

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

### БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
<b>Анализ эффективности применения технологии гидравлического разрыва пласта на Катыльгинском нефтегазовом месторождении (Томская область)</b>

УДК 622.276.66(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
з-2Б53Т	Сейтканов Владислав Алексеевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД ИШПР	Орлова Юлия Николаевна	к.ф-м.н.		

### КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Киселева Елена Станиславовна	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ООД ШБИП	Дашковский Анатолий Григорьевич	к.т.н.		

### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

**Инженерная школа природных ресурсов**

Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело

Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:

Руководитель ООП

\_\_\_\_\_ Максимова Ю.А.

(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

**ЗАДАНИЕ**

**на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

Бакалаврской работы
---------------------

Студенту:

Группа	ФИО
з-2Б53Т	Сейтканову Владиславу Алексеевичу

Тема работы:

<b>Анализ эффективности применения технологии гидравлического разрыва пласта на Катильгинском нефтегазовом месторождении (Томская область)</b>	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	от 01.03.2019 г. № 1653/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<b>Исходные данные к работе</b>	Объектом исследования является Катильгинское нефтегазовое месторождение. Исходные данные к работе: - пакет геологической и геофизической информации по Катильгинскому месторождению; - тексты и графические материалы отчетов и научно-исследовательских работ; - фондовая и периодическая литература.
<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>	- Общие сведения о месторождении; - геологическая часть; - общая характеристика разработки месторождения; - анализ эффективности гидроразрыва пласта; - финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение; - социальная ответственность;

<b>Перечень графического материала</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Обзорная схема района;</li> <li>- схема расстановки наземного оборудования при производстве ГРП;</li> <li>- графические материалы обзорной литературы;</li> <li>- презентация.</li> </ul>
<b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b>	
<b>Раздел</b>	<b>Консультант</b>
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Киселева Елена Станиславовна
Социальная ответственность	Дашковский Анатолий Григорьевич

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	02.03.2019 г.
---	---------------

**Задание выдал руководитель**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД ИШПР	Орлова Юлия Николаевна	к.ф-м.н.		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
з-2Б53Т	Сейтканов Владислав Алексеевич		

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

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
з-2Б53Т	Сейтканову Владиславу Алексеевичу

<b>Школа</b>	<b>ИШПР</b>	<b>Отделение</b>	<b>ОНД</b>
<b>Уровень образования</b>	Бакалавр	<b>Специальность</b>	21.03.01 Нефтегазовое дело

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Количество проводимых операций; Сложность проводимых операций.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Стоимость проведения ГРП.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Амортизация, энергоресурсы, заработная плата.

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

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Проведены расчеты эффективности проведения ГРП на Катыльгинском месторождении.
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Отчисления бюджета проводятся на научные исследования.
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Выявлено, что эффективность проведения ГРП зависит от прироста дебита в результате проведения операции и от курса цен на нефть.

<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>
Доцент ОСГН ШБИП	Киселева Елена Станиславовна	к.э.н.		

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
з-2Б53Т	Сейтканов Владислав Алексеевич		

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
з-2Б53Т	Сейтканову Владиславу Алексеевичу

<b>Школа</b>	<b>ИШПР</b>	<b>Отделение</b>	<b>ОНД</b>
<b>Уровень образования</b>	Бакалавр	<b>Специальность</b>	21.03.01 Нефтегазовое дело

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

1. Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования).	Объектом исследования является Катыльгинское нефтегазовое месторождение. Рабочая зона располагается на специально оборудованных кустовых площадках. Область применения объекта – любое нефтегазовое месторождение.
2. Отбор законодательных и нормативных документов по теме.	ГОСТ 12.0.003-2015 «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация». Федеральный закон от 22.07.2013 г. №123 – ФЗ, Технический регламент о требованиях пожарной безопасности.

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

1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды.	Анализ выявленных вредных факторов: - общая система производственного освещения; - шум и вибрации от работы;
2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой произведенной среды.	Анализ выявленных опасных факторов: - электрический ток;
3. Охрана окружающей среды.	Анализ воздействия объекта на атмосферу. Решение по обеспечению экологической безопасности.
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях	Анализ возможных ЧС при эксплуатации проектируемого решения; - разработка действий в результате возникшей ЧС.
5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности и социальной защиты работников на предприятии.	Специальные правовые нормы трудового законодательства; - организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.

### Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Доцент ООД ШБИП	Дашковский Анатолий Григорьевич	к.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
з-2Б53Т	Сейтканов Владислав Алексеевич		

# РЕЗУЛЬТАТЫ ОСВОЕНИЯ ПРОГРАММЫ БАКАЛАВРИАТА

## 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

### Планируемые результаты обучения

Код результата	Результаты обучения	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
P1	Применять глубокие естественнонаучные знания, математические, экономические и инженерные знания для решения научных и практических задач в нефтегазовом секторе экономики.	Требования ФГОС ВО (ОК–1, ОК–2, ОК–3, ОК–4, ОК–5, ОК–7, ОК–8) (ЕАС–4.2a) (АВЕТ–3А)
P2	Применять глубокие профессиональные знания в области современных нефтегазовых технологий для решения междисциплинарных инженерных задач нефтегазовой отрасли.	Требования ФГОС ВО (ОК–3, ОК–4, ОК–7, ОК–9) ПК–4, ПК–5, ПК–13, ПК–15.
P3	Планировать и проводить аналитические и экспериментальные исследования с использованием новейших достижений науки и техники, уметь критически оценивать результаты и делать выводы, полученные в сложных и неопределённых условиях.	Требования ФГОС ВО (ОК–1, ОК–2, ОК–3, ОК–4, ОК–7, ОК–8, ОК–9) (АВЕТ–3i), ПК1, ПК–23, ОПК–6, ПК–23
P4	Проявлять глубокую осведомленность о передовых знаниях и открытиях в области нефтегазовых технологий с учетом передового отечественного и зарубежного опыта, уметь использовать новые знания при обучении сотрудников.	Требования ФГОС ВО (ОПК–1, ОПК–2, ОПК–3, ОПК–4, ОПК–5, ОПК–6) (ЕАС–4.2d), (АВЕТ3е)
P5	Использовать инновационный подход при разработке новых идей и методов проектирования объектов нефтегазового комплекса для решения инженерных задач развития нефтегазовых технологий, модернизации и усовершенствования нефтегазового производства; использовать основы изобретательства, правовые основы в области интеллектуальной собственности.	Требования ФГОС ВО (ПК–1, ПК–2, ПК–3, ПК–4, ПК–7, ПК–8, ПК–9, ПК–10, ПК–11, ПК–13, ПК–14, ПК–15)
P6	Внедрять, эксплуатировать и обслуживать современные машины и механизмы для реализации технологических процессов нефтегазовой области, обеспечивать их высокую эффективность, соблюдать правила охраны здоровья и безопасности труда, выполнять требования по защите окружающей среды.	Требования ФГОС ВО (ПК–1, ПК–5, ПК–6, ПК–10, ПК–12)
P7	Быстро ориентироваться и выбирать оптимальные решения в многофакторных ситуациях, владеть методами и средствами математического моделирования технологических процессов и объектов.	Требования ФГОС ВО (ОК–5, ОК–6, ПК–16, ПК–18) (ЕАС–4.2–h), (АВЕТ–3d)

P8	Активно владеть иностранным языком на уровне, позволяющем работать в интернациональной среде, разрабатывать документацию и защищать результаты инженерной деятельности.	Требования ФГОС ВО (ПК–5, ПК–14, ПК17, ПК–19, ПК–22)
P9	Эффективно использовать любой имеющийся арсенал технических средств для максимального приближения к поставленным производственным целям при разработке и реализации проектов, проводить экономический анализ затрат, экономической эффективности, маркетинговые исследования.	Требования ФГОС ВО (ПК–21, ПК–23, ПК–24, ПК–25, ПК–26)
P10	Эффективно работать индивидуально, в качестве члена и руководителя команды, умение формировать задания и оперативные планы всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, готовность нести ответственность за результаты работы	Требования ФГОС ВО (ПК–22, ПК–23, ПК–24, ПК–25, ПК–26,) (АВЕТ–3b)
P11	Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности.	Требования ФГОС ВО (ПК–27, ПК–28, ПК–29, ПК–30) (АВЕТ–3с), (ЕАС–4.2–е)

Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки (специальность): 21.03.01 «Нефтегазовое дело»  
 Уровень образования: Бакалавр  
 Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела  
 Период выполнения \_\_\_\_\_ (осенний / весенний семестр 2018 /2019 учебного года)

Форма представления работы:

Бакалаврская работа
---------------------

### КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
02.03.2019	Геологические и географические сведения Катильгинского нефтегазового месторождения.	18
10.03.2019	Анализ разработки Катильгинского нефтегазового месторождения.	25
15.03.2019	Анализ эффективности гидроразрыва пласта на Катильгинском нефтегазовом месторождении.	25
25.05.2019	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.	14
01.06.2019	Социальная ответственность	12
05.06.2019	Оформление работы	6

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД ИШПР	Орлова Юлия Николаевна	к.ф.-м.н.		

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

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



## **Реферат**

Выпускная квалификационная работа включает в себя 108 страниц, 7 рисунков, 10 таблиц, 1 график. 22 источника литературы.

Ключевые слова: Пласт, ГРП, нефть, технология проведения, скважина, проппант.

Объектом исследования является Катильгинское нефтегазовое месторождение.

Цель работы – анализ эффективности проведения ГРП на Катильгинском нефтегазовом месторождении.

В процессе исследования проводились геологическая характеристика месторождения, сравнение проектных и текущих показателей разработки, рассмотрение технологических особенностей гидравлического разрыва пласта, а также анализ эффективности его применения.

Выбранная тема является актуальной, т.к. ГРП является наиболее распространенным методом повышения нефтеотдачи, который применяется практически на каждом месторождении.

### **Обозначения и сокращения:**

ВНЗ – водонефтяная зона;  
ВНК – водонефтяной контакт;  
ГНК – газонефтяной контакт;  
ГРП – гидравлический разрыв пласта;  
ДНС – дожимная насосная станция;  
ЗП – заработная плата;  
КИН – коэффициент извлечения нефти;  
НГДУ – нефтегазодобывающее управление;  
НКТ – насосно-компрессорные трубы;  
НПК – низкопроницаемый коллектор;  
ПДК – предельно допустимая концентрация;  
ПЗС – призабойная зона скважины;  
ППД – поддержание пластового давления;  
СИЗ – средства индивидуальной защиты;  
УВ – углеводороды;  
УЭЦН – установка электроцентробежного насоса;  
ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства;  
ЦППН – цех подготовки и перекачки нефти;  
ЧС – чрезвычайная ситуация.

## Оглавление

Введение.....	13
1 Геолого-физическая характеристика месторождения.....	15
1.1 Общие сведения о месторождении.....	15
1.2 Литолого-стратиграфическая характеристика разреза .....	18
1.3 Тектоническое строение .....	19
1.4 Нефтегазоводоносность.....	20
1.5 Характеристика фильтрационно-емкостных свойств продуктивных пластов .....	23
2 Обоснование и выбор проектируемого технического решения для интенсификации добычи нефти методом ГРП.....	26
2.1 Проектирование технического решения для реализации на Катыльгинском месторождении .....	33
2.2 Выбор метода определения технологической эффективности ГРП.....	37
2.3 Расчет параметров гидравлического разрыва пласта.....	38
2.4 Оборудование, применяемое для ГРП .....	42
2.5. Установка для гидроразрыва пласта .....	43
2.6 Материалы применяемые при ГРП .....	49
2.7 Технология проведения гидравлического разрыва пласта .....	53
3 Анализ эффективности гидроразрыва пласта .....	56
3.1 Текущее состояние разработки Катыльгинского месторождения.....	56
3.2 Анализ эффективности операции ГРП на Катыльгинском месторождении .....	57
4 Финансовый менеджмент.....	67
4.1 Исходные данные и нормативная база для расчета экономических показателей проекта.....	68
4.2. Расчет экономических показателей проекта .....	75
4.3. Экономическая оценка проекта .....	77
4.4. Сравнение технико-экономических показателей базового варианта без проведения ГРП и варианта с проведением ГРП.....	78
5. Социальная ответственность .....	80
5.1. Анализ вредных производственных факторов.....	80
5.2 Анализ опасных производственных факторов.....	88

5.3 Экологическая безопасность.....	97
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях .....	101
5.5 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности и социальной защиты работников на предприятии.....	103
5.5.1 Социальная защита пострадавших на производстве.....	104
Заключение .....	106
Список использованных источников .....	108

## **Введение**

Технология гидравлического разрыва пласта (ГРП) считается наиболее популярным методом интенсификации разработки и увеличения нефтеотдачи низкопроницаемых, слабодренируемых пластов нефтегазовых месторождений. Во многих регионах это единственная технология, существенно увеличить добычу и сделать скважины рентабельными. Применение ГРП на объектах Западной Сибири показало высокую эффективность метода на низкопроницаемых, заглинизированных пластах, разработка которых другими способами затруднена.

Данная работа ставит своей целью рассмотреть метод воздействия на нефтеносные пласты, с помощью гидравлического разрыва пласта, для скважин Катильгинского месторождения. Провести анализ технологических особенностей разработки, анализ вредных и опасных факторов при проведении работ, рассчитать экономические показатели, и оценить эффективности проводимых работ.

Выбранный метод является наиболее распространенным методом повышения нефтеотдачи, который применяется практически на каждом месторождении.

Гидравлический разрыв пласта является сложным технологическим процессом, который требует тщательную подготовку, анализ многих факторов работы продуктивного пласта и скважины, высокую профессиональную подготовку исполнителей.

Технология по проведению ГРП включает в себя - подбор скважин для проведения операции, их последующая подготовка, а так же проектирование и проведение ГРП, освоение скважин после разрыва.

В работе рассмотрена охрана труда, противопожарные мероприятия, промышленная безопасность, охрана окружающей среды и экологии. Экономический раздел представлен расчетом и анализом дебита нефти до и

после проведения операции ГРП, статьи доходов от реализации, а также эксплуатационные и капитальные затраты.

Для снижения темпов падения добычи не обязательно бурить новые скважины, а целесообразно пересмотреть тщательным образом простаивающий фонд скважин. Вероятнее всего, малодобитные скважины, подвергшиеся консервации, будут рентабельны в настоящее время, поскольку имеется обширная инфраструктура, поэтому капитальных вложений в обустройство этих скважин не потребуется, иными словами при минимальных затратах может быть получен максимальный эффект. Соответственно все затраты на проведение ГРП должны в дальнейшем компенсироваться и принести прибыль компании. Предлагаемые мероприятия позволяют значительно увеличить остаточную выработку пластов, соответственно увеличить прибыль предприятия.

## **1 Геолого-физическая характеристика месторождения**

### **1.1 Общие сведения о месторождении**

Рассматриваемое месторождение территориально расположено в пределах Васюганского нефтегазодобывающего района, северо-западе Томской области. Территория района относится к малозаселенной.

Существующая инфраструктура практически полностью связана с деятельностью геологоразведочных нефтедобывающих предприятий. Активные поисковые и разведочные мероприятия в 60-70-е годы привели к открытию в районе группы нефтяных месторождений.

Основной причиной сравнительно медленного освоения месторождений являлись сложные климатические условия и их территориальное расположение. Район практически полностью заболочен, что предопределило необходимость строительства лежневых дорог.

Месторождения разбурены регулярными сетками скважин с расстоянием между скважинами 450-500 метров, осуществлено заводнение по площадным, линейным или блочно-замкнутым схемам, реализована полная компенсация отборов жидкости. Месторождения разбурены с кустовых оснований, количество скважин в кустах в пределах от 8 до 16.

Катыльгинское месторождение территориально расположено в пределах Васюганского нефтедобывающего района на северо-западе Томской области (рисунок 1).

В географическом отношении район проектируемых работ расположен в бассейне среднего течения р. Васюган - одной из крупных притоков р. Оби, а точнее – в пределах Васюган-Юганского междуречья. Рельеф местности представляет собой слабовсхолмленную, заболоченную и затаеженную равнину, типичную для Западно-Сибирской низменности. При этом степень заболоченности территории составляет 40-50%. Абсолютные отметки рельефа изменяются в пределах от +60 до +114 м. Гидрографическая сеть района работ

представлена, помимо наиболее крупных рек: Васюган - на востоке, и Большой Юган на западе, также их притоки (Еллекулун-Ях, Катыльга, Лонтын-Ях, Махня, Локкумьягун) и более мелкими речками и ручьями. Местность в районе проектируемых скважин очень сильно заболочена.

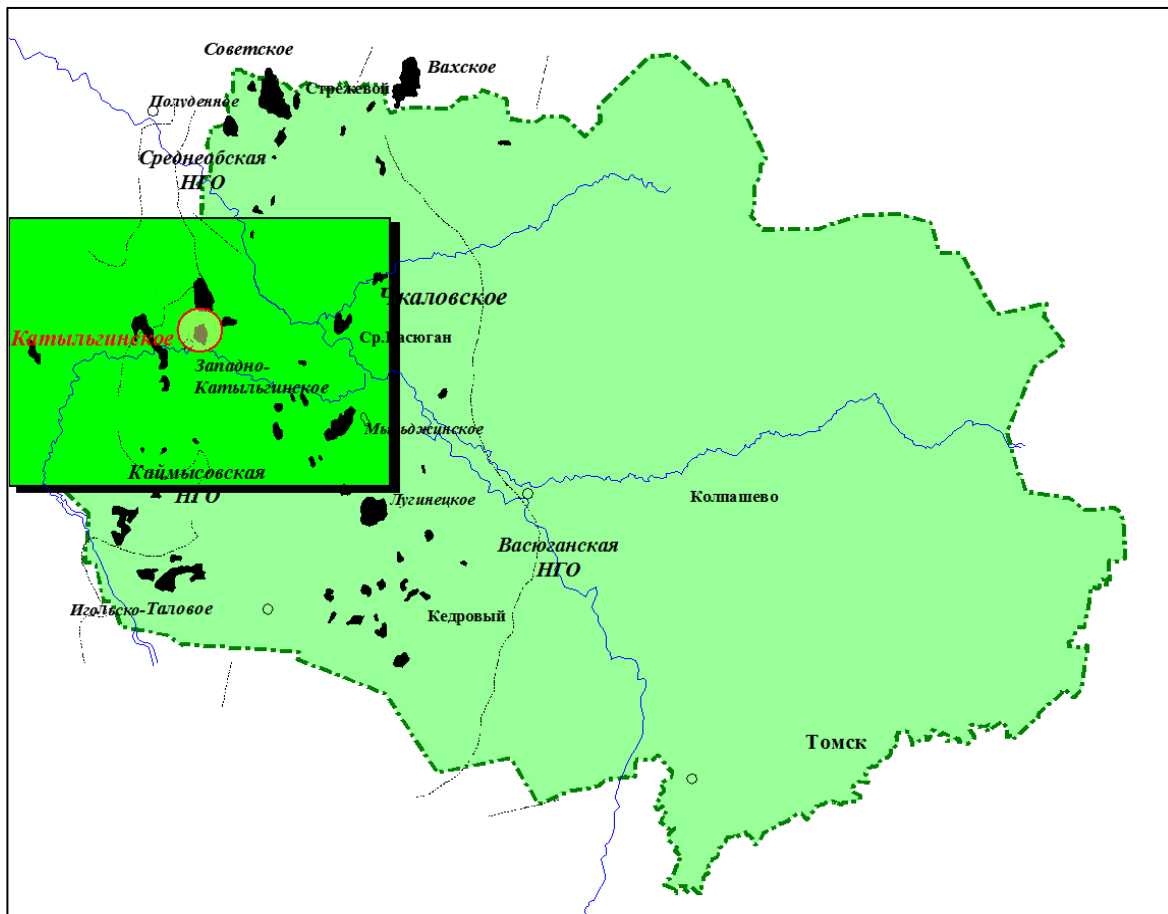


Рисунок 1 – Обзорная карта района работ. Катыльгинское месторождение

В географическом отношении район проектируемых работ расположен в бассейне среднего течения р. Васюган - одной из крупных притоков р. Оби, а точнее – в пределах Васюган-Юганского междуречья. Рельеф местности представляет собой слабовсхолмленную, заболоченную и затаеженную равнину, типичную для Западно-Сибирской низменности. При этом степень заболоченности территории составляет 40-50%. Абсолютные отметки рельефа изменяются в пределах от +60 до +114 м. Гидрографическая сеть района работ представлена, помимо наиболее крупных рек: Васюган - на востоке, и Большой Юган на западе, также их притоки (Еллекулун-Ях, Катыльга, Лонтын-Ях,



Махня, Локкумьягун) и более мелкими речками и ручьями. Местность в районе проектируемых скважин очень сильно заболочена.

Климат района континентально-циклонический, с продолжительной холодной зимой и относительно коротким жарким летом. Абсолютный максимум температур достигает +32С°, а минимум -55С°. Ближайшим крупным населенным пунктом является город Стрежевой - центр нефтедобывающей промышленности Томской области. Он расположен, в 190 км по прямой, северо-восточнее месторождения.

В системе акционерного общества АО «Томскнефть» ВНК месторождение является наиболее крупным месторождением Васюганского нефтедобывающего района и эксплуатируется управлением добычи нефти и газа (УДНГ) ЦДНГ-7. Ближайший населенный пункт - вахтовый поселок Пионерный, расположен в 15 км на восток. Районный центр село Каргасок расположен в 300 км восточнее площади работ на р. Оби. Областной центр - город Томск находится в 600 км юго-восточнее месторождения.

Все месторождения связаны между собой и с городом Стрежевой сетью бетонных автодорог, а также зимниками. В поселке Пионерный имеется аэродром с взлетной полосой с бетонным покрытием, принимающий самолеты типа Ан-26, Ан-24. Общая характеристика месторождения указана в таблице 1.

Таблица 1 – Общая характеристика месторождения

Дата ввода в разработку, г.	1982
Тип месторождения	Нефтяное
Количество объектов разработки	2
Система разработки	ППД, заводнение
Система заводнения	Площадная
Дата открытия, г.	1969
Проектных фонд скважин	878
Пробуренный фонд скважин	820
Накопленная добыча нефти, млн. т	72

## 1.2 Литолого-стратиграфическая характеристика разреза

В геологическом строении описываемого района принимают участие образования доюрского фундамента, несогласно перекрытые породами осадочного чехла.

### Палеозойская группа (Pz)

Литологически отложения представлены зеленовато-серыми, метаморфизированными песчаниками, алевролитами, а также серпентин-кварцевой и серпентин-тальковой породами, трещиноватыми, с включениями пирита. В кровле палеозоя местами залегают отложения коры выветривания, представленные изменёнными глинистыми породами, трещиноватыми, иногда сидеритизированными, с базальной галькой грубообломочных пород фундамента. Толщина этих отложений до 48 м.

### Мезозойская группа (Mz)

#### Юрская система (J)

#### Нижний и средний отдел (J<sub>1-2</sub>)

#### Тюменская свита (J<sub>1-2</sub>tm)

На палеозойских образованиях несогласно залегают породы тюменской свиты, которые формировались, преимущественно, в континентальных условиях, меньше - в прибрежно-морских, а возможно, в обширных опресненных водоемах и литологически представленные чередованием аргиллитов серых, темно-серых, плотных с песчаниками и алевролитами. Песчаники и алевролиты равнозернистые, светло-серые, серые, полимиктовые, косослоистые. Толща характеризуется обилием углефицированных растительных остатков и пропластков углей. Мощность отложений тюменской свиты составляет 119-254 м.

#### Васюганская свита (J<sub>3</sub>vs)

Отложения тюменской свиты трансгрессивно перекрываются прибрежно-морскими осадками васюганской свиты, которая имеет двучленное строение. Нижняя часть свиты, представлена темно-серыми аргиллитами и

верхняя, сложенная песчано-глинистыми породами, слагающие регионально-нефтегазоносный горизонт Ю<sub>1</sub>- основной объект поисково-разведочных работ на нефть и газ в на территории Томской области, включающий в пределах Катыльгинского месторождения пласты Ю<sub>1-0</sub>, Ю<sub>1-1А</sub>, Ю<sub>1-1Б</sub>. Песчаники серые, светло-серые, мелко - среднезернистые, полевошпатово-кварцевые. Толщина отложений васюганской свиты колеблется в пределах от 64 до 75 м.

Верхний отдел (J<sub>3</sub>)

Баженовская свита (J<sub>3</sub>bg)

Породы васюганской свиты перекрываются глубоководно-морскими отложениями баженовской свиты волжского яруса. Представлены темно-серыми, коричневатыми, битуминозными, плитчатыми аргиллитами. Отложения свиты входят в состав региональной верхнеюрско-меловой покрывки. Толщина баженовской свиты 12-18 м.

Четвертичные отложения (Q)

Четвертичные отложения сложены рыхлыми осадками, представленными песками (серыми, темно-серыми, мелко- и среднезернистыми), буровато-серыми суглинками и глинами (серыми, желтовато-серыми, иногда алевроитистыми, с прослоями лигнита). Мощность четвертичных отложений 30-40 м.

Общая толщина всех отложений изменяется в пределах 2440-3050 м.

### 1.3 Тектоническое строение

В тектоническом плане Катыльгинское месторождение приурочено к одноимённому локальному поднятию, осложняющему структуру второго порядка – Катыльгинское куполовидное поднятие, расположенному в северо-восточной части Каймысовского свода. Ему соответствует Верхне - Васюганский антиклинорий (рисунок 2).

В 1978 году в результате работ с/п 5/77-78 гг. (Г.И.Берлин) была построена структурная карта по отражающему горизонту Па, прослужившая

основой для структурных построений при подсчёте запасов в 1979г. Структура представляла собой антиклинальную складку субмеридионального простирания, осложненную тремя куполами оконтуривающуюся сейсмоизогипсой -2440 м. Амплитуда структуры составляла 110 м. в пределах структуры выделялось два разлома - один в северо-восточной, другой – в центральной её части, прослеживающиеся на незначительном расстоянии. На наличие системы дизъюнктивных нарушений указывали и материалы дешифрования аэрофотоснимков.

Результаты эксплуатационного разбуривания месторождения, а также детализационные работы методом общей глубины точки (МОГТ), не подтвердили наличия тектонических нарушений в пределах залежей. Согласно последним сейсмическим данным, Катыльгинская структура по горизонту Па, представляет собой антиклинальную складку субмеридионального простирания, оконтуривающуюся сейсмоизогипсой -2370 м. Амплитуда поднятия составляет 100 м.

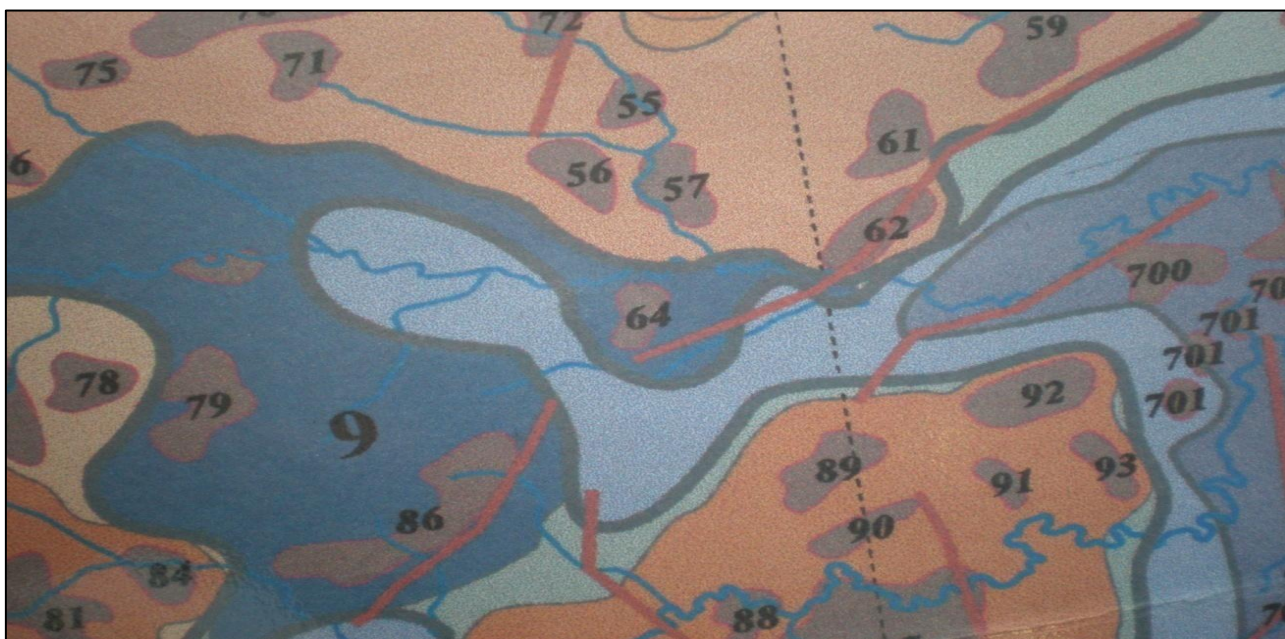


Рисунок 2 – Тектоническая карта

#### 1.4 Нефтегазоводоносность

Согласно принятой схеме районирования Катыльгинское нефтяное месторождение входит в Каймысовский нефтегазоносный район.

Промышленная нефтеносность месторождения связана с терригенными верхнеюрскими отложениями васюганской свиты. Регионально продуктивный горизонт Ю<sub>1</sub> включает три нефтяные залежи, приуроченные к пластам Ю<sub>1-0</sub>, Ю<sub>1-1А</sub>, Ю<sub>1-1Б</sub>.

Пласт Ю<sub>1-0</sub> литологически представлен серыми, мелко- и среднезернистыми песчаниками полевошпатово-кварцевыми, реже полимиктовыми. Увеличение общих и эффективных толщин прослеживается с северо-востока на юго-запад, изменяясь соответственно от 2 м до 10,3 м и от 0 м до 8,4 м.

Водонефтяной контакт по пласту Ю<sub>1-0</sub> принят по разведочным скважинам. В южной и восточной частях залежи водонефтяной контакт принят по подошве пласта в скв. №101р на а.о. -2420 м, где при испытании получен приток нефти дебитом 3,3 м<sup>3</sup>/сут. на 2,8 мм штуцере. В скв. 99р на а.о. -2430 м получен приток пластовой воды. На западном склоне структуры ВНК опускается до а.о. -2431 м по подошве пласта в скв. 97рЮ, где получен приток нефти дебитом 2,8 м<sup>3</sup>/сут. на 4 мм штуцере. Водоносная часть залежи вскрыта скважинами 102 и 116, где кровля пласта отмечается соответственно на а.о. -2462 м и -2444 м.

Дебиты нефти в разведочных скважинах составили 2,8-5,2 м<sup>3</sup>/сут. на 4 мм штуцере. На эксплуатационных скважинах - от 3,8 т/сут. до 22,6 т/сут. на 6мм штуцере.

Начальное пластовое давление составляет 25,3-26,0 МПа. Залежь пласта Ю<sub>1-0</sub> – пластовая, сводовая, литологически ограниченная. Размеры залежи 15×8 км, высота её 103 м. Водонефтяная зона составляет 4,5% от общей площади залежи. Геологический разрез изображен на рисунке 3.

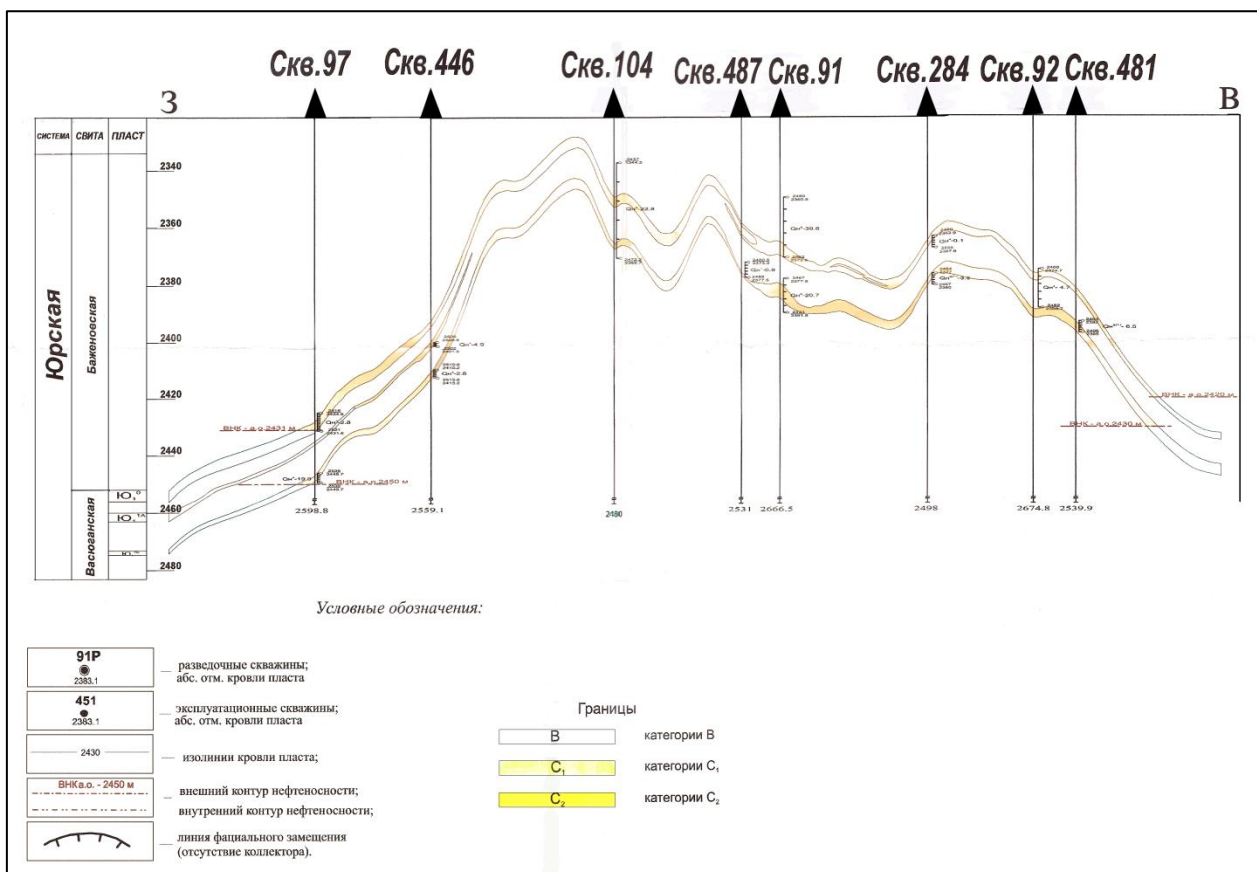


Рисунок 3 – Геологический разрез. Катильгинское месторождение

Пласт Ю<sub>1-1А</sub> представлен песчаниками темно-серыми, мелкозернистыми, окварцованными и алевролитами серыми, плотными, окварцованными, имеет ограниченное распространение. Как коллектор прослеживается на западном склоне Катильгинской структуры, выклиниваясь в западном и восточном направлении. Эффективные нефтенасыщенные толщины изменяются от 0 до 8,4 м, увеличиваясь с юга на север.

Водонефтяной контакт пласта Ю<sub>1-1А</sub> принят по аналогии с пластом Ю<sub>1-0</sub> на а.о. -2431 м. Раздельно пласт Ю<sub>1-1А</sub> опробован в трех скважинах: 251, 275 и 494. Дебиты нефти составили 2,3-4,4 м<sup>3</sup>/сут. на 4 мм штуцере. Совместно с пластом Ю<sub>1-0</sub>, пласт Ю<sub>1-1А</sub> опробован в трех скважинах: 288, 328 и 107, где дебиты нефти составили 3,0-8,4 м<sup>3</sup>/сут. на фонтане. Максимальный дебит нефти получен при совместном опробовании пластов Ю<sub>1-1А</sub> и Ю<sub>1-1Б</sub> в скважине 402-16 м<sup>3</sup>/сут. на 4 мм штуцере.

Залежь нефти пласта Ю<sub>1-1А</sub> литологически экранированная, приуроченная к участкам замещения непроницаемых пород проницаемыми. Размер залежи 7,5×1,5 км, высота ее 64 м.

Пласт Ю<sub>1-1Б</sub> литологически представлен песчаниками с прослоями глинисто-алевролитовых пород. Общие толщины пласта составляют 1,0-8,8 м, эффективные нефтенасыщенные толщины 0-6,0 м.

Водонефтяной контакт такой же, как и для пласта Ю<sub>1-0</sub>, понижается в западном направлении. В южной части ВНК вскрыт в скважине 101 на а.о. - 2430 м. Из пласта получен приток воды с нефтью дебитом соответственно 2,6 м<sup>3</sup>/сут. и 0,9 м<sup>3</sup>/сут. На западном склоне водонефтяной контакт принят на а.о. - 2480 м по подошве пласта Ю<sub>1-1Б</sub> в скважине 104, при опробовании которой получен приток нефти дебитом 39 м<sup>3</sup>/сут. на 8мм штуцере. Дебиты нефти в разведочных скважинах составляют 27,2-34,0 м<sup>3</sup>/сут. на 6 мм штуцере, в эксплуатационных скважинах они изменяются от 7,0 до 37,2 м<sup>3</sup>/сут. на 6 мм штуцере.

Размеры залежи 12×7,5 км, высота её 107 м. Залежь пласта Ю<sub>1-1Б</sub> пластовая, сводовая. Водонефтяная зона незначительная, составляет 3,9% от общей площади залежи.

Дальнейшие перспективы доразведки месторождения связаны с площадью запасов С<sub>2</sub>. Так по пласту Ю<sub>1-0</sub> рекомендуется бурение одной разведочной скважины в зоне толщиной 4 м в северной части месторождения, по пласту Ю<sub>1-1Б</sub> – в зоне повышенных толщин южной его части.

### 1.5 Характеристика фильтрационно-емкостных свойств продуктивных пластов

Породами-коллекторами продуктивных пластов являются песчаники мелко-, реже среднезернистые, иногда переходящие в крупнозернистые алевролиты.



Песчаники пласта Ю<sub>1-0</sub> серые, светло-серые, мелко- и среднезернистые, местами алевритистые. Мелкозернистые песчаники получили наибольшее развитие. Содержание фракции (0,1-0,25 мм) изменяется от 3 до 73%. Примесь среднезернистого (0,25-0,5 мм) материала составляет от 5 до 20%, алевритистого (0,1-0,01 мм) – от 1-3 до 20%.

В целом песчаники характеризуются преимущественно хорошей и средней степенью отсортированности обломочного материала. По петрографическому составу породы полевошпатово-кварцевые, реже кварц - полевошпатовые, содержащие кварца 35-40%. Примесь обломков пород повсеместна и изменяется от 6 до 20%. Слюды присутствуют от 1 до 4%. Глинистые материалы представлены гидрослюдами и каолинитом. Карбонатный цемент представлен кальцитом, сидеритом и доломитом.

Алевролиты пласта Ю<sub>1-0</sub> плотные, светло-серые, мелкозернистые и мелко - крупнозернистые, часто песчанистые. Общая толщина пласта колеблется от 2 до 10,3 м, эффективная от 0 до 8,4 м. Коллекторские свойства пласта Ю<sub>1-0</sub> изменяются в широком диапазоне. Пористость изменяется от 11,3 до 21,9% (в среднем 16,4%); проницаемость от 1 до  $61,3 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> (в среднем  $10,2 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>). Остаточная водонасыщенность от 21,6 до 61,2% (в среднем 41,6%).

Песчаники пласта Ю<sub>1-1Б</sub> серые, светло-серые, мелко- и разномзернистые, среднесцементированные и крепкие, с массивной и слоистой текстурой. Алевролиты мелкозернистые и мелко- крупнозернистые, часто песчанистые. Гранулометрический состав характеризуется преобладанием мелкозернистой песчаной фракции (0,1-0,25 мм), содержание фракции 41-50%. Примесь среднезернистой фракции (0,25-0,5 мм) от 1 до 14%. Алевритовый материал размерами 0,01-0,05 мм составляет от 4 до 16%. Крупноалевритовая (0,05-0,1 мм) примесь повсеместна и изменяется от 10 до 28%. По степени отсортированности обломочного материала преобладают хорошо и среднеотсортированные песчаники. Цемент в песчаниках связан с развитием карбонатов от 17 до 30%. По петрографическому составу породы пласта Ю<sub>1-1Б</sub>



полевошпатово-кварцевые, кварц - полевошпатовые и реже полимиктовые. Общая толщина пласта колеблется от 1 до 8,8 м, эффективная от 0 до 6 м.

Коллекторские свойства Ю<sub>1-1Б</sub> изменяются: пористость от 12,9 до 20,5% (в среднем 17,4%); проницаемость от 1,3 до  $102,3 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> (в среднем  $11,3 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>); остаточная водонасыщенность от 24,7 до 59,8% (в среднем 34,2%).

Пласт Ю<sub>1-1А</sub> распространен вдоль западного склона структуры. Коллектор представлен песчаниками темно-серыми, мелкозернистыми, пористыми, окварцованными. Алевролиты серые, плотные, окварцованные. Максимальная общая толщина пласта достигает 10 м, эффективная до 8,4 м.

#### Выводы

На основании вышесказанного, можно сделать вывод, что в разрезе Катыльгинского нефтегазового месторождения установлена нефтегазоводоносность песчаников баженовской свиты. Все выявленные залежи нефти и газа в пределах месторождения – пластовые, литологически экранированные.

## **2 Обоснование и выбор проектируемого технического решения для интенсификации добычи нефти методом ГРП**

В настоящее время технология гидравлического разрыва пласта считается наиболее популярным методом интенсификации разработки и увеличения нефтеотдачи низкопроницаемых, слабодренируемых пластов нефтяных месторождений. Во многих регионах это единственная технология, существенно увеличить добычу и сделать скважины рентабельными. Применение ГРП на объектах Западной Сибири показало высокую эффективность метода на низкопроницаемых, заглинизированных пластах, разработка которых другими способами затруднена.

Основной целью ГРП является образование канала с высокой пропускной способностью для жидкости в пласте. На пласт действуют силы, обусловленные весом вышележащих пород, образующих горное давление. Для того чтобы образовать трещину в пласте, необходимо преодолеть эти давления и разорвать связывающие породу силы. Это достигается путем создания в зоне пласта высокого давления, которое превышает значение горного давления. В призабойную зону скважины нагнетается жидкость высокой вязкости с пониженным значением фильтрации.

Высокий темп закачки обеспечивает условие, когда скорость подачи жидкости превышает скорость ее отфильтрации (матричный темп закачки) и за счет этого давление в зоне пласта возрастает до значения, когда происходит образование трещины. Затем производится закачка так называемого объема "подушки", жидкости необходимой для создания трещин заданных размеров. Когда данная цель достигнута, трещина заполняется сыпучим расклинивающим агентом, который сохраняет трещину в раскрытом состоянии после снятия давления.

В результате описанной операции в пласте создается высокопроводимый канал, обеспечивающий свободный доступ пластовому флюиду из неразработанной части пласта в скважину.

Процесс ГРП обычно включает в себя два основных этапа:

– первый этап состоит в том, что в продуктивный пласт при высоком давлении (до 70 МПа) и с достаточной скоростью закачивают рабочую жидкость, в результате чего происходит разрыв в породе коллекторе и образование искусственных трещин.

– второй этап заключается в том, что в пласт закачивается расширитель трещин для того, чтобы поддержать стенки трещин в раскрытом состоянии, сохраняя высокую пропускную способность после окончания процесса и снятия избыточного давления.

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

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

материала были разработаны специальные устройства для его хранения и транспортировки.

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

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

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

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

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

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

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

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

Все вышеперечисленные условия эффективного применения ГРП с учетом низкой продуктивности (приемистости) скважин наталкивает на необходимость применения ГРП на Катыльгинском месторождении.

Применение ГРП на Катыльгинском месторождении должно удовлетворять следующим критериям:

#### 1. Стадия истощения пласта

При сильном истощении, гидроразрыв не целесообразен. Однако он может принести заметную пользу и в таких пластах путем фильтрации нефти при гравитационном режиме.

#### 2. Сцементированность и состав коллектора

Гидроразрыв успешен в известняках, песчаниках, доломитах и коллекторах смешанного состава. Хотя в несцементированных породах он обычно не рассматривается, есть успешные результаты.

#### 3. Проницаемость и толщина коллектора

Рекомендуется обрабатывать низкопроницаемые пласты. Возможность использования мощной, современной техники, делает значение толщины коллектора, второстепенным значением.

#### 4. Предыдущие обработки коллектора

Если повторная операция сможет усилить масштабы воздействия (глубину, количество трещин, например), то она имеет смысл.

#### 5. Изолированность зоны предстоящего воздействия.

Жидкость разрыва пойдет по пути наименьшего сопротивления. Если вместо продуктивного пласта трещина пойдет по цементу, глине и т.п., то эффективности не будет.

#### 6. Расположение водонефтяного контакта.

Создание или продление трещин в водонасыщенную зону приводит к росту дебитов воды без увеличения дебита нефти. Опыт показал, что вертикальные трещины создаются неуправляемо и могут протянуться на много метров вглубь водоносной зоны под продуктивным пластом.

Результаты ГРП на месторождениях, разрабатываемых при естественном водонапорном режиме или при заводнении, показывают, что неблагоприятные последствия такого гидроразрыва наиболее значительны для пластов, работающих под воздействием подпора подошвенных вод или, когда такие воды просто присутствуют. Следует приложить специальные условия, чтобы избежать трещин, проникающих вглубь водяной зоны.

Метод технологии ГРП основан на закачке жидкости гидроразрыва под давлением (до 70 МПа) в результате чего происходит расширение естественных имеющихся и образование новых трещин в пласте. При последующей закачке проппанта, кварцевого песка или кислотного состава, происходит расширение образовавшихся трещин, тем самым увеличив проницаемость скважины. Об образовании новых трещин говорит факт снижения давления закачки, а об открытии естественных трещин говорит факт увеличения расхода жидкости непропорционально росту давления [1].

В качестве жидкости разрыва на нагнетательных скважинах закачивают воду с поверхностно-активными веществами (ПАВ), воду загущенную полимерами, эмульсию или просто воду. Для производства гидроразрыва пласта на нефтяных скважинах - закачивают нефть, специальный гель, или кислоту, а после для закрепления трещин, закачивают проппант и кварцевый песок.

Проницаемость породы от проведения ГРП зависит от качества трещины и ряда факторов, которые тесно взаимосвязаны, такие как:

1. тип, размер и однородность применяемого проппанта;
2. степень разрушения или деформации проппанта;
3. объем проппанта закачиваемого в пласт;

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

Технология проведения ГРП на Катильгинском месторождении включает в себя: промывку скважины; спуск в скважину подвески из НКТ, на конце которой находится в зависимости от количества стадий ГРП муфты и разбухающие пакера; установка фонтанной арматуры для проведения ГРП, выдерживающая высокие давления до 70 МПа; закачку по НКТ в пласт жидкости - гидроразрыва; жидкости - проппантоносителя и продавочной жидкости; освоение и пуск скважины в работу.

Система подготовки жидкости ГРП включает в себя: смесительный агрегат (блендер), ёмкость с нефтью и песковоз. Замешивание жидкости необходимой для проведения ГРП производится непосредственно на кустовой площадке, перед самой закачкой.

Для проведения ГРП к устью скважины подключаются высоконапорные насосы, которые вместе с обвязкой опрессовываются на рабочее давление.

Управление процессом гидроразрыва пласта осуществляется в штабе, который находится на кустовой площадке и имеет автоматическую защиту от возможных аварий. В случае аварии в штабе автоматически отключаются насосы. Сброс давления производится в вакуумную установку, которая собирает в обвязке и насосах остатки жидкости после гидроразрыва. Сброс давления из затрубного пространства производится в расходную ёмкость ЦА-320 [2].

В качестве подземного оборудования при ГРП используются, высокопрочные нососно-компрессорные трубы (НКТ) из стали группы прочности "Е", диаметром 89 мм и толщиной стенки 6,5 мм.

Гидроразрыв может производиться без пакера, и с пакером, установленным выше интервала перфорации на 30-50 м. Без пакера, возможно, производить закачку жидкости разрыва через НКТ и без использования НКТ, если обсадная колонна располагает нужным запасом прочности. Основным преимуществом проведения гидроразрыва пласта без пакера, в том, что по давлению, создаваемому в затрубном пространстве можно контролировать забойное давление на скважине. Подвеску ГРП спускают на забой на НКТ.

Основные требования, предъявляемые к пакерам:

- выдерживать максимальный перепад давления;
- иметь наружный диаметр, обеспечивающий максимальный зазор между стенкой эксплуатационной колонной.

Четырёхпакерная компоновка для ГРП применяется для проведения ГРП, в эксплуатационных колоннах с условным наружным диаметром труб 140-178 мм.

Применение выше указанной компоновки позволяет проводить ГРП с минимальными осложнениями, как при спуске, так и при подъёме компоновки. Для отсоединения НКТ от пакера и повторного соединения их с пакером применяются разделители колонн типа РК, устанавливаемые выше пакера. В оставаемую с пакером часть разделителя перед разделением устанавливается



пробка, отсекающая пласт, а часть разделителя поднимается вместе с НКТ. На рисунке 4 представлена четырёхпакерная компоновка для ГРП.

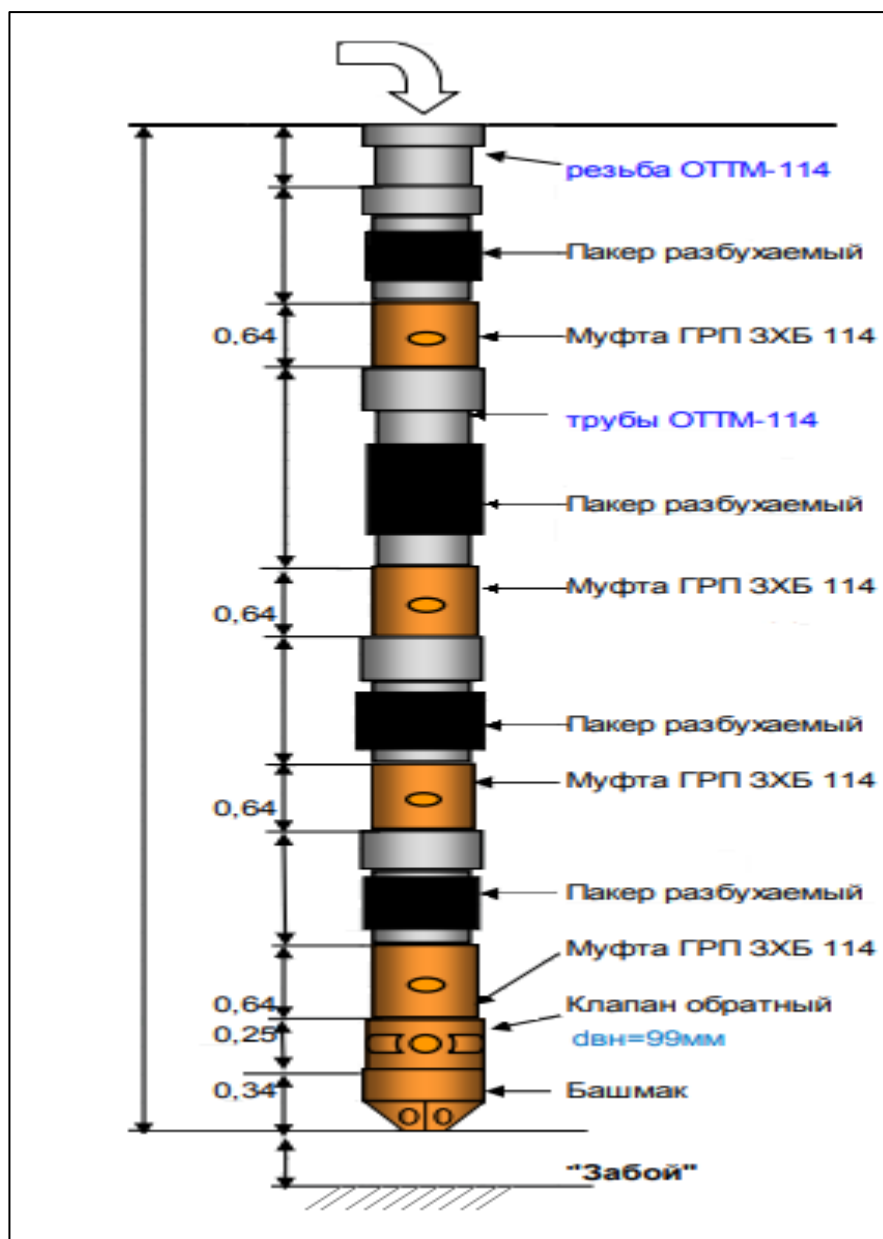


Рисунок 4 – Четырёхпакерная компоновка для ГРП

## 2.1 Проектирование технического решения для реализации на Катыльгинском месторождении

Для проведения ГРП на Катыльгинском месторождении предпочтение отдается скважинам, удовлетворяющим установленным нижеперечисленным

данным. В зависимости от состояния призабойной зоны скважины и начальной проницаемости пласта, критерии подразделяются:

1. Низкопроницаемый коллектор:

- эффективная толщина пласта не менее 40 м;
- малое содержание в добываемой нефти газа, а также отсутствие законтурной воды;
- продуктивный коллектор, где будет проводиться ГРП, должен быть отделен от других коллекторов непроницаемыми породами;
- удаленность скважины от ГНК и ВНК должна превышать расстояние между добывающими скважинами;
- извлечённая нефть из скважины не должна превышать 10% от извлекаемых запасов;
- скважина должна быть технически исправна, состояние эксплуатационной колонны, и сцепление цементного камня с колонной в заколонном пространстве и породой должно быть в рабочем состоянии в интервале выше и ниже фильтра на 60 м;
- проницаемость пласта должна составлять не более  $0,04 \text{ мкм}^2$  и при вязкости в пластовых условиях не более 4 МПа·с.

2. Гидравлический разрыв пласта в коллекторах низкой проницаемости для интенсификации добычи нефти за счет ликвидации повышенных фильтрационных сопротивлений в призабойной зоне.

- начальная продуктивность скважины значительно ниже продуктивности окружающих скважин;
- наличие скин-фактора на КВД;
- обводненность продукции скважины не должна превышать 10-15%;
- продуктивность скважины должна быть ниже от проектно-базовой.

Как следует из всего вышеизложенного, приведенные критерии позволяют провести разностороннюю, предварительную экспертную оценку каждой скважины с технической, технологической и геолого-промысловой позиций.

Если выполняются всех предъявленные требования, то высока вероятность успешности операций проводимых ГРП и увеличение нефтеотдачи пластов. Соответственно все затраты на проведение ГРП должны в дальнейшем компенсироваться и принести прибыль компании.

Проектируемая программа работ по гидравлическому разрыву пласта:

1. Остановка скважины. Стравливание давления. Подготовка к глушению скважины.
2. Проведение инструктажа по проведению работ и ТБ.
3. Завоз оборудования для глушения скважин и материалов на место проведения работ и глушение скважины.
4. Подписание акта приемки куста.
5. Проведение инструктажа по проведению работ и ТБ.
6. Проверка на проявления на устье скважины.
7. Монтаж подъемника КРС и соответствующего оборудования.
7. Инструктаж по ТБ перед началом работ.
8. Проверка на проявление на устье скважины, демонтаж фонтанной арматуры.
9. Монтаж ПВО и испытание.
10. Подъем НКТ и внутрискважинного оборудования из скважины.
11. Завоз на место проведения работ НКТ 73 мм. Спуск пера, скрепера и шаблона до заданной глубины. Промывка скважины и подъем компоновки. Инструктаж по ТБ и производственный инструктаж.
12. Монтаж геофизической установки (обеспечивается ЦДНГ) и проведение геофизических работ (АКЦ и термометрия), если будет необходимо.
13. Привязка каротажа и перфорация/дополнительная перфорация интервалов, указанных в плане работ. При дополнительной перфорации используются перфораторы с плотностью от 10 до 20 отверстий на метр и фазировкой 60 или 90 градусов. Демонтаж геофизического подъемника.

Геофизический подъемник, перфорационное оборудование и инструмент обеспечивается ЦДНГ.

14. Завоз НКТ 88,9 мм на место проведения работ.
15. Монтаж забойного оборудования для проведения ГРП.
16. Спуск пакера с пером до заданной глубины.
17. Демонтаж ПВО и установка головки ГРП.
18. Устанавливается пакер, проверяется необходимый зазор, сажается головка ГРП на сжатие 10 тонн.
19. Демонтаж подъемника и освобождение места для ГРП.
20. Завоз крана для работ геофизической партии на место проведения работ и установка геофизического оборудования для термометрии после мини ГРП. Монтаж оборудования для проведения ГРП.
21. Бригада ГРП производит мини ГРП на первой скважине.
22. Монтаж геофизического подъемника.
23. Проведение ГРП в соответствии с утвержденной Программой ГРП.
24. Демонтаж оборудования ГРП и передача скважины бригаде КРС.
25. Проводиться инструктаж по ТБ и производственный инструктаж.
25. Трубное давление не должно превышать 45 атмосфер.
27. Монтаж подъемника и вспомогательного оборудования.
28. Проведение инструктажа по ТБ. Если проппант остался в НКТ, в зависимости от ситуации будет принято решение о подъеме НКТ вместе с проппантом или о спуске 48 мм НКТ и очистке НКТ 88,9 мм до подъема подвески.
29. Поднять ГРП головку с подвеской, уравнивать давление, и сорвать пакер.
30. Посадить головку ГРП и произвести обратную промывку до чистого.
31. Проверить на проявление и снять головку ГРП. Установить ПВО и испытать в соответствии с требованиями.
32. Поднять из скважины пакер и НКТ.
33. Спустить перо на НКТ 73 мм до забоя.

34. Промыть скважину обратной циркуляцией и поднять подвеску НКТ.
35. Спустить в скважину 73 мм НКТ для проведения испытания.
36. Демонтировать ПВО, установить фонтанную арматуру с представителем ЦДНГ.
37. Провести паровую обработку устья скважины и демонтировать подъемник.
38. Передать скважину ЦДНГ.

## 2.2 Выбор метода определения технологической эффективности ГРП

Гидроразрыв пласта относится к группе физических методов. Технологическая эффективность применения методов увеличения нефтеотдачи характеризуется:

- дополнительной добычей нефти за счет повышения нефтеотдачи пласта;
- текущей дополнительной добычей нефти за счет интенсификации отбора жидкости из пласта;
- сокращение объема попутно добываемой воды.

Дополнительно добытая нефть за установленный период времени определяется арифметической разностью фактической скважин с ГРП и расчетной добычей без проведения ГРП.

При расчете добычи нефти за прошедший период задача основана в правильном определении базовой добычи нефти.

Одним из методов является повариантный расчет технологических показателей разработки, базирующейся на физически содержательных математических моделях. В этом случае расчетные показатели к фактическим, возможны при наличии исходных параметров и длительной истории эксплуатации. Данный метод позволяет определять изменения добычи по группам скважин, залежам и возможностью количественной оценки взаимовлияния между скважин.

Создание расчетной модели объектов даже по отдельным площадям сопряжено с очень большим объемом работ. Результаты наиболее приемлемы или страдают наименьшей погрешностью для относительных оценок взаимовлияния скважин, т.е. их интерференции.

В заключении можно отметить, что ГРП позволяет решать следующие задачи:

1. повышение продуктивности низкопроницаемого коллектора;
2. расширение интервала притока при многопластовом строении объекта;
3. интенсификация притока нефти, изоляция притока воды, регулирование профиля приемистости и т.д.

Количество жидкости - песконосителя зависит от свойств этой жидкости (вязкость, фильтруемость и пескоудерживающая способность), количества закачиваемого в пласт проппанта и его концентрации. Общее количество проппанта определяется суммарным объемом полученных вновь и расширенных естественных трещин и объемом имеющих в отдельных случаях каверн и пустот.

### 2.3 Расчет параметров гидравлического разрыва пласта

Расчет параметров закачки производится инженерной службой организации, которая производит гидроразрыв, после получения исходных параметров по скважинам от геологической службы НГДУ.

Вертикальная составляющая горного давления

$$P_{ГВ} = \rho_{п} \cdot g \cdot L, \quad (2.1) [3]$$

Горизонтальная составляющая горного давления

$$P_{ГГ} = P_{ГВ} \cdot \nu / (1 - \nu), \quad (2.2)$$

Давление на забое

$$\frac{P_{заб}}{P_{Г}} \cdot \left( \frac{P_{заб}}{P_{Г}} - 1 \right)^3 = 5,25 \cdot E^2 \cdot Q \cdot \mu / ((1 - \nu^2)^2 \cdot P_{Г} \cdot \nu_{ж}), \quad (2.3)$$

Длина трещины

$$l = \frac{V_{\text{ж}} \cdot E}{5,36 \cdot (1 - V^2) \cdot h \cdot (P_{\text{заб}} - P_{\text{г}})}, \quad (2.4)$$

Раскрытость трещины

$$W = 4 \cdot (1 - V^2) \cdot 1 \cdot (P_{\text{заб}} - P_{\text{г}}) / E, \quad (2.5)$$

Объемная доля проппанта в смеси

$$\eta_0 = \frac{G / \rho_{\text{пр}}}{G / \rho_{\text{пр}} + 1}, \quad (2.6)$$

Вязкость жидкости-песконосителя

$$\mu_{\text{ж}} = \mu \cdot \exp(3,18 \cdot n_0), \quad (2.7)$$

Остаточная ширина трещины

$$W_1 = W \cdot n_0 / (1 - m), \quad (2.8)$$

Проницаемость трещины

$$K_{\text{т}} = \frac{W_1^2}{12}, \quad (2.9)$$

Средняя проницаемость в призабойной зоне при вертикальной трещине

$$K_1 = ((\pi \cdot D - W_1) \cdot k + W_1 \cdot k_{\text{т}}) / \pi \cdot D, \quad (2.10)$$

Плотность жидкости-песконосителя

$$\rho_{\text{ж}} = \rho_{\text{н}} \cdot (1 - n_0) + \rho_{\text{пр}} \cdot n_0, \quad (2.11)$$

Число Рейнольдса

$$\Re = \frac{4 \cdot Q \cdot \rho_{\text{ж}}}{\pi \cdot d \cdot \mu_{\text{ж}}}, \quad (2.12)$$

Коэффициент гидравлического сопротивления

$$\lambda = 64 / \Re, \quad (2.13)$$

Потери давления на трение при  $\text{Re} > 200$

$$P_{\text{тр}} = 1,52 \cdot \lambda \cdot \frac{16 \cdot Q \cdot 2 \cdot L}{2 \cdot \pi^2 \cdot d^5} \cdot \rho_{\text{ж}}, \quad (2.14)$$

Устьевое давление при гидроразрыве

$$P_{\text{у}} = P_{\text{заб}} - \rho \cdot g \cdot h \cdot L + P_{\text{тр}}, \quad (2.15)$$

Необходимое число насосных агрегатов

$$N = \frac{P_{\text{у}} \cdot Q}{P_{\text{а}} \cdot Q_{\text{а}} \cdot K_{\text{тс}} + 1}, \quad (2.16)$$

Объем жидкости для продавки

$$V_{\Pi} = 0,785 \cdot d^2 \cdot L, \quad (2.17)$$

Коэффициент, учитывающий вязкость жидкости разрыва

$$C_v = 0,174 \cdot \frac{\sqrt{K_{\Pi\text{Л}} \cdot \Delta P \cdot m}}{\mu_{\text{см}}}, \quad (2.18)$$

Коэффициент, учитывающий сжимаемость пластовой жидкости

$$C_c = 0,137 \cdot \frac{\sqrt{K_{\Pi\text{Л}} \cdot \beta_{\text{Н}} \cdot m}}{\mu_{\text{Н}}}, \quad (2.19)$$

Кальматизирующие свойства жидкости разрыва

$$C_w = 0,0022 \cdot \sqrt{K_{\Pi\text{Л}}}, \quad (2.20)$$

$$S_p = 0,032 \cdot \sqrt{K_{\Pi\text{Л}}}, \quad (2.21)$$

Приведенный коэффициент фильтрационных утечек

$$\frac{1}{C_B} = \frac{1}{C_v} + \frac{1}{C_c} + \frac{1}{C_w}, \quad (2.22)$$

$$W = 0,454 \cdot 10^{-2} \cdot \left( \frac{Q_w \cdot \mu_{\text{см}}}{H_{\Pi\text{Л}} \cdot E} \right)^{1/4} \cdot \sqrt{L}, \quad (2.23)$$

$$Q_w = Q \cdot \frac{h_{\Pi\text{Л}}}{P_T}, \quad (2.24)$$

$$W_5 = \frac{a \cdot C_v \cdot Q}{2 \cdot h_T \cdot L}, \quad (2.25)$$

Расчет устьевого давления

1. Забойное давление разрыва

$$P_p = P_{\Gamma} + \delta_p, \quad (2.26) [4]$$

$\delta_p \approx 3$  МПа – прочность породы на разрыв

2. Устьевого давления разрыва

$$P_{\text{тр}} = \frac{\lambda \cdot \rho \cdot V^2 \cdot H_{\Pi\text{Л}}}{2 \cdot g \cdot d_{\text{ВН}}}, \quad (2.27)$$

где,  $V = \frac{Q}{60 \cdot 0,785 \cdot d_{\text{ВН}}^2}$ ,  $\lambda \approx 0,016-0,020$ .

Расчет на блендере

1. Плотность смеси

$$\rho_{\text{см}} = \frac{\frac{\rho_{\Pi} + G}{G} \cdot 1000}{1 + \rho_{\text{пр}}}, \quad (2.28)$$



## 2. Подача проппанта

$$G_{calc} = \left( \frac{1-G}{\rho_{пр}} \right) \cdot (Q \cdot (G + G^3 \cdot 10^{-7})), \quad (2.29)$$

## 3. Расход жидкости по стадиям

$$V_{ж} = V_{см} - \frac{V_{см} - V_{см}}{Q} \cdot \frac{G_{calc}}{\rho_{пр}}, \quad (2.30)$$

## 4. Объем стадии

$$V_{ж} = V_{см} - V_{см}, \quad (2.31)$$

## 5. Всего проппанта по стадиям

$$G_{3стад} = \left( \frac{G_3 + G_4}{2} \right) \cdot (V_4 - V_3), \quad (2.32)$$

(за исключением 2 и 3 стадий)

$$G_{2(5)стад} = G_{2(5)} \cdot (V_{3(4)} - V_{2(5)}), \quad (2.33)$$

## 6. Всего проппанта

$$G_{\Sigma} = G_1 + G_2 + G_3 + G_4 + G_5, \quad (2.34) [5]$$

Условные обозначения:

$\nu$ - коэффициент Пуассона;

$\mu$ - динамическая вязкость;

$m$ - пористость трещин после закрытия;

$k$ - коэффициент проницаемости пород;

$g$ - ускорение свободного падения;

$d$ - внутренний диаметр НКТ;

$Q$ - темп закачки;

$L$ - глубина скважины;

$G$ - масса проппанта на 1 м<sup>3</sup> жидкости;

$E$ - модуль упругости пород;

$D$ - диаметр скважины;

$\rho_{пр}$ - плотность проппанта;

$\rho_{п}$ - плотность пород;

$\rho_{н}$ - плотность жидкости-носителя проппанта;

$\rho_{\text{ж}}$ - плотность жидкости;

$Q_{\text{ж}}$ - объем жидкости;

$Q_{\text{а}}$ - подача агрегата при рабочем давлении;

$P_{\text{r}}$ - рабочее давление агрегата;

$K_{\text{тс}}$ - коэффициент технического состояния агрегата.

## 2.4 Оборудование, применяемое для ГРП

Для создания высоких давлений и скоростей закачки рабочих жидкостей в процессе гидравлического разрыва пласта, смешивания песка и жидкости, их перевозки применяют мощные насосные и пескосмесительные агрегаты, автоцистерны и специальное устьевое оборудование.

Насосный агрегат - предназначен для закачки в скважину жидкости и песчаножидкостной смеси. Управление агрегатом производится с поста, расположенного в кабине автомобиля.

Пескосмесительный агрегат – предназначен для перевозки песка и приготовления песчаножидкостной смеси.

Автоцистерны – предназначены для перевозки жидкостей, используемых при гидравлическом разрыве пластов, гидропескоструйной перфорации и подачи ее в пескосмесительный или насосный агрегат.

Блок манифольда – предназначен для обвязки агрегатов между собой и с устьевой головкой при нагнетании жидкости в скважину. Применение блока манифольда при цементировании скважин, гидравлическом разрыве пласта и гидропескоструйной перфорации сокращает время монтажа и демонтажа коммуникаций, обвязки агрегатов между собой и с устьевой головкой и значительно упрощает эти работы.

Крестовина – служит для соединения арматуры с насосно-компрессорными трубами, спущенными в скважину при помощи комплекта переводников. Крестовина имеет три горизонтальных отвода, К двум из них через пробковые краны присоединяют напорные линии; третий отвод снабжен

краном для разрядки давления в колонне насосно-компрессорных труб. В верхнюю часть крестовины ввинчен патрубок с заглушкой для захвата элеватора при спускоподъемных операциях.

Устьевая головка – предназначена для соединения арматуры с устьем скважины. В головке монтируется самоуплотняющаяся резиновая манжета, которая герметизирует пространство между НКТ и обсадной колонной [6].

## 2.5. Установка для гидроразрыва пласта

Смеситель (блендер):

Смеситель монтируется на грузовом автомобиле типа "Kenworth" T800 6х6 рассчитана на эксплуатацию в диапазоне температур окружающего воздуха от -40°C до +40°C.

Смесительная установка характеризуется следующими техническими данными:

- расход жидкости – 7,9 м<sup>3</sup>/мин.;
- максимальное давление на выходе – 5,3 атм.;
- максимальный расход сухих химических веществ – 0,074 м<sup>3</sup>/мин;
- максимальная плотность на выходе – 2,4 кг песка на 1 литр;
- максимальный расход жидких химических веществ – 57 л/мин;
- максимальная подача расклинивающего агента – 7260 кг/мин.

Привод смесительной установки – гидравлический. Привод насоса – от многоступенчатой коробки передач с гидроприводом от силовой установки на шасси автомобиля. Насос питает гидродвигатели, которые приводят в действие следующие агрегаты:

- всасывающий центробежный насос;
- нагнетательный центробежный насос;
- две системы сухих добавок;
- две системы жидких добавок;
- два шнека для подачи расклинивающего агента;

- один перемешиватель растворов;
- систему шнекового подъема расклинивающего агента.

Смесительная система:

Смесительный бак:

Смесительная система "Stewart&Stevenson" содержит цилиндрический смеситель, построенный на принципе "бак в баке" для обеспечения полного и равномерного смешивания растворов. Чистая жидкость поступает в смесительный бак через всасывающий коллектор и далее проходит в радиальном направлении внутри наружной жидкостной камеры.

Циркуляция в наружной камере, жидкость перетекает через верхнюю радиальную кромку наружной стенки внутренней камеры, во внутреннюю смесительную камеру, смешиваясь с подаваемыми в ней расклинивающими агентами.

Благодаря большой поверхностной зоне наклонных стенок внутренней камеры проппанта тщательно увлажняется не вызывая при этом ненужной аэрации раствора. В нижней части камеры установлен миксер с регулируемой скоростью вращения лопаток, который обеспечивает полное и равномерное смешивание раствора.

Смеситель содержит также систему автоматического регулирования уровня жидкости. В камеру смешивания также подаются химические добавки из соответствующих систем сухих и жидких добавок.

Шнеки для загрузки расклинивающего агента:

В задней части установки монтируется два шнека диаметром 30,5 см с переменной частью вращения. У основания шнековых транспортеров установлен стальной бункер для загрузки проппанта.

На шнеках смонтированы электрические датчики для регистрации объема и скорости подачи проппанта.

Шнековый транспортер поднимается и опускается в транспортное или рабочее положение. Имеется также механическое блокировочное устройство для фиксации шнеков в установленном гидромеханизмами положении.

Всасывающий насос и коллекторы:

Всасывающий центробежный насос "MissionMagnum" обеспечивает перекачивание жидкости с интенсивностью  $11\text{ м}^3/\text{мин}$ , из емкостей в смесительный бак или к насосным установкам. На всасывающем коллекторе смонтированы девять входных штуцеров диаметром 4" с дроссельным затвором в каждом и соединительным фитингом с внутренней резьбой. Нагнетательная линия соединяется трубопроводами со смесительным баком.

Контрольные приборы (расходомеры и плотномеры):

Между всасывающим коллектором и смесительным баком устанавливается расходомер турбинного типа. Такой же расходомер устанавливается и в нагнетательной магистрали. Там же смонтирован плотномер нуклонного типа 200 MCI. Эти приборы оборудуются соответствующими датчиками и электрическими кабелями для соединения этих приборов с суммирующими цифровыми приборами.

Система сухих добавок:

Смеситель оснащен двумя системами сухих добавок с изменяемой частотой вращения. Для подачи сыпучих химикатами используются шнековые транспортеры с производительностью  $0,037\text{ м}^3/\text{мин}$ .

Система жидких химических добавок:

Смесительная установка оснащена двумя насосными системами жидких добавок с изменяемой частотой вращения, каждая из них, оборудована расходомерами в нагнетательной линии с датчиками и кабелями для соединения с сумматорами расхода добавок, которые смонтированы в кабине управления установкой.

Системы жидких добавок подают соответствующие химикаты с указанной ниже производительностью при давлении выше  $5\text{ кг/см}^2$ :

– система 1:19 л/мин.;

–система 2:38 л/мин.

Блок манифольдов:

Установка смонтирована на грузовом а/м "Mercedes Bens 2629" и предназначена для работы в диапазоне температур от - 40°C до +40°C.

На шасси смонтирован гидравлический кран "MFG" с поворотной стрелой, который используется для снятия и установки сеточного короба с гибким соединениями, а также для других погрузочно-разгрузочных работ.

Блок манифольдов состоит из двух частей: манифольда низкого давления и манифольда высокого давления. Манифольд низкого давления представляет собой сварную конструкцию из стальных труб диаметром 10". Манифольд имеет 8 точек ввода, соединяемых шлангами с нагнетательной линией смесителя и по 6 выводов диаметром 4" с каждой стороны манифольда для подсоединения всасывающих линий насосных установок. Каждое соединение имеет дроссельный клапан [7].

Манифольд высокого давления представляет собой конструкцию, собранную из стальных труб диаметром 3", жестко закрепленную на салазках и служит для подключения до шести насосных установок. На каждом из вводов установлен обратный клапан, что исключает, перетек жидкости из линии высокого давления в насос и задвижка поворотного типа.

Снятие показаний давления в манифольде производится через датчик, соединенный при помощи кабеля с аналого-цифровым преобразователем, установленный в станции управления.

Блок манифольдов, оснащен комплектом труб диаметром 3" и гибких соединений диаметром 3" различной длины. Демонтаж и монтаж блока производится при помощи гидравлической лебедки, смонтированной на шасси автомобиля

Насосная установка Модель FC-2251:

Установка может нагнетать ингибированную кислоту и прочие расклинивающие растворы; управляется на расстоянии либо с пульта дистанционного управления, либо с помощью станции управления.

Установка рассчитана на эксплуатацию в длительном режиме нагнетания. Силовая установка – 2-х тактный дизельный двигатель

"DETROITDIESEL 16Y-149TIB". Двигатель установки развивает мощность на маховике (по условиям SAE) до 2250 л.с. при 2050 об/мин в прерывистом и непрерывном режиме эксплуатации.

Трехплунжерный насос SPMTWS 2000 развивает гидравлическую мощность не менее 2000 л.с.

Основные характеристики:

- диаметр плунжеров – 127 мм;
- ход плунжера – 203,2 мм;
- передаточное число – 6,353:1;
- максимальное рабочее давление – 802 кг/см<sup>2</sup> при расходе 772 л/мин;
- максимальная производительность – 2547 л/мин;
- корпус насосной установки и выкидная линия выдерживают давление до 1050 кг/см<sup>2</sup>.

Передвижная автоматизированная установка сбора данных и управления "Stewart&Stevenson" Модель EC-22ACD

Это установка с программным и техническим обеспечением, она включает вспомогательный пульт управления ГРП и компьютерные устройства для сбора и регистрации данных, обработки полученных результатов и т.д. Станция управления снабжена шестью катушками с кабелями (40 м каждый), предназначенными для подключения следующих потребителей и контроллеров:

- линии для ввода данных о темпе закачки жидкости;
- линии для ввода данных о давлении в НКТ;
- линии для ввода данных о давлении в затрубном пространстве;
- линии для ввода данных о плотности смеси рабочей жидкости и расклинивающего агента;
- линии для ввода данных о скорости оборотов шнеков;
- линии для ввода данных о скорости подачи жидких химреагентов.

Сигналы от внешних устройств поступают на стойку аналогово-цифрового преобразователя. Преобразованные сигналы поступают на 2 компьютера, где регистрируются в режиме реального времени.

Контроль за производством ГРП в режиме реального времени производится при помощи программы, регистрирующей сигналы от любых выше перечисленных внешних устройств, что позволяет оперативно вносить необходимые коррективы в процесс ГРП.

Питание всех систем производится от генератора мощностью 6,4 кВт при частоте вращения 1500 об/мин. Привод генератора – дизельный двигатель "Generac Series".

Прочее оборудование:

Кроме того, в состав комплекта спецтехники для производства ГРП входят:

- а/м для транспортировки расклинивающего агента, смонтированный на базе "Mercedes Bens", грузоподъемностью 18 т;
- насосный агрегат ЦА-320;
- а/м для транспортировки химреагентов;
- вакуумная машина;
- вахтовая машина К-40.

Схема расположения оборудования при ГРП представлена на рисунке 5.

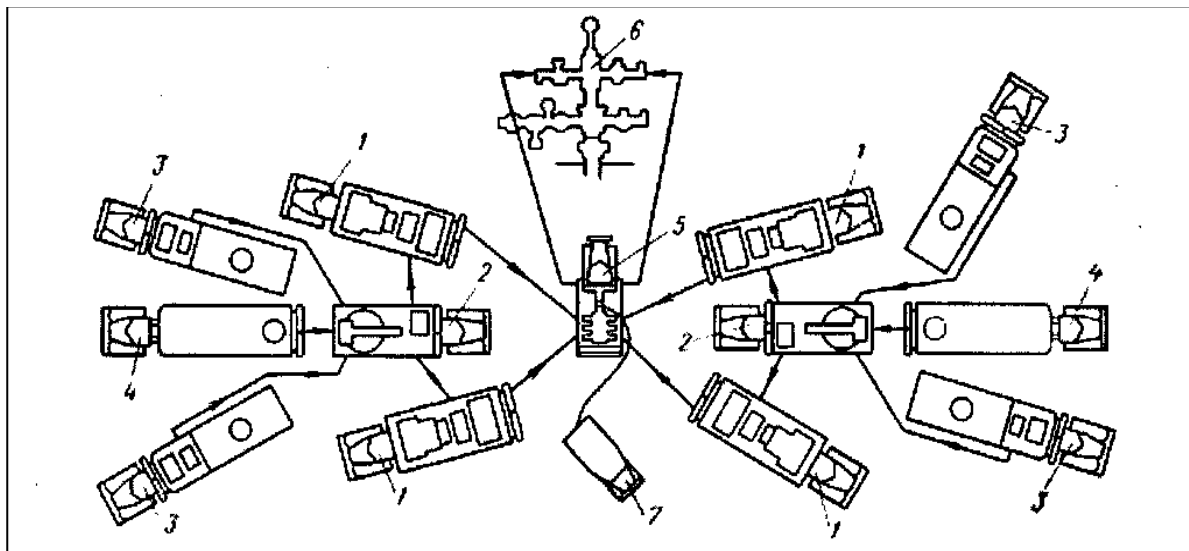


Рисунок 5 – Схема расположения оборудования при ГРП

На рисунке изображены:

- 1 – насосные агрегаты;
- 2 – пескосмесительные агрегаты;



- 3 – автоцистерны с технологическими жидкостями;
- 4 – песковозы;
- 5 – блок манифольдов высокого давления;
- 6 – устьевая арматура;
- 7 – станция контроля и управления процессом.

## 2.6 Материалы применяемые при ГРП

Технические жидкости:

Рабочие жидкости для ГРП представляют собой эмульсии и жидкости на углеводородной или водной основах.

Наиболее часто в процессе ГРП на промыслах применяют следующие рабочие жидкости. На углеводородной основе – дегазированная нефть, амбарная нефть, загущенная нефть, мазут или его смеси с нефтями, керосин или дизельное топливо, загущенное специальными реагентами. На водной основе – сульфит-спиртовая барда, вода, растворы соляной кислоты; вода, загущенная различными реагентами, загущенные растворы соляной кислоты. Эмульсии – гидрофобная водонефтяная, гидрофильная водонефтяная, нефтекислотные и керосинокислотные.

Дегазированная нефть - нефть, отстоявшаяся в наземных хранилищах в течение не очень продолжительного времени. Амбарная нефть - нефть, отстоявшаяся в больших земляных амбарах в течение длительного времени. Из амбарной нефти улетучивается часть легких фракций, что приводит к повышению ее вязкости. Нефть загущается при добавлении мазута или более вязких нефтей других месторождений и горизонтов.

Водные растворы концентратов жидкой сульфит-спиртовой барды (ССБ) применяют для ГРП в водонагнетательных скважинах. ССБ имеет водную основу и поэтому в воде растворяется полностью в любых соотношениях без образования осадков.

Вязкость водных растворов ССБ может меняться от 1500 мПа·с (вязкость исходных концентратов ССБ) до 1 мПа·с (вязкость воды).

Растворы ССБ готовят простым смешением воды с жидкой ССБ. Для ГРП применяются растворы ССБ вязкостью 250-800 мПа·с.

В нефтяных добывающих скважинах в качестве продавочной жидкости в основном применяют собственную дегазированную нефть. Пресную или пластовую воду рекомендуется применять только в случаях, когда по технологии ГРП попадание их в поры пласта исключено.

В водонагнетательных скважинах во всех случаях в качестве продавочной жидкости рекомендуется применять закачиваемую воду.

Расклинивающие материалы:

Песок для ГРП. К песку для ГРП предъявляются следующие требования: механическая прочность (достаточная, чтобы не разрушиться под весом вышележащих пород); отсутствие широко разброса по фракционному составу.

Плотность укладки песка в созданной трещине определяется зазором трещины, фильтруемостью жидкости-песконосителя и концентрацией песка в этой жидкости.

Для ГРП чаще всего применяются отсортированный кварцевый песок (проппант) фракции 0,5-0,8 мм. Кроме того, применяются и более прочные материалы: стеклянные и пластмассовые шарики, корунд и агломерированный боксит.

Расклинивание выполняется с целью поддержать проницаемость, созданную путем гидроразрыва. Проницаемость трещины зависит от ряда взаимосвязанных факторов:

- типа, размера и однородности проппанта
- степени его разрушения или деформации;
- количества и способа перемещения проппанта

Зависимость от размеров и однородности: с уменьшением предельных размеров частиц материала увеличивается нагрузка, которой он может

противостоять, что способствует устойчивости проницаемости заполненной проппантом трещины.

При нулевом напряжении смыкания проницаемость керамического проппанта 20/40, т.е. если через сито 40 проходит 20% частиц проппанта 20/40. Одна из причин этого - более однородная, по сравнению с песком, сферичность керамических частиц. Значительное содержание мелких частиц (пыли) в песке может существенно понизить проницаемость трещины разрыва.

Проницаемость песка 10/16 примерно на 50% выше проницаемости песка 10 – 20. Оценку свойств проппантов рекомендуется проводить по методике Американского Нефтяного Института (APIRP 56).

Прочность. При увеличении напряжения смыкания трещины или горизонтального напряжения в скелете породы пласта происходит существенное снижение проницаемости проппантов. При напряжении смыкания 60 МПа проницаемость проппанта 20/40 «Carbo-Prop» значительно выше, чем у обычного песка.

Все применяемые проппанты должны быть, по возможности, химически инертны. Они должны противостоять агрессивным жидкостям и высоким температурам.

Наиболее дешевым проппантом является песок. Высокопрочные проппанты, например, агломерированный боксит или песок со смолистым покрытием, гораздо дороже. Оценку их применимости следует делать на основании индивидуального экономического анализа по данной скважине.

Испытание на проницаемость. При выборе необходимых типов и размеров проппанта весьма важно определить его проницаемость. Прежде при испытаниях проппантов применялись камеры радиальной фильтрации. Однако некоторые принципиальные сложности-явления, связанные с течениями, не подчиняющимися закону Дарси, и весьма низкие, не поддающиеся измерению, перепады давления не позволяли получать надежные результаты испытаний. Несовершенство радиальных камер привело к разработке линейных фильтрационных камер [8].

Долговременная проницаемость. Принципиальным недостатком методики АНИ является то, что она дает результаты только по кратковременной проницаемости. На промыслах было обнаружено, что прогнозная добыча очень редко соответствовала фактической. Тому есть много причин, но главной причиной являлись чересчур оптимистические данные по кратковременной проницаемости, использованные при прогнозировании.

Первым материалом, который использовался для удержания трещины в раскрытом состоянии, был кремнистый песок. По мере развития технологии становилось ясно, что некоторые типы песка лучше других.

Кроме того, были созданы искусственные проппанты, пригодные для использования там, где естественные пески непригодны. Керамические проппанты. Существует два типа керамических проппантов: агломерированный боксит и проппанты промежуточной прочности. Проницаемость последних близка к проницаемости агломерированного боксита, плотность же их ниже, чем у боксита, но чуть выше, чем у песка.

Агломерированный боксит - это высокопрочный проппант, разработанный компанией «Exxonproductionresearch». Изготавливают его из высококачественных импортных бокситовых руд. Процесс изготовления включает измельчение руды на очень мелкие частицы, преобразование первичной руды в сферические частицы нужного размера и обжиг их в печи при достаточно высокой температуре, вызывающей процесс агломерации. Конечный продукт обычно содержит 85%  $Al_2O_3$ . Остальные 15% составляют оксиды железа, титана и кремния. Удельная плотность его 3,65 по сравнению с плотностью песка 2,65. Применяются агломерированные бокситы в основном в глубоких (глубже 3500 м) скважинах.

Керамики промежуточной плотности. Эти проппанты отличаются от агломерированных бокситов, прежде всего, своим составом. Содержание оксида алюминия в них ниже, содержание кремния - выше, а удельная плотность составляет 3,15. При давлениях до 80 МПа по проницаемости

они близки к агломерированным бокситам. Поэтому в большинстве случаев, благодаря более низкой стоимости, ими заменяют бокситы.

Керамики низкой плотности. Эти пропанты изготавливаются так же, как и другие керамики. Главное их отличие - состав. Они содержат 49 %  $Al_2O_3$  45%  $SiO_2$  > 2%  $TiO_2$  и следы других оксидов. Плотность этих пропантов равна 2,72, т.е. они наиболее распространенные пропанты благодаря их цене, прочности и плотности, близкой к плотности песка.

## 2.7 Технология проведения гидравлического разрыва пласта

1) Геологической службой управления составляется информация, установленной формы для расчета ГРП.

2) Составляется программа проведения ГРП по результатам расчета на ЭВМ.

3) На территории скважины подготавливается площадка для размещения оборудования и агрегатов по ГРП.

4) Устанавливается специальное устьевое оборудование на скважине.

5) Мастер КРС передает скважину ответственному по ГРП соответственно акта для проведения ГРП установленной формы.

6) Размещение агрегата и оборудования производится инженером ГРП согласно приложенной схеме.

7) Проводится испытание на герметичность устьевого оборудования, манифольдов и соединений нагнетательных линий от агрегатов к скважине под давлением 700 атм. в течение 10 мин.

8) При установлении герметичности соединений в скважину подается чистая загеленная жидкость разрыва для осуществления ГРП. Свидетельством достижения разрыва является увеличение приемистости скважины по диаграмме на компьютере.

9) После достижения разрыва в скважину, согласно программе, нагнетается от 10 до 40 м<sup>3</sup> чистой загеленной жидкости разрыва.

10) За жидкостью разрыва производится закачка загеленной жидкости с подачей расчетной дозы проппанта от 100 до 900 кг/м<sup>3</sup> до определенной стадии объема закачки по намеченной программе при давлениях до 450 атм. Для закрепления трещин закачивается 4-30 т проппанта.

11) Непосредственно за смесью проппанта и жидкости закачивается жидкость продавки в объеме до кровли пласта. Управление процессом ГРП осуществляется с пульта управления и по радиосвязи.

12) Темп нагнетания жидкости выдерживается расчетный, в пределах 3-7 м<sup>3</sup>/мин. в зависимости от геолого-промысловых данных пласта.

13) Скважина оставляется на распад геля, на 24 часа под остаточным давлением, с регистрацией изменения давления в виде графика на ЭВМ.

14) В процессе ГРП ведется непрерывная регистрация следующих параметров: давления нагнетания, темпа закачки, затрубного давления, количества проппанта, плотности жидкости, количества химреагентов. Регистрация параметров ведется одновременно в виде графика на экране ЭВМ, записи в памяти ЭВМ, записи на дискету, распечатки на принтере и записи в таблицу данных. Выдача документации по ГРП с ЭВМ производится в форме: сводки ГРП, графиков изменения параметров в процессе ГРП, графика изменения остаточного давления после ГРП.

Гидравлический разрыв пласта – в скважине, выбранной для ГРП, определяется дебит (приемистость), забойное и пластовое давление, содержание воды в добываемой продукции и газовый фактор. Осуществляется мероприятия по очистке забоя и ПЗП.

Хорошие результаты дает предварительная перфорация в узком интервале пласта, намеченном для ГРП. Для этих целей применяется кумулятивную или гидropескоструйную перфорацию. Такие мероприятия снижают давления разрыва и повышают его эффективность.

Проверяется герметичность эксплуатационной колонны и цементного кольца. Спускают НКТ (как можно большего диаметра для уменьшения потерь давления) с пакером и якорем. Пакер устанавливается на 5-10 м выше

разрываемого пласта против плотных непроницаемых пород (глина, аргиллит, алевролит). Ниже пакера устанавливаются НКТ (хвостовик). Длину хвостовика выбирают максимально возможной для того, чтобы песок двигался к трещине и не выпадал зумпф скважины.

Промывают и заполняют скважину до устья собственной дегазированной нефтью в нефтяных добывающих и нагнетаемой водой – в нагнетательных скважинах. После посадки пакера, опрессовку его производят путем закачки нефти или воды в НКТ при открытом затрубном пространстве. При обнаружении пропусков в пакере его срывают и производят повторную посадку и опрессовку. Если и в этом случае не достигается герметичность пакера, то его заменяют или изменяют или изменяют место посадки.

### 3 Анализ эффективности гидроразрыва пласта

#### 3.1 Текущее состояние разработки Катильгинского месторождения

Катильгинское нефтегазовое месторождение, открыто в 1969г. Имеет слоистое строение. Глубина залегания – от 2440 м до 3050 м. Извлекаемые запасы: по нефти – 1,4 млн. т; по газу – 1,2 млн. м<sup>3</sup>. Разработку Катильгинского месторождения ведёт АО «Томскнефть» ВНК. В данный момент месторождение переживает вторую стадию разработки. Продолжается рост фонда действующих скважин. Используется 100% механизированный способ добычи. Вводятся в эксплуатацию водозаборные и нагнетательные скважины. Отбор жидкости по площади ведётся со всех трёх продуктивных горизонтов, основным является Ю<sub>1-1</sub>. Катильгинское месторождение работает в осложненных условиях. В процессе эксплуатации приходится сталкиваться со следующими факторами:

- асфальтосмолистыми парафиновыми отложениями (АСПО) в трубах и в насосном оборудовании;
- отложениями неорганических солей; – коррозией скважинного и нефтепромыслового оборудования;
- влияние механических примесей на работу насосного оборудования;
- высокий газовый фактор;
- образование газогидратных отложений;
- наличие сероводорода и т.д.

Так же при добыче нефти, АО «Томскнефть» ВНК использует передовые технологии по извлечению природных ископаемых. Одним из примеров служит тот факт, что в 2010 году был проведен многостадийный гидроразрыв пласта (МГРП) в скважине с горизонтальным окончанием ствола. До этого на месторождениях компании проводились только одностадийные ГРП. На скважине №Х Катильгинского месторождения ГРП позволил в десятки раз увеличить дебит нефти. Если изначально промышленный приток



нефти на скважине отсутствовал, то после ГРП, проведенного в марте 2013 года, дебит составил сначала 75 куб. м в сутки с последующим снижением – в течение месяца – до показателя в 35 куб. м в сутки. В дальнейшем суточный приток стабилизировался на этом уровне. Скважина продолжает работать, что свидетельствует о серьезном успехе эксперимента. В 2016 году начата закачка попутного нефтяного газа (ПНГ) в пласт на Катыльгинском месторождении. В феврале в комплексное опробование была запущена компрессорная установка К-2.1 на дожимной компрессорной станции в составе компрессора Ariel JGK/4-4 и газопоршневого приводного двигателя Waukesha L7044GSI, началась апробация оборудования. По окончании комплексного опробования компрессорная установка была запущена в работу в штатном режиме и продолжает работать в настоящее время. Запуск установки позволил утилизировать до 60% от общего объема добываемого ПНГ на Катыльгинском месторождении. Оставшийся газ используется в процессе подготовки нефти, генерации электрической энергии и выработки тепловой энергии для обеспечения производственных, инфраструктурных и социальных объектов на Катыльгинском месторождении. Закачка газа в пласт позволяет не только снизить объемы выбросов углекислого газа, но и способствует увеличению нефтеотдачи.

### 3.2 Анализ эффективности операции ГРП на Катыльгинском месторождении

На объекте Ю<sub>1-1</sub>гидроразрывпласта проводится с 1993 года. За период 2008–2013 гг. проведено 437 скважиноопераций ГРП в 361 скважине, из них в добывающих скважинах – 411 скважиноопераций, в нагнетательных скважинах – 26 скважиноопераций (в том числе 11 в скважинах, находившихся в отработке на нефть).

В процессе проведения работ использовались различные технологии ГРП с широким диапазоном изменения геометрических параметров трещины. Масса

проппанта, характеризующая объём закрепленной трещины в добывающих скважинах, изменялась от 4,8 до 70,3 т, составляя в среднем 37,3 т; в нагнетательных скважинах – от 14,9 до 42,0 т, составляя в среднем 26 т и в нагнетательных, находившихся в отработке на нефть и переведённых в систему ППД, от 29 до 50,1 т, составляя в среднем 39,2 т.

Основное количество скважиноопераций ГРП проведено по стандартной технологии – 215 или 49,2 % от общего количества, в боковых стволах – 164 или 37,5 % (в том числе с циклической закачкой – 69 скв.- опер.), селективных – 55 или 12,6 %, по технологии TSO – 2 или 0,5 %, пенный – 1 или 0,2 %.

За 2010–2013 гг. дополнительная добыча нефти от проведения 437 скважиноопераций ГРП составила 2885,54 тыс.т при удельной эффективности 6,6 тыс.т/скв.- опер.

#### Добывающие скважины.

В действующих скважинах проведено 277 скважиноопераций, из них в наклонно-направленных скважинах – 217, в боковых стволах – 60. Повторный характер имело 49,8 % проведённых мероприятий.

В действующих наклонно-направленных скважинах проводился стандартный ГРП – 48 скв.- опер., объемный ГРП – 144 скв.- опер. и многоэтапный – 25 скв.- опер.

Масса закачки проппанта при проведении стандартных ГРП составляла от 5,6 до 29,7 т (в среднем 24 т).

После проведения 48 воздействий кратность увеличения дебита жидкости (нефти) составила 2,9 (4,5) раза, средний дебит жидкости (нефти) увеличился с 15,4 (4,0) до 44,3 (18,1) т/сут, обводнённость добываемой продукции снизилась на 14,8 % (с 73,9 до 59,1%).

По состоянию на 01.01.2014 в пяти скважинах проведён повторный ГРП, в двух скважинах – зарезка бокового ствола, три скважины находятся в бездействующем фонде. Средний дебит жидкости (нефти) скважин составил 29,3 (7,3) т/сут, что в 1,9 (1,8) раза больше, чем до проведения ГРП. Обводнённость добываемой продукции увеличилась до 75,3 %.

За счёт проведения 48 стандартных ГРП дополнительно добыто 273,39 тыс.т нефти, при текущей удельной эффективности 5,7 тыс.т/скв.- опер. Прирост дебита нефти составил 5,4 т/сут. Ожидаемая удельная эффективность оценивается на уровне 10,47 тыс.т/скв.- опер. Масса закачки проппанта при проведении объёмных ГРП составляла от 30 до 62 т (в среднем 41,1 т).

После проведения 144 воздействий кратность увеличения дебита жидкости (нефти) составила 3,0 (4,8) раза, средний дебит жидкости (нефти) увеличился с 15,5 (4,2) до 46,9 (20,1) т/сут, обводнённость добываемой продукции снизилась на 15,8 % (с 73,1 до 57,3%).

По состоянию на 01.01.2014 в 15 скважинах проведён повторный ГРП, в 15 скважинах – зарезка бокового ствола, 7 скважин находятся в бездействующем фонде, 1 скважина в ликвидации и 1 скважина переведена на объект Ю<sub>1-0</sub>. Средний дебит жидкости (нефти) скважин составил 36,9 (7,8) т/сут, что в 2,4 (1,9) раза больше, чем до проведения ГРП. Обводнённость добываемой продукции увеличилась до 78,9%.

Засчёт проведения 144 объёмных ГРП дополнительно добыто 1240,16 тыс.т нефти, при текущей удельной эффективности 8,61 тыс.т/скв.- опер. Прирост дебита нефти составил 6,2 т/сут. Ожидаемая удельная эффективность оценивается на уровне 12,43тыс.т/скв.- опер.

Многоэтапный ГРП проведен в 12 действующих наклонно-направленных скважинах (25 скв.- опер.). Масса закачки проппанта составляла от 20 до 46 т на этап при среднем значении 32,9 т (68,6 т/скв.).

После проведения 25 воздействий кратность увеличения дебита жидкости (нефти) составила 3,4 (3,8) раза, средний дебит жидкости (нефти) увеличился с 12 (4,1) до 40,7 (15,4)т/сут, обводнённость добываемой продукции снизилась на 3,3 % (с 65,6 до 62,3 %).

По состоянию на 01.01.2014 в трёх скважинах проведена зарезка бокового ствола (в том числе в одной скважине на объект Ю<sub>1-0</sub>). Средний дебит жидкости (нефти) скважин составил 43,4 (9,8) т/сут, что в 3,6 (2,4) раза больше, чем до проведения ГРП. Обводнённость добываемой продукции увеличилась до 77,4 %.

За счёт проведения многоэтапных ГРП дополнительно добыто 83,91 тыс.т нефти при текущей удельной эффективности 3,36 тыс.т/скв.- опер. (6,99 тыс.т/скв.). Прирост дебита нефти составил 4,3 т/сут. Ожидаемая удельная эффективность оценивается на уровне 5,88 тыс.т/скв.- опер. (12,25тыс.т/скв.).

В боковых стволах действующих добывающих скважин проведено 8 стандартных ГРП, 45 объёмных ГРП и в 3 скважинах (7скважиноопераций) многоэтапный ГРП. Масса закачки проппанта при проведении стандартных ГРП составляла от 11 до 27,6 т (в среднем 22,7т).

После проведения 8 воздействий кратность увеличения дебита жидкости (нефти) составила 3,2 (2,8) раза, средний дебит жидкости (нефти) увеличился с 15,8 (4,9) до 51,1 (13,6) т/сут, обводнённость добываемой продукции увеличилась на 4,5 % (с 69,0 до 73,5%).

По состоянию на 01.01.2014 в одной скважине проведён повторный ГРП, одна скважина находится в бездействующем фонде. Средний дебит скважин по жидкости (нефти) составил 36,2 (4,5) т/сут. Обводнённость добываемой продукции увеличилась до 87,4 %.

За счёт проведения в 8 скважинах стандартных ГРП в боковых стволах дополнительно добыто 24,40 тыс.т нефти при текущей удельной эффективности 3,05 тыс.т/скв.- опер. Прирост дебита нефти составил 2,4 т/сут. Ожидаемая удельная эффективность оценивается на уровне 3,93 тыс.т/скв.- опер. Масса закачки проппанта при проведении объёмных ГРП в боковых стволах составляла от 30 до 70,3 т (в среднем 41,9т).

После проведения 45 воздействий кратность увеличения дебита жидкости (нефти) составила 3,8 (3,8) раза, средний дебит жидкости (нефти) увеличился с 12,4 (5,5) до 47,2 (21,1) т/сут, обводнённость добываемой продукции незначительно снизилась на 0,2 % (с 55,5 до 55,3 %).

По состоянию на 01.01.2014 в двух скважинах проведён повторный ГРП, в одной скважине – зарезка бокового ствола, три скважины находятся в бездействующем фонде. Средний дебит жидкости (нефти) скважин составил 37,9

(9,4) т/сут, что в 3,0 (1,7) раза больше, чем до проведения ГРП. Обводнённость добываемой продукции увеличилась до 75,1 %.

За счёт проведения 45 объёмных ГРП дополнительно добыто 310,35 тыс.т нефти, при текущей удельной эффективности 6,90 тыс.т/скв.- опер. Прирост дебита нефти составил 5,2 т/сут. Ожидаемая удельная эффективность оценивается на уровне 12,99тыс.т/скв.- опер.

Многоэтапный ГРП проведён в трёх действующих наклонно-направленных скважинах (7 скв.- опер.). Масса закачки проппанта составляла от 20,1 до 44,2 т на этап при среднем значении 34,2 т (79,9 т/скв.).

После проведения 7 воздействий кратность увеличения дебита жидкости (нефти) составила 3,5 (2,7) раза, средний дебит жидкости (нефти) увеличился с 12,6 (7,6) до 44,4 (20,2) т/сут, обводнённость добываемой продукции увеличилась на 15,0 % (с 39,6 до 54,6%).

По состоянию на 01.01.2014 средний дебит скважин по жидкости (нефти) составил 31,0 (8,1) т/сут, что в 2,5 (1,1) раза больше, чем до проведения ГРП. Обводнённость добываемой продукции увеличилась до 73,8 %.

За счёт проведения многоэтапных ГРП дополнительно добыто 11,31 тыс.т нефти при текущей удельной эффективности 1,62 тыс.т/скв.- опер. (3,77 тыс.т/скв.). Прирост дебита нефти составил 7,0 т/сут. Ожидаемая удельная эффективность оценивается на уровне 3,39 тыс.т/скв.- опер. (7,90тыс.т/скв.).

При вводе в эксплуатацию в наклонно направленных скважинах проведено 22 скважинооперации ГРП, из них стандартных ГРП – 6 скв.- опер., объёмных ГРП – 14 скв.- опер. и многоэтапных – 2 скв.- опер. (в скважине № 201). Масса закачки проппанта при проведении стандартных ГРП составляла от 20,2 до 29,9 т (в среднем 25,8 т).

После проведения 6 воздействий средний дебит жидкости (нефти) составил 58,9 (16,1) т/сут при обводнённости добываемой продукции 72,7%.

По состоянию на 01.01.2014 в одной скважине проведён повторный ГРП, одна скважина переведена на объект Ю<sub>1-0</sub>. Средний дебит жидкости

(нефти) скважин составил 37,9 (5,9) т/сут при обводнённости добываемой продукции 84,5 %.

За счёт проведения 6 стандартных ГРП дополнительно добыто 33,14 тыс.т нефти, при текущей удельной эффективности 5,52 тыс.т/скв.- опер. Прирост дебита нефти составил 4,3 т/сут. Ожидаемая удельная эффективность оценивается на уровне 9,59тыс.т/скв.- опер.

Масса закачки проппанта при проведении объёмных ГРП составляла от 30,2 до 61,2 т (в среднем 43,1 т).

После проведения 14 воздействий средний дебит жидкости(нефти) составил 59,6 (16,8) т/сут при обводнённости добываемой продукции 71,9 %.

По состоянию на 01.01.2014 в одной скважине проведена зарезка бокового ствола, одна скважина находится в бездействующем фонде. Средний дебит жидкости (нефти) скважин составил 37,4 (8,0) т/сут при обводнённости добываемой продукции 78,6%.

За счёт проведения 14 объёмных ГРП дополнительно добыто 143,85 тыс.т нефти, при текущей удельной эффективности 10,28 тыс.т/скв.- опер. Прирост дебита нефти составил 5,8 т/сут. Ожидаемая удельная эффективность оценивается на уровне 16,28тыс.т/скв.- опер.

В скважине №207 проведён двухэтапный ГРП при переводе с объекта Ю<sub>1-1Б</sub> с массой закачки проппанта 40,6 т и 46,0 т.

Средний дебит жидкости (нефти) после проведения этапов ГРП составил 51,7 (24,1) т/сут, при обводнённости добываемой продукции 53,5 %. По состоянию на 01.01.2014 дебит жидкости (нефти) скважины составил 34,2 (7,5) т/сут при обводнённости добываемой продукции 78,1%.

За счёт проведения двухэтапного ГРП дополнительно добыто 5,55 тыс.т нефти при текущей удельной эффективности 2,78 тыс.т/скв.- опер. (5,55 тыс.т/скв.). Прирост дебита нефти составил 4,6 т/сут. Эффект на дату анализа окончен.

При зарезке боковых стволов на стадии строительства скважин проведено 87 скважиноопераций ГРП, из них стандартных – 7, объемных – 59, многоэтапных – 21.

Масса закачки проппанта при проведении стандартных ГРП составляла от 4,8 до 29,1 т (в среднем 23,7 т).

После проведения семи воздействий средний дебит жидкости (нефти) составил 34,0 (22,0) т/сут, обводнённость добываемой продукции – 35,3 %.

По состоянию на 01.01.2014 в скважине № 225 проведён повторный ГРП. Средний дебит скважин по жидкости (нефти) снизился в 1,9 (2,4) раза и составил 17,9 (9,1) т/сут. Обводнённость добываемой продукции увеличилась до 49,4%.

За счёт проведения семи стандартных ГРП дополнительно добыто 56,63 тыс.т нефти при текущей удельной эффективности 8,09 тыс.т/скв.- опер. Прирост дебита нефти составил 7,2 т/сут. Ожидаемая удельная эффективность оценивается на уровне 15,85 тыс.т/скв.- опер.

Масса закачки проппанта при проведении объёмных ГРП составляла от 30,1 до 65,0 т (в среднем 44,5 т).

При вводе в эксплуатацию 59 скважин средний дебит жидкости (нефти) составлял 53,8 (23,8) т/сут, обводнённость добываемой продукции – 55,8 %.

По состоянию на 01.01.2014 в четырёх скважинах проведён повторный ГРП, скважина №210 находится в бездействии с ноября 2013 года. Средний дебит жидкости (нефти) скважин снизился до 38,0 (10,3) т/сут, обводнённость добываемой продукции увеличилась до 72,8 %.

За счёт проведения 59 скважиноопераций ГРП дополнительно добыто 485,06 тыс.т нефти. Текущая удельная эффективность составляет 8,22 тыс.т/скв.- опер. Средний прирост дебита нефти составил 8,5 т/сут. Ожидаемая удельная эффективность оценивается на уровне 17,20 тыс.т/скв.- опер.

В 10 скважинах при зарезке боковых стволов проведён многоэтапный гидроразрыв пласта (21 скважинооперация). Масса закачки проппанта составляла от 15,1 до 51,0 т, составляя в среднем на скважинооперацию – 34,9 т

(на скважину – 73,4 т). Скважины № 101 и 196 не введены в работу (дата проведения ГРП октябрь – декабрь 2013, запуск январь 2014 года). При вводе в эксплуатацию скважин средний дебит жидкости (нефти) составлял 41,2 (13,3) т/сут, обводнённости добываемой продукции – 67,7 %.

По состоянию на 01.01.2014 средний дебит жидкости (нефти) скважин составляет 48,7 (8,1) т/сут, обводнённости добываемой продукции увеличилась до 83,3%.

За счёт проведения 21 скважинооперации ГРП дополнительно добыто 44,53 тыс.т нефти при текущей удельной эффективности 2,12 тыс.т/скв- опер (4,45 тыс.т/скв). Средний прирост дебита нефти составил 4,5 т/сут. Ожидаемая удельная эффективность оценивается на уровне 3,75 тыс.т/скв- опер (7,87 тыс.т/скв).

В 25 бездействующих скважинах при вводе в эксплуатацию проведено 25 скважиноопераций, из них стандартных – 12, объёмных – 13.

Масса закачки проппанта при проведении стандартных ГРП составляла от 15,2 до 27,2 т (в среднем 21,6т).

При вводе в эксплуатацию средний дебит жидкости (нефти) составлял 44,2 (12,8) т/сут, обводнённости добываемой продукции – 71,1 %.

По состоянию на 01.01.2014 скважина №311 находится в консервации, в скважине № 320 проведена зарезка бокового ствола в июле 2012 года. Средний дебит жидкости (нефти) скважин снизился в 1,6 (4,0) раза и составляет 28,4 (3,2) т/сут, обводнённости добываемой продукции увеличилась до 88,8 %. За счёт проведения 12 скважиноопераций ГРП дополнительно добыто 63,43 тыс.т нефти при текущей удельной эффективности 5,29 тыс.т/скв.- опер. Средний прирост дебита нефти составил 4,5 т/сут. Ожидаемая удельная эффективность оценивается на уровне 8,44 тыс.т/скв.- опер.

В 13 скважинах проведён объёмный гидроразрыв пласта со средней массой закачки проппанта от 30,1 до 50,1 т (в среднем 39,2 т). При вводе в эксплуатацию средний дебит жидкости (нефти) составлял 61,2 (16,2) т/сут при обводнённости добываемой продукции – 73,4%.



По состоянию на 01.01.2014 в бездействии находятся 2 скважины № 460, 503, в консервации – № 600 с мая 2010 года, зарезка бокового ствола проведена в скважине №610. Средний дебит жидкости (нефти) скважин снизился и составляет 44,2 (3,2) /сут, обводненность добываемой продукции увеличилась до 92,8 %.

За счёт проведения 13 скважиноопераций ГРП дополнительно добыто 79,82 тыс.т нефти при текущей удельной эффективности 6,14 тыс.т/скв.- опер. Средний прирост дебита нефти составил 5,5 т/сут. Ожидаемая удельная эффективность оценивается на уровне 8,16 тыс.т/скв.- опер.

Нагнетательные скважины. После проведения трёх воздействий в действующих нагнетательных скважинах кратность увеличения приёмистости составила 6,4 раза (с 32,3 до 206,7 м<sup>3</sup>/сут). На 01.01.2014 средняя приёмистость скважин снизилась до 76,2 м<sup>3</sup>/сут, накопленная закачка оценивается на уровне 2351,62 тыс.м<sup>3</sup>.

В нагнетательных скважинах на стадии строительства, при переводе с других объектов, при зарезке бокового ствола проведено 12 скважиноопераций ГРП. При вводе в эксплуатацию средняя приёмистость скважин составляла 198,6 м<sup>3</sup>/сут.

На 01.01.2014 скважина №510 не запущена в эксплуатацию (дата проведения ГРП – декабрь 2013 года, запуск – январь 2014 года). Средняя приёмистость снизилась до 130,8 м<sup>3</sup>/сут, накопленная закачка воды составила 614,78 тыс.м<sup>3</sup>.

Гидроразрыв пласта проведён в трёх действующих скважинах, находившихся в отработке на нефть и переведённых в систему ППД. После проведения воздействий кратность увеличения дебита жидкости (нефти) составила 11,4(5,2)раза, средний дебит жидкости (нефти) увеличился с 4,1 (2,5) до 46,6 (13,1)т/сут, обводнённость добываемой продукции увеличилась на 33,0 % (с 39,0 до 72,0 %). При переводе в ППД средняя приёмистость скважин составляла 103,9м<sup>3</sup>/сут.

На 01.01.2014 скважина №701 находится в пьезометрическом фонде. Средняя приёмистость снизилась до 69,6 м<sup>3</sup>/сут, накопленная закачка воды

составила 82,42 м<sup>3</sup>/сут. Дополнительная добыча нефти оценивается на уровне 13,26 тыс.т.

На стадии строительства 7 скважин, находившихся в отработке на нефть и переведённых в систему ППД, проведено 8 скважиноопераций ГРП. В скважине №320 проведён двухэтапный гидроразрыв.

При вводе в эксплуатацию после проведения воздействий дебит жидкости (нефти) скважин составлял 60,3 (11,6) т/сут, обводнённость добываемой продукции – 80,8 %. Средняя приёмистость при переводе в систему ППД составила 156,0 м<sup>3</sup>/сут.

На 01.01.2014 средняя приёмистость снизилась до 105,4 м<sup>3</sup>/сут. Накопленная закачка воды составляет 763,32 тыс.м<sup>3</sup>. За период отработки скважин на нефть дополнительно добыто 16,75 тыс.т

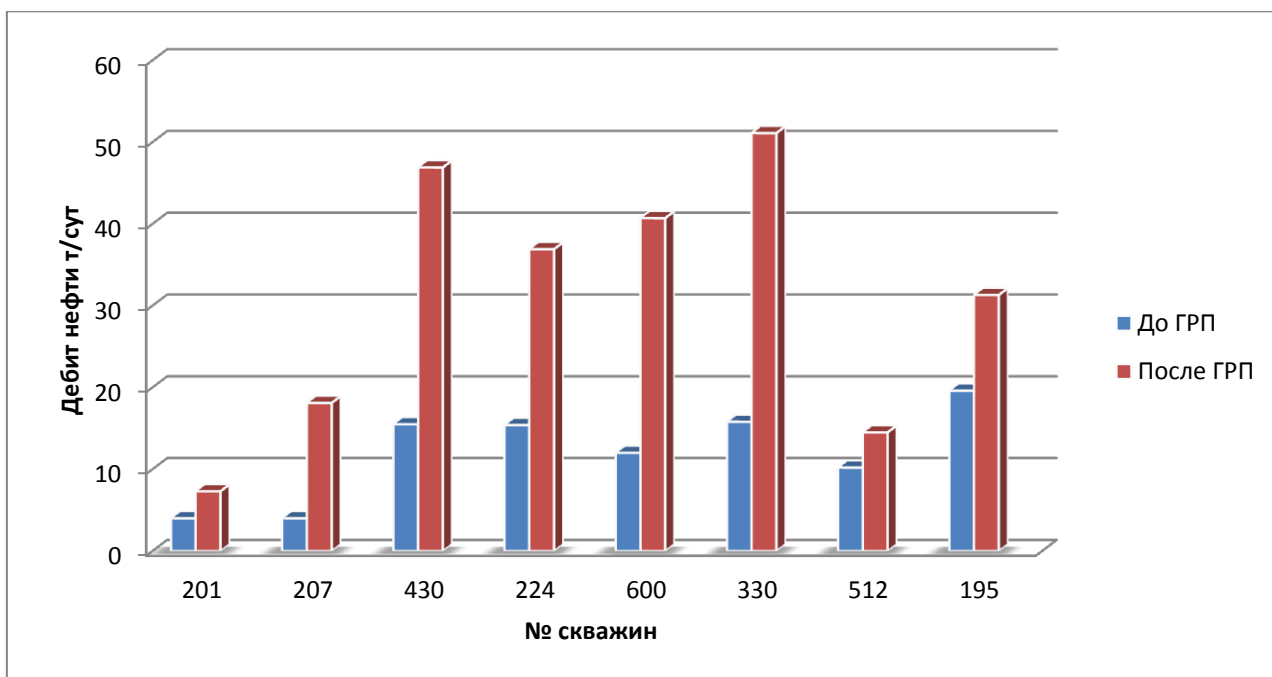


График 1 – Изменение дебита скважин до и после ГРП

#### **4 Финансовый менеджмент**

Необходимость экономической оценки предлагаемого проекта по ГРП на Катыльгинском нефтегазовом месторождении, отвечает критерию достижения максимального экономического эффекта от возможно более полного извлечения нефти и получения прибыли за счет дополнительной добычи при соблюдении требований экологии и охраны окружающей среды.

Экономическая эффективность проекта выражается в расчете прибыли от дополнительной добычи нефти. При этом учитываются все статьи затрат: затраты на подготовительные работы, проведение ГРП, эксплуатационные затраты, затраты на электроэнергию, налоговые исчисления.

При реализации этого проекта мы предлагаем получить дополнительную добычу нефти в объеме 92 829 тыс. т (таб. 5.1) за три года эксплуатации.

Целью проводимых мероприятий, является оценка экономической эффективности гидравлического разрыва пласта.

Задачи:

- провести расчет эффективности проведения ГРП на Катыльгинском месторождении;
- выявить от чего зависит эффективность проведения мероприятия по ГРП;
- проанализировать количество и направленность отчислений из бюджетных средств.

Основными показателями по принятию проекта к реализации являются такие показатели, как дисконтированный поток денежной наличности, прибыль от реализации, выручка от реализации, индекс доходности, период окупаемости.

Дисконтированный поток денежной наличности – сумма прибыли от реализации и амортизационных отчислений, уменьшенная на величину инвестиций, направленных на освоение нефтяного месторождения, расчет NPV дает ответ об эффективности варианта в целом.

Индекс доходности (PI) характеризует экономическую отдачу вложенных средств и представляет собой отношение суммарных приведенных чистых поступлений к суммарному объему капитальных вложений, его значение интерпретируется следующим образом: если  $PI > 1$ , проект эффективен, если  $PI < 1$  – проект не рентабелен.

#### 4.1 Исходные данные и нормативная база для расчета экономических показателей проекта

Исходные данные для расчета экономических показателей данного проекта приведены в таблице 4.1 и таблице 4.2

Таблица 4.1 – Экономические условия расчета

Показатели	Ед.изм.	Значение
Количество проведенных ГРП	шт.	10
Дополнительная добыча нефти	тыс.т	92,8
Стоимость одного ГРП	тыс.руб.	3244,056
Цена реализации нефти на внутреннем рынке	руб/т	6000
Норма дисконта	%	15
Расчетный период	год	3

Таблица 4.2 – Данные для расчета экономической эффективности

Скважина	Параметры до ГРП		Параметры после ГРП						Прогноз добычи нефти без ГРП, т	Добыча нефти после ГРП за 3 года, т	Дополнительная добыча нефти за счет ГРП, т
	Q нефти, т/сут	Q жидкости, т/сут	2013г.		2014г.		2015г.				
			Q нефти, т/сут	Q жидкости, т/сут	Q нефти, т/сут	Q жидкости, т/сут	Q нефти, т/сут	Q жидкости, т/сут			
201	4,7	12,0	10,6	24	10,0	23	9,0	21	5146,5	11552,3	6405,8
202	3,0	7,4	12,6	27	11,8	26	10,7	23	3285,0	8869,5	5584,5
207	4,9	12,5	14,8	34	13,9	32	12,5	29	5365,5	13030,5	7665,0
211	7,1	9,0	15,4	17	14,5	16	13,0	15	7774,5	17574,8	9800,3
212	3,2	7,5	7,9	17	7,4	16	6,7	14	3504,0	12811,5	9307,5
214	12,0	31,4	21,7	50	20,4	47	18,4	43	13140,0	29017,5	15877,5
223	5,0	13,6	18,4	44	17,3	41	15,6	37	5475,0	11935,5	6460,5
224	23,5	52,0	38,8	76	36,5	71	32,8	64	25732,5	40296,0	14563,5
225	4,3	14,8	9,2	28	8,6	26	7,8	24	4708,5	10676,3	5967,8
226	18,4	37,7	34,6	63	32,5	59	29,3	53	20148,0	31317,0	11169,0
ИТОГО по скважинам:									94280	187913	92829

Прогноз добычи нефти без ГРП составляет 94280 т.

Добыча нефти после ГРП составляет 187913 т., что соответствует:

В 2013 г. – 72 336,1 т.

В 2014 г. – 64 178,2 т.

В 2015 г. – 51 398,7 т.

Дополнительная добыча нефти за счет ГРП составляет 92829 т., что составляет:

В 2013 г. – 35 734 т.

В 2014 г. – 31 704 т.

В 2015 г. – 25 391 т.

Расчет затрат на процесс проведения ГП на одну скважину сделан на основании сметы затрат и нормативов.

Выручка от реализации

Цена реализации нефти на внутреннем рынке принята 6000 руб/т.

Выручка от реализации продукции ( $V_t$ ) рассчитывается как произведение цены реализации нефти и дополнительной добычи нефти после ГРП за годичный период:

$$V_t = (C_n \cdot Q_n), \quad (4.1)$$

где,  $C_n$  – цена реализации в t-ом году, руб./т.

$Q_n$  – дополнительная добыча нефти за t год, т.

Определим прирост выручки за счет дополнительной реализации нефти:

$$V_1 = 35734 \cdot 6000 = 214404000 \text{руб.}, \text{ за 2013год.}$$

$$V_2 = 31704 \cdot 6000 = 190224000 \text{руб.}, \text{ за 2014год.}$$

$$V_3 = 25391 \cdot 6000 = 152346000 \text{руб.}, \text{ за 2015год.}$$

Прирост выручки за 3 года составил 556 974 000 рублей.

Эксплуатационные затраты

При оценке вариантов разработки эксплуатационные затраты могут быть определены по видам расходов – статьям затрат или элементам затрат. Эксплуатационные затраты рассчитаны, исходя из зависимости нормативно технологических показателей.

Таблица 4.3 – Нормативы эксплуатационных затрат

Элементы затрат	Ед. измерения	Значение
Расходы на энергию по извлечению нефти	Тыс. руб./т.	5,05

Продолжение таблицы 4.3

Расходы по искусственному воздействию на пласт (закачка воды)	Тыс. руб./т.	76,9
Расходы по сбору и транспортировке нефти и газа	Тыс. руб./т.	10,3
Расходы по технологической подготовке нефти	Тыс. руб./т.	71,5
Обслуживание скважин	Тыс. руб./скв.	306,8
Балансовая стоимость ОПФ	Млн. руб.	8,4
Остаточная стоимость ОПФ	Млн. руб.	2,5
Средняя норма износа ОПФ	%	6,8
Расходы на содержание и эксплуатацию оборудования (в т.ч. ПРС)	Тыс. руб./т.	360,4
Цеховые расходы	Тыс. руб./т.	108,7
Общепроизводственные расходы	Тыс. руб./скв.	544,8
Прочие производственные расходы	Тыс. руб./скв.	15,1

Расчет эксплуатационных затрат:

Обслуживание нефтяных скважин:

$$З_{об} = 306790 \cdot 10 = 3067900 \text{руб. за 1 год.}$$

$$З_{об} = 3067900 \cdot 3 = 9203700 \text{руб. за 3 расчетных года.}$$

Затраты на энергию по извлечению дополнительной жидкости после ГРП на каждый год расчетного периода:

$$З_{эл/эн} = 72336,1 \cdot 5,05 = 365297,3 \text{руб., за 2013г.}$$

$$З_{эл/эн} = 64178,2 \cdot 5,05 = 324099,9 \text{руб., за 2014г.}$$

$$З_{эл/эн} = 51398,7 \cdot 5,05 = 259563,4 \text{руб., за 2015г.}$$

Итого энергетические затраты за 3 года – 948 960,6 руб.

Затраты по искусственному воздействию на пласт (закачка воды) на каждый год расчетного периода:

$$З_{зак} = 72336,1 \cdot 76,9 = 5562646,1 \text{руб., за 2013г.}$$

$$З_{\text{зак}} = 64178,2 \cdot 76,9 = 4935303,6 \text{руб.}, \text{ за 2014г.}$$

$$З_{\text{зак}} = 51398,7 \cdot 76,9 = 3952560,1 \text{руб.}, \text{ за 2015г.}$$

Итого затраты по закачке воды за 3 года – 14 450 509,7 руб.

Затраты на сбор и транспорт нефти на каждый год расчетного периода:

$$З_{\text{сб.}} = 72336,1 \cdot 10,3 = 745061,8 \text{руб.}, \text{ за 2013г.}$$

$$З_{\text{сб.}} = 64178,2 \cdot 10,3 = 661035,4 \text{руб.}, \text{ за 2014г.}$$

$$З_{\text{сб.}} = 51398,7 \cdot 10,3 = 529406,6 \text{руб.}, \text{ за 2015г.}$$

Итого затраты на сбор и транспорт нефти за 3 года – 1 935 503,8 руб.

Затраты по технологической подготовке нефти за 3 года:

$$З_{\text{подг}} = 72336,1 \cdot 71,5 = 5172031,1 \text{руб.}, \text{ за 2013г.}$$

$$З_{\text{подг}} = 64178,2 \cdot 71,5 = 4588741,3 \text{руб.}, \text{ за 2014г.}$$

$$З_{\text{подг}} = 51398,7 \cdot 71,5 = 3435779,4 \text{руб.}, \text{ за 2015г.}$$

Итого затраты на подготовку нефти за 3 года – 13 435 779,4 руб.

Затраты на содержание и эксплуатацию оборудования (т.ч. ПРС) на каждый год расчетного периода:

$$З_{\text{ПРС}} = 72336,1 \cdot 360,4 = 26069930,4 \text{руб.}, \text{ за 2013г.}$$

$$З_{\text{ПРС}} = 64178,2 \cdot 360,4 = 23129823,3 \text{руб.}, \text{ за 2014г.}$$

$$З_{\text{ПРС}} = 51398,7 \cdot 360,4 = 18524091,5 \text{руб.}, \text{ за 2015г.}$$

Итого затраты на содержание и эксплуатацию оборудования за 3 года – 67 723 845,2 руб.

Текущие затраты в целом:

$$З_{\text{тек}} = З_{\text{об}} + З_{\text{эл/эн}} + З_{\text{зак}} + З_{\text{сб.}} + З_{\text{подг}} + З_{\text{ПРС}} \quad (4.2)$$

$$З_{\text{тек}} = 40982866,7 \text{руб.}, \text{ за 2013г.}$$

$$З_{\text{тек}} = 36706903,5 \text{руб.}, \text{ за 2014г.}$$

$$З_{\text{тек}} = 30008528,7 \text{руб.}, \text{ за 2015г.}$$

Итого текущие затраты в целом за 3 года – 107 698 298,9 руб.

Капитальные вложения

Расчет капитальных вложений производится с учетом необходимой реконструкции и технического перевооружения производственных мощностей,



существующих на месторождении. В данном проекте подобные вложения не предусмотрены. В данном проекте капитальным вложением является гидравлический разрыв пласта – его стоимость.

В том числе, оборудование, предлагаемое подрядчиком, для выполнения операции ГРП: 4 насосных агрегата; блендер; песковоз; манифольд; станция управления и контроля; лаборатория; комплект трубы НКТ; колонная головка; извлекаемый пакер; скрепер.

Персонал для проведения необходимого проектирования: инженер-геолог ГО; лаборант.

Персонал для проведения фрак-операции, состав группы ГРП: руководитель работ по ГРП; 2 оператора блендера; 8 операторов насосных агрегатов; оператор станции управления и контроля; 2 машиниста автогидроподъемника; оператор песковоза.

Стоимость услуг по проведению ГРП приведена в табл. 4.4

Таблица 4.4 – Стоимость услуг и материалов

Наименование	Количество	Стоимость, руб.
Услуги инженерного сопровождения		
Стоимость инженерного сопровождения	150 час.	105 000
Оборудование		
Флот ГРП	9	950 000
Пакер	1	70 000
Колонная головка	1	250 000
Трубы НКТ	до 1500м	320 000
Скрепер	1	50 000
Материалы		
Жидкость разрыва на нефтяной основе	руб./м <sup>3</sup>	5500
Проппант	руб./т.	54545
Проппант Боровичи	руб./т.	22 600

Продолжение таблицы 4.4

Мобилизация и демобилизация		
Мобилизация и демобилизация		527 000

Итого стоимость гидроразрыва пласта равна 3 244 056 рублей и внесена в таблицу экономические условия.

Прибыль от реализации

Прибыль от реализации – совокупный доход предприятия, уменьшенный на величину эксплуатационных затрат с включение в них амортизационных отчислений и в бюджетные и внебюджетные фонды. Расчет прибыли производится с обязательным приведение разновременных доходов и затрат к первому в расчетном году. Дисконтирование осуществляется путем деления величины прибыли за каждый год на соответствующий коэффициент приведения:

$$П_t = \sum_{t=1}^T \frac{B_t - \Delta_t - H_t}{(1 + E_n)^{t - t_p}}, \quad (4.3)$$

где,  $П_t$  – прибыль от реализации продукции;

$T$  – расчетный период оценки деятельности предприятия;

$B_t$  – выручка от реализации продукции;

$\Delta_t$  – эксплуатационные затраты с амортизацией;

– сумма налогов;

$E_n$  – норматив дисконтирования, доли ед.;

$t, t_p$  – соответственно текущий и расчетный год.

Всего эксплуатационных затрат на добычу нефти на каждый год расчетного периода:

$$З_{\text{эсп.}} = З_{\text{тек+н}} + A_{\text{скв.}} \quad (4.4)$$

$$З_{\text{эсп.}} = 80152997,2 \text{руб.}, \text{ за } 2013 \text{г.}$$

$$З_{\text{эсп.}} = 71470646,5 \text{руб.}, \text{ за } 2014 \text{г.}$$

$$З_{\text{эсп.}} = 57876772,2 \text{руб.}, \text{ за } 2015 \text{г.}$$

Итого за 3 года расчетного периода – 209 500 415,9 руб.

Валовая прибыль от реализации на каждый год расчетного периода:

$$П_t = В_t - (З_{\text{эксп.}} + Н_{\text{ндс}} + Н_{\text{акц}} + Н_{\text{им}})$$

(4.5)

$$П_1 = 98177146,8 \text{руб.}, \text{ за } 2013 \text{г.}$$

$$П_2 = 86749683,3 \text{руб.}, \text{ за } 2014 \text{г.}$$

$$П_3 = 68840022 \text{руб.}, \text{ за } 2015 \text{г.}$$

Итого за 3 года расчетного периода – 253 766 852,1 руб.

Налог на прибыль на каждый год расчетного периода:

$$Н_{\text{пр}} = 98177146,8 \cdot 20/100 = 19635429,3 \text{руб.}, \text{ за } 2013 \text{г.}$$

$$Н_{\text{пр}} = 86749683,3 \cdot 20/100 = 17349936,7 \text{руб.}, \text{ за } 2014 \text{г.}$$

$$Н_{\text{пр}} = 68840022 \cdot 20/100 = 13768004,4 \text{руб.}, \text{ за } 2015 \text{г.}$$

Итого за 3 года расчетного периода – 50 753 370,4 руб.

Прибыль предприятия на каждый год расчетного периода:

$$П_{\text{пр.}} = П_t - Н_{\text{пр}} \quad (4.6)$$

$$П_{\text{пр.}} = 78541717,5 \text{руб.}, \text{ за } 2013 \text{г.}$$

$$П_{\text{пр.}} = 69399746,6 \text{руб.}, \text{ за } 2014 \text{г.}$$

$$П_{\text{пр.}} = 55072017,6 \text{руб.}, \text{ за } 2015 \text{г.}$$

Итого за 3 года расчетного периода – 203 013 481,7 руб.

Дисконтированная прибыль на каждый год расчетного периода:

$$П_{\text{пр.диск.}} = 68297145,6 \text{руб.}, \text{ за } 2013 \text{г.}$$

$$П_{\text{пр.диск.}} = 60347605,7 \text{руб.}, \text{ за } 2014 \text{г.}$$

$$П_{\text{пр.диск.}} = 47888711,1 \text{руб.}, \text{ за } 2015 \text{г.}$$

Итого за 3 года расчетного периода – 176 533 462,3 руб.

## 4.2. Расчет экономических показателей проекта

Поток денежной наличности

Дисконтированный поток денежной наличности, определяется как сумма текущих годовых потоков, приведенных к начальному году:

$$NPV = \sum_{t=1}^T \frac{(\Pi_t + A_t) - K_t}{(1 + E_H)^{t-p}},$$

(4.7.)

где, NPV – дисконтированный поток денежной наличности;

$\Pi_t$  – прибыль от реализации в t-м году;

$A_t$  – амортизационные отчисления в t-м году;

$K_t$  – капитальные вложения в разработку месторождения в t-м году;

Дисконтированный поток денежной наличности (NPV) на каждый год расчетного периода:

$$NPV_1 = 47162043,6 \text{ руб.}, \text{ за } 2013 \text{ г.}$$

$$NPV_2 = 40585269,1 \text{ руб.}, \text{ за } 2014 \text{ г.}$$

$$NPV_3 = 30284029,2 \text{ руб.}, \text{ за } 2015 \text{ г.}$$

Итого NPV за 3 года расчетного периода – 118 031 341,9 руб.

Положительная величина чистого дисконтированного дохода ( $NPV > 0$ ) свидетельствует об эффективности проекта, поскольку поступлений от его реализации достаточно для того, чтобы возместить затраты и обеспечить минимально требуемый уровень доходности этого капитала.

Индекс доходности

Индекс доходности (PI) – отношение суммарных приведенных чистых поступлений к суммарному объему капитальных вложений:

$$PI = \frac{\sum_{t=1}^T (\Pi_t + A_t) / (1 + E_H)^{t-p}}{\sum_{t=1}^T K_t / (1 + E_H)^{t-p}}, \quad (4.8.)$$

Определим индекс доходности (PI):

$$PI = (560058867,7 / 1,15) / (32440560 / 1,15) = 1,7$$

Как видим, индекс доходности является положительным, то есть  $PI > 1$ , а это является критерием эффективности проекта.

Период окупаемости ( $P_{ок}$ ) – продолжительность периода, в течение которого начальные негативные значения накопленной денежной наличности полностью компенсируются ее положительными значениями. Период окупаемости может быть определен из следующего равенства:

$$\sum_{t=1}^{P_{ок}} \frac{(П_t + A_t) - K_t}{(1 + E_H)^{t - t_p}} = 0, \quad (4.9)$$

где,  $P_{ок}$  – период возврата вложенных средств, годы.

Определим прибыль предприятия в месяц:

$$P_{ср} = 192862\,807,7 / 36 = 5357300,2 \text{ руб/мес.}$$

Определим период окупаемости проведенного ГРП:

$$P_{ок} = 32440560\,560 / 5\,357300,2 = 6 \text{ мес.} = 0,5 \text{ года.}$$

Срок окупаемости по проектируемому варианту составит 0,5 года, период за который значение NPV и дальше положительно.

#### 4.3. Экономическая оценка проекта

Экономическая оценка выполнена в соответствии с «Регламентом составления проектных технологических документов на разработку нефтяных и газовых месторождений», РД 153-39-007-96.

Как показал расчет экономической эффективности проекта, отрицательные значения отсутствуют, то есть при существующих экономических обстоятельствах проведение мероприятия окупается в течение дополнительной добычи нефти в размере 192,862 млн. рублей. Экономическая оценка проведения ГРП на 10 скважинах Катыльгинского месторождения приведена в таблице 4.5.

Таблица 4.5 – Экономическая оценка эффективности проекта

Показатели	Значения (по годам)		
	2013 г.	2014 г.	2015 г.
Прирост добычи нефти, тыс.т	35,7	31,7	25,4
Прирост выручки от реализации, млн. руб.	214,4	190,2	152,3
Эксплуатационные затраты, млн. руб.	80,1	71,4	57,8
Сумма налогов и платежей, млн. руб.	101,2	89,7	71,7
Прибыль предприятия, млн. руб.	78,5	69,4	55,1
Поток денежной наличности, млн. руб.	47,1	40,5	30,2

Продолжение таблицы 4.5

Индекс доходности, доли ед.	1,7
Срок окупаемости, год	0,5

4.4. Сравнение технико-экономических показателей базового варианта без проведения ГРП и варианта с проведением ГРП

По каждому определены экономические показатели, к числу которых относятся, эксплуатационные затраты на добычу нефти, дисконтированный поток денежной наличности, индекс доходности, период окупаемости вложенных средств. Данные показатели рассчитывались по 10 скважинам и динамике на 3-х летний период.

Результаты технико-экономического анализа базового и проектного вариантов в целом представлены в сравнительной таблице 4.6.

Таблица 4.6 – Сравнение технико-экономических показателей вариантов разработки с проведением ГРП и без проведения ГРП по 10 скважинам

Показатели	Ед. изм.	Варианты	
		без ГРП	с ГРП
Проектная добыча нефти	тыс.т	94,3	187,1
Проектный срок разработки	годы	3	3
Накопленная закачка воды	тыс.м <sup>3</sup>	420,4	420,4
Эксплуатационные затраты с учетом амортизационных отчислений	млн. руб.	198,9	408,4
Дисконтированный поток наличности	млн. руб.	106,4	224,5
Индекс доходности	ед.	-	1,7
Срок окупаемости	годы	-	0,5

Выводы по разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. По результатам расчетов эффективным по основным экономическим параметрам является вариант с применением ГРП, при котором инвестор получает дополнительный дисконтированный доход в размере 118,031 млн. руб., а дисконтированный доход государства составит 195,8 млн. руб. за 3 года.

2. При осуществлении гидравлического разрыва пласта дополнительная добыча за 3 года составит 92,8 тыс. т нефти.

3. Срок окупаемости проекта составляет 6 месяцев.

4. Выявлено, что эффективность проведения ГРП зависит от прироста дебита в результате проведения операции и от курса цен на нефть.

## **5. Социальная ответственность**

Единая система управления промышленной безопасностью и охраной труда является составной частью комплексной системы управления производством в АО «Томскнефть» ВНК и устанавливает единые требования к безопасной организации работ в области промышленной безопасности и охраны труда.

Руководители, главные специалисты и специалисты акционерного общества обязаны осуществлять организационно-технические и санитарно-гигиенические мероприятия по созданию и обеспечению промышленной безопасности, охраны труда, безопасных и здоровых условий труда на производственных объектах филиалов, обязаны контролировать соблюдение работниками установленных правил и норм безопасности, инструкций по охране труда (безопасности) труда, обеспечивать и контролировать выполнение приказов и указаний вышестоящих органов управления, предписаний органов государственного надзора.

Рассмотрены виды работ, выполняемых оператором по гидроразрыву пласта (ГРП), и связанные с ними вредные и опасные факторы, а также нормативные документы, устанавливающие их допустимые пределы.

### **5.1. Анализ вредных производственных факторов**

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, согласно ГОСТ 12.0.003-2015 [9].

#### Повышенная загазованность воздуха рабочей зоны

При работе насосного агрегата и скважин через сальниковые узлы и фланцевые соединения происходит просачивание вредных веществ: предельных алифатических углеводородов ( $C_1-C_{10}$ ) и сероводорода ( $H_2S$ ) в вещества в воздушную среду возможно при проведении технологических процессов и производственных работ (глушение, вызов притока, промывка после ГРП).

Содержание вредных веществ в воздухе регламентируется системой стандартов безопасности труда с помощью предельно допустимой концентрации (ПДК) отдельных веществ в воздухе. В таблице 6.1 приведены ПДК для различных видов согласно ГОСТ 12.1.005-88 [11].

Таблица 5.1 ПДК веществ, наиболее часто встречающихся при использовании транспорта

Вещество	ПДК, мг/м <sup>3</sup>	Класс опасности
Пыль содержащая более 70% SiO <sub>2</sub>	2	3
Пыль содержащая от 10 до 70% SiO <sub>2</sub>	2	4
Пыль растительного и животного происхождения	4	4

Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны установлены, согласно ГОСТ 12.1.005-88 [11]. ПДК предельных алифатических УВ, которые нарушают работу нервной системы, что проявляется в виде бессонницы, брадикардии, повышенной утомляемости и функциональных неврозов – 300 мг/м<sup>3</sup>, сероводорода – 3 мг/м<sup>3</sup>. Сероводород очень токсичен. Вдыхание воздуха с небольшим содержанием сероводорода вызывает головокружение, головную боль, тошноту, а со значительной

концентрацией приводит к коме, судорогам, отеку легких и даже к летальному исходу. При высокой концентрации однократное вдыхание может вызвать мгновенную смерть. При небольших концентрациях довольно быстро возникает адаптация к неприятному запаху «тухлых яиц», и он перестает ощущаться. Во рту возникает сладковатый металлический привкус, а при большой концентрации ввиду паралича обонятельного нерва запах сероводорода не ощущается.

В случае превышения допустимого уровня пыли и загазованности в воздухе необходимо предпринять меры по предупреждению отравлений организма человека. К таким относятся ограниченное использование токсичных веществ в технологических процессах, контроль за воздушной средой, герметизация оборудования, а также применение средств защиты органов дыхания: респираторов, противогазов фильтрующего типа или марлевых повязок.

#### Отклонение показателей климата на открытом воздухе

Микроклимат определяет действующие на организм человека сочетания температуры, влажности, скорости движения воздуха и других условий рабочей зоны.

В условиях крайнего севера среди факторов производственной среды, действующих на организм человека при выполнении различных видов работ в холодное время года, ведущая роль принадлежит метеорологическим условиям, вызывающим охлаждение. Охлаждающего воздействия метеорологических условий на человека зависит от показателей атмосферной температуры и скорости ветра. Температура воздуха ниже - 45°C даже при незначительной скорости ветра 2 м/с служит основанием для прекращения работы. При скорости более 15 м/с все виды работ на открытом воздухе прекращаются при любых, даже небольших отрицательных атмосферных температурах в связи с опасностью нарушения функции дыхания, нарушений целостности слизистых оболочек глаз, носа, верхних дыхательных путей, возможности быстрого отморожения кожных покровов, незащищенных одеждой участков тела [11].

Нормы параметров климата при работе на открытом воздухе зависят от климатических регионов, тяжести и времени выполняемых работ.

Нормирование параметров на открытых площадках не производится, но определяются конкретные мероприятия по снижению неблагоприятного воздействия их на организм рабочего.

На промысле применяются следующие средства индивидуальной защиты:

- спецодежда (рукавицы, обувь, головные уборы), которая имеет высокие теплозащитные свойства, воздухонепроницаемости, малую влагоемкость и нефтенепроницаемость;

Коллективная защита на нефтепромысле:

- сокращение времени пребывания персонала в зоне воздействия вредных факторов;

- доставка к месту работы и с работы должна осуществляться в утепленном транспорте;

- для периодического обогрева и отдыха работников предусматриваются специально оборудованные помещения.

Расстояние от рабочего места до помещения для обогрева должно быть не более 150 м для закрытых территорий и 75 м – для не обогреваемых помещений [11].

Повышенный уровень шума и вибрации

Виброакустические условия на рабочих местах определяются вибрационными и шумовыми характеристиками машин и оборудования, режимами и условиями их работы, размещения (на территории или в помещении) и рядом других факторов. К числу наиболее типичных источников шума и вибраций следует отнести электродвигатели, двигатели внутреннего сгорания и турбореактивные двигатели, насосы, компрессоры и вентиляторы, разнообразные машины и механизмы (редукторы, лебедки, станки и прочее), системы транспорта и перепуска газа и воздуха (газопроводы и воздуховоды) и многие другие [20].

Воздействие на работающих повышенных уровней шума и вибрации осуществляется при реализации целого ряда технологических процессов. С этой точки зрения наиболее неблагоприятные условия труда создаются на некоторых рабочих местах при строительстве, текущем капитальном ремонте нефтяных и газовых скважин, гидравлическом разрыве пласта и т.д. Так в машинных залах компрессорных и насосных станций уровни шума в зависимости от типа применяемых насосов и нагнетателей могут достигать 90-110 дБ, при этом превышая на 5-25 дБ допустимые нормы. При гидравлическом разрыве пласта уровень шума составляет 110-115 дБ [10].

Большинство работ по интенсификации попадают в категорию 3 типа «а» граница снижения производительности труда.

На промысле применяют следующие средства индивидуальной защиты:

- виброзащитные перчатки и рукавицы;
- виброизолирующие подметки, стельки и специальная виброизолирующая обувь;

Коллективные средства защиты:

- устройства, препятствующие появлению человека в опасной зоне;
- установку вибрирующего оборудования на массивный фундамент, применение демпфирующего покрытия и виброизоляторов;

Недостаточная освещенность рабочей зоны

Оператор по гидроразрыву пласта ежемесячно большую часть работы перемещается по территории производственных объектов, совершая многократные подъемы на находящиеся на высоте площадки. В связи с этим в цехах применяется освещение территории и отдельных рабочих мест посредством прожекторов. С целью создания достаточного уровня освещенности и безопасных условий труда установлена норма освещенности нефтегазовых объектов. Рекомендованные типы прожекторов представлены в таблице 5.2.

Таблица 5.2 – Рекомендуемые типы прожекторов для освещения предприятий нефтяной промышленности [21]

Прожектор	Лампа	Макс. сила света, ккд
ПЗС-45	Г220-1000	130
	ДРЛ-700	30
ПЭС-35	Г220-500	50

Необходимо выполнить расчёт количества прожекторов на площадке для безопасной работы в ночное время. На площадке при проведении работ должно быть обязательно освещено: устье скважины, и агрегаты.

Освещенность рабочих мест и территории скважины должна соответствовать требованиям санитарных норм и правил. При использовании агрегатов освещенность рабочих мест должна быть не менее:

- устье скважины 100 лк;
- шкалы КИП 50 лк;
- площадки для производства работ 10 лк;

Наибольшее применение находят прожекторы ПЭС-35 (для небольших площадей), ПЭС-45, ПФС-45-1 с лампами накаливания мощностью 150, 500, 300 и 100 Вт, с лампами ДРЛ, мощностью 400 - 1000 Вт [21].

Расчет прожекторного освещения производится исключительно по точечному методу, так как прожектор — «капризный» оптический прибор, светораспределение которого сильно зависит от точности фокусировки и индивидуальных особенностей лампы, и практически оно известно лишь приближенно.

Рекомендуется размещать прожекторы сосредоточенными группами на мачтах или высоких местных предметах (с устройством огражденных площадок). Наиболее часто применяются типовые мачты высотой 10, 15 и 21 м

Определение освещенности в любой точке при всех известных параметрах установки: типе прожектора, высоте  $h$  и координатах мачты освещения, угла наклона осей  $\theta$ , азимутах осей  $\beta$ , не вызывает затруднений при расчете [21].

Исходные данные для расчета:

Длина площадки (a) – 50 м;

Ширина площадки (b) – 30 м;

Площадь площадки (S) – 1500 м<sup>2</sup>;

Минимальное значение освещенность на устье скважин (E) – 26 лк;

Коэффициент запаса (k) – 1,5;

Количество мачт (N) – 3;

Высота каждой мачты (h) – 10 м;

Тип используемых прожекторов – ПЗС 45, 1000/220.

Выбираем контрольную точку, равноудаленную от мачт. Для нее  $x/h=1,3$ . Оптимальный  $\theta=27^\circ$ . Тогда в точке сумма  $\xi\Sigma=54\cdot 10^4$

От первого прожектора при  $x/h=1,5$  приведенная освещенность  $=20\cdot 10^4$ ;

От второго прожектора при  $x/h=1$  приведенная освещенность  $=10\cdot 10^4$ ;

От третьего прожектора при  $x/h=1,5$  приведенная освещенность  $=20\cdot 10^4$ ;

Суммарно от всех трех мачт приведенная освещенность  $=50\cdot 10^4$ .

Для того чтобы обеспечить норму освещения на устье скважин, следует принять:

$$\tau = \frac{50\cdot 10^4}{100\cdot 1,5\cdot 10^2} = 33,33^\circ \quad (5.1)$$

Таким образом, для проведения на кустовой площадке работ по увеличению нефтеотдачи пласта в ночное время на площади равной 1500 м<sup>2</sup> необходимо установить 3 осветительные мачты на которых необходимо разместить 10 прожекторов, марки ПЭС-45 мощностью 1000 Вт, установленный на высоте 10 м, рисунок 6. Удельная мощность которых составит 24 Вт/м<sup>2</sup>.

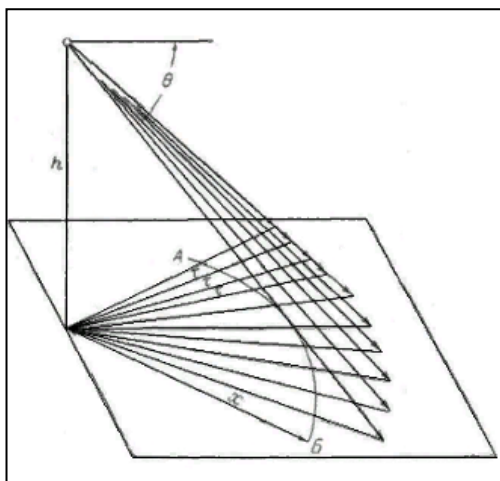


Рисунок 5 – Схематичное изображение размещение мачт на площадке и пучка прожекторов

Токсическое и раздражающее воздействие на организм человека химических веществ

Основной продукцией скважин являются нефть и попутный газ. Операторы по гидроразрыву пласта подвергаются неблагоприятным метеорологическим условиям, атмосфера насыщается парами нефти из сопутствующих веществ. В результате длительного контакта с углеводородами у рабочих развиваются вегетативные нарушения, которые характеризуются повышенной утомляемостью, бессонницей, понижением тонуса капилляров. Контакт с предельными углеводородами вызывает покраснение, пигментацию кожи и зуд. При вдыхании в течение 5-10 мин. концентрация паров нефти от 10 мг/л и выше опасно для жизни, опасность представляет в воздухе рабочей зоны 20 мг/м<sup>3</sup>, а на месторождении – 8 мг/м<sup>3</sup>. Тяжелое отравление при воздействии в течение 1-5 мин. вызывает концентрация СО 1860 мг/м. По ГОСТ 12.1.005-88 [11] установлены предельно-допустимые концентрации вредных веществ, указанные в таблице 5.3.

Таблица 5.3 – Предельно-допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе на рабочих местах

Вещество	ПДК, мг/м <sup>3</sup>	Класс опасности
----------	------------------------	-----------------

Продолжение таблицы 5.3

Сажа	4	3
Диоксид азота	2	3
Оксид углерода	20	4
Углеводороды нефти	300	2
Диоксид серы	10	3
Метанол	15	3

Кроме всего прочего, работники на нефтегазопромыслах в целях безопасности труда и профилактики заболеваний должны быть снабжены и другими средствами индивидуальной защиты (СИЗ). Они должны предусматривать защиту органов дыхания, слуха, рук, лица и головы, поэтому работникам должны выдаваться спецодежда и специальная обувь, респираторы или противогазы, специальные очки и другие средства, защищающие при выполнении тех или иных технологических операций. Данный вопрос регламентирован [11], по которому все рабочие должны быть обеспечены СИЗ.

#### Повреждения в результате контакта с насекомыми

Из-за работ, проводимых на открытом воздухе, оператор добычи нефти и газа подвержен повреждениям наносимыми насекомым. Наибольшую опасность представляет клещ. В данном случае к средствам индивидуальной защиты относится защитный энцефалитный костюм; специальные спреи и репелленты.

## 5.2 Анализ опасных производственных факторов

#### Сосуды и аппараты под давлением

Процесс гидравлического разрыва пласта проводится в условиях высоких давлений, достигающих 70 МПа. В этой связи имеет важное значение, создание



условий безопасного осуществления обработки. Опасность усугубляется еще и тем, что жидкости закачиваются в скважины в смеси с песком, абразивное действие которого способствует износу уплотнений и соединительных узлов, что в результате приводит к пропуску жидкости под большим давлением. Применяемые часто при гидроразрыве жидкости на нефтяном основе являются горючими жидкостями (нефти, мазуты и др.), что обуславливает пожароопасность процесса. Проведение ГРП связано также с применением мер безопасности при обращении с кислотами и другими химическими веществами. Вместе с тем обеспечение безопасных и здоровых условий труда на производстве возможно только при строгой трудовой и производственной дисциплине всех работающих, точном выполнении ими инструкций по охране труда [13]. Без этого самые совершенные техника и технология не в состоянии создать безопасную обстановку на производстве, поэтому роль самих рабочих весьма велика.

#### Движущиеся машины и механизмы

Как отмечалось ранее, гидроразрыв пласта связаны с использованием различных транспортных средств и агрегатов, выполненных на базе автомобилей, поэтому на нефтегазопромыслах может возникнуть опасность для работников со стороны движущихся машин и механизмов. За осуществлением процесса гидроразрыва пласта следит инженерно-технический работник. Сам процесс проводится по заранее утвержденному плану.

Агрегаты, необходимые для осуществления операций, по технике безопасности [14] устанавливают на расстоянии не менее 10 м от устья скважины. Между самими агрегатами должно быть не менее 1 м, кабины должны быть обращены в сторону от устья скважины.

#### Электробезопасность

Оборудование, находящееся в пределах рабочей площадки, работает от электрического тока. Как следствие, существует вероятность поражения электрическим током рабочего. Проходя через человека электрический ток, воздействует на организм следующим образом [12]:

Биологическое воздействие. Выражается в раздражении и возбуждении живых клеток организма, что приводит к непроизвольным судорожным сокращениям мышц, нарушению нервной системы, органов дыхания и кровообращения. При этом могут наблюдаться обмороки, потеря сознания, расстройство речи, судороги, нарушение дыхания (вплоть до остановки). Тяжелая электротравма нарушает функции мозга, дыхания, сердца до полной их остановки, что приводит к гибели пострадавшего. Наиболее частой причиной смерти от электротравмы является фибрилляция желудочков сердца, при которой нарушается сократительная способность мышц сердца.

Электролитическое воздействие. Проявляется в разложении плазмы крови и др. органических жидкостей, что может привести к нарушению их физико-химического состава.

Термическое воздействие. Сопровождается ожогами участков тела и перегревом отдельных внутренних органов, вызывая в них различные функциональные расстройства. Ожоги вызываются тепловым действием электрического тока или электрической дуги.

В настоящее время, согласно ГОСТ 12.4.011-89 [16], существуют следующие средства защиты от повышенного значения напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека:

1. оградительные устройства;
2. индивидуальные средства защиты (резиновые перчатки, диэлектрические коврики)
3. устройства автоматического контроля и сигнализации;
4. изолирующие устройства и покрытия;
5. устройства защитного заземления и зануления;
6. устройства автоматического отключения;
7. устройства выравнивания потенциалов и понижения напряжения;
8. устройства дистанционного управления;
9. предохранительные устройства;
10. молниеотводы и разрядники;

## 11. знаки безопасности.

### Подвижные части производственного оборудования

До проведения гидравлического разрыва пласта на глубиннонасосных скважинах следует отключить привод станка-качалки, затем редуктор затормаживается и вывешивают предупредительные таблички или плакаты с информацией о проводимых работах. Подвижные части оборудования должны быть должным образом защищены, чтобы работники не получили механических повреждений.

В процессе обвязки устья скважины и монтажа трубопроводов устанавливают противовыбросовое оборудование, обратные клапаны и манометры с целью следить за повышенными давлениями. Манометры выносятся на безопасное расстояние с помощью импульсных трубок, чтобы была возможность снимать показания с них без опасности здоровью оператора [15].

Перед закачкой жидкости в скважину все оборудование проверяется на наличие неисправностей, исследуется надежность и правильность обвязки и их соединения с устьевой арматурой, которая в свою очередь также проходит обязательную проверку. Затем нагнетательные трубопроводы подвергают опрессовке на давление, которое должно превышать в 1,5 раза ожидаемое максимально давление ГРП. Рабочие в это время должны находиться за пределами опасной зоны.

Запуск технологических установок и начала операции по закачке жидкостей в скважину начинается только после удаления от опасной зоны всех рабочих, не связанных с непосредственной работой у агрегатов. Остатки жидкостей из емкостей и автоцистерн сливаются в специально приготовленные емкости или в канализацию.

### Пожаробезопасность

Противопожарный режим излагается в цеховых и общеобъектовых инструкциях в соответствии с правилами пожарной безопасности производств и анализом пожарной безопасности объектов, а также технологических

процессов. Контроль над ним осуществляется обслуживающим персоналом.

На замерных установках должны быть размещены ящики с песком, щит с лопатами, ведрами, ломami и огнетушителями ОХП – 10, ОУ – 2, ОУ – 5.

На объекте должен соблюдаться противопожарный режим; определены и оборудованы места для курения; определены места и допустимое количество хранения в помещениях материалов инвентаря; установлен порядок уборки горючих материалов; определен порядок обесточивания электрооборудования в случае пожара и по окончании рабочего дня.

Федеральный закон от 22 июля 2013 года № 123 – ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» [22]. Класс рабочей зоны П – III по классификации пожароопасных зон - зоны, расположенные вне зданий, сооружений, строений, в которых обращаются горючие жидкости с температурой вспышки 61 и более градуса Цельсия или любые твердые горючие вещества. Класс рабочей зоны 0-й по классификации взрывоопасных зон - зоны, в которых взрывоопасная газовая смесь присутствует постоянно или хотя бы в течение одного часа;

Мероприятия по пожарной безопасности разделяются на четыре основные группы [15]:

1. предупреждение пожаров, т.е. исключение причин их возникновения;
2. ограничение сферы распространения огня;
3. обеспечение успешной эвакуации людей и материальных ценностей из очага пожара;
4. создание условий для эффективного тушения пожара.

В связи с тем, что при ликвидации возникших осложнений при добыче и перекачке нефти, могут выделяться взрывоопасные, пожароопасные и токсичные вещества, (нефть, сероводород, природный газ, меркаптаны, диэмульгаторы, различные реагенты и горюче-смазочные вещества) в соответствии со СНиП 2.09.04.87 данное производство отнесено к классу В-1Г и В-1.

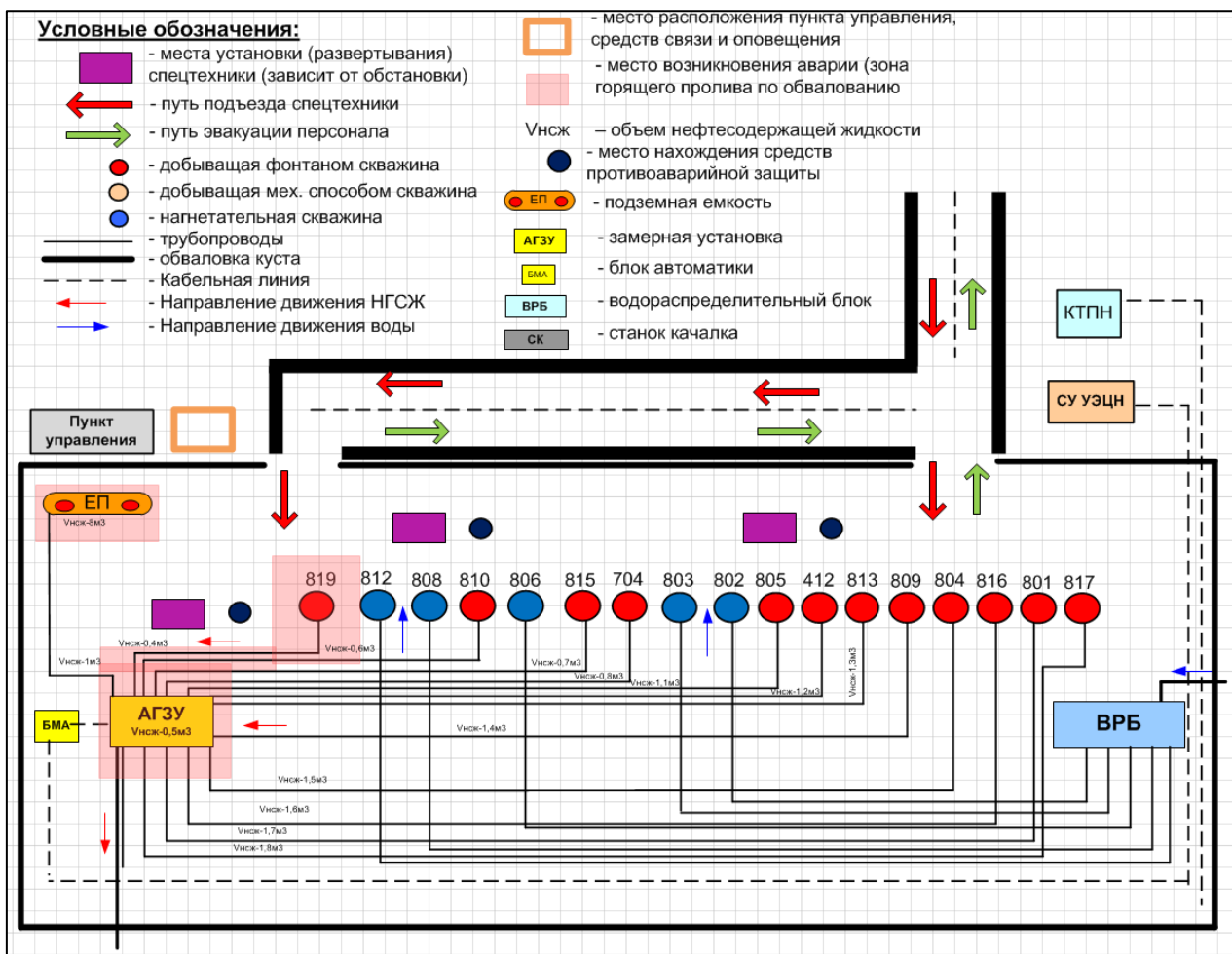


Рисунок 5.1 – План эвакуации при пожаре.

Объекты нефтяной промышленности должны быть укомплектованы следующими средствами пожаротушения:

1. Химическими пенными ОХП-10 (ОП-5), углекислотными огнетушителями ОУ-8, порошковыми огнетушителями ОП-10.
2. Песком в ящиках ёмкостью 0,5; 1,0; 3,0 м<sup>2</sup>;
3. Водой в бочках  $\geq 200$  литров;
4. Войлок (кошма)  $2 \times 1,5$  м;
5. Вёдрами, топорами, лопатами, ломы, баграми.

Пожарные щиты должны быть укомплектованы пожарным инвентарём в следующем количестве: лопаты - 2 шт., топоры - 2шт., бочки с водой  $\geq 200$  литров - 2 шт., ящик с песком – 1  $\geq$ , войлок (кошма)  $2 \times 1,5$  м.

Пожарный инвентарь и ящик с песком окрашивают в красный цвет. Пожарный щит в красный или белый с красной окантовкой по периметру,

шириной 10см. На пожарном щите должен быть перечень пожарного инвентаря с указанием его количества и указан ответственный за противопожарное состояние объекта. Огнетушители должны быть всегда в исправном состоянии и подвешиваться не выше 1,5 м до верхней ручки, на видном месте со свободным доступом к ним и в отдалении от отопительных приборов.

Пожаробезопасность кустовых площадок должна обеспечиваться рядом противопожарных мероприятий:

1. Сооружения размещены на площадке с соблюдением противопожарных расстояний между ними.
2. Выполнена молниезащита, защита оборудования и трубопроводов от электрической и электромагнитной индукции.
3. Кустовые площадки обеспечены осветительной аппаратурой во взрывозащищенном исполнении.
4. используемое технологическое электрооборудование принято во взрывозащищенном исполнении, соответствует категории и зоне взрывоопасности площадок.
5. Объем контрольно-измерительных приборов и автоматики (КИПиА) позволяет держать под контролем технологический процесс добычи нефти и закачки воды в пласт.
6. Предусмотрена предаварийная звуковая и световая сигнализация при отклонении технологических параметров от нормы.
7. Ведется контроль воздушной среды в помещении замерной установки с сигнализацией загазованности и включением аварийной вентиляции при необходимости.
8. На кустовых площадках предусмотрен контроль воздушной среды газоанализаторами.
9. Дыхательные клапаны подземных емкостей оснащены встроенными огнепреградителями.
10. Конструкция насосных агрегатов подземных емкостей и объем защит обеспечивает нормальную его работу и автоматический останов агрегата

при возникновении условий, нарушающих безопасность.

11. Все металлические и электропроводные неметаллические части технологического оборудования заземляются. Заземляющее устройство для защиты от статического электричества объединены с заземляющими устройствами электрооборудования.

12. Основные потребители электроэнергии – электродвигатели технологического оборудования и освещение территории кустовых площадок относятся по надежности электроснабжения ко II категории.

Основные причины пожаров на производстве:

- несоблюдение техники безопасности;
- неосторожное обращение с огнем;
- неудовлетворительное состояние электротехнических устройств и нарушение правил их монтажа и эксплуатации;
- нарушения режимов технологических процессов;
- неисправность отопительных приборов и нарушение правил их эксплуатации.

Для устранения очагов возгорания территория, где проводятся работы, должны быть оснащены первичными средствами пожаротушения, например, пожарный щит в состав которого входят следующие компоненты:

- ломы (для вскрытия дверей, окон и других конструкция);
- багры пожарные, крюки с деревянной рукояткой (для разборки и растаскивания горящих конструкций);
- вилы, лопаты (штыковые и совковые);
- емкости для воды и ящики для песка (для хранения средств тушения);
- ведра и ручные насосы (для транспортировки воды);
- кошма, асбестовое полотно (для накрытия очага возгорания).

В каждом здании должен устанавливаться пожарный оповещатель, работающий в комплексе с системой сигнализации. Это одно из технических средств пожарной сигнализации. Оно предназначается для оповещения людей о возникновении очага возгорания. В качестве сигнала может применяться свет,

звук, речевое сообщение.

Общие требования пожарной безопасности на объектах нефтегазодобычи.

- работники допускаются к работе на объекте только после прохождения обучения мерам пожарной безопасности. Обучение работников мерам пожарной безопасности осуществляется путём проведения противопожарного инструктажа и прохождения пожарно–технического минимума;

- вся территория производственных объектов должна постоянно содержаться в чистоте и порядке. Мусор и другие отходы должны убираться, места разлива горючих жидкостей должны засыпаться сухим песком;

- запрещается курение на территории вахтового посёлка, в общежитиях, столовой, бане, на территории и в помещениях взрывопожароопасных объектов. Курить только в отведенных местах для курения;

- въезд на территорию объектов нефтедобычи техники допускается только по разрешению инженерно-технического работника, ответственного за этот объект. При этом автотранспорт, тракторы и другие агрегаты должны быть оборудованы глушителями с искрогасителями;

- запрещается применять для освещения факелы, свечи, керосиновые фонари и другие источники открытого огня;

- отогрев замерзшей аппаратуры, арматур, трубопроводов, задвижек разрешается горячей водой или паром;

- нагревательные приборы, не оснащенные автоматикой, оставлять без присмотра запрещено;

- автоцистерны, находящиеся под наливом и сливом горючих жидкостей, должны быть присоединены к заземляющему устройству. Проводник необходимо присоединять к корпусу автоцистерны при помощи болтов для обеспечения надежного контакта;

- по окончании работы ответственные за пожарную безопасность осматривают помещения, территорию. Закрывают на замок помещения, которые работают не в круглосуточном режиме.



### 5.3 Экологическая безопасность

Защита атмосферы. Основные выбрасываемые в атмосферу вредные примеси от нефтегазовых комплексов – это кислые компоненты (оксиды углерода, серы и азота, сероводород), УВ и их производные, и твердые частицы. Производственные отходы, возникающие на нефтегазопромыслах, подлежат к сжиганию на факельных установках, в результате чего в атмосферу выделяются вредные компоненты. Существенное влияние на атмосферу среди данных компонентов оказывает формальдегид, который имеет резкий запах и высокую токсичность, и диоксид серы, выделяющийся при сжигании угля или нефти с высоким содержанием серы [17].

Способны выделять загрязняющие вещества в атмосферу следующие технологические объекты: буровые установки, нефтегазопромыслы, установки подготовки нефти и газа, нефтеперерабатывающие заводы, газокompрессорные станции, нефтепроводы различного уровня, станции хранения УВ и др.

При строительстве нефтегазопромысловых объектов предусматриваются следующие мероприятия:

- использование автотранспорта, имеющего высокие экологические показатели, потребляющего небольшое количество топлива, оборудованного нейтрализаторами для обезвреживания отработавших газов и силовыми установками, обеспечивающими минимальные удельные выбросы загрязняющих веществ в атмосферу;
- осуществление контроля токсичности и уровня дымности отработавших газов автомобильных двигателей в соответствии с действующими стандартами, проведение мероприятий по их снижению;
- обеспечение регулярного технического осмотра и обслуживания транспортных средств;
- разработка оптимальной схемы движения транспортных потоков, позволяющей до минимума снизить выброс отработанных газов;
- выбор оптимального режима работы машин при выполнении

технологических процессов, с учётом того, что работа строительных машин характеризуется частой сменой нагрузочных режимов работы двигателей, и минимальную токсичность отработанных газов имеют дизельные двигатели при 60-70 % рабочей нагрузке;

- заправка автотранспорта закрытым способом;
- использование электроприводов в буровых установках и электрических земснарядов при разработке карьеров.

В целях снижения пылевых выделений при пересыпке и перемещении грунта автотранспортом и автотракторной техникой предусмотрено:

- строительство объектов в холодный период года, обуславливающий высокую влажность грунта;
- погрузку материалов экскаваторами с наименьшей высоты выгрузки;
- разработку грунтов естественной влажности и увлажненных, при необходимости дополнительное увлажнение пылящих грунтов при разработке и транспортировке материалов;
- ведение работ небольшими захватами.

На стадии эксплуатации нефтепромыслового оборудования предусмотрены специальные мероприятия, направленные на минимизацию выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух от стационарных источников. К ним относятся следующие технические решения:

- установка на трубопроводах арматуры класса «А», характеризующейся отсутствием видимых протечек жидкости и утечек газа и обеспечивающей отключение любого участка трубопровода при аварийной ситуации;
- установка специально-подогнанных прокладок для фланцевых соединений;
- проведение периодических испытаний трубопроводов на прочность и плотность;
- применение средств автоматизированного контроля рабочих параметров оборудования и трубопроводов, работающих под давлением;
- использование сертифицированного оборудования;

- своевременное проведение ППР оборудования;
- соблюдение нормативов выбросов загрязняющих веществ от стационарных источников выбросов при их эксплуатации;
- использование (утилизация) попутного нефтяного газа для собственных нужд и выработки электроэнергии.

Защита гидросферы. Основными загрязнителями природной среды при интенсификации притока является нефть, отработанные растворы, шлам и остаточные воды, содержащие механические примеси, органические соединения, ПАВ и минеральные соли.

Для сохранения гидрологического режима поверхностных вод от загрязнения предусмотрены следующие мероприятия:

- 1) строительство водопропускных труб;
- 2) увеличение надежности трубопроводов на участках перехода через водные объекты (антикоррозионное покрытие и диагностика);
- 3) выполнение строительно-монтажных работ в зимний период для уменьшения воздействия строительных машин на растительный покров берегов;
- 4) строительство трубопроводов по эстакадному варианту в зимний период, когда нет нереста, для снижения воздействия на дно и берега водного объекта;
- 5) укрепление откосов линейных сооружений и площадок от водной и ветровой эрозии торфо-песчаной смесью с посевом трав;
- 6) ежегодное диагностирование технического состояния переходов трубопроводов через водные преграды;
- 7) обеспечение мер по защите от коррозии трубопроводов (применение труб с наружной защитной изоляцией усиленного типа и внутренним противокоррозионным покрытием); использование бакпрепаратов для ликвидации свежих нефтяных загрязнений.

Для предупреждения возможных загрязнений с кустов скважин предусматриваются следующие природоохранные мероприятия: устройство обвалования высотой 1,3 м по всему периметру кустового основания;

укрепление откосов обваловки торфо-песчаной смесью; устройство дренажных емкостей для сбора стоков с технологического оборудования.

Кроме того, данной работой предусматривается два варианта: устройство обвалования шламового амбара или замена шламовых амбаров на траншеи с использованием бурового шлама в тело насыпи.

Таким образом, материалами данной работы предусматривается комплекс природоохранных мероприятий, позволяющий свести к минимуму воздействие проектируемых объектов на поверхностные воды [17].

Защита литосферы. Окружающая среда при гидроразрыве может быть загрязнена рабочими жидкостями, которые остаются по окончании процесса.

Примыкающим к скважине землям ущерб может быть причинен и техническими средствами: агрегатами, пескосмесителями, автоцистернами и другой спецтехникой, применяемой при гидроразрывах, в случаях отсутствия подъездных путей к скважине, при их неудовлетворительном состоянии и нарушении маршрутов следования.

Используемые для контроля гидроразрыва радиоактивные изотопы также могут оказаться источником заражения окружающей среды при небрежном обращении с ампулами и контейнерами или активированными материалами (зернистыми или жидкими).

Для предупреждения загрязнения окружающей среды при ГРП проводятся следующие основные мероприятия:

1. Остатки жидкостей гидроразрыва из емкостей агрегатов и автоцистерн сливаются в промышленную канализацию, нефтеловушку или специальную емкость. Сливать их на землю запрещается;
2. Все углеводороды, оказавшиеся на территории вокруг скважины, по окончании работ собираются и утилизируются либо вывозятся, если утилизация невозможна;
3. Территория вокруг добывающей скважины в соответствии с действующими нормами ограждена земляным валом и благоустроена;
4. По окончании работы территорию скважины и одежду работавших

проверяется и необходимо убедиться в отсутствии опасных концентраций радиоактивных веществ;

5. Остатки неиспользованных изотопов, а также жидкость после промывки емкостей и насосов, подвергавшихся воздействию изотопов, разбавляется водой до безопасной концентрации и хоронится в специально отведенном месте.

#### 5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

На месторождении могут возникнуть различные чрезвычайные ситуации.

Пожалуй, главная опасность такого рода на промыслах заключается в непредвиденном возникновении пожаров, которые могут привести к трагическим последствиям. Пожары могут возникнуть в результате открытого огня, искры от электрооборудования, сильных перегревов, ударов и трений, а также различного рода разрядов электрического тока.

Дабы не допустить пожарных ситуаций между отдельными объектами нефтегазопромыслов должны выдерживаться противопожарные размеры: от устья скважины до насосных станций и резервуаров не менее 40 м, до газокompрессорной станции – 60 м, до общественных зданий – 500 м.

Действия производственного персонала по спасению людей, ликвидации аварийных ситуаций и аварий:

- сообщить об аварии непосредственному руководителю;
- оповестить об аварии руководителей и специалистов согласно списку оповещения;
- оценив обстановку, в зависимости от степени опасности, дать распоряжение о вызове требуемых для ликвидации специалистов;
- определить опасную зону. Вывести людей, не занятых ведением технологического процесса и не участвующих в ликвидации аварии из опасной зоны. Выставить посты, предупредительные знаки на путях возможного

появления людей и техники. Оказать первую помощь пострадавшим;

- вывести технику за пределы территории куста скважин или заглушить;
- отсечь аварийный участок, закрыть задвижки на скважине и в АГЗУ, произвести сброс давления с поврежденного участка;
- приступить к ремонтно-восстановительным работам;
- при возникновении отрытого фонтана вызвать аварийную бригаду по ликвидации открытых фонтанов. Дальнейшие работы производить под руководством штаба по ликвидации открытых фонтанов.

Технологические участки производства по взрывоопасности относятся к классу В-1Г и В-1 по ПУЭ-85, по характеру пожарной опасности – к категории 1 и 2-А. Все установки, согласно [18], на производственных участках должны быть оборудованы противопожарными системами и противопожарной автоматикой.

Любое проявление открытого огня или возгорания необходимо незамедлительно ликвидировать с помощью первичного инвентаря пожаротушения или струей воды, инертного газа, либо изоляцией от воздуха и т.д.

При выбросе нефти или газа со скважины, авариях на трубопроводах и при выполнении технологических операций, может возникнуть газоопасная ситуация, которая характеризуется наличием сероводорода в рабочей зоне концентрацией, превышающей  $3 \text{ мг/м}^3$ , либо получением извещения об аварии.

Ответственный за пожарную безопасность на случай газовой опасности должен разработать план мероприятий, которые в случае необходимости обеспечат безопасность рабочего персонала. План должен включать в себя стратегию эвакуации рабочих и пункт сбора, систему оповещений и радио- и телефонной связи. Предупреждение ЧС – не менее важный пункт, чем их ликвидация.

Согласно [18] основными мероприятиями при возникновении чрезвычайных ситуаций являются:

- укрытие рабочего персонала в специальные помещения, предназначенные для защиты в случае таких ситуаций;

- эвакуация рабочих из зон ЧС;
- использование СИЗ в случае необходимости;
- оказание медицинской помощи пострадавшим;
- организация аварийно-спасательных работ в зонах ЧС.

План ликвидации аварий составляется и утверждается 1 раз в пять лет. Согласно графику с работниками предприятия каждый месяц проводятся занятия по ликвидации возможных аварий. Результаты занятий заносятся в журнал с подписью ответственного лица из числа инженерно – технических работников.

#### 5.5 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности и социальной защиты работников на предприятии

Рабочая смена оператора добычи не должна превышать 12 часов. Т.к. контроль за бесперебойной работой оборудования необходимо проводить ежесекундно, работы организуются в две смены. Женщины, подростки и сотрудники, не имеющие соответствующего доступа, к работе не допускаются. Каждый работник должен получить два комплекта спецодежды, что обязательно. Оператору допускается исправлять мелкие неполадки, однако при серьезных поломках его главной обязанностью является уведомление лиц вышестоящих, т.е. ст. инженера или его заместителя.

Работы на нефтегазопромыслах относятся к числу вредных и опасных для здоровья трудящихся, поэтому для оных предусмотрены различные льготы и компенсации за причиненный ущерб. К таким относятся увеличение оплаты труда, льготные пенсионные отчисления, а также дополнительный оплачиваемый отпуск, предоставляемый каждый год.

Оператор добычи ежедневно контактирует с нефтегазопромысловым оборудованием, которое должно отвечать определенным требованиям. С целью обеспечить устранение или снижение опасных и вредных факторов до соответствующих значений, в конструкцию оборудования должны входить

различные защитные средства, и она должна обеспечивать удобное выполнение трудовых обязанностей оператора. Рабочая область должна соответствовать требованиям, которые учитывают удобное выполнение работ в положении сидя или стоя или в обоих положениях.

Рабочее пространство и рабочее место должны проектироваться в соответствии с [19]. Проектирование должно учитывать стабильность рабочих поз трудящихся и их мобильность. Для эффективного выполнения рабочих обязанностей необходимо иметь достаточное пространство, обеспечивающее удобные рабочие позы, возможность их вариаций и передвижений. Оборудование должно быть легкодоступно и безопасно. Рабочее пространство должно быть спроектировано таким образом, чтобы трудящийся не утомлялся вследствие продолжительного мускульного напряжения.

#### 5.5.1 Социальная защита пострадавших на производстве

##### Принципы возмещения причиненного вреда

Если вред причинен работнику источником повышенной опасности, работодатель обязан возместить его в полном объеме, если не докажет, что вред возник вследствие непреодолимой силы либо умысла потерпевшего, т.е. работодатель в этих случаях отвечает и при отсутствии своей вины, например, если вред причинен случайно. Если вред причинен не источником повышенной опасности, работодатель несет ответственность лишь при наличии своей вины и освобождается от ответственности, если докажет, что вред причинен не по его вине.

Понятие вины работодателя понимается в широком смысле, как не обеспечение работодателем здоровых и безопасных условий труда.

Полагающиеся пострадавшему денежные суммы в возмещение вреда, компенсации дополнительных расходов и единовременное пособие могут быть увеличены по согласованию сторон или на основании коллективного договора.



Заявление о возмещении вреда подается работодателю (администрации предприятия). Работодатель рассматривает заявление о возмещении вреда и принимает соответствующее решение в десятидневный срок. Решение оформляется приказом (распоряжением, постановлением) администрации предприятия. При несогласии заинтересованного гражданина с решением работодателя или при неполучении ответа в установленный срок спор рассматривается судом.

## Заключение

Целью гидроразрыва пласта является интенсификация текущей нефтедобычи при разработке низкопроницаемых залежей и повышения в конечном итоге коэффициента нефтеотдачи по месторождению. Факторы, обеспечивающие успех планируемых работ по гидроразрыву пласта:

- наличие необходимой ресурсной базы;
- наличие большого фонда скважин, перспективных для проведения гидроразрыва;
- использование своевременной высококачественной зарубежной техники, технологии и материалов, обеспечивающих стабильный успех и прирост добычи при гидроразрыве пласта.

Возможные факторы риска проведения гидравлического разрыва пласта:

- снижение технологического эффекта от планируемых операций в связи с тем, что наиболее перспективные для гидроразрыва скважины уже обработаны;
- опасность возникновения трещин в водоносных зонах залежи, что ведёт к быстрой обводнённости продукции;
- недостаточная геологическая изученность месторождений;
- сложное геологическое строение объектов разработки.

На месторождениях Томской области остаточные запасы нефти приурочены в основном к неоднородным и низкопроницаемым коллекторам. ГРП в настоящее время является одним из наиболее эффективных способов интенсификации добычи нефти из низкопроницаемых коллекторов.

Применение гидроразрыва пласта на Катильгинском нефтегазовом месторождении имеет наиболее значительные перспективы: ввиду высокой доли запасов низкопродуктивных залежей, так как высокопродуктивные залежи в достаточной степени выработаны

Выполнен анализ результатов по производству ГРП на скважинах Катильгинского месторождения, в среднем по каждой скважине получен

прирост нефти на 30%. На основе этого, а также учитывая опыт применения ГРП на других месторождениях нефти, выдвинута идея выполнения ГРП на ряде скважин Катильгинского месторождения. Описана технология проведения ГРП, техника, оборудование и материалы, применяемые при ГРП, которые на сегодняшний день предлагают фирмы подрядчики. В результате расчета мы получили 92,8 тыс. т дополнительной нефти за 3 года, срок окупаемости проекта полгода, экономический эффект в размере 192,8 млн.рублей. Рассмотрен вопрос охраны труда при выполнении подготовительных операций и ГРП на скважине, нормативно-правовая база, вопрос охраны окружающей среды и недр.

В итоге, при проведении ГРП на Катильгинском месторождении, получен довольно неплохой экономический эффект за непродолжительный период времени. Это свидетельствует о целесообразности и успешности данного проекта на сегодняшний день. Но следует отметить, что подбор скважин для подобных операций необходимо проводить с особой тщательностью и учитывать все требования и рекомендации. В противном случае мы можем нанести непоправимый вред нашей природе и недрам.

### Список использованных источников

1. Меликберов А.С. Теория и практика гидравлического разрыва пласта. Москва: Недра, 1967 – 139 с.
2. Кудинов В.И., Сучков Б.М. Методы повышения производительности скважин. Самара: Кн. изд-во, 1996 – 414 с.
3. Блажевич В.А. Практическое руководство по гидроразрыву пласта. М: Недра, 1961 – 131с.
4. Мищенко, И.Т.Сборник задач по технологии технике нефтедобычи/ И.Т.Мищенко,В.А.Сахаров,В.Г.Грон,Г.И.Богомольский.–М:Недра,1970.
5. Сулейманов, А.Б. Практические расчеты при текущем и капитальном ремонте скважин/ А.Б. Сулейманов, К.А. Карапетов, А.С. Яшин – М: Недра, 1970.
6. Муравьев,И.М. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений /И.М. Муравьев, Р.С. Андриасов, Ш.К.Гиматудинови др.– М.:Недра,1970.
7. Закиров С.Н. [и др]. Новые принципы и технологии разработки месторождений нефти и газа. М. 2004 – 520 с.
8. Усачев П.М. Гидравлический разрыв пласта. М.: Недра, 1986 – 165 с.
9. ГОСТ 12.0.003-2015. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы.Классификация.
10. ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности
11. 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны
12. ГОСТ 12.1.019-2017. ССБТ. Электробезопасность.Общие требования и номенклатура видовзащиты
13. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности

14. ГОСТ 12.2.061-81 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности к рабочим местам
15. ГОСТ 12.2.049-80 ССБТ. Оборудование производственное. Общие эргономические требования
16. ГОСТ 12.4.011-89. ССБТ. Средства защиты работающих. Классификация
17. ГОСТ 17.1.3.13.86 Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране подземных вод.
18. ГОСТ Р 220.01-2016. Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Основные положения
19. ГОСТ Р ИСО 6385-2016 . Эргономика. Применение эргономических принципов при проектировании производственных систем
20. СН 2.2.4/2.1.8.566-96 Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданиях.
21. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНИП 23-05-95\*
22. ФЗ от 22.07.2013 г. № 123 Технический регламент о требованиях пожарной безопасности.