с протяжённостью напряжённой зоны в породе), спуск НКТ с пакером, его посадкой над кровлей продуктивного пласта, закачку гелированной жидкости разрыва с крепителем трещин и их продавку вглубь пласта [35].

В качестве крепителя трещин применяют проппант с расчетной концентрацией, изменяющейся в большую сторону. По окончании прокачки гелированной жидкости разрыва с проппантом в колонну труб закачивают химический реагент в виде смеси раствора карбамида с добавлением раствора энзима уреазы и раствора нитрата кальция в расчетной пропорции. Объем закачиваемого реагента определяют с учетом мощности пласта, его пористости и радиуса крепления проппанта в трещине призабойной зоны, а также приемистости пласта. Продавку реагента в пласт осуществляют технологической жидкостью в полуторакратном объеме колонны труб. Осуществляют технологическую выдержку в течение суток, с последующим удалением пакера и колонны насосно-компрессорных труб.

Однако, стоит отметить, что зачастую не удаётся создать такой перфорационный канал, длина которого была бы сопоставима с размерами напряжённой зоны в породе, а для проведения предварительной перфорации необходимо заранее получить информацию по пласту, выполнить работы по освоению скважины и задействовать сложные процессы технологической подготовки. Дополнительно возникает проблема смыкания трещины ввиду

использования проппанта одной фракции, что приводит к снижению эффективности проводимого ГРП.

Наличие молекул карбоната кальция между частицами проппанта в прискважинной зоне, служащими крепителями, снижает проницаемость сформированной структуры, что снижает эффективность процесса от гидроразрыва пласта.

Каждая из описанных технологий имеет ряд достоинств, однако в совокупности, проанализированные методы имеют следующие недостатки [33]:

- использование проппанта одного фракционного состава на всей протяжённости трещины приводит к обратному выносу агента в ствол скважины;
- отсутствие слоя фильтрации в каркасе сформированной трещины;
- скважинный флюид является многокомпонентным и включает элементы, наличие которых разрушает основной полимер и приводит к снижению прочности пачки расклинивающего агента, что является причиной возникновения абразивных элементов в движущемся потоке;
- проппант прилипает к внутренней части осевого канала во время его перемещения по бурильной колонне труб, что приводит к возникновению проппантовой пробки.

2 АНАЛИЗ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

2.1 Характеристика объекта исследования

Каждый разрабатываемый объект имеет множество особенностей, исходя из которых формируется цель его эксплуатации и выбирается определённая технологическая вариация метода ГРП – определяются необходимые объёмы пропантанта и технологической жидкости, что влечет за собой создание трещин разным размерам.

Критерии подбора месторождений для проведения ГРП подразделяются на 4 группы. В первую группу входит оценка горно-геологических условий, во вторую, требования к техническому состоянию и характеристикам месторождения, в третью группу – состояние разрабатываемого месторождения, и в четвертую группу – экономическая целесообразность проведения ГРП на данном месторождении.

Эффективность проведенного ГРП определяется отношением обводненности продуктивного горизонта, начальной нефтенасыщенностью пласта-коллектора, производительной мощностью участка гидроразрыва, разнородность строения коллектора и разделенность его разреза, обособленность интервала гидроразрыва пласта мощными глинистыми пропластками, а так же расположение скважин по поддержанию пластового давления (ППД) и степенью обводненности горизонта на участке работы скважин ППД.

После подбора объекта разработки, переходят к выбору скважин для ГРП, где учитывается техническое состояние скважины. Эксплуатационная колонна не должна быть деформирована или повреждена в интервале установки пакера. Цементный камень в заколонном пространстве должен иметь крепкое сцепление с эксплуатационной колонной и коллектором, на расстоянии 60 м выше и ниже перфорированного интервала, чтобы исключить возможность появления грифонов в процессе проведения гидроразрыва пласта.

Немало важным условием для увеличения нефтеотдачи коллектора после проведения операции гидроразрыва пласта, является наличие положительного скин-фактора до проведения ГРП. Высокий эффект от ГРП достигается в низкопроницаемых коллекторах.

Скважины, на которых проводится ГРП, должны находиться на достаточном удалении от контура водонефтяного и газонефтяного контактов. При недостаточном удалении нефтедобывающей скважины от газонефтяного контакта (ГНК), может произойти её быстрое заводнение или прорыв газовой шапки.

Идеальным объектом для ГРП является однотипный по пористости и проницаемости пласт, удовлетворяющей толщины. Разнотипность продуктивного пласта может снижать целесообразность проведения ГРП. Так же, при проведении дизайна трещин гидроразрыва в разнотипном коллекторе не исключены ошибки в длине, форме и ширине трещины, а кроме того, и технологического эффекта от проведения ГРП.

При освоении скважин месторождений районов Западной Сибири в 80% случаев проведения гидравлического разрыва пласта возникают побочные негативные последствия в виде закупорки забоев технологическими материалами процесса. Неразложившийся гель и незакрепившийся проппант способствуют частичному или полному перекрытию интервала перфорации продуктивного пласта, снижая эксплуатационные характеристики работы: суточные дебиты по нефти и жидкости, накопленную добычу нефти, межремонтный период (МРП), и ухудшая условия работы насосов, приводя к повышенному износу их деталей вследствие абразивного воздействия частиц проппанта.

Проблема требует разработки технического решения, применение которого позволит повысить эффективность проводимой операции ГРП и рациональное использование рабочих продуктов.

В работе приводится анализ работы скважин Среднебалыкского месторождения за 2019 год, статистика отказов насосных установок с

разделением на категории по причинам отказов. Подробно рассматриваются материалы и акты демонтажей глубинного насосного оборудования скважин, отработавших до отказа менее года по анализируемому цеху. Представлены результаты анализа динамики концентраций взвешенных частиц продукций, которые показали, что скважина, осложненная выносом проппанта, имела в составе своей продукции большее количество механических примесей и элементов, чем скважины без анализируемой проблемы.

Территориально Среднебалыкское месторождение принадлежит центральной части Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции и пересекается основным водным элементом ХМАО и Тюменской области – рекой Обь (рисунок 8).



Рисунок 8 – Географическое расположение месторождения

Коллектор месторождения сложен осадочными породами внушительных размеров (более 3000 м) с перемычками эффузивов эры пермотриаса. Наличие нефтеносности обусловлено отложениями неокамской и средней юры, причем основная доля (около 90%) приходится на группы АС неокамских пропластков.

На основании исследований керна выяснилось, что коллектор обладает низкой проницаемостью, поэтому для успешной разработки залежей месторождения необходимо проводить геолого-технические мероприятия,

направленные на повышение нефтеотдачи пластов. В результате анализа средств было принято решение проводить гидравлический разрыв пласта на скважинах. Однако на большей части объектов в результате операции наблюдался обратный вынос расклинивающего агента, что привело к снижению нефтеотдачи пласта и сказалось на потенциальных объемах добычи и возможностях продуктивных пластов.

Также механические примеси и неотработанный проппант стали причиной поломки ЭЦН на объектах Среднебалькского месторождения. В случае попадания в узлы глубинного насосного оборудования абразивных механических примесей наблюдается износ подшипников ЭЦН по радиальной траектории и гидрозащиты ПЭД, стирание ступеней потоком, промыв газосепаратора. Согласно классификации веществ по твёрдости (таблица 2), проппант обладает одним из самых больших значений показателя твердости, это определяет самые частые отказы по скважинам (около 30%), находящимся в работе менее месяца после проведения ГРП.

Таблица 2 – Твёрдость основных материалов механических примесей

Материал	Твёрдость по Моосу	Абсолютная твёрдость, кгс/мм ²
Проппант	9	350-550
Кварц	7	100
Плагиоплаз	6	70
Обломки пород	6-7	40-100
Кальцит	3	9
Биотит, мусковит	2	5
Гидроокислы железа	1	2

Проанализировав статистику отказов компоновок электроцентробежных насосов за 2019 года на Среднебалькском месторождении, стало очевидным, что отказ деталей насосов в следствии их засорения механическими примесями, в том числе частицами расклинивающего агента (рисунок 9), происходит в 50% случаев, не учитывая отказы погружного электродвигателя и силового кабеля.

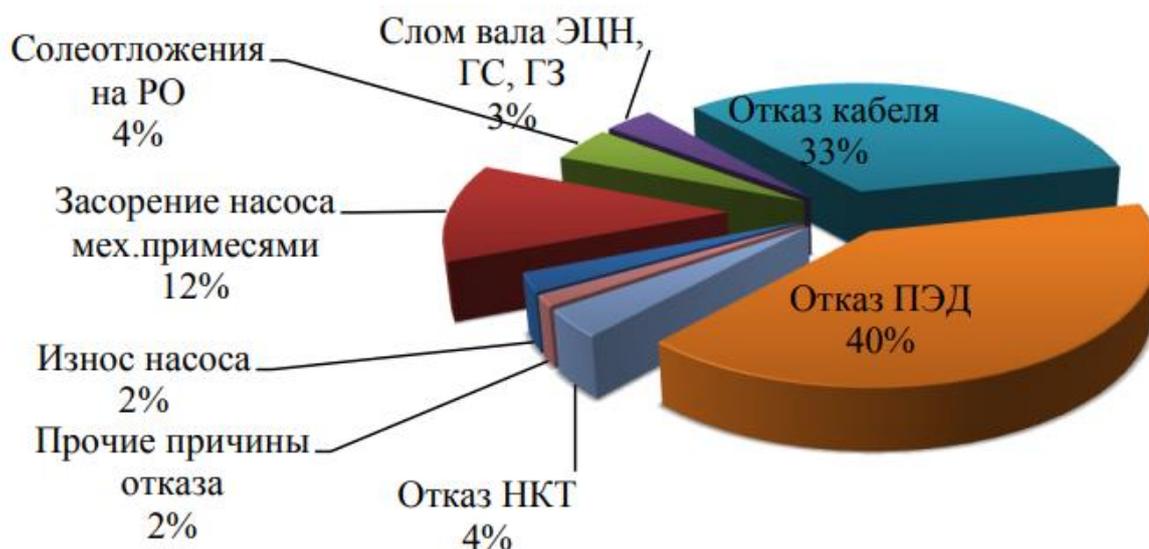


Рисунок 9 – Статистика отказов глубинно-насосного оборудования Среднебалькского месторождения

В актах комиссионных демонтажей УЭЦН и материалах одного из эксплуатируемых цехов подробно описана природа отказов рабочих элементов ЭЦН по причине их засорения частицами вынесенного проппанта (рисунок 10). Интенсивность обратного выноса расклинивающего агента возрастает в следующих случаях:

- снижается напряжение бокового распора из-за падения пластового давления, что определяет меньшее расклинивающее действие на стенки образованной трещины;

- частицы проппанта выносятся из ПЗП вместе с добываемым флюидом, что способствует смыканию трещины и значительному ухудшению её проницаемости.

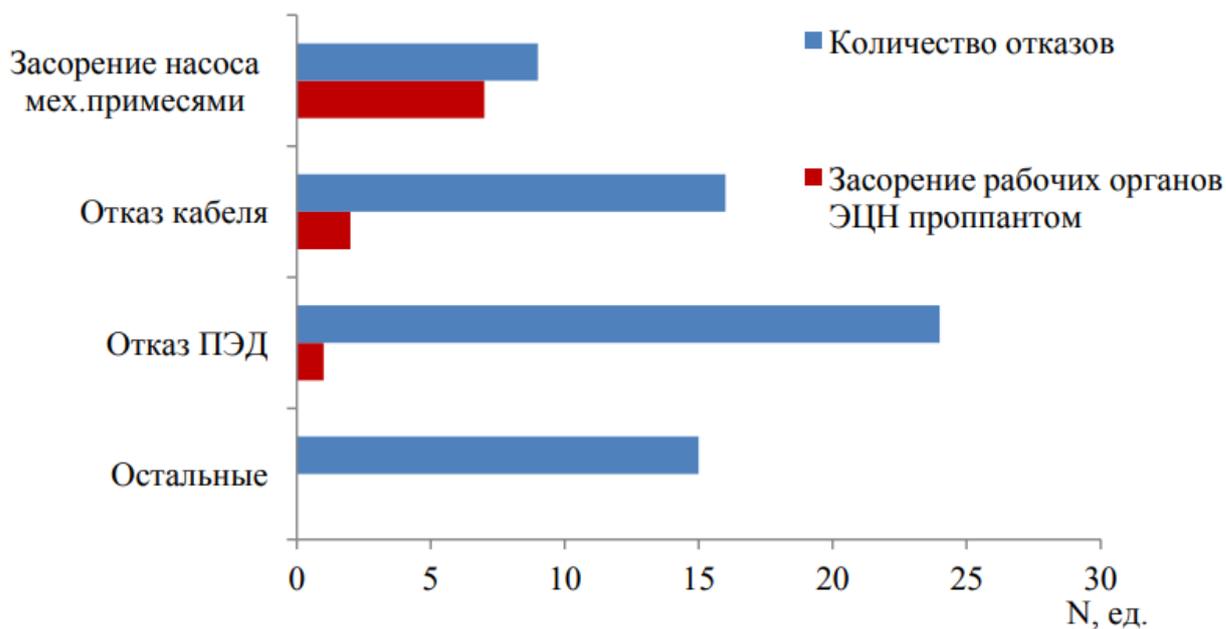


Рисунок 10 – Статистика отказов отдельных частей оборудования

Совершая введение скважины в эксплуатацию из бурения, ожидаются высокие темпы добычи пластового флюида, однако одна из скважин на Среднебалькском месторождении показала интенсивное падение дебита из-за выхода из строя УЭЦН. Оказалось, отказу поспособствовало засорение обратного клапана насосной компоновки механическими частицами, в том числе проппантом, что привело поломке гидрозащиты ПЭД (рисунок 11).



Рисунок 11 – Фото засора обратного клапана скважины №229 проппантом

В ходе определения причин выхода глубинно-насосного оборудования из строя было выявлено, что после проведения гидроразрыва пласта данный насос был установлен первым. При освоении и нормализации забоя использовалась гибкая труба, через которую закачивалась смесь жидкости и газа, циркулируя в емкостях желоба. В результате было установлено, что текущий уровень забоя находится на меньшей глубине, чем было заложено проектом, а именно, на 27 м выше расчетного значения, что захватывает 0,6 м³ (1,37 т) проппанта.

Основным показателем рациональной работы скважины является величина межремонтного периода – времени между двумя поочерёдными ремонтами. Так, проанализировав время эксплуатации скважин с момента их вывода на режим, определили, что за 2019 год скважина 229 значительно чаще была подвержена ремонту, и имела низкое значение наработки на отказ по сравнению с окружающими её скважинами (рисунок 12). Она имеет повышенную частоту отказов, о чем свидетельствует ранний сбой погружного оборудования – через 7 месяцев после ввода объекта в эксплуатацию (рисунок 13).

Во время проведения замены УЭЦН на 229 скважине подтвердилось наличие острой проблемы недостаточного закрепления проппанта в трещине, поскольку уровень расклинивающего агента на забое на 35 м превышал расчётные значения, что повлияло на досрочный выход установки из строя.

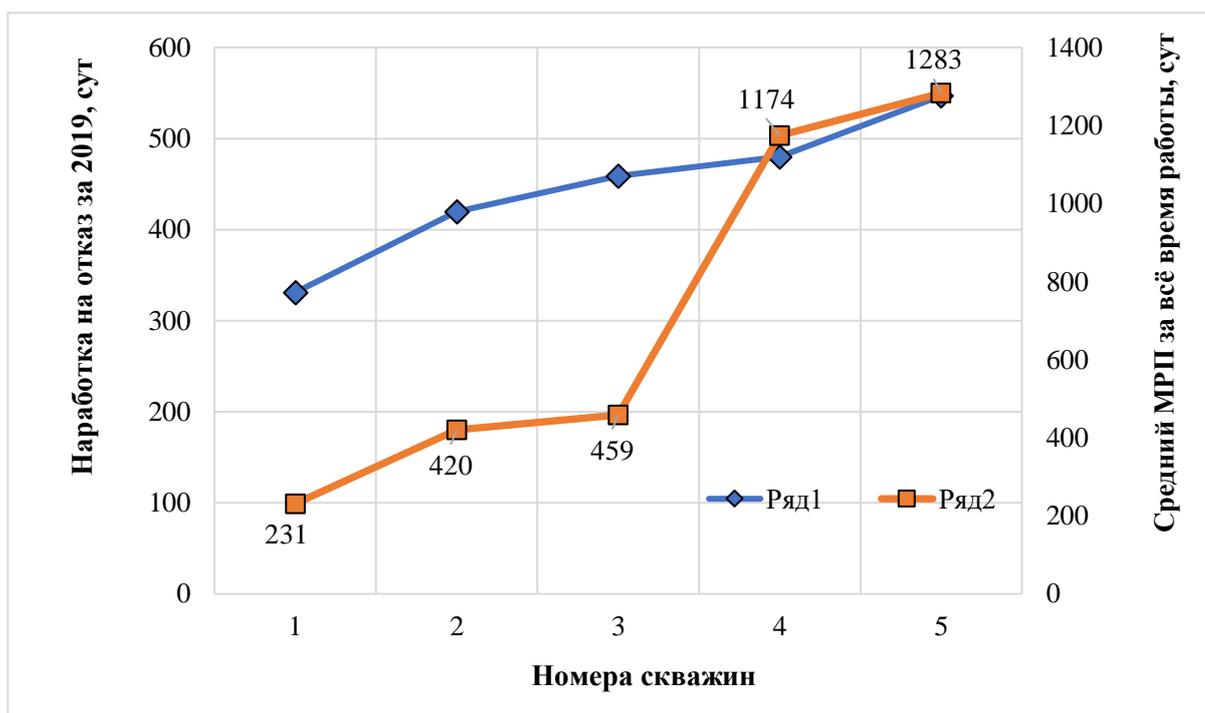


Рисунок 12 – ННО за 2019 год и средний МРП за все время работы

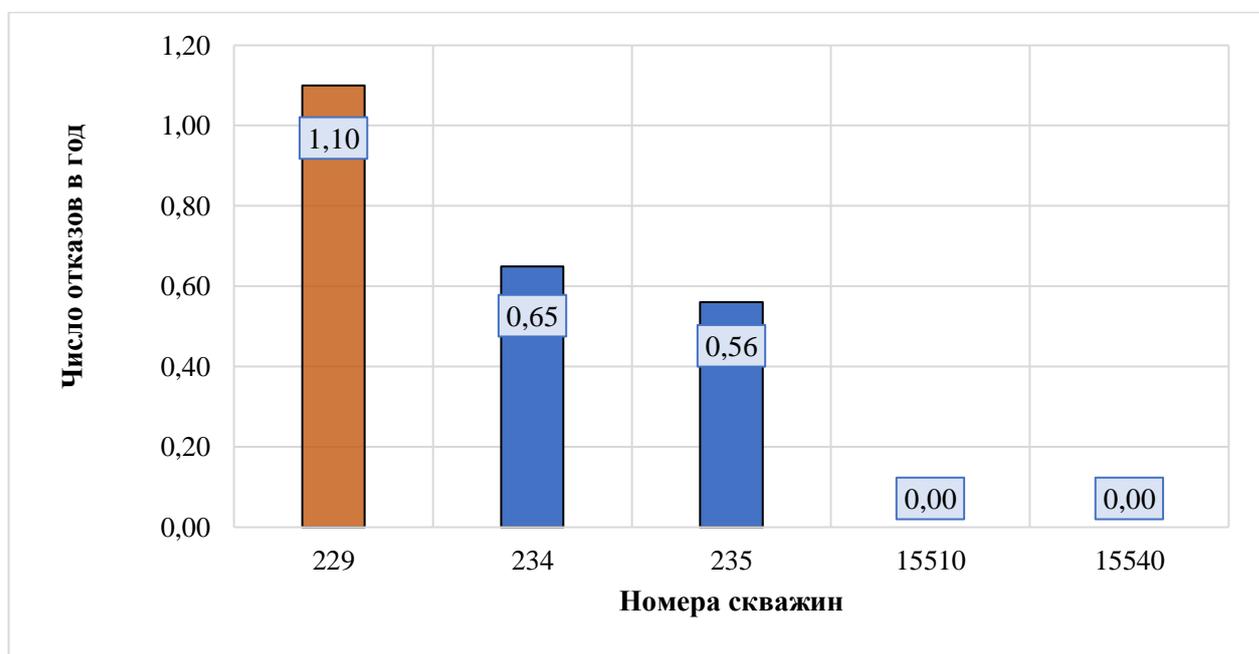


Рисунок 13 – Частота отказов в год по скважинам после ГРП

Недостаточное закрепление пропанта имеет ряд негативных последствий для работы ГНО, а том числе уменьшение времени работы скважинного оборудования без отказов, что снижает экономическую выгоду от эксплуатации скважины, поскольку необходимо планировать затраты на непредвиденные ремонтные работы. Кроме того, вынос рабочего агента в разы

снижает продуктивность скважины, вызывает падение дебита. Согласно экспериментальным исследованиям и опыту промышленной эксплуатации, система трещин ГРП подвергается незначительному сокращению – 1-3 % от проектных значений длины, однако, это в треть сокращает эффективность проведенной операции.

Проанализировав работу скважины 229 и окружающих её скважин, можно сделать вывод (таблица 3), что на исследуемой скважине наблюдается наибольшее падение дебита и наименьшее значение накопленной с момента запуска в эксплуатацию добычи нефти. После выведения режима работы скважины на псевдостабильный начальный дебит по нефти и по жидкости в целом установился.

Таблица 3 – Эксплуатационные параметры работы скважины №229 и окружающих её скважин

№ скв	Дата ввода в эксплуатацию.	Темп падения в месяц		Накопленная добыча нефти, тонн
		Q _ж , м ³ /сут	Q _н , т/сут	
229	19.01.2014	2,2	1,2	4049
234	24.12.2013	0,9	0,6	5305
235	29.11.2013	1,2	0,9	6905
15510	05.12.2005	0,5	0,4	110267
15540	21.01.2006	0,4	0,4	87001

Как показывают данные с промысловых испытаний, механические примеси, попадающие из пласта обратно в ПЗС, содержат в себе часть горной породы (остатки разрушенного коллектора) и часть поверхностного материала (не закрепившийся в трещине проппант), это приводит к повышенному выносу КВЧ. Поскольку на начальном этапе разработки скважины величина депрессии самая высокая, вынос элементов механических примесей максимальный. Так, в течении трёх месяцев с момента ввода скважины 229 в эксплуатацию после ГРП проводились замеры КВЧ (рисунок 14, 15), и определилось, что при равных условиях величины начальной депрессии на 229 скважине наблюдаются повышенные значения КВЧ относительно близлежащих скважин. Необходимо также отметить, что компоновки ЭЦН на каждой скважине были оборудованы

фильтрами для предотвращения попадания механических примесей на рабочие элементы насосов.

Можно сделать вывод, что причиной завышенных значений КВЧ на начальном этапе эксплуатации послужил вынос незакрепленного расклинивающего агента из трещины гидроразрыва, что стало причиной снижения продуктивности скважины в виде падения дебитов (рисунок 16).

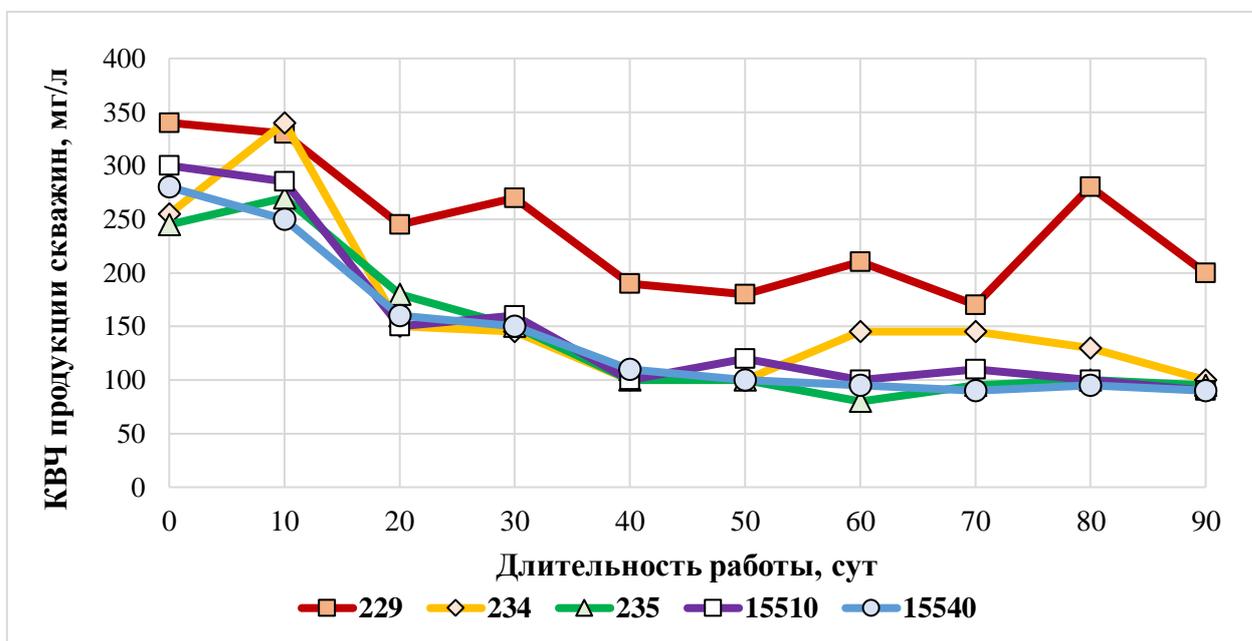


Рисунок 14 – Показатели КВЧ продукции в начальный период эксплуатации

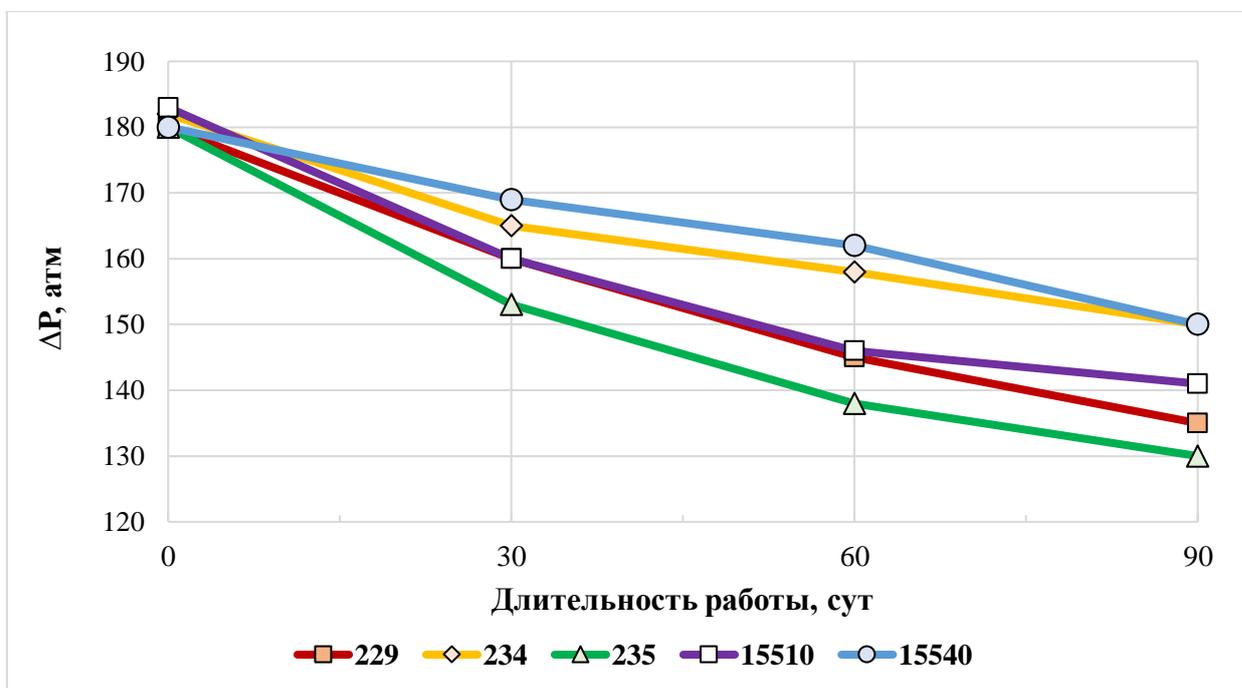


Рисунок 15 – Значение ΔP в начальный период эксплуатации

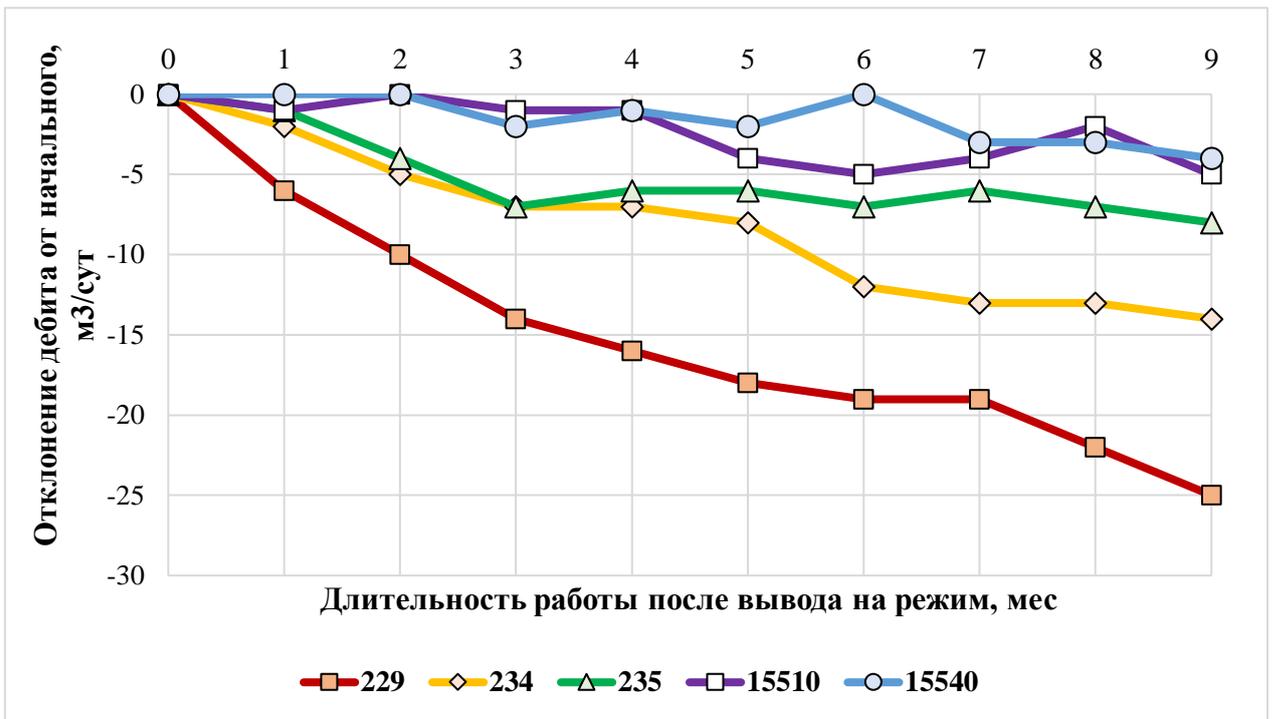


Рисунок 16 – Графики изменения дебитов по жидкости скважин Среднебалькского месторождения после ГРП

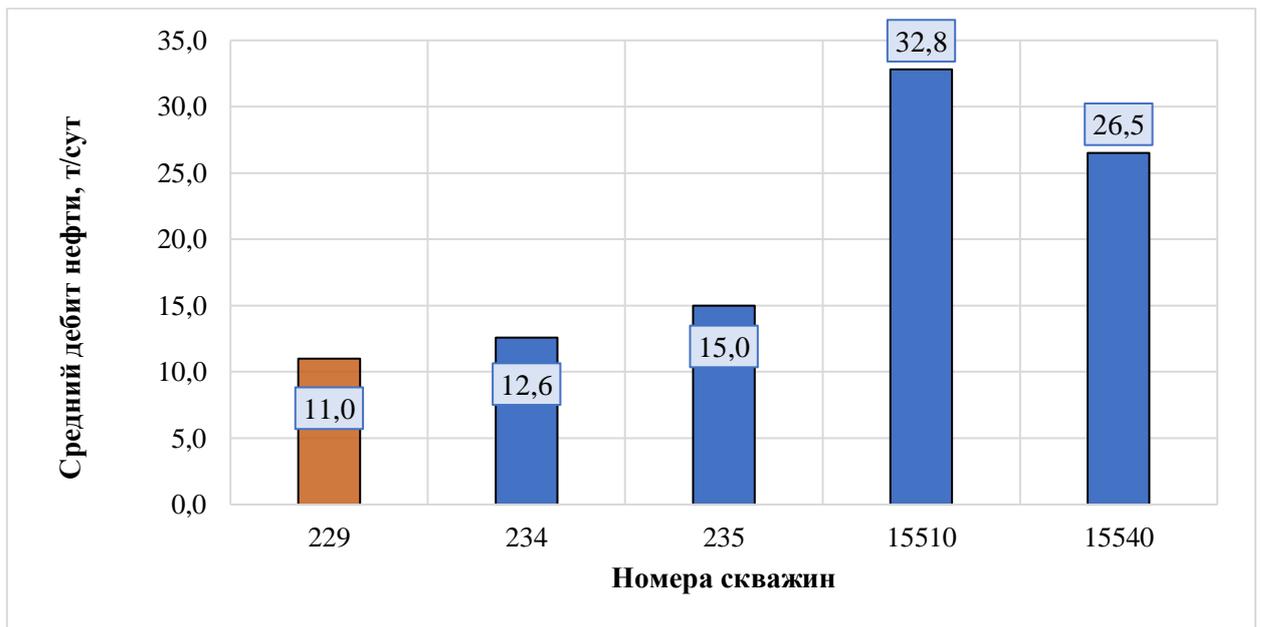


Рисунок 17 – Графики изменения дебитов по жидкости скважин Среднебалькского месторождения после ГРП

В конечном итоге оказалось, что в анализируемый период среднее значение накопленной добычи и средний дебит по нефти на 229 скважине значительно уступает значениям на окружающих скважинах (рисунок 17).

3 УСОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ПРОВЕДЕНИЯ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА

3.1 Технология проведения гидроразрыва пласта с использованием никелида титана

В ходе анализа проблемы обратного выноса проппанта после проведения ГРП выяснилось, что на текущий период применения технологии нет оптимального решения ситуации. Существующие методы имеют значительное количество недостатков и затрудняющих их применение обстоятельств. На анализируемом Среднебалькском месторождении не применяются никакие методы решения проблемы, поэтому разрабатывающая компания терпит высокие финансовые потери из-за острой необходимости устранения последствий выноса расклинивающего агента.

Существует альтернативный способ решения проблемы, не проанализированный ранее. В качестве закрепляющего элемента можно применять пружины нитинола. Нитинол – сплав двух металлов никеля и титана в соответствующей пропорции 0,55 и 0,45 части (рисунок 22). Данный совокупный элемент обладает уникальными свойствами – запоминать форму, придаваемую ему при нагреве, и воспроизводить её при попадании в данную температурную среду. Описанное свойство наилучшим образом подходит для пластовых условий проведения гидроразрыва пласта.

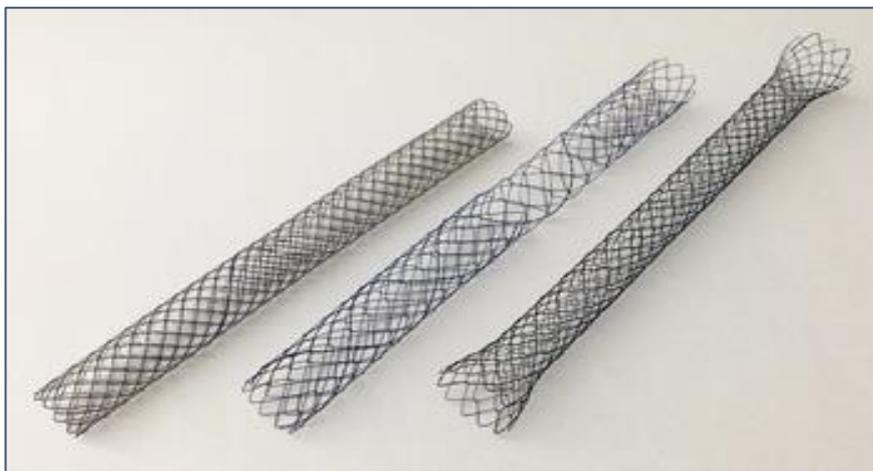


Рисунок 22 – Пружины нитинола

Никелид титана обладает высокой стойкостью к процессам эрозии и коррозии, а уникальное свойство обосновано тем, что при закаливании металла атомы упорядочиваются в расположении, благодаря чему происходит запоминание формы, поскольку элемент – интерметаллид.

Так, в исходном состоянии металл никак не проявляет свои свойства, кристаллическая решетка находится в стабильном упорядоченном состоянии. Процесс термообработки проводится в лаборатории. Металл подвергается воздействию высокой температуры, достигая состояния красного каления, благодаря чему «запоминает» форму. Далее после остывания элемента можно подвергать металл различным нагрузкам и искривлениям, а именно, придать форму пружин, удобных для подачи в трещину. И уже в пласте при повторном нагреве металл принимает форму, в которой произошёл его первоначальный процесс закалки (рисунок 23).

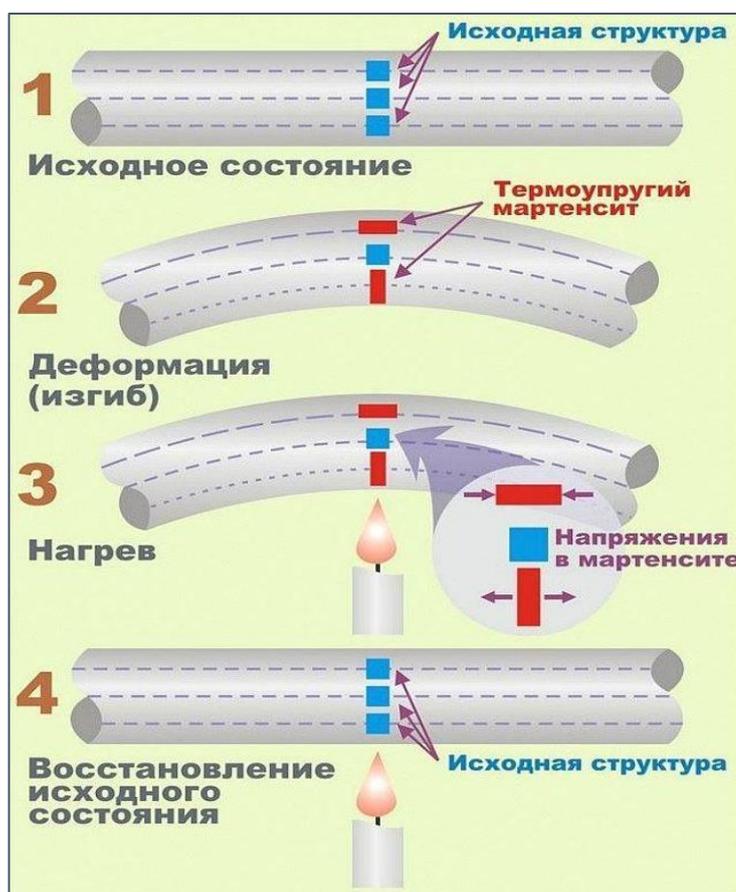


Рисунок 23 – Механизм работы металла нитинол

Во время изменения структурного состояния элемента проявляется свойство сверхупругости, а при повышении температуры до границы фазового перехода сплав принимает изначальное состояние, подобно пружине. В зависимости от требуемых показателей диапазон температуры работы металла может быть изменен путем маневрирования химическим составом сплава.

Технология проведения гидроразрыва пласта с использованием усовершенствованной технологии заключается в следующем:

- в ствол скважины спускается колонна труб с пакером;
- перекрывается пространство между трубами над кровлей разрабатываемого пласта;
- в колонну подаётся жидкость разрыва под избыточным давлением в смеси с частицами расклинивающего агента меньшего диаметра, для заполнения удалённых узких участков трещины, выдерживается время;
- подаётся жидкость разрыва под избыточным давлением в смеси с крупной фракцией проппанта, которая заполнит основное тело трещины и будет являться проводником добываемого флюида,
- в завершающую партию жидкости добавляются спрессованные пружины нитинола, при раскрытии которых в условиях пластовой температуры на основании трещины образуется фильтрационный экран (рисунок 24).

Диаметр проппанта (мм) на устье трещины в стволе скважины в зависимости от участка заполнения определяется по формуле:

$$d_{\text{проп}} = \frac{V_{\text{ст}}}{V_{\text{ф}}} \cdot d_{\text{п}}$$

$V_{\text{ст}}$ – скорость потока пластового флюида на выходе в ствол скважины, м/с;

$V_{\text{ф}}$ – скорость фильтрации пластового флюида на удаленном участке трещины гидроразрыва, мм/с;

$d_{\text{п}}$ – диаметр частиц проппанта на удаленном участке, мм.

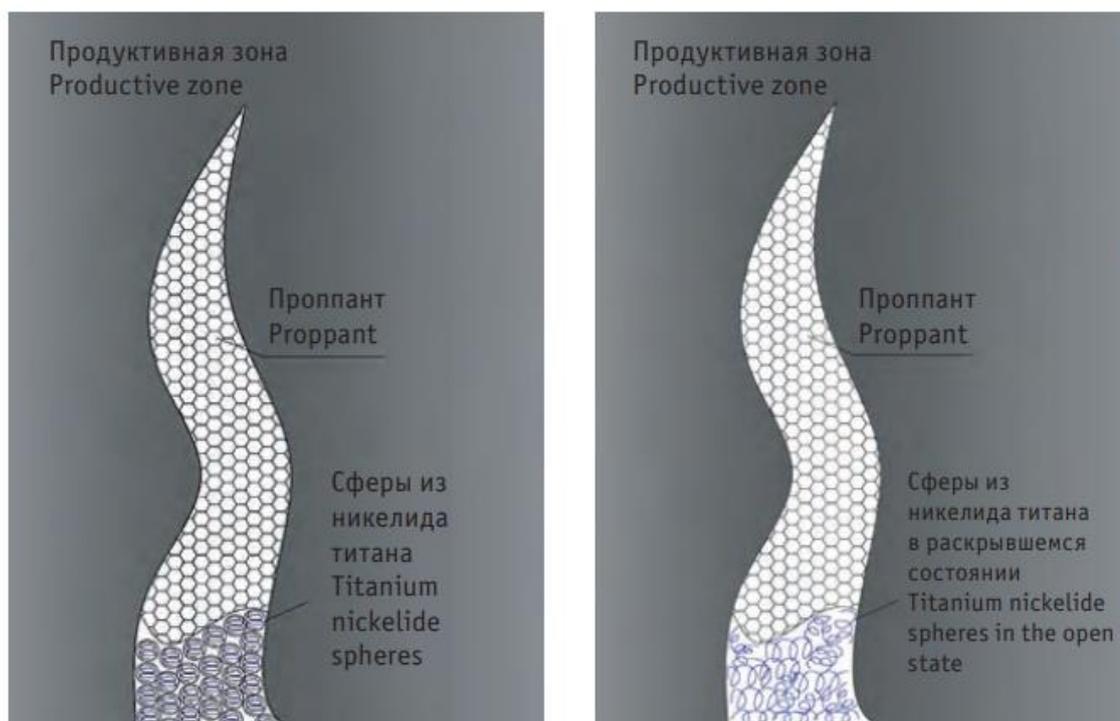


Рисунок 24 – Формирование фильтрационного экрана пружинами

Так, если, согласно проектным расчетам, диаметр расклинивающих частиц для удалённых участков составляет $d_{\text{п}} = 0,2 - 0,4$ мм, то диаметр пропантных зёрен для основного тела трещины должен быть $d_{\text{проп}} = 2,0 - 3,0$ мм. Для доставки таких зёрен в рабочую зону трещины, должен быть подобран оптимальный фракционный состав рабочего потока и выдержана скорость её подачи в разрабатываемый интервал пласта. Фильтрационный экран формируется у основания трещины за счёт раскрытия пружин в хаотичном порядке под воздействием пластовой температуры. Продавочная жидкость подаётся в количестве, рассчитанном из объёма НКТ, чтобы заполнить всё пространство и полностью впрессовать рабочую смесь в трещину.

Для наглядного изображения эффекта закрепления расклинивающего агента в трещине исследователями [8] был разработан стенд, моделирующий трещину ГРП (рисунок 25). Установка позволила опытным путём продемонстрировать снижение обратного выноса частиц из трещины в ствол скважины и доказать, что удерживающая способность пружин сплава никеля с титаном в разы превышает показатели песка и пропантанта.

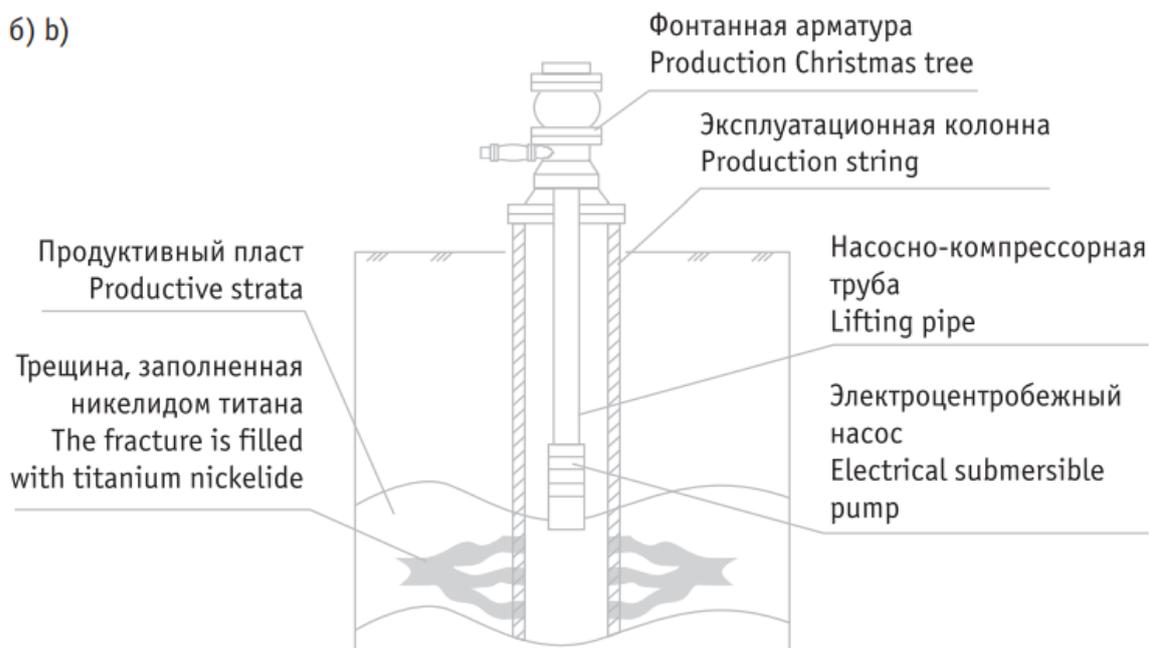
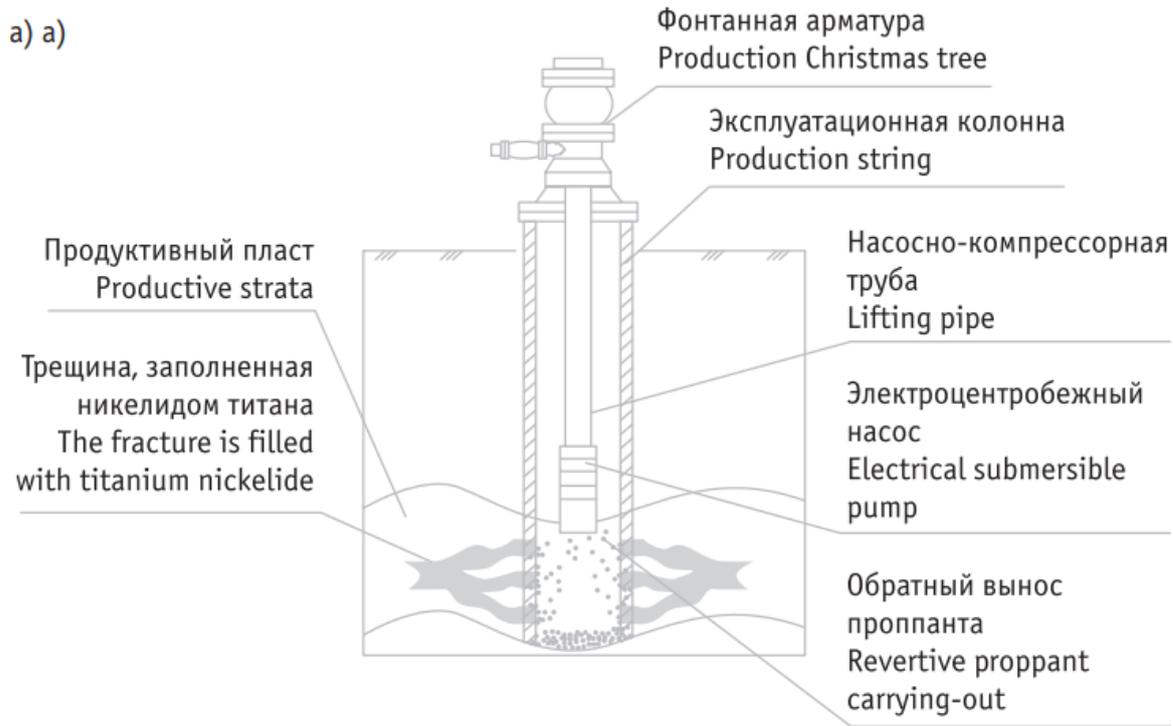


Рисунок 25 – Схематичное представление результата внедрения предлагаемой технологии крепления трещины: а) обратный вынос пропанта при использовании существующих технологий; б) отсутствие обратного выноса пропанта при использовании никелида титана

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

В настоящее время огромное значение на любом предприятии имеет соблюдение правил промышленной безопасности и охраны труда. В каждой компании разработаны собственные каноны и принципы, неисполнение которых влечёт за собой строгий выговор или наказание. Такую распространённость и необходимость данная составляющая трудовой дисциплины получила ввиду ценности приоритета жизни и здоровья человека над промышленными показателями.

Нефтегазовая отрасль представляет собой совокупность различных процессов, конечным итогом которых является доставка потребителям продуктов для комфортного проживания. Каждый блок, будь то бурение скважин, процессы добычи и разработки месторождений, транспортировка нефтепродуктов и их распределение, переработка углеводородных продуктов, имеет множество факторов, оказывающих негативное влияние на жизнь и здоровье человека. Поэтому главной целью работодателей является обеспечение безопасности и благоприятных условий труда, исключая всевозможные риски.

Объектом исследования данной работы является технология крепления проппанта в трещине на завершающей стадии проведения гидравлического разрыва пласта, поэтому необходимо рассмотреть каждый этап процесса и проанализировать вопросы безопасности в ходе работ, возможное влияние на окружающую среду – почву, атмосферу, фауну, и прописать немедленные действия работника в случае возникновения непредвиденной ситуации.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

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

Приобское месторождение, для объектов которого рассматривается применение технологии, расположено в Ханты-Мансийском Автономном

округе, а значит территории работ принадлежат районам Крайнего Севера. В исполнении метода будут задействованы операторы добычи нефти и газа.

Полный перечень прав и обязанностей работников, а также организация безопасных условий труда и нормативы отдыха изложены в Трудовом кодексе Российской Федерации от 30.12.2001, последняя редакция которого производилась 09.03.2021.

Согласно документу [1], работники, трудящиеся в районах Крайнего Севера получают пересчёт заработной платы с условием районного коэффициента и северную процентную надбавку, соответствующую местности нахождения рабочего места.

Операторы добычи нефти и газа работают как вахтовым методом, так и общепринятой пятидневной рабочей неделей. Ставки и оклады заработной платы устанавливаются кодексами компаний и регулируются трудовым кодексом РФ. Для женщин, работающих в РКС предусмотрена сокращенная 36-часовая рабочая неделя с сохранением заработной платы как за полную выработку 40 часов. Работники в компании обеспечены компенсациями и гарантиями социального страхования, пенсионных отчислений, жилищных правоотношений согласно федеральным законам и нормативно-правовым актам РФ. Помимо общепринятого отпускного времени, работникам северных районов обеспечен дополнительный оплачиваемый отпуск в размере 24 календарных дней.

Операции по добыче углеводородного флюида относятся к работе с вредными и (или) опасными объектами. В связи с чем компания обязана предоставить два полных комплекта зимней и два полных комплекта летней специальной одежды и обуви, включая все необходимые средства индивидуальной защиты органов. При работе с вредными и (или) опасными условиями труда трудящиеся подвергают своё здоровье, в связи с чем на основании характеристик условий труда устанавливаются денежные компенсации. В настоящее время размер доплат не регламентируется, а устанавливается на усмотрение работодателя.

Работодатель обязан обеспечить надежную обработку персональных данных своего работника с целью обеспечения гражданина гарантиями прав и свобод, а именно – использовать персональные данные только в правомерных целях и защищать интересы работника для обеспечения приватности личных данных [1].

5.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Рабочей зоной оператора добычи нефти и газа является кустовая площадка Среднебалыкского месторождения. Согласно своду правил [11] в зоне нахождения кустовых площадок отсутствуют ЛЭП, магистральные трубопроводы, объекты гражданского назначения. Зона всех производственных объектов куста ограждена обвалованием высотой не менее 1 м. Нефтегазопромысловое оборудование соответствует стандартам и требованиям исправного и работоспособного оборудования, а дебит по нефти за сутки с одного куста не превышает 4000 м³.

На кустовой площадке находится 13 скважин, что соответствует требованиям свода и не превышает 24 штук, включая добывающие, нагнетательные и водозаборные. Скважины на объекте располагаются линейно на одной прямой с расстоянием не менее 5 м друг от друга, образуя группы, не более 4 скважин одного назначения в группе, а расстояние между группами менее 15 м [11].

Поскольку количество скважин на кустовой площадке превышает 8 штук [11], территория оборудована двумя заездами и территорией не меньше 400 м², для расположения пожарной техники и противопожарного оборудования.

5.2 Производственная безопасность

Во время проведения операции гидроразрыва и внедрения новой технологии на производстве существует возможность возникновения вредных и опасных факторов. Для исключения возможного появления вреда здоровью человека, необходимо классифицировать факторы согласно ГОСТ 12.0.003-2015

«Опасные и вредные производственные факторы. Классификация» и проанализировать мероприятия для снижения их воздействия на организм человека (таблица 14).

Таблица 14 – Процессы, формирующие возможность возникновения вредных и опасных производственных факторов [2].

Виды работ	Факторы по ГОСТ 12.0.003-2015		Нормативный документ
	вредные	опасные	
Подготовительные работы для совершения ГРП	Повышенный уровень шума на рабочем месте Токсичные и вредные вещества Недостаточная освещенность рабочей зоны	Сосуды и аппараты под давлением	ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ
Закачка жидкости разрыва под высоким давлением в пласт		Движущиеся механизмы	ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ
Подача проппанта в трещину ГРП		Электрический ток	ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ
Подача закрепляющих пружин нитинола на завершающей стадии			Пожаро- и взрыво-опасность

5.2.1 Анализ показателей шума на рабочем месте

Машины подачи рабочих жидкостей и проппанта являются механизмами с повышенным уровнем воспроизводимого шума, и при долгом нахождении работника вблизи установок его органы слуха подвергаются вредному воздействию фактора. При многократных нагрузках шума на слуховой аппарат человека возможно снижение слуховой способности, появление повышенной утомляемости и раздражительности, головные боли.

Санитарные нормы регулируют стандарты уровня допустимого шума в децибелах. Предельно допустимые уровни звукового давления в октавных полосах частот, эквивалентные уровни звука для деятельности операторов добычи нефти и газа при совершении операций гидроразрыва пласта представлены в таблице 15.

Таблица 15 – Предельно допустимые уровни звукового давления [12]

№ пп	Вид трудовой деятельности (рабочее место)	Уровни звукового давления, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц									Уровни звука и эквивалентные уровни звука (в дБа)
		31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
3	Работа, выполняемая с часто получаемыми указаниями и акустическими сигналами; работа, требующая постоянного слухового контроля; операторская работа по точному графику с инструкцией	96	83	74	68	63	60	57	55	54	65

Для снижения воздействия вредного шумового фактора при уровне звука более 80 дБа следует использовать как индивидуальные средства защиты (вкладыши, наушники, оборудованные защитой шлемы), так и коллективные мероприятия по повышению звукоизоляции – устанавливать защитные экраны, использовать звукопоглощающие материалы покрытий, кожухи [12].

5.2.2 Анализ влияния токсичных и вредных веществ

Нефтепродукты относятся к 4 классу опасности – малоопасным веществам, однако это не исключает её вредного воздействия на организм работника. Нефтяные пары, попадая в лёгкие, вызывают раздражение дыхательных путей, что при многократном повторении может привести к бронхиту, раку лёгких или гаймориту [3].

В жидкость разрыва вводятся дополнительные химические реагенты для большего воздействия на пласт. На территории кустовой площадки такие компоненты хранятся и транспортируются в плотно закрытых контейнерах при температуре более 15 °С

Вещества каждого класса опасности имеют параметры, определяющие степень воздействия на организм [3]. Так, для нефти:

- предельно-допустимая концентрация (ПДК) – более 10 мг/м³;
- средняя смертельная доза при введении в желудок – более 5000 мг/кг;

- средняя смертельная доза при нанесении на кожу – более 2500 мг/кг;
- средняя смертельная концентрация в воздухе – более 50000 мг/ м³;
- коэффициент возможности ингаляционного отравления – менее 3;
- зона острого действия – более 54,0;
- зона хронического действия – менее 2,5.

При работе с опасными веществами работник обеспечивается средствами индивидуальной защитой, а именно очками, специальной одеждой и обувью, каской, шланговыми противогазами ПШ-1 или ПШ-2. Полный перечень необходимой защиты отражен в ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ «Средства защиты работающих. Общие требования и классификация».

В случае контакта работника с опасным веществом в скором времени принимаются меры по устранения воздействия и работнику оказывается первая медицинскую помощь, а также работник обеспечивается пастами и мазями для предупреждения заболеваний кожных покровов.

5.2.3 Анализ освещённости рабочей зоны

Работа операторов добычи нефти и газа, связанная с проведением ГРП занимает около 10 дней непрерывного труда. Операции и контроль проводятся в круглосуточном режиме, в независимости от погодных условий. Поэтому в ночное время, в условиях ограниченной видимости (туман, снег, дождь) возникает фактор недостаточной освещённости рабочей зоны, что может повлечь за собой чрезвычайные ситуации и несчастные случаи. Частые рабочие процесса человека в таких условиях могут привести к полной или частичной потере зрения из-за перенапряжения глазных нервов, что способствует повышенной утомляемости и невнимательности. В результате работник может совершить неправильные действия и поспособствовать возникновению аварийной ситуации.

Территория кустовой площадки относится к селитебной территории – зоне размещения производственных объектов. Согласно классификации уличной сети по СП 52.13330.2016 "Естественное и искусственное освещение",

класс объекта можно характеризовать как ВЗ - городская промышленная, коммунальная и складская зона. Для освещения селитебных территорий нормируются освещенность и яркость дорожных покрытий для любых источников света. Установки утилитарного наружного освещения оцениваются относительной удельной мощностью. Для класса ВЗ этот показатель не превышает значения $50 \text{ мВт} \cdot \text{м}^{-2} \text{ лк}^{-1}$ [11].

В качестве решения ситуации компания учитывает правильное расположение осветительных приборов на кустовой площадке, оснащения операторов дополнительными световыми источниками с противотуманными фарами.

5.2.4 Анализ влияния аппаратов под давлением

Гидроразрыв – процесс создания в пласте трещины за счёт закачки жидкости под высоким давлением. Соответственно, в процессе принимают участие установки, создающие такие давления, значения которых превышают 60-70 МПа. Дополнительная опасность ещё вызвана наличием в жидкости разрыва частиц песка, стирающих герметичные соединения установки и обуславливающих износ рабочих узлов, что усугубляет возможность возникновения опасной ситуации ввиду выхода наружу жидкости под высоким давлением.

Данный фактор может нанести механические повреждения кожным покровам человека или более серьезные травмы из-за разрыва сосуда.

Для снижения возможности возникновения опасных ситуаций на объекте соблюдаются требования охраны труда и промышленной безопасности, а именно: перед проведением работ по гидравлическому разрыву исследуются и тестируются все рецептуры используемых технологических жидкостей и параметры испытаний над ними, чтобы не допустить возможности пропуска жидкости из сосуда под давлением. Все виды углеводородов, предназначенные для закачки в скважину, обязательно подвергаются испытанием на соответствие давления насыщенного пара нормативам ГОСТа 1756, а именно [4]:

- если давление насыщенных паров превышает 6,89 кПа, но не превышает 13,8 кПа, для использования в работе такой жидкости необходимо получить специальное разрешение от геологических служб компании заказчика перед началом работ;

- запрещено использовать для проведения ГРП жидкости, давление насыщенных паров которых превышает 13,8 кПа.

5.2.5 Анализ влияния механизмов и оборудования

Оборудование, участвующее в процессе проведения гидроразрыва пласта, и все его части могут причинить вред здоровью человека при неправильном его использовании, несоответствии технического состояния оборудованию регламентированному рабочему или несоблюдению техники безопасности при работе с оборудованием [6].

В процессе работ задействованы тяжеловесные элементы, взаимодействие которых с человеком может привести к перелому конечностей или даже полному летальному исходу, поэтому на объекте контролируется расстояние от работника до переносимого оборудования, и устанавливаются веса, при работе с которыми человек не будет подвержен опасности.

Все элементы рабочих механизмов перед закачкой воды в пласт для совершения ГРП проверяются на наличие неисправностей, а жидкость – на компонентный состав. Трубопроводы нагнетания опрессовываются (выдерживаются под давлением) для проверки на соответствие максимальным давлениям ГРП с запасом в 1,5 раза [4]. В это время операторы находятся за пределами опасной зоны.

Перед подачей жидкости проверяется надежность соединения обвязки с устьевой арматурой, а при запуске установок и начале операции ГРП обязательно удаление работников, не задействованных в непосредственной работе с агрегатами, из зоны опасного действия. По окончании работ остатки жидкости разрыва сливаются в дренажные ёмкости или специально-подготовленные канализационные автоцистерны.

5.2.6 Анализ электробезопасности

Всё оборудование на кустовой площадке питается от источников электрообеспечения, они могут быть как стационарными, так и передвижными. А значит, существует возможность возникновения опасной ситуации, связанной с взаимодействием человека с объектами под напряжением. В зависимости от значения напряжения итог варьируется от ожога до смерти. Ожоги классифицируются в зависимости от степени воздействия на 4 категории [5]:

I – покраснение кожи в результате ожога;

II – образование пузырей;

III – обугливание кожи;

IV – обугливание подкожной клетчатки, мышц и костей.

Ожоги от сварочной дуги, которая возникает в процессе сварки элементов (возможно применение в процессе подготовительных к ГРП работ), как правило, III или IV степени, то есть тяжелого характера.

Напряжения установок и степень взаимодействия их с человеком устанавливаются нормативными документами, а именно ГОСТ 12.1.038-82 ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ «Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов». При владении на объекте информацией о значениях напряжений в установках, можно определить степень поражения организма в случае ЧС и начать своевременно принимать меры по устранению фактора и спасению жизни.

Чтобы свести к нулю влияние опасного фактора на работника организация обеспечивает технические средства защиты, удовлетворяя требованиям ГОСТ 12.1.019-79 ГОСТ 12.1.019-79 ССБТ. «Общие требования и номенклатура видов защиты». Согласно документу, предварительно учитываются значения напряжений на элементах установок, способы и виды исполнения электроснабжения, характер возможного прикосновения работника к элементам, тип проводимых работ и др.

Чтобы обеспечить безопасный труд работников и ограничить воздействие и вес электрического тока, компания использует коллективные методы защиты:

- на опасных объектах и вблизи них установлены предупреждающие и запрещающие знаки, расставлены оградительные конструкции, а также установлена сигнализация и блокировка опасных элементов на случай проникновения человека;

- токоведущие части изолированы, при работе используются минимальные напряжения 12 и 24 В, электрические сети по значению потенциалов разделены.

На территории кустовой площадки для работы со станциями управления операторы получают допуск к работе с электрооборудованием II уровня до 1000 В. Станция управления согласно классификации помещений и условий работ по степени электробезопасности относится к помещениям повышенной опасности, поскольку электрооборудование имеет механизмы, соединенные с землёй и проводящие части, возможно повышение влажности в помещении выше 75% и нагрев воздуха в летний период более 35°C.

5.2.7 Анализ пожарной безопасности

Сооружения подразделяются на зоны по пожарной и взрывопожарной опасности. Скважина и все установки на кустовой площадке предназначены для добычи и разработки нефтегазовых месторождений, а нефть является огнеопасной жидкостью высокого риска, поскольку температуры вспышки для нефти среднего фракционного состава составляет около 40-50°C. Кустовая площадка включает в себя оборудование, работающее с нефтью – легковоспламеняющейся жидкостью – это системы сбора и подготовки нефти, ёмкости хранения и транспортировки, сливноналивные устройства, установки очистки и разделения, поэтому кустовая площадка относится к I зоне опасности.

Чтобы не допустить задеирования большого количества объектов в чрезвычайной ситуации компания соблюдает расстановку технологических объектов на кустовой площадке:

- расстояние между двумя ближайшими установками больше габаритных размеров противопожарного оборудования;

- жилые объекты и бытовые помещения расположены на расстоянии более 300 м от площадки скважин;

- расстояние до объектов соседних предприятий, лесов и железных дорог больше 100 м;

Для защиты работников контролируется исполнение работ по проведению гидроразрыва:

- к работе не допускаются лица без полного комплекта одежды и обуви, выполненных в пожаробезопасном исполнении;

- на производственном объекте обеспечивается наличие пожарной машины и бригады;

- проезд техники без искрогасителя на кустовую площадку запрещается.

На территории кустовой площадки располагаются помещения с разной категорий взрыво- и пожароопасности:

- АГЗУ – В1 категория (пожароопасные);

- БМА – В4 категория (пожароопасные).

К категориям В1 - В4 относятся помещения, в которых находятся горючие и трудногорючие жидкости, твердые горючие и трудногорючие вещества и материалы, способные при взаимодействии с водой, кислородом воздуха или друг с другом только гореть.

5.3 Экологическая безопасность

5.3.1 Анализ влияния технологии на сферы жизнеобеспечения

Предметом исследования в работе является усовершенствованная технология проведения гидроразрыва пласта, но для оценки её влияния на окружающую работника среду необходимо рассмотреть все сопутствующие процессы и операции в совокупности. При эксплуатации нефтяных и газовых скважин (добыче, сборе, подготовке и транспортировке нефтепродуктов)

основным источником загрязнений является оборудование, задействованное в процессе, а человек становится причиной между источником и следствием возникновения чрезвычайной ситуации.

На кустовых площадках нередко происходят выбросы нефтепродуктов или их переработанных остатков на землю. *Литосфера* подвергается как краткосрочному, так и длительному влиянию нефтяных компонентов. Происходит это в случае разливов при разгерметизации устьевого арматуры, неконтролируемом увеличении давления или вводе жидкости разрыва с пропантом в неподготовленную скважину. Попавшие на землю нефтепродукты проникают в почву, загрязняя её и убивая растения и живущие в ней микроорганизмы.

Для создания рабочей производственной инфраструктуры (строительство автодорог, проектирование кустовой площадки, устройство подводных переходов) выделяется подготовленная площадь земли, для этого срубаются деревья, выкорчевываются пни, засыпается песком территория обитания живых организмов. Полное восстановление почвенного покрова и возврат растительных сообществ в дальнейшем займёт много лет и потребует значительных финансовых вложений и труда.

При близком расположении кустовой площадки к водоёмам, возможно перетекание выбросов нефтепродуктов в *гидросферу*. Даже если рядом находится небольшой пруд или исток, может случиться проникновения загрязняющих веществ к большим водоёмам по ливневым стокам, с талыми водами. Это приводит образованию поверхностной нефтяной плёнки на зеркале воды, которая будет препятствовать попаданию кислорода внутрь водоёма и станет причиной гибели живых организмов и водорослей.

В процессе бурения и обустройства скважин подвержены загрязнению подземные водоносные горизонты, чистота которых напрямую определяет качество принимаемой в пищу человека воды. При ошибочном проектировании трещины гидроразрыва возникает опасность проникновения жидкости разрыва в смеси с пропантом в горизонты воды.

Загрязнение *атмосферы* является побочным действием при всех описанных ранее процессах. На кустовых площадках выбросы вредных веществ от основного оборудования технологических операций по проведению гидроразрыва пласта создают повышенную концентрацию загрязняющих веществ в атмосфере (оксида углерода, серы и сероводорода, азота). Также, на промыслах, где не предусмотрена дальнейшая переработка добытого попутного нефтяного газа, происходит его сжигание на факелах. Там же сжигаются производственные отходы и незадействованные углеводородные компоненты. Продукты горения попадают в атмосферу, самыми опасными из них являются формальдегид и диоксид серы, а их огромное количество от всех процессов жизнедеятельности человека приводит к образованию озоновых дыр.

5.3.2 Обоснование мероприятий по защите окружающей среды

Для ограничения и минимизации влияния нефтепромысловых процессов на сферы жизнедеятельности человека необходимо устанавливать правила проведения технологических работ и принимать меры по предотвращению попадания вредных веществ из оборудования на поверхность.

Литосфера. Для рационального эксплуатирования природных земляных территорий в процессе освоения и разработки месторождения необходимо следовать правилам:

- оборудовать кустовые площадки максимально возможным с точки зрения производственной безопасности количеством скважин, чтобы ограничиться меньшим числом сборных трубопроводов, линий электропередач, бытовых коммуникаций;
- не использовать лицензированные участки, территории заповедных зон, особо-охраняемые территории для возведения производственных объектов;
- снимать плодородный почвенный слой на производственных участках до этапа строительства объектов, планируя его применение для рекультивации отработанных участков;
- оборудовать кустовые площадки водопропускными сооружениями;

- обваловывать территорию по требованиям регламентов;
- выделять на один бытовой / перерабатывающий объект два и более промыслов, чтобы сократить число установок подготовки нефти и газа, вахтовых посёлков, вертолётных площадок.

Гидросфера. Для ограничения вредного влияния на водные объекты в процессе производства работ гидроразрыва, необходимо выполнять требования ГОСТ 17.1.3.12-86 «Охрана природы. Гидросфера. Общие правила охраны вод от загрязнения при бурении и добыче нефти и газа на суше», в котором отражен перечень мероприятий по минимизированию загрязнений:

- использовать объекты на территориях, не принадлежащих водоохраным зонам;
- обеспечивать и контролировать полную герметизацию частей оборудования и сопутствующих элементов;
- строить водопропускные конструкции, своевременно устанавливать и менять фильтры;
- дополнительно изолировать участки трубопроводов, проложенные в местах контакта с водным зеркалом;
- возводить дополнительные дамбы на обваловании по всему периметру кустовой площадки в случае ближайшего нахождения водоёмов;
- предусматривать сбор и отвод технической воды в специально оборудованные герметичные ёмкости;
- обеспечивать своевременный сбор ливневой и талой воды на кустовой площадке для устранения воздействия на грунтовые воды [7].

Атмосфера. В процессе производства работ на нефтегазовом промысле необходимо обеспечивать полную герметичность оборудования для ограничения попадания выбросов токсичных веществ в атмосферу. На этапе строительства кустовой площадки необходимо [11]:

- использовать автотранспорт с минимальным расходом топлива, установленными нейтрализаторами вредных компонентов для очищения

использованных газов, что определит его высокие экологические показатели, а также, своевременно проводить смену очистных фильтров;

- проводить заправку транспорта закрытым способом с проверенными герметичными соединениями между элементами течения топлива;

- заменять дизельные двигатели на установки, оборудованные электроприводом, а в случае отсутствия замены контролировать уровень токсичности газов на выхлопе;

- регулярно проводить технический осмотр оборудования и техники и обслуживать элементы с выявленными нарушениями и отклонениями;

- разделять потоки движения и работ транспорта на площадке для снижения концентрации выброса вредных веществ;

- оптимизировать режимы работы установок и машин при производстве рабочих процессов, учитывая минимальный выброс токсичных элементов при 65% загрузки дизельного двигателя.

Во время проведения гидравлического разрыва пласта компания выполняет все правила проведения работ, согласно проектным документам, что позволяет избежать вредных выбросов в атмосферу:

- проверяется герметичность всех частей и соединений оборудования;

- контролируется надёжность и прочность сварных швов на конструкциях, транспорте, трубопроводах;

- контролируются изоляционные покрытия на предмет разрушений, своевременно заменять изоляцию во избежание коррозионных процессов;

- оборудование под давлением оснащается дополнительными предохранительными клапанами;

- проводится регламентированный мониторинг давления и своевременно сбрасывать газ с клапанов на факел, по возможности оборудовать элементы автоматическими системами управления;

- после завершения монтажа оборудование не подвергается полной нагрузке до совершения проверки на прочность, герметичность и надёжность.

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

5.4.1 Анализ вероятных ЧС, которые могут возникнуть на рабочем месте при проведении исследований

Нефтегазовое производство является объектом повышенной опасности, ввиду наличия большого количества факторов и ситуаций, исход которых может привести к возникновению чрезвычайных ситуаций. ГОСТ Р 22.0.07-95 «Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Источники техногенных чрезвычайных ситуаций. Классификация и номенклатура поражающих факторов и их параметров» является документом, характеризующим возможные непредвиденные исходы рабочего процесса.

Чрезвычайные ситуации могут иметь различную природу возникновения:

- *природные* – возникающие по причине природных катаклизмов, не зависящих от человека, это неблагоприятные погодные условия (проливной дождь, аномальный мороз, снежные метели и вьюги, паводковый разлив, ураган, гроза) [8];

- *техногенные* – возникающие по причине поломки оборудования, нарушения герметизации соединений, заводских дефектов, коррозии, прекращения подачи электроэнергии. Перечисленные пункты могут как не зависеть от антропогенного фактора, так и являться следствием недостаточного контроля за состоянием рабочих элементов, несвоевременного проведения дефектоскопии [8].

Наиболее вероятным исходом возникновения чрезвычайной ситуации на кустовой площадке являются пожары. Пары пластового флюида являются легковоспламеняющейся фракцией углеводородов, а значит достаточно возникновения искры, замыкания или повышенного трения в частях рабочих инструментов, чтобы ситуация приобрела чрезвычайный характер. Последствием возникновения пожаров является разрушение оборудования, разливы нефтепродуктов, взрывы, травмы и смерть людей, выделения токсичных отходов в атмосферу.

Для предотвращения чрезвычайных ситуаций на кустовой площадке необходимо принимать меры профилактики пожаров: соблюдать нормы проектирования объектов на месторождениях, обеспечивать все виды работ соответствующими средствами пожаротушения, эксплуатировать оборудования согласно инструкции, не допускать его перегревов и пережогов. На этапе строительства площадки соблюдаются регламентированные дистанции между рабочими аппаратами и сооружениями: расстояние от устья скважины до ДНС и РВС более 40 м, до зданий общественного пользования – менее 500 м [8].

Компания обеспечивает рабочий объект современными автоматическими средствами сигнализации о возникновении пожаров и устройствами ограничения его распространения на близлежащие объекты, автоматическими системами пожаротушения и элементами первичного самостоятельного тушения минимальных очагов возгорания [9].

5.4.2 Обоснование мероприятий по предотвращению ЧС и разработка порядка действия в случае возникновения ЧС

На случай возникновения ЧС в каждой компании разработан план ликвидации аварий, а также все сотрудники проинструктированы на действия в такой ситуации. Из числа работников собираются добровольческие бригады пожарных, каждый участник которых проходит обучение по противопожарным действиям. Ответственным за промышленную безопасность разрабатывается план мероприятий, включающий в себя действия работника в случае возникновения ЧС, порядок оповещения, план эвакуации.

В случае возникновения ЧС работники в первую очередь оповещают персонал согласно списку очередности оповещения и далее следуют плану:

- 1) Оценивают ситуацию в зависимости от степени возникшей опасности, по результату чего вызывают службу ликвидации последствий;
- 2) Ограничивают опасную зону объекта и выводят людей, непосредственно подверженных опасности и находящихся вблизи

технологического процесса; и по возможности, выводят технику и оборудование территории кустовой площадки;

3) Отсекают аварийный участок путём закрытия задвижек на скважине и в АГЗУ, производят сброс давления с поврежденного участка.

4) Принимают первичные средства тушения пожара, проводят ремонтно-восстановительные работы, ликвидируют последствия фонтанирования силами аварийных бригад.

На месторождении имеется план ликвидации аварий, который корректируется и утверждается один раз в 5 лет. Ежемесячно для сотрудников компаний специалистами по промышленной безопасности и охране труда проводятся учения по ликвидации аварий, под роспись каждого работника.

Выводы по разделу:

В ходе выполнения данной части дипломной работы были проанализированы основные блоки ОТ и ПБ:

- нормативная документация по правам и обязанностям работника, что позволит обеспечить комфортный рабочий процесс для человека и организации;

- факторы и мероприятия, влияющие на безопасный труд человека на производстве, что позволит снизить возникновение опасных ситуаций;

- взаимодействие процесса производства работ со всеми сферами окружающей среды, включая сферу труда человека, что позволит снизить возможное вредное влияние технологического процесса;

- наиболее вероятная чрезвычайная ситуация, которая может возникнуть по ходу или в результате производственного процесса, и мероприятия по её предотвращению, что позволит обезопасить производство от их возникновения или минимизировать возможные последствия ситуаций.

Разрабатывающая компания действует в соответствии со всеми нормами и правилами охраны труда и промышленной безопасности. Совокупный анализ данных позиций и соблюдение всех регламентных требований как работодателем, так и работником гарантируют безопасный труд человека и минимизируют вред, наносимый сферам его жизни.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Проанализированная в ходе работы тема является актуальной, поскольку технологии проведения ГРП с каждым годом совершенствуются, но некоторые проблемы остаются нерешёнными и требуют к себе особого внимания, большого количества испытаний и научного подхода. Объектом исследования в работе являлась технология гидравлического разрыва пласта на Среднебалькском месторождении.

Анализ параметров разработки и технологических критериев работы на исследуемом объекте показал, что

- соответствие результата проведения ГРП смоделированным проектным параметрам не обеспечивает эффективность разработки месторождения;
- необходимо внедрять метод, обеспечивающий закрепление рабочего агента в трещине гидравлического разрыва.

Технологическая часть метода крепления проппанта пружинами нитинола требует дополнительных исследований и лабораторных испытаний, однако перспектива внедрения технологии является весомой, поскольку решатся многие незакрытые вопросы проведения ГРП.

Рекомендации по усовершенствованию технологии проведения ГРП:

- использовать в качестве закрепителя проппантной пачки в трещине разрыва спрессованные пружины нитинола.

Внедрение позволит:

- ✓ доставить проппантную набивку в периферийную часть трещины, при этом положение частиц в процессе добычи и фильтрации пластового флюида сохранятся;
- ✓ сформировать фильтрационный экран на устье трещины в прискваженной зоне, обеспечить тем самым возможность использования более крупной фракции проппанта при условии максимальной скорости потока флюида и повышение проводимости трещины;

✓ минимизировать расходы на устранение последствий выноса пропанта из трещины.

Расчет экономической целесообразности показал, что внедрение технологии на производстве потребует незначительных затрат (около 2 млн. на одну скважину), что во много раз меньше расходов на возврат скважины в рабочее состояние после выноса рабочего агента из пласта в НКТ.

В работе также был проведён анализ действий разрабатывающей компании в отношении охраны труда рабочего персонала и обеспечения безопасности производства, воздействия технологии на все сферы окружающей среды и последовательности действий в случае возникновения чрезвычайной ситуации.

СПИСОК ПУБЛИКАЦИЙ

№ п.п.	Наименование работы, её вид	Форма работы	Выходные данные	Объём, стр	Соавторы
1	Обоснование применимости гидроразрыва пласта <i>доклад</i>	Печатный	XXIV Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых учёных, посвященного 75-летию Победы в Великой Отечественной войне. Том. 2 2-7 апреля 2020 г	2	М.В. Мищенко
2	Современное состояние проблем и методов акустического воздействия на процессы добычи и транспорта нефти <i>доклад</i>	Печатный	XXIV Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых учёных, посвященного 75-летию Победы в Великой Отечественной войне. Том. 2 2-7 апреля 2020 г	2	С.Н. Харламов

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОНИКОВ

1. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 09.03.2021)
2. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация
3. ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности
4. ГОСТ Р 52630-2012 Сосуды и аппараты стальные сварные. Общие технические условия
5. ГОСТ 12.1.038-82 Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов
6. ГОСТ 12.2.062-81 «Оборудование производственное. Ограждения защитные»
7. ГОСТ 17.1.3.12-86 «Охрана природы. Гидросфера. Общие правила охраны вод от загрязнения при бурении и добыче нефти и газа на суше»
8. ГОСТ Р 22.0.07-95. Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Источники техногенных чрезвычайных ситуаций. Классификация и номенклатура поражающих факторов и их параметров
9. ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ «Средства защиты работающих. Общие требования и классификация»
10. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95*
11. СП 231.1311500.2015 «Обустройство нефтяных и газовых скважин. Требования пожарной безопасности.
12. СН 2.2.4/2.1.8.562–96. Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории застройки
13. Методические указания для выполнения раздела выпускной квалификационной работы «финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и

ресурсосбережение» : методические указания / Г.Ю. Боярко , О.В. Пожарницкая. В.Б. Романюк, А.А. Вазим И.В. Шарф, М.Р Цибульникова и др. ; Томский политехнический университет. -Томск : Изд-во Томского политехнического университета, 2017. -166 с.

14. Методические рекомендации Госстроя РФ по использованию федеральных единичных расценок на строительные, монтажные, специальные строительные, ремонтно-строительные и пусконаладочные работы (ФЕР-2001) при определении стоимости строительной продукции на территории субъектов Российской Федерации (введены в действие письмом Госстроя РФ от 30 апреля 2003 г. N НЗ-2626/10)

15. Методика определения стоимости строительной продукции на территории Российской Федерации МДС 81-35.2004 (утв. постановлением Госстроя РФ от 5 марта 2004 г. N 15/1)

16. ГОСТ Р 58435-2019 Проектирование и освоение газовых, газоконденсатных, нефтегазовых и нефтегазоконденсатных месторождений. Движение геолого-технологической информации в процессе добычи углеводородного сырья и оптимизации разработки месторождений

17. ГОСТ Р 53713-2009 Месторождения нефтяные и газонефтяные. Правила разработки

18. ГОСТ Р 51761-2005 Пропранты алюмосиликатные. Технические условия. Введ. 2006-07-01. М.: Стандартинформ, 2006. 34 с.

19. РД 153-39.0-102-01 Методика расчета норм расхода подготовленной нефти при гидравлическом разрыве пласта

20. ISO 13503-5-2006. Промышленность нефтяная и газовая. Растворы и материалы для заканчивания скважин. Часть 5. Методика измерения долгосрочной проводимости расклинивающих наполнителей. Общее введение. Взамен – Введ. 01.10.2006. 31 с.

21. Baumgarthner, W. E. Fracture stimulation of a horizontal well in a deep tight gas reservoir: a case history from offshore the Netherlands / W. E. Baumgarthner // Paper SPE 26765. – 2013.

22. Wang J., Hydraulic fracturing with leakoff in a pressure-sensitive dual porosity medium / Wang J., Elsworth D., Denison M.K // International journal of rock mechanics and mining sciences №107. – 2018
23. Асланян И.Ю., Минахметова Р.Н., Трусов А.В. Определение зон выноса проппанта методом спектральной шумометрии // Нефтяное хозяйство. – 2018. – № 5. – С. 68–71.
24. Акимов О.В. и др. Потенциал технологий закрепления проппанта для повышения эффективности гидроразрыва пласта // Нефтяное хозяйство. – 2008. – №. 11. – С. 31-33
25. Васильев В.А., Верисокин А.Е. Гидроразрыв пласта в горизонтальных скважинах // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология, нефтегазовое и горное дело. – 2013. – № 4. – С. 13–15.
26. Верисокин А.Е., Зиновьева Л.М. Особенности технологии промывки и освоения горизонтальных скважин после селективного гидроразрыва пласта на месторождениях Западной Сибири // Наука. Инновации. Технологии. – 2015. – № 3. – С. 79–90.
27. Верисокин А.Е. Методика испытаний проппантов для гидравлического разрыва пласта // Наука и техника в газовой промышленности. – 2018. – № 2(74). – С. 62–69.
28. Верисокин А.Е., Жулина Л.Г. Новый метод снижения обратного выноса проппанта из трещины в скважину после проведения гидроразрыва пласта // Актуальные проблемы нефти и газа. – 2019. – №4 (27). – С. 20–23.
29. Верисокин А.Е., Машков В. А., Марьевский А. Д. Разработка комплексной методики испытаний проппантов для гидравлического разрыва пласта // Материалы всероссийской научно-практической конференции: Москва. – 2017. – С. 193–198.
30. Верисокин, А.Е. Анализ применения гидравлического разрыва пласта в коллекторах средней и низкой проницаемости // Инновационные технологии в нефтегазовой отрасли. – 2018. – № 3. – С. 15–17.

31. Влияние деформаций породы, возникающих при проведении гидроразрыва пласта, на прочность коллектора / Верисокин А.Е., Марьевский А.Д., Граб А.Н., Сериков Д.Ю. // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2018. – № 7. – С. 35–38.

32. Результаты научно-технического сопровождения работ в области гидроразрыва пласта / Махмутов И. Х., Салимов О. В., Гирфанов И. И., Зиятдинов Р. З., Мансуров А. У., Кочетков А. В. // Георесурсы. – 2017. – № 5. – С. 7–9.

33. Сысолятин А.А. Технология проведения ГРП // Энергетика и рациональное природопользование. – 2016. – № 4. – С. 13–15.

34. Хакимова А.С. Интенсификация углеводородов методом ГРП // Энергетика и рациональное природопользование. – 2017. – № 11 (88). – С. 30–32.

35. Экспериментальные исследования по закреплению проппанта в трещинах ГРП / С.С. Демичев, О.Г. Отрадных и др./ «Бурение и нефть» №12, 2008.- с. 19-21»

Приложение А

(справочное)

Improvement of hydraulic fracturing technology

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ94	Баркалова Евгения Михайловна		

Консультант ИШПР ОНД:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Мищенко Мария Валериевна	к.г.-м.н.		

Консультант-лингвист ИШПР ОНД:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Болсуновская Людмила Михайловна	к.ф.н.		

Introduction

Technological factors, such as the spatial position of the wellbore relative to the formation (determination of the apparent thickness of the opened interval of the formation), the technical condition of the casing and cement stone of the candidate well, the conditions for opening the formation (full or partial perforation, quality of perforation), affect the parameters and efficiency of cracks.

Complete information can be obtained with the data of various well logging methods. The procedures for analyzing and interpreting hydrodynamic data are well understood. They are usually most widely used in reservoir capacity estimation and hydrocarbon reserves determination. In order to draw up a plan for hydraulic fracturing, it is necessary to have information not only on the properties of reservoir layers, but also on the enclosing rocks.

A.1 Important factors

All factors that affect the hydraulic fracture can be divided into two groups: controlled and uncontrolled (table 1).

All parameters that characterize rocks are divided into two classes: properties that regulate the movement of formation fluids, and properties that determine possible deformation under the influence of natural or artificial stresses. In order to perform the necessary calculations of the parameters of the geological environment, it is necessary to approximate the layered model. Each layer within a given model is described by a set of parameters that have constant values in magnitude and vary linearly from the upper to the lower boundaries of each layer. Having analyzed seismic information, well log data and core samples, it is possible to characterize qualitatively and quantitatively the most important reservoir properties affecting fracture development.

Table 1 – Factors influencing the efficiency of hydraulic fracturing

Controlled factors	Uncontrolled factors
burst fluid	formation permeability
viscosity	formation porosity
instant fluid loss into the reservoir	total crack height
fluid filtration rate into formation	ratio of crack height to
proppant	reservoir thickness
download speed	rock stresses
injection volume	rock properties
structure / equipment	young's modulus
perforated spacing	poisson's ratio
perforation model	plasticity of rocks
pipe size	tensile strength
mouth configuration	reservoir fluid properties
	compressibility
	viscosity
	physiochemical properties

A.2 Crack geometry

It is necessary to study the mechanism of crack propagation in the reservoir in order to select the optimal parameters for the work. Tectonic stress has a major impact on the formation of fracture geometry and fracture distribution in the depth of the reservoir.

The crack always propagates perpendicular to the minimum rock stress (figure 1). The seam at depth is in a stressed state. This state is characterized by three main stresses: vertical (geostatic σ_{vert}), and two horizontal – large (σ_{max}) and lower (σ_{min}). Vertical stress is the greatest in deep-seated formation (over 500 m).

Horizontal fractures are formed at a depth of 200 m from the wellhead, because the vertical stress at this depth is much less than the horizontal one. Vertical cracks are formed at a depth is much less than 500 m because at such a depth there are high values of vertical stresses (figure 2). The crack can be both vertical and horizontal in the interval from 200 to 500 m because the stress values are practically equal. You need to

focus on other factors but the currently developed fields are located at a great depth which means that most of the models of vertical fractures are used.

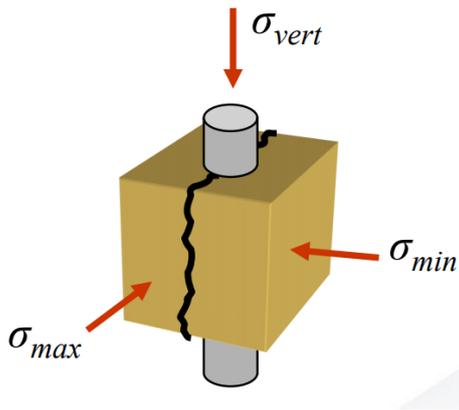


Figure 1 – Crack propagation

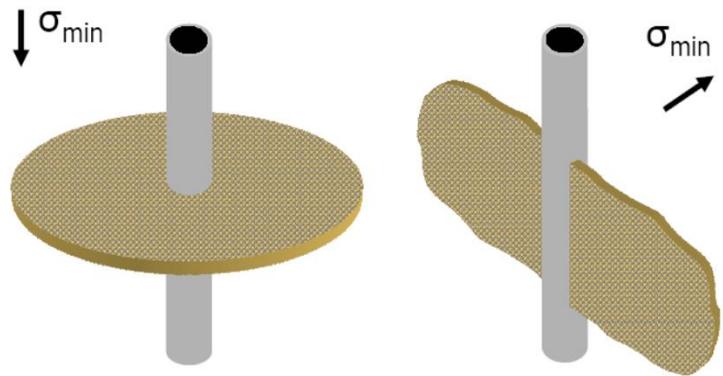


Figure 2 - The geometry of the formed crack a) horizontal at depths up to 500 m, b) vertical at a depth exceeding 500 m

A.3 Hydraulic fracturing fluids

The variety of fluids for hydraulic fracturing allows you to select the required composition for each specific purpose, however, there are a number of requirements that each composition must meet:

- compatibility with the component composition of the formation rocks and formation fluids;
- low filtration capacity of the composition;
- easy removal from the formation after the end of treatment - after the fracture closes, the liquid should disintegrate, leaving no precipitation;
- sufficient ability to hold in suspension and transport proppant;
- viscosity, capable of keeping the formed cracks in the open state for the introduction of proppant into them;
- composition stability - the ability to maintain its viscosity throughout the entire process;
- minimum pressure loss due to friction in pipes;
- simple formulation, reproducible in the field, efficient in terms of pricing and safe to handle.

There are three categories of fracturing fluids:

Fracturing fluid – is a working agent injected into the bottomhole formation zone. It creates pressure that destroys the integrity of the rock and contributes to the formation of cracks or the expansion of existing ones. Crude degassed oils with a viscosity of up to 0.4 Pa are one of the most suitable substances for this. They are thickened with residues of fuel oil, hydrophobic emulsions of oil acid, hydrophilic emulsions of a water-oil mixture and acid-kerosene emulsions. Hydrocarbon-based fluids are used in production wells. The oil, special gel or acid are pumped into an oil production well, after which the proppant and quartz sand enter the fracture for anchoring. Pure water thickened with starch components such as polyacridamide, carboxymethyl cellulose, sulfate-alcohol stillage is used in injection wells. These substances are surfactants.

Sand carrier fluid – a substance used to transport sand to a fracture. It has minimal filterability in order to keep the sand in suspension. This property allows to deliver the sand in a crack when completing a well.

Squeezing fluid – is a working agent that is pumped into the well in order to bring the sand carrier fluid to the fracture. Most often water is used as a displacement fluid. The volume of injected water is equal to the volume of the compressor pipes.

Large-scale well treatments became available. It happened due to the development of chemistry science and new advanced technologies. hydraulic fracturing work was carried out with a fluid injection volume of 7600 m³ and a sand injection volume of more than 1300 ton in some wells. Injection rates of 0.8 to 16 m³/min are considered to be common today. At present, the concentration of proppant material often varies from 610 to 970 kg / m³, and at the beginning of the operation the concentration of this material is about 115 kg / m³, and by the end of processing it increases to 1600-1920 kg / m³. Often the concentration of the expander reaches 2500 kg / m³. Special devices for storing and transporting large volumes of proppant have been developed by specialists.

A.4 Reasons for the decrease in the effectiveness of hydraulic fracturing

Hydraulic fracturing is a common operation today, however, there is a problem that has not yet been resolved. The resulting fracture is filled with proppant in order to form a permeable channel. Often, the proppant is not evenly distributed in the fracture or the circumferential filler and material is destroyed due to the formation indentation. In the results the proppant being carried out of the fracture into the wellbore. Sometimes this happens when full well develops or cleans up during initial operation.

The created hydraulic fracture has a main longitudinal part and a large number of additional - transverse ones, which have a lower efficiency, therefore, the main amount of proppant flows back into the well from the longitudinal zone. Proppant is a substance with a high conductivity index. As a result, the fracture filled with proppant has high permeability. This allows the production of fluid at a high fluid velocity in the formation. Thus the inertial forces of the flow arise. The wedging effect is reduced, so the proppant returns to the wellbore and the fracture narrows or even closes (figure 0).

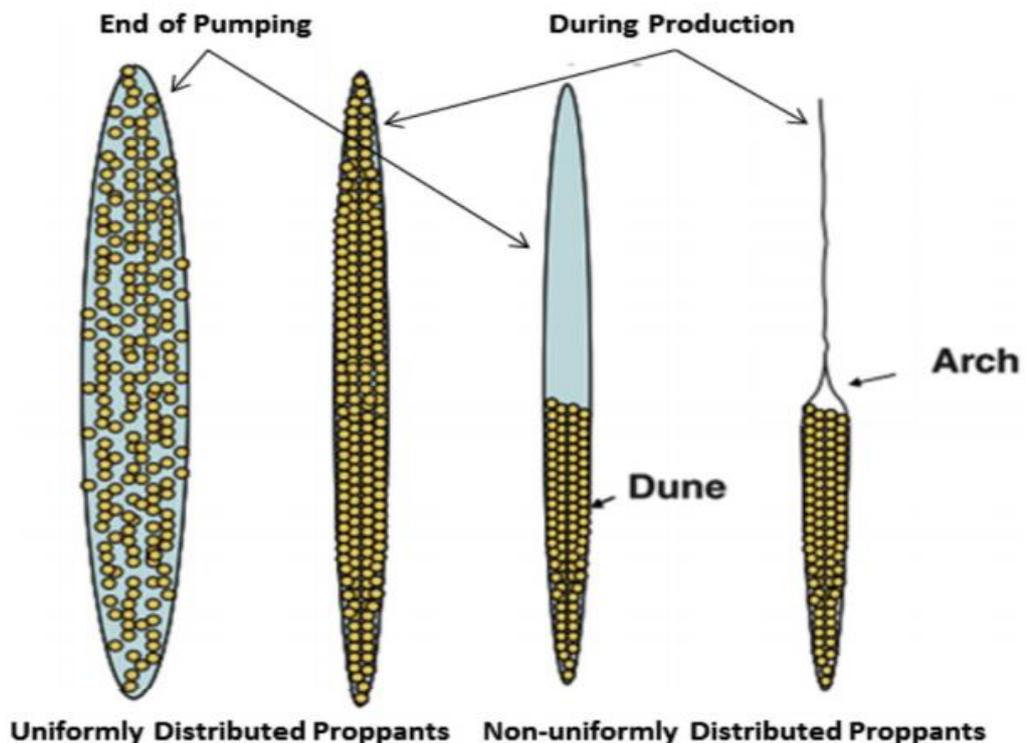


Figure 3 - Crack closure effect

In some cases, the amount of proppant carried out reaches such a scale that the potential productivity of the formation decreases several times. Remains of undecomposed gel and some mechanical impurities, together with loose proppant, enter the flow of the produced fluid and accumulate in the wellbore in the form of deposits that impede the operation of pumps and the production of hydrocarbons (figure 4).

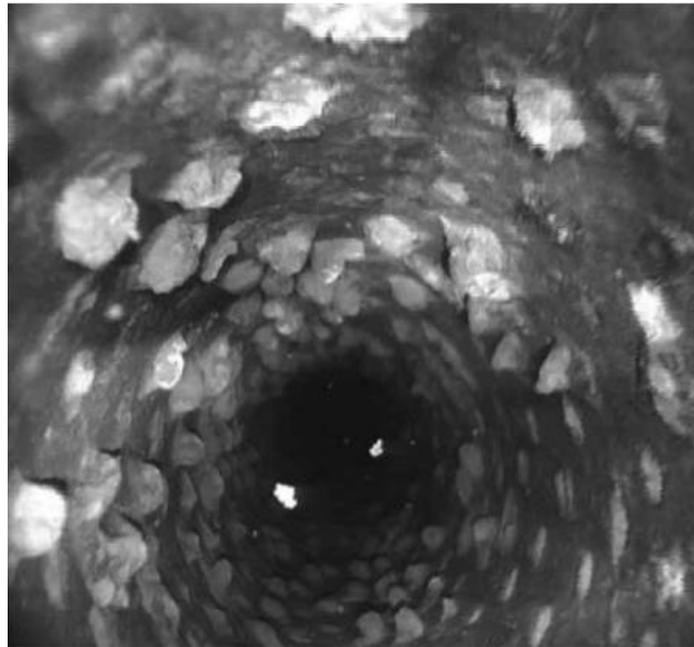


Figure 4 - Wellbore in the perforated interval after mudding

A certain amount of proppant settles in the voids of the cement ring on the wells in which the wellbore is not properly cemented even at the stage of injection of reagents into the formation. And at the stage of development of such wells, the proppant is carried out along with the produced fluid. Often the proppant substance with the gel plugs the perforations of the well which prevents the production of raw materials.

A.5 Influence of proppant backflow on downhole equipment operation

Incomplete fixation of the proppant in the fracture has many negative consequences with high economic losses. First of all, there is a decrease in the production of product from the formation due to the fact that there is a narrowing of the flow section of the string up to a complete shutdown of the well from the effect of the proppant plug on the flow. This leads to the need to frequently flush the bottom of

the wells. Some productive formations are also cut off due to the fact that high design ones are reduced.

The main economic blow is the reduction in the turnaround time of the electric centrifugal pump or its failure. The problem is significant and needs to be addressed, since in Russia most of the oil companies use such pumps. The first pump installed after fracturing is called the "sacrificial pump" (figure 5).



Figure 5 -Working stage of an electric centrifugal pump after clogging with proppant

A.6 Influence of proppant backflow on downhole equipment operation

To date, the problem of proppant removal has not been resolved. Many companies are forced to shut down a number of wells due to their unprofitable operation with a contaminated wellbore.

1) In one patent, researchers propose to inject a proppant fluid into the formation at a very high speed.

At the first stage, only liquid enters the reservoir (volume = 5 m³, flow rate = 1.6 - 3 m³ / min). In the second stage, proppant is added to the fluid. Its concentration

is 600 - 800 kg / m³ (volume is more than 5 m³, consumption is 10% lower than the initial one). The number of such stages depends on the length of the crack. For 1 meter of exposed formation thickness, at least 3500 kg of proppant is needed. At the third stage, the fluid enters the formation without proppant. The injection volume remains the same and the flow rate becomes 10% higher.

This method requires a lot of time to change technological modes. The required amount of proppant is determined by the length of the fracture being formed, and not by the reservoir productivity or its petrophysical characteristics. This does not always have a fruitful effect on the production of petroleum products.

2) Other researchers have developed a patent for hydraulic fracturing with the injection of additional cylindrical elements into the proppant pack.

Cylindrical proppants are added to the proppant fluid. They consist of aluminum oxide (80%) and titanium oxide (0.15-3.5%). The length of the products does not exceed 10 mm. This shape provides a reduction in hydraulic resistance, because the cylinders create a larger pore volume in the packing. A stack of cylindrical elements has a larger contact area than a stack of spherical elements. This allows you to distribute the formation load evenly. When the spherical proppant breaks down, small debris is formed. They have low conductivity and permeability, which hinders the production of petroleum products. Cylindrical particles do not have this disadvantage. the cylinders remain in the package no matter what the speed is. Due to this, such a proppant can be operated for much longer. This method has disadvantages: firstly, when the proppant migrates from a remote fracture section, it becomes impossible to keep it, and secondly, there is no reliable filtration layer on the formed fracture frame.

3) In another article, the proppant is fixed in the fracture due to the interaction of a thermosetting polymer (phenol-formaldehyde resin) with which the particles are coated. Theoretically, the “crosslinking” of resins occurs when a certain temperature and pressure is reached, since the adhesion between the grains of the proppant pack increases, but in practice, the proppant grains are carried out into the wellbore and they migrate to the wellhead.

Because complex additional components are present in the well, such as destructors, acids, gels, the polymer structure is destroyed and the strength of the proppant decreases, and mobile abrasive particles are formed in the flow.

The paper does not consider the issues of fractional selection of proppant, depending on the geological characteristics of the reservoir and changes in the rate of gas-liquid flow to the axis of the wellbore.

4) In the next work, the authors clearly demonstrated that the problem is urgent and it is necessary to solve it, since the proppant removal has a negative effect on the productive capabilities of well production. In order to remove the proppant, it is recommended to use blowing agents-hardeners based on Geotherm-001 resin. Such substances make it possible to increase the conductivity and permeability of the fracture due to the deeper injection of proppant into it. However, cracks often close completely. This means that the proppant leaves the fracture because there is a high flow rate of fluid from the formation in the bottomhole zone of the well.

5) Other authors have developed a composition of special particles. They are preliminarily covered with a polymer thermoactive shell. The shell consists of hot-melt glue, which, under the action of the reservoir temperature, forms a solid mass, its permeability is very high.

The proppant particles entering the fracture at the last stage are covered with magnetized particles using phenol-formaldehyde resin. Magnetized particles are ferrite, low carbon steel, iron, alloys. Special proppant particles are glass beads or lightweight ceramic beads. The substances are applied as a powder to the outer surface of the proppant substrate. As a result of the interaction of the layers of different poles, the tail layer is attracted to the total mass and a retaining screen is formed, which prevents the removal of the working agent.

The ability of the proppant composition to form a rigid retaining structure within the formation reduces the removal of formation particles. The use of such a proppant is especially effective at the final stage of a well treatment operation.

It is necessary to increase the pumping rate to prevent the proppant from sticking to the casing wall due to magnetic attraction. The invention is aimed at

obtaining a composite proppant with magnetic particles on a substrate. The main vulnerabilities in the development of the invention are the adhesion of the composite proppant to the inner surface of the pipe of the axial bore of the drill string, which leads to the formation of a plug from the agent. In order to solve the problem, it is necessary to increase the rate of pumping the mixture. It directly depends on the unique capabilities of each reservoir and its injectivity. However, equal size proppant particles will flow from the fracture back into the wellbore as the flow rate increases. This will make it impossible to form a containment barrier at the last stage.

6) There is a patent for the invention of low-density agglomerates for their subsequent delivery underground together with a composite fluid, which will more efficiently fill the fracture. The method of delivering granular material includes feeding into the well a fluid composition in the form of a liquid carrier on a water basis with a hydrophobic granular material having a volume particle size of not more than 200 micrometers. There is also gas in the composition. It wets the surface of the particles and binds them together. Low-density particulate material will settle more slowly in the fluid flow. This allows particles to penetrate deeper into the fracture more efficiently. A proppant with a particle size of less than 200 micrometers is used to fill the crack. It is possible to use a smaller granular material to fill the crack, which will reduce its permeability compared to the use of a larger material.

In this case, solid particles can have various sizes and shapes, including a plate-like shape. The fracturing fluid includes a thickener to increase the viscosity, such as guar, hydroxyalkyl cellulose, etc. In the process of implementing the method, it is also necessary to evaluate the temperature resistance of the granular material. During well operation, after hydraulic fracturing, granular material is transferred from the fracture to the wellbore, from where it must be removed by known methods.

The use of a single composition of the fraction to consolidate the fracture along the entire length leads to the migration of particles into the wellbore due to a sharp increase in the fluid flow rate at the exit to the wellbore. This is a disadvantage of this technology.

7) The researchers described the hydraulic fracturing method, which includes the process of perforating the area of the well that crosses the reservoir (moreover, the depth of the channel is comparable to the length of the stressed zone in the rock). Then the tubing string with the packer is lowered. The packer is unfastened above the top of the reservoir. The gelled fracturing fluid with a fracture consolidator enters the wellbore and is pushed into the formation by pressure. The proppant concentration is calculated with a margin. After the gelled liquid is completely pumped, the chemical reagent enters the pipe. It consists of a mixture of urea solution with urease enzyme solution and calcium nitrate solution. The share of each component is calculated in proportion to the volume.

The volume of the injected reagent is determined in proportion to the thickness of the formation, its porosity and the radius of proppant attachment in the fracture of the bottomhole zone, as well as the injectivity of the formation.

The amount of fluid must be 1.5 times the volume of the pipe string in order to push the process fluid into the formation. Next, you need to leave the layout in this state for a day. Then the packer and pipe string are removed from the well.

However, it should be noted that often it is not possible to create such a perforation channel, the length of which would be comparable to the size of the stress zone in the rock. In order to carry out preliminary perforation, it is necessary to obtain information on the formation in advance, perform well development work and use complex technological preparation processes. The problem of fracture closure arises due to the use of proppant of one fraction, which leads to a decrease in the efficiency of the hydraulic fracturing.

The presence of calcium carbonate molecules between proppant particles in the near-wellbore zone reduces the permeability of the formed structure. This reduces the efficiency of hydraulic fracturing.

Each of the described technologies has a number of advantages, however, taken together, the analyzed methods have the following disadvantages:

- the use of proppant of the same fractional composition along the entire length of the fracture leads to the return of the agent into the wellbore;
- the absence of a filtration layer in the frame of the formed crack;
- the borehole fluid is multicomponent and includes elements, the presence of which destroys the base polymer and leads to a decrease in the strength of the proppant pasque, which is the cause of the appearance of abrasive elements in the moving stream;
- the proppant adheres to the inner part of the axial bore during its movement along the drill string, which leads to the formation of a proppant plug.

A.7 Hydraulic fracturing technology using titanium nickelide

There is currently no optimal solution to the situation. The existing methods have a significant number of disadvantages and complicating circumstances. The company that develops the object under study does not use any technology to solve the problem, so it has high financial losses due to the need to eliminate the consequences of the proppant removal.

There is an alternative way to solve the problem. This technology has not been previously applied at any site. Nitinol springs can be used as the fastening element. Nitinol is an alloy of two metals nickel and titanium in the corresponding proportions of 0.55 and 0.45 parts (figure 6). This aggregate element has unique properties to remember the shape that is given to it when heated and to reproduce it when it enters a given temperature environment. The described property is best suited for reservoir conditions for hydraulic fracturing.

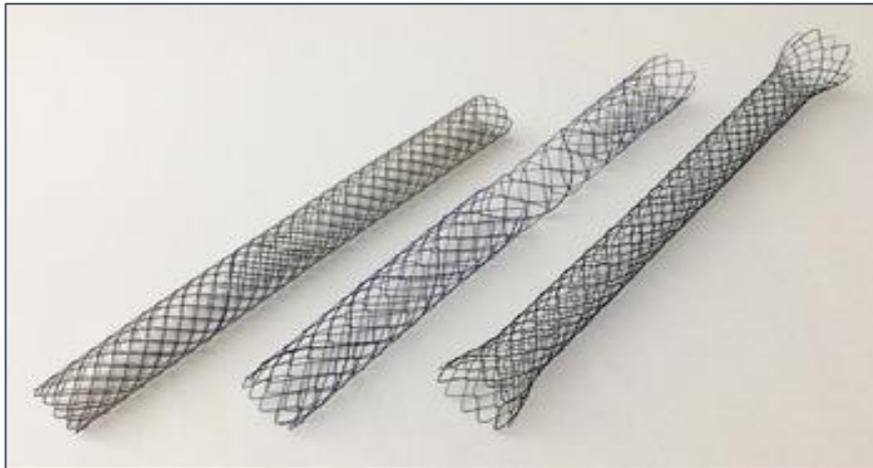


Figure 6 - Nitinol springs

Titanium nickelide has a high resistance to erosion and corrosion processes, and its unique property is justified by the fact that when the metal is hardened, the atoms are ordered in an arrangement, so that the metal remembers its shape because it is an intermetallic. The metal does not show its properties in any way in its original state. The crystal lattice is in a stable ordered state. The heat treatment process is carried out in the laboratory. The metal is exposed to high temperatures, reaching a state of red heat, due to which it "remembers" its shape. Further, after the element has cooled down, the metal can be subjected to various loads and curvatures, that is, to give the springs a shape convenient for feeding into the crack. When reheating in reservoir conditions, the metal takes the form in which its initial quenching process took place.

The property of superelasticity manifests itself during a change in the structural state of an element. The alloy assumes its initial state, like a spring, when the temperature rises to the boundary of the phase transition. Depending on the required parameters, the temperature range of the metal can be changed by maneuvering the chemical composition of the alloy.

The technology of hydraulic fracturing using advanced technology is as follows:

- a pipe string with a packer is run into the wellbore;
- the space between the pipes above the roof of the developed seam is overlapped;

- the fracturing fluid under excess pressure mixed with particles of a proppant of a smaller diameter enters the string to fill the remote narrow sections of the fracture; the time is maintained;

- the fracturing fluid under overpressure mixed with the coarse proppant fraction enters the column. It fills the main body of the fracture and is a conductor of the produced fluid,

- compressed nitinol springs are added to the final batch of liquid. When they open at reservoir temperature, a filtration screen is formed at the base of the fracture (figure 7).

The proppant diameter (mm) at the fracture head in the wellbore, depending on the filling area, is determined by the formula:

$$d_{prop} = \frac{V_w}{V_f} \cdot d_p$$

V_w - flow rate of formation fluid at the outlet to the wellbore, m / s;

V_f - filtration rate of formation fluid in the remote section of the hydraulic fracture, mm / s;

d_p - diameter of proppant particles at the remote site, mm.

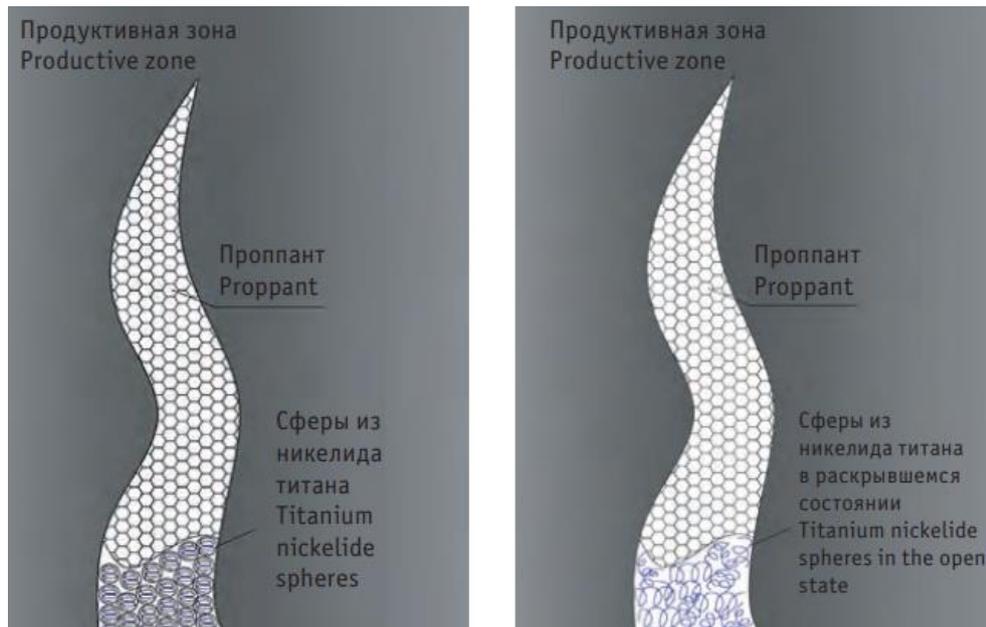


Figure 7 - Formation of the filtration screen by springs

If the diameter of proppant particles for remote areas is $d_p = 0.2 - 0.4$ mm, according to design calculations, then the diameter of proppant grains for the main body of the fracture should be $d_{prop} = 2.0 - 3.0$ mm. In order to deliver such grains to the working zone of the crack, the optimal fractional composition of the working flow must be selected and the rate of its supply must be maintained in the developed interval of the formation. The filtration screen is formed at the base of the fracture due to the disclosure of springs in a chaotic manner under the influence of reservoir temperature. The squeezing fluid is supplied in an amount calculated from the volume of the compressor pipes to fill the entire space and completely press the working mixture into the crack.

To visualize the effect of proppant fixation in the fracture, the researchers created the hydraulic fracture simulating stand. The installation demonstrates decrease in the return flow of particles from the fracture into the wellbore. It proves that the holding capacity of the nickel-titanium springs is higher in several times than sand and proppant.