

# МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
высшего образования

«Национальный исследовательский Томский политехнический университет»

**Инженерная школа** Природных ресурсов  
**Отделение** Нефтегазовое дело  
**Направление** 21.03.01 Нефтегазовое дело

## БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Технология проведения гидроразрыва пласта с установкой гравийного фильтра на Пильтун-Астохском нефтегазоконденсатном месторождении (Сахалинская область)

УДК 622.276.66(571.642)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2БЗГ	Кульменёв Артем Вадимович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Карпова Евгения Геннадьевна			

### КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Макашева Юлия Сергеевна			

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Абраменко Никита Сергеевич			

### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

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

**Инженерная школа** Природных ресурсов  
**Отделение** Нефтегазовое дело  
**Направление** 21.03.01 Нефтегазовое дело

УТВЕРЖДАЮ:  
 Руководитель ООП

\_\_\_\_\_  
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

**ЗАДАНИЕ**  
**на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2БЗГ	Кульменёв Артем Вадимович

Тема работы:

Технология проведения гидроразрыва пласта с установкой гравийного фильтра на Пильтун-Астохском нефтегазоконденсатном месторождении (Сахалинская область)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	1218/с от 22.02.2018

Срок сдачи студентом выполненной работы:	30.05.2018
--	------------

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<b>Исходные данные к работе</b>	Данные для проведения ГРП, тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, технологические регламенты, нормативные документы.
<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Состояние разработки.</li> <li>2. Технология гидроразрыва пласта с установкой гравийного фильтра.</li> <li>3. Расчёт технологических параметров гидравлического разрыва пласта с установкой гравийного фильтра.</li> <li>4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.</li> <li>5. Социальная ответственность.</li> </ol>

<b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы:</b>	
<b>Раздел</b>	<b>Консультант</b>
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Ассистент Макашева Юлия Сергеевна
«Социальная ответственность»	Ассистент Абраменко Никита Сергеевич
<b>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</b>	
В работе отсутствуют разделы на иностранном языке	

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	18.02.2018
---	------------

**Задание выдал руководитель:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Старший преподаватель	Карпова Евгения Геннадьевна			18.02.2018

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
3-2Б3Г	Кульменёв Артем Вадимович		18.02.2018

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

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
3-2Б3Г	Кульменёву Артёму Вадимовичу

<b>Институт</b>	<b>Природных ресурсов</b>	<b>Кафедра</b>	<b>ТХНГ</b>
<b>Уровень образования</b>	Бакалавр	<b>Направление/специальность</b>	«Нефтегазовое дело»

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических	Представлены необходимые данные для расчета величины экономического эффекта и затрат на производство работ, расчеты дополнительной добычи нефти
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций, нормы расхода материалов, инструмента и др.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений	Ставка налога на прибыль 20 %; Страховые взносы 30%; Налог на добавленную стоимость 18%

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

1. Оценка коммерческого потенциала, альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Экономическая эффективность от внедрения метода.
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	
3. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности исследования	Расчет экономической эффективности внедрения новой техники или технологии

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

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

**Задание выдал консультант:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Ассистент	Макашева Юлия Сергеевна			

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
3-2Б3Г	Кульменёв Артём Вадимович		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА  
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
3-2БЗГ	Кульменёву Артёму Вадимовичу

<b>Институт</b>		<b>Кафедра</b>	
<b>Уровень образования</b>	Бакалавр	<b>Направление/специальность</b>	«Нефтегазовое дело»

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

<p>1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения</p>	<p>Рабочее место при ГРП располагается на открытом воздухе вблизи устья скважины, где находится обслуживаемое оборудование, а также инструменты и приспособления для выполнения ремонтных работ на производстве.</p> <p>Оборудование - насосные агрегаты, трубопроводы, автоцистерны, блок манифольда.</p> <p>Материалы и жидкости - жидкость гидроразрыва, горюче-смазочные материалы.</p>
---	---

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

<p><b>1. Производственная безопасность</b></p> <p>1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой;</li> <li>– действие фактора на организм человека;</li> <li>– предлагаемые средства защиты;</li> <li>– (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства).</li> </ul> <p>1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– механические опасности (источники, средства защиты);</li> <li>– термические опасности (источники, средства защиты);</li> <li>– электробезопасность</li> </ul>	<p>Вредные факторы: повышенный уровень шума и вибрации; повышенная запылённость и загазованность рабочей зоны; отклонения показателей климата на открытом воздухе.</p> <p>Опасные факторы: механическая опасность; электробезопасность; термическая опасность.</p>
---	--

<p><b>2. Экологическая безопасность:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– защита селитебной зоны</li> <li>– анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы);</li> <li>– анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы);</li> <li>– анализ воздействия объекта на литосферу (отходы);</li> <li>– разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.</li> </ul>	<p>Воздействие на атмосферу: пары химических реагентов, выхлопные газы автомобилей.</p> <p>Воздействие на гидросферу: разливы жидкости разрыва, химических реагентов, подтёки горюче-смазочных материалов.</p> <p>Воздействие на литосферу: смыв загрязнения с поверхностей площадок дождевыми водами,.</p>
<p><b>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения;</li> <li>– выбор наиболее типичной ЧС;</li> <li>– разработка превентивных мер по предупреждению ЧС;</li> <li>– разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.</li> </ul>	<p>Чрезвычайные ситуации могут возникнуть по следующим причинам: открытое фонтанирование скважин, взрывы, ошибочные действия персонала при производстве работ, отказ приборов контроля и сигнализации, отказ электрооборудования и исчезновение электроэнергии, производство ремонтных работ без соблюдения необходимых технических мероприятий, коррозия оборудования,</p>
<p><b>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</li> </ul>	<p>Рассмотрены правовые нормы согласно ТК РФ N 197 - ФЗ, приведены организационные мероприятия по компоновке рабочей зоны согласно правилам безопасности в нефтяной и газовой промышленности.</p>

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

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Абраменко Никита Сергеевич			

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б3Г	Кульменёв Артём Вадимович		

## **Обозначения, определения и сокращения**

**ГРП** - гидравлический разрыв пласта

**ППД** - поддержание пластового давления

**ЗБС** - забуривание боковых стволов

**БС** - боковой ствол

**КРС** - капитальный ремонт скважины

**КВЧ** - концентрация взвешенных частиц

**НКТ** - насосно-компрессорные трубы

**ПЗП** - призабойная зона пласта

**КС** - компрессорная станция

**ГСМ** - горюче-смазочные материалы

**ДВС** - двигатель внутреннего сгорания

**ЗКЦ** - заколонная циркуляция

**ЧС** - чрезвычайная ситуация

**ПЛВА** - план ликвидации возможных аварий

**СИЗ** - средства индивидуальной защиты

**ТБ** - техника безопасности

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 88 страниц, в том числе 17 рисунков, 21 таблиц. Список литературы включает 18 источников.

Ключевые слова: гидравлический разрыв пласта, гравийный фильтр, продуктивность скважины, оборудование, методы увеличения нефтеотдачи.

Объектом исследования является технология гидроразрыва пласта с установкой гравийного фильтра.

Цель работы – исследовать применение гидравлического разрыва пласта с установкой гравийного фильтра на Пильтун-Астохском месторождении, как метод борьбы с пескопроявлением.

В процессе исследования был произведен анализ применения и расчет гидроразрыва с установкой гравийного фильтра, подбор необходимого оборудования для выбранного метода, определение экономического эффекта от внедрения мероприятия.

В результате исследования был выявлен положительный эффект от проведения мероприятия гидроразрыва пласта.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: подготовительные работы, технология и организация выполнения работ, проведение гидравлического разрыва пласта и установке гравийного фильтра.

Экономическая эффективность/значимость работы: дебит нефти на обрабатываемой скважине увеличился в 2,3 раза, себестоимость добычи 1 тонны нефти по месторождению снизилась на 10%, затраты на проведение гидроразрыва пласта окупились в течение двух-трех месяцев.



## Оглавление

ВВЕДЕНИЕ .....	11
1 СОСТОЯНИЕ РАЗРАБОТКИ НА 2014 ГОД.....	12
1.1 Текущее состояние фонда скважин .....	15
1.2 Технология зарезки боковых стволов.....	18
1.3 Методы заканчивания скважин на месторождении.....	23
1.4 Информация о рассматриваемой скважине .....	25
2 ТЕХНОЛОГИЯ ГРП С УСТАНОВКОЙ ГРАВИЙНОГО ФИЛЬТРА.....	27
2.1 Гидравлический разрыв пласта.....	28
2.2 Установка гравийного фильтра .....	33
2.3 Осуществление гидравлического разрыва пласта с установкой гравийного фильтра.....	38
3 РАСЧЕТ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА С УСТАНОВКОЙ ГРАВИЙНОГО ФИЛЬТРА.....	45
3.1 Практические расчеты при гидравлическом разрыве пласта и установки гравийного фильтра.....	46
3.2 Расчет технологического эффекта.....	53
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	58
4.1 Расчёт объёма дополнительной добычи нефти.....	60
4.2 Затраты на аренду спецтехники .....	60
4.3 Затраты на материалы и реагенты .....	62
4.4 Затраты на оплату труда .....	63
4.5 Страховые взносы.....	64
4.6 Накладные расходы .....	65
4.7 Экономическая эффективность от внедрения метода .....	65
5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	71
5.1 Производственная безопасность.....	72
5.1.1 Анализ вредных производственных факторов.....	72
5.1.2 Анализ опасных производственных факторов.....	76
5.2 Экологический контроль на производстве .....	78
5.2.1 Источники загрязнения и виды воздействия на природную среду.....	79

5.2.2 Решения по обеспечению экологической безопасности при проведении ГРП .....	79
5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	80
5.3.1 Пожаровзрывобезопасность.....	82
5.4 Специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства .....	83
5.4.1 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.....	84
Заключение.....	86
Список использованных источников .....	87

## **ВВЕДЕНИЕ**

Компания «Сахалин Энерджи» сталкивается с такими проблемами, как снижение продуктивности скважин и вынос песка из пласта восходящим потоком флюида. В процессе эксплуатации скважин дебиты снижаются. С целью их повышения применяются различные методы интенсификации работы нефтяных и газовых скважин.

Метод повышения продуктивности скважин путём проведения гидроразрыва пласта применяется на Пильтун-Астохском месторождении, и зарекомендовал себя, как один из самых эффективных. После проведения ГРП дебит скважины, как правило, резко возрастает.

Все большая часть мировых запасов углеводородов приходится на долю продуктивных пластов в слабосцементированных породах, которые подвергаются разрушению при разработке (вынос песка на поверхность). Компании проявляют интерес к методам устранения выноса песка из скважин путем ремонта существующих или установки новых систем, предотвращающих этот процесс.

## **1 СОСТОЯНИЕ РАЗРАБОТКИ НА 2014 ГОД**

Компания «Сахалин Энерджи» носит полное название «Сахалин Энерджи Инвестмент Компани Лтд.» (далее по тексту компания) была образована в 1994 году. Цель создания компании является разработка Пильтун-Астохского и Лунского нефтегазоконденсатных месторождений на северном шельфе острова Сахалин в Охотском море.

С того самого дня работа ведется в соответствии с соглашением о разделе продукции, проект Сахалин – 2. Соглашение было подписано между Российской Федерацией, в лице Правительства России и администрации Сахалинской области, и компанией.

Компанией была возведена масштабная инфраструктура добычи нефтяного сырья, его транспортировки, переработки, а так же реализации продукции. Построенная инфраструктура представлена колоссальным количеством объектов, ими являются: три стационарные морские платформы, морская и наземная трубопроводные системы, береговой технологический комплекс, две насосно – компрессорные станции, терминал для отгрузки нефти, обустроенный выносным причальным устройством, и завод по производству сжиженного природного газа, его узлы отбора и учета газа. Проекты Сахалин – 2 являются на данный момент одними из самых технически сложных объектов, которые были осуществлены в течении последних десятилетий мировой нефтегазовой индустрией.

«Сахалин Энерджи» – первый и пока единственный в России производитель сжиженного природного газа. Благодаря компании, Россия стала одним из ключевых игроков на перспективном рынке Азиатско-Тихоокеанского региона. В настоящее время завод «Сахалин Энерджи» обеспечивает свыше четырех процентов мировых поставок сжиженного природного газа[1].

В течение 2011 и в начале 2012 года было повышение уровня добычи нефти в день с  $6041,51\text{м}^3$  до  $8744,30\text{ м}^3$ . Повышение было достигнуто благодаря расчету и последующей реализации проекта бурения боковых

стволов существующих скважин. Группа разработки Пильтун-Астохского месторождения получила награду за отличные достижения в оптимизации работы скважин, разработки пластов и в управлении производственными объектами. На платформе ПА-Б уже несколько лет используются так называемые интеллектуальные скважины, позволяющие повысить общий уровень мониторинга, оптимизации и управления месторождением.

В июле 2014 года исполнилось 15 лет с начала добычи нефти с платформы «Моликпак». Первые девять лет, с 1999 года, добыча велась только в безледовый период; с 2008 года началась круглогодичная добыча углеводородов. В 2012 году фонд добывающих скважин платформы «Моликпак» составляли 13 нефтескважин (добыча на двух из них была приостановлена), четыре водонагнетательных и одна поглощающая скважины для обратной закачки буровых отходов в пласт. Среднесуточная добыча на платформе в 2012 году составила 7154,42 м<sup>3</sup> нефти и 1,22 млн.м<sup>3</sup> попутного газа.

В 2014 году на Астохском участке интенсивно восстанавливалась и стабилизировалась система поддержания пластового давления (ППД). В рамках стратегии осуществлялись ремонты на фонде нагнетательных скважин методом забуривания боковых стволов (ЗБС). Успешным вводом двух нагнетательных скважин №122 и №126 в эксплуатацию восстановлена система ППД в южной части участка. Стабильная работа двух высокодебитных скважин №114 и №108 позволила перевыполнить годовой план добычи жидких углеводородов. Успешное проведение в 2012 году ремонтных работ на скважинах №103 и №104 повысило их производительность. Эти меры в совокупности со снижением величины непроизводительного времени способствовали добыче углеводородов в объемах, превышающих проектные значения. Это дало компании основание в 2012 году подготовить «Дополнение к технологической схеме разработки Астохского участка Пильтун-Астохского нефтегазоконденсатного месторождения», которое получило положительные заключения Комиссии

газовой промышленности ОАО «Газпром» и Центральной комиссии по согласованию технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья. Уже к концу 2013 года показатель внепланового переноса объемов добычи нефти вошел в топ-25 лучших мировых показателей в отрасли для объекта такого типа (табл. 1.1).

Реализованная на платформе система заводнения доказала свою эффективность как метод, обеспечивающий максимальное извлечение углеводородов из недр и увеличивающий экономический эффект. Вода нагнетается в продуктивный пласт, замещая нефть и вытесняя ее по направлению к добывающим скважинам. В конечном итоге при продвижении фронта заводнения неизбежно происходит прорыв воды в добывающие скважины, однако точное время прорыва зависит от многих факторов и составляет одну из основных неопределенностей при разработке месторождения. С целью поддержания стабильного дебита обводненных скважин и максимизации выработки запасов на платформе «Моликпак» проводились работы по введению в действие системы газлифтной эксплуатации. С 7 октября по 7 ноября 2012 года на платформе были успешно проведены планово-предупредительное техническое обслуживание и ремонт[1].

Таблица 1.1 – Динамика добычи

Номер скважины	Добыча нефти, т/сут	Добыча нефти, т/год	Обводненность, %	Штуцер, %
№102	–	–	–	–
№103	78	27300	16	29
№104	1302	455700	0	100
№105	45	15750	25	100
№106	870	304500	18	100
№107	536	187600	–	99
№108	650	227500	14	99
№109	1407	492450	–	100
№110	240	84000	21	95
№111	–	–	–	–
№112	146	51100	–	86
№113	521	182350	–	99
№114	424	148400	–	95

## 1.1 Текущее состояние фонда скважин на 2014 год

В настоящее время несколько добывающих скважин остановлены по причине обводнения продукции скважины и связанного с этим значительного выноса песка (табл. 1.2). Для продолжения эксплуатации этих скважин требуется ремонт с установкой забойного фильтра. С другой стороны, была рассмотрена возможность реконструкции этих скважин с зарезкой бокового ствола на пласты XXI<sub>1</sub>' и XXI<sub>2</sub> (скважины №111, №114 и др.).

Таким образом, скважины, не оборудованные забойным фильтром, после прорыва воды автоматически становятся кандидатами на капитальный ремонт скважины (КРС) или зарезку бокового ствола. Кроме того, заканчивание таких скважин планируется осуществить по технологии Frac&Pack (гидроразрыв пласта и установка фильтра с гравийной набивкой), что позволит, не ухудшая производительности скважины, минимизировать риск выноса механических примесей (песка) из призабойной зоны пласта[1].

Зарезка боковых стволов позволит также переместить точки вскрытия продуктивных пластов в оптимальные для этого зоны, дальше от приближающегося фронта нагнетания воды, что продлит срок эксплуатации скважин и при этом позволит сохранить имеющиеся на платформе свободные буровые окна для новых скважин[2].

Перечисленные выше технические и геологические факторы подкрепляются значительными экономическими преимуществами инвестирования финансовых средств в реконструкцию скважин по сравнению со строительством новых скважин. Это выражается в более коротком цикле буровых работ, экономии расходов на материалы и, как следствие, более раннем и менее затратном вводе скважины в эксплуатацию.

Таблица 1.2 - Описание фонда скважин по состоянию на 01.01.2013 г.

Наименование	Характеристика фонда скважин	Количество скважин
1	2	3
Фонд добывающих скважин	Вышедшие из бурения	13
	Скважины возвращенные с др.гор.	
	Всего	13
	В том числе:	
	Действующие на данный момент	11
	из них: фонтанирующие	10
	С электро-центробежными насосами	
	Со штанговыми скважинными насосными установками	
	Оборудованные газлифтом:	
	– бескомпрессорный	
	– компрессорный	1
	– внутрискважинный	
	Находящиеся в бездействии	2
	Находящиеся в освоении	
	Находящиеся в консервации	
	Скважины наблюдательные	
	Скважины для закачивания в пласт	
	Скважины переведенные на др.гор.	
	Скважины ожидающие ликвидацию	
	Скважины в ликвидации	



Продолжение таблицы 1.2

1	2	3
Фонд нагнетательных скважин	Вышедшие из бурения	5
	Возвращенные с др.гор.	
	Переведенные из фонда добывающих скважин	
	Всего	5
	В том числе:	
	Под закачкой воды	4
	Под закачкой газа	1
	Бездействующие	3 (в т.ч. 1 газонаг.)
	Находящиеся в освоении	
	Находящиеся в консервации	
	Отработанные на нефть	
	Передислоцированные на др.гор.	
	Скважины ожидающие ликвидации	
Скважины в ликвидации		
Фонд поглощающих скважин	Вышедшие из бурения	
	Возвращенные с др.гор	1
	Всего	1
	В том числе:	
	Сброс отходов от бурения	1
	Находящиеся в бездействии	
	Находящиеся в освоении	
	Находящиеся в консервации	
	Скважины аблюдательные	
	Передислоцированные на др.гор	
	Скважины ожидающие ликвидации	
Скважины в ликвидации		
Фонд водозаборных скважин	Вышедшие из бурения	12
	Возвращенные с др.гор	
	Переведенные с фонда добывающих	
	Всего	12
	В том числе:	
	Скважины в дествии	8
	Скважины в бездействии	4
	Находящиеся в освоении	
	Находящиеся в консервации	
	Скважины ожидающие ликвидации	

## 1.2 Технология зарезки боковых стволов

Требования к выбору скважин для бурения в них горизонтальных стволов:

Все работы по зарезке и бурению боковых стволов (БС) представляются следующими основными этапами:

- выбор основных стволов для заданного множества забоев БС;
- выбор интервала вырезания «окна» (секции) в эксплуатационной колонне;
- расчёт траектории БС;
- вырезание «окна» (секции) в эксплуатационной колонне;
- зарезка и бурение бокового ствола;
- заканчивание бокового ствола.

При выборе скважин для бурения из них боковых стволов необходимо учитывать текущие характеристики эксплуатационной колонны, качество её крепления, фактическое пространственное положение ствола скважины:

- состояние эксплуатационной колонны выше интервала зарезки бокового ствола по данным соответствующих приборов и опрессовки должно быть технически исправным;
- необходимо обладать достоверной информацией о траекториях стволов подобранной и соседних с ней скважин для предотвращения пересечения стволов. При этом следует руководствоваться следующими основными требованиями:
- пространственное положение интервала забуривания должно быть оптимальным с точки зрения экономической целесообразности. Величина отхода точки забуривания до начала эксплуатационного забоя должна быть минимальной, но не менее величины, определяемой допустимой интенсивностью искривления бокового ствола, максимальный отход от точки забуривания до начала эксплуатационного забоя

обуславливается техническими характеристиками буровой установки и вероятной глубиной забуривания;

- допустимая величина разности азимутальных направлений основного и нового стволов не должна превышать величины, определяемой техническими возможностями бурения бокового ствола;
- траектория бокового ствола должна иметь минимальную вероятность пересечения с существующими и проектными стволами соседних скважин;
- поиск оптимальных вариантов, отвечающих технико-экономической целесообразности использования обводнённых и бездействующих скважин для зарезки и бурения боковых стволов, должен осуществляться, как правило, с использованием автоматизированных программ[2].

Одним из условий эффективности разработки месторождения БС является качественное проектирование их траекторий. Проектирование профиля заключается в формировании регламентирующих параметров, выборе типа профиля, определении комплекса параметров, необходимых для его расчёта, построении оптимизационной процедуры расчёта выходных параметров траектории БС.

При проектировании БГС следует учитывать вероятность пересечения соседних стволов, определяемую с помощью автоматизированных расчётов.

Если зенитный угол составляет  $55-75^\circ$ , скважина считается пологой, если  $75-97^\circ$  – горизонтальной[3].

В качестве основных критериев выбора профилей принято считать:

- форму профиля бокового ствола;
- радиус искривления при выходе на горизонталь;
- угол охвата резко искривленного участка.

По этим признакам в зависимости от способа бурения и используемых технических средств можно выделить три группы характерных профилей боковых стволов, область их применения и рациональную технологию их

реализации (рис.1.1): I – трёхинтервальный профиль; II, III – двухинтервальный профиль; IV – четырёхинтервальный профиль.

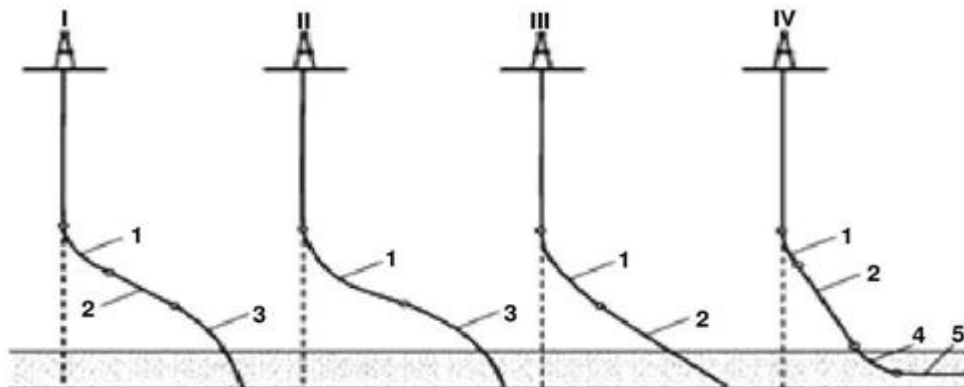


Рисунок 1.1 – Типы профилей: I – трёхинтервальный; II, III – двухинтервальный; IV – четырёхинтервальный; участки: 1 – набора зенитного угла; 2 – стабилизации; 3 – падения зенитного угла; 4 – выхода на горизонталь; 5 – горизонтальный.

Профиль состоит из двух сопряжённых между собой частей: направляющей и горизонтального участка.

Под направляющей частью профиля понимается часть бокового ствола скважины от её устья до точки, являющейся началом горизонтального участка. На стадии проектирования бурения началом горизонтального участка считается точка входа в заданный цилиндр допуска. Высота цилиндра – коридор проводки горизонтального участка, радиус окружности (круга допуска) – максимально допустимое отклонение фактического забоя от проектного. Эти параметры определяются с учётом технологических возможностей бурения, исходя из последствий в нарушении сетки разработки месторождения[2].

В настоящее время разработано более пяти технологических способов бурения боковых стволов (рис. 1.2). При анализе способов бурения было выявлено несколько проблем, возникающих в процессе строительства боковых стволов.

На части скважин для успешного отхода от основного ствола в заданном направлении устанавливается клинотклонитель (рис. 1.2). Он

должен быть устойчивым в стволе скважины и не проворачиваться под воздействием нагрузок со стороны режущего инструмента. Схемы также показывают необходимость фрезерования значительных объёмов металла эксплуатационной колонны (рис. 1.2 а, г). Поэтому требуются надёжные вырезающие устройства с повышенной прочностью режущих элементов, позволяющие фрезеровать колонну при разных зенитных углах основного ствола.

Бурение скважин на старых месторождениях ранее проводилось без цементирования основной части ствола. Это упущение может привести к экологически опасным последствиям. Бурение бокового ствола позволяет осуществить подъём верхней части колонны после вырезания небольшого кольцевого окна, что существенно уменьшит объём фрезерования (рис 1.2б,в).

Для выхода бурового инструмента из старого ствола необходим также цементный мост высокой прочности. Межпластовые перетоки при установке цементного моста вместо клинового отклонителя приводят к заметному снижению механической прочности цементного камня. Это затрудняет, а в ряде случаев не позволяет осуществить выход долота из старого ствола[2].

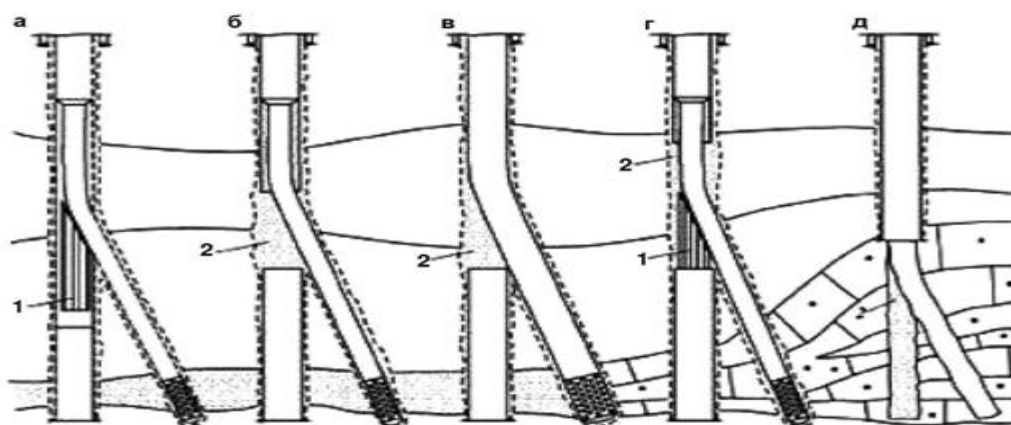


Рисунок 1.2 – Технологические способы забуривания боковых стволов: а – вырезание окна в эксплуатационной колонне; б – вырезание части эксплуатационной колонны; в – извлечение верхней незацементированной части эксплуатационной колонны; г – комбинированный способ бурения бокового ствола; д – бурение бокового ствола с открытого забоя; 1 – клин-отклонитель; 2 – цементный мост.

Процесс крепления хвостовиков в БС сопровождается специфическими особенностями:

- малые кольцевые зазоры между стенками скважины и обсадной колонной (в 2–3 раза меньше, чем в обычных наклонно-направленных скважинах диаметром 215,9 мм);
- большая интенсивность набора кривизны ствола скважины, которая может достигать  $10^\circ / 10$  м и более;
- низкие давления в пластах, выработанных путём заводнения, и высокие давления в пластах, расположенных как выше, так и ниже продуктивных объектов.

В связи с указанными выше особенностями возникают дополнительные проблемы, требующие повышенного внимания:

- трудность прохождения колонн к забоям;
- ограничения к жёсткости колонны;
- опасность прорыва воды в скважину через интервал стыковки хвостовика с предыдущей колонной (колонной основного ствола), т.е. через голову хвостовика;
- возможность притока воды с забоя при открытом стволе;
- трудность размещения в затрубном пространстве каких-либо устройств (центраторов, якорей, пакеров);
- невысокая степень вытеснения глинистого раствора цементным;
- более высокий уровень давлений в процессе продавливания, что может вызвать нарушение целостности пластов и поглощение цементного раствора (в том числе продуктивными пластами).

Поэтому большое значение приобретает управление реологическими и тампонажными свойствами растворов, физико-механическими характеристиками цементного камня и гидравлическими параметрами потока в заколонном пространстве[2].

В связи с этим научно-обоснованное проектирование и реализация гидравлических режимов цементирования эксплуатационных колонн-хвостовиков является важнейшим требованием для обеспечения надёжности разобщения нефтеводоносных пластов при креплении БС (в условиях малых кольцевых зазоров и большой кривизны ствола) и максимальной их продуктивности[3].

### **1.3 Методы заканчивания скважин на месторождении**

Изначально, при проектировании скважин, информация о возможном выносе песка базировалась на анализе кернового материала, отобранного из относительно низко-проницаемой части пласта XXI<sub>S</sub> – пропластка XXI<sub>SC</sub>, поэтому технология заканчивания добывающих скважин на пласт XXI<sub>S</sub> предусматривала следующие мероприятия:

- Перфорацию по всему интервалу;
- Проведение малообъемного ГРП;

Данная технология (Frac&Pack) была применена на скважинах №104, №106. Скважина №105 была закончена без ГРП с установкой забойного фильтра.

Последующие скважины пласта XXI<sub>S</sub> были закончены по другой технологии, предусматривающей следующее:

Перфорацию в относительно низкопроницаемом пропластке (XXI<sub>SC</sub>);

Проведение малообъемного ГРП с созданием вертикальной трещины с распространением в верхний слабосцементированный высокопроницаемый интервал (XXISB) (технология IVF-метод заканчивания называется метод не прямых вертикальных трещин (Indirect Vertical Fracture)).

По этой технологии были закончены скважины №102, 104, 107, 109, 110, 111, 113 и ПА-114.

Пескопроявление отмечалось как в процессе освоения скважин в 1999-2000 гг., так и во время их эксплуатации.

Промысловые наблюдения показали, что вынос песка отмечается из скважин, законченных по технологии IVF в момент пуска после простоя. Более поздние исследования механических свойств образцов керна, взятых со скважин №15, 16, показали, что вынос песка возможен при депрессиях на пласт XXI<sub>5</sub> более 10.3 МПа и на пласты XXI1', XXI2 – более 8.3 МПа.

В целом считается, что оба метода заканчивания показали высокую эффективность предотвращения выноса песка в период безводной эксплуатации скважин. Промысловый опыт показал, что с прорывом воды в скважинах, законченных по технологии IVF, наблюдается вынос значительного количества песка. Вода, достигнув призабойной зоны добывающей скважины, изменяет водонасыщенность породы и капиллярные силы. Помимо этого, вода частично растворяет минеральный скелет породы пласта-коллектора, что приводит к мобилизации мелкодисперсных частиц, проппанта и зерен песка. Все вышеперечисленное приводит к резкому увеличению КВЧ (концентрация взвешенных частиц) в обводнившихся добывающих скважинах.

Появление механических примесей в скважинной продукции оказывает серьезное влияние на работу поверхностной системы сбора и подготовки на платформе. Отложения песка наблюдались в сепараторах, дегазаторе, задвижках, клапанах и других элементах системы. Началась эрозия нефтесборных линий. В результате участились аварийные остановки платформы, что значительно увеличило потери добычи, связанные с простоями. Для снижения времени простоя платформы было принято решение остановить скважины с высоким КВЧ и разработать план мероприятий по установке в эти скважины систем контроля за выносом песка[4].

Опыт эксплуатации скважины №106 показывает, что, несмотря на увеличивающуюся обводненность, вынос песка отсутствует, это свидетельствует об эффективности установленного гравийного фильтра.



Поэтому все будущие скважины планируется закончить по технологии Frac&Pack.

Заканчивание скважин по данной технологии предотвращает вынос песка за счет гравийного фильтра и сохраняет низкий скин-фактор (за счет образования трещины). Данная технология хорошо зарекомендовала себя на месторождениях «Shell» в Мексиканском заливе. Кроме того, хорошие результаты были достигнуты и в скважине №106 Астохского участка.

В соответствии с планами дальнейшего освоения, установка гравийных фильтров в комплексе с малообъемным ГРП запланирована во всех новых скважинах и скважинах, запланированных на КРС.

Так боковой ствол №104 был закончен в 2012 г. именно по технологии Frack&Pack (ГРП с установкой гравийного фильтра).

По данным исследований, проведенных в 2010 г. в технологическом центре «Shell» (BTC, Houston), технология Frac&Pack была определена как наиболее оптимальный способ вторичного вскрытия и заканчивания добывающих скважин[4].

#### **1.4 Информация о рассматриваемой скважине**

Скважина №109 вскрывает два продуктивных горизонта из группы пластов XXI (XXI<sub>1</sub>' и XXI<sub>2</sub>).

Пласт XXI<sub>1</sub>' содержит нефтяную залежь. По сейсмическим данным он имеет клиноформное строение и выклинивается в северо-восточном и юго-западном направлениях. ВНК принят на уровне -2008 м, так же, как и в пласте XXI<sub>S</sub>, с которым он находится в гидродинамической связи. В целом пласт является более расчлененным и маломощным по сравнению с пластом XXI<sub>S</sub> и разделяется на два пропластка – XXI<sub>1</sub>'<sub>В</sub> и XXI<sub>1</sub>'<sub>С</sub>. Размеры залежи равны 4.5x8.5 км, высота залежи 88 м, площадь нефтеносности 41.9 км<sup>2</sup>.

Пласт XXI<sub>2</sub> является нефтенасыщенным. В 2009 году строение залежи пласта было пересмотрено, и в пласт была включена бывшая нижняя часть

пласта XXI<sub>1</sub>'. Размеры залежи равны 4.5х6.7км, высота залежи 50 м, площадь нефтеносности 21.6 км<sup>2</sup>[1].

Нефтяные пласты являются слабоконсолидированным песчаником с зернистостью от мелкой до средней, с относительным содержанием глин. Барьерные пропластки образованы породами алеврита/песчаника до сланцевых глин, которые более сцементированы.

Рентгенографический дифракционный анализ показывает, что эти породы имеют от умеренного до высокого содержания кварца с общим повышенным содержанием в зонах с меньшим количеством глинистой цементирующей среды. Обнаруживается также от небольшого до умеренного количества плагиоклаза и калиевого полевого шпата.

Рассматриваемая скважина была остановлена после прорыва воды и начала выноса песка на поверхность. После чего в ней был забурен боковой ствол и применилось заканчивание методом гидравлического разрыва пласта, совмещенного с гравийной набивкой фильтра (frac and pack). Испытание скважины демонстрировали потенциал для увеличения добычи.

Для выбора стратегии перфорирования, оценки нефтехимических свойств залежи, ее контроля и оценки механических свойств породы и для усовершенствования дизайна гидроразрыва пласта использовался широкий спектр современных каротажных диаграмм и данные исследования отобранного керна[5].

## 2 ТЕХНОЛОГИЯ ГРП С УСТАНОВКОЙ ГРАВИЙНОГО ФИЛЬТРА

Данная технология по своей сути является стандартным гидравлическим разрывом пласта, отличие заключается в том, что расклинивающим агентом (проппантом) является гравий, а так же, материалом для создания скважинного фильтра. Так же отличие можно заметить во внутрискважинном оборудовании.

Технология ГРП включает следующие операции:

- промывку скважины;
- спуск в скважину НКТ (насосно-компрессорные трубы) с пакером и якорем;
- обвязку и определение приёмистости скважины закачкой жидкости;
- закачку по НКТ в пласт жидкости-разрыва, жидкости-пескононосителя и продавочной жидкости;
- время на закрепление проппанта;
- промывку забоя и пуск скважины в работу.

По технологическим схемам проведения различают однократный, направленный (поинтервальный) и многократный ГРП.

При однократном гидроразрыве под давлением закачиваемой жидкости оказываются все вскрытые перфорацией пласты одновременно, при направленном – лишь выбранный пласт или пропласток (интервал), имеющий, например, заниженную продуктивность, а при многократном ГРП осуществляется воздействие последовательно на каждый в отдельности пласт или пропласток.

Для того чтобы рассмотреть данный процесс, его можно условно разделить на две части: первая – это гидравлический разрыв пласта, вторая – установка гравийного фильтра[6].

## 2.1 Гидравлический разрыв пласта

Гидравлический разрыв пласта (сокращенно ГРП) осуществляется путем закачивания жидкости под высоким давлением в пласт, в следствие чего происходит раскрытие естественных трещин в породе или же образование новых. При продолжении нагнетания смеси жидкости – песконосителя и проппанта или же кислотного раствора происходит так называемое расклинивание трещин, упаковывание проппантом, тем самым достигается поддержание высокой пропускной способности после снятия высокого давления и прекращения нагнетания.

Механизм произведения гидравлического разрыва пласта исследован довольно глубоко, как теоретически, так и практически. Эксперименты проводились как в лабораторных условиях, так и в полевых, то есть на производстве[7].

Экспериментальные опыты гидроразрыва проводились на искусственных и естественных образцах породы, в следствие которых был получены данные:

- наблюдается образование пластической зоны вокруг отверстия в образце, потому как при проведении большого количества опытов, было выявлено, что давление разрыва превышает давление, рассчитанное по теории прочности;
- давление гидравлического разрыва образцов породы тем меньше, чем больше зона проникновения жидкости разрыва, потому как проникновения жидкости усиливает разрушения преимущественно в вертикальном направлении.

Описанные выше опыты возможно применять только для оценивания взаимного влияния давления гидроразрыва и прочностных свойств породы.

В современном же времени применение гидравлического разрыва пласта основано на положения приведенных ниже:

- жидкость гидроразрыва, нагнетаемая в скважину насосными установками, под высоким давлением, начинает проникать в горную породу и фильтроваться, при этом в горной породе создается избыточное давление. Величина этого давления в основном зависит от скорости нагнетания жидкости в пласт. В продуктивном горизонте избыточное давление начинает воздействовать на горные породы и стремиться разорвать их. Образование трещины происходит тогда, и только тогда, когда давление закачиваемой жидкости превышает давление горное, называемое так же давлением вышележащих горных пород;

- величина равная произведению глубины залегания продуктивного горизонта и среднего удельного веса пород называется величиной полного горного давления. Если же говорить о горизонтальной составляющей горного давления, то она может быть равной вертикальной составляющей, однако возможны случаи, когда горизонтальная составляющая меньше вертикальной[8].

Так же давление вышележащих горных пород иначе называется, как местное горное давление. Если необходимо при применении ГРП получить горизонтальную трещину, то необходимо чтобы величина давления разрыва была больше вертикальной составляющей давления вышележащих пород. Соответственно при создании вертикальной трещины, необходимо чтобы давление гидравлического разрыва превышало горизонтальную составляющую горного давления[7].

Снижение давления вышележащих пород в призабойной зоне пласта говорит о том, что горизонтальные скважины образуются при давлении меньшем чем геостатическое давление. Из всего вышперечисленного следует, что давление, созданное при ГРП в скважине, не определяет ориентацию трещин;

- протяженность трещин гидравлического разрыва может достигать сотни метров и с основным описывается техническим и

технологическим обеспечением мероприятия, характеристиками жидкости гидроразрыва, скоростью и объемом закачки ее в пласт;

- расклиненная ширина трещины после гидравлического разрыва напрямую зависит от упругой деформации горных пород, слагающих пласт, в основном может достигать нескольких сантиметров;
- вертикальные трещины в основном имеют ограничения, такими естественными ограничениями являются подошва и кровля пласта[8].

Для реализации ГРП применяют три технологические схемы:

- одновременный ГРП, все пропластки и пласты, которые вскрывает скважина подвергаются гидравлическому разрыву, то есть закачиванию в них жидкости разрыва;
- многостадийный ГРП, вскрываемые скважиной, пласты и пропластки последовательно подвергаются гидравлическому разрыву пласта;
- поинтервальный ГРП – это ГРП при котором лишь один вскрываемый скважиной, пласт или пропласток подвергается разрыву.

Существует так же возможность образования более одной трещины в интервале толщины пласта, это может возникать в результате того, что пласт сложен несколькими пропластками.

Метод многостадийного гидроразрыва принято называть методом преднамеренного образования нескольких трещин.

На многопластовых месторождения, разрабатываемых с поддержанием пластового давления путем законтурного или внутриконтурного заводнения, однократный разрыв применяют для освоения или повышения приемистости нагнетательных скважин. При однократном гидроразрыве трещина образуется в интервале одного напластования и в основном образуется не в упруго-напряженной пропластке. При нагнетании воды в пласт, добывающие скважины быстро обводняются через трещину, что говорит о том, что достаточно большое количество нефти в пласте остается не включенным в разработку. Это обстоятельство ограничивает применение технологии

однократного ГРП для освоения или повышения приемистости нагнетательных скважин.

Многократный ГРП можно проводить двумя методами:

- первый метод – это разобщение зон воздействия не посредственно в скважине при помощи пакеров или пластоотсекателей и проведение гидроразрыва в каждой зоне по отдельности;
- второй метод – это закрытие трещины после одностадийного ГРП специальными жидкостями, и далее создают снова избыточное давление в скважине.

Гидравлический разрыв пласта проводится по приведенной ниже схеме:

- необходимо определить приток из пласта или поглощение пластом, для этого используются расходомеры или дебитомеры;
  - выделяют продуктивную толщину, в которой целесообразно проводить гидроразрыв;
- спуск в скважину внутри скважинного оборудования и установка пакеров или отсекателей;
- спуск в скважину гаммаспектрометра;
- проводят ГРП и определяют местоположение расклиненной области;
- после закачки жидкости разрыва и образования трещины ее необходимо закрепить, то есть осуществить закачку проппанта. Если произошла ошибка и трещина образовалась не в том интервале, то ее обычно не наполняют расклинивающим агентом, так же перекрывают интервал перфорации. Гидроразрыв продолжают пока не получают трещину в расчетном заданном интервале пласта.

Операция ГРП состоит из:

- нагнетание под давление в заданный интервал жидкости гидроразрыва до падения давления, что говорит о создании трещины в пласте;
- далее начинается нагнетание в трещину жидкости – песконосителя – жидкости которая транспортирует расклинивающий агент;
- нагнетание в пласт продавочной жидкости[7].

До проведения гидравлического разрыва количество рабочих жидкостей, которые понадобятся при проведении, а так же, объем расклинивающего агента и скорость закачки, подвергаются расчету.

Рабочие жидкости в основном разделяются на две категории – это рабочие жидкости на водной и на углеводородной основе.

Жидкости на углеводородной основе – это углеводороды, в составе которых содержится мыло или напалм, очищенная нефть, сырая нефть, мазут, дизельное топливо.

Жидкости на водной основе – это очищенная вода, водные растворы, растворы кислот.

На чем основан выбор рабочей жидкости. В основном это зависит от пластовой температуры, так как именно она влияет на вязкость раствора. Принято использовать жидкости на углеводородной основе при температуре ниже 60 градусов по Цельсию. Эмульсии и гели можно применять вне зависимости от пластовой температуры.

Жидкость – песконоситель, удерживающая расклинивающий агент во взвешенном состоянии должен обладать вязкостью равной примерно 1Па.с.

К расклинивающим агентам, проппанту также предъявляются требования, необходимые к исполнению:

- проппант должен выдерживать давление закрытия трещины, то есть давление, которое на него будут оказывать вышележающие горные породы. Они не должны растрескиваться, деформироваться, или вдавливаясь в породу;



- проппант должен иметь приближенную, к шару форму, эта характеристика называется сферичностью;
- фракционный состав должен быть систематизирован, не должно быть большого разброса по фракциям в одном типе проппанта.

Проектирование технологии ГРП включает в себя:

- расчет и оценка давления гидравлического разрыва пласта, а так же, расчет давления нагнетания рабочих жидкостей в пласт;
- правильный подбор и расчет необходимого объема рабочих жидкостей, расклинивающего агента;
- расчет и оценка технологических параметров проведения гидравлического разрыва пласта, а так же, расчет скорости и темпа закачки рабочих жидкостей и проппанта в продуктивный интервал[8].

## **2.2 Установка гравийного фильтра**

Гравийный фильтр используется для предотвращения выноса песка в скважину потоком жидкости.

Добыча нефти из слабосцементированных коллекторов сопровождается выносом песка на поверхность, а это, в свою очередь, может привести к снижению темпа отбора, повреждению оборудования внутри скважины и на поверхности, а следственно и росту эксплуатационных затрат.

Песок образуется в результате двухступенчатого процесса под действием сдвиговых напряжений, разрушающих породу коллектора. Затем пластовые флюиды выносят выкрошенный песок в ствол скважины, из которой он выносится на поверхность или оседает.

С миграцией песка так же связаны и фазовые изменения флюида, особенно при прорывах воды. Большинство песчаников продуктивных горизонтов смачивается водой, прорыв воды вызывает падение капиллярного давления из-за повышенного насыщения смачивающей фазой. Поскольку капиллярное давление удерживает зерна вместе, прорыв воды способствует выносу песка.

Так же при прорыве воды через пласт происходит снижение относительной нефте- и газопроницаемости, при этом обычно увеличивают депрессию на пласт для поддержания уровня добычи углеводородов, что способствует перемещению мелких частиц в пласте.

В процессе Frack&Pack на первой стадии происходит гидравлический разрыв пласта жидкостью гидравлического разрыва, на второй стадии начинается упаковка гравийного фильтра. Жидкостью-песконосителем в созданные гидравлическим разрывом трещины закачивается и упаковывается гравий, который является препятствием для проникновения песка в скважину.

Гравий (небольшие гладкие фрагменты твердых пород) является достаточно эффективным фильтром, способным задержать даже самые мелкие частицы и имеющим хорошие способности к самоочистке – в данном случае это вывод отфильтрованных частиц из потока жидкости, проходящего через слой гравийной набивки.

Эффективность гравийной набивки напрямую зависит от характеристик самого гравия. Чем больше частиц задержит основная часть гравийной набивки, тем меньше совершаемой работы придется на металлический скважинный фильтр, тем самым можно сделать вывод что конструкция скрина (металлического скважинного фильтра) прослужит дольше.

Основными характеристиками проппанта (гравия) являются: проницаемость после упаковки гравийной набивки, то есть после оказания на гравий давления породы, максимальный и минимальный размер зерен гравийной набивки, масса гравия в трещине после гидравлического разрыва, а так же максимальное давление, выдерживаемое частицами гравийной набивки. Округлость зерен и их сферичность также влияют на качество гравийного фильтра. Улучшенная округлость и сферичность влекут за собой увеличенную пористость и проницаемость после приложения давления горных пород. При высоком давлении смыкания трещины более круглые

частицы будут лучше распределять нагрузку и будут иметь меньшее количество раздавленных частиц[9].

Для того, чтобы подобрать противопесочную систему заканчивания по методике Д. Тиффина, достаточно иметь гранулометрический состав породы, слагающей пласт. Данная методика представлена на (рис. 2.1, 2.3 и 2.4).

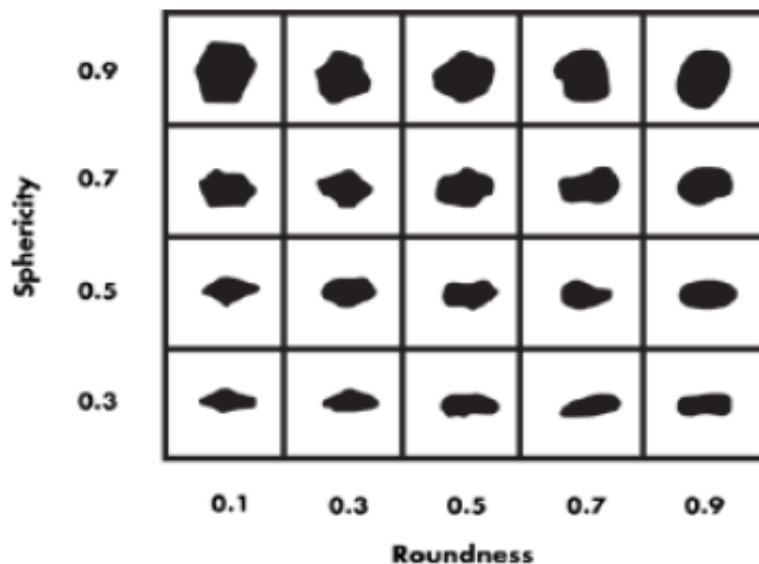


Рисунок 2.1 - Карта Крэмбера и Слосса, показывающая относительную округлость (два измерения) и сферичность (три измерения) различных расклинивающих агентов

Гравийная набивка обеспечивает задержку пластового песка, рассмотрим механизмы, которые выполняют данную функцию. Гравийная набивка задерживает песок поскольку внутри ее создается достаточно большое количество перемычек из пластовых частиц перед порами – такой тип задержания называется фильтрационным задержанием. Частицы гравия в гравийной набивке обычно в 1,5 – 2 раза меньше пластовых частиц, которые удерживают песок в породе, так как при таком размере гравия создается огромная сеть мелких перемычек. Гравий в набивке крупнее песка, вымываемого из скважины, поэтому гравий не оказывает влияние на снижение скорости потока жидкости к забою скважины[9].

Скрины или сетчатые фильтры бывают различных типов, которые приведены на (рис. 2.2).

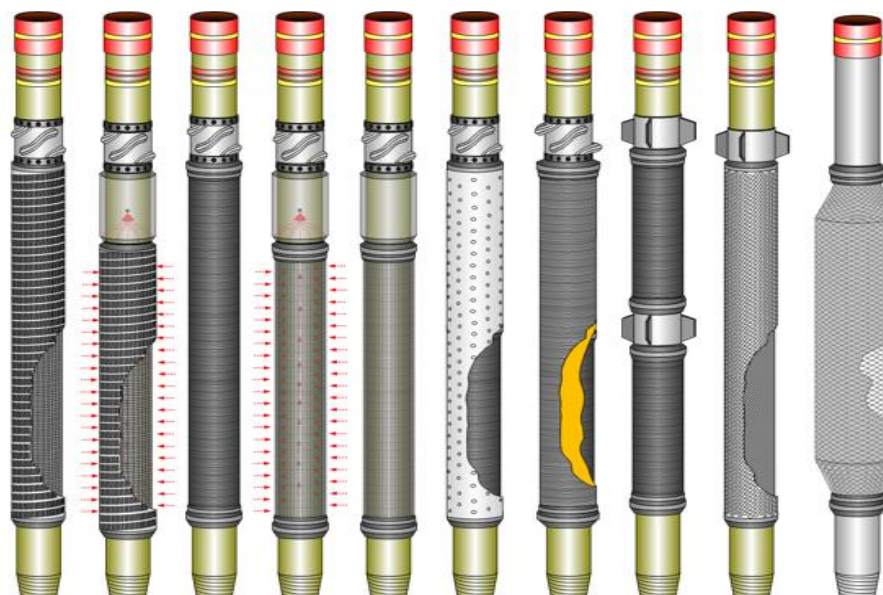


Рисунок 2.2 – Типы сетчатых фильтров

Для того чтобы правильно подобрать скрин необходимо учитывать размер частиц гравийной набивки.

Gravel Size Range	Gravel Diameter					Gravel Pack Permeability K (Darcy)	Wire Spacing				
	Range		Median		D50 <sub>gravel</sub>		Min	Max	Min	Max	
US Mesh (no.)	Min (in)	Max (in)	Min ( $\mu$ m)	Max ( $\mu$ m)		(in)					( $\mu$ m)
<b>Resieved Sand</b>							2			2	
6 / 12	0.0661	to 0.132	1700	to 3350	0.099	2525	1742	0.033	to 0.066	850	to 1675
8 / 16	0.0469	to 0.0937	1180	to 2360	0.070	1770	856	0.023	to 0.047	590	to 1180
12 / 20	0.0331	to 0.0661	850	to 1700	0.050	1275	444	0.017	to 0.033	425	to 850
16 / 30	0.0234	to 0.0469	600	to 1180	0.035	890	216	0.012	to 0.023	300	to 590
20 / 40	0.0165	to 0.0331	425	to 850	0.025	638	111	0.008	to 0.017	213	to 425
30 / 50	0.0117	to 0.0234	300	to 600	0.018	450	55	0.006	to 0.012	150	to 300
40 / 70	0.0083	to 0.0165	212	to 425	0.012	319	28	0.004	to 0.008	106	to 213
50 / 70	0.0083	to 0.0117	212	to 300	0.010	256	18	0.004	to 0.006	106	to 150

Рисунок 2.3 – Подбор сетчатого фильтра

Таким образом из (рис. 2.2) выбирается третий фильтр комплектации стандарт, без дополнительных слоев. Гравий, используемый при выбранном методе в данной работе имеет размер 16/30 меш. Меш (отверстие сита) – количество отверстий на 1 линейный дюйм (25,4мм). В соответствии с (рис.2.3) можем сказать, что минимальный размер гравия будет составлять

600мкм ( $0,0006\text{м}=0,6\text{мм}$ ), а максимальный 1180 мкм ( $0,00118\text{м}=1,18\text{мм}$ ). В соответствии с размером гравия выбираем зазор между витками сетчатого фильтра, в нашем случае зазор может варьироваться от 150 мкм ( $0,0003\text{м}=0,3\text{мм}$ ) до 213 мкм ( $0,00059\text{м}=0,59\text{мм}$ ). Высота гравийного фильтра, создаваемого в кольцевом пространстве между эксплуатационной колонной и неперфорированной колонной с установленным в ней скрином составит 300 метров. Гранулометрический состав рассматриваемого пласта представлен на (рис. 2.4).

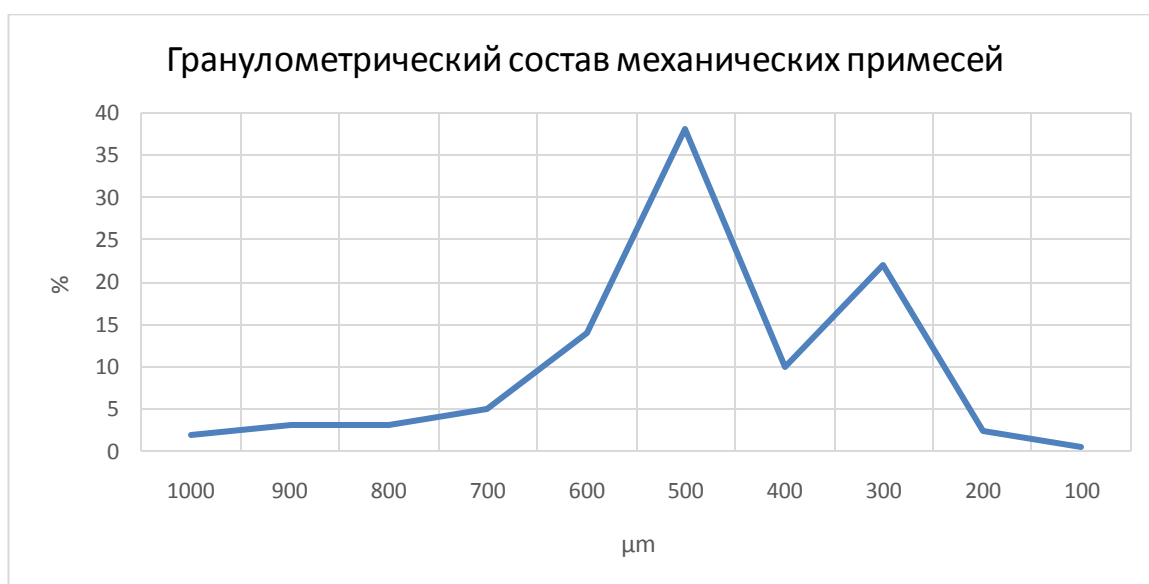


Рисунок 2.4 – Гранулометрический состав

Из ходя из приведенного выше графика можно сказать, что 90% выносимых из пласта частиц составляют частицы размером более ста микрометров. Этим данным, по матрице Д.Тиффина, соответствует заканчивание – гравийная набивка и установка сетчатого фильтра. Потому как, большую часть механических примесей будет задерживать гравийная набивка, а мелкие частицы, в случае успешной фильтрации сквозь гравий, будут задержаны скважинным фильтром[9].

В течение семи лет, с 2005 по 2012 год, на платформе «Моликпак» не проводились буровые работы. В 2009–2010 годах добыча была очень невысокой. Из-за обводнения и выноса песка пришлось остановить добычу на шести скважинах. Для решения проблемы в 2011 году было подготовлено

дополнение к технологической схеме разработки Астохского месторождения и спланированы работы по зарезке боковых стволов из существующих скважин. Чтобы увеличить уровень добычи нефти и предотвратить вынос песка в скважинах, было решено применить гидроразрыв продуктивного пласта с установкой гравийных фильтров по технологии frac and pack (технология гидроразрыва). Эта технология впервые применяется в России и представляет собой операцию, при которой под высоким давлением в нефтяной пласт закачивается специальное гелеобразное вещество, разрывающее пласт. А затем — расклинивающий агент (отсортированные керамические зерна определенного размера) — для поддержания трещины в открытом состоянии и создания в пласте высокопроницаемого канала, по которому нефть с большей скоростью поступает в скважину. Фильтры, в свою очередь, предотвращают проникновение механических примесей (песка), движущихся вместе с нефтью.

### **2.3 Осуществление гидравлического разрыва пласта с установкой гравийного фильтра**

Внутрискважинные операции на первой стадии заканчивания:

- спуск хвостовика;
- цементирование и перфорирование хвостовика;
- спускается неперфорированная колонна с установленными в ней скважинными фильтрами (скрин) (рис. 2.5) с отверстиями меньшими, чем размер гравия для гравийной набивки, для исключения выноса его в скважину потоком жидкости;

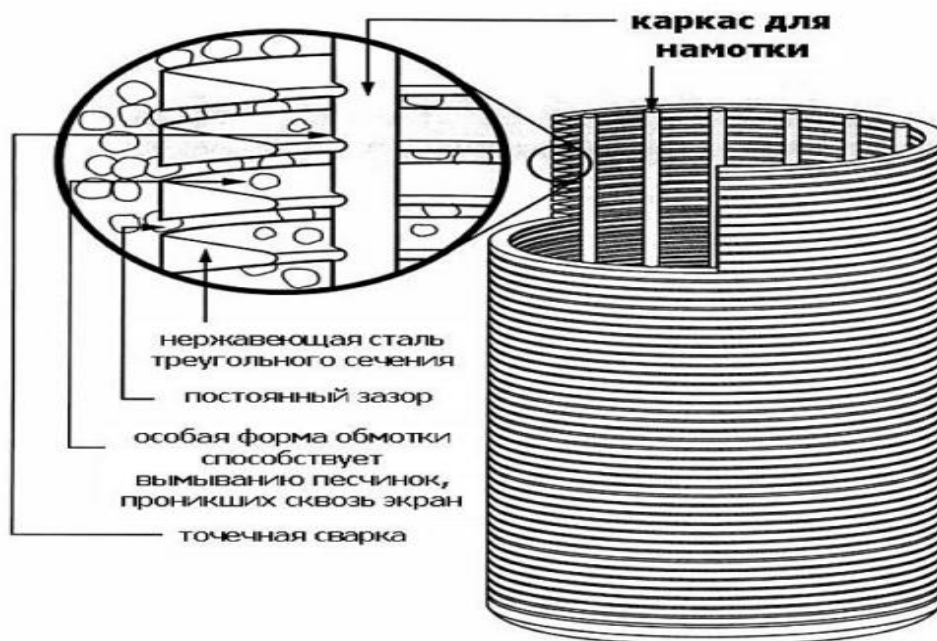


Рисунок 2.5 – Скважинный фильтр (Скрин)

- внутри данной колонны помещается промывочная труба с установленным на ней кроссовером (рис. 2.6).

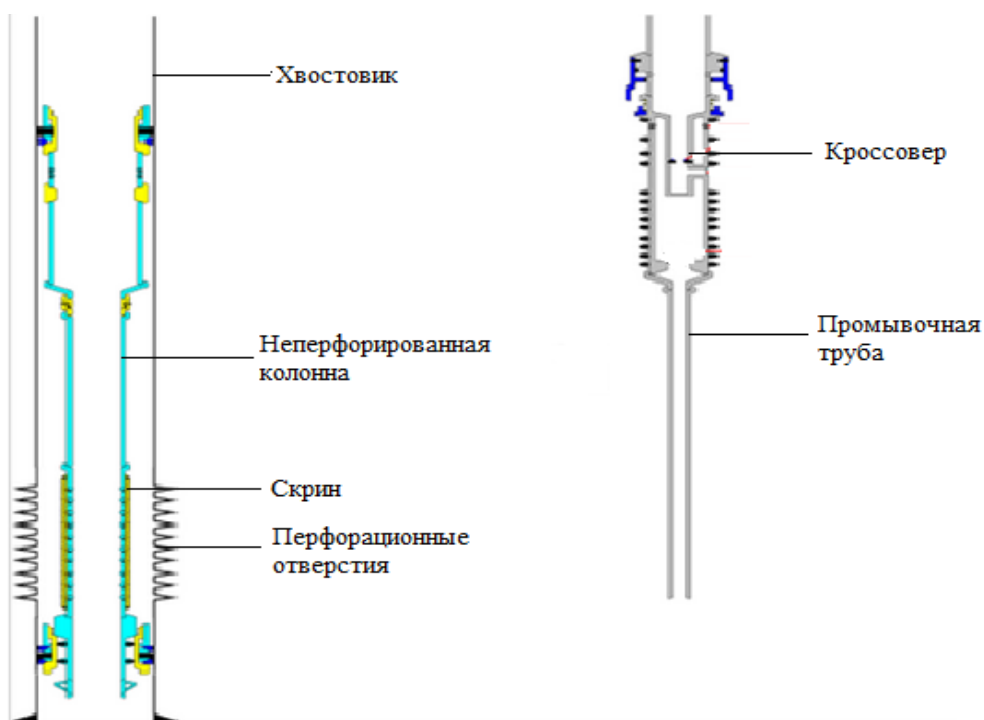


Рисунок 2.6 – Внутрискважинное оборудование

Главным элементом при проведении гидроразрыва пласта с гравийной намывкой является Кроссовер (рис. 2.7). Кроссовер – это механическое

устройство, предназначенное для направления жидкости в скважину и перекачивания жидкости в скважине в различных направлениях, сохраняя при этом изоляцию потоков друг от друга.

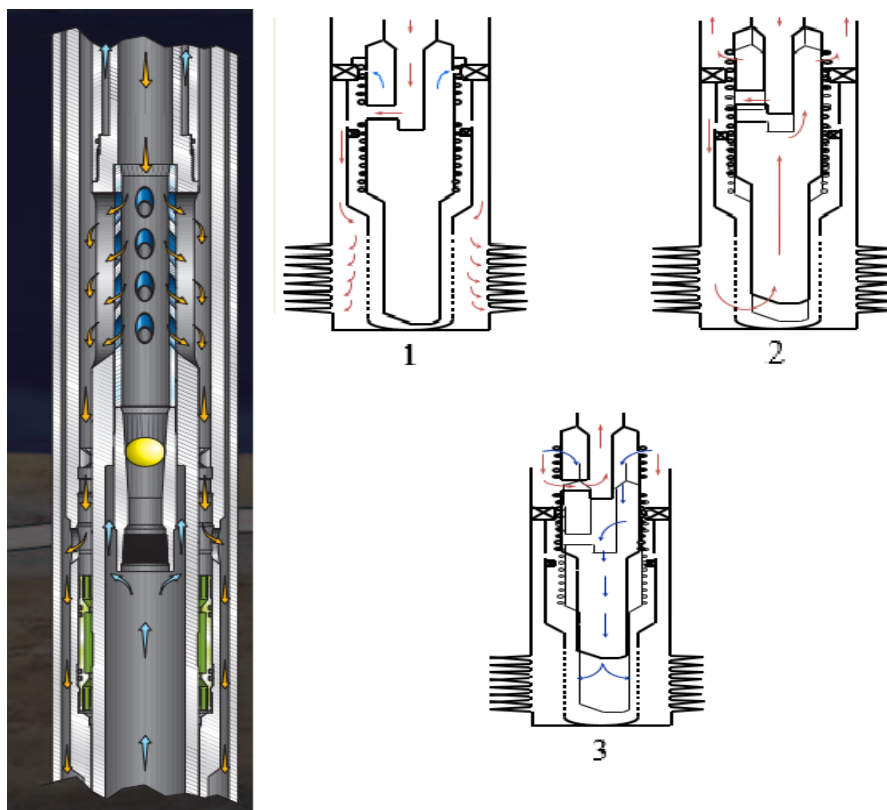


Рисунок 2.7 – 1 – режим закачки под давлением, 2 – режим циркуляции, 3 – режим реверса

У данного устройства есть три режима работы:

- Закачка под давлением (Squeeze Position), т.е. без обратного притока. Жидкость (гидро разрыва, продавочная) закачивается в пласт под давлением и проходя через кроссовер направляется к интервалам перфорации, а затем в пласт, при этом возвращение потока на поверхность не происходит.

Используя именно этот режим осуществляется гидравлический разрыв пласта. Начинается закачка в скважину жидкости разрыва для создания трещин: увеличение темпов нагнетания жидкости, снятие зависимости расхода жидкости от давления, по которой определяют момент расслоения пласта и ожидаемое давление нагнетания песчано-жидкостной смеси;



- Режим циркуляции (Circulate Position), т.е. с обратным притоком на поверхность. При переходе на данный режим клапан, находящийся над пакером открывается, и в скважине может происходить циркуляция. Жидкость с поверхности по промывочной трубе поступает в кольцевое пространство между обсадной колонной и экраном и через перфорационные отверстия проникает в пласт, обратный поток жидкости проходит через экран без выноса песка или проппанта, проходит через над пакерный клапан и по затрубному пространству (между обсадной колонной и промывочной трубой) поднимается на поверхность;

- Режим реверса (Reverse Position), т.е. направление потока по затрубному пространству над пакером в колонну и выноса жидкости на поверхность. Данный режим позволяет осуществить обратную промывку. Верхняя часть кроссовера приподнимается, и чистая жидкость через затрубное пространство (между обсадной колонной и промывочной трубой) поступает в промывочную колонну и выносит из нее остатки гравийной набивки[10].

Прежде чем приступить к выполнению гидравлического разрыва пласта с установкой гравийного фильтра необходимо провести подготовительные к этому процессу работы, которые включают в себя подготовку и изучение геологических, промысловых материалов, данных по гидродинамическим и геофизическим исследованиям скважины, данные технического состояния внутрискважинного оборудования и колонн НКТ и эксплуатационных колон, а так же, создание технологии проведения мероприятия.

Во время подготовки скважины, внутри скважинного оборудования необходимо также подготовить заявленное наземное оборудование (табл. 2.1), которое включает в себя, рабочие жидкости для реализации ГРП, проппант, а так же тара для перечисленных реагентов, силовые установки, блок манифольда и прочее[10].

Таблица 2.1 – Наземное оборудование для осуществления гидравлического разрыва пласта с установкой гравийного фильтра

Вид техники	Количество, шт
Насос MEGAFORCE MF2250HP	2
ЗПА- (запорно-переключающая арматура)	1
Блендер	1
Блок телеметрии	1
Блок манифольдов	1
Цистерна для реагентов 75 м <sup>3</sup>	3
Бункер под гравий 40т	2

Подготовка скважины – это отдельный, требующий огромного внимания процесс, который включает в себя:

- подготовку рабочей площадки в непосредственной близости к устью скважины, для расстановки всего необходимого для осуществления процесса техники: это насосные агрегаты (рис. 2.8), цистерны с гравием, емкости с рабочими агентами (рис. 2.9), и прочее;



Рисунок 2.8 - Насос MEGAFORCE MF2250HP



Рисунок 2.9 - Слева: бункер под гравий 40т, справа: цистерна для реагентов объемом 75 м<sup>3</sup>

- спуск и установка необходимого для данного мероприятия внутрискважинного оборудования;
- определение фактического забоя, при наличии песчанной пробки необходимо предусмотреть промывку, извлечение фонтанного лифта;
- в случае если гидроразрыв будет проводиться через эксплуатационную колонну необходимо предусмотреть опрессовку колонны, если гидроразрыв через НКТ, то необходимо произвести шаблонирование колонны НКТ;
- замер естественного фона гамма - активности при ГРП, при этом необходимо определить фактическое расположение трещины, ее ширину, для этого используется метод меченых атомов;
- монтаж оборудования устья скважины. Устье скважины, в зависимости от ожидаемого давления, можно оборудовать различной арматурой. При давлениях разрыва, превышающих допустимое давление для арматуры добывающей скважины, она заменяется специальным устьевым оборудованием для ГРП. Иногда пользуются упрощенной фонтанной арматурой, собранной из крестовины с задвижками, катушки, тройника с

задвижками и буфером. Вместо буфера можно монтировать лубрикатор для спуска скважинных приборов (рис. 2.10)[10].

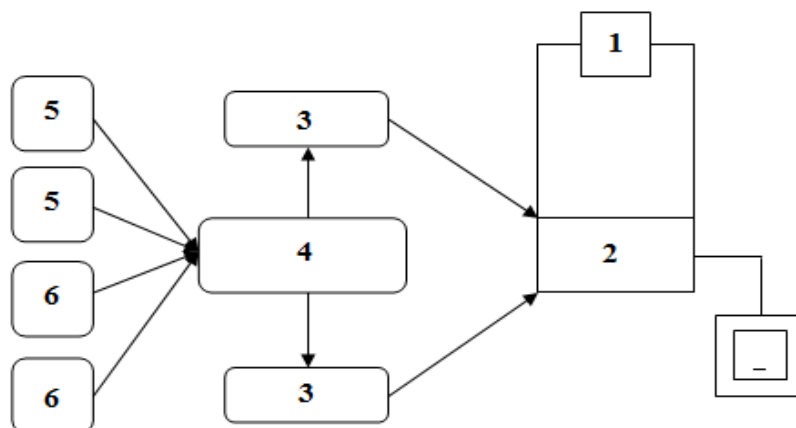


Рисунок 2.10 – Схема расположения оборудования при ГРП: 1 – Специальная арматура устья (скважина); 2 – блок манифольдов высокого давления; 3 – насосные агрегаты MEGAFORCE MF2250HP; 4 – блендер; 5 – цистерны для реагентов; 6 – бункеры под гравий; 7 – станция контроля и управления процессом (расходомеры, манометры, радиосвязь)

### 3 РАСЧЕТ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА С УСТАНОВКОЙ ГРАВИЙНОГО ФИЛЬТРА

В (табл.3.1) приведены исходные данные для расчета технологических параметров ГРП

Таблица 3.1 - Исходные данные к расчету

Показатель	Обозначение	Размерность	Значение
Глубина скважины	L	м	3224
Глубина спуска НКТ	L <sub>НКТ</sub>	м	3079
Интервал перфорации	b <sub>3-пер</sub> -b <sub>2пер</sub>	м	3114-3128
Наружный диаметр НКТ	D <sub>н.</sub>	м	0,140
Внутренний диаметр НКТ	D <sub>в</sub>	м	0,127
Продуктивный горизонт	h	м	10,5
Коэффициент проницаемости	k	м <sup>2</sup>	0,009·10 <sup>-12</sup>
Модуль упругости	E	МПа	10 <sup>10</sup>
Коэффициент Пуассона	v		0,3
Средняя плотность пород над продуктивным пластом	P <sub>п</sub>	кг/м <sup>3</sup>	2400
Дебит нефти до ГРП	Q	т/сут	0,0
Пластовое давление	P <sub>пл</sub>	МПа	35,38
Депрессия на пласт	ΔP	МПа	13,16
Плотность нефти в нормальных условиях	ρ <sub>н</sub>	кг/м <sup>3</sup>	852,0
Динамическая вязкость нефти пластовая	μ <sub>п</sub>	мПа·с	0,44
Плотность нефти в пластовых условиях	ρ <sub>п</sub>	кг/м <sup>3</sup>	724,0
Радиус контура скважины	R <sub>к</sub>	м	300
Простои скважины в течении года	T <sub>пр</sub>	сут	5

### 3.1 Практические расчеты при гидравлическом разрыве пласта и установки гравийного фильтра

При осуществлении технологии Frack&Pack используется гидроразрывной гель с низким содержанием гелеобразующего вещества с замедленным во времени загустеванием на основе пресной воды. Данный гель был выбран в качестве жидкости для гидроразрыва пласта благодаря высокой степени проницаемости (в связи с низким содержанием гелеобразующего вещества) и низких потерь на гидравлическое трение (в связи с замедлением механизма гелеобразования). Время замедления загустения отрегулировано для сведения к минимум гидравлического трения, сохраняя тоже время высокие переносящие свойства для расклинивания проппантом[11].

В качестве проппанта вместо песка в процессе Frack&Pack используется гравий, который так же является материалом для создания гравийного фильтра. В качестве продавочной жидкости используется сырая нефть. Предполагается закачка в скважину 40 тонны гравия ( $Q_{п}$ ) с концентрацией (C) 600 кг/м<sup>3</sup>.

Для нагнетания будет применяться агрегат MEGAFORCE MF2250HP.

Принимаем темп закачки 0,04 м<sup>3</sup>/с.

Параметры гравия (проппанта):

Название: LiteProp

Плотность 1500 кг/м<sup>3</sup>, объемная плотность 666 кг/м<sup>3</sup>, максимальное давление, которое может выдержать проппант, избегая деформации 82,7 МПа, размер 16/30.

Определим количество жидкости разрыва. Как правило объем жидкости гидравлического разрыва невозможно определить точно. Объем зависит напрямую от таких характеристик жидкости как: вязкость, фильтрация, а так же от параметров: проницаемость пород, слагающих

призабойную зону пласта, темп нагнетания рабочей жидкости и давление гидроразрыва.

Объем жидкость разрыва устанавливают на основании того, каким породами сложен продуктивный интервал. Так принято при коллекторе, сложенном плотными горными породами, применяются объемы 4-6 м<sup>3</sup> на каждые 10 метров продуктивного интервала, но при этом необходимо учитывать, чтобы продуктивная толщина была не более 20 метров. В рассматриваемом в данной работе случае, породы слабосцементированные, поэтому объем рабочей жидкости необходимо принимать в среднем в 2 раза больше чем при случае с плотными и хорошо сцементированными породами.

Рассчитаем объем рабочей жидкости:

$$V_{ж.р} = (10,5 \cdot 4) \cdot 2 = 84 \text{ м}^3 \quad (3.1)$$

Определение количества проппанта:

Предполагается закачка в пласт 40 тонн гравия, для создания гравийного фильтра на забое необходимо 3,9 тонны гравия. Гравийная набивка составит 300 м

$$V_{гф} = 3,14 \cdot (0,14^2 - 0,116^2) \cdot 300 = 5,78 \text{ м}^3 \quad (3.2)$$

$$m_{гф} = V_{гф} \cdot \rho_{гравия} = 5,78 \cdot 666 = 3854 \text{ кг} = 3,9 \text{ т} \quad (3.3)$$

Общий объем гравия составляет 43,9 тонн.

Определим количество жидкости песконосителя:

$$V_{ж.п} = \frac{Q_{п} \cdot 10^3}{C} \quad (3.4)$$

$$V_{ж.п} = \frac{43,9 \cdot 10^3}{666} = 73,17 \text{ м}^3 \quad (3.5)$$

Определим объем продавочной жидкости:

$$V_{прод} = \frac{\pi \cdot d_{вн}^2 \cdot H \cdot 1,3}{4} \quad (3.6)$$

где  $H$  – глубина залегания пласта, м;

$d_{вн}$  – внутренний диаметр насосно-компрессорных труб, м;

$$V_{\text{прод}} = \frac{3,14 \cdot 0,127^2 \cdot 3128 \cdot 1,3}{4} = 51,49 \text{ м}^3 \quad (3.7)$$

В (табл.3.2) представлены все необходимые для проведения ГРП с установкой гравийного фильтра реагенты.

Таблица 3.2 -Количество и расход реагентов

Наименование реагента	Концентрация реагента	Норма расхода на 1 скв. – опер.
Гель	0,51 кг/м <sup>3</sup>	42,95 кг
Разрушитель геля	0,094 кг/м <sup>3</sup>	7,9 кг
Понизитель трения	4,63 л/м <sup>3</sup>	389,3 л
Геллянт	20,02 кг/м <sup>3</sup>	1765,7 л
Ингибитор коррозии	15,98 л/м <sup>3</sup>	1343 л
Проппант		43,9 т

Определим давление разрыва пласта:

$$P_{\text{грп}} = P_{\text{г}} - P_{\text{пл}} + \sigma_{\text{р}} \quad (3.8)$$

$$P_{\text{г}} = H \cdot \rho \cdot g \quad (3.9)$$

где  $P_{\text{г}}$  – горное давление (вертикальная составляющая);

$\sigma_{\text{р}}$  – прочность породы на разрыв в условиях всесторонней компрессии (обычно 1,5 МПа);

$H$  – глубина залегания продуктивного горизонта, м;

$\rho_{\text{п}}$  – средняя плотность вышележащих горных пород (2200- 2600 кг/м<sup>3</sup>), в среднем 2400 кг/м<sup>3</sup>;

$g$  – гравитационная постоянная;

$$P_{\text{грп}} = 73.57 - 35.38 + 1.5 = 39.69 \text{ МПа} \quad (3.10)$$

$$P_{\text{г}} = 3128 \cdot 2400 \cdot 9,8 \cdot 10^{-6} = 73,57 \text{ МПа} \quad (3.11)$$

Горизонтальная составляющая горного давления будет равна:

$$P_{\text{гг}} = \frac{P_{\text{г}} \cdot 0,25}{1 - 0,25} \quad (3.12)$$

$$P_{\text{гг}} = \frac{73,57 \cdot 0,25}{1 - 0,25} = 24,52 \text{ МПа} \quad (3.13)$$

Рассчитаем давление столба продавочной жидкости  $\rho_{\text{п.ж}}$  плотностью 860 кг/м<sup>3</sup>:



$$P_3 = \rho_{p.ж} \cdot g \cdot H \quad (3.14)$$

$$P_3 = 860 \cdot 9,8 \cdot 3128 \cdot 10^{-6} = 24,52 \text{ МПа} \quad (3.15)$$

Определим объемную долю гравия в смеси:

$$\beta_{п} = \frac{C/\rho}{\left(\frac{C}{\rho_{г}}\right) + 1} \quad (3.16)$$

где  $C$  – концентрация гравия в  $1 \text{ м}^3$  жидкости;

$\rho_{п}$  – плотность гравия,  $\text{кг/м}^3$ ;

$$\beta_{п} = \frac{666/1500}{\left(\frac{666}{1500}\right) + 1} = 0,307 \quad (3.17)$$

Рассчитаем плотность жидкости – песконосителя:

$$\rho_{ж.п} = \rho_{г} \cdot (1 - \beta_{п}) + \rho_{проп} \cdot \beta_{п} \quad (3.18)$$

где  $\rho_{г}$  – плотность жидкости разрыва,  $\text{кг/м}^3$ ;

$\beta_{п}$  – объемная доля проппанта в смеси;

$\rho_{проп}$  – насыпная плотность проппанта,  $\text{кг/м}^3$ ;

$$\rho_{ж.п} = 1010 \cdot (1 - 0,307) + 1500 \cdot 0,307 = 1160,43 \text{ кг/м}^3 \quad (3.19)$$

Определим число Рейнольдса:

$$Re = \frac{4 \cdot Q \cdot \rho_{ж}}{\pi \cdot d_{вн} \cdot \mu_{ж}} \quad (3.20)$$

где  $Q$  – темп закачки жидкости – песконосителя,  $\text{м}^3/\text{с}$ ;

$\rho_{ж.п}$  – плотность жидкости – песконосителя,  $\text{кг/м}^3$ ;

$d_{вн}$  – внутренний диаметр колонны насосно-компрессорных труб, м;

$\mu_{ж.п}$  – вязкость жидкости – песконосителя.

$$\mu_{ж.п} = \mu_{г} \cdot e^{3,18 \cdot \beta_{п}} \quad (3.21)$$

где  $\mu_{г}$  – динамическая вязкость геля,  $\text{МПа} \cdot \text{с}$ ;

$\beta_{п}$  – объемная доля проппанта в смеси;

$$\mu_{ж.п} = 100 \cdot e^{3.18 \cdot 0.307} = 238,25 \text{ мПа} \cdot \text{с} \quad (3.22)$$

$$Re = \frac{4 \cdot Q \cdot \rho_{ж}}{\pi \cdot d_{вн} \cdot \mu_{ж}} \quad (3.23)$$

Рассчитаем коэффициент гидравлического сопротивления:

$$\lambda = \frac{64}{Re} \quad (3.24)$$

$$\lambda = \frac{64}{781.68} = 0,082 \quad (3.25)$$

Далее необходимо оценить потери давления при движении жидкости, приходящиеся на трение, которое происходит в колонне насосно-компрессорных труб.

$$P_{тр} = 1,52 \cdot \lambda \cdot \frac{16 \cdot Q^2 \cdot L \cdot \rho_{ж}}{2 \cdot \pi^2 \cdot d_{нкт}^2} \quad (3.26)$$

где  $\lambda$  – коэффициент гидравлического сопротивления;

$Q$  – скорость закачки жидкости – песконосителя, м<sup>3</sup>/с;

$L$  – глубина скважины, м;

$\rho_{ж}$  – плотность жидкости – песконосителя, кг/м<sup>3</sup>;

$d_{нкт}$  – внутренний диаметр колонны насосно-компрессорных труб, м;

$$P_{тр} = 1,52 \cdot 0,082 \cdot \frac{16 \cdot 16 \cdot 10^{-6} \cdot 3128 \cdot 1160,43}{2 \cdot 3,14 \cdot 0,127^5} = 2,84 \text{ МПа} \quad (3.27)$$

Оценка устьевого давления при проведении процесса гидравлического разрыва пласта с намывкой гравийного фильтра:

$$P_y = P_z - \rho_{ж.п} \cdot g \cdot H + P_{тр} \quad (3.28)$$

где  $P_z$  – забойное давление при осуществлении процесса;

$\rho_{ж.п}$  – удельная плотность жидкости – песконосителя, кг/м<sup>3</sup>;

$H$  – глубина расположения продуктивного горизонта, м;

$P_{тр}$  – потери давления на трение, МПа.

Расчет забойного давления скважины при реализации мероприятия:

$$P_{заб} = P_{зрп} \cdot a \quad (3.29)$$

где  $a$  - необходимое превышение забойного давления над давлением разрыва  
 $a = 1,2-1,4$

Следовательно:

$$P_{заб} = 39,69 \cdot 1,2 = 47,63 \text{ МПа} \quad (3.30)$$

$$P_y = 47,63 - 1160,43 \cdot 9,81 \cdot 3128 \cdot 10^{-6} + 2,84 = 14,86 \text{ МПа} \quad (3.28)$$

Рабочие жидкости гидроразрыва закачивают в скважину насосным агрегатом MEGAFORCE MF2250HP, технические характеристики представлены в (табл.3.3).

Таблица 3.3 – Техническая характеристика MEGAFORCE MF2250HP

Скорость	Подача, л/с	Давление, МПа
I	7,1	83
II	9,4	67
III	12,8	52
IV	15,8	34

$$N = \frac{P_y \cdot Q}{P_a \cdot Q_a \cdot K_{т.с}} \quad (3.31)$$

где  $P_a$  – рабочее давление насосного агрегата, МПа;

$Q_a$  – производительность насосного агрегата при рабочем давлении, л/с;

$K_{т.с}$  – коэффициент технического состояния агрегата в зависимости от срока службы  $K_{т.с}=0,5-0,8$ ;

$$N = \frac{16,9 \cdot 16}{34 \cdot 15,8 \cdot 0,7} + 1 = 1,04 = 2 \text{ шт.} \quad (3.32)$$

Количество тары (цистерн и бункеров) для реагентов:

$$N = \frac{V_{ж.р} + V_{ж.п} + V_{прод}}{75} \quad (3.33)$$

где  $V_{р.ж}$  – объем потребной рабочей жидкости, м<sup>3</sup>;

75 – объем цистерны, м<sup>3</sup>;

$$N = \frac{84 + 73,17 + 51,49}{75} = 3 \text{ шт.} \quad (3.34)$$

Рассчитаем потребное количество бункеров под гравий:

$$N_{гр} = \frac{Q_{п}}{75}. \quad (3.35)$$

где  $Q_{п}$  – количество потребного гравия, тонн;

40 – объем цистерн с гравием, тонн;

$$N_{гр} = \frac{43,9}{75} = 1,1 = 2 \text{ шт.} \quad (3.36)$$

Спецтехника для осуществления данного мероприятия представлена в (табл.3.4).

Таблица 3.4 – Спецтехника для проведения гидроразрыва с установкой гравийного фильтра

Тип спецтехники	MEGAFORCE MF2250HP	Цистерны объемом 75 м <sup>3</sup>	Бункер под гравий 40 т	Блендер	Блок манифольдов
Количество	2	3	2	1	1

Расчет длины двух крыльев, созданной трещины:

$$r_t = 5,08 \cdot 10^{-5} \cdot C \cdot (Q \cdot \sqrt{\frac{\mu \cdot t_p}{k}})^{0.5} \quad (3.37)$$

где  $C$  – эмперический показатель, учитывающий давление и свойства горных пород (обычно 0,02);

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

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

$t_p$  – время нагнетания жидкости разрыва в пласт, мин;

$k$  – коэффициент, характеризующий проницаемость горных пород.

$$t_p = \frac{(V_{ж.р} + V_{ж.п} + V_{прод})}{Q} \quad (3.38)$$

где  $Q$  – расход рабочих жидкостей,

$V_p$  – объем жидкости разрыва, (84 м<sup>3</sup>);

$V_{ж.п}$  – объем жидкости песконосителя, (73,18 м<sup>3</sup>);

$V_{пр}$  – объем продавочной жидкости, (53,07 м<sup>3</sup>);

$$t_p = \frac{(84 + 73,17 + 51,49)}{0,0085} = 24735,3с = 412,2мин = 6,87час \quad (3.39)$$

$$r_t = 5,08 \cdot 10^{-5} \cdot 0,02 \cdot \left( 0,0085 \cdot \sqrt{\frac{0,434 \cdot 24735,3}{0,9 \cdot 10^{-12}}} \right)^{0,5} = 85,3м \quad (3.40)$$

Определим раскрытость трещины:

$$W_o = \frac{4 \cdot (1 - \nu) \cdot r_t \cdot (P_{грп} - P_{гр})}{E} \quad (3.41)$$

$$W_o = \frac{4 \cdot (1 - 0,3) \cdot 85,3 \cdot (39,59 - 24,52)}{10^{10}} = 0,036 = 3,6см \quad (3.42)$$

Сделаем проверку раскрытости трещины по формуле М.Экономидиса:

$$w = \frac{V_{проп}}{r_t \cdot h} = \frac{40000/1500}{85,3 \cdot 10,5} = 0,03м = 3см \quad (3.43)$$

Количество пропанта необходимого для заполнения:

- трещины 40 тонн;
- кольцевого пространства между хвостовиком и скрином 3,9 тонн.

В (табл.3.5) представлено наряд-задание на производство ГПР.

Таблица 3.5 – Наряд-задание на производство ГРП

Показатели	Нормо-часы
1 Мобилизационные работы	2,1
2 ПЗР к ГРП	1,6
3 Работы по ГРП	13,98
4 Заключительные работы	3,1
Итого по наряд-заданию	20,78

### 3.2 Расчет технологического эффекта

Рассчитаем проницаемость призабойной зоны после гидроразрыва пласта по формуле:

$$k_{пз} = \frac{k_{п} \cdot h + k_{гр} \cdot w}{h + w} \quad (3.44)$$

Трещина заполнена гравием, поэтому как проницаемость трещины принимаем проницаемость гравия, однако проницаемость гравийной набивки

зависит от давления под которым он находится, то есть давление вышележащих горных пород 6500 psi.

Используя давление и график из паспорта гравия, найдем проницаемость гравийной набивки (рис.3.1).

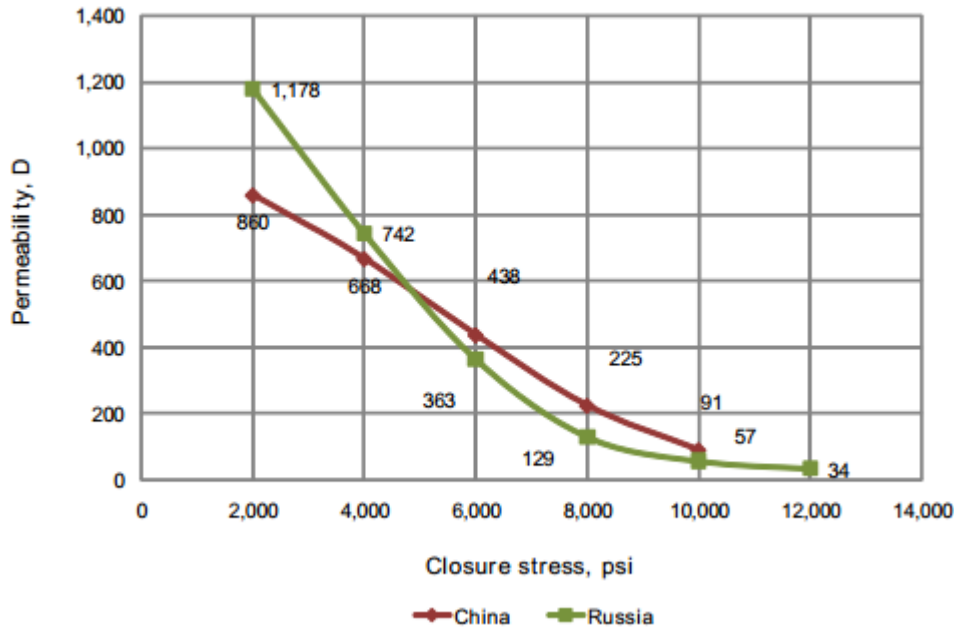


Рисунок 3.1 – Характеристика гравия

Из ходя из графика можно определить, что проницаемость гравийной набивки равна 270 Дарси=270мкм<sup>2</sup>

$$k_{ггз} = \frac{k_{п} * h + k_{гп} * w}{h + w} = \frac{0,009 * 10,5 + 270 * 0,036}{10,5 + 0,036} \quad (3.45)$$

$$= 0,93\text{мкм}^2$$

Существует формула, которая носит название – формула Дюпюи, при помощи данной формулы можно вычислить дебит скважины после применения какого-либо воздействия на пласт или призабойную зону пласта, тоже касается и гидравлического разрыва пласта.

$$Q = \frac{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h \cdot \Delta P}{\mu_{н} \cdot \ln \frac{R_k}{r_t}} \quad (3.46)$$

$$Q = \frac{2 \cdot 3.14 \cdot 0.93 \cdot 10^{-12} \cdot 10.5 \cdot 13.16 \cdot 10^6}{0.44 \cdot 10^{-3} \cdot \ln \frac{300}{85.3}} \quad (3.47)$$

$$= 0,0146 \text{ м}^3 / \text{с} = 1262 \text{ м}^3 / \text{сут} = 1075 \text{ т} / \text{сут}$$

Расчет скин-эффект после проведение ГРП с установкой гравийного фильтра. Для того чтобы рассчитать скин-эффект после проведения гидроразрыва воспользуемся методом Кинки – Лей и Саманиего. Скин-эффект рассчитывается на основании графика (Рис 3.2).

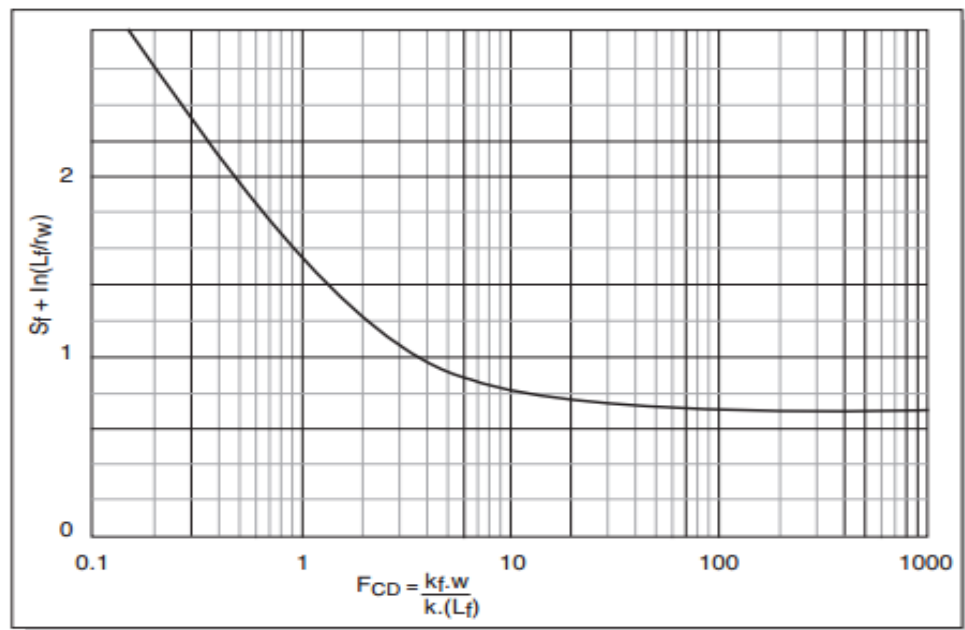


Рисунок 3.2 – Метод Кинки-Лей и Саманиего

Найдем F<sub>cd</sub> (безразмерную проводимость трещины):

$$F_{cd} = \frac{k_{prop} * w}{k * x_f} = \frac{270 * 0,036}{0.009 * 85.3/2} = 25,3 \quad (3.48)$$

$$S_f + \ln(X_f/r_w) = 0.78$$

$$S_f = 0.78 - \ln\left(\frac{42,65}{0.14}\right) = -4,94 \quad (3.49)$$

Расчет скин-эффекта через эффективный радиус:

$$S = -\ln\left(\frac{r_{эф}}{r_{свк}}\right) = -\ln\left(\frac{85,3}{0,14}\right) = -6,41 \quad (3.50)$$

Расчет скин-эффекта по формуле Хокинса:

$$S = \left( \frac{k_{ГПП}}{k_{ГЗП}} - 1 \right) * \ln \left( \frac{r_{ИЗМ.ЗОНЫ}}{r_{СКВ}} \right) \quad (3.51)$$

$$= \left( \frac{0,009}{270} - 1 \right) * \ln \left( \frac{85,3}{0,14} \right) = -6,41$$

Расчет скин-эффекта по формуле Дююи:

$$S = \frac{2\pi kh\Delta P}{Q\mu B} + 0,75 - \ln \left( \frac{R_e}{r_w} \right) \quad (3.52)$$

$$= \frac{2 * 3,14 * 0,93 * 10^{-12} * 10,5 * 13,16 * 10^6}{0,0146 * 0,44 * 10^{-3} * 1,2} + 0,75 - \ln \left( \frac{300}{0,14} \right) = -5,87$$

При проведении ГРП в скважине №109 Пультун - Астохского месторождения дебиты скважины увеличились с 476 (в старом стволе) до 1075 т/сут. Результаты проведения ГРП представлены в таблице 3.6

Продолжительность эффекта от проведения ГРП принимается на основе данных по опытам применения ГРП на территории шельфа о.Сахалин, где было проведено ГРП нефтяных скважин. Эффект от ГРП проявился в увеличении коэффициента продуктивности скважины и получении притока нефти со средней продолжительностью эффекта 517 суток. Результаты проведения ГРП представлены в (табл. 3.6).

Таблица 3.6 – Технологический эффект от применения ГРП

Месторождение	№ скв	Результаты		
		Дебит до мероприятия, т/сут	Дебит после мероприятия, т/сут	Продолжительность эффекта, сут
Пультун - Астохское	№109	476	1075	517



На (рис. 3.3) изображено представление о происходящих изменениях призабойной зоны пласта после проведения гидравлического разрыва пласта с установкой гравийного фильтра. Описание начинается с право на лево.

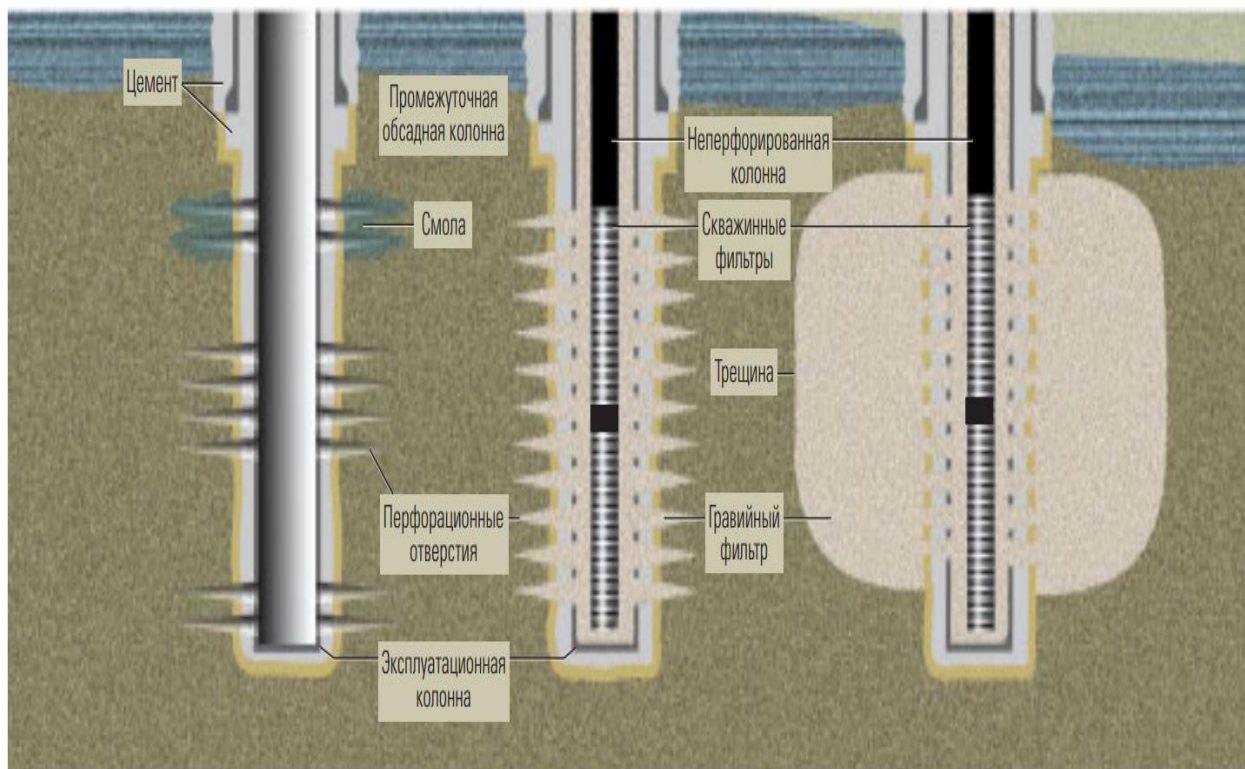


Рисунок 3.3 – Гидравлический разрыв пласта с установкой гравийного фильтра

На картинке представлена скважина с обсаженным стволом, произведена перфорация эксплуатационной колонны, далее спускается неперфорированная колонна с установленными в ней скринами (сетчатыми фильтрами) и создается фильтр в затрубном пространстве между эксплуатационной колонной и колонной со скринином, и далее продолжается закачка гравия в трещину и его дальнейшая упаковка, тем самым создается гравийная набивка призабойной зоны скважины, препятствующая выносу песка из пласта[11].

#### 4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

В рамках исследования анализируется возможность реализации гидравлического разрыва пласта с созданием гравийного фильтра на забое скважины на Пильтун-Астохском нефтегазоконденсатном месторождении. В данном разделе проводится расчет экономической эффективности указанного метода увеличения продуктивности скважины.

В таблице 4.1 представлены необходимые данные для расчета затрат на производство работ, а так же представлены источники информации.

Таблица 4.1 – Данные для расчета величины экономического эффекта

Показатели	Ед.измер	Количество	Источник информации
1	2	3	4
Годовой объем добычи нефти по платформе (до проведения ГРП)	т.т	1867,8	<a href="http://www.sakhalineenergy.ru">http://www.sakhalineenergy.ru</a>
Среднесуточный дебит нефти:			Табл.3.6
– до реализации мероприятия	т/сут	476	
– после реализации мероприятия	т/сут	1075	
Продолжительность технологического эффекта	сут	517	
Цена реализации нефти (внутр.рынок)	руб./т	16746	*Отчет предприятия
Нормативное время на проведение ГРП	час	20,78	Наряд-задание, табл.3.5
Часовая тарифная ставка			*Отчет предприятия
– бурильщика КРС VI разряда		227,93	
– машиниста подъемника V разряда	руб.	206,92	
– помощника бурильщика IV разряда		189,81	
– помощника бурильщика IV разряда		189,81	

Продолжение таблицы 4.1 - Таблица 4.1 – Данные для расчета величины экономического эффекта

1	2	3	4
Аренда спецтехники для ГРП			*Отчет предприятия
– Насос MEGAFORCE MF2250HP	рубли/час	2876	
– Спец.арматура устья	рубли/час	2790	
– Блендер	рубли/час	2896	
– Блок телеметрии	рубли/час	2987	
– Блок мани фольдов	рубли/час	2567	
– Цистерна для реагентов 75 м <sup>3</sup>	рубли/час	2767	
– Бункер под гравий 40 т	рубли/час	2876	
– Кроссовер, промывочная труба	рубли/час	2876	
Объем проппанта для ГРП	т	43,9	Табл.3.2
Цена проппанта	руб./т	20820	
Жидкость гидроразрыва на 1 скв-операцию,:			
– Гель	кг	42,95	
– Разрушитель геля	л	7,9	
– Понизитель трения	л	389,3	
– Геллянт	л	1765,7	
– Ингибитор коррозии	кг	1343	
	л		
Себестоимость добычи 1т нефти до проведения ГРП	руб.	7150	*Отчет предприятия
В т.ч условно-переменные расходы	руб.	2125	
Налог на прибыль	%	20,0	Налоговый кодекс
Страховые взносы	%	30,0	
Простои скважины в течении года	сут	5	Табл. 3.1
Численность рабочих в бригаде КРС	чел	4	*Отчет предприятия
Премия	%	50	ВКР, табл. 4.4
Районный коэффициент	%	180	
Северная надбавка	%	80	
Расстояние «база – скважина(платформа)»	км	180	*Отчет предприятия
Стоимость 1 часа доставки единицы спецтехники на платформу	руб	8656	
Время доставки спецтехники на платформу	час	4,3	*Отчет предприятия
Примечание: исходные данные представлены по отчету «Сахалин Энерджи Инвестмент Компани Лтд.»			

#### 4.1 Расчёт объёма дополнительной добычи нефти

Планируется, что в результате проведения мероприятия будет получен дополнительный объем нефти. Дополнительный объем добычи нефти рассчитывается с использованием данных таблицы по формуле 4.1:

$$\pm Q_{\text{н.д.}} = Q_2 - Q_1, \quad (4.1)$$

где  $Q_1$  – объем добычи нефти до ГРП;

$Q_2$  – объем добычи нефти после ГРП.

$$Q_1 = q_1 \cdot N_1 \cdot T_2 \cdot K_{э1}; \quad (4.2)$$

$$Q_2 = q_2 \cdot N_1 \cdot T_2 \cdot K_{э2};$$

где  $q_1$  и  $q_2$  – среднесуточный дебит, соответственно в старом стволе и новом после проведения ГРП, т/сут;

$N$  – количество скважин;

$T_2$  – продолжительность технологического эффекта, сут;

$K_э$  – коэффициент эксплуатации.

Объем добычи нефти до проведения ГРП рассчитывается, исходя из существующих дебитов нефтяной жидкости.

Объем добычи нефти по скважине до проведения ГРП:

$$Q_1 = 476 \cdot 517 \cdot 1 \cdot 0,98 = 241170,2 \text{ т.}$$

Объем добычи нефти по скважине после проведения ГРП:

$$Q_2 = 1075 \cdot 517 \cdot 1 \cdot 0,98 = 527986,25 \text{ т.}$$

Таким образом объем дополнительно добытой нефти по скважине составляет [12]:

$$\Delta Q_{\text{н.доп}} = 527986,25 - 241170,2 = 286816,05 \text{ т. т.}$$

#### 4.2 Затраты на аренду спецтехники

Реализация ГРП с созданием забойного гравийного фильтра требует следующих затрат. Затраты на аренду спецтехники (необходимого оборудования) и доставку оборудования на морскую платформу.

Затраты на доставку оборудования на платформу рассчитываются в зависимости от количества определенного типа оборудования, которое рассчитано в вышеизложенной части и представлено в (табл.3.4) – Техника для проведения ГРП, времени доставки спецтехники на платформу (из отчета предприятия и расчетного времени пути от базы до платформы) и стоимости часа доставки оборудования на платформу учитывая используемый вид транспорта[12]. Подробный расчет затрат на доставку спецтехники на платформу представлен в (табл.4.2) – затраты на доставку спецтехники на платформу.

Таблица 4.2 – Затраты на доставку спецтехники на платформу

Вид техники	Количество, шт	Время доставки на платформу, час	Стоимость 1 часа доставки, руб	Сумма, руб.
Насос MEGAFORCE MF2250HP	2	4,3	8656	74441,6
Спец.арматура устья	1	4,3	8656	37220,8
Блендер	1	4,3	8656	37220,8
Блок телеметрии	1	4,3	8656	37220,8
Блок мани фольдов	1	4,3	8656	37220,8
Цистерна для реагентов 75 м <sup>3</sup>	3	4,3	8656	111662,4
Бункер под гравий 40т	2	4,3	8656	74441,6
Кроссовер, промывочная труба	1	4,3	8656	37220,8
Итого				446649,6

Для расчета расходов на аренду спецтехники для реализации выбранного метода интенсификации притока потребуется нормативное время проведения операции по наряд заданию, которое представлено в таблице 3.5, количество необходимого оборудования, а также стоимость одного часа проката оборудования.

Затраты на аренду спецтехники рассчитываются по формуле 4.3 представлен в (табл.4.3).

$$Z_{спец} = V_p \cdot C, \quad (4.3)$$

где  $V_p$  – время пробега, часы;

$C$  – стоимость 1 часа аренды спецтехники, руб.

Таблица 4.3 – Затраты на аренду спецтехники

Вид техники	Количество, шт	Нормативное время по наряд-заданию, час	Стоимость 1 часа проката, руб	Сумма, руб.
Насос MEGAFORCE MF2250HP	2	20,78	2876	119526,56
Спец.арматура устья	1	20,78	2790	57976,2
Блендер	1	20,78	2896	60178,88
Блок телеметрии	1	20,78	2987	62069,86
Блок манифольдов	1	20,78	2567	53342,26
Цистерна для реагентов 75 м <sup>3</sup>	3	20,78	2767	172494,78
Бункер под гравий 40т	2	20,78	2876	119526,56
Кроссовер, промывочная труба	1	20,78	3154	65540,12
Итого				710655,22

Все затраты на спецтехнику определяются суммированием затрат на аренду спецтехники и ее доставку на место проведения операции. Таким образом затраты на спецтехнику составят [12]:

$$Z_{\text{спец}} = 446649,6 + 710655,22 = 1157304,82 \text{ руб}; \quad (4.4)$$

### 4.3 Затраты на материалы и реагенты

Затраты на Материалы и реагенты. Расходы связанные с приобретением реагентов зависят от нормы расхода реагентов, а также же цены используемого реагента. Затраты на приобретение химических реагентов рассчитываются по формуле 4.5 и представлены в таблице 4.2 – химические реагенты и проппант для проведения ГРП, необходимые данные для расчетов представлены в таблице 3.2 – Количество и расход компонентов на 1 скв. - операцию:

$$Z_{\text{реаг}} = N_p \cdot C_{\text{реаг}}, \quad (4.5)$$

где  $N_p$  – норма расхода реагента, т.;

$C_{\text{реаг}}$  – цена реагента с учетом ТЗР, без НДС, руб./т.

Таблица 4.4 – Химические реагенты и проппант для ГРП

Реагент	Концентрация реагента	Норма расхода на 1 скв.-операцию	Цена с учетом ТЗР, без НДС руб/ед	Сумма, руб
Гель	0,51 кг/м <sup>3</sup>	42,95 кг	560,98	24094,09
Разрушитель геля	0,094 кг/м <sup>3</sup>	7,9 кг	459,67	3631,39
Понизитель трения	4,63 л/м <sup>3</sup>	389,3 л	420,87	163844,69
Геллянт	20,02 кг/м <sup>3</sup>	1765,7 л	432,34	763382,74
Ингибитор коррозии	15,98 л/м <sup>3</sup>	1343 л	387,21	520023,03
Итого				1474975,94
Проппант		43,9 т	20820	913998
Итого				2388973,94

#### 4.4 Затраты на оплату труда

Гидравлический разрыв пласта с установкой гравийного фильтра проводится бригадой из 4 человек в составе бурильщика КРС VI разряда, машиниста подъемника V разряда, помощника бурильщика IV разряда и второго помощника бурильщика IV разряда.

Расчет заработной платы для состава бригады представлен в (табл.4.5) с учетом тарифной ставки по каждому разряду, северного и районного коэффициентов, а так же временем проведения операции, которой приведена в (табл.3.5).

Таблица 4.5 – Расчет заработной платы

Профессия	Разряд	Кол – во	Тарифная ставка, руб./час	Время проведения мероприятия, ч.	Тарифный фонд ЗП, руб.	Сев. И рай. Коэф. 180%+ 80%	Премия 50%	ЗП с учетом надбавок, руб
Бурильщик КРС	5	1	320,93	20,78	6668,9	17339,2	3334,5	27342,6
Машинист подъемника	5	1	290,12	20,78	6028,7	15674,6	3014,3	24717,6
Помощник бурильщика	4	1	230,82	20,78	4796,4	12470,7	2398,2	19665,4
Помощник бурильщика	4	1	230,82	20,78	4796,4	12470,7	2398,2	19665,4
Итого:		4		20,78	22290,5	57955,3	11145,2	91391,0

Из расчетов следует, что общие затраты на выплату заработной платы рабочим составили 91391 руб[12].

#### 4.5 Страховые взносы

Страховые взносы в государственные внебюджетные фонды: Пенсионный фонд, Фонд социального страхования, Фонд обязательного медицинского страхования и страхования от несчастных случаев на производстве

Расчет страховых взносов при проведения гидравлического разрыва пласта с установкой гравийного фильтра представлен в (табл. 4.6).

Рассчитывая затраты на страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний, выбираем класс III с тарифом 0,4 для предоставления услуг по добыче нефти и газа, а так же предоставления прочих услуг, связанных с добычей нефти и газа (код по ОКВЭД – 11.20.4).

Таблица 4.6 – Расчет страховых взносов при производстве гидравлического разрыва пласта

Показатель	Бурильщик КРС	Машинист подъемника	Помощник бурильщика	Помощник бурильщика
Кол-во работников	1	1	1	1
ЗП, руб	27342,6	24717,6	19665,4	19665,4
ФСС (2,9%)	792,9	716,8	570,3	570,3
ФОМС (5,1%)	1394,5	1260,6	1002,9	1002,9
ПФР (22%)	6015,4	5437,9	4326,4	4326,4
Страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний (0,4%)	109,4	98,9	78,7	78,7
Всего, руб.	8312,2	7514,2	5978,3	5978,3
Общая сумма, руб:	27782,9			



## 4.6 Накладные расходы

Накладные расходы, которые составляют 20% от прямых затрат. Для этого все прямые затраты сведены в таблицу 4.7 для более удобного рассмотрения и расчета.

Затраты на проведение мероприятия рассчитываются по формуле 4.6 и сводятся в (табл.4.7):

$$Z_{\text{мер}} = Z_{\text{реаг}} + Z_{\text{зп}} + Z_{\text{соц}} + Z_{\text{спец}}, \quad (4.6)$$

где  $Z_{\text{реаг}}$  – затраты на закупку химических реагентов, руб.;

$Z_{\text{зп}}$  – затраты на заработную плату промышленно-производственного персонала, руб.;

$Z_{\text{соц}}$  – затраты на страховые взносы, руб.;

$Z_{\text{спец}}$  – затраты на пробег спецтехники от базы до скважины и обратно, руб.;

Таблица 4.7 – Затраты на проведение ГРП с установкой фильтра

Статьи затрат	Сумма, руб
Аренда и доставка спецтехники	1157304,8
Материалы	2388973,9
Заработная плата	91391,0
Страховые взносы	27782,9
Итого	3665452,7
Накладные расходы 20%	733090,5
Общая сумма:	4398543,2

## 4.7 Экономическая эффективность от внедрения метода

В случае добычи дополнительного объема нефти необходимо учесть, что затраты связанные с извлечением также будут влиять на срок окупаемости, такие затраты называются условно-переменными, рассчитываются по формуле 4.7 и составляют:

$$Z_{\text{доп}} = Q_{\text{н,доп}} \cdot Z_{\text{пер}}, \quad (4.7)$$

где  $Q_{\text{н,доп}}$  – объем дополнительно добытой нефти, т;

$Z_{\text{пер}}$  – условно-переменные затраты на добычу 1 т нефти, руб/т.

$$Z_{\text{доп}} = 2125 * 286916,05 = 609484106,25 \text{ руб.}$$

Далее для нахождения прибыли и срока окупаемости необходимо суммировать прямые затраты на мероприятие и условно-переменные по формуле 4.8:

$$Z_{\text{общ}} = Z_{\text{мер}} + Z_{\text{доп}}, \quad (4.8)$$

$$Z_{\text{общ}} = 4398543,2 + 609484106,25 = 613882649,4 \text{ руб};$$

Выручка от реализации дополнительно добытой нефти находится по формуле 4.9:

$$V_{\text{доп}} = \Delta Q_{\text{н,доп}} \cdot C, \quad (4.9)$$

где  $C$  – цена реализации нефти.

$$V_{\text{доп}} = 286916,05 * 16746 = 4804696173,3 \text{ руб.}$$

Экономический эффект является основным обобщающим показателем, характеризующим эффективность мероприятия. Экономический эффект учитывает такие показатели, как: производительность труда, фондоотдача, материалоемкость и энергоемкость производства, а так же уровень технического производства и качества продукции. При оценке внедрения мероприятия определяется показатель экономического эффекта, который показывает во сколько раз стоимостная оценка результатов превышает стоимостную оценку затрат, в течении всего срока осуществления выбранного мероприятия. И определяется по формуле 4.10, где  $P_{\text{т}}$  – стоимостная оценка результатов и  $Z_{\text{т}}$  – стоимостная оценка затрат:

$$Э_{\text{т}} = P_{\text{т}} - Z_{\text{т}} \quad (4.10)$$

Проводить определение стоимостной оценки результатов и затрат возможно несколькими методами. Первый из них применяется в том случае, когда внедряемое мероприятие позволяет увеличить объёмы производимой продукции. В таком случае стоимостная оценка результатов – это прорость производимой продукции, которая оценивается в ценах, установленных предприятием.  $Z_{\text{т}}$  представляют собой затраты на производство дополнительного объема продукции, а так же затраты на реализацию

внедряемого мероприятия. Второй метод определения применяется в том случае, когда внедряемое мероприятие вносит изменения в технико-экономические показатели производства, это осуществляется посредством реконструкции или модернизации, изменения техники и технологии отдельных элементов производства, совершенствование организации или управления. В случае если объём производимой продукции не изменяется, то  $P_T$  выражаются суммой, на которую уменьшаются затраты на производство продукции.

При изменении объема производства величина учитывает изменения объема продукции в цене предприятия на реализацию. Экономический эффект от внедрения мероприятия:

$$\mathcal{E} = B_{\text{доп}} - Z_{\text{общ}}, \quad (4.11)$$

$$\mathcal{E} = (286916,05 * 16746) - 613882649,4 = 4190813524 \text{руб};$$

Поскольку в данной работе рассмотрен процесс увеличения продуктивности скважины, тем самым увеличивается среднесуточный дебит и снижается себестоимость 1 тонны нефтяного продукта. Себестоимость добычи 1 тонны нефти после проведения метода увеличения нефтеотдачи рассчитывается исходя из себестоимости до проведения мероприятия по формуле 4.12:

$$C_2 = \frac{Q_1 \cdot C_1 + Z}{Q_1 + Q_{\text{н,доп}}} \quad (4.12)$$

$$C_2 = \frac{1867800 \cdot 7150 + 613149196,31}{1867800 + 286916,05} = 6482 \text{руб};$$

Прибыль, полученная предприятием от внедрения метода увеличения отдачи нефти за счет добычи дополнительного объема нефти и изменения себестоимости добычи нефти определяется по формуле (прибыль балансовая):

$$P_6 = (Ц - C_2) \cdot (Q_1 + Q_{\text{н,доп}}) - (Ц - C_1) \cdot Q_1, \quad (4.13)$$

где  $Ц$  – цена реализации нефти, руб;

$C_1$  и  $C_2$  – себестоимости добычи нефти до и после внедрения гидравлического разрыва с установкой гравийного фильтра, руб.;

$Q_1$  – годовой объем добычи нефти по предприятию до внедрения гидроразрыва, т;

$Q_{н.доп}$  – дополнительная добыча нефти, т.

$$\begin{aligned} \Pi_6 &= (16746 - 6482) * (1867800 + 286916,05) - (16746 - 7150) \\ & * 1867800 = 4192596737,2 \text{ руб}; \end{aligned}$$

Чистая прибыль предприятия – это балансовая прибыль за исключением налога на прибыль.

$$H_{\text{пр}} = \Pi_6 \cdot \frac{H_{\text{ст}}}{100}, \quad (4.14)$$

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

$$H_{\text{пр}} = 4192596737,2 * 0,20 = 838519347,44 \text{ руб};$$

Прибыль чистая:

$$\Pi_{\text{ч}} = \Pi_6 - H_{\text{пр}}; \quad (4.15)$$

$$\Pi_{\text{ч}} = 4192596737,2 - 838519347,44 = 3354077389,76 \text{ руб};$$

Срок окупаемости затрат на мероприятие рассчитывается по формуле 4.16:

$$T_{\text{ок}} = \frac{Z_{\text{общ}}}{\Pi_{\text{ч}}} \text{ (лет)} \quad (4.16)$$

$$T_{\text{ок}} = \frac{613149196,31}{3354077389,76} = 0,18 \text{ г} = 66,71 \text{ сут};$$

Таким образом, расчет экономической эффективности от внедрения мероприятия гидравлический разрыв пласта с установкой гравийного фильтра показывает, что его применение ведет за собой увеличение среднесуточного дебита, тем самым увеличивая прибыль предприятия, а так же снижает себестоимость продукции, что так же положительно влияет на прибыль.

В (табл.4.8) представлены технико-экономические показатели применения мероприятия, где базовый вариант – это показатели без

проведения гидравлического разрыва пласта, по проекту – это показатели после внедрения данного мероприятия.

Таблица 4.8 – Техничко-экономические показатели проведения мероприятия

Показатели	Ед.изм.	Баз.вар	По проекту
1 Годовой объем добычи нефти	т.т	1867,8	2580,7
2 Объем дополнительной нефти	т	-	712870,6
3 Среднесуточный дебит	т/сут	476	1075
4 Продолжительность технологического эффекта	сут	-	517
5 Себестоимость добычи 1 т нефти	руб	7150	6482
6 Затраты на мероприятие, всего в том числе:	млн.руб	-	613,05
6.1 Затраты прямые, всего	млн.руб		3,56
из них:			
– материалы;	млн.руб	-	1,47
– проппант(гравий);	млн.руб	-	0,91
– заработная плата;	млн.руб	-	0,09
– страховые взносы;	млн.руб	-	0,027
– спецтехника.	млн.руб	-	1,05
6.2 Условно-переменные расходы	млн.руб	-	609,48
7 Экономический эффект	млн.руб	-	4191,65
8 Прибыль чистая	млн.руб	-	3354,08
9 Налог на прибыль	млн.руб	-	838,52
10 Срок окупаемости прямы затрат на мероприятие	сут	-	66,71

Среднесуточный дебит и себестоимость продукции от реализации мероприятия наглядно представлен на (рис.4.1 и 4.2).

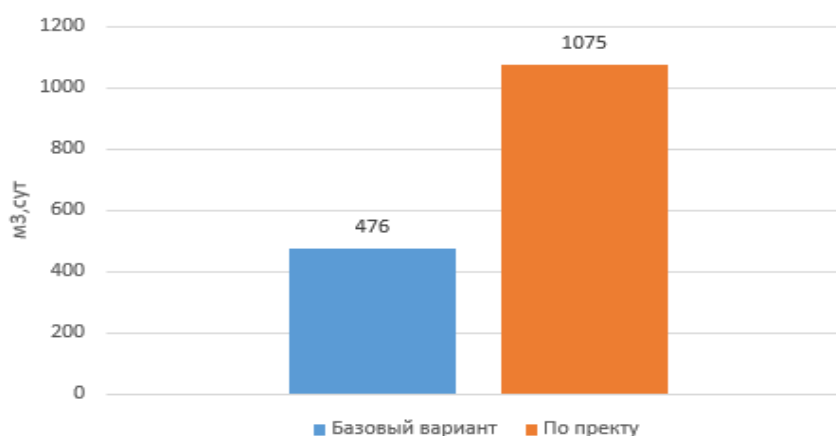


Рисунок 4.1 – Среднесуточный дебит

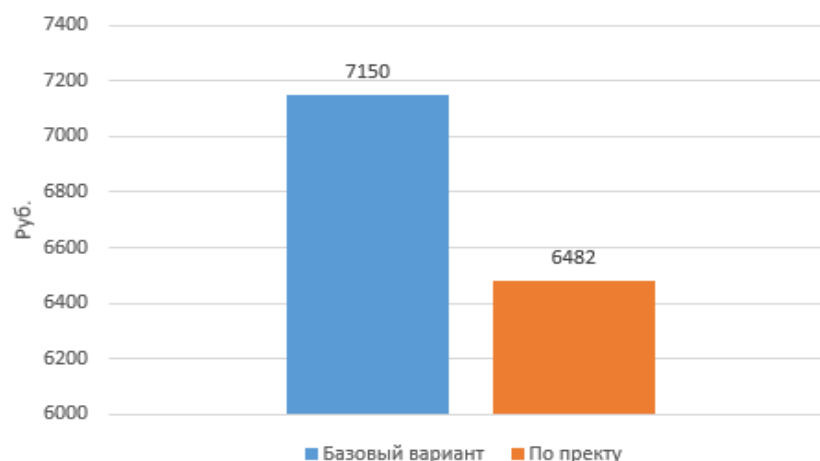


Рисунок 4.2 – Себестоимость добычи 1 тонны нефти

Как видно из (рис.4.1), проектный дебит превосходит базовый в 2,3 раза. (Рис.4.2) отражает снижение себестоимости на 668 руб. Таким образом, диссертантом рекомендуется реализация данного мероприятия на Пильтун-Астохском нефтегазоконденсатном месторождении, экономическая эффективность которого доказывается следующими моментами[12]:

- Среднесуточный дебит увеличился с 476 т/сут до 1075 т/сут;
- Себестоимость 1 тонны нефти снизилась с 7150 руб. до 6482 руб;
- Выручка от реализации дополнительного объема нефти составила 4804696173,3 руб.
- Чистая прибыль предприятия от внедрения данного метода интенсификации притока 3354,08 млн.руб.
- Срок окупаемости затрат на мероприятие составил 66,71 сут.

## **5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ**

В данной главе будут рассмотрены: производственная безопасность, экологическая безопасность, безопасность в чрезвычайных ситуациях, а также правовые и организационные вопросы производственной безопасности.

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

На рабочем месте действует большое количество опасных и вредных производственных факторов, которые могут привести к травме или другому внезапному резкому ухудшению здоровья и заболеванию или снижению работоспособности. Рассмотрим подробно наиболее опасные и вредные производственные факторы, возникающие при выполнении работ ГРП. (ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация»)

## 5.1 Производственная безопасность

В данном пункте анализируются вредные и опасные факторы, которые могут возникать при проведении гидроразрыва пласта.

Таблица 5.1 Опасные и вредные факторы при проведении ГРП

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы (по ГОСТ 12.0.003-74)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Проведение гидроразрыва пласта	1.Повышенный уровень шума и вибрации; 2. Повышенная загазованность и запыленность рабочей зоны; 3. Отклонения показателей климата на открытом воздухе.	1. Механическая опасность; 2. Электробезопасность 3. Термическая опасность. Повышенная температура поверхностей	1. ГОСТ 12.01.003-83. и ГОСТ 12.1.012-2004. Средства и методы защиты от шума. 2. ГН 2.2.5.2309 – 07. Загрязняющие вещества в атмосферном воздухе. 3. ГОСТ 12.1.038–82 ССБТ. Электробезопасность. 4. ГОСТ 12.2.003–91 ССБТ. Оборудование производственное.

### 5.1.1 Анализ вредных производственных факторов

*Повышенный уровень шума и вибрации.* Предельно допустимые уровни шума и вибрации должны соответствовать санитарным нормам на рабочих местах, согласно ГОСТ 12.01.003-83 и ГОСТ 12.1.012-2004. Уровень шума не должен превышать 80 дБ. Шум относится к опасным и вредным факторам в условиях труда, он способен вызвать полную или частичную потерю слуха, расстройства нервной системы, желудочно-кишечные заболевания и другие [13].

Для борьбы с шумом на нефтеперерабатывающих и газотранспортных предприятиях отрасли осуществляется комплексная целевая программа, предусматривающая:



- комплексную автоматизацию и телемеханизацию производственных процессов при бурении скважин и транспортировке нефти;
- снижение шума в источнике его возникновения;
- снижение шума на путях его распространения;
- рациональную планировку компрессорных станций (КС);
- внедрение рациональных режимов труда и отдыха;
- разработку и обеспечение рабочих средствами защиты.

В пределах рабочей площадки находится производственное оборудование (насосные агрегаты, автоцистерны), их работа сопровождается повышенным уровнем вибрации. Контакт человека с вибрирующими объектами отрицательно сказывается на его здоровье и работоспособности: повышается утомляемость, снижается производительность и качество труда.

Функциональные нарушения: повышение утомляемости, увеличение времени двигательной реакции, увеличение времени зрительной реакции, нарушение вестибулярных реакций и координации движений, развитие нервных заболеваний.

Физиологические нарушения: нарушение функций сердечнососудистой системы, нарушение функций опорно-двигательного аппарата, поражение мышечных тканей и суставов, нарушение функций органов внутренней секреции.

В настоящее время, согласно ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ «Средства защиты работающих. Классификация», существуют следующие средства защиты от повышенного уровня вибрации на рабочем месте:

- оградители вибрации;
- виброизолирующие, виброгасящие и вибропоглощающие материалы;
- автоматического контроля и сигнализации;
- дистанционного управления.

Для обеспечения безопасности работающих и профилактики профзаболеваний необходимо предусмотреть средства индивидуальной защиты: спецодежду, специальную обувь, средства защиты органов

дыхания, органов слуха, рук, лица, головы. Применение средств индивидуальной защиты предусмотрено в обязательном порядке отраслевыми правилами техники безопасности[13].

**Повышенная загазованность и запыленность рабочей зоны.** При проведении ГРП может происходить утечка газа, что может привести к отравлению рабочих. Загазованность на территории осуществления гидравлического разрыва должна определяться с помощью газоанализатора, а утечки газа – обмыливанием. Применение огня для обнаружения мест утечек газа категорически запрещается. Обнаружив утечку газа, необходимо принять меры по ее устранению, соблюдая все требования по охране труда при выполнении газоопасных работ, а при невозможности самостоятельного устранения действовать в соответствии с планом ликвидации аварий. В процессе работы следует периодически контролировать загазованность, а в случае необходимости обеспечить принудительную вентиляцию [13]. При этом содержание паров нефти и газов не должно превышать предельно-допустимой концентрации по санитарным нормам согласно (табл. 5.2).

Таблица 5.2 – Предельно допустимые концентрации вредных веществ

Вещества	Предельно допустимая концентрация, мг/м <sup>3</sup>
Бензин - растворитель (в пересчёте на углерод)	300
Керосин (в пересчете на углерод)	300
Сероводород в смеси с УВ С <sub>1</sub> -С <sub>5</sub>	3
Углеводороды С <sub>1</sub> -С <sub>10</sub>	300
Стирол	5
Перексид метилэтилкетона	5
Аэросил	1
Дибутилфталат	0,5
Метилэтилкетон	0,2
Диметиланилин	0,003
Перексид изопропилбензола	0,02
Ненасыщенная полиэфирная смола	6
Хлористый бензол	0,005
Амиловый спирт	0,002

*Отклонения показателей климата на открытом воздухе.* При нормировании параметров климата выделяют холодный период года, характеризуемый среднесуточной температурой наружного воздуха, равной +10°C и ниже и теплый период года, характеризуемый среднесуточной температурой наружного воздуха выше +10°C. Разграничение работ по категориям, осуществляется на основе интенсивности общих энергозатрат организма в ккал/ч (Вт). К категории I а относятся работы с интенсивностью энергозатрат до 120 ккал/ч, производимые сидя и сопровождающиеся незначительным физическим напряжением. К категории I б относятся работы с интенсивностью энергозатрат 121–150 ккал/ч, производимые сидя, стоя или связанные с ходьбой и сопровождающиеся некоторым физическим напряжением. К категории II а относятся работы с интенсивностью энергозатрат 151–200 ккал/ч, связанные с постоянной ходьбой, перемещением мелких (до 1 кг) изделий или предметов в положении стоя или сидя и требующие определенного физического напряжения. К категории II б относятся работы с интенсивностью энергозатрат 201–250 ккал/ч, связанные с ходьбой, перемещением и переноской тяжестей до 10 кг и сопровождающиеся умеренным физическим напряжением. К категории III относятся работы с интенсивностью энергозатрат более 250 ккал/ч, связанные с постоянными передвижениями, перемещением и переноской значительных (свыше 10 кг) тяжестей и требующие больших физических усилий[13].

Согласно Постановлению от 11.02.2011 г. №29а работы на открытом воздухе приостанавливаются работодателями при следующих погодных условиях (если работы круглогодичные) (табл.5.3).

Таблица 5.3 – Условия организации работ в холодный период года на открытом воздухе

Скорость ветра, м/с	Температура воздуха, °С
0	-36
0-5	-35
5-10	-34
Свыше 10	-32

### 5.1.2 Анализ опасных производственных факторов

**Механическая опасность.** Источников механической опасности может быть огромное количество например, аппараты, установки имеют огромные размеры, их обслуживание и ремонт в связи с этим очень затруднителен и травмоопасен. В ходе эксплуатации установки может случиться взрыв или пожар. В связи с этим, работники могут пострадать от осколков, обломков или ударной волны. Наличие в системе высокого давления и температуры может служить причиной для травм. Для того чтобы защитить себя от травм на производстве, работники должны строго соблюдать все инструкции по эксплуатации оборудования, все правила поведения на производственной площадке. Во время проводить ремонт и диагностику оборудования, ликвидировать, если это возможно, или контролировать все возможные источники опасности. В случае механической опасности, работники должны как можно быстрее на нее среагировать и принять все необходимые меры для ее устранения [13].

**Электробезопасность.** На кустовой площадке рабочие ежедневно сталкиваются с различными электроприборами которые могут нести в себе опасность поражения электрическим током. Действие электрического тока на человека носит многообразный характер. Проходя через организм человека, электрический ток вызывает термическое (ожоги), электролитическое

(разложение крови), биологическое (раздражение тканей, нарушение кровообращения и дыхания) и механическое действие (судороги, разрывы кожи, сосудов, переломы костей). Все это многообразие действий может привести к двум видам поражения: электрическим травмам и электрическим ударам . В соответствии с требованиями для защиты статического электричества оборудование должно быть заземлено, рабочие места должны быть снабжены резиновыми ковриками[1].

В (табл. 5.4) представлены значения силы тока и воздействие их на организм.

Таблица 5.4 – Воздействие на организм различных значений силы тока

Сила тока, мА	Воздействие
20-25	Паралич рук, дыхание затруднено
50-80	Паралич дыхания
90-100	Фибрилляция сердца
$\geq 300$	Паралич сердца

### ***Термическая опасность. Повышенная температура поверхностей.***

Источником термической опасности могут являться:

- Соединительные магистрали передачи жидкостей, нагретых до высокой температуры;
- Нагретые поверхности узлов электрооборудования и гидрооборудования;
- Опасность выплеска жидкости под высоким давлением;

После контакта с данным видом термической опасности, вызывает у человека покраснение кожи, возникновение волдырей, повреждение слоя эпидермиса. Так же получение степени ожога (1, 2, 3, 4).

Для защиты рабочих от термической опасности изолируют трубные обвязки, установленные рядом с рабочим местом оператора[14].

## 5.2 Экологический контроль на производстве

Компания «Сахалин Энерджи» выполняет экологический контроль, следит за исполнением требований природоохранного законодательства, обеспечивает рациональное использование природных ресурсов, ставит и выполняет планы по снижению негативного влияния на окружающую среду.

Экологический контроль на производстве осуществляется по нескольким направлениям деятельности:

- осуществление контроля за воздействием на атмосферный воздух;
- осуществление контроля воздействия на водные объекты;
- осуществление контроля в области обращения с отходами.

Контроль воздействия на атмосферный воздух осуществляется на всех объектах, оснащенных турбинами, внедрено и эксплуатируется устройство понижения выбросов оксидов азота. Факельные установки оснащены системой подачи дополнительного газа, что позволяет сжигать газ в безсажевом режиме. Все резервуары под топливо оснащены системой рециркуляции паров в автоцистерны.

Контроль водопользования и воздействия на водные объекты. В 2014 году суммарный водозабор остался на уровне предыдущего года. Объемы водозабора ни у одного из подразделений не превысили установленные на 2014 год лимиты. Водоотведение в целом сократилось на 4 процента — в основном за счет сокращения использования воды на охлаждение оборудования на морских платформах и снижения объемов ливневых стоков в осенний период.

Обращение с отходами включает в себя применение следующих методов: обезвреживание, переработку, безопасное размещение, снижение или повторное использование отходов:

- снижение воздействия отходов на окружающую среду;
- все отходы 1-3 класса должны быть переданы в специальные организации для переработки;

- все отходы 4-5 класса должны быть размещены на специализированных полигонах (муниципальных)[13].

### **5.2.1 Источники загрязнения и виды воздействия на природную среду**

Первостепенными источниками загрязняющего воздействия при гидравлическом разрыве пласта являются:

- жидкости ГРП (разрыва, продавочная);
- загрязненные ливневые воды;
- горюче смазочные материалы (ГСМ);
- продукты сгорания топлива при работе ДВС;
- хозяйственно-бытовые жидкие и твердые отходы;

Виды возможного воздействия на природную среду при ГРП:

- загрязнение жидкостями ГРП и химическими реагентами почвы, поверхностных водоемов, атмосферного воздуха.

Второстепенные объекты негативного воздействия:

- почвы;
- недра;
- поверхностные водоемы;
- атмосферный воздух;
- растительный и животный мир [15].

### **5.2.2 Решения по обеспечению экологической безопасности при проведении ГРП**

При осуществлении гидравлического разрыва в большинстве случаев используют жидкости на основе нефти. Причем перед закачкой их обрабатывают химическими составами. Последние имеют в своей основе вещества 3 класса опасности и большинство других веществ 2-3 класса. Это напрямую говорит о том, что при утечке они представляют серьезную

опасность для окружающей среды. Поэтому на производстве применяют следующие способы, предотвращающие попадание жидкостей разрыва в окружающую среду:

- жидкости для гидравлического разрыва изготавливаются по специальным технологиям, не допускающим их попадания в почву;
- при сборке-разборке быстросъемных соединений и других креплений арматуры применяются поддоны;
- проведение ГРП осуществляют только при полностью герметизированной эксплуатационной колонне и в отсутствие ЗКЦ (за колонная циркуляция)[15].

### **5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

Чрезвычайная ситуация – обстановка, возникающая в результате аварии на объекте или определенной территории, а также в результате иного природного или техногенного бедствия. В результате ЧС наносится серьезный вред окружающей среде и народному хозяйству, ставится под угрозу жизнь людей, а также причиняется ущерб имуществу населения. Чрезвычайные ситуации подразделяются на трансграничные, территориальные, федеральные, региональные, местные и локальные. Принадлежность ЧС к той или иной категории зависит от числа пострадавших людей, размера ущерба в материальном отношении, а также от площади воздействия вредоносных факторов [16].

В природно-климатических условиях при проведении ГРП могут возникнуть следующие чрезвычайные ситуации:

Природного характера:

- паводковые наводнения;
- ураганы;

Техногенного характера:

- фонтанирование скважин;



- взрывы;
- отключение электроэнергии [16].

Для предотвращения и быстрой ликвидации аварий, которые могут возникнуть на объектах нефтедобычи при чрезвычайных ситуациях составляются планы по ликвидации возможных аварий (ПЛВА). ПЛВА составляются в соответствии с правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности и должны содержать следующее:

- перечень возможных аварий на объекте;
- способы оповещения об аварии (сирена, световая сигнализация, громкоговорящая связь, телефон и др.), пути выхода людей из опасных мест и участков в зависимости от характера аварии;
- действия лиц технического персонала, ответственных за эвакуацию людей и проведение предусмотренных мероприятий;
- список и порядок оповещения должностных лиц при возникновении аварии;
- способы ликвидации аварий в начальной стадии. Первоочередные действия технического персонала по ликвидации аварий (пожара), предупреждению увеличения их размеров и осложнений;
- осуществление мероприятий по предупреждению тяжелых последствий аварий. Порядок взаимодействия с газоспасательными и другими специализированными службами;
- список и местонахождение аварийной спецодежды, средств индивидуальной защиты (СИЗ) и инструмента;
- список пожарного инвентаря, находящегося на объекте;
- акты испытания СИЗ, связи, заземления;
- график и схему по отбору проб газовой среды;
- технологическая схема объекта;
- годовой график проведения учебных занятий для предотвращения возможных аварий [16].

### 5.3.1 Пожаровзрывобезопасность

Для предотвращения образования взрывоопасных концентраций продуктов в помещениях и других закрытых местах на нефтегазодобывающих предприятиях осуществляют герметизацию оборудования и всех путей передвижения нефти и газа, устраивают эффективную вентиляцию в помещениях, а также проводят мероприятия по предотвращению появления огня во взрывоопасных местах.

В качестве огнегасительных веществ применяют воду в виде струй, пара или в распылённом состоянии, твердые вещества (песок, кошмы), инертные газы (азот, двуокись углерода), галоидопроизводные составы, пены (химическая и воздушно-механическая).

Пожар можно ликвидировать механическим воздействием на пламя, изоляцией его от воздуха, охлаждением или удалением горючих веществ из очага горения. Для этой цели используют огнегасительные вещества и противопожарное оборудование: водяные гидранты, шланги, стволы, пеногенераторы, пенокамеры, пенозакидные мачты и др.

У скважин и других объектов должен быть первичный инвентарь для пожаротушения: ящики с песком, лопаты, совки, ломы, топоры, кошма и огнетушители пенные (ОП-5) и углекислые (ОУ-2, ОУ-5). Этот инвентарь используется только по прямому назначению. Обслуживающий персонал должен уметь его эффективно применять [16].

## **5.4 Специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства**

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

- рабочее место, соответствующее требованиям охраны труда;
  - обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний в соответствии с федеральным законом;
  - получение достоверной информации от работодателя, соответствующих государственных органов и общественных организаций об условиях и охране труда на рабочем месте, о существующем риске повреждения здоровья, а также о мерах по защите от воздействия вредных или опасных производственных факторов;
  - отказ от выполнения работ в случае возникновения опасности для его жизни и здоровья вследствие нарушения требований охраны труда, за исключением случаев, предусмотренных федеральными законами, до устранения такой опасности;
  - обеспечение средствами индивидуальной и коллективной защиты в соответствии с требованиями охраны труда за счет средств работодателя;
  - обучение безопасным методам и приемам труда за счет средств работодателя;
  - личное участие или участие через своих представителей в рассмотрении вопросов, связанных с обеспечением безопасных условий труда на его рабочем месте, и в расследовании происшедшего с ним несчастного случая на производстве или профессионального заболевания;
  - внеочередной медицинский осмотр в соответствии с медицинскими рекомендациями с сохранением за ним места работы (должности) и среднего заработка во время прохождения указанного медицинского осмотра;
- гарантии и компенсации, установленные в соответствии с настоящим кодексом, коллективным договором, соглашением, локальным нормативным

- актом, трудовым договором, если он занят на работах с вредными и (или) опасными условиями труда;
- повышенные или дополнительные гарантии и компенсации за работу на работах с вредными или опасными условиями труда могут устанавливаться коллективным договором, локальным нормативным актом с учетом финансово-экономического положения работодателя [17].

#### **5.4.1 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны**

Гидравлический разрыв пласта осуществляется при надзоре ответственного инженерного работника согласно плану работ, подписанному руководителем организации:

- в процессе ГРП персоналу запрещается находиться вблизи нагнетательных трубопроводов и рядом с устьем скважины;
- напорный коллектор блока манифольдов должен быть оборудован датчиками контрольно-измерительных приборов, предохранительными клапанами и линией сброса жидкости, а нагнетательные трубопроводы обратными клапанами. Схема обвязки устья скважины перед проведением ГРП согласовывается с противofонтанной службой;
- после обвязки устья скважины необходимо опрессовать нагнетательные трубопроводы на ожидаемое давление при гидравлическом разрыве пласта с коэффициентом запаса не менее 1,25 [18];

В процессе ГРП все оборудование работает на предельных паспортных режимах при высоких давлениях, поэтому для обеспечения безопасности работ необходимо придерживаться следующих правил:

- работников допускают к проведению ГРП только после соответствующего инструктажа по ТБ (техника безопасности);
- территорию вокруг скважины очищают от посторонних предметов;

- расставляют агрегаты, обвязывают все оборудование, опрессовывают его под непосредственным руководством и контролем ответственного руководителя работ;
- насосные агрегаты должны иметь исправную контрольно-измерительную аппаратуру; предохранительные клапаны должны быть предварительно опрессованы, а их сброс должен быть обеспечен линией, отводящей жидкость под агрегат;
- при опрессовке обвязки и пакера рабочие не должны находиться у устья скважины и у элементов обвязки. В это время запрещается проводить какие-либо работы с элементами обвязки;
- демонтаж оборудования разрешается только после снижения давления до атмосферного [18].

## **Заключение**

Технология проведения гидроразрыва пласта с установкой гравийного фильтра рекомендуется как метод борьбы с пескопроявлением, который так же положительно влияет на среднесуточный дебит скважины.

На основе фактического материала, полученного в процессе разработки, компанией было принято решение применить технологию гидроразрыва пласта с установкой гравийного фильтра на скважине №109 Пильтун-Астохского месторождения. Описана технология проведения и оборудование, применяемые для данного метода воздействия на пласт, произведены расчеты технологического и экономического эффектов, на основании которых получены следующие результаты:

- дебит нефти на обрабатываемой скважине увеличился в 2,3 раза;
- себестоимость добычи 1 тонны нефти по месторождению снизилась на 10%;
- затраты на проведение гидроразрыва пласта окупались в течение двух-трех месяцев, что свидетельствует о целесообразности проведения гидроразрыва пласта с установкой гравийного фильтра на выбранной скважине.

## Список использованных источников

1. Технологическая схема разработки Пильтун – Астохского месторождения, «Сахалин Энерджи Инвестмент Компани Лтд».
2. Басарыгин Ю.М., Будников В.Ф., Булатов А.И., Гераськин В.Г. Строительство наклонных и горизонтальных скважин. – М: Недра, 2000. – 262с.
3. Булатов А.И., Просёлков Е.Ю., Просёлков Ю.М. Бурение горизонтальных скважин: справочное пособие. – Краснодар: Издательство «Советская Кубань», 2008. – 419с.
4. С.А. Шаманов «Бурение и заканчивание горизонтальных скважин» - Недра-Бизнес центр, 2001. - 190с.
5. А.Д. Башкатов «Предупреждение пескования скважин». - Недра, 1991г.- 177с.
6. М.Экономидес, Р. Олини, П. Валько «Унифицированный дизайн ГРП. Наведение мостов между теорией и практикой». - Институт компьютерных исследований, 2007. - 236с.
7. А.С. Меликбеков «Теории практика гидравлического разрыва пласта». - Недра, 1967г. - 141с.
8. В.И. Некрасов, А.В. Глебов, Р.Г. Ширгазин, В.В. Вахрушев «Гидроразрыв пласта: внедрения и результаты, проблемы и решения». - Лангепас, Тюмень ГУП «Информационно — издательский центр ГНИ по РБ», 2001г. - 240с.
9. Б.В. Арестов «Разработка и исследование техники технологии создания гравийных фильтров в скважинах». - ВНИИГАЗ, 1987. - 176с.
10. Ю.А. Савиных, Х.Н. Музипов «Инновационная техника и технология бурения и добычи нефти». - ТюмГНГУ, 2009. - 268с.
11. Згонникова В.В. «Временные методические рекомендации по расчету экономического эффекта дипломного проектирования». – Архангельск: Издательство АГТУ, 2002. – 85с.

12. Отчет «Сахалин Энерджи Инвестмент Компани Лтд.»2014г.
13. Экологический паспорт нефтегазоконденсатного Пильтун-Астохского месторождения – ОАО «Сахалин Энерджи Инвестмент компании Лтд»
- 14.14 РД 153-34.0-03.702-99. Инструкция по оказанию первой помощи при несчастных случая на производстве.
15. Экологическая безопасность при ГРП, [Электронный ресурс], Режим доступа: <http://vseonefti.ru/upstream/frac.html>. Дата обращения: 20.04.2018г.
16. Мастрюков Б. С. Безопасность в чрезвычайных ситуациях в природно-техногенной сфере . Прогнозирование последствий: учеб. Пособие для студ. учреждений высш. проф. образования 2-е изд., стер. //Прогнозирование последствий-М.: Изд. центр «Академия. – 2012г.
17. Гарантии права работников на труд в условиях, соответствующих требованиям охраны труда, [Электронный ресурс], Режим доступа: <http://tkodeksrf.ru/ch-3/rzd-10/gl-36/st-220-tk-rf>. Дата обращения: 20.04.2018г
18. Компоновка рабочей зоны при ГРП, [Электронный ресурс], Режим доступа: [http://studopedia.ru/17\\_50245\\_gidravlicheskiy-razriv-plasta.html](http://studopedia.ru/17_50245_gidravlicheskiy-razriv-plasta.html). Дата обращения: 20.04.2018г.