

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

### БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

<small>Тема работы</small>
<b>Проектирование гидравлического разрыва пласта на Лабаганском месторождении (НАО)</b>

УДК 622.276.66(571.121)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б73Т	Викторов Владимир Алексеевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Вершкова Елена Михайловна			

### КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП ТПУ	Клемашева Елена Игоревна	к.э.н		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ТПУ	Федорчук Юрий Митрофанович	д.т.н.		

### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

## Результаты освоения ООП

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

**Форма задания на выполнение выпускной квалификационной работы**

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

Инженерная школа природных ресурсов  
Направление подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»  
Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:  
Руководитель ООП  
\_\_\_\_\_Максимова Ю.А

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

В форме:

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б73Т	Викторов Владимир Алексеевич

Тема работы:

Проектирование гидравлического разрыва пласта на Лабаганском месторождении (НАО)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№ 110-31_с от 20.04.2021

Срок сдачи студентом выполненной работы:

--	--

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<b>Исходные данные к работе</b>	<u>Тексты и графические материалы отчетов и научно-исследовательских работ, фондовая и периодическая литература, электронные источники, информация с научных конференций, научно – исследовательских работ.</u>
---------------------------------	---

<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>	Геологические сведения о месторождении Теоретические основы по гидравлическому разрыву пласта Расчет гидравлического разрыва пласта на примере скважины №82 Лабаганского месторождения Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность, ресурсосбережение Социальная ответственность
<b>Перечень графического материала</b>	Обзорная карта района, схема тектонического районирования Тимано-Североуральского региона, Карта начальных нефтенасыщенных толщин по пласту P1ar
<b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b> <i>(с указанием разделов)</i>	
<b>Раздел</b>	<b>Консультант</b>
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Клемашева Елена Игоревна
Социальная ответственность	Федорчук Юрий Митрофанович

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

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Вершкова Елена Михайловна.			

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б73Т	Викторов Владимир Алексеевич		

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

Школа Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки (специальность) 21.03.01 Нефтегазовое дело  
 Уровень образования Бакалавриат  
 Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела  
 Период выполнения весенний семестр 2020 /2021 учебного года

Форма представления работы:

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

(бакалаврская работа, дипломный проект/работа, магистерская диссертация)

**КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН  
выполнения выпускной квалификационной работы**

Срок сдачи студентом выполненной работы: \_\_\_\_\_

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
22.03.2021	Геологические сведения о месторождении	20
12.04.2021	Теоретические сведения о гидравлическом разрыве пласта	20
01.05.2021	Расчет ГРП на примере скважины № 82 Лабаганского месторождения	20
15.05.2021	4 Расчет экономической эффективности проведения ГРП на примере скважины № 82 Лабаганского месторождения	20
03.05.2021	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	20
17.05.2021	Социальная ответственность	20

**СОСТАВИЛ:**

**Руководитель ВКР**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Вершкова Елена Михайловна			

**СОГЛАСОВАНО:**

**Руководитель ООП**

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

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 124 с., 34 рис., 29 табл., 34 источников.

Ключевые слова: Лабаганское месторождение, обычный гидроразрыв пласта, проектирование ГРП, жидкость разрыва, проппант, модель расчета дебита, экономическая эффективность.

Цель работы – спроектировать проведение ГРП на скважине № 82 Лабаганского месторождения и определить оптимальную трещину для достижения наиболее высокого экономического эффекта.

Структура ВКР: состоит из введения, шести глав, заключения, списка использованных источников.

В первой главе рассмотрена общая Лабаганского месторождения, климатические и инженерно-геологические условия.

Во второй главе рассмотрены основные сведения о гидроразрыве пласта.

В третьей главе приведено обоснование проведения ГРП на скважине № 82 и выполнены расчеты дебита для трещины согласно выбранной модели.

В четвертой главе представлен расчет экономических параметров и на их основании сделан вывод об оптимальной трещине.

В пятой главе проведена оценка коммерческого потенциала работы, сделан анализ ресурсоэффективности.

В шестой главе рассмотрены технологическая, экологическая и безопасность на предприятии в чрезвычайных ситуациях.

Степень внедрения результатов работы: Один из наиболее распространенных методов интенсификации добычи нефти или газоотдачи является гидравлический разрыв пласта (ГРП)

Область применения: на нефтяных и газовых месторождениях.

## ОГЛАВЛЕНИЕ

<b>ВВЕДЕНИЕ</b> .....	10
<b>1 Геологические сведения о месторождении</b> .....	12
1.1 Общие сведения о Лабаганском месторождении .....	12
1.2 Климатическая характеристика .....	13
1.3 Геологическое строение района и месторождения полезных ископаемых	14
1.3.1 Литолого-стратиграфическая характеристика .....	14
1.3.2 Тектоника .....	19
1.4 Нефтегазоносность месторождения полезных ископаемых .....	21
1.4.1 Корреляция разреза и выделение продуктивных пластов .....	21
1.4.2 Пласт P1ar.....	25
1.5 Свойства и состав пластовых флюидов .....	27
1.6 Анализ текущего состояния разработки .....	29
1.7 Анализ выработки запасов нефти.....	33
1.7.1 Метод подсчета и выделение подсчетных объектов .....	33
<b>2 Теоретические сведения о гидравлическом разрыве пласта</b> .....	37
2.1 Сущность ГРП .....	37
2.2 Оборудование для гидроразрыва пласта.....	39
2.3 Технология гидравлического разрыва пласта .....	44
2.4 Материалы используемые для ГРП.....	46
2.4.1 Подбор жидкости разрыва.....	49
2.4.2 Состав жидкости разрыва.....	51
2.4.3 Выбор пропанта .....	56
<b>3 Расчет ГРП на примере скважины № 82 Лабаганского месторождения</b> .....	60
3.1 Обоснование проведения мини ГРП .....	60
3.2 Расчет параметров трещин .....	71
<b>4 Расчет экономической эффективности проведения ГРП на примере скважины № 82 Лабаганского месторождения</b> .....	75
4.1 Исходные данные .....	75
4.2 Расчет дополнительной накопленной добычи .....	75
4.3 Расчет экономических параметров.....	76
4.4 Пример расчета экономических параметров.....	79

<b>5 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность, ресурсосбережение .....</b>	<b>82</b>
<b>5.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения .....</b>	<b>82</b>
5.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования.....	82
5.1.2 Анализ конкурентных технических решений .....	83
5.1.3 SWOT-анализ .....	83
<b>5.2 Структура работ в рамках научного исследования .....</b>	<b>85</b>
5.2.1 Определение трудоемкости выполнения работ .....	86
5.2.2 Разработка графика проведения научного исследования .....	86
<b>5.3 Бюджет научно-технического исследования (НТИ).....</b>	<b>90</b>
5.3.1 Основная заработная плата исполнителей.....	90
5.3.2 Накладные расходы.....	92
5.3.3. Амортизация использования основных средств .....	93
<b>5.4 Определение эффективности исследования.....</b>	<b>94</b>
5.4.1 Интегральный показатель финансовой эффективности.....	94
5.4.2 Интегральный показатель ресурсоэффективности.....	95
<b>5.5 Выводы по разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение». ....</b>	<b>97</b>
<b>6 Социальная ответственность .....</b>	<b>101</b>
6.1 Производственная безопасность.....	101
6.1.1 Отклонение показателей микроклимата в помещении .....	101
6.1.2 Превышение уровней шума.....	103
6.1.3 Повышенный уровень электромагнитных излучений.....	104
6.1.4 Поражение электрическим током .....	106
6.2 Экологическая безопасность.....	114
6.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	118
<b>ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....</b>	<b>121</b>
<b>СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ .....</b>	<b>123</b>



## ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

В настоящем текстовом документе применяются следующие определения, обозначения и сокращения:

АО – акционерное общество.

ВНК – водонефтяной контакт.

КИН – коэффициент извлечения нефти.

ГИС – геофизические исследования скважин.

ГРП – гидравлический разрыв пласта.

ПАВ – поверхностно - активные вещества.

УВ – углеводороды.

NPV – чистая приведенная стоимость.

PP – срок окупаемости инвестиций.

ПЗС – призабойная зона скважины

ВАЗ – Варандей - Адзвинской структурной зоны

## **ВВЕДЕНИЕ**

При увеличении добычи нефти огромное значение, несомненно, имеют методы воздействия на ПЗС.

Для того, чтобы обеспечить высокий уровень добычи нефти и газа, наряду с разведкой и освоением новых месторождений, особое внимание уделяется увеличению нефтеотдачи и интенсификации добычи нефти.

Во многих случаях для этого нужно проводить интенсификацию притока, которая позволяет очистить ПЗС, загрязненную после бурения и цементирования, а также освоения и ремонта, или после продолжительной эксплуатации.

Восстановление и увеличение проницаемости продуктивных отложений можно достичь с помощью проведения химических и физико-химических операций, комплексно воздействующих на призабойную зону пласта. В связи с тем, существует множество причин нарушения гидродинамической связи пласта со скважинами, в наше время разработано и используется довольно большое число способов устранения этих нарушений.

Одним из таких способов является гидравлический разрыв пласта. Данный способ применяется в пластах, представленных твердыми, плотными породами (песчаники, известняки, доломиты и т.д.) с низкой проницаемостью.

Гидравлический разрыв, воздействуя на пласты и призабойную зону, повышает производительность скважин, одновременно ускоряет отбор нефти и увеличивает нефтеотдачу. Повышение производительности скважин и нефтеотдачи пласта обуславливает широкое применение метода при разведке и разработке нефтяных месторождений.

Гидравлический разрыв может быть определен как физический процесс, при котором порода разрывается по плоскостям минимальной прочности благодаря воздействию на пласт давления, создаваемого закачкой в скважину флюида. После разрыва давление флюида увеличивает трещину, обеспечивая ее связь с системой естественных, природных трещин, не вскрытых скважиной, а также с зонами повышенной проницаемости, расширяя, таким образом площадь

дренажа скважины и способствуя значительному увеличению ее дебита. В настоящее время накоплен достаточно большой опыт по применению ГРП, обработка и анализ которого дадут возможность усовершенствовать технику и технологию метода.

Актуальность данной работы связана с тем, что при снижении КИН скважины, проведение ГРП может как положительно(увеличение производительности по нефти), так и отрицательно(вскрытие водоносного горизонта, повышение обводненности продукции) повлиять на её работу. Таким образом, проектирование гидроразрыва является важнейшим условием потенциальной эффективности работы скважины и месторождения в целом.

Цель работы – спроектировать проведение ГРП на скважине № 82 Лабаганского месторождения и определить оптимальную трещину для достижения наиболее высокого экономического эффекта.

Задачи работы:

1. Рассмотреть особенности геологического строения Лабаганского месторождения.
2. Провести анализ текущей разработки месторождения.
3. Спроектировать и рассчитать ГРП на примере скважины № 82.

## 1 Геологические сведения о месторождении

### 1.1 Общие сведения о Лабаганском месторождении

Лабаганское месторождение расположено в Ненецком автономном округе(НАО) в 260 километров восточнее Нарьян-Мара, а ближайшим населенным пунктом является поселок Варандей в 65 километрах к северо-западу.

В п. Варандей имеется морской причал и терминал для загрузки танкеров. От терминала построен нефтепровод к Варандейскому и Торавейскому месторождениям. Ближайшие железнодорожные станции Усинск и Воркута, до которых 267 и 232 км, соответственно представлено на рисунке 1.

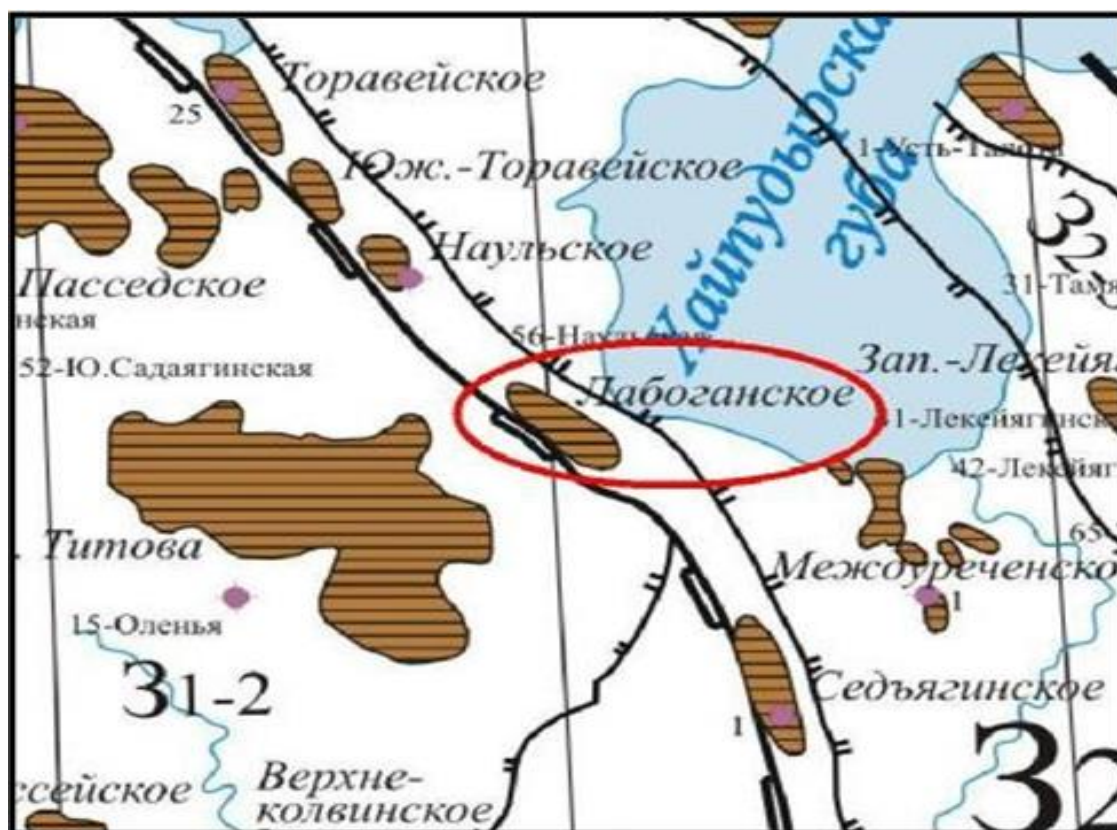


Рисунок 1 - Обзорная карта района

В геоморфологическом отношении территория участка расположено в северно-восточной части Большеземельской тундры. Рельеф представлен холмистыми равнинами с высотами от 60 до 130 метров, осложнен мерзлотными формированиями.

## 1.2 Климатическая характеристика

По климатической классификации район относится к арктической зоне и находится в области атлантического влияния. Среднегодовая температура воздуха  $-5,6^{\circ}\text{C}$ . Средняя температура воздуха наиболее холодного месяца февраля  $-19,2^{\circ}\text{C}$ , а самого жаркого - июля  $+8,9^{\circ}\text{C}$ . Абсолютный минимум температуры приходится на декабрь ( $-44$ )  $^{\circ}\text{C}$ , абсолютный максимум - на июнь-июль  $+32^{\circ}\text{C}$ .

Зима холодная, многоснежная и довольно продолжительная. Лето прохладное или даже холодное. Короткие переходные сезоны - осень и весна. Средняя относительная влажность в течение года изменяется от 66 до 85 %.

В течение года преобладают ветры юго-западного и южного направлений. В январе - западного, юго-западного, в июле - северного направления.

Геокриологические условия территорий участка относятся к зоне сплошного распространения вечномерзлых пород. В Большеземельской тундре мощность мерзлой толщи колеблется в широких пределах - от 50 до 200 м и более.

Гидрология и гидрография - поверхностные воды на территории участка представлены реками, многочисленными безымянными ручьями, а также озерами и болотами.

Содержание органических веществ в озерной воде невысокое. Для рассматриваемой территории характерна большая заболоченность.

Растительность - северных тундр представлена травяно-моховыми, кустарничково-моховыми, кустарничково-лишайниковыми и редкоивняковыми сообществами.

Животный мир - тундра представляет собой ландшафт открытого типа. Среди ее обитателей очень мало представителей соседней таежной зоны. Сравнительное однообразие ландшафтов и суровость природных условий определили относительную бедность видового состава фауны.

К числу наиболее распространенных млекопитающих Большеземельской тундры, встреча с которыми возможна на территории участка, можно отнести - различные виды леммингов и полевок, песца, лисицу, горностаю, зайца, лося и некоторых других животных.

Плотность населения НАО составляет 0,25 человек на км<sup>2</sup>, численность населения 40 тысяч человек. В пределах месторождения отсутствует инфраструктура (электроснабжение, теплоснабжение, топливоснабжение). Обеспечение питьевой и технической водой происходит только из поверхностных источников (реки, озера).

Работы по разведке, обустройству и разработке месторождения осложнены отсутствием дорог, болотистостью местности.

### 1.3 Геологическое строение района и месторождения полезных ископаемых

#### 1.3.1 Литолого-стратиграфическая характеристика

В разрезе изученной территории Варандей-Адзвинской структурной зоны (ВАЗ) выделяется два основных структурно - вещественных комплекса - складчатый фундамент и осадочный чехол. Верхнепротерозойский складчатый фундамент залегает на глубинах до 9 км.

Осадочная часть разреза снизу-вверх, подразделяется на четыре основных комплекса:

- ордовикско-нижнедевонский карбонатно-терригенный;
- среднедевонско-верхнедевонский терригенный;
- верхнедевонско-нижнепермский карбонатный;
- верхний терригенный, объединяющий терригенные отложения от нижнепермских до мезозойских включительно.

Осадочный чехол в пределах ВАЗ образован породами палеозоя, мезозоя и четвертичными образованиями.

Отложения палеозоя залегают на породах фундамента венд-кембрийского возраста и представлены ордовикской, силурийской, девонской, каменноугольной и пермской системами. Породы фундамента не вскрыты скважинами. Его кровля, по данным сейсмических исследований, залегает на глубинах порядка 6-9 км.

Стратиграфия и литологическая характеристика пород Лабаганского месторождения представлена на сводном геолого-геофизическом разрезе.

Силурийская система - представлена нижним и верхним отделами.

Нижнесилурийские отложения вскрыты скважинами на вале Гамбурцева, в южных частях вала Сорокина и Медынско - Сарембойского вала.

Артинский ярус — один из геологических периодов в истории развития Земли. Этот ярус является частью фанерозойской эры, палеозойской подэры, пермского периода.

Овинпармский горизонт развит на всей территории ВАЗ. В северо-восточной части зоны формировался в зоне морского мелководья с переменчивым глинистым и глинисто-карбонатным типом осадконакопления. Он характеризуется наиболее полным объёмом, глинисто-карбонатным составом, ритмично-слоистым строением. В шлифах карбонатных пород наблюдается различная структура - органогенная, органогенно-водорослевая, зернистая (от тонко- до крупнозернистой). Органические остатки многочисленны (10-40%) и распределены в породах неравномерно, представлены цельнораковинными формами и раковинным детритом, часто перекристаллизованными. Породы коллекторы сложены биогермными структурами, образованными в основном водорослями и беспозвоночными. Флюидоупоры сложены илистыми отложениями глинистого и карбонатно-глинистого состава. Базальные глинистые пласты в разрезах овинпармского горизонта могут служить флюидоупорами для залежей углеводородов в кровельной части пржидольского яруса верхнего силура. Отложения овинпармского горизонта в юго - западной части ВАЗ формировались в мелководно - морских условиях карбонатной седиментации.

Кратковременным трансгрессивным фазам соответствуют глинистые, глинисто-карбонатные отложения. Толщина отложений 90-250 м и уменьшается на юг.

В разрезе горизонта преобладают карбонатные породы - вторичные доломиты, доломитизированные известняки, известняки. Присутствуют мергели, аргиллиты. Вторичные процессы широко развиты в этих отложениях - доломитизация, трещинообразование и выщелачивание. Они оказали положительное влияние на формирование фильтрационно-емкостных свойств пород. Процессы выщелачивания наиболее интенсивно проявились в породах с органогенной структурой и трещиноватых разностях. Залегающие выше овинпармского горизонта отложения нижнего девона имеют ограниченное распространение и характеризуются выдержанной литофациальной характеристикой.

Сотчемкыртинские отложения развиты в северной и центральной частях территории ВА3. В сотчемкыртинское время на территории ВА3 установились условия полузакрытого мелководно-морского бассейна с повышенной солёностью, где накапливались преимущественно хемогенные осадки. В подошве горизонта залегает глинисто-карбонатная толща (65-72 м), представленная доломитами и глинистыми доломитами хемогенного и хемогенно-органогенного генезиса. В породах с органогенно-детритовой структурой формировались коллекторы каверново-порово-трещинного типа. Верхняя часть сотчемкыртинского горизонта представлена тонкослоистой ангидрит - доломитовой толщей (0-320 м). Породы неравномерно трещиноватые. Толщина горизонта изменяется от 0 до 390 м вследствие эрозии в предсреднедевонское и раннефранское время. Эрозия положительно сказалась на коллекторских свойствах отложений.

В начале пражского времени накапливались терригенно-обломочные отложения полузакрытой опреснённой зоны морского мелководья. Пачка, выделяемая в основании разреза (40-110 м), образована алевролитами, песчаниками, аргиллитами, неравномерно доломитизированными, с прослоями



доломитов, доломитизированных известняков. Вышележащие отложения также формировались в мелководно-морском бассейне, но со смешанным глинисто-карбонатным и сульфатно-карбонатным осадконакоплением. В разрезе они представлены доломитами, известняками с различной степенью глинистости, с прослоями и линзами ангидритов. Глинисто-карбонатные породы содержат примесь терригенного материала. Эти отложения могут рассматриваться как полупокрышка.

Франские поддоманиковые отложения формировались в морском мелководном бассейне с последовательным изменением во времени характера седиментации: от терригенной обломочной на начальном этапе накопления, к смешанному терригенно-обломочному и глинисто-карбонатному, а на завершающем этапе саргаевского осадконакопления к глинистому и карбонатно-глинистому.

Сирачойские мелководно-шельфовые отложения вверх по разрезу постепенно переходят в пестроцветные отложения прибрежно-морских фаций и фаций полузакрытых бассейнов. Они сложены неравномерно переслаивающимися аргиллитами, глинистыми известняками, мергелями, алевролитами с прослоями и включениями ангидритов и гипсов.

В конце позднефранского времени на значительной части территории ВАЗ наблюдался крупный перерыв в осадконакоплении, наиболее приподнятые участки подверглись эрозии.

Фаменские отложения распространены в пределах ВАЗ повсеместно. Толщина пород изменяется от 440 м до 1045 м, увеличиваясь в южном направлении. В пределах участка мощность составляет 654 м.

В начале фаменского века (раннезадонское время) северная часть территории ВАЗ представляла собой сушу и осадки накапливались лишь на юге, во впадине, унаследованной от предыдущего этапа развития бассейна седиментации.

В южной части ВАЗ в районе депрессионной впадины продолжали накапливаться мощные толщи заполнения - карбонатно-глинистые отложения сарембойской свиты и карбонатные отложения нядейюской свиты.

Каменноугольная система - каменноугольные отложения ВАЗ представлены нижним и средним отделами.

Нижнекаменноугольные отложения составляют турнейский, визейский и серпуховский ярусы. Турнейские отложения развиты повсеместно и характеризуются существенными (от 0 до 135 м) колебаниями толщин, в целом увеличивающихся в северо-восточном направлении. Полное отсутствие турнейских отложений на юге вала Сорокина, а также резкие изменения в толщинах на остальной территории связаны с предвизейской эрозией.

Пермская система - пермские отложения представлены нижним и верхним отделами.

Нижнепермский отдел составляют ассельский, сакмарский, артинский и кунгурский ярусы. На большей части рассматриваемой территории толщина артинских отложений изменяется от 12-23 м (северная часть вала Сорокина) до 600-700 м (Верхне-Адзвинская депрессия). Отсутствие артинских отложений установлено в северо-восточной части Медынского-Сарембойского вала и на вале Гамбурцева и также связано с региональными размывами.

Триасовая система - триасовые отложения представлены нижним, средним отделами, которые по местной схеме делятся на свиты: чаркабожская, харалейская и ангуранская.

Разрез чаркабожской свиты представлен переслаиванием песчаников, алевролитов, глин, углей с явным преобладанием глин. Доля коллекторов в разрезе от 7 до 35 % выделяются до 3-10 пластов-коллекторов, корреляция которых затруднена в связи с их сильной литолого-фациальной изменчивостью. Наиболее выдержан по площади базальный пласт, который является региональным репером. В пределах участка мощность изменяется от 186 до 287 м.

В юго-восточной части Хорейверской впадины, на Хосолтинской и Осоевской площадях песчаники базального пласта нижнего триаса частично замещаются долеритовыми базальтами черного цвета, афонитовыми, очень крепкими и плотными, толщиной 6-22 м.

В основании красноцветной толщи залегает пласт песчаников, т.н. шапкинский, прослеживаемый по всей северной части Тимано-Печорской провинции и служащий достаточно надежным литолого-геофизическим репером.

Ангуранская свита представлена грубым переслаиванием разноокрашенных глин, песчаников и алевролитов.

Юрская система - со значительным перерывом залегает на отложениях среднетриасового отдела. В составе юрской системы отсутствует нижний отдел и выделены лишь средний и верхний, установленные и охарактеризованные в разрезе рассматриваемого месторождения по сопоставлению диаграмм ГИС с более изученными площадями вала Сорокина.

Меловая система - в ее составе выделен только нижний отдел, литологическая характеристика которого дается по сопоставлению материалов ГИС с разрезами скважин более изученных керном площадей региона.

Четвертичная система - со значительным стратиграфическим несогласием породы четвертичной системы залегают на размывтой поверхности нижнемеловых отложений. По аналогии с более изученными площадями на основе изучения и сопоставления промыслово-геофизических материалов в составе рассматриваемых отложений установлено неравномерное чередование песков, глин, суглинков и супесей.

### 1.3.2 Тектоника

Варандей - Адзвинская структурная зона представляет собой сложнопостроенную структуру северо-западного простирания размерами 180x80 км. К северу она сужается до 40 км и погружается в акваторию Печорского моря. На западе и востоке зона ограничена Хорейверской и

Коротаихинской впадинами, на юге - грядой Чернышова. Она характеризуется чередованием валов и депрессий, выраженных по всему разрезу осадочного чехла. В составе ВАЗ выделяются структуры второго порядка: Мореюская и Верхнеадзвинская депрессии, валы Сорокина, Гамбурцева, Медынско - Сарембойский и Талотинский представлена на рисунке 2.

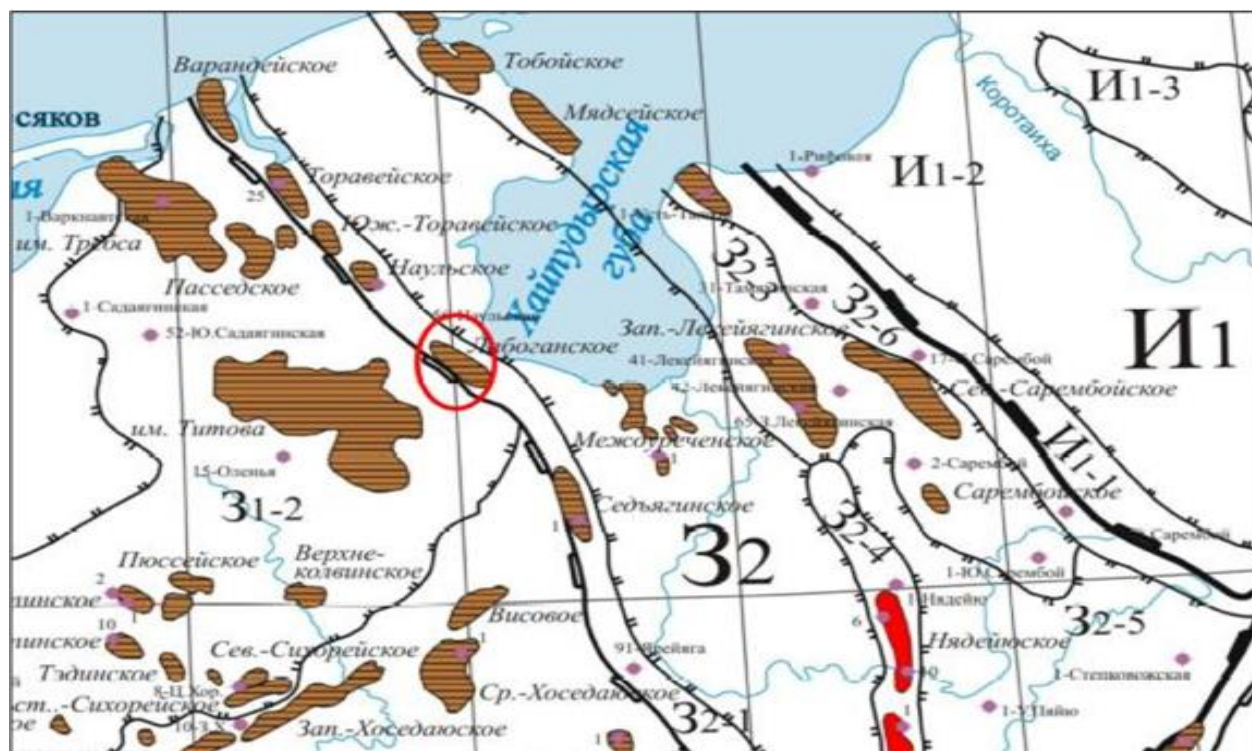


Рисунок 2 - Схема тектонического районирования Тимано-Североуральского региона

Большеземельский мегаблок:  $Z_1$  – Хорейверская впадина,  $Z_1^3$  – Коллависовская ступень,  $Z_1^5$  – Макариха-Салюкинская антиклинальная зона,  $Z_1^7$  – Цильегорская депрессия,  $Z_2$  – Варандей-Адзвинская структурная зона,  $Z_2^1$  – вал Сорокина,  $Z_2^2$  – Мореюская депрессия,  $Z_2^4$  – Вал Гамбурцева,  $Z_2^5$  – Верхнеадзвинская депрессия. Предуральский передовой прогиб:  $K_2$  – гряда Чернышева,  $K_2^1$  – Хоседаюский вал,  $K_2^2$  – Тальбейский блок,  $K_2^5$  – Адзъвавомская депрессия,  $K_3$  – впадина,  $K_3^1$  – Кочмеская ступень.

Лабаганская структура расположена в центральной части вала Сорокина - крупной, сложно построенной линейной структуры, осложняющей западный борт Варандей-Адзвинского авлакогена и отделяющий последний от Хорейверской впадины.

В современном структурном плане вал Сорокина представляет протяженное горстообразное поднятие, ограниченное по бортам на значительном расстоянии тектоническими нарушениями. Вал протягивается в северо-западном направлении от гряды Чернышева до побережья Печорского моря. Длина вала в пределах континентальной части составляет около 200 км, при ширине 8-12 км.

По материалам морских геофизических исследований в шельфовой зоне Печорского моря прослежено продолжение вала Сорокина на расстоянии 50-60 км.

С запада вал Сорокина сочленяется с Хорейверской впадиной, а на востоке с Мореюской депрессией. Сочленение осуществляется по системе кулисообразно расположенных флексур в доверхнепермских отложениях и отвечающей им системе разломов по нижнепермско-силурийской части осадочного чехла и метаморфического фундамента.

#### 1.4 Нефтегазоносность месторождения полезных ископаемых

Лабаганское месторождение было открыто в 1978 году, при испытании в колонне скважины 71 было установлено наличие в разрезе карбонатных отложений артинского, турнейского и фаменского ярусов залежей нефти. Всего на месторождении открыто 11 залежей нефти: D1, D3fm, C1t, C1v, C1s, P1a-P1s, P1ar, P1k, P2u, T1b, T1cb. Диапазон нефтеносности соответствует интервалу глубин 814-3960 м.

Геологические разрезы пластов T1cb, T1-1, P2u, P1k, P1ar, P1a-P1s, C1s, C1t, D3fm и D1 представлены в приложениях.

##### 1.4.1 Корреляция разреза и выделение продуктивных пластов

Выделение продуктивных пластов основывалось на комплексе данных, включающих в себя результаты опробования и промыслово-геофизическую характеристику в совокупности с детальной корреляцией продуктивной части разреза. Корреляция разрезов скважин базируется на методике выделения

реперов, принципа похожести каротажных диаграмм с учетом характера насыщения выделенных коллекторов.

Корреляционные схемы пластов T1cb, T1-1, P2u, P1k, P1ar, P1a-P1s, C1s, C1t, D3fm и D1 представлены на рисунке 3 и 4.

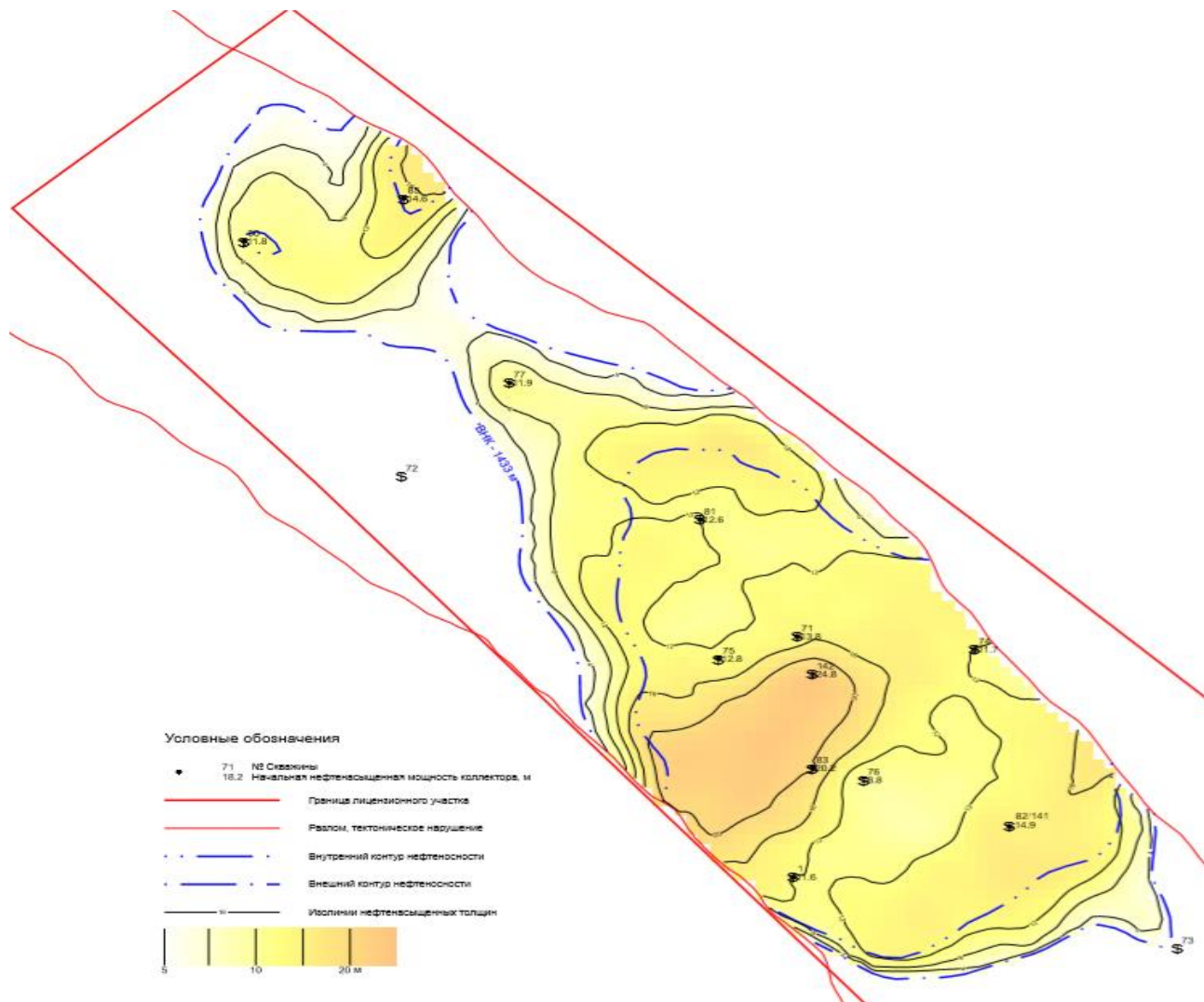


Рисунок 3 - Карта начальных нефтенасыщенных толщин по пласту P1ar

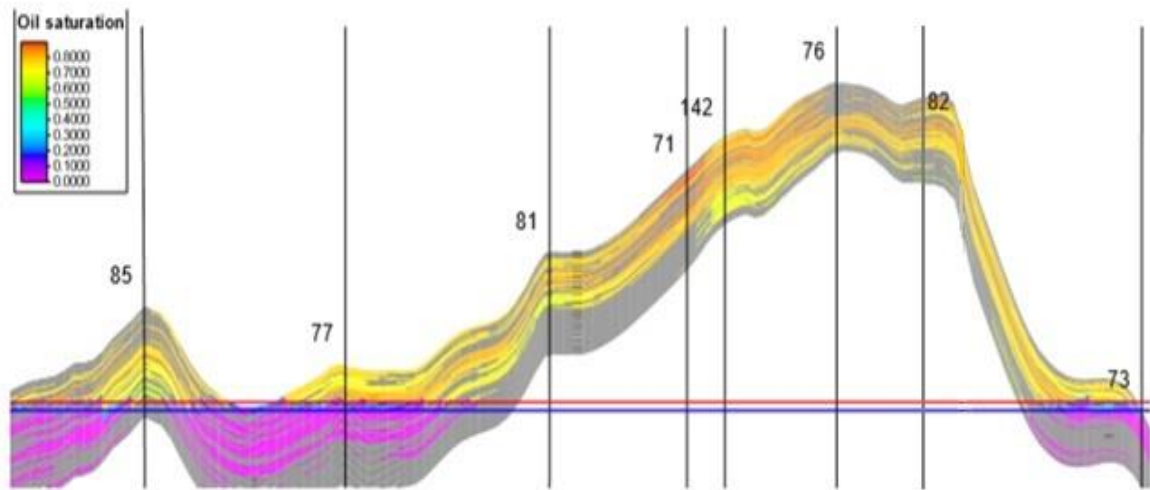


Рисунок 4 - Разрез куба нефтенасыщенности по пласту P1ar

Таблица 1 - Основные сведения о параметрах залежей нефти

Залежь	Абс. Отметка залегания пласта в своде, м	Отметка ВНК, м	Размеры залежи, км-км	Высота залежи, м	Интервал изменения продуктивной толщины, м	Средняя продуктивная толщина, м	Размер ВНЗ, %	Количество скважин, вскрывших залежь	Залежь по типу
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Пласт T1cb									
Залежь 1	751.1	851.0	5.6-6.3	99.9	5.2-34.2	13.5	100.0	10	массивная, тектонически экранированная
Пласт T1-I									
Залежь 1	1003.1	1136.0	8.1-9.3	132.9	1.2-13.2	6.1	41.6	12	пластовая сводовая, тектонически экранированная
Залежь 2	1113.1	1126.0	2.8-1.8	12.9	8.9-8.9	5.3	59.7	1	пластовая сводовая, тектонически экранированная
Пласт P2u									
Залежь 1	1065.0	1126.0	3.3-4.0	61.0	2.6-15.2	8.5	25.9	7	пластовая сводовая, тектонически экранированная
Залежь 2	1182.8	1194.0	2.8-1.9	11.2	9.4-9.4	9.1	21.2	1	пластовая сводовая, тектонически экранированная
Пласт P1k									
Залежь 1	1091.6	1117.0	2.0-2.4	25.4	1.5-9.9	6.5	60.0	5	массивная
Пласт P1ar									
Залежь 1	1386.0	1433.0	8.4-9.4	104.2	8.8-24.8	11.7	32.8	13	пластовая сводовая, тектонически экранированная
Пласт P1a-P1s									
Залежь 1	1438.4	1528.0	1.7-2.4	89.6	11.4-35.1	14.3	38.1	3	пластовая сводовая, литологически экранированная
Залежь 2	1490.4	1536.0	0.2-0.4	45.6	15.1-15.1	7.7	55.8	1	пластовая сводовая, тектонически экранированная
Пласт C1s									
Залежь 1	1842.1	1873.0	2.6-3.3	30.9	3.7-19.2	8.3	60.2	6	пластовая сводовая
Пласт C1v									
Залежь 1	2207.1	2255.2	1.3-4.4	48.1	1.5-3.0	2.1	9.9	4	пластовая сводовая, литологически экранированная
Пласт C1t									
Залежь 1	2202.6	2299.0	4.6-5.7	96.4	9.2-33.4	14.6	40.2	8	пластовая сводовая, тектонически экранированная
Пласт D3fm									
Залежь 1	2259.1	2305.0	3.1-3.8	45.9	1.8-29.0	13.7	42.8	5	пластовая сводовая, тектонически экранированная
Пласт D1									
Залежь 1	3878.5	3952.0	5.8-5.6	73.5	63.2-63.2	26.6	60.4	1	пластовая сводовая, тектонически экранированная



#### 1.4.2 Пласт P1ar

P1a - кровля артинского яруса. По данным акустического каротажа отражение от кровли артинского яруса нижней перми охарактеризовано уменьшением временной задержки, прослежен по максимуму первого положительного полупериода двухфазного отражения. В центральном блоке отражение, сопоставляется с кровлей артинского яруса. Уверенно прослежен почти по всему участку. В приразломных зонах отмечается затухание амплитуд, вплоть до полного их исчезновения представлена на рисунке 5.

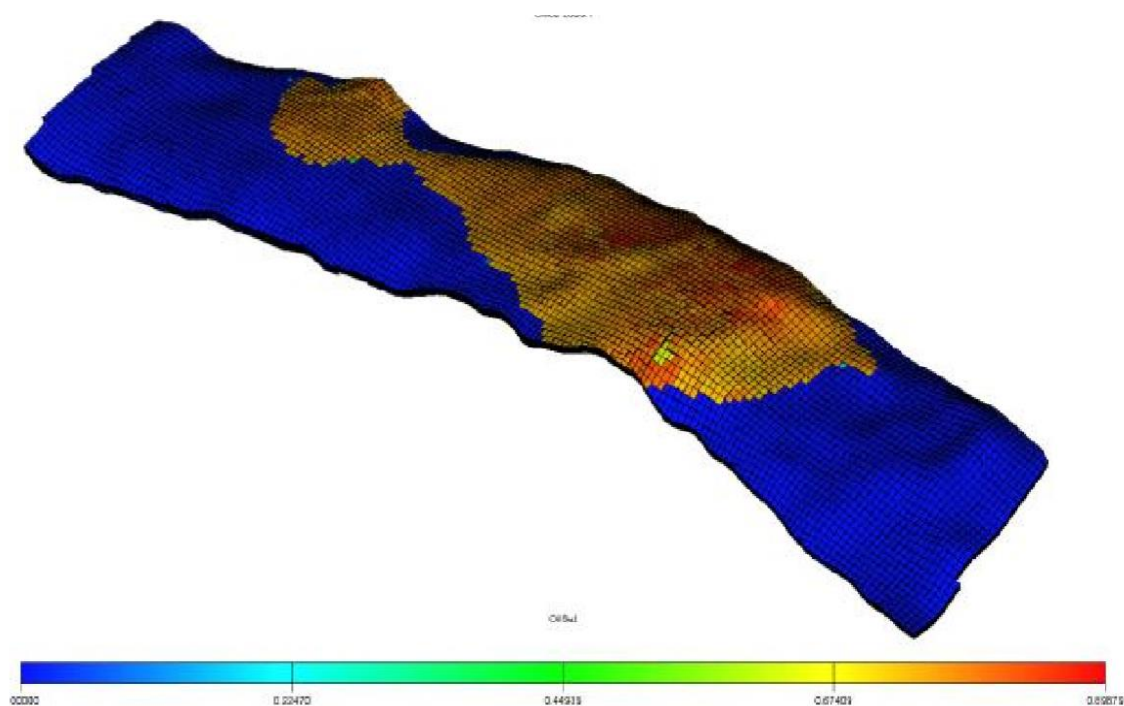


Рисунок 5 - Трехмерная сетка пласта P1ar Лабаганского месторождения  
(начальная нефтенасыщенность)

Пластовая залежь нефти в карбонатных отложениях артинского яруса нижней перми вскрыта в контуре нефтеносности 12 скважинами. Залежь пластовая, сводовая. Размеры залежи составляют 8.4x9.4 км, этаж нефтеносности - 104 м. Глубина залегания продуктивных отложений в своде структуры 1386 м. Площадь нефтеносности 27.4 млн м<sup>2</sup>. Покрышкой залежи является глинисто-аргиллитовая толща кунгурского яруса.

Коллектор представлен органогенно-детритовыми и тонко-мелкозернистыми известняками. Коэффициент песчаности пласта составляет 0,4, коэффициент расчлененности – 5,4. Нефтенасыщенная толщина пласта изменяется от 8,8 до 24,8 м, при средней по залежи 11,7 м. Коэффициент пористости составляет 0,235, нефтенасыщенности – 0,77. Проведены испытания в скважинах 141, 82, 1, 83, 71, 75, 81, 77, 80, 85, 73.

Таблица 2 – Обоснование контакта по пласту P1ar

Скважина	Интервал залегания проницаемой части пласта по ГИС, м	Подошва Продуктивного интервала, м	Кровля водоносного интервала, м	Интервал перфорации, м	Результаты опробования (первичной эксплуатации)	
					Дебит нефти, м <sup>3</sup> /сут	Дебит воды, м <sup>3</sup> /сут
1	2	3	4	5	6	7
77	1484,6 - 1511,2	1498,2	1498,2	1485,0-1498,0	46,00	-
75	1426,4 - 1444,3	1444,3	-	1424,0-1442,0	20	-
71	1414.9 - 1434.6	1434.6	-	1402,0-1428,0	22,6	-
	-	-	-	1415,0-1433,0	86,5	-
80	1479.2 - 1496.0	1496.0	-	1481,0-1497,0	33,0	-
81	1444.2 - 1461.0	1461.0	-	1443,6-1460,2	16,0	-
82	1386.7 - 1405.0	1405.0	-	1387,0-1406,0	13,82	-
83	1401.6 - 1424.2	1424.2	-	1401,0-1424,0	13,96	-
141	1385.5 - 1403.6	1403.6	-	1385,6-1405,6	18,35	-
85	1464.5 - 1489.5	1489.5	-	1460,0-1506,5	150	-
1	1449.8 - 1467.6	1467.6	-	1450,0-1490,0	196,4	-
ВНК -1433 м						

Таблица 3 – Характеристика скважины №82

Месторождение	Лабаганское
Система - отдел	Пермская
Ярус, горизонт, свита	Артинский ярус
Пласт	P1ar
Пористости $m$	0,235
Проницаемость пласта $k$ , м <sup>2</sup>	$2.4 \cdot 10^{-15}$
Высота залежи, м	104,2
Эффективная мощность $h$ , м	15
Тип скважины	Эксплуатационная
Ввод в эксплуатацию	01.01.2015 г.
Текущий дебит скважины, м <sup>3</sup> /сут	13.82
Глубина залегания, м	1386
Плотность нефти $\rho_H$ , кг/м <sup>3</sup>	874
Нефтенасыщенности $S_H$	0.789
Вязкость нефти $\mu_H$ , мПа·с	16,5

## 1.5 Свойства и состав пластовых флюидов

Пласт P1ar(таблица 4) – Нефть артинского яруса верхней перми охарактеризована двенадцатью поверхностными пробами из скважин 1(1), 71(1), 75(1), 80(3 – из них 2 отбракованы), 81(1), 82(3), 83(1), 85(1) и 141(1) и семью глубинными пробами из скважин №71 (1 проба отбракована по причине того, что проба была отобрана в простаивающей скважине, где, вероятно, произошла гравитационная вертикальная дифференциация нефти), 75(1), 80 (2), 82 (1), 83(2) (отбракованы вследствие того, что скважина находится в купольной части месторождения и пробы не характеризуют дифференциацию нефти по латерали), исследованными только по результатам однократного разгазирования. В предыдущем подсчете запасов участие принимали пробы из скважин 71 (забракована) и 80 (2). В подсчете запасов 1983 г. плотность пластовой нефти, объёмный коэффициент, вязкость пластовой нефти и плотность нефти в поверхностных условиях приняты по 2 пробе из скважины 80, в которой установлено максимальное давление насыщения 6,00 МПа. В данной работе, ввиду отсутствия новых проб по пласту, все свойства нефти и растворенного газа остаются без изменений.

Таблица 4 – Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов участка Лабаганского месторождения

Параметры	Единицы измерения	Пласт
		P1ar
Тип залежи	-	Пластовая сводовая, тектонически экранированная
Тип коллектора	-	Карбонатный порово - трещинный
Система - отдел	-	Пермская
Ярус, горизонт, свита	-	Артинский ярус
Средняя глубина залегания	м	1386
Площадь нефтегазоносности	тыс.м <sup>2</sup>	27352
Высота залежи	м	104,2
Средняя общая толщина	м	35,8
Средняя эффективная	м	11,7

нефтенасыщенная толщина		
Средняя эффективная водонасыщенная толщина	м	3,2
Средняя эффективная толщина	м	15
Коэффициент пористости, m	-	0.235
Коэффициент нефтенасыщенности пласта	-	0,77

Продолжение таблицы 4

Проницаемость по керну	$10^{-15} \cdot \text{м}^2$	2,4
Проницаемость по ГИС	$10^{-15} \cdot \text{м}^2$	28
Проницаемость по ГДИС (принятая при проектировании)	$10^{-15} \cdot \text{м}^2$	241
Коэффициент песчанистости	доли ед	0,41
Коэффициент расчлененности	-	5,4
Начальная пластовая температура	°С	31
Начальное пластовое давление	МПа	15,3
Вязкость нефти	мПа·с	16,5
Плотность нефти в пластовых условиях	т/м <sup>3</sup>	0,874
Плотность нефти в поверхностных условиях	т/м <sup>3</sup>	0,886
Абсолютная отметка ВНК	м	1433
Объемный коэффициент нефти	доли ед	1,058
Объемный коэффициент воды	доли ед	1,004
Содержание серы в нефти	%	2,4
Содержание парафина в нефти	%	1,8
Давление насыщения нефти газом	МПа	6,0
Забойное давление	МПа	11,8
Газосодержание	м <sup>3</sup> /т	22,1
Вязкость воды в пластовых условиях	мПа·с	1,0
Плотность воды в пластовых условиях	кг/м <sup>3</sup>	1037
Плотность воды в поверхностн. условиях	кг/м <sup>3</sup>	1033
Сжимаемость нефти	$\text{МПа}^{-1} \cdot 10^{-4}$	5,3
Сжимаемость воды	$\text{МПа}^{-1} \cdot 10^{-4}$	4,8
Коэффициент вытеснения нефти водой	доли ед	0,429

Нефть артинского яруса верхней перми относится к тяжёлым, её плотность 0,9430 г/см<sup>3</sup>, высоковязким, вязкость при 20 °С составляет 302,3 мПа·с, высокосернистым (содержание серы – 2,41 %), малопарафинистым (парафинов – 1.77 %), малосмолистым (смола – 10,94 %). Технологический шифр нефти ШТЗП1.

Вязкость нефти в пластовых условиях по данным исследований глубинных проб изменяется в диапазоне 16,5 - 101,4 сПз. Плотность нефти в поверхностных условиях изменяется в диапазоне 0,8736 – 0,945 г/см<sup>3</sup>.

Рекомендуется принять плотность пластовой нефти, объёмный коэффициент, вязкость пластовой нефти и значения газосодержания нефти соответственно 0,9155 г/см<sup>3</sup>, 1,058, 72,90 мПа·с и 22,10 м<sup>3</sup>/т.

## 1.6 Анализ текущего состояния разработки

Характеристика текущего состояния разработки месторождения:

Лабаганское нефтяное месторождение открыто в 1977 г. подготовлено для промышленного освоения, не разрабатывается.

На разработку месторождения в пределах лицензионной границы ОАО «НК «Роснефть» составлен один проектно-технологический документ:

«Проект пробной эксплуатации», исполнитель ООО «РН-УфаНИПИнефть».

Выделяются шесть эксплуатационных объектов:

- 1 объект - пласт D<sub>1</sub>;
- 2 объект – пласты D<sub>3fm</sub>, C<sub>1t</sub>;
- 3 объект – пласт C<sub>1s</sub>;
- 4 объект - пласт P<sub>1a</sub>-P<sub>1s</sub> (риф);
- 5 объект - пласт P<sub>1ar</sub>;
- 6 объект - пласты P<sub>1k</sub>, P<sub>2u</sub>, T<sub>1b</sub>, T<sub>1cb</sub>.

На период пробной эксплуатации вводятся в разработку два объекта - 2 (D<sub>3fm</sub>, C<sub>1t</sub>) и 5 (P<sub>1ar</sub>):

Таблица 5 - Ориентировочные уровни

Время разработки, год	1	2	3
Добычи нефти, тыс.т	268,0	707,5	862,7
Добычи жидкости, тыс.т	268,0	831,5	1257,1
Закачка воды, тыс.м <sup>3</sup>	0	291,8	789,4
Действующий фонд добывающих скважин	20	35	50
Действующий фонд нагнетательных скважин	0	5	10
Ввод новых добывающих скважин	20	20	20
Добычи растворенного газа, млн.м <sup>3</sup> /Год	7,6	20,1	24,0
Использования растворенного газа, %	95	95	95

На период пробной эксплуатации предусматривается

- бурение 60 скважин, в том числе добывающих - 44, нагнетательных – 16 (из них бурение 9 эксплуатационных скважин (по три скважины в год) с задачами доразведки);

- общий фонд скважин: 60, в т.ч. добывающих - 44, нагнетательных - 16 (в период ПЭ закачка воды осуществляется в 10 скважин, 6 скважин находятся в отработке на нефть);

- разработка объекта 2 с ППД (с 2-го года), объекта 5 - в период ПЭ на естественном режиме;

- Система размещения скважин – площадная, с расстоянием между скважинами от 350 м (объект 2) и 500 м (объект 5);

- отбор и исследования керна;

- отбор глубинных проб и исследование свойств пластовых нефтей;

- отбор проб и физико-химический анализ попутной и закачиваемой воды;

- опробование перспективных горизонтов в открытом стволе.

Способ эксплуатации – механизированный;

КИН в целом по месторождению (категория  $C_1+C_2$ ) – 0.232, величина извлекаемых запасов по категории  $C_1+C_2$  – 26683 тыс.т.

Максимальные ориентировочные показатели для проектирования внешнего транспорта нефти и обустройства месторождения:

- добычи нефти, тыс.т - 1310 (пятый год);
- добычи жидкости, тыс.т - 6570 (двадцать шестой год);
- добычи растворенного газа, млн.м<sup>3</sup> - 31,7 (пятый год);
- закачки воды, тыс.м<sup>3</sup> - 6463 (двадцать пятый год).

Характеристика фонда скважин:

Из 15 пробуренных скважин (5 поисковых, 10 разведочных), 7 введены в основные фонды и находятся во временной консервации (71, 73, 76, 77, 81, 82, 142), 6 ликвидированы (72, 74, 75, 80, 83, 141), одна скважина находится в бездействующем фонде (1), одна в освоении (85).

По состоянию на 01.01.2015 скважина 72 ликвидирована - по категории 1а, как выполнившая свое назначение и оказавшаяся после окончания бурения за контуром продуктивности в водяной части залежи.

Скважины 74, 83 ликвидированы по категории 6 вследствие некачественного цементирования эксплуатационной колонны.

Скважины 75, 80 ликвидированы по категории 1д, как давшие воду при опробовании верхнего горизонта (триас), и в связи с невозможностью возврата на нижний продуктивный артинский горизонт.

Скважина 141 ликвидирована. Скважина 1 находится в бездействующем фонде. Скважина 85 в консервации.

Все законсервированные и ликвидированные скважины оборудованы согласно действующим инструкциям. Эксплуатационное бурение на месторождении не проводилось.

Таблица 6 – Характеристика фонда скважин по состоянию на 01.07.2014 г.

Наименование	Характеристика фонда скважин	Количество скважин, шт
		Всего
Фонд добывающих скважин	Пробурено	15
	Возвращено с других горизонтов	-
	Всего	15
	В том числе:	-
	Действующие	-
	из них фонтанные	-
	ЭЦН	-
	ШГН	-
	Бездействующие	1
	В освоении после бурения	-
	В консервации	8
	Наблюдательные	-
	Пьезометрические	-
	Переведены на другие горизонты	-
	В ожидании ликвидации	-
Ликвидированные	6	
Итого	-	15

На 01.01.2015 г. на балансе предприятия числятся 2 скважины (№ 1, 85).

Действующий фонд добывающих скважин – 0 шт. Скважина 1 была пробурена 13.03.2013, временно законсервирована, после чего в марте-апреле 2014 г. была оборудована ЭЦН и находилась в сезонной эксплуатации объекта P1аг, по причине отсутствия соответствующей наземной инфраструктуры в мае 2014 г. была переведена в бездействующий фонд. Накопленная добыча нефти составляет 1584 т нефти, жидкости – 1594 т; обводненность – 0,6 %; средний дебит по нефти – 42,2 т/сут; по жидкости – 42,2 т/сут.

Таким образом, месторождение находится на начальной стадии эксплуатации. В добыче на 01.01.2015 г. перебивала 1 скважина (1). Разбуривание основных эксплуатационных объектов и начало промышленной разработки – 2015 год.



Ввиду того, что актуальных данных по разработке в открытом доступе нет, сравнение фактических и проектных показателей и анализ текущего состояния разработки не могут быть проведены.

По состоянию на 01.01.2015 г. на государственном балансе числятся начальные запасы нефти по кат. А+В+С<sub>1</sub> – 99068 / 22923 тыс.т., кат. С<sub>2</sub> – 15675 / 3760 тыс.т (геологические / извлекаемые), растворенного газа по кат. А+В+С<sub>1</sub> – 608 млн. м<sup>3</sup>, кат. С<sub>2</sub> – 129 млн. м<sup>3</sup>.

Запасы, предлагаемые в текущем проектом документе, составляют по кат. А+В+С<sub>1</sub> – 107131 / 25048 тыс.т., кат. С<sub>2</sub> – 55269 / 10712 тыс.т (геологические / извлекаемые), растворенного газа по кат. А+В+С<sub>1</sub> – 700 млн. м<sup>3</sup>, кат. С<sub>2</sub> – 335 млн.м<sup>3</sup>.

## 1.7 Анализ выработки запасов нефти

### 1.7.1 Метод подсчета и выделение подсчетных объектов

Запасы нефти, растворенного газа и других сопутствующих компонентов на Лабаганском месторождении подсчитаны по 11 подсчетным объектам: пласты D1, D3fm, C1t, C1v, C1s, P1a-P1s, P1ar, P1k, P2u, T1-1, T1cb.

Начальные запасы нефти в продуктивных пластах Лабаганского месторождения подсчитывались объемным методом по формуле:

$$Q_{\text{бал}} = F \cdot h \cdot m \cdot S_n \cdot \rho \cdot \theta, \quad (1)$$

где  $Q_{\text{бал}}$  – общие балансовые запасы нефти, приведенные к поверхностным условиям, тыс.т;

$F$  – площадь нефтеносности, тыс.м<sup>2</sup>;

$h$  – средняя нефтенасыщенная толщина, м;

$m$  – коэффициент открытой пористости нефтесодержащих пород, доли единиц;

$S_H$  – коэффициент нефтенасыщенности порового пространства коллекторов, доли

единиц;

$\rho$  – плотность дегазированной нефти в стандартных условиях, т/м<sup>3</sup>;

$\theta$  – пересчетный коэффициент, учитывающий усадку нефти при переводе пластовых условий в поверхностные при ступенчатой сепарации, доли единиц.

Общие запасы растворенного газа рассчитывались умножением первоначальных запасов нефти на газовый фактор, выраженный в мЗ/т и рассчитанный по ступенчатой сепарации нефти в соответствии с существующей технологией сбора и подготовки.

В соответствии с рекомендацией ГКЗ работа по подсчету запасов месторождений нефти осуществляется и оформляется в два этапа. Вначале обосновываются подсчетные параметры и подсчитываются геологические запасы, затем на базе подсчитанных запасов производятся технико-экономические обоснования коэффициентов нефтеизвлечения и определяются извлекаемые запасы.

Балансовые запасы растворенного газа определялись путем умножения начальных балансовых запасов нефти на газовый фактор, определяемый по результатам анализов глубинных проб пластовых нефтей.

Основными условиями для выделения подсчетных объектов послужили изолированность от соседних продуктивных пластов, единство положения водонефтяных контактов и близость коллекторских характеристик. Площади нефтеносности по подсчетным объектам определялись на подсчетных планах, построенных на основе структурной карты по кровле коллекторов продуктивного пласта. Внешние контуры нефтяных залежей обрисовывались полигонами по линии пересечения поверхностей ВНК с кровлями коллектора пластов, внутренние контуры – с подошвами коллектора пластов.

Структурные карты поверхностей кровли и подошвы коллекторов продуктивных пластов.

Если имеются зоны отсутствия коллектора, то площади нефтегазоносности находились путем вычитания площади зон отсутствия коллектора из контура нефтегазоносности представлена на рисунке 6.

По отношению к числящимся на госбалансе Роснедра запасы нефти по категории С1 увеличились на 8599 тыс.т или 21 %.

За счет уточнения структуры площадь уменьшилась на 1632 тыс.м<sup>2</sup> (6 %). Нефтенасыщенная толщина увеличилась на 1,1 м (10.7 %). Коэффициент пористости 257 увеличился на 5 % относительных. Коэффициент нефтенасыщенности увеличился на 11,6 % относительных. Увеличение коэффициента нефтенасыщенности в целом обусловлено отбором керна, соответственно расчетом собственных зависимостей. Пересчетный коэффициент не изменился, плотность нефти – увеличилась.

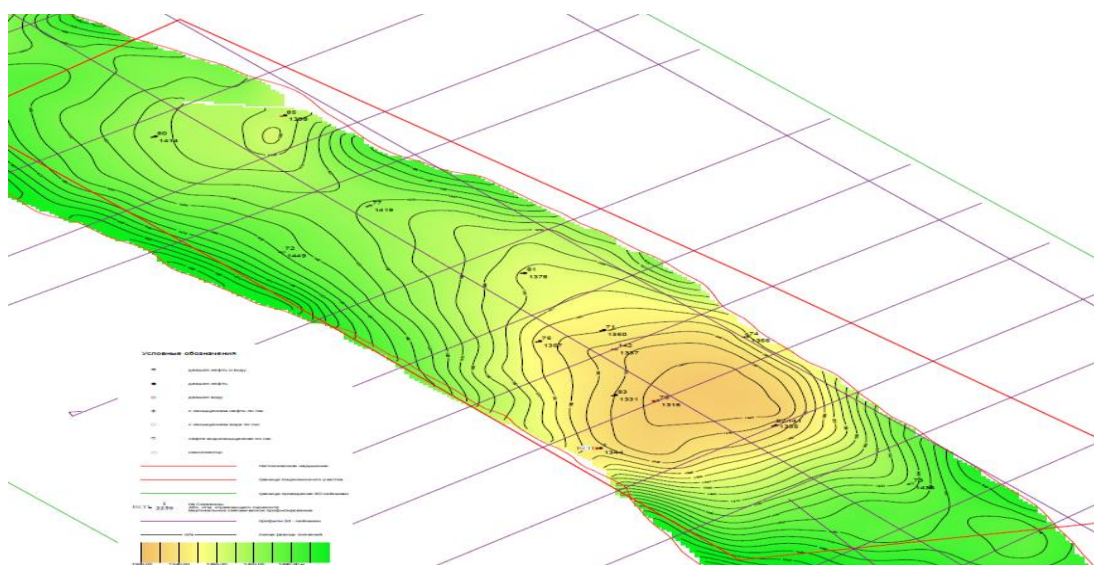


Рисунок 6 - Структурная карта по отражающему горизонту P1ar

Итак, основными причинами изменения запасов являются:

- пересмотр коэффициентов нефтенасыщенности и пористости;
- увеличение нефтенасыщенного объема в связи с проведением 3D сейсмических работ;
- пересмотр PVT-свойств.

Пласт P1ar. Выделена одна залежь нефти. Запасы оценены по категории C1 по результатам испытаний в скв. 80, 85, 77, 81, 75, 71, 83, 1, 141/82 давших промышленный приток нефти дебитами от 13 м<sup>3</sup>/сут до 196,4 м<sup>3</sup>/сут.

## 2 Теоретические сведения о гидравлическом разрыве пласта

### 2.1 Сущность ГРП

Сущность ГРП заключается в нагнетании под давлением в ПЗС жидкости, которая заполняет микротрещины и расклинивает их, а также формирует новые трещины. Если при этом ввести в образовавшиеся или расширившиеся трещины закрепляющий материал (например, песок), то после снятия давления трещины не смыкаются.

ГРП состоит из трех принципиальных операций:

1. Создание в коллекторе искусственных трещин (или расширение естественных);
2. Закачка по НКТ в ПЗС жидкости с наполнителем трещин;
3. Продавка жидкости с наполнителем в трещины для их закрепления.

Проводить ГРП следует в следующей последовательности:

1. Подготовка скважины;
2. Промывка скважины;
3. Закачка жидкости разрыва;
4. Закачка жидкости- песконосителя;
5. Закачка продавочной жидкости;
6. Вызов притока.

На первом этапе скважины исследуют на приемистость, это позволяет получить данные для оценки давления разрыва, объема жидкости разрыва и других характеристик. На следующем этапе скважины промываются промывочной жидкостью с добавкой в нее химических реагентов. При необходимости осуществляют декомпрессионную обработку, торпедирование или кислотное воздействие[17]. При этом рекомендуется использовать насосно-компрессорные трубы диаметром 3-4. При закачке жидкости разрыва создается необходимое для разрыва горной породы давление для образования новых и раскрытия, существовавших в ПЗС

трещин. В зависимости от свойств ПЗС и других параметров используют либо фильтрующиеся, либо слабофильтрующиеся жидкости. Стоит отметить что повышение забойного давления и достижение величины давления разрыва возможно при опережении скоростью закачки скорости поглощения жидкости пластом.

Излом на зависимости объемный расход жидкости закачки - давление закачки и значительное снижение давление закачки будет характеризовать момент образования трещин в монолитном коллекторе. Плавное изменение зависимости расход-давление без снижения давления закачки будет характеризовать раскрытие уже существующих в ПЗС трещин[18].

При закачки жидкости - песконосителя используют жидкости которые характеризуются низкой фильтруемостью. В качестве жидкостей - песконосителей в добывающих скважинах используются вязкие жидкости или нефти, желательно со структурными свойствами, нефтемазутные смеси, гидрофобные водонефтяные эмульсии, загущенная соляная кислота и др. В нагнетательных скважинах в качестве жидкостей - песконосителей используются растворы сульфитно-спиртовая барда (ССБ), загущенная соляная кислота, гидрофильные нефтеводяные эмульсии, крахмально-щелочные растворы, нейтрализованный черный контакт и др.

Далее осуществляется продавка жидкости-песконосителя до забоя и задавка ее в трещины. После закачки наполнителя в трещины скважина оставляется под давлением. Время выстойки должно быть достаточным, чтобы система (ПЗС) перешла из неустойчивого в устойчивое состояние, при котором наполнитель будет прочно зафиксирован в трещине.

Последним этапом при проведение ГРП будет вызов притока, освоение скважины и ее гидродинамическое исследование. Проведение гидродинамического исследования является обязательным элементом технологии, т.к. его результаты служат критерием технологической эффективности процесса[19].

## 2.2 Оборудование для гидроразрыва пласта

Эффективность ГРП зависит от темпа проведения операций разрыва и закрепления трещины. Оборудование для ГРП должно обеспечивать высокую подачу и большие давления нагнетания, что привело к параллельному использованию нескольких насосных агрегатов. Из-за малой продолжительности процесса, оборудование для ГРП должно обладать высокой мобильностью, легко и быстро монтироваться и демонтироваться. Для этого его изготавливают в виде уже готовых блоков, которые легко соединяются между собой. Установка их на шасси автомобилей позволяет быстро перемещаться в районе работ и выполнять одним комплектом оборудования несколько операций[20].

В комплекс оборудования, используемого при гидроразрыве пласта, могут входить:

- емкости для жидкости разрыва;
- емкости для проппанта;
- пескосмесительный агрегат (блендер);
- насосные установки;
- блок манифольда;
- полевая лаборатория;
- станция управления и контроля;
- установка ГНКТ;
- песковозы;
- фонтанная арматура;
- пакер.

Условия и масштабы площадок полевых работ могут отличаться на разных месторождениях, но для проведения ГРП применяется аналогичное оборудование. Типовая схема размещения оборудования изображена на рисунке 7.

Если ГРП проводится сервисной компанией, то она обеспечивает все необходимое оборудование и его обслуживание, для достижения планируемого эффекта обязательно необходим высокий уровень сотрудничества сервисной и добывающей компаний.

Общая схема обвязки и расположения у скважины оборудования для гидроразрыва приведена на рисунок 7.

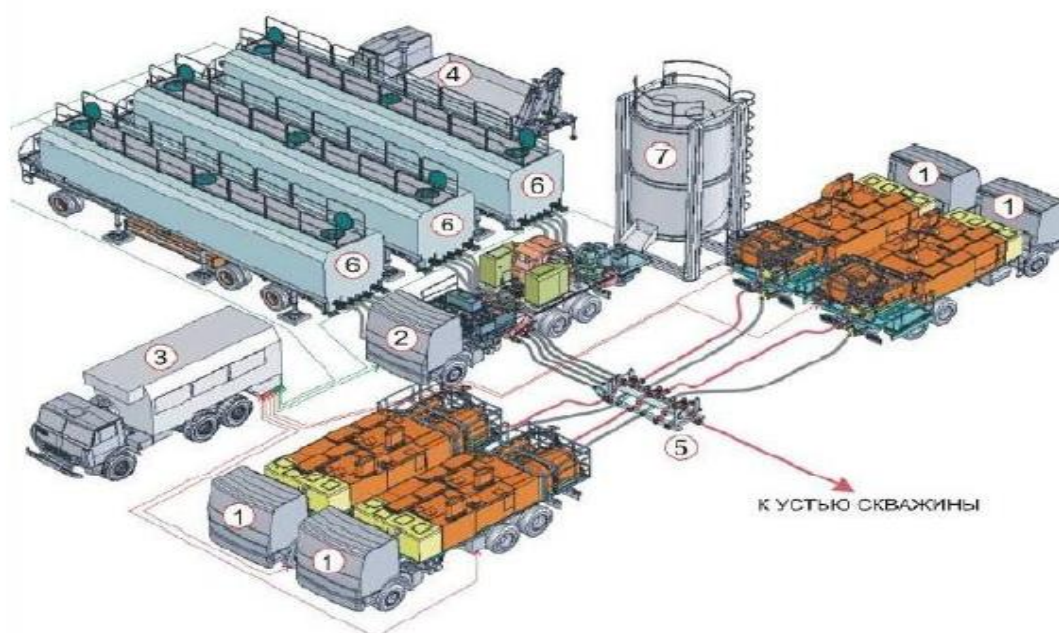


Рисунок 7 - Обвязка оборудования при гидравлическом разрыве пласта

1- насосный агрегат; 2 - пескосмесительный агрегат; 3- станция контроля и управления процессом; 4 - машина манифольдов; 5 - блок манифольдов; 6 - емкости гельные; 7- бункер для пропанта

Насосный агрегат Аполлон-4500 применяют для закачки рабочих жидкостей: разрыва, песконосителя и продавочной жидкостей, мощность двигателя -1490(2000) кВт (л.с), максимальная производительность - 1870 л/мин, максимальное давление до 102 МПа, представлено на рисунке 8.





Рисунок 8 - Насосный агрегат Аполлон-4500

Для проведения ГРП применяем пескосместительные установки песочный блендер, выдерживающие грузоподъемностью до 9 тонна песка (рисунок 9).

Рисунок 9 - Песочный блендер



Рисунок 9 - Песочный блендер

Станция контроля модели 08-1 (рисунок 10) осуществляет сбор рабочих данных от насосной установки ГРП, песочного блендера, установки подачи пропантов, жидко-азотной установки и колтюбинговой установки, и также сбор сигналов датчиков.



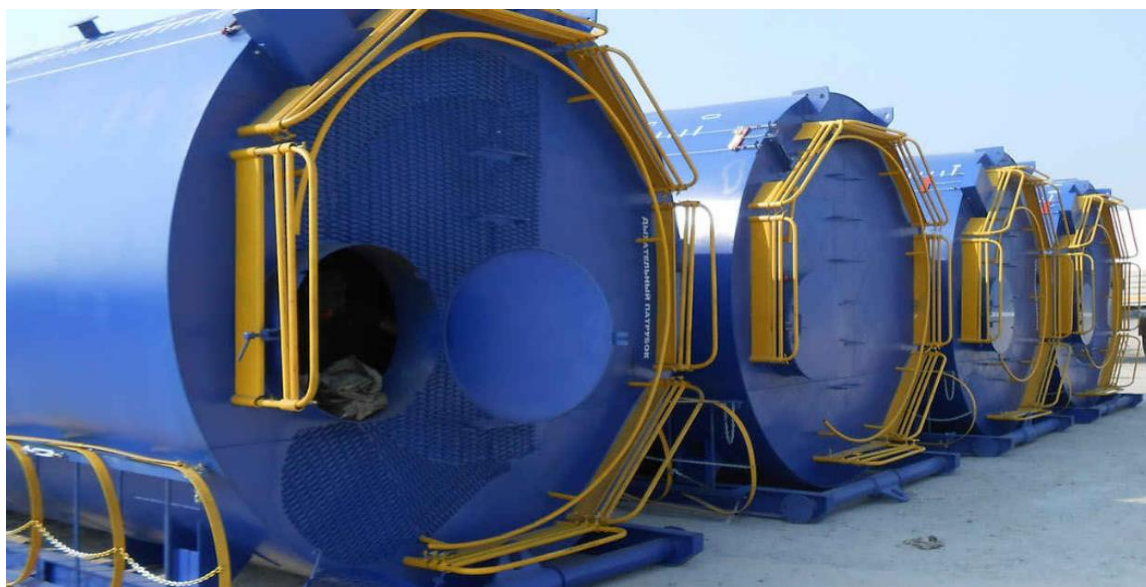
Рисунок 10 - Станция контроля модели 08-1

Блок манифольдов (рисунок 11) предназначен для соединения насосных установок с устьем скважины при гидроразрыве пласта, гидropескоструйной перфорации, кислотной обработки и других технологических операций на нефтяных и газовых скважинах.



Рисунок 11 - Машина манифольда модели Jerelh

Подготовка и выдача технических гелей или жидкостей разрыва осуществляется в гельных емкостях (рисунок 12).



Рисунке 12 - Гельные емкости

Так же необходимо оборудование для хранения и подачи пропантов (рисунок 13).



Рисунке 13 - Оборудование для хранения и подачи пропантов модели CSQ124

### 2.3 Технология гидравлического разрыва пласта

Технология однократного ГРП заключается в том, что прежде чем начать основное ГРП, первым делом нужно провести испытания на мини ГРП. После проведения мини ГРП, удостоверившись на анализе и полученных данных, можно приступать к самому главному ГРП.

Мини ГРП - это тест с нагнетанием и закрытием скважины на забое, при котором используются полномасштабные скорости нагнетания и относительно большие объемы жидкости, порядка нескольких кубометров.

Проектирование минифрака должно проводиться вместе с начальным проектированием основной обработки. Цель дизайна минифрака состоит в том, чтобы он был насколько возможно представительным для основного ГРП. Чтобы достичь этой цели, должна быть создана достаточная геометрия, отражающая реальную геометрию основной трещины, а также должны быть получено различное давление смыкания по кривой спада давления. Наиболее представительный минифрак должен был бы иметь темп нагнетания и объем жидкости такие же, как при основном ГРП, но зачастую это неосуществимо. На самом деле, необходимо найти баланс между несколькими противоречивыми критериями дизайна, включая объем минифрака, создаваемую геометрию трещины, повреждение пласта, разумное время закрытия трещины, а также затраты на материалы и персонал. Таким образом после испытания калибровочного теста можем приступить к основному ГРП[4].

Технология применения основного ГРП в первую очередь основана на знании механизма возникновения и распространения трещин, что позволяет прогнозировать геометрию трещины и оптимизировать ее параметры. Первые достаточно простые модели, определяющие связь между давлением жидкости разрыва, пластической деформацией породы и результирующими длиной и раскрытием трещины, отвечали потребностям практики до тех пор,

пока операции ГРП не требовали вложения больших средств. Внедрение и массивного ГРП, требующего большого расхода жидкостей разрыва и проппанта, привело к необходимости создания более совершенных двух и трехмерных моделей, позволяющих более достоверно прогнозировать результаты обработки. В настоящее время в промышленной практике распространение получили псевдотрехмерные модели, представляющие собой совокупность двух известных двумерных моделей, описывающих рост трещины и течение жидкости в ней в двух взаимно перпендикулярных направлениях[21].

Технология проведения однократного ГРП подразумевает спуск в скважину компоновки подземного оборудования специального назначения.

Принципиальная схема оборудования скважины для проведения ГРП представлена на рисунке 14. При проведении ГРП колонна НКТ должна быть запакерована и заякорена.

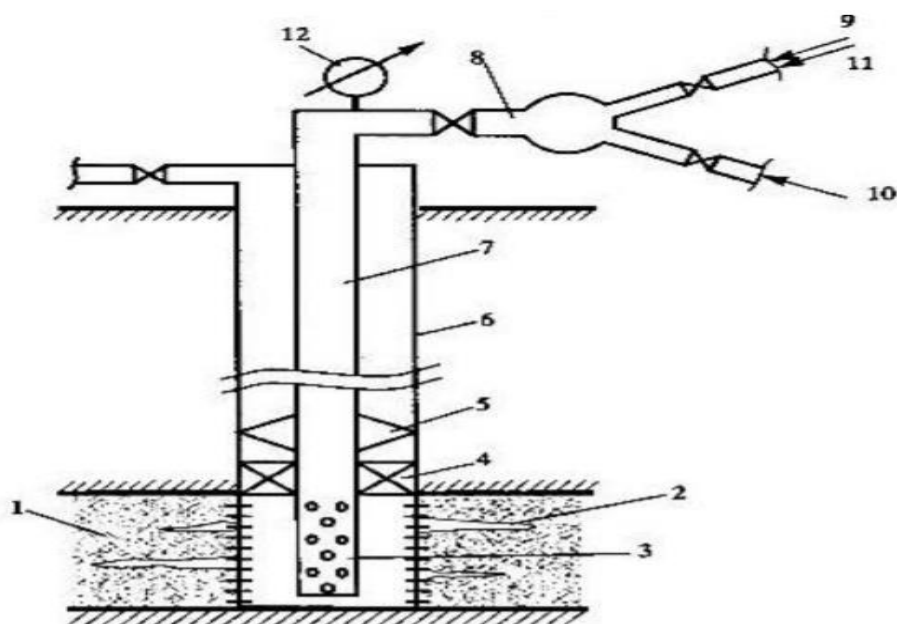


Рисунок 14 - Принципиальная схема оборудования скважины для проведения ГРП: 1 - продуктивный пласт; 2 - трещина; 3 - хвостовик; 4 - пакер; 5 - якорь; 6 - обсадная колонна; 7 - колонна НКТ; 8 - устьевое оборудование; 9- жидкость разрыва; 10 - жидкость-песконоситель; 11 - жидкость продавки; 12 - манометр.

## 2.4 Материалы используемые для ГРП

Основным фактором проведения эффективного гидравлического разрыва пласта считается подбор жидкости разрыва и проппанта.

Главное назначение жидкости разрыва – создание и развитие трещины нужной конфигурации, а также транспортировка проппанта в созданную трещину, для удержания ее в открытом состоянии. Для создания трещин высокой проводимости, жидкости гидроразрыва должны обладать достаточной вязкостью, которая в свою очередь во многом определяет их способность транспортировать проппант во взвешенном состоянии в пласт.

В наши дни используют сложные высокоспециализированные жидкости, используемые при ГРП, их главные свойства определяются множеством химических реагентов, вводимых для достижения оптимальных параметров. Основа для жидкости разрыва – обычная ньютоновская жидкость (например, вода), вязкость которой подчиняется закону вязкого трения Ньютона, то есть касательное напряжение и градиент скорости в ней линейно зависимы. В современные жидкости добавляют реагенты, которые изменяют вязкостные характеристики превращая их в неньютоновские. При этом они начинают подчиняться степенному закону, и их вязкость описывается кажущейся вязкостью при данной скорости сдвига. При малой вязкости жидкости разрыва требуется увеличение расхода и закачка в пласт значительных объемов, ухудшается ее транспортная способность. При большой вязкости сильно увеличиваются потери на трение, что ведет к резкому увеличению давления, необходимого для создания трещины. При закачке в пласт вязкость неньютоновских жидкостей снижается, уменьшая потери на трение, а при достижении трещины восстанавливается, повышая транспортную способность и увеличивая размеры трещины [22].

Под действием высокого давления при ГРП, часть жидкости фильтруется в пласт и больше не участвует в дальнейшем развитии трещины.

Чем ниже скорость фильтрации жидкости в пласт, тем выше ее эффективность. Эффективность жидкости – один из параметров характеризующий ее способность к образованию трещины и представляет собой отношение объема жидкости, остающейся в трещине к общему объему закаченной жидкости[9]:

$$E = \frac{V_F}{V_F + V_L}, \quad (2)$$

где  $E$  – эффективность жидкости;

$V_F$  – объем жидкости, остающейся в трещине;

$V_P$  – общий объем закаченной жидкости;

$V_L$  – объем жидкости от фильтровавшейся в пласт.

Таким образом, величина эффективности жидкости разрыва является показателем количества жидкости непосредственно участвующей в развитии трещины до необходимых размеров.

С целью снижения потерь жидкости используют специальные добавки, которые препятствуют фильтрации за счет блокирования пор и образования на поверхности трещины фильтрационной корки. Так же на фильтрацию оказывает влияние вязкость жидкости, чем она выше, тем меньше потери. С увеличением проницаемости пласта, фильтрация ожидаемо увеличивается.

Невысокая эффективность жидкости приводит к увеличению объемов закачки, стоимости процесса, может снизить проводимость за счет осаждения большего количества твердых частиц, или послужить причиной остановки процесса и быстрому закрытию трещины.

Одной с значимых характеристик жидкости разрыва является ее совместимость с породой и пластовыми жидкостями, а также со всеми добавками и возможными примесями, которые в ней используются. Несовместимая жидкость может привести к ухудшению эффекта ГРП, или вообще свести его к минимуму, за счет набухания глин, что ведет к

снижению проницаемости пласта, и образованию стойких эмульсий с пластовыми флюидами[19].

После создания трещины, она должна обеспечить высокий приток пластовых флюидов в скважину, однако высоковязкая жидкость, разрывающая пласт, мешает сделать это. Большинство загустителей, используемых для повышения вязкости жидкости разрыва, на сегодняшний день являются полимерами. Если после ГРП полимер остается неразрушенным, образуется сверхвязкая гелеобразная масса, которая закупоривает поровое пространство. Естественно, что очистка скважины в этом случае становится очень сложна. Для того чтобы этого не случилось, в жидкость разрыва прибавляют специальные добавки, задача которых разорвать цепочки полимера на мелкие, подвижные части, которые будет проще извлечь из трещины. В случае недостаточной деструкции, остаточный полимер снижает проводимость и эффективность обработки .

Таким образом, после проведения ГРП жидкость должна быть в полной мере извлечена на поверхность. Для облегчения этого процесса кроме различных деструкторов полимеров в нее могут добавлять азот ( $N_2$ ) или двуокись углерода ( $CO_2$ ). Особенно это актуально в пластах с низким пластовым давлением [20].

Подводя результат, можно сделать вывод, что важными характеристиками для жидкости разрыва являются [7]:

- вязкость достаточная для разрыва и транспортировки проппанта во взвешенном состоянии;
- высокая эффективность жидкости разрыва;
- совместимость с породой, пластовыми жидкостями, примесями, добавками;
- легкость и полнота удаления из пласта.



#### 2.4.1 Подбор жидкости разрыва

Подбор жидкости разрыва обладает большое значение при проектировании процесса ГРП, поэтому при принятии решения следует проанализировать следующие факторы :

1. свойства пласта;
2. вид ГРП;
3. эффективность очистки скважины после ГРП;
4. стоимость жидкости;
5. технологичность в приготовлении и безопасность в использовании.

Свойства пласта: тип породы, проницаемость, глубина залегания, температура, пластовое давление – важные моменты, которые ложатся в основу выбора. Таким образом, если тип породы – известняк, имеет смысл проектирование кислотного ГРП. Глубина и температура определяют вязкостные характеристики жидкости и во многом влияют на выбор химических добавок. В низкопроницаемых пластах, с целью максимизации эффекта, предпочтительно увеличивать длину трещины, а в высокопроницаемых ширину. При низком пластовом давлении, жидкость трудно извлечь, поэтому, для облегчения процесса есть смысл использовать азот или двуокись углерода.

Большое количество дорогостоящих добавок приводит к высокой стоимости жидкостей ГРП, делая эту строку расходов основной при проведении процесса. При этом с усложнением условий, затраты резко увеличиваются. Именно поэтому, снижение стоимости – одна из важных задач оптимизации процесса ГРП[19].

Различают следующие виды жидкостей, применяемых при ГРП:

- на нефтяной основе;
- на водной основе;
- многофазные смеси.

Изначально для проведения операций гидроразрыва использовали жидкость на нефтяной основе, примером такой жидкости может служить сырая дегазированная нефть. С того времени они совершенствовались, улучшались их характеристики, и они находят свое применение в мировой практике, хотя обработки с их участием уже не являются преобладающими.

На сегодняшний день, при проведении ГРП используют большей частью жидкости разрыва на водной основе. Они обладают достаточно низкой стоимостью и возможностью гибко изменять состав, адаптируя его под конкретные условия. Так как способность к транспортировке проппанта для обычной воды достаточно низкая, ее вязкость повышают, применяя загустители. В основном для повышения вязкости жидкостей ГРП на водной основе используют растворяющиеся в воде полимеры. Применяют натуральные и синтетические полимеры.

Возросший интерес к операциям проведения ГРП привел к созданию новых жидкостей с использованием не одной фазы, а нескольких. Из такого рода жидкостей можно выделить эмульсии и пены.

Эмульсии подразделяются на прямые и обратные. Применяемые в современных условиях эмульсии являются прямыми, состоят из загущенной водной части с диспергированными в ней капельками нефтепродукта. Достаточно широкое распространение нашли эмульгированные кислотные системы, используемые при кислотном ГРП. Они обеспечивают более лучший контроль водоотдачи, чем загущенные кислоты.

Пены могут образовываться либо с помощью жидкого азота ( $N_2$ ) путем транспортировки проппанта жидкой фазой до прохождения насосов высокого давления и образования пены, либо с помощью жидкой двуокиси углерода ( $CO_2$ ), которая создает вязкую эмульсию, транспортирующую проппант до образования пены. Пены могут образоваться как в жидкостях на водной, так и на нефтяной основе, так как двуокись углерода смешивается с углеводородами и снижает их вязкость, для вспенивания жидкости на

нефтяной основе предпочтительно использовать азот. Для образования стабильной пены, необходимо использование специального пенообразующего ПАВ. Для регулирования вязкости и стабильности пены в качестве жидкой фазы могут применяться различные системы: наиболее распространенными являются водные линейные и сшитые гели. Пены на основе сшитых гелей характеризуются большей вязкостью, могут удерживать большее количество газа, создают более высокое гидростатическое давление и могут удерживать и переносить проппант с более высокой концентрацией. Использование пен особенно полезно в коллекторах, чувствительных к воде или пластах с низким пластовым давлением[21].

#### 2.4.2 Состав жидкости разрыва

Усовершенствование в сфере создания жидкостей разрыва привело к существованию на сегодняшний день огромного числа различных химических добавок, служащих для придания жидкости нужных характеристик для конкретных условий. Применяют различные компоненты в зависимости от типа жидкости, типа породы, глубины, температуры и других факторов. Обычно при проведении операции ГРП используют следующие добавки, характерные как для жидкостей на водной основе, так и для жидкостей на нефтяной основе (за исключением стабилизаторов глин и бактерицидов):

- гелеобразующие агенты (загустители);
- стабилизаторы глин;
- бактерициды;
- рН-регулирующие агенты;
- сшиватели;
- понизители водоотдачи;
- разрушители;

- температурные стабилизаторы;
- поверхностно-активные вещества.

Гелеобразующий агент – общий термин, используемый для описания загустителей, добавляемых в основную жидкость для обеспечения неньютоновской вязкости. На сегодняшний день, большинство из них являются натуральными или синтетическими полимерами. Наиболее низкой стоимостью обладают натуральные полимеры, например, гуаровая смола, относящаяся к сахарадам, активно используемая в качестве загустителя[20].

Стабилизаторы глин – добавляют в рабочую жидкость для обеспечения временной совместимости разбухающих глин с водой. Жидкость ГРП, приготовленная на водной основе, может вызвать набухание и миграцию глин, что приведет к следующим отрицательным последствиям:

- происходит снижение проницаемости породы в результате набухания глинистых частиц;
- снижение проницаемости поровых каналов, вследствие разрушения глинистых материалов и их миграции в поровом пространстве.

Предотвращение набухания глин осуществляется путем компенсирования несбалансированных зарядов ионов в глиняных пропластках. В большинстве случаев используют хлорид калия (KCl), хлорид аммония (NH<sub>4</sub>Cl) или органические стабилизаторы [4].

Понизители водоотдачи – предназначены для контроля фильтрации жидкости разрыва в пласт и сохранения ее эффективности. В качестве твердых понизителей водоотдачи могут использоваться производные полимеров, кварцевая мука, растворимые смолы или песок определенных фракций. Они закупоривают поры и образуют фильтрационную корку ограничивая утечки жидкости. Фильтрационная корка вызывает частичное снижение проницаемости, что при низких концентрациях частиц и тонкой

корке оказывает минимальное влияние на проводимость, а чем она больше, тем сильнее снижается проницаемость.

Бактерициды – химические реагенты, добавляемые в жидкости ГРП на водной основе для уничтожения микроорганизмов. Бактерии, содержащиеся в воде для приготовления геля, производят энзимы, быстро разрушающие вязкость. При простом добавлении бактерицида в жидкость, бактерии уничтожаются, а энзимы могут остаться не устраненными. Чтобы этого не случилось и для повышения эффективности бактерициды добавляют в емкости перед заполнением их водой, что приводит к быстрому уничтожению бактерий [4, 8].

Сшиватели (кросслинкеры) – химические реагенты (в большинстве на основе металлов), которые формируют поперечные связи между молекулами полимера значительно увеличивая вязкость жидкости ГРП.

Агенты регулирующие кислотно-щелочной баланс жидкости. Контроль показателя рН достигается за счет буферных агентов: бикарбоната натрия и других кислых солей, органических кислот. В жидкости требуется поддержание определенного диапазона рН для гидратизации полимера и обеспечения им вязкости, продуктивной работы сшивателя и деструктора. Буфер должен поддерживать заданный интервал рН при смешивании жидкости с различными веществами, которые могут изменить этот параметр [2, 6]. Сравнение внешнего вида линейного и сшитого геля представлено на рисунке 15.

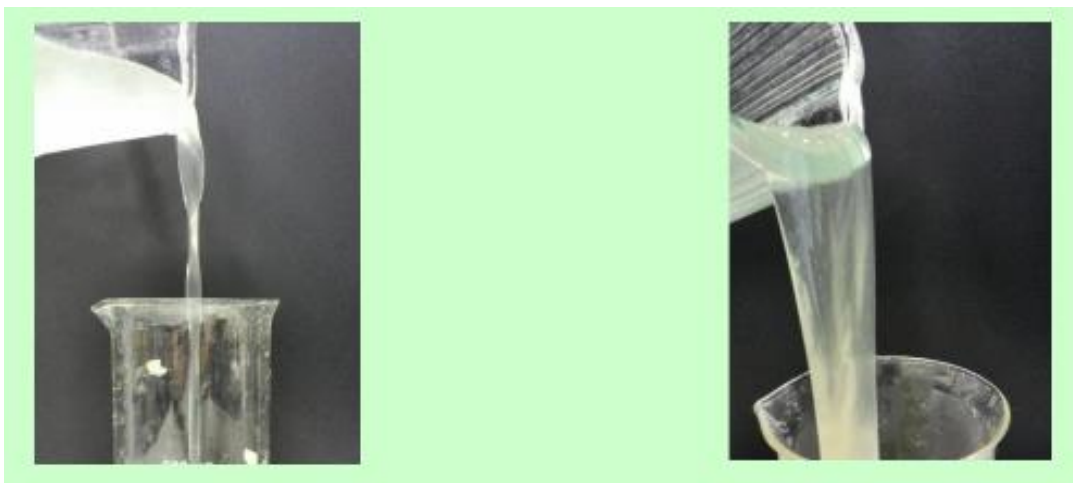


Рисунок 15 – Внешний вид линейного и сшитого геля

Температурные стабилизаторы – вводятся для эффективного применения жидкостей разрыва при высоких температурах. Полимеры разной конфигурации имеют разную температурную стабильность. Деструкция загущенной жидкости (гидролиз) представляет собой окислительную реакцию, поэтому одним из направлений повышения стабильности является удаление растворенного кислорода из системы. Для этого используются тиосульфаты или спирты, вступающие в химическую реакцию и поглощающие кислород. Другим методом повышения стабильности является увеличение рН жидкости с помощью буферных соединений, которые ограничивают содержание ионов водорода [4,6,8].

Поверхностно-активные вещества (ПАВ) – могут действовать как эмульгаторы и деэмульгаторы. В качестве эмульгаторов они используются для приготовления жидкостей ГРП в виде эмульсий. В качестве деэмульгаторов, предотвращают образование вторичных эмульсий с пластовыми флюидами, обеспечивая эффективность проведения процесса.

Деструкторы (брейкеры) – используются для контролируемого снижения вязкости жидкости ГРП, тем самым повышая эффективность ее удаления после завершения процесса. Суть процесса деструкции заключается в разрыве цепочек полимера в слабых местах на мелкие фрагменты с

небольшой молекулярной массой, которые затем проще удалить из пласта, представлено на рисунке 16.



Рисунок 16 – Схема разрыва цепочек полимера

Существуют две тенденции совершенствования технологии деструкции, первая заключается в уменьшении, собственно, остатков полимера, а вторая – в использовании как можно меньшего количества полимера. В начале применения деструкторов, они растворялись в жидкости сразу при ее приготовлении, что вызывало сложности с подбором концентрации. При малой концентрации полимер разрушался не полностью, ухудшая проводимость трещины, а при высокой концентрации вязкость снижалась слишком быстро и жидкость теряла необходимые свойства. В настоящее время есть возможность заключать деструкторы в капсулы, которые блокируют их действие до разрушения оболочки (со временем или из-за нагрузок). Это позволило применять намного большие концентрации деструкторов, сокращая время и значительно повышая эффективность очистки.

При помощи сшивателей, за счет образования поперечных связей и создания высокой вязкости, можно снизить концентрацию полимера в жидкости. В настоящее время, разработаны специальные комплексы химических веществ, которые позволяют достаточно сильно снизить концентрацию полимера в жидкости. Такие системы называются низкогуаровыми жидкостями, они позволяют улучшить проводимость

пропантных набивок на 150-200% в сравнении с жидкостями, имеющими обычную концентрацию полимера. Но они обладают существенными недостатками, а именно: их можно использовать только при температурах до 80°C и при их применении значительно возрастают фильтрационные утечки [3].

#### 2.4.3 Выбор пропанта

Значимой составляющей процесса гидроразрыва пласта является закрепление созданной трещины специальным материалом – пропантом, который должен обеспечить ее высокую проводимость путем удержания трещины в открытом состоянии. Сопротивление пропанта разрушению и поддержание высокой проводимости трещины во многом зависит от его размера, прочности и концентрации, что, в свою очередь, обуславливает необходимость тщательного подхода к его выбору. Кроме характеристик самого пропанта, важно так же и его размещение в трещине, так как часть трещины незаполненная пропантом сомкнется после окончания процесса [2, 7].

На сегодняшний день основными материалами, используемыми для закрепления трещины, являются песок и синтетические пропанты средней и высокой прочности. К преимуществам песка относят легкодоступность и низкую цену, а существенным недостатком является относительно синтетических пропантов низкая прочность, что делает его применение на больших глубинах нерентабельным, из-за разрушения гранул и сильного снижения проницаемости. Синтетические пропанты средней и высокой прочности отличаются высокой стоимостью, но способны применяться на больших глубинах, при большем давлении. Сопротивление разрушению пропантов определяется в psi – фунтах на квадратный дюйм. Для удобства в работе все величины переведены из psi в МПа, при этом рассчитывается что  $1 \text{ psi} = 0,00689 \text{ МПа}$ . Согласно источнику [7] пески применяются при



гидроразрыве пластов, в которых напряжение сжатия не превышает 40 МПа, проппанты средней прочности, например, керамические до 69 МПа, проппанты высокой прочности, такие как боксит, могут использоваться при напряжении до 100 МПа. Для увеличения прочности проппанта его можно покрыть смолой. При этом прочность увеличивается на 7 – 14 МПа. Так же покрытие смолой имеет цель уменьшить вынос проппанта после проведения ГРП, с возрастанием температуры смола вулканизируется, связывая гранулы между собой, и в идеале получается матрица с высокой проводимостью [2, 5, 7].

Оценить напряжение смыкания трещины, которое должен выдерживать проппант, можно по формуле [8]:

$$S_h = \frac{\nu}{1-\nu} \cdot (S_v - P_p) + P_p, \quad (3)$$

где  $\nu$  – коэффициент Пуассона;

$S_v$  – абсолютное вертикальное напряжение (слагается из давления вышележащих горных пород);

$P_p$  – поровое (пластовое) давление.

Рассматриваемая скважина вскрывает продуктивный пласт P1ar представленный карбонатный порово - трещинный, коэффициент Пуассона для которых можно принять 0,3 [9].

Абсолютное вертикальное напряжение, по своей сути сила, которая определяется весом вышележащих горных пород на единицу площади. При отсутствии специфических пород, на практике, градиент давления принимается 22,6 кПа/м глубины [8]. Глубина скважины по вертикали 1386 м, пластовое давление 15,3 МПа. Согласно предоставленным данным оценим напряжение смыкания трещины:

$$S_h = \frac{0,3}{1-0,3} \cdot (1386 \cdot 22,6 \cdot 10^3 - 15,3 \cdot 10^6) + 15,3 \cdot 10^6 = 22,17 \text{ МПа} \approx \\ \approx 220 \text{ атм}$$

В соответствии с приведенным выше разграничением по прочности пропанта, при давлении смыкания трещины 22,17 МПа есть возможность использования либо высокопрочного пропанта, либо средней прочности, осмоленного. Для сравнения возьмем пропанты марки Borprop выпускаемые АО «Боровичский комбинат огнеупоров»:

- «Borprop алюмосиликатный пропант»;
- «Borprop осмоленный пропант»;
- «Borprop SSP сверхпрочный пропант».

Для подбора необходимо учитывать размеры гранул (фракцию). Размеры, в свою очередь, поделены на определенные интервалы по диаметру, каждый из которых называется меш и определяется при ситовом анализе. В основном применяют пропанты с размерами гранул 0,85 – 0,425 мм (20/40 меш), 1,7 – 0,85 мм (12/20 меш), 1,18 – 0,85 мм (16/20 меш), 0,425 – 0,212 мм (40/70) меш. С увеличением размера гранул увеличивается проницаемость трещины, но снижается прочность пропанта, а также возрастают трудности его переноса жидкостью ГРП. Для большинства ГРП применяется пропант 20/40, благодаря возможности эффективной транспортировки и хорошей проводимости.

Сведем характеристики выбранных пропантов фракции 20/40 марки Borprop в таблицу 7.

Таблица 7 – Технические характеристики пропантов

Физико-механические показатели	Алюмосиликатный пропант	Осмоленный пропант	Сверхпрочный пропант
Удельный вес, г/см <sup>3</sup>	3,18	2,93	3,01
Сферичность	0,8	0,8	0,8
Округлость	0,8	0,8	0,8
Средний размер, мм	0,620	0,687	0,674
Сопротивление раздавливанию (массовая доля разрушенных гранул), % при давлении			
52 МПа	2,0	0,8	0,2
69 МПа	4,6	1,7	0,5
86 МПа	6,3	3,1	0,9
103 МПа	10,0	4,5	1,7

При выборе необходимо учитывать так же, что затраты на пропант составляют значительную долю от общих затрат на проведение операции. Осмоленный и сверхпрочный пропант стоят значительно дороже алюмосиликатного и их применение окажется рентабельным только в случае если алюмосиликатный не подойдет. Проверим его пригодность по ГОСТ Р 51761-2005 «Пропанты алюмосиликатные. Технические условия». В соответствии с указанными в нем техническими требованиями сопротивление раздавливанию (массовая доля разрушенных гранул), %, для фракции 20/40 должна быть не более 10%. Важной характеристикой гранул является их округлость и сферичность, от них зависит плотность упаковки и ее фильтрационное сопротивление. Согласно тем же техническим требованиям, сферичность и округлость алюмосиликатного пропанта должна быть не менее 0,7. По таблице 7 при давлении 22,17 МПа алюмосиликатный пропант фракции 20/40 удовлетворяет техническим условиям ГОСТа.

### 3 Расчет ГРП на примере скважины № 82 Лабаганского месторождения

#### 3.1 Обоснование проведения мини ГРП

Несмотря на то, что в открытых источниках нет актуальной информации о состоянии разработки Лабаганского месторождения, компания «РН-Северная нефть» в конце 2020 года опубликовала график работ на 2021 год и создала тендер на проведение ГРП на нескольких своих скважинах.

В этой работе мы спроектируем ГРП на примере скважины №82.

Для расчета ГРП необходима характеристика рассматриваемой скважины, которая представлена в таблице 8.

Таблица 8 – Характеристика скважины №82

Месторождение	Лабаганское
Система - отдел	Пермская
Ярус, горизонт, свита	Аргинский ярус
Пласт	P1ar
Пористости $m$	0,235
Проницаемость пласта $k$ , $m^2$	$2.4 \cdot 10^{-15}$
Высота залежи, м	104,2
Эффективная мощность $h$ , м	15
Тип скважины	Эксплуатационная
Ввод в эксплуатацию	01.01.2015 г.
Текущий дебит скважины, $m^3/сут$	13.82
Глубина залегания, м	1386
Плотность нефти $\rho_n$ , $кг/м^3$	874
Нефтенасыщенности $S_n$	0.789
Вязкость нефти $\mu_n$ , $мП \cdot с$	16,5

Минифрак — это тест с нагнетанием и закрытием скважины на забое, при котором используются полномасштабные скорости нагнетания и относительно большие объемы жидкости, порядка тысяч галлонов (нескольких кубометров). Информация, собираемая при минифраке, включает давления смыкания  $p_c$ , эффективное давление, условия входа в пласт (трение в перфорации и околоскважинной зоне), а также, возможно, признаки ограничения роста трещины в высоту. Участок спада на кривой

давления используется для получения коэффициента утечки для данной геометрии трещины.

Расчет мини ГРП производим для модели гибридной PKN—KGD-модель с фильтрационными утечками жидкости гидроразрыва и наличием примеси пропантанта. Рассмотренная гибридная PKN – KGD - модель с фильтрацией жидкости в пласт в [14, 15] дополнена односкоростным приближением движения жидкости с частицами пропантанта, имеющими постоянную по всей длине трещины объёмную концентрацию  $\alpha$ , с целью определить влияние примеси частиц в жидкости гидроразрыва на динамику раскрытия трещины и её конечную форму. Считается, что вследствие просачивания жидкости гидроразрыва в пласт взвешенные частицы подходят к берегам трещины и, коснувшись стенки, прилипают к ней, образуя слой пропантанта, как показано на рисунке 17.

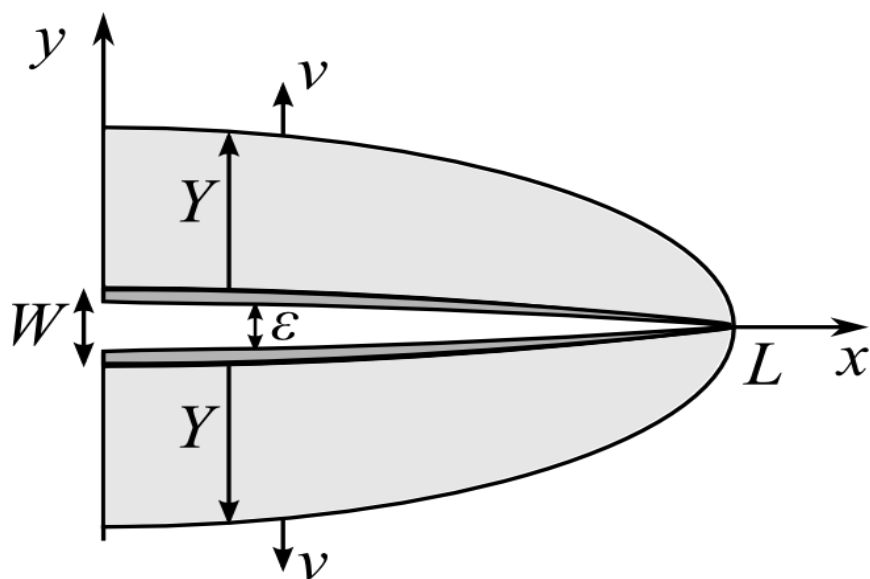


Рисунок 17 - Зона проникновения жидкости гидроразрыва в породу и тонкий слой пропантанта, прилипшего к стенкам трещины

Первоначальным этапом при проведении ГРП является мини ГРП (колибровачный тест) в результате которого получим необходимые информации по коллектору и свойству пласта, соответственно далее переходим к основному ГРП.

Расчет мини ГРП производили с помощью встроенной программы MF (MINIFRAC), основанный на расчетах Майкла Экономидиса, согласно источнику [8], в которой подробно описано решение и формулы данного мероприятия.

В пласт на забой закачиваем жидкость  $1.6 \text{ м}^3/\text{мин}$  с помощью насосного агрегата марки Аполлон-4500 и рассматриваем как изменяется забойное давление, которые представлено на рисунке 18.

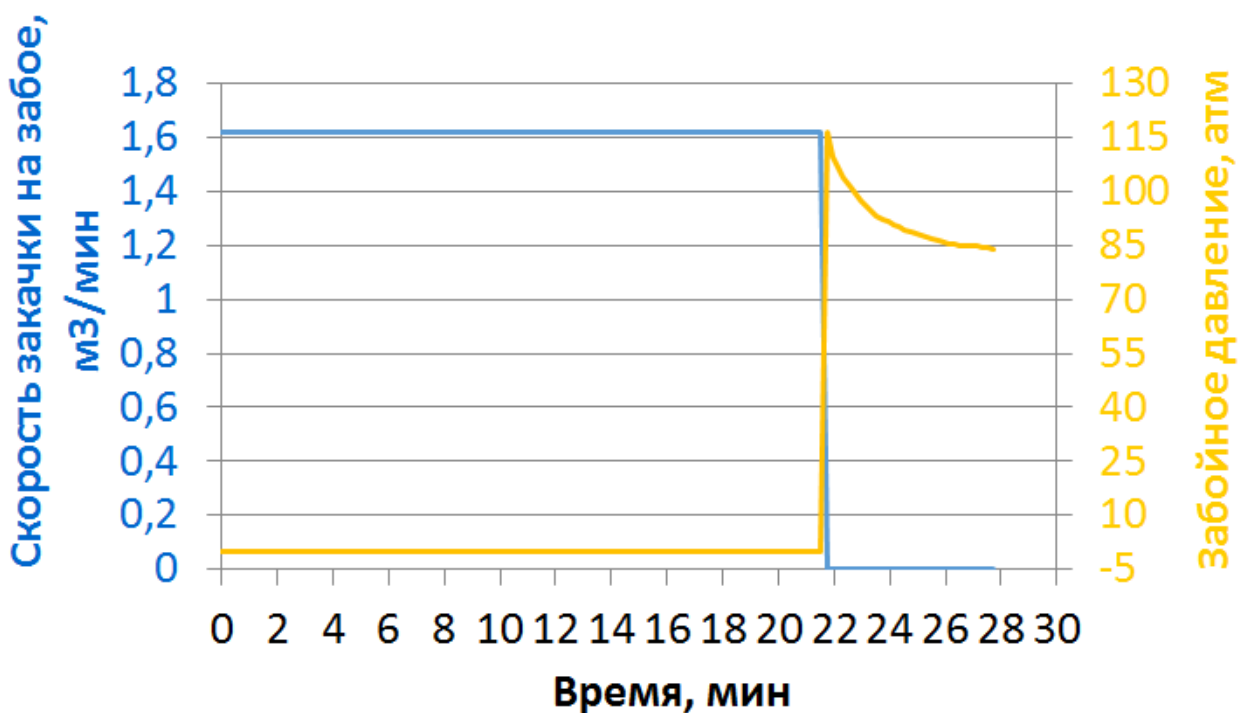


Рисунок 18 – Зависимость скорость закачки жидкости на забое от забойного давления

Зависимость статического давления от  $g$  функции представлена на рисунке 19.

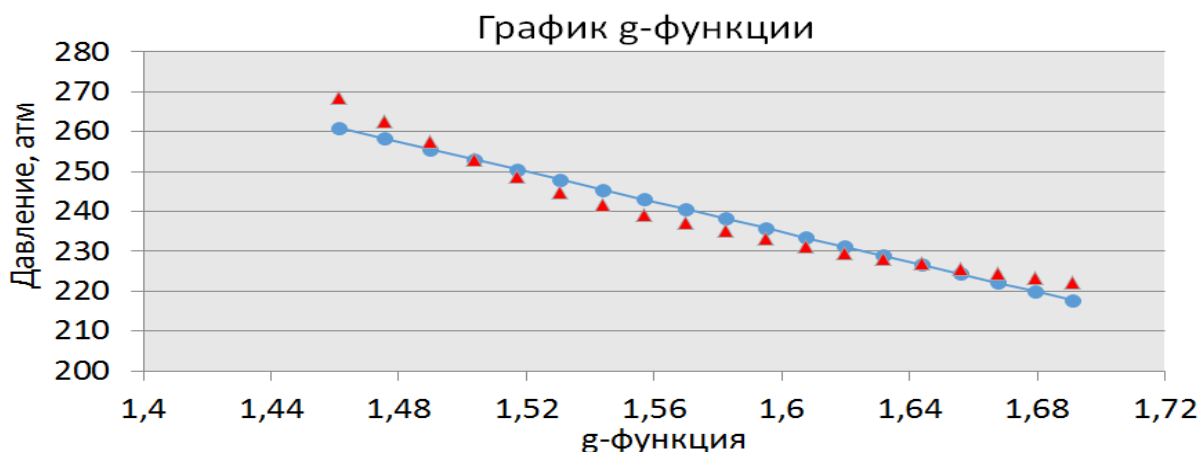


Рисунок 19 - Зависимость статического давления от g функции

Полученные результаты сведем в одну таблицу 9

Таблица 9 – Результаты мини ГРП

Средняя ширина, м	0,04533
Эффективность жидкости	0,36277
Кажущийся коэффициент утечек (для всей площади) м/мин <sup>1/2</sup>	0,00603
Коэффициент утечек в проницаемом слое, м/мин <sup>1/2</sup>	0,00769

Время закачки жидкости при проведении ГРП продолжалось 27.75 мин, скорость закачки жидкости на забое 1,6 м<sup>3</sup>/мин. Согласно высчитанным данным при проведении коливровочного теста можем приступить к основному ГРП.

Расчет основного ГРП производили с помощью встроенной программы HF2D, основанный на расчетах Майкла Экономидиса, согласно источнику [8], в которой подробно описано решение данного мероприятия.

Параметры для основного ГРП представлены в таблице 10.

Таблица 10 – Данные для расчета основного ГРП

Масса проппанта (для двух крыльев), кг	20 000
Удельная плотность проппанта (для воды=1)	3,02
Пористость упаковки проппанта	0,4
Проницаемость упаковки проппанта, мД	198 736
Максимальный диаметр проппанта, D <sub>рmax</sub> , мм	0,662
Проницаемость пород, мД	2,4
Проницаемая мощность (утечек), м	12
Радиус скважины, м	0,1780
Радиус контура питания, м	500
Скин-фактор до обработки	0,0
Высота трещины, м	15,3

Модуль плоской деформации, $E'$ (атм)	150000
Скорость закачки смеси (2 крыла, жидкость плюс пропант), м <sup>3</sup> /мин	3,5
Показатель реологии $K'$ , (Н/м <sup>2</sup> )*с <sup>n'</sup>	2,8728
Показатель реологии, $n'$	0,5
Коэффициент утечек в проницаемом слое, м/мин <sup>1/2</sup>	0,00152
Коэффициент мгновенной водоотдачи, $S_p$ , м <sup>3</sup> /м <sup>2</sup>	0,00041
Давление смыкания, атм	220
CDM $Cl^2$ , м <sup>2</sup> /(атм·сек)	0,013213852
Максимально возможная концентрация пропанта, кг/м <sup>3</sup> чистой жидкости	1800
Коэффициент увеличения оптимальной длины	1
Коэффициент увеличения поправки Нолта	1

Скорость закачки составляет 3,5 м<sup>3</sup>/мин, данную закачку производили с помощью двух насосных агрегатов марки Аполлон-4500.

Зависимости скорости закачки жидкости разрыва, концентрации, кг пропанта на м<sup>3</sup> жидкости от времени закачки, которое представлено на рисунке 20.

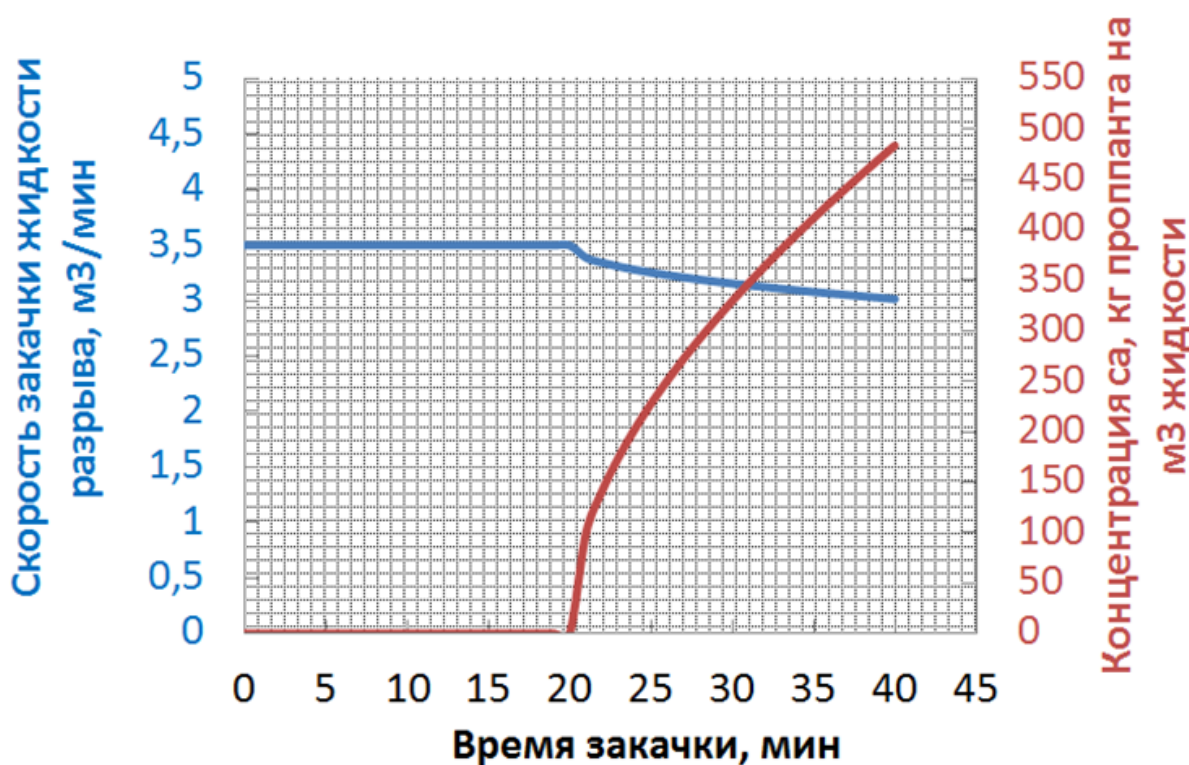


Рисунок 20 – Зависимость скорости закачки жидкости разрыва, концентрации са, кг пропанта на м<sup>3</sup> жидкости от времени закачки

Зависимости полудлины  $x_f$  и средней ширины от времени закачки представлено на рисунке 21.



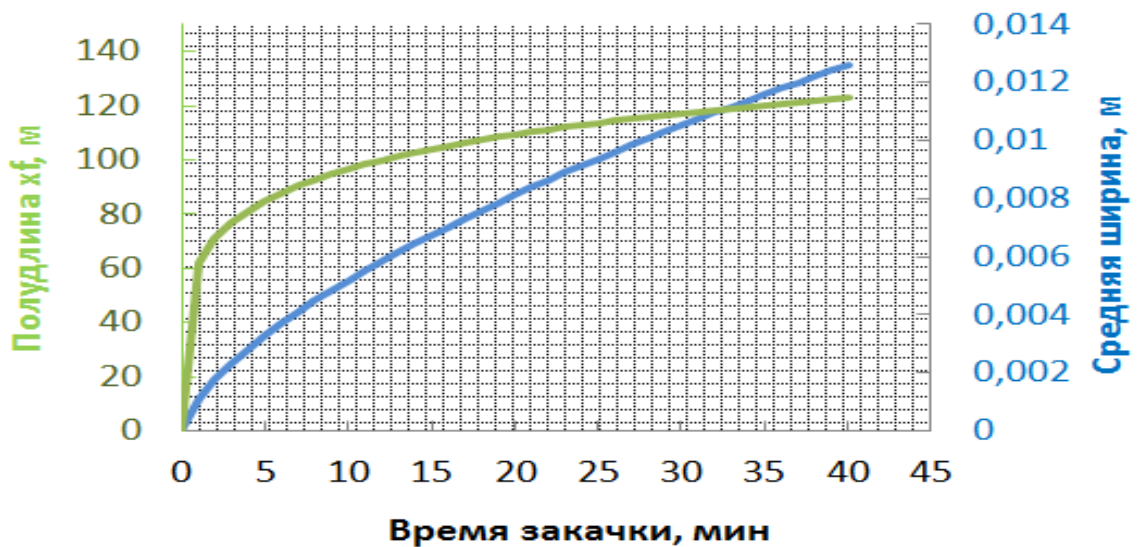


Рисунок 21 – Зависимость полудлины  $x_f$  и средней ширины от времени закачки

Полученные нами данные в ходе расчета, сведем в таблицы 11 и 12

Таблица 11 – Результаты расчета для реального размещения

Число проппанта, $N_{prop}$	0,1521
Безразмерный коэффициент продуктивности, $J_D$	0,5177
Оптимальная безразмерная проницаемость трещины, $C_{fD}$	1,6377
Оптимальная полудлина, $x_f$ , м	135,0
Оптимальная фиксированная ширина трещины, $w$ , м	0,0027
Псевдо-скин фактор после обработки, $s_f$	-5,26
Кратность увеличения коэффициента продуктивности	4,02

Таблица 12 – Детали обработки

Эффективность, $\eta_a$ , %	34,4
Время закачки, $t_e$ , мин	39,3
Время закачки «подушки», $t_e$ , мин	19,2
Показатель степени концентрации закачиваемого проппанта, $\epsilon_{ps}$	0,5
Средняя концентрация проппанта в трещине в конце обработки, $\text{кг/м}^3$	422,2
Поверхностная концентрация проппанта после смыкания трещины, $\text{кг/м}^2$	4,8
Максимальная концентрация проппанта, $\text{кг на м}^3$ чистой жидкости	490,8
Эффективное давление в конце закачки, атм	89,5

В ходе расчета основного ГРП мы получили благоприятные нам результаты, в ходе решения улучшили скин фактор, а также увеличили кратность коэффициента продуктивности в 4,02. Далее ниже на рисунке

представлен дебит жидкости до и после ГРП по скважине №82, представлено на рисунке 22.

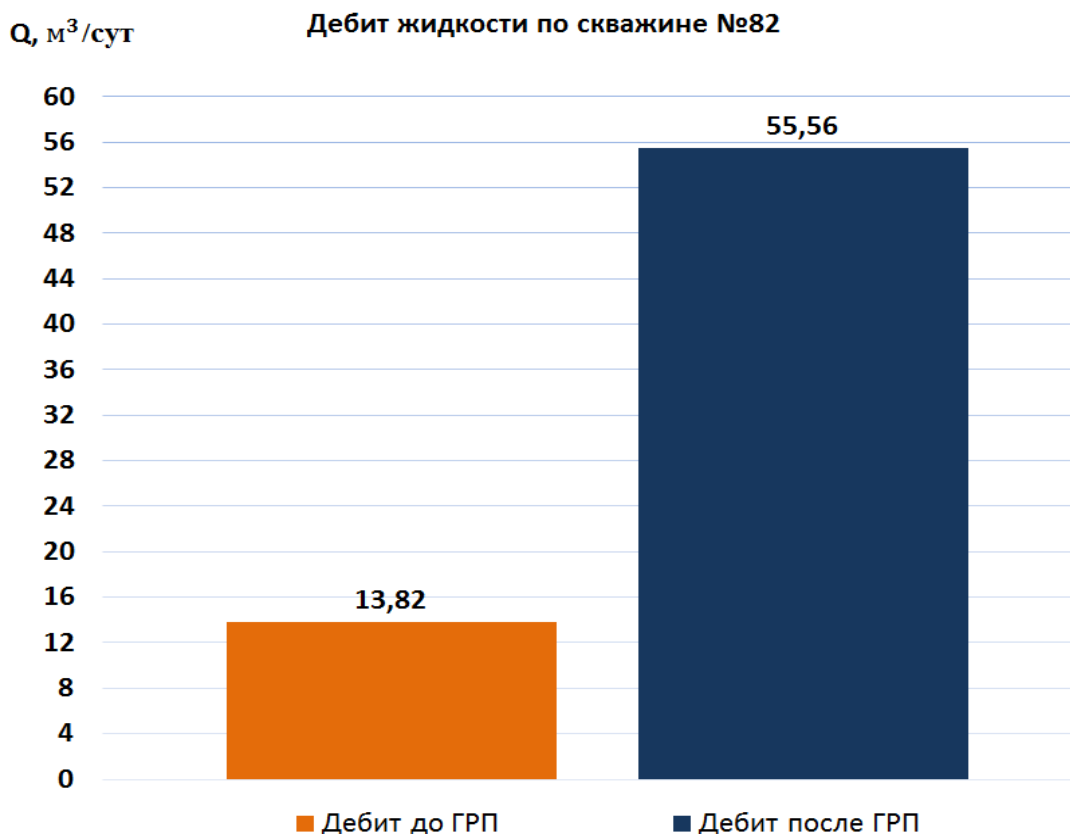


Рисунок 22 – Дебит жидкости до и после ГРП

Учитываем обводненность до проведения ГРП, который составляет на текущий момент по месторождению  $\nu = 32,8 \%$  и исходя из этого посчитаем текущий дебит по нефти в скважине №82.

$Q_{\text{жидкости до ГРП}} = 13,82 \text{ м}^3/\text{сут}$ , после проведения мероприятия ГРП увеличилось на 4,02 и составило  $Q_{\text{жидкости после ГРП}} = 55,56 \text{ м}^3/\text{сут}$ .

Далее рассчитаем дебит чистой нефти и далее ниже представим рисунок 23:

$$Q_{\text{нефти до ГРП}} = Q_{\text{жидкости до ГРП}} \cdot (1 - \nu) = 13,82 \cdot (1 - 0,328) = 9,29 \text{ м}^3/\text{сут}$$

$$Q_{\text{нефти после ГРП}} = Q_{\text{жидкости после ГРП}} \cdot (1 - \nu) = 55,56 \cdot (1 - 0,328) = 37,33 \text{ м}^3/\text{сут}$$

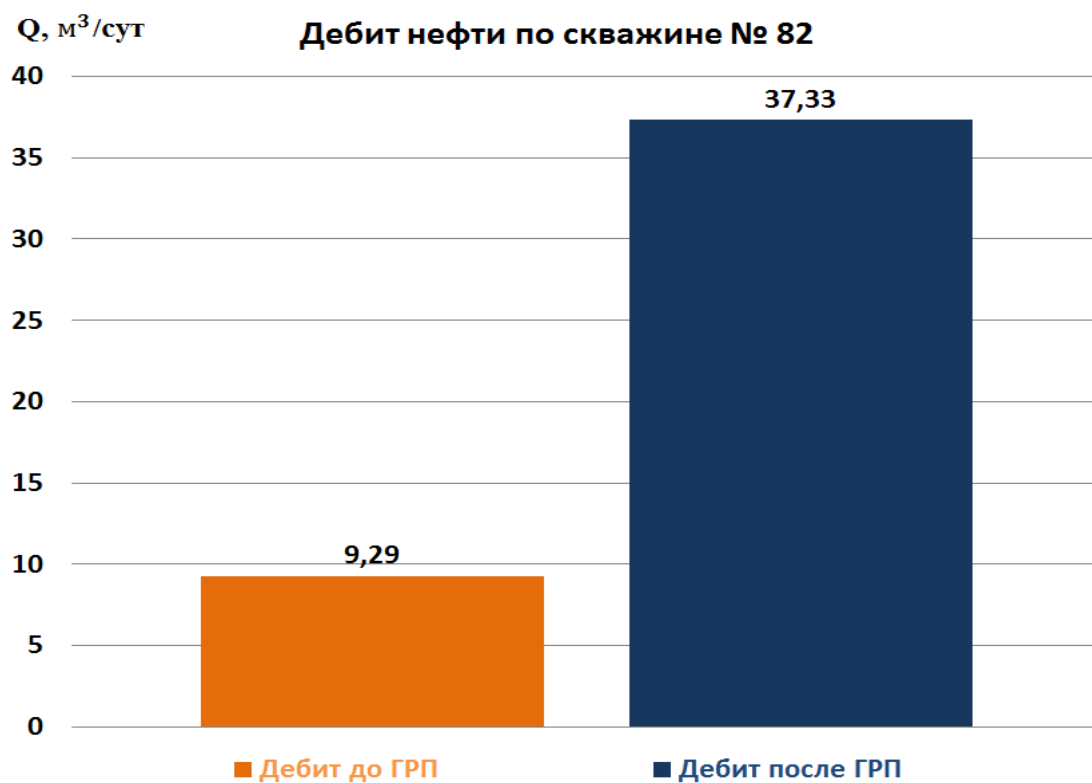


Рисунок 23 – Дебит нефти до и после ГПП

С помощью программы ECLIPSE построили геологическую 3D модель (рисунок 24,26,26,27,28), при построении данной модели задали площадь 500×500 м, а также задали свойства пласта такие, как пористость, проницаемость, эффективная толщина, глубина залегания, отметка ВНК, пластовое давление и т.д.

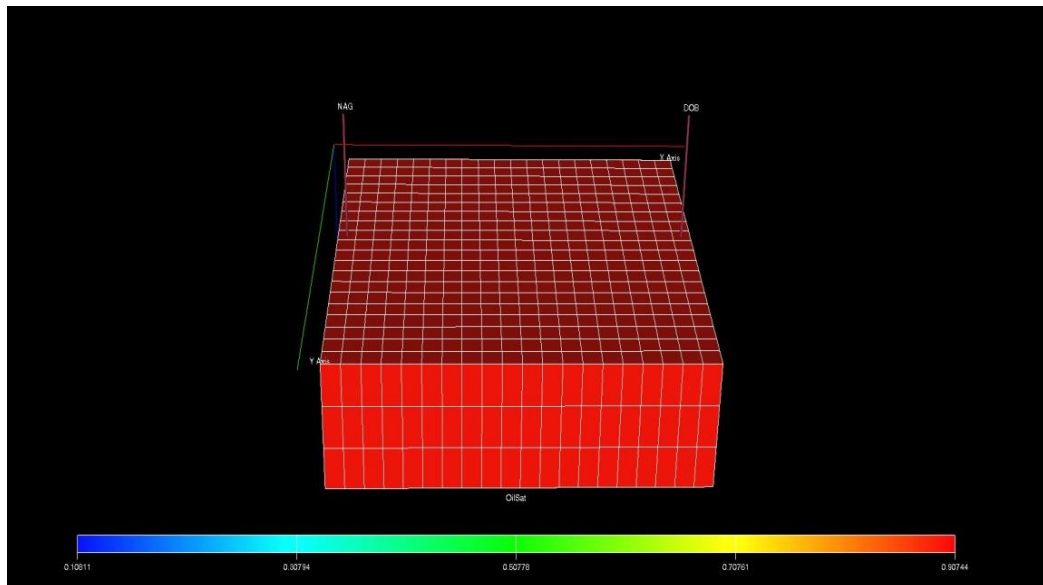


Рисунок 24- 3D модель для добывающей скважины №82

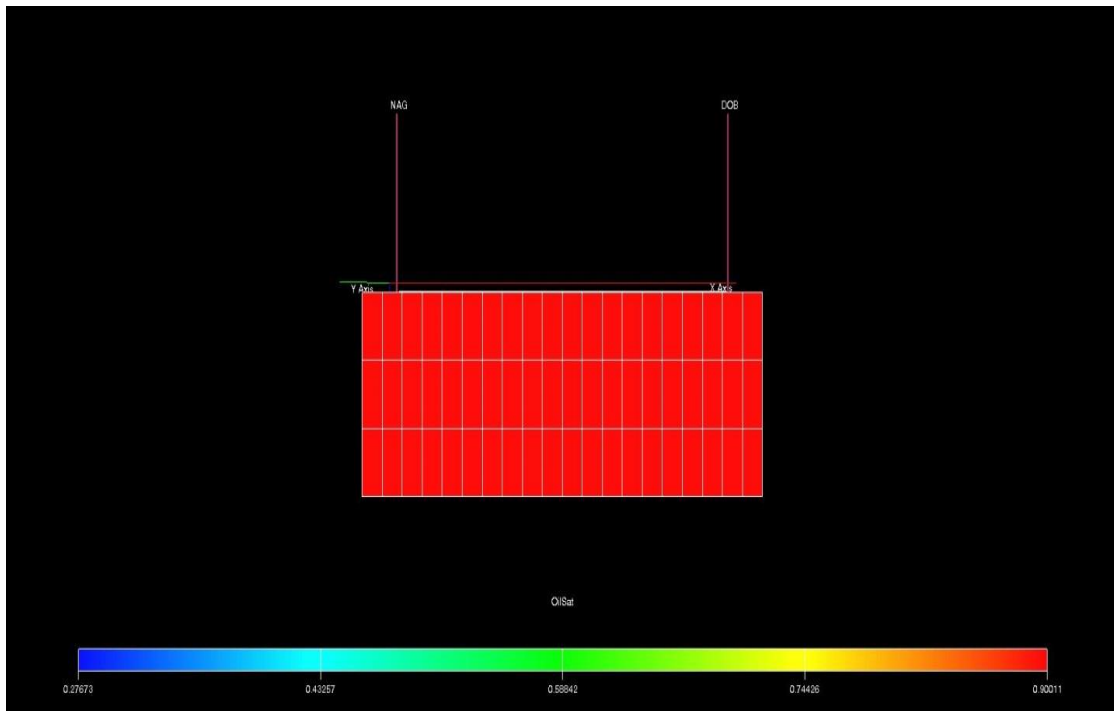


Рисунок 25- 3D модель для добывающей скважины №82

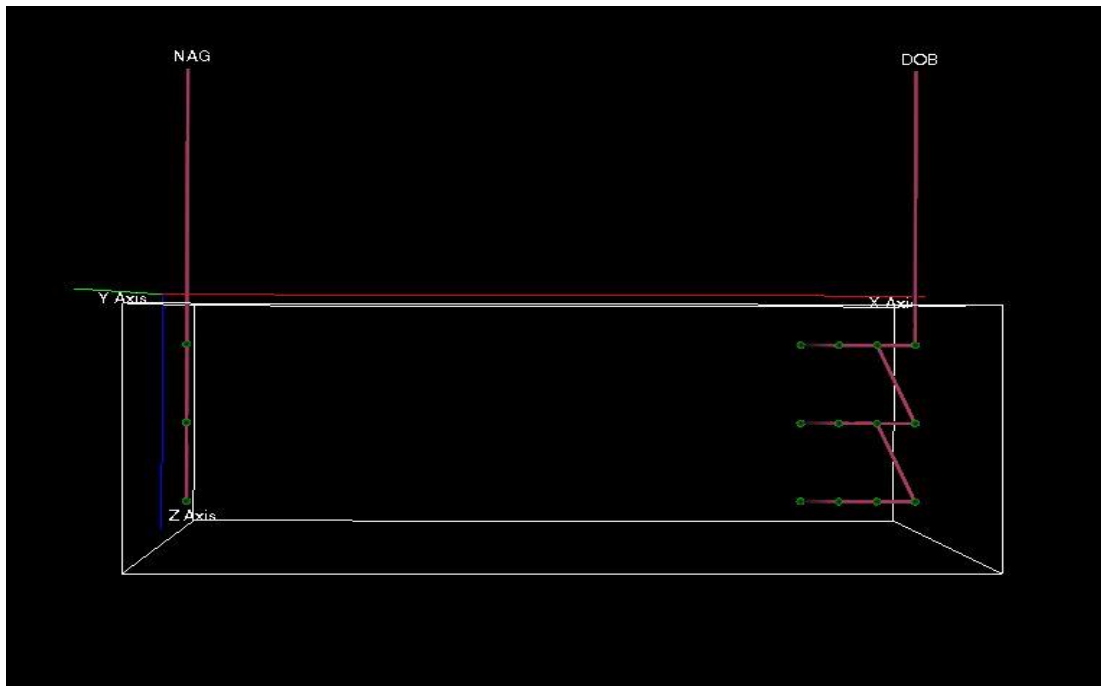


Рисунок 26 - 3D модель для добывающей скважины №82

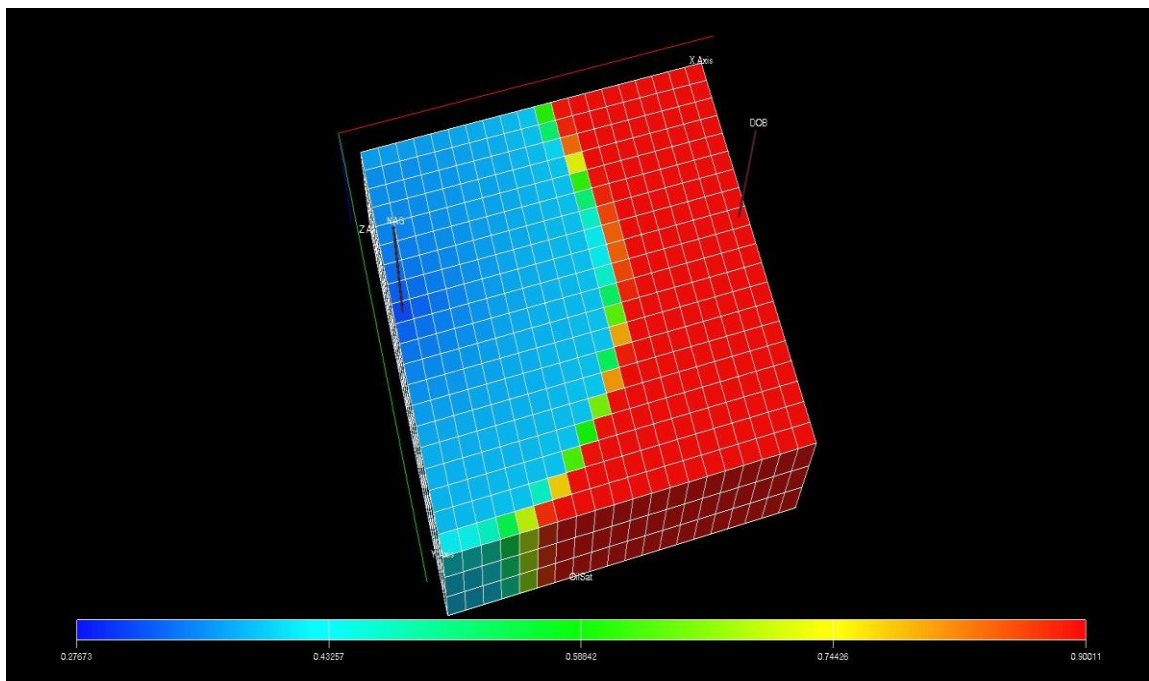


Рисунок 27 - 3D модель для добывающей скважины №82

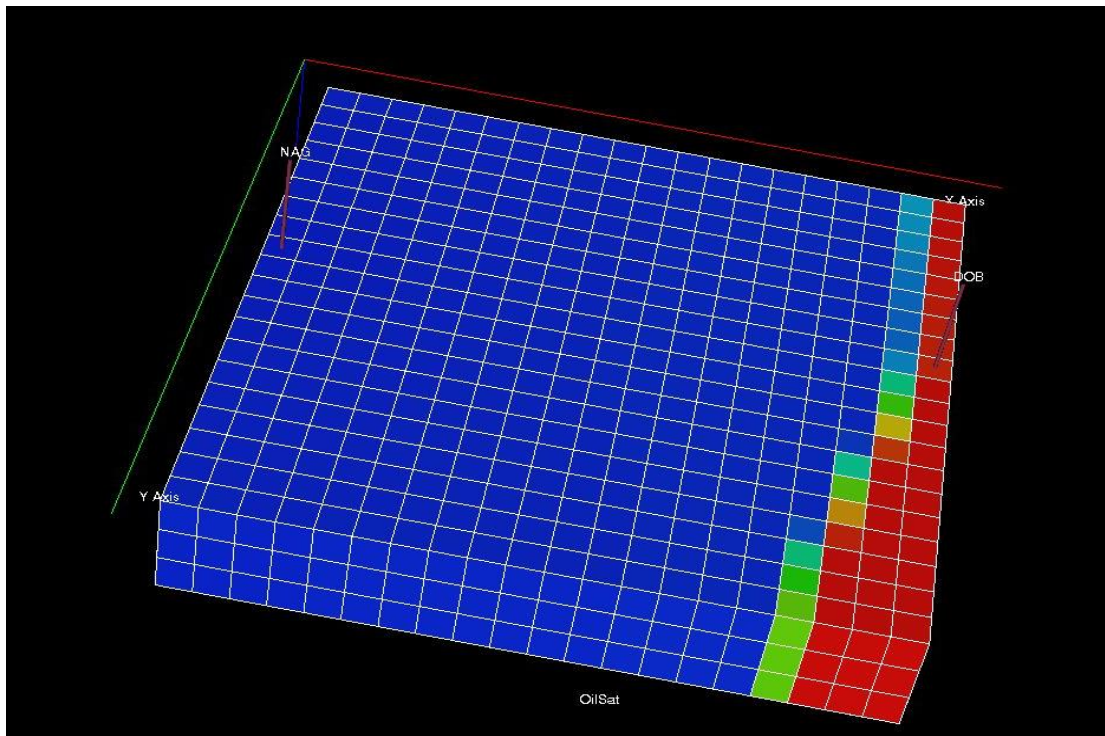


Рисунок 28 - 3D модель для добывающей скважины №82

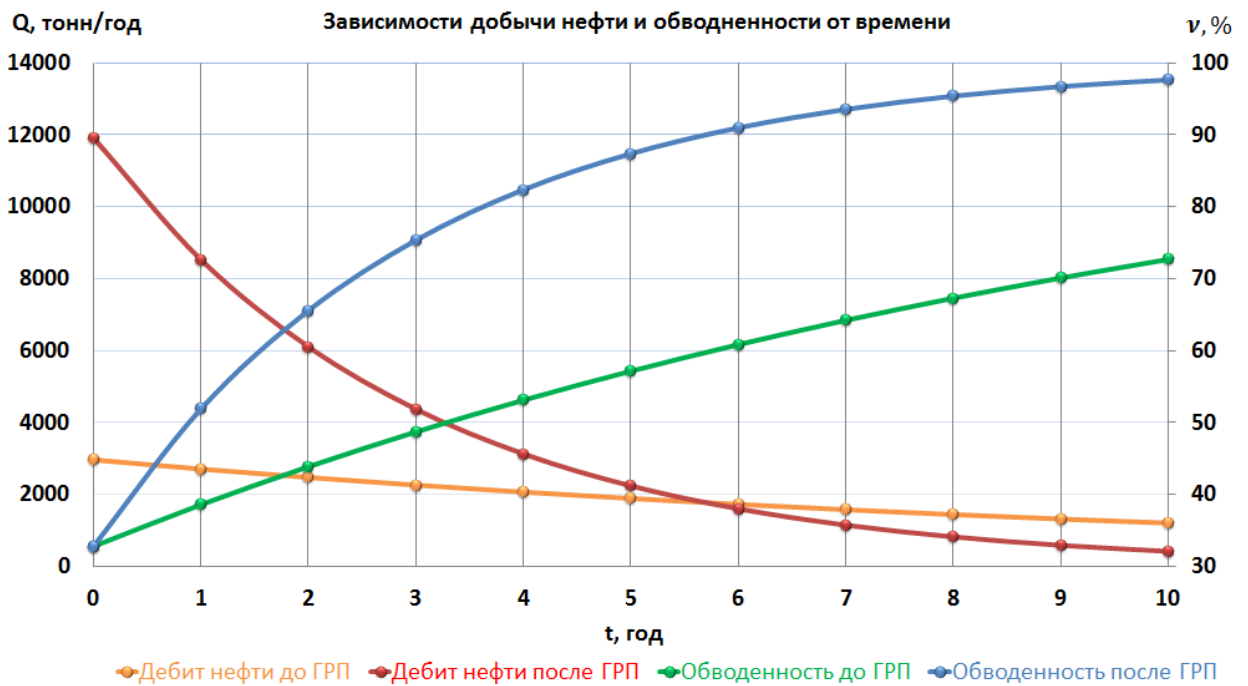


Рисунок 29 – Зависимость добычи нефти и обводненности от времени

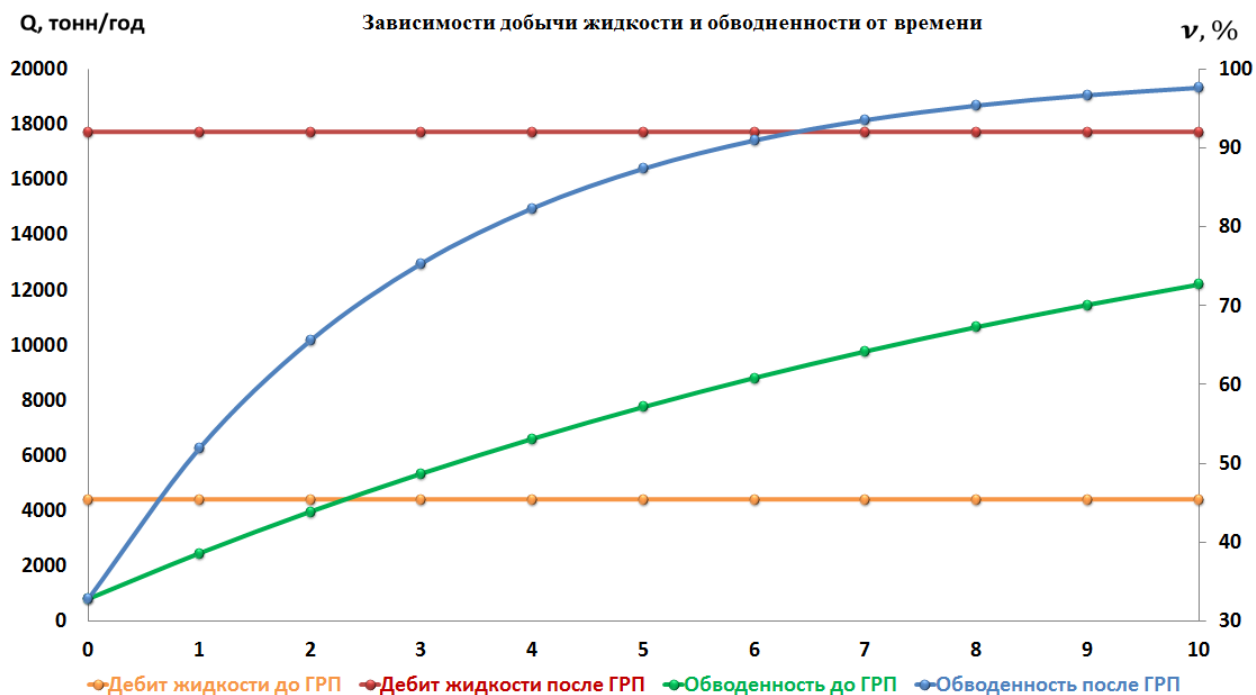


Рисунок 30 – Зависимость добычи жидкости и обводненности от времени

Для проведения ГРП, задавливания в пласт рабочей жидкости на скважине № 82 Лабаганского месторождения нами был выбран насосный агрегат Аполлон-4500 фирмы Jereh, алюмосиликатный пропант фирмы Borpro в количестве 20 тонн. В результате расчётов мы получили увеличения дебита жидкости в скважине в 4,02 раза.

### 3.2 Расчет параметров трещин

Для определения параметров трещин в данной работе воспользуемся программой optiFrac. В качестве входных данных используем параметры пласта (таблица 14) и характеристики подобранного пропанта (таблица 13). На основании ранее проводимых операций ГРП на месторождении, рассмотрим вариант с закачкой 20 тонн пропанта для создания трещины.

Таблица 13 – Параметры проппанта

Параметр	Значение
Масса $M_p$ , кг	20000
Проницаемость при пластовых условиях $k_p$ , м <sup>2</sup>	$198736 \cdot 10^{-15}$
Насыпная плотность $\rho$ , кг/м <sup>3</sup>	1800
Средний диаметр $D$ , мм	0.620
Удельная плотность $SG$	3.02

Таблица 14 – Параметры пласта P1ar

Параметры	Значения
Проницаемость $k$ , м <sup>2</sup>	$2,4 \cdot 10^{-15}$
Толщина пласта $H$ , м	15
Эффективная мощность $h$ , м	11.7
Радиус контура питания $R_k$ , м	500
Модуль Юнга $E$ , атм	150000
Коэффициент Пуассона $\nu$	0,3

Программа optiFrac для заданных свойств пласта и проппанта рассчитывает геометрию трещин для достижения максимально возможного коэффициента продуктивности скважины. На рисунке 31 приведена зависимость безразмерного коэффициента продуктивности  $J_D$  как функции безразмерной проводимости трещины  $C_{fD}$ , где безразмерное число проппанта  $N_{prop}$  используется в качестве параметра [8].

Безразмерная проводимость трещины  $C_{fD}$  определяется формулой [4]:

$$C_{fD} = \frac{k_f \cdot W}{k x_f}, \quad (4)$$

Безразмерное число проппанта  $N_{prop}$  – это взвешенное по проницаемости отношение расклиненного объема трещины в продуктивном пласте к объему пласта, ограниченного зоной дренирования, находится по формуле [8]:

$$N_{prop} = \frac{2 \cdot k_f}{k} \cdot \frac{V_{prop}}{V_{пл}}, \quad (5)$$

где  $V_{prop}$  – расклиненный объем в продуктивном пласте (включая объем между зернами проппанта), м<sup>3</sup>;

$V_{пл}$  – дренируемый объем, м<sup>3</sup>.



Как видно на рисунке 31, для заданного значения  $N_{prop}$  максимальный индекс продуктивности достигается при строго определенной безразмерной проводимости трещины. Наилучший компромисс между длиной и шириной трещины достигается при безразмерной проводимости трещины, расположенной в районе пика отдельных кривых. На рисунке это выделено как кривая оптимального дизайна. Область, заключенная между кривой минимально допустимого чистого давления и кривой минимальной ширины, называется областью физических ограничений. Точка на графике соответствует оптимальному дизайну трещины для заданного количества пропантанта.

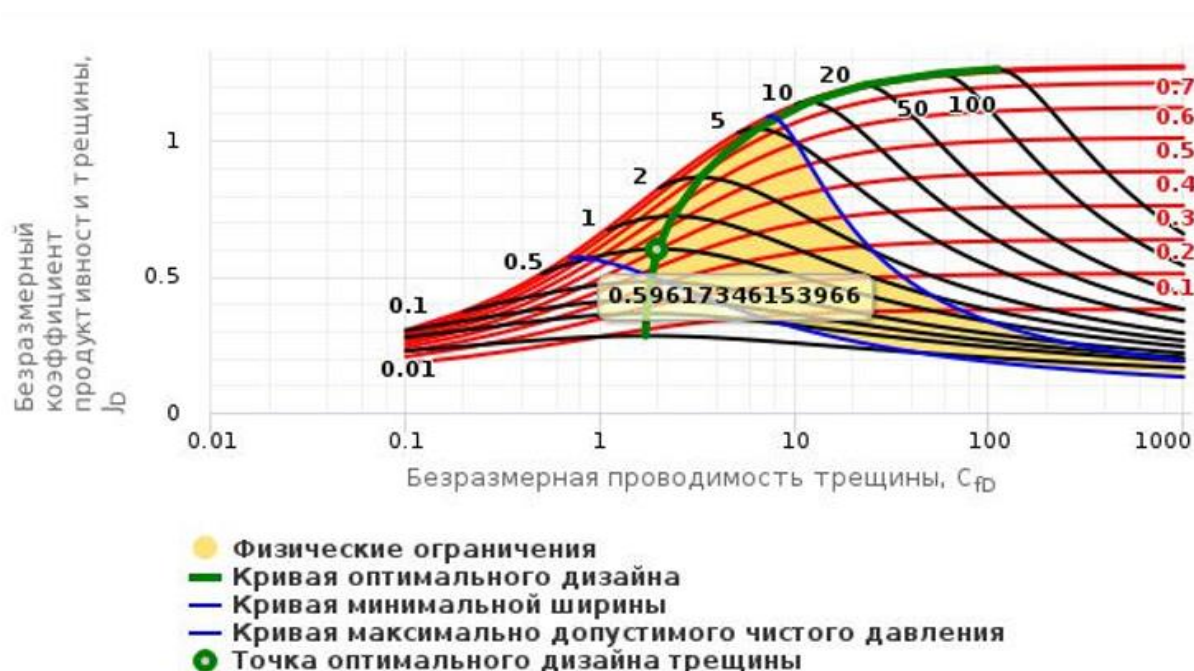


Рисунок 31 – Зависимость безразмерного коэффициента продуктивности скважины от безразмерной проводимости трещины

Расчет параметров трещин, согласно исходным данным в таблицу 15.

Таблица 15 – Результаты расчета параметров трещин

Параметр	Значения
Безразмерная проводимость трещины $C_{fD}$	1,98
Полудлина трещины $x_f$ , м	124
Ширина трещины $w_f$ , м	0,00297
Число пропанта $N_{prop}$	0,49

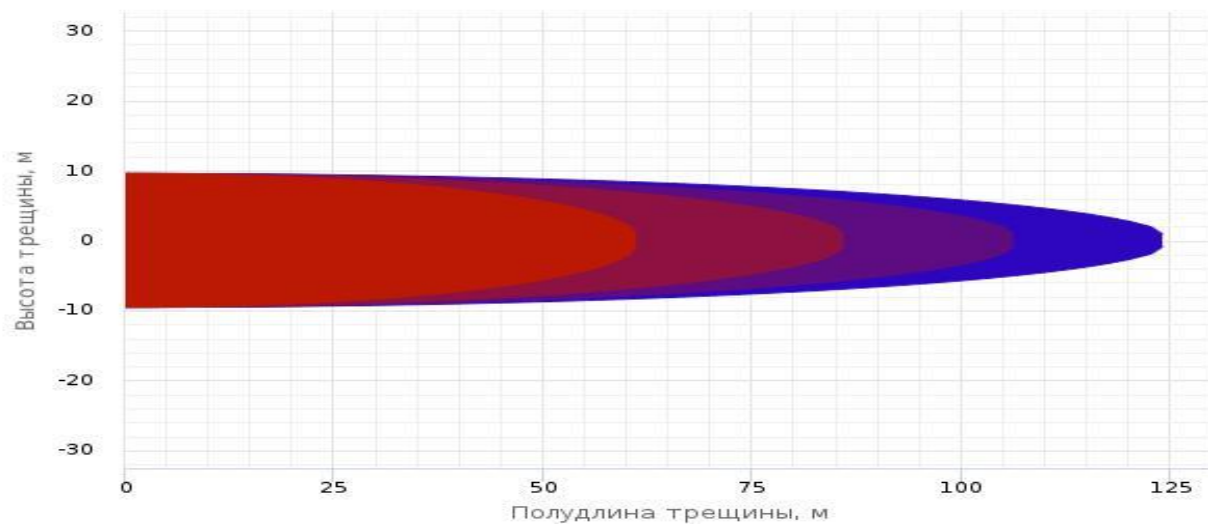


Рисунок 32 – Зависимость высоты трещины от полудлины трещины

В результате расчётов для выбранного пропанта были получены параметры идеальной трещины, представленные в таблице 15.

## 4 Расчет экономической эффективности проведения ГРП на примере скважины № 82 Лабаганского месторождения

### 4.1 Исходные данные

Основная цель расчета – окончательное решение задачи по нахождению оптимального числа трещин при проведении ГРП на скважине №82 Лабаганского месторождения, так как только на основании экономических показателей можно судить об эффективности получаемого результата.

Исходные данные для расчета представлены в таблице 16.

Таблица 16 – Исходные данные

Параметр	Значение
Дебит до обработки $q$ , м <sup>3</sup> /сут	13,82
Коэффициент экспоненты	0,243
Плотность нефти $\rho_n$ , кг/м <sup>3</sup>	874
Цена реализации 1 тонны нефти на внутреннем рынке, руб	20200
Налог на прибыль, %	20
Условно-переменные затраты, приходящиеся на добычу 1 тонны нефти, руб	4720
Базовая стоимость проведения одной стадии ГРП	4581500
Стоимость 1 тонны проппанта, дол	2480
Стоимость закачки 1 тонны проппанта, руб	89400
Курс доллара, руб	64
Ставка дисконтирования, %	15

### 4.2 Расчет дополнительной накопленной добычи

Для расчета дополнительной накопленной добычи нефти необходимо учесть продолжительность периода технологического эффекта после ГРП, а также характер падения добычи со временем.

Согласно рисунку 29, динамика падения после ввода скважины № 82 в эксплуатацию имеет экспоненциальный характер, с углом падения  $k = 0,103$ . Примем, что динамика изменения дебита после ГРП будет иметь подобный характер. Дебит после ГРП в течение времени согласно экспоненциальной зависимости можно рассчитать по следующей формуле:

$$q_э = Q \cdot e^{-kt}, \quad (6)$$

где  $Q$  – начальный дебит после проведения ГРП, м<sup>3</sup>/сут;  
 $k$  – коэффициент экспоненты;  
 $t$  – время, сут.

Время технологического эффекта найдем по формуле:

$$t_{эф} = \frac{\ln(\frac{q}{Q})}{-k}, \quad (7)$$

где  $q$  – дебит до проведения ГРП, м<sup>3</sup>/сут.

Дополнительную накопленную добычу за время технологического эффекта найдем по формуле:

$$\Delta V = \frac{(Q-q)}{k} \cdot (1 - e^{-kt}), \quad (8)$$

Так как цена на нефть указана в тоннах, переведем дополнительную накопленную добычу в массовые единицы:

$$\Delta M = \rho_n \cdot \Delta V, \quad (9)$$

где  $\rho_n$  – плотность нефти, кг/м<sup>3</sup>.

### 4.3 Расчет экономических параметров

Выручку от реализации дополнительно добытой нефти можно найти по формуле:

$$B_{доп} = \Delta M \cdot Ц, \quad (10)$$

где  $Ц$  – цена реализации 1 тонны нефти на внутреннем рынке, руб.

Затраты на проведение ГРП подрядной организацией включают в себя:

- стоимость проведения одной стадии ГРП;
- стоимость материалов и реагентов (пропант и нагнетаемые жидкости).

Таким образом, стоимость проведения ГРП зависит от числа стадий, типа и количества затрачиваемых материалов.

Рассчитать затраты на МГРП можно по формуле:

$$Z_{\text{ГРП}} = ((C_{\text{проп}} + C_{\text{зак}}) \cdot M_{\text{проп}} + C_{\text{ГРП}}) \cdot n, \quad (11)$$

где  $C_{\text{проп}}$  – стоимость 1 тонны пропанта, руб;

$C_{\text{зак}}$  – стоимость закачки одной тонны пропанта, руб;

$M_{\text{проп}}$  – масса пропанта, руб;

$C_{\text{ГРП}}$  – базовая стоимость проведения одной стадии ГРП, руб;

$n$  – количество стадий ГРП.

Условно-переменные затраты – это общая величина затрат, которая находится в прямой зависимости от объемов производства, добычи УВ. К ним относятся:

- затраты на сырье, материалы и комплектующие
- затраты на топливо и энергию на технологические цели;
- затраты на заработную плату производственных рабочих;
- затраты на содержание и эксплуатацию машин и оборудования.

Балансовая прибыль от внедрения метода увеличения нефтеотдачи:

$$П_{\text{Б}} = V_{\text{доп}} - \Delta M \cdot Z_{\text{доп}}, \quad (12)$$

где  $Z_{\text{доп}}$  – условно-переменные затраты на добычу 1 тонны нефти, руб.

Чистая прибыль:

$$П = П_{\text{Б}} \cdot \left(1 - \frac{H_{\text{пр}}}{100\%}\right), \quad (13)$$

где  $H_{\text{пр}}$  – налог на прибыль, %.

В мировой практике определение экономической эффективности базируется на методе дисконтирования, при котором все денежные потоки приводятся к одному моменту времени. Для того чтобы учесть зависимость

между капиталом и временем необходимо произвести дисконтирование денежных потоков [14].

Рассчитаем чистую приведенную стоимость (дисконтированный денежный поток)  $NPV$  по формуле:

$$NPV = \sum_{i=0}^n \frac{CF_t}{(1+R)^t}, \quad (14)$$

где  $CF$  – чистый денежный поток в период времени (чистая прибыль), руб

$R$  – ставка дисконтирования, доли ед.

$t$  – период времени за который берется чистый денежный поток;

$n$  – количество периодов (лет)

Срок окупаемости инвестиций  $PP$  – продолжительность периода, в течении которого произойдет полный возврат вложенного капитала с начала реализации проекта. За пределами этого периода показатель  $NPV$  становится неотрицательным.

Срок окупаемости инвестиций  $PP = \min n$ , при котором:

$$\sum_t^n CF_t > IC, \quad (15)$$

где  $IC$  - инвестиционный капитал (первоначальные затраты).

Оптимальное число трещин соответствует точке максимума  $NPV$ . В условиях неполноты и неточности информации при интерпретации промысловых данных, целесообразнее привести не точное значение, а диапазон оптимальных значений. Такое решение является гораздо более практичным, поскольку позволяет оператору выбирать то число трещин, которое наилучшим образом подходит для проведения гидроразрыва в данных конкретных условиях. Таким образом, можно сделать вывод, что для исходных данных, которые представлены в таблице 16, оптимальный диапазон количества трещин многостадийного гидравлического разрыва пласта для скважины № 378 месторождения им. Ю. Россихина составляет от 8 до 13, а средняя чистая приведенная стоимость в рамках этого диапазона

будет равна 976 млн. рублей. Срок окупаемости инвестиций  $PP$  изменяется от 0,15 года для 8 трещин до 0,24 для 13 трещин.

#### 4.4 Пример расчета экономических параметров

Исходные данные для расчета представлены в таблице 16.

В качестве примера проведем расчет при значении из полученного оптимального диапазона, возьмем число трещин  $N = 1$ .

Найдем время технологического эффекта по формуле 7:

$$t_{\text{эф}} = \frac{\ln\left(\frac{91}{277,5}\right)}{0,0009} = 1239 \text{сут} = 3,39 \text{ г.}$$

Рассчитаем дополнительную накопленную добычу нефти за время технологического эффекта по формуле 8:

$$\Delta V = \frac{(277,5-91)}{0,0009} \cdot (1 - e^{-0,0009 \cdot 1239}) = 139239 \text{м}^3$$

Переведем дополнительную накопленную добычу в массовые единицы:

$$\Delta M = 0,8094 \cdot 139239 = 112700 \text{т.}$$

Выручку от реализации дополнительно добытой нефти можно найти по формуле 10:

$$V_{\text{доп}} = 112700 \cdot 20200 = 2277 \text{ млн. руб}$$

Затраты на проведение ГРП рассчитаем согласно формуле 11:

$$Z_{\text{ГРП}} = ((2480 \cdot 64 + 89400) \cdot 20000 + 4581500) \cdot 10 = 95,4 \text{ млн. руб}$$

Рассчитаем балансовую прибыль по формуле 12:

$$П_{\text{Б}} = 2277 - 112700 \cdot 4720 = 1745 \text{ млн. руб}$$

Рассчитаем чистую прибыль по формуле 13:

$$П = 1745 \cdot \left(1 - \frac{20\%}{100\%}\right) = 1396 \text{ млн руб}$$

Для расчета чистой приведенной стоимости, рассчитаем экономические показатели для каждого года по формулам, приведенным выше. Результаты расчета сведем в таблицу 17.

Таблица 17 – Результаты расчета экономических показателей

Показатели	Год				
	0	1	2	3	4
Выручка, млн руб	-	948,5	682,9	491,7	153,4
Затраты на проведение ГРП, млн руб	95,4	-	-	-	-
Балансовая прибыль, млн руб	-	726,9	523,3	376,8	117,6
Чистая прибыль, млн руб	-	581,5	418,7	301,4	94,1

Рассчитаем чистую приведенную стоимость по формуле 14:

$$NPV = \sum_{i=0}^n \frac{CF_t}{(1+R)^t}$$

$$NPV = -95,4 + \frac{581,5}{(1 + 0,15)} + \frac{418,7}{(1 + 0,15)^2} + \frac{301,4}{(1 + 0,15)^3} + \frac{94,1}{(1 + 0,15)^4}$$

$$= 555,8 \text{ млн руб}$$

Найдем срок окупаемости инвестиций  $PP$  согласно выражению 15:

Для первого года:

$$505,7 > 95,4$$

Таким образом, окупаемость произойдет в первый год. Для получения более точного срока, предположим, что приток денежных средств поступает равномерно в течении всего периода, тогда:

$$PP = \left(1 - \frac{505,7 - 95,4}{505,7}\right) = 0,19 \text{ г}$$

Следовательно ГРП окупится через 0.19 года или 70 дней с момента запуска скважины в работу.



## Задание для раздела «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
3-2Б73Т	Викторов Владимир Алексеевич

<b>Школа</b>	<b>Инженерная школа природных ресурсов</b>	<b>НОЦ</b>	<b>Отделение нефтегазового дела</b>
<b>Уровень образования</b>	<b>Бакалавриат</b>	<b>Направление</b>	<b>21.03.01 Нефтегазовое дело</b>

Тема ВКР:

<b>Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:</b>	
1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Бюджет проекта – не более 420000 руб., в т.ч. затраты по оплате труда – не более 280000 руб; затраты на оборудование – 50000 руб.
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	Районный коэффициент – 1,3. Накладные расходы – 16%.
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Отчисления во внебюджетные фонды: 10% от фонда оплаты труда (ФОТ)
<b>Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:</b>	
1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	Анализ конкурентных технических решений. Анализ потенциальных потребителей. SWOT-анализ.
2. <i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	Планирование работ и оценка их выполнения. Разработка диаграммы Ганта. Бюджет проекта.
3. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	Определение интегрального показателя ресурсоэффективности.
<b>Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):</b>	
<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Оценка конкурентоспособности технических решений</li> <li>2. Матрица SWOT</li> <li>3. График проведения и бюджет НИ</li> <li>4. Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности НИ</li> </ol>	

<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	Клемашева Елена Игоревна	канд.экон.наук		

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
3-2Б73Т	Викторов Владимир Алексеевич		

## **5 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность, ресурсосбережение**

### **5.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения**

#### **5.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования**

Данная глава посвящена применению гидравлического разрыва пласта на нефтяных месторождениях.

Средняя проницаемость в новых зонах бурения снижается с каждым годом, что становится причиной снижения рентабельности месторождения. В связи с этим необходимо применение МУН для увеличения продуктивности скважин. Наиболее распространенной технологией является применения ГРП, поскольку оно имеет целый ряд преимуществ, которые выделены в главе 5.1.2 Анализ конкретных технических решений.

Потенциальными потребителями результатов исследования могут являться компании в чьем распоряжении имеются простаивающие скважины, на которых добыча нефти или газа традиционными способами уже невозможна или малорентабельна. Кроме того, в настоящее время метод применяется для разработки новых нефтяных пластов, извлечение нефти из которых традиционными способами нерентабельно ввиду низких получаемых дебитов.

При этом для повышения эффективности технологии необходимо знать сильные и слабые стороны, поэтому в данной главе проводится SWOTанализ.

### 5.1.2 Анализ конкурентных технических решений

Технологий ГРП имеет ряд преимуществ над альтернативными методами солянокислотной обработкой (СКО) и тепловой обработкой(ТО) – анализ приведен в таблице 18.

Таблица 18 - Сравнение альтернативных технологий

Параметр	ГРП	СКО	ТО
Стоимость, млн. руб.	1-3	0,3-0,5	0,2
Повышение продуктивности, %	200-500	30	10
Применимость	Средняя	Низкая	Низкая
Геологические ограничения	Подошвенная вода, газовая шапка	Тип породы	Тип породы

Из таблицы 1 видно, что, не смотря на то, что стоимость ГРП примерно в 2-15 раз выше, прирост в продуктивности от технологии выше в 10-50 раз, что подтверждается масштабностью применения.

При этом технология ГРП значительно более часто применяется на месторождениях (более чем в 80% случаев), поскольку в отличие от СКО и ТО она создает дополнительные высокопроводимые каналы, а не убирает загрязнения.

Единственными сдерживающими факторами применения технологии является наличие подошвенной воды и газовой шапки, повышение проницаемости участков пласта которых может повысить обводнённость добываемой нефти и свести на нет положительный эффект метода.

### 5.1.3 SWOT-анализ

SWOT-анализ используют для исследования внешней и внутренней среды проекта. Он дает четкое представление о ситуации и указывает, в каких направлениях нужно действовать производителю, используя сильные

стороны, чтобы максимизировать возможности и свести к минимуму угрозы и слабости. SWOT-анализ представлен в таблице 19.

Таблица 19 – SWOT-анализ для исследования внешней и внутренней среды проекта нашего производства

	<b>Сильные стороны научно исследовательского проекта:</b> 1. Высокая расчётная точность 2. Применение компьютерного моделирования 3. Низкий срок окупаемости	<b>Слабые стороны научноисследовательского проекта:</b> 1. Неприменимость при наличии газовой шапки 2. Потеря скважины в случае аварии 3. Высокая стоимость
<b>Возможности:</b> 1. Массовое применение 2. Шаблонность процедуры 3. Использование естественной воды	1. Снижение стоимости за счет закупки собственного оборудования 2. Повышение диапазона применимости	1. Необходимость проведения дополнительных расчетов 2. Аварии в случае недостаточного контроля за операциями 3. Снижение эффективности
<b>Угрозы:</b> 1. Аварии по вине персонала 2. Несоответствие реальных параметров операции расчётной модели	1. Повышение квалификации сотрудников 2. Контрактование на запланированный объем 3. Проведение минигрп для уточнения параметров ГРП	1. Невозможность применения из-за высокой стоимости 2. Потери инвестиций в скважину при аварии

По итогам SWOT-анализа выявлены возможности для дальнейшего развития технологии ГРП.

1) Снижение негативного влияния угрозы 1 (аварии по вине персонала) может быть достигнуто за счет массовой типизации технологий и тем самым повышения квалификации сотрудников через большое количество проведенных однотипных операций.

2) Риск несоответствия реальных параметров проведения ГРП расчётным минимизируется за счёт предварительного проведения минигрп, уточнения исходных данных и создание наиболее точной модели проведения основного ГРП.

3) Высокая эффективность и возможность масштабного тиражирования выделяют технологию ГРП по сравнению с конкурентами. Большинство угроз и слабых мест могут быть нивелированы за счет этого. Однако необходимо уделять внимание качеству проектирования и планированию работ.

## 5.2 Структура работ в рамках научного исследования

Для выполнения научных исследований формируется рабочая группа, в состав которой могут входить научные сотрудники и преподаватели, инженеры, техники и лаборанты. По каждому виду запланированных работ устанавливается соответствующая должность исполнителей. Порядок этапов работ и распределение исполнителей для данной научно-исследовательской работы приведен в таблице 20.

Таблица 20 - Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	Номер раб.	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель
Выбор направления исследований	2	Выбор направления исследований	Руководитель, Исполнитель
	3	Подбор и изучение материалов по теме	Исполнитель
	4	Календарное планирование работ по теме	Руководитель, Исполнитель
Теоретические и экспериментальные исследования	5	Анализ накопленного опыта применения	Руководитель, Исполнитель
	6	Подбор оптимальных параметров	Исполнитель
	7	Оценка прироста дебита нефти	Руководитель, Исполнитель
Обобщение и оценка результатов	8	Экономическая оценка полученных результатов	Исполнитель
	9	Определение целесообразности проведения ВКР	Руководитель, Исполнитель
Оформление комплекта документации по ВКР	10	Составление пояснительной записки	Исполнитель

### 5.2.1 Определение трудоемкости выполнения работ

Определение ожидаемой (средней) трудоемкости выполнения:

$$t_{ожі} = \frac{3t_{mini} + 2t_{maxi}}{5}, \quad (16)$$

где  $t_{ожі}$  – наиболее вероятное время в течение, которого должна быть выполнена работа, чел-дни;

$t_{mini}$  – минимальное время для выполнения данного этапа при благоприятном стечении обстоятельств, чел-дни;

$t_{maxi}$  – максимальное время для выполнения данного этапа при неблагоприятном стечении обстоятельств, чел-дни.

Исходя из ожидаемой трудоемкости, рассчитывается продолжительность каждой работы в рабочих днях:

$$T_{pi} = \frac{t_{ожі}}{Ч_i}, \quad (17)$$

где  $T_{pi}$  – продолжительность одной работы, раб. дней;

$t_{ожі}$  – ожидаемая трудоемкость выполнения одной работы, чел-дни;

$Ч_i$  – численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на данном этапе, чел.

### 5.2.2 Разработка графика проведения научного исследования

Для перевода длительности каждого этапа из рабочих в календарные дни, необходимо воспользоваться формулой:

$$T_{ki} = T_{pi} * k_{кал}, \quad (18)$$

где  $T_{ki}$  – продолжительность выполнения  $i$ -й работы в календарных днях;

$T_{pi}$  – продолжительность выполнения  $i$ -й работы в рабочих днях;

$k_{кал}$  – коэффициент календарности.

Коэффициент календарности определяется по следующей формуле:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}}, \quad (19)$$

где  $T_{\text{кал}}$  – количество календарных дней в году;

$T_{\text{вых}}$  – количество выходных дней в году;

$T_{\text{пр}}$  – количество праздничных дней в году.

В 2020 году 366 календарных дней, из них 105 выходных для и 14 праздничных дней. Тогда коэффициент календарности равен:

$$k_{\text{кал}} = \frac{365}{365 - 118} = 1,48 \quad (20)$$

В таблице 21 представлены временные показатели проведения научно-исследовательской работы.

Таблица 21 - Временные показатели проведения научного исследования












Наименование работ	Трудоемкость работ			Исполнители	Т <sub>р</sub> , раб. дн.	Т <sub>ки</sub> , кал. дн.
	t <sub>min</sub> , чел.дн.	t <sub>max</sub> , чел-дн.	t <sub>ож</sub> , чел-дн.			
Составление и утверждение технического задания	2	5	2,5	Р	2,5	3,7
Выбор направления исследований	2	5	2,5	Р, И	1,25	1,85
Подбор и изучение материалов по теме	15	20	15	И	15	22,2
Календарное планирование работ по теме	2	4	2,5	Р, И	1,25	1,85
Анализ накопленного опыта применения	6	8	6,5	Р, И	3,25	4,8
Подбор оптимальных параметров	20	25	22	И	22	32,6
Оценка прироста дебита нефти	5	8	7	Р, И	3,5	5,2
Определение целесообразности проведения ВКР	5	8	6,0	Р, И	3	4,4
Составление пояснительной записки, расчет потенциального эффекта от технологии	2	3	2,0	Р, И	1	1,5
Оценка возможности тиражирования технологии	10	20	16	И	16	23,7
Итого:					68,75	101,75

Р – руководитель; И - бакалавр

На основе таблицы 21 был построен календарный план-график в виде диаграммы Ганта – таблица 22.



Таблица 22 – Календарный план-график проведения НИОКР

Вид работы	Исполнители	T <sub>кi</sub> , дне й	Продолжительность выполнения работ											
			февраль		март			апрель			май			
			2	3	1	2	3	1	2	3	1	2		
Составление и утверждение технического задания	Руководитель	4												
Выбор направления исследований	Руководитель, Исполнитель	2												
Подбор и изучение материалов по теме	Исполнитель	22												
Календарное планирование работ по теме	Руководитель, Исполнитель	2												
Анализ накопленного опыта применения	Руководитель, Исполнитель	4												
Подбор оптимальных параметров	Исполнитель	33												
Оценка прироста дебита нефти	Руководитель, Исполнитель	5												
Оценка полученных результатов	Руководитель, Исполнитель	4												
Определение целесообразности проведения ВКР	Руководитель, Исполнитель	2												
Составление пояснительной записки	Исполнитель	24												

Руководитель 

Исполнитель 

### 5.3 Бюджет научно-технического исследования (НТИ)

При планировании бюджета НТИ должно быть обеспечено полное и достоверное отражение всех видов расходов, связанных с его выполнением.

#### 5.3.1 Основная заработная плата исполнителей

Расходы по заработной плате определяются по трудоемкости выполняемой работы и действующей системы окладов и тарифных ставок. В основную заработную плату вносится премия, которая выплачивается каждый месяц в размере 20 –30 % от оклада.

Заработная плата инженера-проектировщика:

$$Z_{\text{полн}} = Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}, \quad (21)$$

где  $Z_{\text{осн}}$  - основная заработная плата

$Z_{\text{доп}} = Z_{\text{осн}} * 0,15$  – дополнительная заработная плата.

$$Z_{\text{осн}} = Z_{\text{дн}} + T_p, \quad (22)$$

где  $Z_{\text{дн}}$  - среднедневная заработная плата

$T_p$  - суммарная продолжительность работ, выполняемая научно-техническим сотрудником.

Размер средней заработной платы рассчитывается по формуле:

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_M * M}{F_D}, \quad (23)$$

где  $Z_M$  - заработная плата за 1 месяц;

$M$  - количество месяцев работы без отпуска;

$F_D$  - фонд рабочего времени научно-технического персонала(таблица 8).

Таблица 23 – баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Инженер
Количество календарных дней	365	365
Количество нерабочих дней	122	146
Действительный годовой фонд рабочего времени	243	219

Заработная плата научно-технического специалиста рассчитывается по формуле:

$$Z_M = Z_{TC} * (1 + k_{пр} + k_d) * k_p, \quad (24)$$

где  $Z_{TC}$  - заработная плата по тарифной ставке

$k_{пр}$  - премиальный коэффициент 0,3;

$k_d$  - коэффициент надбавок и доплат 0,2;

$k_p$  - районный коэффициент (для Томска 1,3).

С помощью представленных выше формул находим основную заработную плату инженера НТИ, оклад равен 18000.

$$Z_M = Z_{TC} * (1 + k_{пр} + k_d) * k_p = 18000 * (1 + 0,3 + 0,2) * 1,2 = 32400 \text{руб};$$

$$Z_{дн} = \frac{Z_M * M}{F_d} = \frac{32400 * 11,2}{220} = 1649 \text{руб};$$

$$Z_{осн} = Z_{дн} + T_p = 1649 * 49 = 80801 \text{руб};$$

$$Z_{полн} = Z_{осн} + Z_{доп} = Z_{осн} * 0,15 + Z_{осн} = 80801 + 0,15 * 80801 = 92921 \text{руб}.$$

Руководитель имеет оклад равный 29000 рублей. С учётом этого, рассчитаем размер основной заработной платы руководителя НТИ:

$$Z_M = Z_{TC} * (1 + k_{пр} + k_d) * k_p = 29000 * (1 + 0,3 + 0,2) * 1,2 = 52200 \text{руб};$$

$$Z_{дн} = \frac{Z_M * M}{F_d} = \frac{52200 * 10,4}{244} = 2225 \text{руб};$$

$$Z_{осн} = Z_{дн} + T_p = 2225 * 8 = 17800 \text{руб};$$

$$Z_{полн} = Z_{осн} + Z_{доп} = Z_{осн} * 0,15 + Z_{осн} = 17800 + 0,15 * 17800 = 20470 \text{руб}.$$

Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

Отчисления во внебюджетные фонды:

$$З_{внеб} = k_{внеб} * (З_{осн} + З_{доп}), \quad (25)$$

где  $k_{внеб}$  – коэффициент отчислений во внебюджетные фонды.

Отчисления во внебюджетные фонды представлены в таблице 24.

Таблица 24 – Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Основная заработная плата	Дополнительная заработная плата
Инженер	80801	12120
Руководитель	17800	2670
Коэффициент отчислений	0,302	
Итого	$З_{внеб}=0,302*(80801+12120+17800+2670)=$ 34017,3 руб.	

### 5.3.2 Накладные расходы

Накладные расходы учитывают прочие затраты организации, которые не попали в предыдущие статьи расходов. Накладные расходы находятся по выражению:

$$З_{накл}=(\text{Сумма статей}) * k_{нр} = (1320+909+92921+20470+34017,3)*0,16 = 31747,1 \text{ руб.}$$

где  $k_{нр}$  – коэффициент учитывающий накладные расходы.

Величина коэффициента накладных расходов принимается в размере 16%.

### 5.3.3. Амортизация использования основных средств

В ходе проектирования ГРП было использовано специальное программное обеспечение(ПО), установленное на базе организации, используемое и для других проектов, общей стоимостью 120 тыс.руб. Лицензия действительна 24 месяца. А так же персональный компьютер(ПК) организации стоимостью в 100 тыс.руб. Планируемый срок службы которого 3 года. Данные средства подлежат амортизации.

Для расчёта амортизации воспользуемся линейным методом:

$$A=C/(СПИ/СФИ) \quad , \quad (26)$$

где А – сумма амортизационных отчислений

С – начальная стоимость амортизируемых средств

СПИ – срок планируемого полезного использования

СФИ – срок фактического использования

$$A_{\text{ПО}}=120000/(24/3)=15000 \text{ руб.}$$

$$A_{\text{ПК}}=100000/(36/3)= 8334 \text{ руб.}$$

Итого на амортизацию использования основных средств уйдёт 16250руб.

Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта

Рассчитанные затраты научно-исследовательской работы – основа для определения бюджета затрат проекта.

Определение бюджета затрат на научно-исследовательский проект приведено в таблице 25.

Таблица 25 – Бюджет затрат НТИ

Наименование статьи	Сумма, руб	Доля в %
Расчет затрат на заработную плату инженера	92921	0,47729067
Расчет затрат на заработную плату руководителя	20470	0,105144585
Расчет затрат на отчисления в внебюджетные фонды	34017,3	0,174730577
Расчет накладных расходов	23942	0,122978586
Амортизация	23334	0,119855582
Бюджет затрат НТИ	194684,3	100

Из данных таблицы видно, что большую долю всех затрат из бюджета научно-технического исследования составляют заработные платы инженера и руководителя. Самые малые доли от общих затрат имеют материальные затраты НТИ и амортизационные отчисления. Все затраты проекта могут быть реализованы, так как оказались ожидаемы.

#### 5.4 Определение эффективности исследования

Определение эффективности происходит на основе расчета интегрального показателя эффективности научного исследования. Его нахождение связано с определением двух средневзвешенных величин: финансовой эффективности и ресурсоэффективности.

##### 5.4.1 Интегральный показатель финансовой эффективности

Интегральный показатель финансовой эффективности научного исследования получают в ходе оценки бюджета затрат трех вариантов исполнения научного исследования. Для этого наибольший интегральный показатель реализации технической задачи принимается за базу расчета (как знаменатель), с которым соотносятся финансовые значения по всем вариантам исполнения.

Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_{\text{фин}}^{\text{исп}} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\text{max}}}, \quad (27)$$

$\Phi_{pi}$  – стоимость  $i$ -го варианта исполнения;

$\Phi_{\text{max}}$  – максимальная стоимость исполнения научно-исследовательского проекта (в т.ч. аналоги).

Полученная величина интегрального финансового показателя разработки отражает соответствующее численное увеличение бюджета затрат разработки в размах (значение больше единицы), либо соответствующее

численное удешевление стоимости разработки в разгах (значение меньше единицы, но больше нуля).

За исходные данные возьмём известные нам значения альтернативных исполнений исследования(таблица 26).

Таблица 26 – бюджет затрат НТИ в сравнении с альтернативными исполнениями.

Наименование статьи	Сумма, руб		
	Исходной исполнение	Проектирование ГРП на базе НТИ г.Тюмень	Проектирование ГРП на базе НТИ г.Сургут
Расчет затрат на заработную плату инженера	92921	94051	91568
Расчет затрат на заработную плату руководителя	20470	20768	21697
Расчет затрат на отчисления в внебюджетные фонды	34017,3	34422,7	33513,9
Расчет накладных расходов	23942	24310,67	24070,224
Амортизация	23334	25000	24786
Бюджет затрат НТИ	194684,3	198552,37	195635,124

Интегральный финансовый показатель разработки:

$$I_{\text{фин}}^{\text{исп}} = \frac{194684,3}{198552,37} = 0,98$$

Согласно расчётам, интегральный финансовый показатель разработки оказался меньше единицы, следовательно выбранное нами исполнение проекта является наиболее эффективным в сравнении с альтернативными исследованиями.

#### 5.4.2 Интегральный показатель ресурсоэффективности

Интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов исполнения объекта исследования можно определить следующим образом:

$$I_{pi} = \sum a_i * b_i, \quad (28)$$

Где  $I_{pi}$  – интегральный показатель ресурсоэффективности для  $i$ -того варианта исполнения;

$a_i$  – весовой коэффициент  $i$ -того варианта исполнения;

$b_i$  – Бальная оценка  $i$ -того варианта исполнения, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания;

$n$  – число параметров сравнения.

Расчёт интегрального показателя ресурсоэффективности будем проводить в форме таблицы (таблица 27).

Таблица 27 – сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта.

Объект исследования/ Критерии	Весовой коэффициент параметра	Исходное исполнение	Проектированы в ГРП на базе НТИ г.Тюмень	Проектированы в ГРП на базе НТИ г.Сургут
1. Эффективность	0,2	5	4	4
2. Безопасность	0,15	5	3	4
3. Время проведения	0,15	4	5	3
5. Надежность	0,25	4	4	4
6. Материалоемкость	0,15	5	4	4
ИТОГО	1			

$$I_{\text{исходн.}} = 5 * 0,2 + 5 * 0,15 + 4 * 0,15 + 4 * 0,25 + 5 * 0,15 = 4,1$$

$$I_{\text{альт.1}} = 4 * 0,2 + 3 * 0,15 + 5 * 0,15 + 4 * 0,25 + 4 * 0,15 = 3,6$$

$$I_{\text{альт.2}} = 4 * 0,2 + 4 * 0,15 + 3 * 0,15 + 4 * 0,25 + 4 * 0,15 = 3,45$$

Согласно расчётам, интегральный показатель ресурсоэффективности исходного исполнения оказался значительно выше альтернативных исследований, следовательно выбранное нами



исполнение проекта является наиболее эффективным в сравнении с альтернативными исследованиями.

5.5 Выводы по разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение».

1) Выявлены потенциальные потребители результатов исследования – недропользователи месторождений Западной Сибири.

2) Проведён анализ конкурентных технических решений. Проведено сравнение с конкурентами (ОПЗ, ТО). Из проведенного анализа можно сделать вывод, что значительно более высокая эффективность, не смотря на большую стоимость, делают данную технологию оптимальной.

3) В ходе SWOT-анализа основными угрозами обозначены: аварии по вине персонала и возможное отклонение расчётных параметров от реальных условий. Возможные пути снижения влияния выявленных угроз представлены в подразделе 5.1.3.

4) При планировании НТИ создан список этапов работ в рамках проектирования научного исследования, распределены исполнители по типам работ, а также разработан алгоритм составления этапов работ.

5) Трудовые затраты составляют основную часть от стоимости разработки, при определении трудоемкости выполнения научного исследования и зарплате графика проведения научных работ было установлено 68,78 рабочих дней, 101,75 календарных.

6) При планировании бюджета НТИ обеспечено полное и достоверное отражение всех видов расходов, связанных с его выполнением, что составило 187600,3руб. В процессе формирования бюджета использованы группировки по статьям.

7) Рассчитан интегральный финансовый показатель разработки равный 0,98. А так же рассчитанный интегральный показатель ресурсоэффективности оказался выше, чем у альтернативных

исследований. Это говорит о том, что наше исследование наиболее финансово эффективно в сравнении с альтернативными.

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА  
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
3-2Б73Т	Викторов Владимир Алексеевич

Школа	ИШИТР	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело»»

**Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»: Тема выпускной квалификационной работы: «Проектирование гидравлического разрыва пласта на Лабаганском месторождении (НАО)»**

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения

Объектом исследования являются технологии проведения гидравлического разрыва пласта.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

**1. Производственная безопасность**

1.1. Анализ выявленных вредных факторов

- Природа воздействия
- Действие на организм человека
- Нормы воздействия и нормативные документы (для вредных факторов)
- СИЗ коллективные и индивидуальные

1.2. Анализ выявленных опасных факторов:

- Термические источники опасности
- Электробезопасность
- Пожаробезопасности

Вредные факторы: Недостаточная освещенность;  
Нарушения микроклимата, оптимальные и допустимые параметры;  
Повышенный уровень электромагнитного излучения, ПДУ, СКЗ, СИЗ;  
Опасные факторы:  
Электробезопасность, класс электроопасности помещения, безопасные номиналы I, U, R<sub>заземления</sub>, СКЗ, СИЗ; Проведен расчет освещения рабочего места; представлен рисунок размещения светильников на потолке с размерами в системе СИ;  
Пожаробезопасность, категория пожароопасности помещения, марки огнетушителей, их назначение и ограничение применения; Приведена схема эвакуации.

**2. Экологическая безопасность:**

- Выбросы в окружающую среду
- Решения по обеспечению экологической безопасности

Наличие промышленных отходов (бумага-черновики, вторцвет- и чермет, пластмасса, перегоревшие люминесцентные лампы, оргтехника) и способы их утилизации;

**3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:**

1.перечень возможных ЧС при разработке и

Рассмотрены 2 ситуации ЧС:  
1) природная – сильные морозы зимой, (аварии на электро-, тепло-

эксплуатации проектируемого решения; 2.разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; 3.разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.	коммуникациях, водоканале, транспорте); 2) техногенная – несанкционированное проникновение посторонних на рабочее место (возможны проявления вандализма, диверсии, промышленного шпионажа), представлены мероприятия по обеспечению устойчивой работы производства в том и другом случае.
<b>4. Перечень нормативно-технической документации.</b>	<b>ГОСТы, СНИПы, СанПиНы</b>

<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>
Профессор ТПУ	Федорчук Ю.М.	д.т.н.		.

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
3-2Б73Т	Викторов Владимир Алексеевич		

## **6 Социальная ответственность**

Социальная ответственность – ответственность отдельного ученого и научного сообщества перед обществом. Первостепенное значение при этом имеет безопасность применения технологий, которые создаются на основе достижений науки, предотвращение или минимизация возможных негативных последствий их применения, обеспечение безопасного как для испытуемых, как и для окружающей среды проведения исследований.

В ходе данной работы разработка и исследование высокоэффективного источника питания для телекоммуникационного оборудования. Работа выполнялась в лаборатории ИОА СО РАН. Все работы выполнялись с использования компьютера. Раздел также включает в себя оценку условий труда на рабочем месте, анализ вредных и опасных факторов труда, разработку мер защиты от них.

### **6.1 Производственная безопасность**

#### **6.1.1 Отклонение показателей микроклимата в помещении**

Проанализируем микроклимат в помещении, где находится рабочее место. Микроклимат производственных помещений определяют следующие параметры: температура, относительная влажность, скорость движения воздуха. Эти факторы влияют на организм человека, определяя его самочувствие.

Оптимальные и допустимые значения параметров микроклимата приведены в таблице 28 и 29.

Таблица 28 - Оптимальные нормы микроклимата

Период года	Температура воздуха, °С	Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с
Холодный	19-23	40-60	0,1
Теплый	23-25		0,1

Таблица 29 - Допустимые нормы микроклимата

Период года	Температура воздуха, °С		Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с
	Нижняя допустимая граница	Верхняя допустимая граница		
Холодный	15	24	20-80	<0,5
Теплый	22	28	20-80	<0,5

Температура в теплый период года 23-25°С, в холодный период года 19-23°С, относительная влажность воздуха 40-60%, скорость движения воздуха 0,1 м/с.

Общая площадь рабочего помещения составляет 42м<sup>2</sup>, объем составляет 147м<sup>3</sup>. По СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 санитарные нормы составляют 6,5 м<sup>2</sup> и 20 м<sup>3</sup> объема на одного человека. Исходя из приведенных выше данных, можно сказать, что количество рабочих мест соответствует размерам помещения по санитарным нормам.

После анализа габаритных размеров рассмотрим микроклимат в этой комнате. В качестве параметров микроклимата рассмотрим температуру, влажность воздуха, скорость ветра.

В помещении осуществляется естественная вентиляция посредством наличия легко открываемого оконного проема (форточки), а также дверного

проема. По зоне действия такая вентиляция является общеобменной. Основной недостаток - приточный воздух поступает в помещение без предварительной очистки и нагревания. Согласно нормам СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 объем воздуха необходимый на одного человека в помещении без дополнительной вентиляции должен быть более  $40\text{ м}^3$  [1]. В нашем случае объем воздуха на одного человека составляет  $42\text{ м}^3$ , из этого следует, что дополнительная вентиляция не требуется. Параметры микроклимата поддерживаются в холодное время года за счет систем водяного отопления с нагревом воды до  $100^\circ\text{C}$ , а в теплое время года – за счет кондиционирования, с параметрами согласно [2]. Нормируемые параметры микроклимата, ионного состава воздуха, содержания вредных веществ должны соответствовать требованиям [3].

#### 6.1.2 Превышение уровней шума

Одним из наиболее распространенных в производстве вредных факторов является шум. Он создается рабочим оборудованием, преобразователями напряжения, рабочими лампами дневного света, а также проникает снаружи. Шум вызывает головную боль, усталость, бессонницу или сонливость, ослабляет внимание, память ухудшается, реакция уменьшается.

Основным источником шума в комнате являются компьютерные охлаждающие вентиляторы и. Уровень шума варьируется от 35 до 42 дБА. Согласно СанПиН 2.2.2 / 2.4.1340-03, при выполнении основных работ на ПЭВМ уровень шума на рабочем месте не должен превышать 82 дБА [4].

При значениях выше допустимого уровня необходимо предусмотреть средства индивидуальной защиты(СИЗ) и средства коллективной защиты (СКЗ) от шума.

Средства коллективной защиты:

- устранение причин шума или существенное его ослабление в источнике образования;
  - изоляция источников шума от окружающей среды (применение глушителей, экранов, звукопоглощающих строительных материалов);
  - применение средств, снижающих шум и вибрацию на пути их распространения;
- Средства индивидуальной защиты;
- применение спецодежды и защитных средств органов слуха: наушники, беруши, антифоны.

### 6.1.3 Повышенный уровень электромагнитных излучений

Источником электромагнитных излучений в нашем случае являются дисплеи ПЭВМ. Монитор компьютера включает в себя излучения рентгеновской, ультрафиолетовой и инфракрасной области, а также широкий диапазон электромагнитных волн других частот. Согласно СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 напряженность электромагнитного поля по электрической составляющей на расстоянии 50 см вокруг ВДТ не должна превышать 25В/м в диапазоне от 5Гц до 2кГц, 2,5В/м в диапазоне от 2 до 400кГц [1]. Плотность магнитного потока не должна превышать в диапазоне от 5 Гц до 2 кГц 250нТл, и 25нТл в диапазоне от 2 до 400кГц. Поверхностный электростатический потенциал не должен превышать 500В [1]. В ходе работы использовалась ПЭВМ типа Acer VN7-791 со следующими характеристиками: напряженность электромагнитного поля 2,5В/м; поверхностный потенциал составляет 450 В (основы противопожарной защиты предприятий ГОСТ 12.1.004 и ГОСТ 12.1.010 – 76.)[5].

При длительном постоянном воздействии электромагнитного поля (ЭМП) радиочастотного диапазона при работе на ПЭВМ у человеческого организма сердечно-сосудистые, респираторные и нервные расстройства,



головные боли, усталость, ухудшение состояния здоровья, гипотония, изменения сердечной мышцы проводимости. Тепловой эффект ЭМП характеризуется увеличением температуры тела, локальным селективным нагревом тканей, органов, клеток за счет перехода ЭМП на теплую энергию.

Предельно допустимые уровни облучения (по ОСТ 54 30013-83):

а) до 10 мкВт/см<sup>2</sup>, время работы (8 часов);

б) от 10 до 100 мкВт/см<sup>2</sup>, время работы не более 2 часов;

в) от 100 до 1000 мкВт/см<sup>2</sup>, время работы не более 20 мин. при

условии

пользования защитными очками;

г) для населения в целом ППИМ не должен превышать 1 мкВт/см<sup>2</sup>.

Защита человека от опасного воздействия электромагнитного излучения осуществляется следующими способами:

СКЗ

– защита временем;

– защита расстоянием;

– снижение интенсивности излучения непосредственно в самом источнике излучения;

– экранирование источника;

– защита рабочего места от излучения;

СИЗ

– Очки и специальная одежда, выполненная из металлизированной ткани (кольчуга). При этом следует отметить, что использование СИЗ возможно при кратковременных работах и является мерой аварийного характера. Ежедневная защита обслуживающего персонала должна обеспечиваться другими средствами.

– Вместо обычных стекол используют стекла, покрытые тонким слоем золота или диоксида олова (SnO<sub>2</sub>).

#### 6.1.4 Поражение электрическим током

К опасным факторам можно отнести наличие в помещении большого количества аппаратуры, использующей однофазный электрический ток напряжением 220 В и частотой 50Гц. По опасности электропоражения комната относится к помещениям без повышенной опасности, так как отсутствует повышенная влажность, высокая температура, токопроводящая пыль и возможность одновременного соприкосновения токоведущих элементов с заземленными металлическими корпусами оборудования [6].

Лаборатория относится к помещению без повышенной опасности поражения электрическим током. Безопасными номиналами являются:  $I$  меньше 0,1 А;  $U$  меньше (2-36) В;  $R_{\text{зазем}}$  меньше 4 Ом. В помещении применяются следующие меры защиты от поражения электрическим током: недоступность токоведущих частей для случайного прикосновения, все токоведущие части изолированы и ограждены. Недоступность токоведущих частей достигается путем их надежной изоляции, применения защитных ограждений (кожухов, крышек, сеток и т.д.), расположения токоведущих частей на недоступной высоте.

Каждому необходимо знать меры медицинской помощи при поражении электрическим током. В любом рабочем помещении необходимо иметь медицинскую аптечку для оказания первой медицинской помощи.

Поражение электрическим током чаще всего наступает при небрежном обращении с приборами, при неисправности электроустановок или при их повреждении.

Для освобождения пострадавшего от токоведущих частей необходимо использовать непроводящие материалы. Если после освобождения пострадавшего из-под напряжения он не дышит, или дыхание слабое, необходимо вызвать бригаду скорой медицинской помощи и оказать пострадавшему доврачебную медицинскую помощь:

- обеспечить доступ свежего воздуха (снять с пострадавшего стесняющую одежду, расстегнуть ворот);
  - очистить дыхательные пути;
  - приступить к искусственной вентиляции легких (искусственное дыхание);
  - в случае необходимости приступить к непрямому массажу сердца.
- Любой электроприбор должен быть немедленно обесточен в случае:
- возникновения угрозы жизни или здоровью человека;
  - появления запаха, характерного для горячей изоляции или пластмассы;
  - появления дыма или огня;
  - появления искрения;
  - обнаружения видимого повреждения силовых кабелей или коммутационных устройств.

Для защиты от поражения электрическим током используют СИЗ и СКЗ.

Средства коллективной защиты:

- Зануление источников электрического тока;
- заземление электрооборудования;
- разделение электроцепей с помощью трансформаторов;
- использование щитов, барьеров, клеток, ширм, а также заземляющих и шунтирующих штанг, специальных знаков и плакатов.

Средства индивидуальной защиты:

- Использование диэлектрических перчаток, изолирующих клещей и штанг, слесарных инструментов с изолированными рукоятками, указатели величины напряжения, калоши, боты, подставки и коврики.

### 6.1.5 Освещение на рабочем месте

Согласно СНиП 23-05-95 в лаборатории, где происходит периодическое наблюдение за ходом производственного процесса при постоянном нахождении людей в помещении освещенность при системе общего освещения не должна быть ниже 300 Лк [4].

Правильно спроектированное и выполненное освещение обеспечивает высокий уровень работоспособности, оказывает положительное психологическое действие на человека и способствует повышению производительности труда.

На рабочей поверхности должны отсутствовать резкие тени, которые создают неравномерное распределение поверхностей с различной яркостью в поле зрения, искажает размеры и формы объектов различия, в результате повышается утомляемость и снижается производительность труда.

Для защиты от слепящей яркости видимого излучения (факел плазмы в камере с катализатором) применяют защитные очки, щитки, шлемы. Очки на должны ограничивать поле зрения, должны быть легкими, не раздражать кожу, хорошо прилегать к лицу и не покрываться влагой.

Расчёт общего равномерного искусственного освещения горизонтальной рабочей поверхности выполняется методом коэффициента светового потока, учитывающим световой поток, отражённый от потолка и стен. Длина помещения  $A = 7$  м, ширина  $B = 6$  м, высота = 3,5 м. Высота рабочей поверхности над полом  $h_p = 1,0$  м. Согласно ГОСТ Р 55710-2013 необходимо создать освещенность не ниже 150 лк, в соответствии с разрядом зрительной работы.

Площадь помещения:

$$S = A \times B, \quad (28)$$

где  $A$  – длина, м;

$B$  – ширина, м.

$$S = 7 \times 6 = 42 \text{ м}^2$$

Коэффициент отражения свежепобеленных стен с окнами, без штор  $\rho_c=50\%$ , свежепобеленного потолка  $\rho_{\text{П}}=70\%$ . Коэффициент запаса, учитывающий загрязнение светильника, для помещений с малым выделением пыли равен  $K_3 = 1,5$ . Коэффициент неравномерности для люминесцентных ламп  $Z= 1,1$ .

Выбираем лампу дневного света ЛД-40, световой поток которой равен  $\Phi_{\text{ЛД}} = 2600 \text{ Лм}$ .

Выбираем светильники с люминесцентными лампами типа ОДОР-2-40. Этот светильник имеет две лампы мощностью 40 Вт каждая, длина светильника равна 1227 мм, ширина – 265 мм.

Интегральным критерием оптимальности расположения светильников является величина  $\lambda$ , которая для люминесцентных светильников с защитной решёткой лежит в диапазоне 1,1–1,3. Принимаем  $\lambda=1,1$ , расстояние светильников от перекрытия (свес)  $h_c = 0,3 \text{ м}$ .

Высота светильника над рабочей поверхностью определяется по формуле:

$$h = h_n - h_p, \quad (29)$$

где  $h_n$  – высота светильника над полом, высота подвеса,

$h_p$  – высота рабочей поверхности над полом.

Наименьшая допустимая высота подвеса над полом для двухламповых светильников ОДОР:  $h_n = 3,5 \text{ м}$ .

Высота светильника над рабочей поверхностью определяется по формуле:

$$h = H - h_n - h_c, \quad (30)$$

где  $H$  – высота, равная 3,5 м.

$$h=3,5-1-0,5=2,0 \text{ м}$$

Расстояние между соседними светильниками или рядами определяется по формуле:

$$L=\lambda \cdot h, \quad (31)$$

где  $\lambda$  – Интегральный критерий оптимальности расположения светильников.

$$L=1,1 \cdot 2=2,2 \text{ м}$$

Число рядов светильников в помещении:

$$N_b=B/L, \quad (32)$$

где  $B$  – ширина, м

$L$  –

$$N_b=6/2,2 \sim 3$$

Число светильников в ряду:

$$N_a=A/L, \quad (33)$$

где  $A$  – длина, м.

$$N_a=7/2,2=3,2 \sim 3$$

Общее число светильников:

$$N=N_a \cdot N_b, \quad (34)$$

$$N=3 \cdot 3=9$$

Расстояние от крайних светильников или рядов до стены определяется по формуле:

$$l=L/3, \quad (35)$$

$$l=2,2/3=0,7 \text{ м}=700 \text{ мм}$$

Размещаем светильники в три ряда. На рисунке изображен план помещения и размещения светильников с люминесцентными лампами.

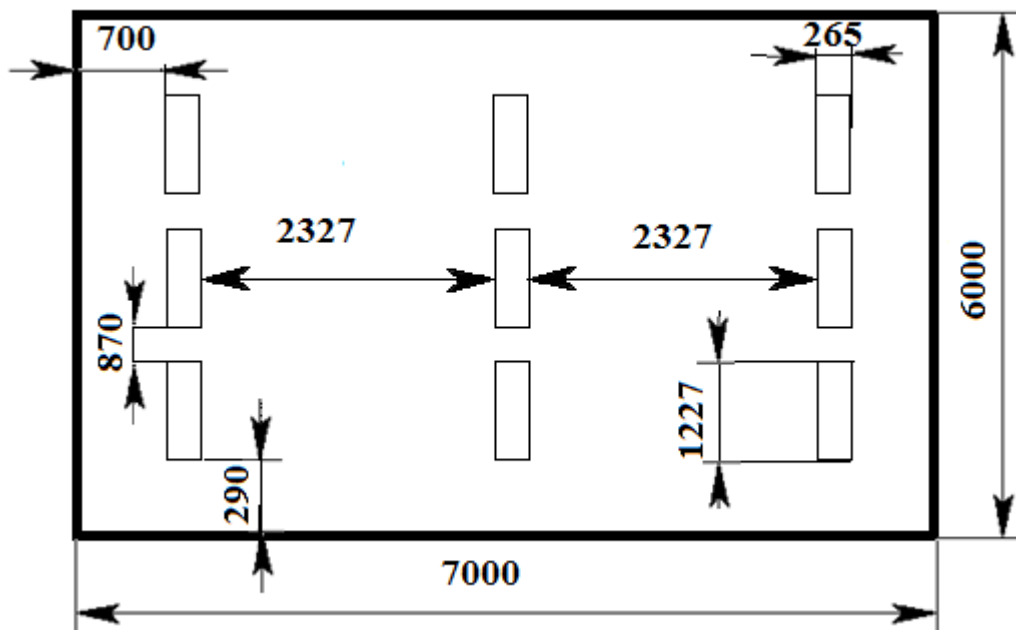


Рисунок 33 – План помещения и размещения светильников с люминесцентными лампами

Индекс помещения определяется по формуле:

$$i = A * B / (h(A + B)), \quad (36)$$

$$i = 7 * 6 / (2 * (7 + 6)) = 1,6$$

Коэффициент использования светового потока, показывающий какая часть светового потока ламп попадает на рабочую поверхность, для светильников типа ОДОР с люминесцентными лампами при  $\rho_{\Pi} = 70 \%$ ,  $\rho_{С} = 50\%$  и индексе помещения  $i = 1,6$  равен  $\eta = 0,47$ .

Потребный световой поток люминесцентных ламп ЛД-40 светильника определяется по формуле:

$$\Phi_{\text{л}} = (E * S * K_3 * Z) / N * \eta, \quad (37)$$

где  $E$  – освещенность, Лк;

$K_3$  – коэффициент запаса;

$Z$  – коэффициент неравномерности;

$\eta$  – коэффициент использования светового потока.

$$\Phi_{\text{л}} = (300 * 42 * 1,5 * 1,1) / 18 * 0,47 = 2457,44 \text{ Лм}$$

Делаем проверку выполнения условия:

$$-10\% \leq \frac{\Phi_{ЛД} - \Phi_{П}}{\Phi_{ЛД}} \cdot 100\% \leq 20\%; \quad (38)$$

$$\frac{\Phi_{ЛД} - \Phi_{П}}{\Phi_{ЛД}} \cdot 100\% = \frac{2600 - 2457,44}{2600} \cdot 100\% = 5,5\%.$$

Таким образом, мы получили, что необходимый световой поток не выходит за пределы требуемого диапазона. Теперь рассчитаем мощность осветительной установки:

$$P=18*40=720Вт$$

### **6.1.6 Пожарная опасность**

По взрывопожарной и пожарной опасности помещения подразделяются на категории А, Б, В1-В4, Г и Д, а здания на категории А, Б, В, Г и Д.

Согласно НПБ 105-03 лаборатория относится к категории В– горючие и трудно горючие жидкости, твердые горючие и трудно горючие вещества и материалы, вещества и материалы, способные при взаимодействии с водой, кислородом воздуха или друг с другом только гореть, при условии, что помещения, в которых находится, не относятся к категории наиболее опасных А или Б.

По степени огнестойкости данное помещение относится к 1-й степени огнестойкости по СНиП 2.01.02-85 (выполнено из кирпича, которое относится к трудносгораемым материалам).

Возникновение пожара при работе с электронной аппаратурой может быть по причинам как электрического, так и неэлектрического характера.

Причины возникновения пожара неэлектрического характера:

а) халатное неосторожное обращение с огнем (курение, оставленные без присмотра нагревательные приборы, использование открытого огня);



Причины возникновения пожара электрического характера: короткое замыкание, перегрузки по току, искрение и электрические дуги, статическое электричество и т. п.

Для локализации или ликвидации загорания на начальной стадии используются первичные средства пожаротушения. Первичные средства пожаротушения обычно применяют до прибытия пожарной команды.

Огнетушители водо-пенные (ОХВП-10) используют для тушения очагов пожара без наличия электроэнергии. Углекислотные (ОУ-2) и порошковые огнетушители предназначены для тушения электроустановок, находящихся под напряжением до 1000В. Для тушения токоведущих частей и электроустановок применяется переносной порошковый огнетушитель, например, ОП-5.

В общественных зданиях и сооружениях на каждом этаже должно размещаться не менее двух переносных огнетушителей. Огнетушители следует располагать на видных местах вблизи от выходов из помещений на высоте не более 1,35 м. Размещение первичных средств пожаротушения в коридорах, переходах не должно препятствовать безопасной эвакуации людей.

Для предупреждения пожара и взрыва необходимо предусмотреть:

- специальные изолированные помещения для хранения и разлива легковоспламеняющихся жидкостей (ЛВЖ), оборудованные приточно-вытяжной вентиляцией во взрывобезопасном исполнении - соответствии с ГОСТ 12.4.021-75 и СНиП 2.04.05-86;

- специальные помещения (для хранения в таре пылеобразной канифоли), изолированные от нагревательных приборов и нагретых частей оборудования;

- первичные средства пожаротушения на производственных участках (передвижные углекислые огнетушители ГОСТ 9230-77, пенные

огнетушители ТУ 22-4720-80, ящики с песком, войлок, кошма или асбестовое полотно);

– автоматические сигнализаторы (типа СВК-3 М 1) для сигнализации о присутствии в воздухе помещений до взрывных концентраций горючих паров растворителей и их смесей.

Лаборатория полностью соответствует требованиям пожарной безопасности, а именно, наличие охранно-пожарной сигнализации, плана эвакуации, изображенного на рисунке 34, порошковых огнетушителей с поверенным клеймом, табличек с указанием направления к запасному (эвакуационному) выходу.



Рисунок 34 – План эвакуации

## 6.2 Экологическая безопасность

На рабочем месте присутствует следующее оборудование: персональный компьютер, бумага.

Большая часть бумажных отходов либо утилизируется как макулатура, либо сжигается (документы, содержащие конфиденциальную

информацию). В основном, скопившаяся макулатура, измельчается с помощью шредерного устройства, прессуется, упаковывается и сохраняется на складе до достижения объемов экономически эффективных для транспортировки, после этого макулатура отправляется для дальнейшей переработки в Сибирскую перерабатывающую компанию, расположенную по адресу: г. Томск, Академический проспект 8/7.

Большинство компьютерной техники содержит бериллий, кадмий, мышьяк, ртуть, свинец, огнезащитные составы на основе брома и редкоземельные минералы.

При правильной эксплуатации перечисленные металлы не несут опасности для человека и окружающей его среды. Однако при неправильной утилизации вышеперечисленные металлы переходят в органические и растворимые соединения и становятся ядами. Для минимизации отрицательного влияния компонентов компьютерной техники существует специальная процедура утилизации, которая регламентируется Федеральным законом от 10 января 2002 г. №7. Правильно реализованная система утилизации сводит к минимуму неперерабатываемые отходы, а также возвращает в производство основные материалы и ценные компоненты.

Для этого вышедшую из строя не ремонтируемую оргтехнику разбирают на комплектующие, классифицируют (черный металл, цветной металл, пластмасса) при необходимости прессуют, упаковывают в жесткую упаковку, хранят на складе до накопления экономически эффективного количества при транспортировке и направляют на соответствующие предприятия, утилизирующие вторичные ресурсы. В Томске таким предприятием является АО «Полигон», расположенное по адресу: ул. Железнодорожная, д. 3.

Осветительные приборы дневного света содержат в себе определенное количество ртути. Поэтому их также называют ртутными, или

ртутьсодержащими. Наличие в устройстве токсичного металла диктует особые правила обращения и утилизации люминесцентных ламп.

Отходы, содержащие ртуть – это отходы 1 класса опасности. Содержание этого металла в разных видах ртутных осветительных устройствах варьируется в пределах от 1 мг до 70 мг ртути.

Утилизация люминесцентных ламп производится по мере их накопления. Для формирования партии отработанных ламп производятся их сбор, накопление и временное хранение. При этом хранение осуществляется в специально выделенном для этой цели помещении, расположенном отдельно от производственных и бытовых помещений, хорошо проветриваемом, защищенном от химически агрессивных веществ, атмосферных осадков, поверхностных и грунтовых вод, двери надежно запираются на замок. Хранят упакованные отработанные ртутьсодержащие лампы в герметичной металлической специальной таре (контейнерах) с табличками «Отход 1 класс опасности. Отработанные ртутьсодержащие лампы». Упаковка ламп по своему назначению классифицируется так:

- внутренняя упаковка;
- транспортная тара;
- средства амортизации и крепления ламп в транспортной таре.

Средства амортизации и крепления в транспортной таре (бумага, газеты, полиэтиленовая пленка и т.п., кроме стружки) служат для защиты от ударов при хранении и транспортировании отработанных ламп.

Утилизация люминесцентных ламп также производится способом демеркуризации на специализированном предприятии АО «Полигон» в г. Томске по адресу: ул. Железнодорожная, д. 3.

Процесс проведения гидравлического разрыва пласта может оказать негативную роль на экологическую безопасность нашей земли. Наибольшую угрозу представляют аварии, которые возникают при проведении

гидравлического разрыва пласта и могут привести к загрязнению окружающей среды.

Влияние на литосферу. При разработке месторождения (бурения скважин, добычи, проведения гидроразрыва пласта) возможны выбросы пластовой жидкости на поверхность.

В целях рационального использования недр и их охраны от негативного воздействия предусматривается:

- использование при строительстве новых скважин малотоксичных химреагентов IV класса опасности (буровой раствор полимерный, буровой раствор на основе КМЦ и т.д.)

- изоляция водоносных и нефтегазоносных пластов цементированием заколонного пространства;

- закачка в продуктивные нефтяные пласты минерализованной воды взамен изымаемой из пласта нефти;

- изъятие подземных вод в количествах, обеспечивающих сохранность основных свойств используемых водоносных пластов;

- сбор и обезвреживание отходов буровых работ;

- осуществление консервации или ликвидации скважин по индивидуальному плану, согласованному с местными органами Госгортехнадзора и военизированным отрядом по предупреждению и ликвидации открытых фонтанов.

Влияние на гидросферу. Благодаря немногочисленности скважин на кустовых площадках и равномерности распределения по месторождению объектов обустройства влияние возможного поступления токсичных веществ в гидросферу будет носить локальный характер.

С целью минимизации воздействия и предохранения подземных вод от загрязнения предусмотрено концентрированное размещение скважин в кустовом основании, что позволяет сократить площадные размеры техногенного вторжения и сосредоточить проведение комплекса

природоохранных мероприятий и регламентных работ на участках, доступных для эффективного контроля.

Влияние на атмосферу. При проведении операций возможен выброс опасных (токсичных) веществ в атмосферу. 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. Необходимо тщательно проверять все оборудование, чтобы предотвратить возможные утечки. Работающий персонал должен четко знать правила труда на предприятии.

### 6.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Природная чрезвычайная ситуация – обстановка на определенной территории или акватории, сложившейся в результате возникновения источника природной чрезвычайной ситуации, который может повлечь или повлек за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью людей и (или) окружающей природной среде, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей.

Производство находится в городе Томске с континентально-циклоническим климатом. Природные явления (землетрясения, наводнения, засухи, ураганы и т. д.), в данном городе отсутствуют.

Возможными ЧС на объекте в данном случае, могут быть сильные морозы и диверсия.

В Сибири в зимнее время наблюдается низкая температура. При критически низких температурах может произойти авария систем теплоснабжения, электроснабжения, водоводоснабжения и транспорта. В таком случае должно быть предусмотрено и количество обогревателей, необходимых для продолжения трудового процесса.

Меры по предупреждению ЧС:

- повышение устойчивости системы электроснабжения. В первую очередь целесообразно заменить воздушные линии электропередач на кабельные (подземные) сети, использовать резервные сети для запитки потребителей, предусмотреть автономные резервные источники электропитания объекта (передвижные электрогенераторы).

- использование запасных автономных источников теплоснабжения, заглубления теплотрасс.

- обеспечение устойчивости систем водоснабжения (устройство дублирования водопитания, кольцевание системы, заглубление водопроводов, обустройство резервных емкостей и водохранилищ, очистка воды от вредных веществ и т.п.).

- обеспечение устойчивости системы водоотведения. Повышение устойчивости системы канализации достигается созданием резервной сети труб, по которым может отводиться загрязненная вода при аварии основной сети. Насосы, используемые для перекачки загрязненной воды, комплектуются надежными источниками электропитания.

- обеспечение запаса воды на складе предприятия (30 – 50 литров).

В лаборатории ИОА СО РАН наиболее вероятно возникновение чрезвычайных ситуаций (ЧС) техногенного характера.

ЧС техногенного характера — это ситуации, которые возникают в результате производственных аварий и катастроф на объектах, транспортных магистралях и продуктопроводах; пожаров, взрывов на объектах.

Для предупреждения вероятности осуществления диверсии предприятие необходимо оборудовать системой видеонаблюдения, круглосуточной охраной, пропускной системой, надежной системой связи, а также исключения распространения информации о системе охраны объекта, расположении помещений и оборудования в помещениях, системах охраны, сигнализаторах, их местах установки и количестве. Должностные лица раз в полгода проводят тренировки по отработке действий на случай экстренной эвакуации.



## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В качестве повышения продуктивности скважины №82 Лабаганского месторождения было предложено проведение гидравлического разрыва пласта. Потому что были проанализированы свойства карбонатного коллектора. Так как, факторы, благоприятствующие проведению проппантного разрыва в карбонатном коллекторе, то есть относительно однородный карбонатный пласт (чистый известняк), низкая растворимость в соляной кислоте, низкая реакционная способность с кислотой, а также низкая проницаемость. Одной из целей проектирования являлось нахождение оптимального числа трещины гидроразрыва, а также длину, ширину трещины с целью увеличения добычи нефти.

Решение параметров ГРП производили с помощью встроенной программы HF2D, основанный на расчетах Майкла Экономидиса, в ходе которого получили оптимальную длину трещины 152м, ширину 2,7 мм, увеличился дебит нефти в 4,02 раза а также скин фактор уменьшился с 0 до - 5,84.

Далее нами была построена геологическая 3D модель с помощью программы Eclipse. В результате построенной модели рассчитали технологический эффект от ГРП, который составил 5,7 лет. А также для сравнения результаов проверили с помощью программы Optifrac, результаты показали примерно одни и те же значения, разница составила 7,2 %.

Результат, полученный в ходе расчета экономических параметров, представлен в виде диапазона оптимальных значений, что в условиях неточности и неполноты данных представляет собой более практичное решение задачи, и составляет от 8 до 13 трещин. Средняя приведенная стоимость (NPV) для диапазона равна 976 млн рублей. Срок окупаемости инвестиций PP изменяется от 0,15 года для 8 трещин до 0,24 для 13 трещин.

Таким образом, можно сделать вывод, что спроектированный гидравлический разрыв пласта существенно повысит продуктивность скважины и является выгодным с точки зрения получаемого экономического эффекта.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 Булатов А.И., Камчар Ю.Д., Макаренко П.П., Яремийчук Р.С. Освоение скважин: Справочное пособие / Под ред. Р.С. Яремийчука. – М.: ООО «Недра- Бизнесцентр», 1999. – 473 с.: ил.
- 2 Экономидес М., Олини Р., Валко П. Унифицированный дизайн гидроразрыва пласта: от теории к практике. М.; Ижевск: ИКИ, 2007. 236 с.
- 3 Мукерджи Х. Производительность скважин: Руководство. 2-е изд., дополненное. М.; Schlumberger, 2001. 184 с.
- 4 Каневская Р.Д. Математическое моделирование разработки месторождений нефти и газа с применением гидравлического разрыва пласта. М.: Недра, 1999. 212с.
- 5 Астафьев В.И., Федорченко Г.Д. Моделирование фильтрации жидкости при наличии трещины гидравлического разрыва пласта / Вестник СамГТУ. Сер.: Физ.-мат. науки. 2007. № 2(15). С. 128–132.
- 6 Можжерин А.В., Коржавин А.Ю. Какой пропант выгоднее применять: 16/30 или 16/20? / Бурение и нефть. 08.2017. №7. С. 34-38
- 7 Можжерин А.В., Булин Э.В., Сакулин В.Я. Пропанты ОАО «БКО»: Производство и перспективы / Нефтегазовая вертикаль. 2006. №13. С. 58-61.
- 8 Можжерин А.В., Коржавин А.Ю. Керамический пропант или песок? / Сфера. Нефть и газ. 01.2018. №63. С. 22-25.
- 9 Желтов Ю.П. Механика нефтегазоносного пласта, «Недра», 1975, 216 с.
- 10 Мищенко И.Т. Расчеты в добыче нефти. М., «Недра» 1989, 242 с.
- 11 Баёв М.А., Хамяляйнен В.А. Исследование закрепляющего метариала трещин гидроразрыва при извлечении метана из угольных пластов / Вестник Кузбасского государственного технического университета. 2016. №6. С 68-72.

12 Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности

«Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» / Москва «ЗАО НТЦ ПБ». 2013. Выпуск 19. 288 с.

13 РД 153-39-023-97 «Правила ведения ремонтных работ в скважинах» 1997. 92с.

14 Спивак А.И., Попов А.Н. Разрушение горных пород при бурении скважин. 4-е издание. / М. «Недра» 1986. 205с.

15 <https://studfiles.net/preview/5789652/page:13/> студфайл, есть список источников типы жидкостей разрыва + добавки + преимущества и недостатки

16 ГОСТ Р51761-2005 «Пропанты алюмосиликатные. Технические условия».

17 Мищенко. И.Т., Скважинная добыча нефти. М., Нефть и газ, 2003. 816с.

18 Международный журнал «символ науки» №7\2016 ISSN 2410-700X

19 Николин И. В. Методы разработки тяжелых нефтей и природных битумов // Наука - фундамент решения технологических проблем развития России. 2007. № 2. С. 31-34.

20 Персиянцев М.Н. Добыча нефти в осложненных условиях. - М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000. - 653с.

21 Верисокин А.Е., Зиновьева Л.М. Материалы XXIII Международной научно-практической конференции «Актуальные вопросы современной науки», 2014, 95-100с.

22 Дашкевич Д.В., Шальская С.В., Арутюнов Т.В., журнал «Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник), техника и технология проведения гидравлического разрыва пласта, №4, 2017, - 250-274с.

24 ГОСТ 54 30013-83 Электромагнитные излучения СВЧ. Предельно допустимые уровни облучения. Требования безопасности

25 ГОСТ 12.4.154-85 “ССБТ. Устройства экранирующие для защиты от электрических полей промышленной частоты”

26 ГН 2.2.5.1313-03 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны

27 СанПиН 2.2.4/2.1.8.055-96 "Электромагнитные излучения радиочастотного диапазона (ЭМИ РЧ)".

28 СанПиН 2.2.4.548-96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.

29 СН 2.2.4/2.1.8.562-96. Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки.

30 ГОСТ 12.4.123-83. Средства коллективной защиты от инфракрасных излучений. Общие технические требования.

31 ГОСТ Р 12.1.019-2009. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.

32 ГОСТ 12.1.030-81. Электробезопасность. Защитное заземление. Зануление.

33 ГОСТ 12.1.004-91. Пожарная безопасность. Общие требования.

34 ГОСТ 12.2.037-78. Техника пожарная. Требования безопасности