TOMSK POLYTECHNIC UNIVERSITY ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

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

Школа Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело
Отделение школы (НОЦ) нефтегазовое дело

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Технологическое обоснование применения методов интенсификации притока на месторождениях Западной Сибири

УДК 622.276.6(571.1)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5Г	Симагин Сергей Сергеевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Орлова Ю.Н.	к.ф – м.н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Кащук И.В.	к.т.н., доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина М. С.			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Ю.А.			

Томск – 2019 г.

TOMSK POLYTECHNIC UNIVERSITY ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

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

Школа Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело
Отделение школы (НОЦ) нефтегазовое дело

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП
_____ _____ Максимова Ю.А.
(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

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

Студенту:

Группа	**ФИО**
2Б5Г	Симагину Сергею Сергеевичу

Тема работы:

Технологическое обоснование применения методов интенсификации притока на месторождениях Западной Сибири	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№2024/с от 18.03.2019 г.

Срок сдачи студентом выполненной работы:	

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе *(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).*	Обзор методов интенсификации притока, применяемых на месторождениях Западной Сибири

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов *(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).*	1) Общая и краткая геологическая характеристика Западной Сибири. 2) Теоретический обзор распространенных методов интенсификации притока на Западной Сибири. 3) Анализ эффективности их применения на примерах месторождений с разными геологическими условиями. 4) Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение. Расчет экономической эффективности ГРП. 5) Социальная ответственность при применении ГРП и СКО. 6) Заключение
Перечень графического материала *(с точным указанием обязательных чертежей)*	

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы
(с указанием разделов)

Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент	Доцент, к.т.н., Кащук Ирина Вадимовна
Социальная ответственность	Ассистент, Черемискина Мария Сергеевна

Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:

Теоретический обзор методов интенсификации притока на месторождениях Западной Сибири

Анализ эффективности применения методов интенсификации на месторождениях Западной Сибири

Анализ эффективности применения методов интенсификации на месторождениях Западной Сибири

Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Социальная ответственность

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	18.03.2019 г.

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Орлова Ю.Н.	к.ф – м.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5Г	Симагин Сергей Сергеевич		

TOMSK POLYTECHNIC UNIVERSITY ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

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) нефтегазовое дело
Период выполнения _____ (осенний / весенний семестр 2018 /2019 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)
21.04.2019	Общая характеристика Западной Сибири	*10*
24.04.2019	Геологические особенности Западной Сибири	*15*
30.04.2019	Теоретический обзор методов интенсификации притока на месторождениях Западной Сибири	*25*
10.05.2019	Анализ эффективности применения методов интенсификации на месторождениях Западной Сибири	*20*
12.05.2019	Финансовая часть	*15*
15.05.2019	Социальная ответственность	*15*

СОСТАВИЛ:
Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Орлова Ю.Н.	к.ф – м.н.		

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Ю.А.			

Планируемые результаты обучения

Код результата	*Результат обучения (выпускник должен быть готов)*	*Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон*
В соответствии с общекультурными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями		
Р1	Приобретение *профессиональной эрудиции* и *широкого кругозора* в области *гуманитарных и естественных* наук и использование их в профессиональной деятельности	*Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3,ОК-4,ОК-5,ОК-7) (EAC-4.2a) (ABET-3A)*
Р2	Уметь анализировать *экологические последствия* профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение *безопасных условий труда*	*Требования ФГОС ВО (ОК-3,ОК-4, ОК-7, ОК-9) ПК-4, ПК-5, ПК-13, ПК-15.*
Р3	Уметь *самостоятельно учиться* и непрерывно *повышать квалификацию* в течение всего периода профессиональной деятельности	*Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2,ОК-3,ОК-4, ОК-7, ОК-8, ОК-9) (ABET-3i),ПК1,ПК-23, ОПК-6, ПК-23*
Р4	Грамотно решать *профессиональные инженерные задачи* с использованием современных *образовательных и информационных технологий*	*Требования ФГОС ВО (ОПК-1, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-4, ОПК-5,ОПК-6) (EAC-4.2d), (ABETЗe)*
в области производственно-технологической деятельности		
Р5	Управлять *технологическими процессами*, эксплуатировать и обслуживать *оборудование нефтегазовых* объектов	*Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-2, ПК-3,ПК-4, ПК-7,ПК-8,ПК-9, ПК-10, ПК-11, ПК-13, ПК-*

Код результата	*Результат обучения (выпускник должен быть готов)*	*Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон*
		14,ПК-15)
Р6	внедрять в практическую деятельность *инновационные подходы* для достижения конкретных результатов	*Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-5, ПК-6,ПК-10, ПК-12)*
в области организационно-управленческой деятельности		
Р7	Эффективно работать *индивидуально и в коллективе* по *междисциплинарной* тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику	*Требования ФГОС ВО (ОК-5, ОК-6, ПК-16,ПК-18)* *(EAC-4.2-h), (ABET-3d)*
Р8	Осуществлять *маркетинговые исследования* и участвовать в создании проектов, повышающих *эффективность использования ресурсов*	*Требования ФГОС ВО (ПК-5, ПК-14, ПК17, ПК-19, ПК-22)*
в области экспериментально-исследовательской деятельности		
Р9	Определять, систематизировать и получать необходимые *данные для экспериментально-исследовательской деятельности* в нефтегазовой отрасли	*Требования ФГОС ВО (ПК-21, ПК-23,ПК-24,ПК-25,ПК-26)*
Р10	*Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать* экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием *современных методов моделирования* и *компьютерных технологий*	*Требования ФГОС ВО (ПК-22, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26,)* *(ABET-3b)*
в области проектной деятельности		
Р11	Способность применять знания, современные методы и *программные средства проектирования* для *составления проектной и рабочей и технологической документации* объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	*Требования ФГОС ВО (ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30)* *(ABET-3c), (EAC-4.2-e)*

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б5Г	Симагину Сергею Сергеевичу

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	ОНД
Уровень образования	бакалавриат	**Направление/специальность**	21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль: «Эксплуатация и облуживание объектов добычи нефти»

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
1. *Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, финансовых, а также человеческих трудозатрат*	*Расчет стоимости выполняемых работ, материально – технических, человеческих ресурсов выполнялся на основе рыночных цен Западно – Сибирского района*
2. *Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования*	*Отчисления во внебюджетные фонды 30% на основании пункта 1 ст. 58 закона №213 – ФЗ Рассчитанная ставка дисконтирования 14%*
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. *Оценка коммерческого потенциала инженерных решений (ИР)*	*Проведение анализа конкурентных технических решений путем составление оценочный карты для сравнения ИР. Выполнение SWOT анализа научного исследования*
2. *Формирование плана и графика разработки и внедрения ИР*	*Описание структуры работ в рамках применения метода, определение их трудоемкости выполнения и составления итогового графика длительности работ*
3. *Составление бюджета инженерного проекта (ИП)*	*Расчет материальных затрат НТИ на необходимое сырье, оборудование, основную заработную плату исполнителям, контрагентных и накладных расходов, отчислений во внебюджетные фонды.*
4. *Оценка экономической эффективности исследования*	*Расчет экономической эффективности технологии ГРП производится на основе данных с предприятия «ГазпромНефть»*
Перечень графического материала *(с точным указанием обязательных чертежей)*	
1. *Оценка конкурентоспособности ИР* 2. *Матрица SWOT* 3. *Диаграмма Ганта*	

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	18.03.2019 г.

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Кащук И.В.	к.т.н., доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5Г	Симагин Сергей Сергеевич		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б5Г	Симагину Сергею Сергеевичу

Школа	ИШПР	**Отделение школы**	ОНД
Уровень образования	бакалавриат	**Направление/специальность**	21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль: «Эксплуатация и облуживание объектов добычи нефти»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Технологическое обоснование методов интенсификации притока на месторождениях Западной Сибири.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:	6.1 Правовые и организационные вопросы 6.1.1 Правовые нормы трудового законодательства 6.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны
2. Производственная безопасность	6.2.1 Анализ опасных и вредных производственных факторов 6.2.1.1 Повышенная загазованность и запыленность воздуха 6.2.1.2 Повышенный уровень шума и вибраций 6.2.1.3 Недостаточная освещенность рабочей зоны 6.2.1.4 Токсическое и раздражающее воздействие на организм человека химических веществ 6.2.2 Анализ опасных производственных факторов на рабочего 6.2.2.1 Движущиеся машины и механизм 6.2.2.2 Подвижные части производственного оборудования 6.2.2.3 Сосуды и аппараты под высоким давлением 6.2.2.4 Пожаробезопасность 6.2.2.5 Электробезопасность
3. Экологическая безопасность:	6.3.1 Защита атмосферы 6.3.2 Защита гидросферы 6.3.3 Защита литосферы
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	6.4.1 Меры безопасности при чрезвычайных ситуациях.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	18.03.2019 г.

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина М. С.			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5Г	Симагин Сергей Сергеевич		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 107 страниц, 27 рисунков, 30 таблиц, 28 источников.

Ключевые слова: методы интенсификации притока, гидравлический разрыв пласта, соляно – кислотная обработка, глино – кислотная обработка, низкопроницаемые коллекторы, проппант.

Объектом исследования являются применяемые методы интенсификации притока на месторождениях Западной Сибири.

Целью работы является технологическое обоснование применения методов интенсификации притока, а также исследование и сравнение их эффективности на месторождениях Западной Сибири с разными геологическими условиями.

В процессе исследования проводились общая и геологическая характеристика Западной Сибири, её особенности и различия, теоретический обзор методов интенсификации притока, которые применяются чаще всего, приведен анализ их эффективности на месторождениях X и Y.

Общая и геологическая часть включают в себя сведения о расположении Западной Сибири, её структуре, запасах нефти, информацию о возрасте пород и их содержании, глубинах залегания, типах коллекторов, значениях фильтрационно – емкостных свойств и анизотропии сред.

Теоретический обзор содержит данные по таким методам интенсификации, как СКО, ГКО и ГРП, особенности и условия их применения.

Анализ эффективности применяемых методов интенсификации содержит данные по двум месторождениям X и Y с разными геологическими условиями. Для каждого месторождения приводится сравнение эффективности данных методов и их оценка.

Финансовая и социальная части включают в себя расчет экономической эффективности ГРП, а также меры безопасности при проведении ГРП и кислотных обработок.

Обозначения, определения и сокращения

ПЗП – призабойная зона пласта;

ПЗС – призабойная зона скважины;

АСПО – асфальтосмолопарафиновые отложения;

СКО – соляно – кислотная обработка;

ГКО – глино – кислотная обработка;

ПАВ – поверхностно – активные вещества;

НКТ – насосно - компрессорные трубы;

ГРП – гидравлический разрыв пласта;

УЭЦН – установка электроцентробежного насоса;

СУ – станция управления;

МФП – модификаторы фазовой проницаемости;

ВНК – водонефтяной контакт;

НИЗ – начальные извлекаемые запасы;

ЧДД – чистый дисконтированный доход;

ИД – индекс доходности;

ПДК – предельно – допустимая концентрация;

ПДВ – предельно – допустимый выборс;

СИЗ – средства индивидуальной защиты;

ЧС – чрезвычайная ситуация.

Оглавление

Введение 14

1. Общая характеристика Западной Сибири 16

2. Геологические особенности Западной Сибири 19

3. Теоретический обзор методов интенсификации притока на месторождениях Западной Сибири 21

3.1 Обоснование применения методов интенсификации 21

3.2 Химические методы интенсификации притока 23

3.3 Механические методы интенсификации притока 31

4. Анализ эффективности применения методов интенсификации на месторождениях Западной Сибири 52

4.1 Применение методов интенсификации на X месторождении 52

4.2 Анализ эффективности применения методов интенсификации на Y месторождении 59

5. Финансовый менеджмент 65

5.1 Анализ конкурентных технических решений 66

5.2 SWOT-анализ 67

5.3 Планирование научно-исследовательских работ 70

5.4 - Определение трудоемкости выполнения работ 71

5.5 - Разработка графика проведения научного исследования 72

5.6 - Бюджет научно-технического исследования (НТИ) 75

5.7 Расчет экономической эффективности технологии ГРП 85

6. Социальная ответственность 91

6.1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности 91

6.2. Производственная безопасность 92

6.3 Экологическая безопасность 99

6.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях 102

Заключение 103

Список использованных источников 105

Введение

Одна из главных задач при разработке любого нефтяного месторождения заключается в наиболее полном и максимально возможном извлечении природных запасов из продуктивного пласта. Однако не всегда удается это осуществить, так как каждое месторождение обладает определенными свойствами, которые характеризуют степень извлекаемости флюида из недр Земли. Особенно эта проблема связана с месторождениями Западной Сибири, коллекторы которых, в основном, являются низкопроницаемыми. Для решения данной задачи применяются методы интенсификации вызова притока и повышения нефтеотдачи, проводится анализ их воздействия и определяется самый эффективный.

На месторождениях Западной Сибири эта проблема с каждым годом становится все более существенной в связи с падением нефтедобычи и продуктивности, а также ростом обводненности, при этом стоит отметить, что большая часть этих месторождений находится на поздних стадиях разработки. Выбор определенного метода интенсификации осложняется вследствие различных геологических условий на месторождениях Западной Сибири.

Целью данной работы является технологическое обоснование применения методов интенсификации притока, а также исследование и сравнение их эффективности на месторождениях Западной Сибири.

Для достижения данной цели, в этой работе необходимо рассмотреть ряд задач:

1. Рассмотреть методы интенсификации, которые используются на месторождениях Западной Сибири.
2. Оценить эффективность проведенных мероприятий каждого из методов.
3. Произвести сравнительную оценку по применяющимся методам интенсификации притока на месторождениях, пласты которых имеют разные условия залегания.

4. По результатам данного анализа эффективности сделать вывод о применении методов интенсификации и их выбор в зависимости от геологической характеристики.

5. Оценка финансовой рентабельности одного из применяемых методов и последующий вывод о его экономической эффективности.

1. Общая характеристика Западной Сибири

К Западной Сибири территориально приурочен нефтегазоносный бассейн – Западно – Сибирский, один из самых крупных в мире, обладающей общей площадью, равной 3,5 млн км^2. Он находится в пределах Западно – Сибирской равнины на территории Ханты-Мансийского автономного округа (ХМАО), Томской, Свердловской, Новосибирской, Омской и Курганской областей. В данном районе уже открыто более трехсот нефтегазовых, газоконденсатных, нефтяных и газовых месторождений, которые содержат около 60% запасов нефти, а также 90% природного газа страны. Всего месторождений в Западной Сибири насчитывается около 600 штук.

Рисунок 1.1 – Географическое положение Западной Сибири

По очередности освоения и экономическим соображениям выделяют четыре нефтяных района: Приобский (Центральный), Восточный, Северный и Южный.

Центральный район площадью 250 тыс. км^2, сосредоточен в среднем течении реки Оби, он содержит около 90% запасов нефти в Западной Сибири, здесь разработаны такие большие месторождения, как Самотлорское, Мамонтовское, Советское, Федоровское. Извлекаемая нефть имеет хорошее качество, обладает малосернистостью и легкостью, а также содержит большое количество попутного газа.

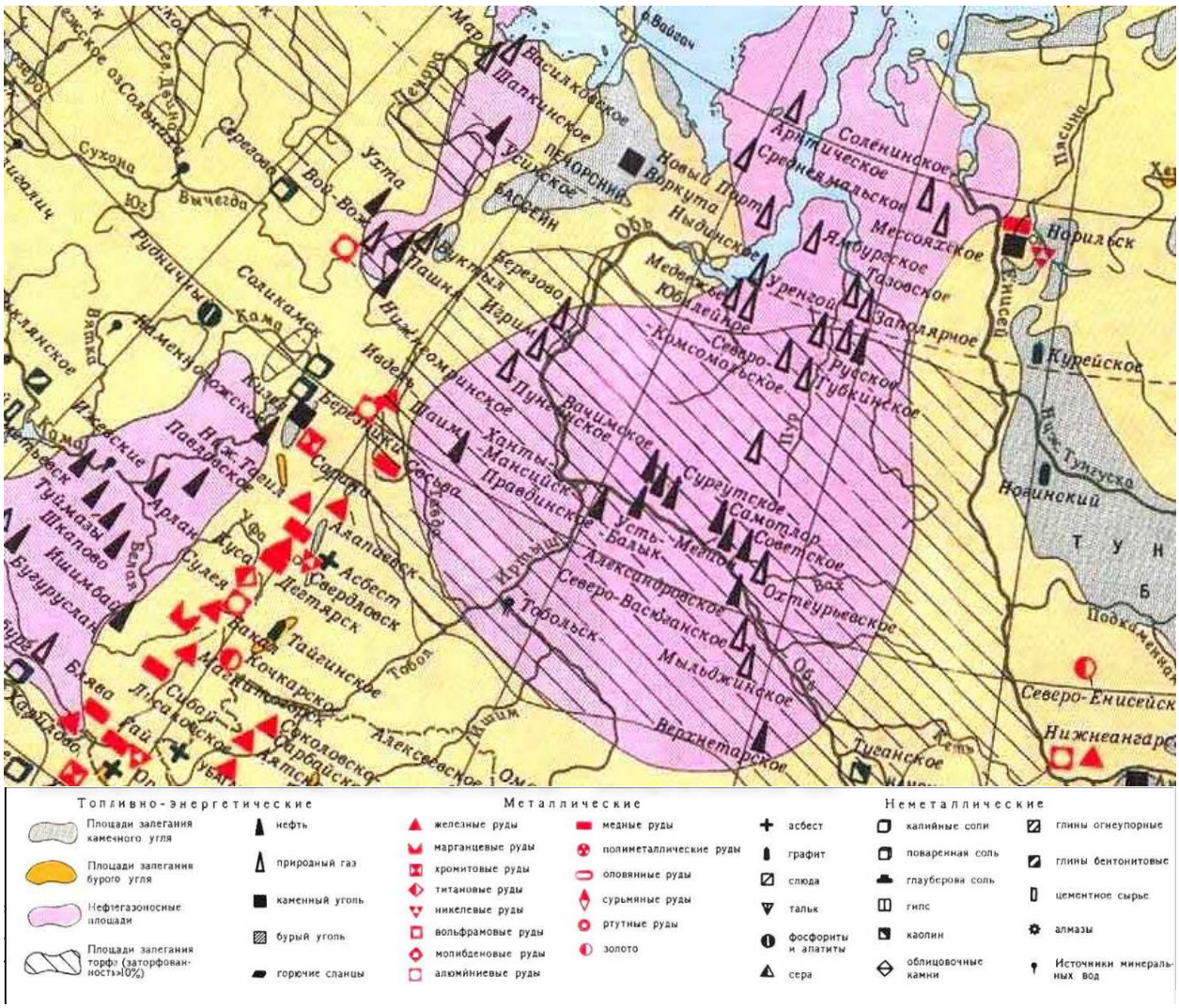

Рисунок 1.2 - Расположение нефтяных и газовых месторождений Западной Сибири

В настоящее время в Западной Сибири добывается 70% российской нефти. Большая часть извлекается насосным способом. Извлечено около 40-45% нефти.

Также очень хорошими показателями обладает северная газоносная провинция Западной Сибири, обладающая площадью – 620 тыс. км^2, на этой территории выделяют три газоносных области: Центральная, Юго – Западная и Северная.

Наиболее газонасыщенной из этих трех является Центральная область, в неё входят такие месторождения как: Ямбургское, Медвежье и самое крупное - Уренгойское. Запасы этого месторождения только в верхних слоях оцениваются в 5,5 трлн м^3, а в еще малоизученных, нижних горизонтах открыта

большая высокодебитная залежь газа, после Уренгойского месторождения идет Ямбургское – его запасы приравниваются к 5 трлн $м^3$. Вышеперечисленные месторождения относят к одним из самых крупных в мире[1].

2. Геологические особенности Западной Сибири

Терригенные отложения нефтегазоносного Западно – Сибирского бассейна относят к отложениям Юрского и Мелового периода, что значительно осложняет разработку залежей нефти и газа, снижает их дебит вследствие большой глубины залегания, около 2000 – 3000 м, ростом обводнённости, а также высокой неоднородностью из-за неравномерной карбонатизации и сортировки зерен, их разнонаправленностью, а также наличием пустот между ними, анизотропией и резким различием фильтрационно – емкостных свойств песчаников. Значение пористости колеблется в интервалах от -0,2 – 0,3, а нефтенасыщенности 0,3 – 0,7.Также в большинстве случаев продуктивные коллекторы содержат глинистый материал, их содержание в юрских отложениях принимает значение до 21-25%, а в отложениях мелового возраста от 1,5 до 8-9%. Глинистый цемент сложен хлоритом, гидрослюдой и каолинитом. В песчаниках глинистый цемент содержит в основном железистый хлорит, а в непроницаемых разностях преобладает гидрослюда и её образования с монтлориллонитом с содержанием 60-70% разбухающих монтлориллонитовых слоев.

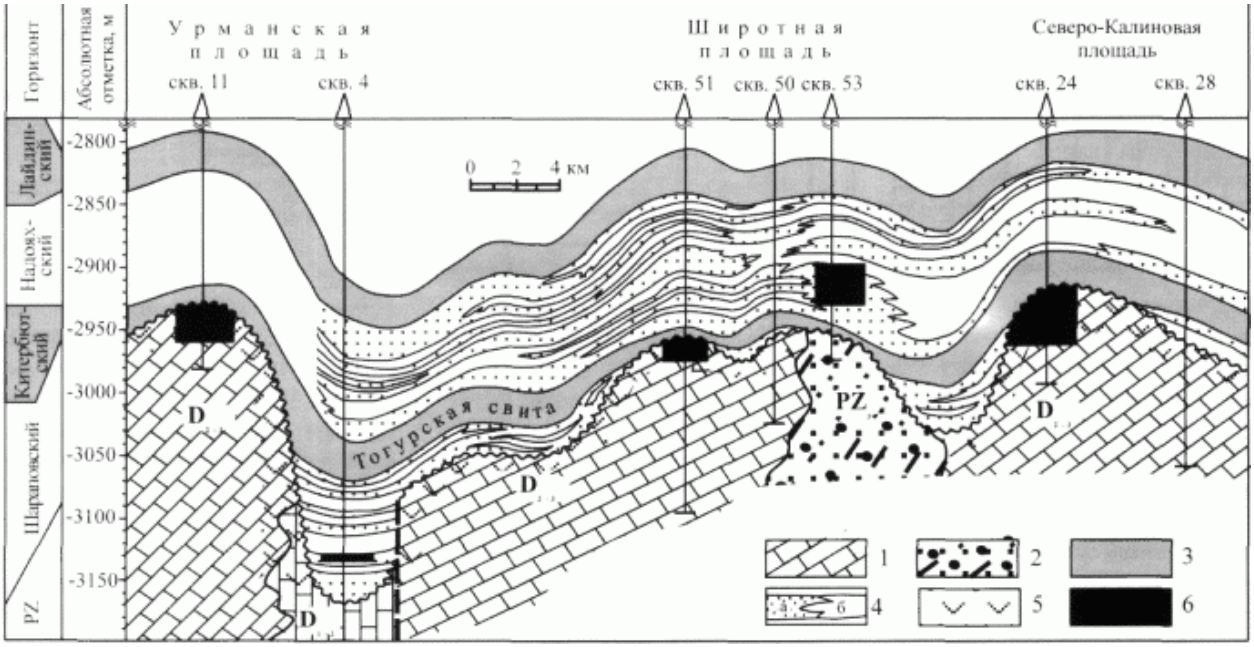

Рисунок 2.1 – Геологический разрез нижнеюрских отложений Юга Западной Сибири

I – известняки;

2 – терригенные отложения, местами угленосные;

3 – глинистые горизонты;

4 – песчаные горизонты: а – песчаные пласты, б – глинисто-алевритовые прослои;

5 – кора выветривания;

6 – залежи нефти

Так как основная часть месторождений нефти залегает на довольно большой глубине 1,5 – 3 км, то низкопроницаемый коллектор, проницаемость которых менее 0,05 мкм^2, создает трудности с извлечением нефти, особенно, если нефть обладает высокими вязкостью и пористостью, причем доля запасов в таких коллекторах составляет 37% от общего числа по России. К данной категории низкопроницаемых коллекторов относят 715 месторождений, причем основная их часть находится в Западной Сибири, насчитывающая 65% прогнозных ресурсов, на уникальных месторождениях: Приобское, Салымское и др..

Трудности процесса исследования и разработки данных залежей также заключается в фациальной и литологической изменчивости коллекторов. Также стоит отметить, что основные месторождения нефти сосредоточены в ХМАО, в которых открыто больше всего залежей в юрских отложениях. Здесь выделяются три зоны нефтегазоносных комплекса – васюганский (верхнеюрский), тюменский (среднеюрский) и нижнеюрский. Эти зоны отличаются между собой разной степенью изученности, а также спецификой геологического построения. Меньше всего изучен нижний комплекс – здесь открыто около 30 залежей нефти и газа, а в верхних исследовано около 550 залежей нефти и газа с общими запасами около 6 млрд тонн.

Отличительная черта всех газовых месторождений в Северном районе Западной Сибири – это огромные размеры и очень большие мощности залежей, которые в сводовой части достигают значения около 120 – 180 м, а в некоторых местах и до 200 – 250 м. Также стоит отметить, что извлекаемый газ содержит около 90 – 98% метана[2].

3. Теоретический обзор методов интенсификации притока на месторождениях Западной Сибири

3.1 Обоснование применения методов интенсификации

На месторождениях Западной Сибири, вследствие содержания глинистого цемента при проведении фильтрации через образцы пород происходит снижение проницаемости в среднем на 30 – 50% по сравнению с водами подземных горизонтов. Из-за этого во время мероприятий, проводимых по освоению скважины, потоку нефти сложнее пробиться к забою. Также дебит скважины снижает остаточная, невытесненная в ПЗП вода. Тем самым, присутствие первой фазы – воды, снижает как проницаемость для первой фазы (нефти), так и проницаемость всей смеси (вода-нефть).

В результате воздействия промывочной жидкости в пласте вокруг скважины образуются две области с измененной проницаемостью – зона проникновения фильтрата бурового раствора, обуславливающая различие физических свойств этой области от свойств коллектора за её границами и являющийся препятствие для установления истинных параметров породы (проницаемости, пористости и др.) и зона кольматации, характеризующая закупорку микротрещин карбонатов и пор песчаников в ПЗС цементным или глинистым раствором, другими словами характеризует загрязнение ПЗП.

Важнейшую роль при расчёте дебита имеют забойное давление, чем оно ниже, тем и больше дебит скважины, но слишком большая разница пластового и забойного давления в призабойной зоне приводит к выпадению АСПО и способствует образованию турбулентного течения жидкости.

Вследствие большей репрессии на пласт из-за различия фильтрационных свойств цементного и бурового раствора, глубина проникновения фильтрата гораздо выше, а значит ПЗП наносится огромный урон из-за проникновения глинистого, а также тампонажного раствора в трещины, что в совокупности снижает проницаемость в несколько раз, а это в свою очередь способствует снижению ожидаемого дебита и эффективности закачки. Совокупность явлений, ухудшающих условия фильтрации (изменение пористости,

проницаемости) ПЗП вследствие появления дополнительного фильтрационного сопротивления притока флюида в скважину в результате техногенного воздействия на ПЗП продуктивного пласта, а скин – фактором называется безразмерная величина, которая характеризует дополнительное фильтрационное сопротивление течению флюида по сравнению с идеальной скажиной. Повышение этой величины ведёт к ухудшению продуктивности, а уменьшение – к улучшению природных свойств пласта (проницаемости, пористости).

На основе вышеперечисленного, можно сделать вывод, что напрямую на продуктивность скважины влияют только два параметра – забойное давление и скин. Мероприятия, которые проводятся в ПЗП в целях уменьшения скин – фактора и забойного давления, называются методами интенсификации вызова притока.

Конкретный выбор метода зависит от естественных и термодинамических свойств и состояния ПЗС, литологического состава пород, а также от систематически обновляемого анализа изменения свойств пласта. В зависимости от данных условий все виды воздействий на ПЗП разделяют на несколько видов: химические, тепловые, механические, физические и комплексные в соответствии с таблицей 3.1.

Таблица 3.1 - Распределение методов интенсификации вызова притока нефти

Методы интенсификации вызова притока нефти				
Химические	Механические	Тепловые методы	Физические	Комплексные
Соляно – кислотные обработки	Кумулятивные перфорации	Электро – тепловая обработка	Виброволновое воздействие	Виброволновое воздействие с освоением
Пенокислотные обработки	Гидравлический разрыв пласта	Термоакустическое воздействие	Акустическое воздействие	Водоизоляция и виброволновое воздействие
Глинокислотные обработки	Сверлящие перфорации	Прогрев ПЗП паром	Ультразвуковое воздействие	Ультразвуковое воздействие с освоением
Обработки с растворителями и кислотами	Имплозионный метод очистки забоя и пласта	Термокислотные обработки	Электроразрядное воздействие	Термогазохимическое воздействие

3.2 Химические методы интенсификации притока

3.2.1 Технология воздействия на ПЗП

Данные методы применяют как для карбонатных, так и для терригенных коллекторов в целях растворения загрязнения ПЗП, обуславливающих ухудшение проницаемости призабойной зоны, удаления АСПО, снижения набухаемости глин, уменьшения фазовой проницаемости породы для воды. Для этого, обычно, применяют различные кислотные обработки, закачку водных растворов ПАВ, а также использование растворителей.

В основе метода кислотной обработки лежит реакция водного раствора кислот с элементами, которые образуют породу, а также с привнесенными твердыми частицами, которые блокируют призабойную зону, при этом кислота закачивается в пласт с давление ниже давления разрыва пласта. Перед проведением кислотной обработки необходимо собрать информацию и провести исследование в лаборатории по керну, эти данные будут определять правильный выбор кислоты и технологии проведения, так как от этого зависит мера увеличения производительности скважин, а также уменьшение её скин – эффекта. Эта информация включает в себя:

1) Состояние ПЗС до обработки

2) Взаимодействие применяемых реагентов и породы - коллектора .

3) Литологический состав пласта коллектора

4) Структура фильтрационно – емкостного пространства и тип коллектора

5) Глубина проникновения кислоты в призабойную зону

6) Виды сочетаний кислотных обработок с другими типами воздействия на призабойную зону

7) Вид скважины

8) Степенью охвата пласта кислотным воздействием

9) Определение растворимости пород (поиск содержания силикатов)

Дополнительно проводят исследования на склонность нефти к образованию эмульсий с кислотным раствором, если она присутствует, то

необходимо добавлять специальные деэмульгирующие добавки. Также проводят исследование в расчёте степени набухания силикатных компонентов пород – коллекторов, так как частицы глины и бентонита при реакции с кислотным раствором могут увеличиться в несколько раз, тем самым закупоривая поровые каналы и снизить эффективность кислотной обработки до нуля. При обнаружении склонности к набуханию, следует применять дополнительные добавки, которые не дают разбухать силикатным частицам.

Эффективность кислотных обработок поддерживается только на протяжении 2-3 обработок, затем с увеличением их количества, эффективность снижается в разы вплоть до бесполезного результата.

Непосредственно сама реакция взаимодействия кислоты с карбонатными породами, а также время, необходимого для нейтрализации кислоты характеризуются следующими факторами:

1) Пластовым давлением и температурой

2) Концентрацией и скоростью движения кислоты

3) Характером поверхности контакта между кислотой и породой, а также его соотношения с объемом кислоты

4) Положением трещин и каналов, ориентацией границы раздела породы и кислоты

Контролируется процесс изменением скорости и давления, при котором происходит закачка, в зависимости от этого можно вызвать образование новых коротких трещин и каналов с высокою проницаемостью, либо поспособствовать более равномерному проникновению реагента по пласту.

В основном, применяют два вида кислотной обработки: нерегулируемая и избирательная(регулируемая). Первую используют с помощью нагнетания кислотного раствора с ингибитором в скважину вместе с продавочной жидкостью в размере, который нужен для проникновения в пласт кислоты. Нерегулируемую обработку применяют как при наличии НКТ в скважине, так и без них. Достоинствами данного метода являются в его экономической рентабельности, меньших затратах времени и простоты удаления продуктов

реакции из пласта, но этот вид имеет существенный недостаток – отсутствие контроля, и, как следствие, возможное поступление рабочей жидкости в непродуктивный интервал.

Регулируемая кислотная обработка обладает несколькими видами: пакерный, обычный, комбинированый, с применением временно закупоривающих реагентов, основным преимуществом данной обработки является наиболее полное использование кислотного раствора, которое достигается в результате его контроля, более того, эта обработка позволяет не только исключать возможность попадания в непродуктивные пласты, но и интенсифицировать приток из более плотных интервалов. Также этот метод обладает возможностью обрабатывать кислотным раствором более плотные и низкопроницаемые карбонаты с более низкими давлениями.

3.2.2 Соляно - кислотная обработка скважин

Соляно - кислотная обработка является одним из наиболее распространенных видов воздействия на призабойную зону и одним из самых эффективных методов увеличения её проницаемости в случаях, когда породы сложены отложениями карбонатов, так как известняки, доломиты и другие карбонатные вещества легко растворяются в соляной кислоте, а также продукты, которые были получены в результате реакции, легко растворяются в воде. Данный вид кислотной обработки основан на возможности 15% - го раствора HCl вступать в реакцию растворения с карбонатными и терригенными породами, очищая их, а также способствовать образованию новых трещин и каналов, что привод к интенсификации добычи нефти в пределах от несколько сантиметров до 1-2 метров вокруг ствола скважины. Слишком большая концентрация соляной кислоты ведет к тому, чей нейтрализованный раствор получается очень вязким.

При этом рабочая жидкость закачивается при низком давлении в целях избежания разрыва пласта. Существует разные виды соляно - кислотных обработок: кислотные ванны, применяющийся в скважинах с открытым забоем, кислотные обработки под давлением, проводящийся для закачки соляной

кислоты в низкопроницаемые пропластки, простые кислотные обработки, поинтервальная СКО при наличии интервалов с различной проницаемостью. Все перечисленные методы предназначены для очистки забоя и стенок скважины от различных корок, веществ, продуктов реакции окисления, а также для увеличения проницаемости пород. Достоинствами СКО являются дешевизна и часто встречающийся благоприятные условия для её применения[3].

Технология проведения СКО выглядит следующим образом:

1) До начала СКО скважина должна быть очищена от песка, грязи, парафина и глинистого раствора, а также продуктов образования коррозии с помощью промывки водой либо её растворов ПАВ;

2) Установка башмака НКТ на уровне нижних отверстий фильтра, а при открытых забоях – на расстоянии нескольких метров выше забоя;

3) Обвязка наземного оборудования с устьем скважины;

4) Нагнетание соляно - кислотный раствор при открытом затрубном пространстве;

5) Закрытие задвижки на отводе из затрубного пространства и продавливание раствора в пласт водой или нефти;

6) Обратная промывка с ПАВ в целях удаления отработанного кислотного раствора

7) Запуск скважины в работу

8) Отбор проб в процессе промывки скважины или её работы на анализ

Скорость доставки кислоты к поверхности породы является определяющим фактором в скорости растворения. Иногда это приводит к быстрому образованию каналов с неправильной формой, такие каналы называются «червоточинами». Соляная кислота образует новые обходные каналы вокруг загрязненной площади, но не прочищает последний, в этом её самое главное отличие от плавиковой. В процессе реакции соляной кислоты с карбонатами образуется хорошо растворимые в воде соли – хлористые кальций и магний, а также углекислый газ, который также достаточно легко удаляется

из скважины либо растворяется в воде при давлении более 7,6 МПа. Стоит также отметить, что выделяющийся углекислый газ CO_2 создает благоприятное воздействие на ПЗП при температуре выше критической (более 31,1 °С), он способствует растворению АСПО рядом с призабойной зоной.

Если загрязнение имеет достаточно сложный состав, то к раствору соляной кислоты добавляют специальные добавки:

1) Ингибиторы – вещества, процесс реакции которых протекает в основном на аноде, снижают и тормозят коррозионное воздействие соляной кислоты на оборудование с помощью которого раствор транспортируют, хранят и перекачивают.

2) Интенсификаторы – являются ПАВ, которые снижают поверхностное натяжение на границе нефть – кислота, а также способствуют более эффективной очистке ПЗП от продуктов реакции (соли) и от прореагировавшей кислоты.

3) Стабилизаторы – вещества, удерживающие в растворенном состоянии некоторые продукты реакции раствора соляной кислоты с железом, песчаником и цементом. Продуктом коррозии соляной кислоты с глиной является соль алюминия, а с песчаником и цементом – силикаты, выпадающие в осадок. Для этого используют либо уксусную либо плавиковую кислоты[4].

3.2.3 Глино - кислотные обработки скважин

Данный вид кислотной обработки наиболее благоприятен для песчано – глинистых (терригенных) пород при низком содержании карбонатов. Так как коллекторы Западной Сибири характеризуются низким содержанием карбонатов и достаточно высоким содержанием песчано – глинистого материала, а также низкой проницаемостью, то данный вид глино – кислотной обработки (ГКО) является одним из самых эффективных видов кислотных обработок.

В ГКО применяется кислотная смесь соляной и плавиковой кислот (HCL+HF), называемой грязевой либо глинистой кислотой. При этом массовая доля HF принимает значение от 1,5 до 3%, а в особых случаях 5%.

В состав раствора входит техническая плавиковая кислота HF с содержанием HF не меньше 40%; H_2SiF_6 с содержанием не более 0,4%, а также серной кислоты не больше, чем 0,05%. При изменении заданных параметров может образоваться осадок, который приведет загрязнению пласта.

Химическая сущность данного метода заключается в реакции глинокислоты с карбонатными и глинистыми частицами. Проведение данной обработки направлено на очищение стенок скважины от загрязнения и расчистку и расширение каналов пласта, путем разрушения силикатных породообразующих материалов. При этом глинокислота при попадании в ПЗП действует на кварцевые зерна:

$$SiO_2 + 4HF = 2H_2O + SiF_4 \quad (1)$$

Образованный в ходе реакции фтористый кремний SiF_4 начинает взаимодействовать с водой:

$$3SiF_4 + 4H_2O = Si(OH)_4 + 2H_2SiF_6 \quad (2)$$

Образующаяся кислота при снижении кислотности, в нейтральной среде, проявляется в виде желеобразного геля, который засоряет и закупоривает поры пласта. Также в результате реакции с кремнистым, сланцем, глиной и компонентами песчаника, образуется анион гекса фтористого кремния и ряд других соединений AlF^{2+}, AlF_3, AlF_6^{3-}. Для исключения данной проблемы и применяется соляная кислота при массовой доле 8-15 %, она способствует удержанию кремниевой кислоты H_2SiF_6 в растворе, а также способствует растворимости солей.

Обычно закачиваются малые объемы кислоты 0,9 – 4 $м^3$, при этом необходимо, чтобы кислота определенное время оставалось на забое для того, чтобы впитаться, если этого не произойдет, то основная часть грязевой кислоты уйдет в пласт и не сможет очистить отверстий перфораций. Также не стоит применять глинокислоту при высоких темпах нагнетания, так как скорость самой её реакции с силикатами крайне низка, кислота просто не успеет прореагировать и уйдет в пласт.

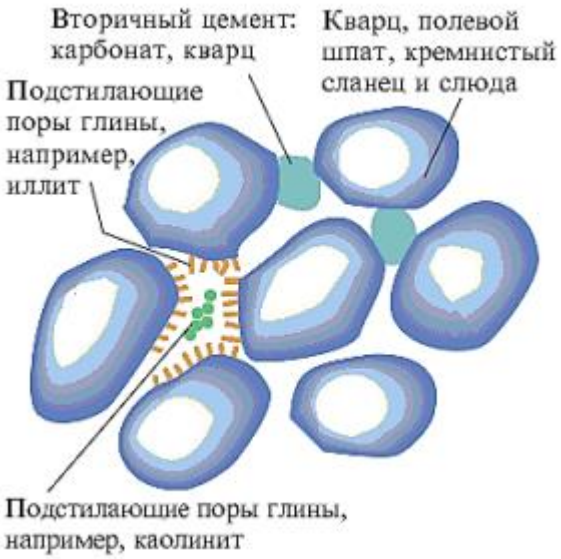

Рисунок 3.1 – Составляющие песчаника, каждый из которых растворяется грязекислотой

Уравнение реакции плавиковой кислоты с глиной, определяющее эффект воздействия на породу, загрязненную глинистым материалом выглядит следующим образом:

$$Al_2O_3 \times 2SiO_2 \times 2H_2O + 14HF = 2AlF_3 + 2SiF_4 + 9H_2O \quad (3)$$

Применение грязевой кислоты при наличии карбонатных коллекторов не рекомендуется, так как в ходе реакции образуется осадок фтористый кальций CaF_2 в виде хлопьев:

$$CaCO_3 + 2HF = CaF_2 \downarrow + CO_2 + H_2O \quad (4)$$

В этом случае для избегания образования осадка применяют двухрастворную обработку, включающую в себя первоначальную соляную обработку в целях растворения карбонатов, а затем последующую обработку грязекислотой. Также стоит отметить, что скорость при двухрастворной обработке должна быть минимальна.

Химическая реакция взаимодействия плавиковой кислоты с силикатами выглядит следующим образом:

$$H_4Al_2Si_2O_9 + 14HF = 2AlF_3 + 2SiF_4 + 9H_2O \quad (5)$$

Продукт реакции фтористый алюминий растворяется, а SiF_4 начинает реагировать с водой, которая образует кремниевую кислоту:

$$SiF_4 + H_2O = H_2SiO_3 + H_2SiF_6 \quad (6)$$

Данная реакция протекает гораздо быстрее, чем взаимодействие плавиковой кислоты с кварцем, но медленнее, чем реакция растворения карбонатов соляной кислотой.

Глинокислоту рекомендуется применять в условиях снижения проницаемости за счет разбухаемости глин, так как она может полностью удалить загрязнение при хорошем контакте глины с кислотой.

Таблица 3.2 - Состав кислотных растворов

Состав кислотных растворов	Карбонатность обрабатываемых пород		
	До 5 %	До 30 %	Свыше 50 %
	Количество кислоты, % к общему объему		
12-15 % HCl (буфер)	50	70	100
12-15 % HCl +5-6 % HF	50	30	
Всего:	100	100	100

Глинокислота является наиболее эффективным видом кислотной обработки для этих целей. Также в зависимости от проницаемости пород, химических свойств пород, рекомендуется применять следующие удельные объемы расхода кислотных обработок:

Таблица 3.3 – Удельные объемы расхода кислотных растворов

Этапы обработок	Проницаемость пород, миллидарси			
	До 100	100-300	300-600	600 и более
	Количество кислотных растворов, $м^3$			
Солянокислотная	0.2	0.2-0.3	0.3-0.5	0.5-0.7
Глинокислотная	0.3 – 0.4	0.4-0.5	0.5-0.7	0.7-1.0*
Кислотная подкачка	0.05-0.1	0.2-0.3	0.3-0.4	0.4-0.5

К основному недостатку ГКО можно отнести высокую стоимость, а также взаимодействие только с терригенными породами[5].

Обоснование и технология проведения глино - кислотной обработки рассматриваются в статье «Основополагающие принципы проведения кислотных обработок в низкопроницаемых глинизированных терригенных

коллекторах», авторами данной статьи являются Подопригора Д.Г., Лучкина Д.Р.

3.3 Механические методы интенсификации притока

3.3.1 Гидравлический разрыв пласта (ГРП)

3.3.1.1 Обоснование применения ГРП

Для того чтобы дебит скважины стал больше, необходимо воздействовать на призабойную зону скважин. В приоритете должны стоять задачи по сохранению и повышению нефтеотдачи и интенсификации добычи нефти для того, чтобы гарантировать высокий уровень добычи нефти и газа.

В большинстве случаев для этого необходимо осуществлять интенсификацию притока, позволяющая очистить призабойную зону, которая была загрязнена после разбуривания, цементирования, освоения и ремонта после продолжительной эксплуатации. Для того, чтобы восстановить проницаемость продуктивных отложений, нужно провести комплекс химических и физико – химических операций, которые воздействуют на призабойную зону пласта. В связи с тем, что есть достаточно много причин нарушения гидродинамической связи пласта со скважинами, в современное время исследованы и используется большое число способов устранения этих нарушений.

Самым распространенным способом при разработке низкопроницаемых коллекторов на месторождениях Западной Сибири является гидравлический разрыв пласта (ГРП) – геолого – техническое мероприятие позволяющее «оживить» скважины, на которых добыча нефти невозможна или малорентабельна.

3.3.1.2 Сущность ГРП

Основой применения ГРП является нагнетание в ПЗП под таким давлением, при котором порода разрывается в местах минимальной прочности. Причем это давление больше пластового в 1,5 – 2 раза. В результате этого воздействия могут появится так и новые искусственные трещины, так и расширятся естественные. После появления трещины, давление флюида

увеличивает ее, связывая с системой природных трещин не вскрытых скважиной и с зонами повышенной проницаемости. Площадь дренажа скважины расширяется, что способствует повышению дебита скважины.

Об образовании искусственных и расширении естественных трещин в пласте могут характеризовать графики зависимости давления P от расхода Q. К примеру, о наличии искусственных трещин говорит падение давления при постоянном темпе закачки (рис. 1.6), а при раскрытии и расширении естественных трещин расход жидкости разрыв увеличивается при повышении давления (рис. 1.7)[6].

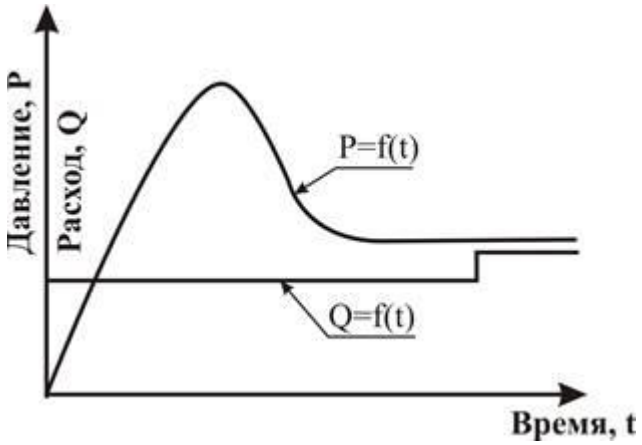

Рисунок 3.2 – Изменение давления и расхода при ГРП с образованием искусственных трещин

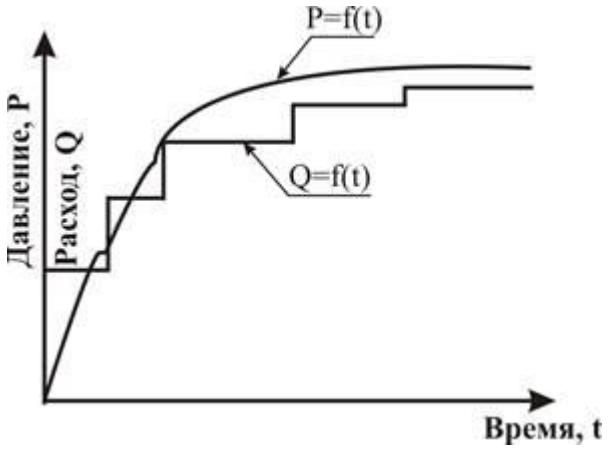

Рисунок 3.3 – Изменение давления и расхода при ГРП с расширением естественных трещин

3.3.1.3 Основные критерии выбора скважин для осуществления гидроразрыва

Скважины с загрязненной ПЗП

ГРП хорошо показывает себя в скважинах с загрязненной ПЗП, результатом его воздействия является не только возвращение прежних значений дебита, но и его значительное увеличение. Такие скважины выделяются оценкой радиуса области её дренирования и последующим, расчетным путем с помощью формулы Дюпюи:

$$q = \frac{2\pi kh*(P_{пл} - P_{заб})}{B\mu*(\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - 0{,}75 + S)} \quad (1)$$

k – проницаемость, Д;

h – мощность пласта, м;

$P_{пл}$ – среднее пластовое давление, МПа;

$P_{заб}$ – давление на забое, МПа;

B – объемный коэффициент, $м^3/м^3$;

μ – вязкость жидкости, спз;

r_e – радиус дренирования, м;

r_w – радиус скважины, м;

S - скин фактор.

Если при сравнении расчетного дебита и фактического, расчетный оказывается гораздо выше, то можно сделать вывод о том, что ПЗП загрязнена. Также выявить участки с загрязнением могут быть выявлены по итогам гидродинамических исследований.

3.3.1.4 Оборудование, необходимое при ГРП

Для того, чтобы провести гидравлический разрыв пласта используются насосные агрегаты с рабочим давлением в 70 МПа для закачки жидкости в пласт типа 4АН – 700, которые установлены на грузовых машинах, которые обладают грузоподъёмностью около 10 – 12 т. Насос работает от дизельного

двигателя, мощность которого составляет 588 кВт.

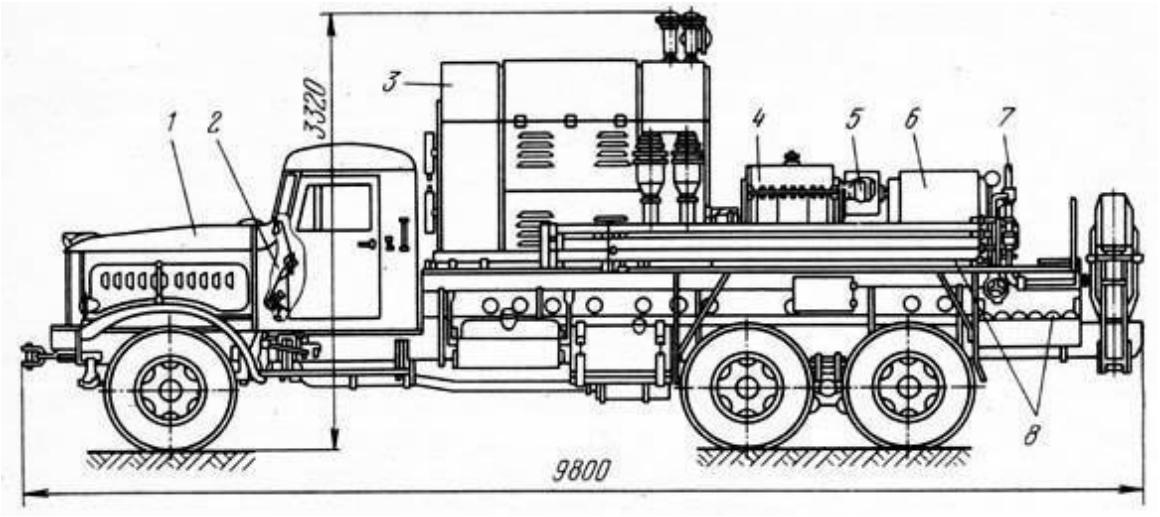

Рисунок 3.4 – Насосный агрегат 4АН – 700

1 – грузовая машина с базой КрАз;2 – кабина управления; 3 – силовой агрегат; 4 – коробка скоростей; 5 – муфта сцепления; 6 – насосный агрегат; 7 – выкидной маинфольд; 8 – соединительные трубы высокого давления

Для того, чтобы добиться максимальной скорости жидкости разрыва используют дополнительный вспомогательный агрегат[7].

Для приготовления и закачки жидкости – песконосителя, а также дозированной подачи песка (до 9 т) в трещину используют пескосмесительный агрегат вида 4ПА, который также установлен на грузовой машине типа КрАз.

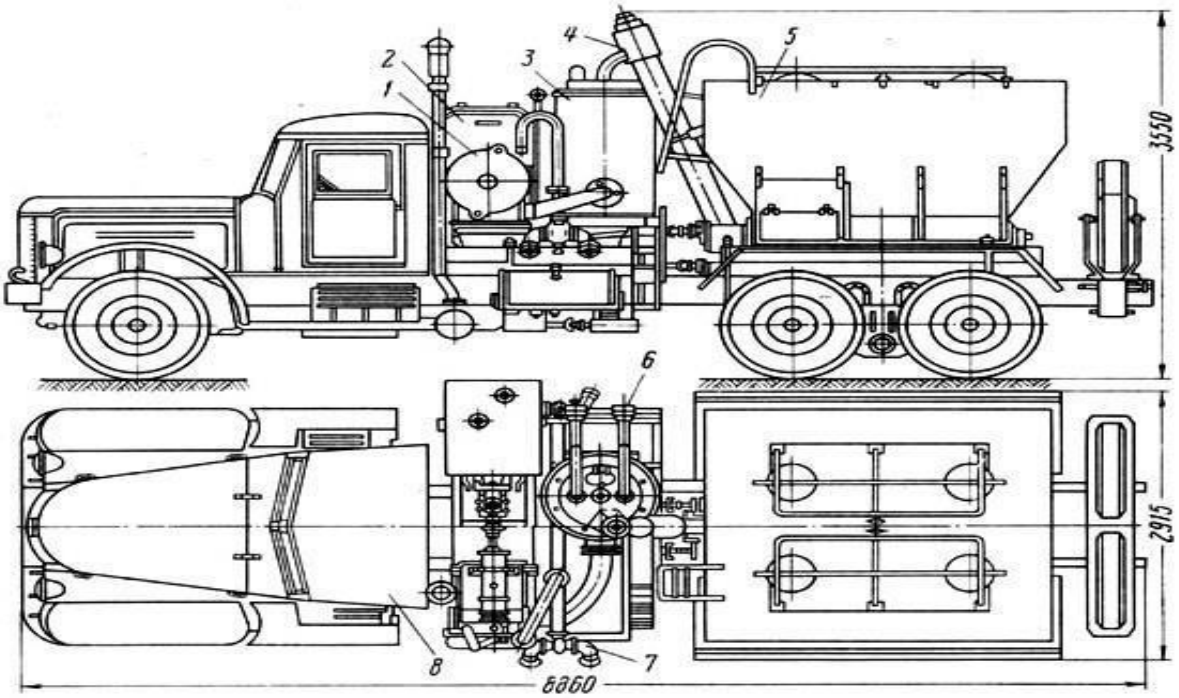

Рисунок 3.5 - Пескосмесительный агрегат 4ПА

1 – ЦН 4ПС; 2 – силовой блок двигателя ГАЗ-51; 3 – устройство, предназначенное для приготовления жидкости - песконосителя; 4 – наклонный шнек; 5 – бункер для песка; 6 – приемный трубопровод; 7 – раздаточный трубопровод; 8 – грузовая машина КрАЗ-257

Блоки манифольдов типа 1БМ-700 или 1БМ-700С (для обвязки нескольких насосных агрегатов с устьем скважины). Первый работает в районах с умеренным климатом, второй – с умеренным и холодным. Блоки передвигаются на шасси ЗИЛ-131, состоят из двух коллекторов (приемораздаточного и напорного), подъемной стрелы и комплекта труб с шарнирными соединениями.

При ГРП обвязка насосных агрегатов с устьем скважины применяют универсальную устьевую арматуру 2АУ-700, состоящая из трубной и устьевой головок, арматуры запорной и элементов обвязки. Также в комплекте имеются краны с цилиндрическими пробками, которые позволяют использовать их при любом рабочем давлении, и резиновая манжетка, позволяющая проводить спускоподъемные операции НКТ без разгерметизации устья скважины.

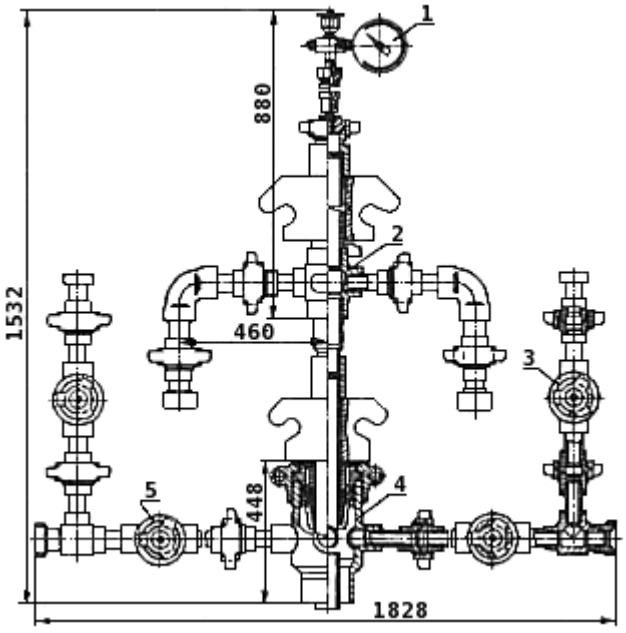

Рисунок 3.6 – Устьевая арматура 2АУ – 700 для ГРП

1 — манометр; 2 — трубная головка; 3, 5 - пробковые краны; 4 — устьевая головка

Для того, чтобы постоянно дистанционно контролировать процесс, на грузовом автомобиле устанавливают станции управления (СУ), при этом все оборудование, пескосмесители, насосы находятся на безопасном расстоянии в направлении от устья скважины, чтобы в случае аварии быстро отъехать от нее. В целях транспортировки рабочих жидкостей используют автоцистерны (АЦН), которые обладают вместимостью около 6 – 21 м^3.[7]

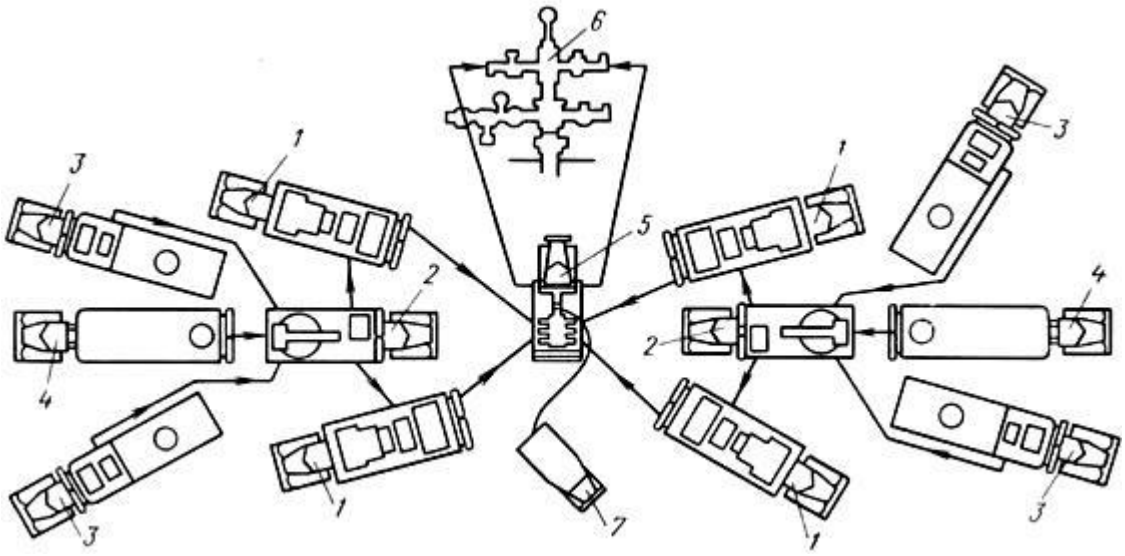

Рисунок 3.10 - 1 – насосный агрегаты 4АН–700; 2 – пескосмесительный агрегаты 4ПА;
3 – автоцистерны; 4 – песковозы; 5 – блок манифольдов; 6 – арматура устья; 7 – СУ и контроля

3.3.1.5 Подготовка скважины к ГРП

Подготовка скважины к гидроразрыву пласта является основной и определяющей частью самого процесса, правильная и своевременная подготовка играет огромную роль на дальнейший ход работы.

Во-первых, необходимо проверить состояние подъездных путей к кустовой площадке. Площадку необходимо проверить и очистить бульдозером от снега и/или мусора. В завершении работы составляется акт приема куста.

Затем необходимо исключить фонтанирование скважины, для этого необходимо провести ряд мероприятий, которые будут связаны с повышением

забойного давления до значения, превышающее пластовое. Данный процесс называется глушением скважины, основой которого является закачка жидкости глушения. Она должна обладать определенными свойствами: стабильностью при контакте с водой, легким удалением фильтрата, а также твердых частиц, которые проникли в ПЗП, исключением реакции фильтрата с глинистыми материалами с последующим образованием осадков в поровом пространстве, обладанием давления закачки, соответствующем прочности обсадных колонн и фонтанной арматуры.

Помимо выполнения всех правил техники безопасности нужно, чтобы:

- работа скважины была остановлена на менее чем за 24 часа до начала глушения;
- убедиться, что электрический кабель УЭЦН предварительно отсоединен от СУ;
- известить растворный узел о необходимом объеме раствора;
- обеспечить наличие необходимого объема раствора на кусту (включая дополнительный запас 5 $м^3$);
- при необходимости, отпарить устье и фонтанную арматуру;
- перевести скважину на работу через байпас, минуя газосепаратор;
- проверить состояние задвижек фонтанной арматуры.

Глушение скважины осуществляется двумя циклами:

1-й цикл: объем скважины от верха интервала перфорации до глубины спуска насоса , а также дополнительных 2 $м^3$.

2-й цикл: Объем НКТ и объем затрубного пространства от глубины посадки насоса до поверхности.

Если насос устанавливается на глубине, при которой объем затрубного пространства ниже насоса превышает объем 1-го цикла, глушение осуществляется в 3 цикла.

Этапы выполнения:

1. Проверить и зарегистрировать затрубное давление и давление в НКТ.

2. Колонна НКТ имеет обратный клапан над УЭЦН. Для прокачки жидкости по НКТ сбросить металлический стержень для открытия сбивного клапана.

3. Подбить насосный агрегат, на расстоянии не ближе 10 м. от устья скважины. На линии установить предохранительный клапан для предотвращения нефтегазопроявления на скважине.

4. Убедиться, что задвижка НКТ фонтанной арматуры и задвижки выкидной линии открыты и в хорошем состоянии, подбить линию от насосного агрегата к задвижке НКТ и начать первый цикл прокачки раствора через НКТ при стабильной подаче. В случае если сбивной клапан не открылся (быстрое увеличение давления при подаче жидкости для глушения), подбиться для обратной циркуляции.

5. Закрыть скважину путем закрытия задвижек затрубного пространства и НКТ, контролировать и регистрировать статическое давление в скважине при закрытом устье.

6. Оставить скважину на 5 – 12 часов, чтобы жидкость установилась ниже уровня приема насоса.

7. Прокачать второй цикл через НКТ. Остановить циркуляцию и замерить давление на поверхности. Скважина считается заглушенной, когда разница давления в НКТ и в затрубном пространстве равна 0. После второго цикла скважину следует закрыть минимум на 1 час.

Подъем оборудования из скважины.

1. Необходимо убедиться, что скважина заглушена.

2. Необходимо убедиться, что доливная емкость заполнена раствором и соответствующим образом подсоединена.

3. Поднять и уложить НКТ. На извлеченные НКТ необходимо наворачивать защитные колпачки.

4. Соответствующим образом намотать кабель на барабан. В случае повреждения кабеля или подъеме ЭЦН с отставанием кабеля составить акт.

5. Долив скважины производить постоянно.

6. После подъема насоса на поверхность, УЭЦН должен быть разобран, проверен инженером по сервису. Для подъема и спуска УЭЦН необходимо использование подъемных переводников, в противном случае должны использоваться хомуты соответствующего размера.

При проявлении скважины, её необходимо закрыть, предварительно обрубив электрокабель от ЭЦН так, чтобы свободная часть тела НКТ находилась напротив плашек превентора[8].

3.3.1.6 Виды ГРП

От типа используемой рабочей жидкости различают: проппантный, кислотный и пенный ГРП.

Проппантный ГРП является наиболее распространенным, используется в пластах, основой которого составляют терригенные породы. Такое название получил из за специального расклинивающего агента – проппанта, который способствует удержанию трещины в раскрытом состоянии.

Кислотный ГРП применяется, когда продуктивный пласт состоит, в основном из карбонатных пород. В пласт в качестве жидкости разрыва закачивают кислоту, она хорошо реагирует с карбонатами, растворяя их. Трещины, которые образуются в результате такого ГРП при большом давлении, не нуждаются в дополнительной закачке удерживающей жидкости. Отличается от обычной кислотной обработки большими расходами кислоты, а также большим давлением. Экономически выгоден, но при небольшом количестве кислоты оказывает кратковременный эффект.

Пенный ГРП проводится при высоком давлении, причем вместе с гелем и проппантом закачивается газ, в зависимости от его концентрации, различают вспененные ГРП при содержании газа меньше 52%, и пенные ГРП – больше 52%. В отличие от стандартного ГРП, при пенном требуется гораздо меньше водного раствора, а значит, соответственно к меньшей потери продуктивности низкопроницаемых коллекторов за счет меньшей степени гидрофилизации породы, а также возникновения меньшего дополнительного сопротивления фильтрации нефти по поровым каналам. За счет этого возрастает

проницаемость трещины, более того, применение газа способствует более быстрой очистки трещины от жидкостей, что уменьшает урон окружающей среде и пласту. Также за счет высокой сжимаемости газа, уменьшается рост трещин, что в свою очередь сокращает вероятность получения притока обводненной продукции. На месторождениях Западной Сибири, данный вид ГРП показал себя очень эффективно.

В зависимости от вида ГРП используют разные виды жидкостей разрыва.

- вода (наиболее распространенная)
- кислота
- спирт (метанол, изопропиловый спирт)
- эмульсия
- пена
- нефть

По количеству охватываемых пластов и пропластков, ГРП разделяют на направленный, поинтервально – направленный и ненаправленный – многократный.

Направленный ГРП – применяется в продуктивных пластах, сложенных карбонатными породами, основное отличие от стандартного ГРП заключается в том, что в скважину закачивается меловой раствор с содержанием мела размером до 0,5 мм.

В нужном пласте либо пропластке с помощью перфоратора, который направляет струи жидкости с песком в стенку скважины через насадки, нарезают либо горизонтальные либо вертикальные трещины.

В данном типе ГРП в качестве жидкости разрыва выступает кислота, так как она хорошо реагирует с карбонатами и растворяет их. При растворении карбонатов трещины расширяются.

Перед тем как приступить к поинтервально – направленному ГРП способом «снизу – вверх», необходимо выделить на каротажной диаграмме границы интервалов разрыва. Далее в скважину закачивают меловой раствор и

спускают НКТ с перфоратором. Интервал, начиная с самого нижнего, перфорируют в трех положениях перфоратора, отличающимся друг от друга на 30^0. После этого его вместе с НКТ поднимают обратно на поверхность и спускают пакер, который ставится выше обрабатываемого интервала, с НКТ, затем в этом интервале производится ГРП. После этого пакер вместе с НКТ поднимают и спускают перфоратор уже для обработки второго вышележащего интервала. Данную последовательность повторяют для всех интервалов.

После обработки всех интервалов скважину очищают, промывают, а НКТ спускается до забоя. Меловой раствор удаляется из скважины путем проведения СКО, причем объём кислоты должен быть равен объёму мелового раствора, который был поглощен. Через время, примерно равное 6 часам, скважину осваивают, а также продувают.

Технология поинтервального ГРП «сверху вниз» отличается от вышеперечисленной лишь тем, что первоначально берется верхний интервал, а не нижний.

Также применяется ненаправленный – многократный ГРП, сущность данного метода заключается в следующем, проводят стандартный ГРП, но на 3 этапе, первоначально, в продавочную жидкость вводятся резиновые эластичные шарики, дробь, крупные опилки и смесь 3% раствора целлюлозы с мелом в целях закупорки устья трещины.

После перекрытия устья трещины, в скважине опять применяют стандартный ГРП в необходимом интервале, при этом в скважину опять закачивают закупоривающие вещества в целях перекрытия устья второй трещины. Таким образом, данный метод не требует работы гидропескоструйного перфоратора, а также работ по подъёму и спуску НКТ, однако присутствует один недостаток – процесс неуправляем[9].

3.3.1.7 Технология проведения ГРП

Непосредственно перед самим проведением ГРП, выбирают скважины, которые характеризуются низкой проницаемостью коллекторов, а также такие

скважины, фильтрационные свойства которых ухудшились вследствие вскрытия пласта.

Также скважину исследуют на наличие притока, определяя давление поглощения и её поглотительную способность, для этого с помощью первого агрегата закачивают нефть до момента получения на устье такого избыточного давления, при котором скважина начинает принимать жидкость, далее, примерно через 10 – 20 минут замеряют расход, далее повторяют операцию, но закачивают уже большее количество жидкости и получают повышенное на 2 – 3 МПа давление, снова измеряют расход.

Вышеперечисленное повторяет до момента достижения максимально возможного давления с измерением соответствующего расхода. От этих результатов, зависит эффективность проведения разрыва, изменение проницаемости пород.

Скважину очищают от загрязнения промывкой и дренированием в целях улучшения фильтрационно – емкостных свойств ПЗП. Благоприятный эффект для образования трещин может дать предварительные СКО, ГКО, так как они улучшают фильтрационные свойства малопроницаемых пород для воздействия на неё жидкости разрыва.

Предварительно перед закачкой жидкости разрыва в целях предохранения обсадной колонны и её разгрузки от большого давления, а также для обеспечения загрузки определенного интервала пласта, над обрабатываемым пластом устанавливают пакер, который перед спуском соединяют на мостках с патрубком. Он разобщает фильтровую зону от её верхней части. При спуске пакера с заданной скоростью, которая не должна превышать 0,25 м/с в соответствии со всеми инструкциями по его эксплуатации, выполняется условие, при котором давление, которое образовывается за счет действия насосов передается только на фильтровую зону, а также на нижнюю поверхность пакера. Принцип действия пакера основан на сжатии его эластичного элемента за счет веса труб. Для того, чтобы пакер загерметизировал кольцевое пространство, необходима опора в виде

НКТ, башмак которой ставится на забой, либо опорой может служить подвижный элемент самого пакера вместе с плашками, освобождающийся при повороте НКТ, скользят по конусу пакера, раздвигаются, а потом вдавливаются во внутреннюю поверхность колонны[10].

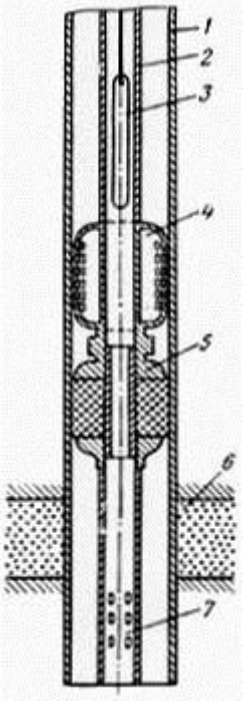

Рисунок 3.7 – Схема оборудования забоя скважины для гидравлического разрыва пласта

1 - обсадная колонна; 2 - насосно-компрессорные трубы; 3 - скважинные манометры; 4 - якорь; 5 - пакер; 6 - продуктивный пласт; 7 - хвостовик для опоры на забой

Когда пакер создает под собой давление, на него действует очень большая страгивающая сила, она может сместить пакер и вызвать продольный изгиб НКТ. Вес НКТ, которые находятся ниже пакера частично уравновесит эту силу, но для разгрузки НКТ, а также для исключения смещения пакера, выше него устанавливают специальный гидравлический якорь, имеющий 8 – 16 плашек вместе с насечками, перемещающийся в горизонтальной плоскости. При образовании слишком большого давления относительно внешнего, плашки раздвигаются специальным резиновым цилиндром, который имеется в корпусе якоря, и вдавливаются в обсадную колонну. Благодаря этому, предотвращается

смещение пакера, сила вдавливания зависит от внутреннего давления. Якоря рассчитаны на перепады давлений в 30 – 50 МПа.

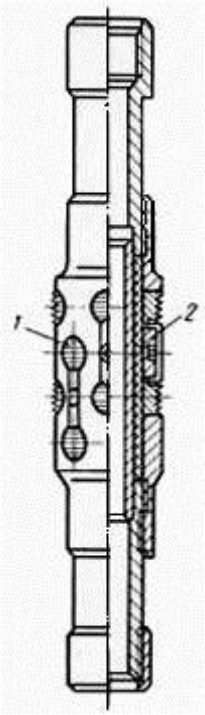

Рисунок 3.8 – Гидравлический якорь (плашечный)

1 - плашки с насечками; 2 - резиновый цилиндр

Все породы, которые входят в состав пласта, имеют естественные, сжатые трещины вследствие влияния веса толщей пород, находящаяся выше, проницаемость таких трещин является низкой. Так как каждая из пород обладает некоторым запасом прочности, то для образования искусственных трещин и расширения естественных, нужно снять напряжения в породах, которые создаются давлением, при котором флюиды находятся в своем фазовом состоянии, а также преодолеть границы прочности пород.

Для создания трещины, после промывки и очистки, с помощью труб НКТ под давлением, доходящим до 70 – 100 МПа через насосные агрегаты закачивают жидкость разрыва, которая обычно является высоковязкой жидкостью на углеводородной – при обработке на добывающих скважинах и на водной основе – при нагнетательных, в целях задержки её проникновения внутрь пласта, в противном случае увеличения давления вблизи скважины будет недостаточным. В результате закачки насосными агрегатами давление постепенно увеличивается и по достижении максимально возможного,

происходит разрыв пласта. Данный процесс характеризуется быстрым падением давления, а также повышением расхода закачиваемой жидкости. Вследствие различной проницаемости в пределах одного пласта, давление также может меняться в различных пределах. В случае низкопроницаемых пород, как на месторождениях Западной Сибири, необходимое давление можно достичь путем закачки жидкостей разрыва с маленькой вязкостью, а также с ограниченной скоростью закачки. В соответствии с увеличением проницаемости пород, вязкость жидкости разрыва также должна повышаться.

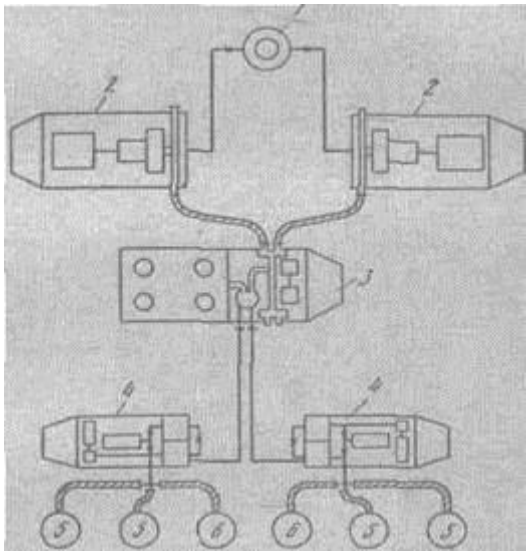

Рисунок 3.9 – Расположение оборудования при ГРП

1 — пескосмеситель; 2 — агрегат ЦА-400; 3— агрегат ЧАН-700; 4 — вспомогательный агрегат; 5 — емкость для рабочих жидкостей;

Также в случае наличия нескольких продуктивных пропластков необходимо, чтобы обеспечивалось равномерное поступление жидкости, жидкость разрыва должна зависеть от скорости фильтрации, так как при движении в пропластке с высокой проницаемостью вязкость жидкости будет больше, чем в низкопроницаемом, в результате данных действий, профиль приемистости будет становится более равномерным[11].

В статье Сысолятина А.А. «Технология проведения ГРП» описывается последовательность исполнения мероприятий, характеризующих непосредственно процесс ГРП в целом.

Создаваемые трещины могут быть как горизонтальными, так и вертикальными, так как сам разрыв породы образовывается под углом 90^0 меньшему напряжению. Вид трещины определяется глубиной залегания, до величины в 500 м образуется преимущественно горизонтальные трещины, глубже 500 м – вертикальные, в случае с Западной Сибирью, все трещины, образованные в результате ГРП – вертикальные, так как основная часть продуктивных нефтяных пластов залегает на глубине около 2000 – 3000 м.

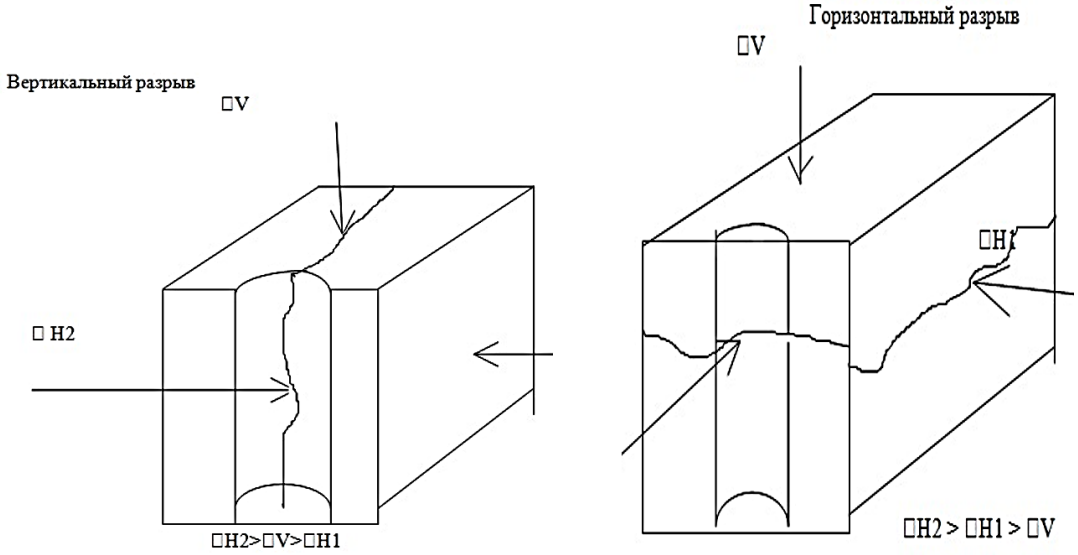

Рисунок 3.10 – Схема создания горизонтальных и вертикальных трещин при ГРП

Следующим этапом после образования искусственных трещин и расширения естественных, является удержание данных трещин открытыми при соответствующем снижении давления, для этого закачивают жидкость – песконоситель или специальный агент – проппант, препятствующий смыканию стенок трещин. Также стоит выделить то, что составом закачиваемой жидкости служит кварцевый песок с диаметром частиц, равным 0,5 – 1,2 мм. Агент должен обладать такими свойствами как: однородностью фракционного состава, высокой прочностью, иметь небольшую плотность, высокую проницаемость, а также не вдавливаться в поверхность трещины. Концентрация песка зависит от фильтруемости, а также от удерживающей способности, обычно колеблется в интервале значений 150 – 500 кг/м^3

Данный процесс происходит при наибольшем давлении и расходе в целях максимального расширения трещин.

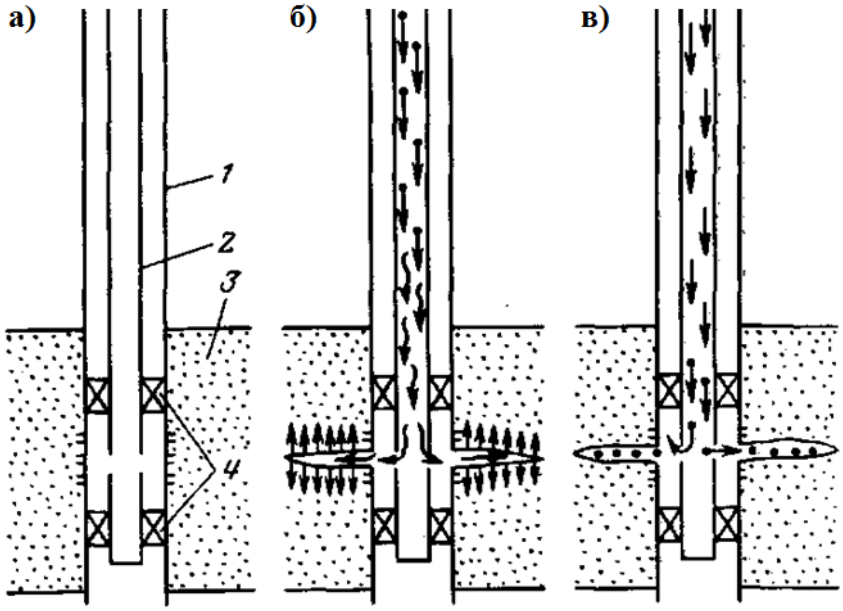

Рисунок 3.11 – Схема проведения ГРП

а – установка пакера; б – создание трещины; в – закачка песка; 1 – эксплуатационная колонна; 2 – колонна труб; 3 – продуктивный пласт; 4 – верхний пакер; 5 – нижний пакер;

Для того, чтобы продавить жидкость – песконоситель в трещину, используют продавочную жидкость при наибольшем давлении и скорости закачки, которая может быть получена при работе максимального числа агрегатов. Продавочная жидкость должна обладать малой вязкостью для снижения потерь напора при закачке. Как правило, в качестве продавочной жидкости для нагнетательных скважин используют техническую воду, а для нефтяных – нефть. Объем закачиваемой жидкости должен быть равен объему емкости колонных труб[12].

Заключительным этапом проведения ГРП после продавки жидкости – песконосителя в трещины, устье закрывается и скважину не трогают до того момента, как давление на устье не обнулится, после достижения данного значения, скважина подвергается очищению от песка и последующей промывке, после проведенных операций, приступают к её освоению.

При наличии довольно больших глубин залегания пласта, около 2500 – 3500 м, различие проведения технологии ГРП от обычной отличается тем, что процесс ГРП происходит при неизменном давлении на НКТ и на верхний пакер. Значение этого давления вычисляется, как разница между расчетным значением давления ГРП и граничным наибольшим давлением на пакер. Также для увеличения скорости подкачки использую вспомогательный насосный агрегат[13]. Расположение оборудования в данном случае выглядит следующим образом:

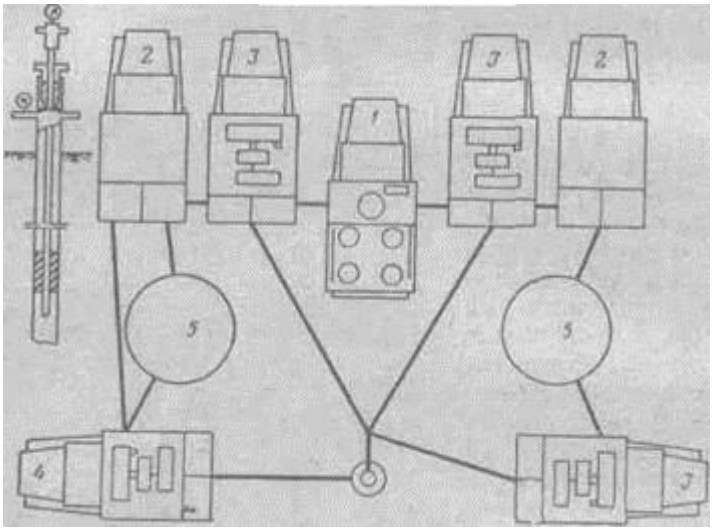

Рисунок 3.12 – Расположение оборудования при проведении ГРП в глубоких скважинах

1 — пескосмеситель; 2 — агрегат ЦА-400; 3— агрегат ЧАН-700;

4 — вспомогательный агрегат; 5 — емкость для рабочих жидкостей

После вышеперечисленных операций, скважину промывают, а затем осваивают.

3.3.1.8 Затруднения при проведении ГРП

При проведении ГРП возникают ряд возможных трудностей и неблагоприятных последствий, которые снижают показатели производительности гидроразрыва пласта. Этими факторами являются: кольматация неразложившимся гелем, вынос проппанта из трещины, прорыв воды по трещине ГРП.

Совокупность этих явлений или же воздействие каждого из низ приводит к снижению эффективности ГРП, а следовательно и ко всем видам ущерба.

Кольматация (накопление) неразложившегося геля

После проведения ГРП, жидкость разрыва, оставаясь в пласте, начинает негативно воздействовать на закрепление проппанта в трещине, что оказывает влияние на саму скважину. В составе жидкостей разрыва обычно применяются полимеры: гуаровые смолы с добавлением брейкера – деструктора. Проблема заключается в том, что после проникновения проппанта в трещину, он остается неразрушенным. Из за этого начинается кольматация данного осадка, который может заблокировать не только пространство трещины, но и само пространство призабойной зоны, что ведет к ухудшению производительности и эффективности самой скважины. Также затруднением является высокая потеря давления при закачке геля, вследствие их высокой вязкости. Решением данной проблемы является использование в качестве жидкостей размыва более высокоструктурированные комплексы «Химеко-В», низкополимерных жидкостей LowGuar или незагрязняющие пласт жидкости, а именно ClearFrac или Diamond FRAQ.

Вынос проппанта

Данное явление является самым опасным фактором для снижения эффективности скважин после ГРП. Вследствие выноса проппанта как в процессе освоения, так и при непосредственно самой эксплуатации скважины, изнашивается скважинное оборудование в результате механического разрушения их поверхности, а также снижается производительность за счет постепенного перекрытия проводящей трещины в результате эффекта расклинивания до полного его схлопывания.

Обычно, вынос проппанта – это длительное явление, вследствие неустойчивого состояния его массы в трещине, которое объясняется воздействием высокой скорости фильтрующийся жидкости. Таким образом, уменьшения депрессии (за счет увеличения забойного давления), а значит и

скорости флюида в пласте позволяет снизить интенсивность выноса проппанта. Но бывают случаи, когда поступление данного вещества из трещины происходит очень быстро, вследствие того, что он может вымыться из призабойной зоны пласта, в результате чего трещина вблизи ствола скважины может перекрыться.

Решением данной проблемы послужило использование RCP – проппанта – с полимерным покрытием(фенолформальдегидная смола). Это основной метода закрепления этого вещества в призабойной зоне пласта.

В особых случаях при температуре ниже 50°C используют 2 варианта закрепления:

1) Термозакрепление – повышение температуры за счет экзотермической реакции хим. реагентов (может применяться, как всопомогательная операция для снижения выноса проппанта)
2) Сшиватели – ввод хим. реагентов сшивателей для увеличения скорости и степени сшивания[14].

Прорыв воды по трещине ГРП

Является основным фактором, ограничивающим область применения ГРП из за близости водонасыщенных прослоев.

Можно выделить три основных метода решения:

- ограничение роста трещины путем снижения давления путем применения маловязких жидкостей, гелей вязкоэластичных жидкостей ClearFRAC и жидкостей с применением волокон FiberFrac
- ограничение увеличения высоты трещины путем создания проппантных барьеров: BrackerFRAC, J-FRAC, а также методом искуственного клина – NewCo Well Service
- добавление химических реагентов, которые способствуют понижению проницаемости для воды – модификаторов фазовой проницаемости , в качестве покрытия проппанта и как добавка к жидкости разрыва (МФП)

Эти методы можно разделить по конкретным ситуациям и условиям: в случае тонких глинистых пропластков между продуктивными и водными пластами применять технологии ограничения высоты трещины, а в случае близости ВНК и в скважинах с высокой обводненностью – МФП.

ClearFRAC – технология закачки специальных вязкоэластичных жидкостей ГРП, которые при наличии солевого раствора, образуют длинные мицелы, которые удерживают проппант путем прилипания ПАВ друг к другу.

J-FRAC – специальная технология, включающая в себя применение закачки смеси твердых частиц, обладающих разными размерами от крупного до мелкого, призванная «блокировать» и «изолировать» давление, а также исключить попадание жидкости через зоны барьеров, путем создания механического моста на глинистых барьерах.

МФП – технология, которая наиболее подходит для скважин, где присутствуют водоносные горизонты и ВНК с высокой обводненностью, основа которой составляет применение модификаторов, изменяющих смачивающие свойства породы путем осаждения полимера на стенках пор и создания гидравлического сопротивления в каналах притока флюида в скважину. Модификаторы могут закачиваться либо вместе с жидкостью – песконосителем, либо в качестве покрытия удерживающего агента.[14]

В статье Бобкова Д.О. «Проблемы, возникающие при ГРП и пути их решения» описываются возможные трудности, которые могут возникнуть в процессе ГРП, а также необходимые действия для их решения, предлагаются варианты, которые позволяют уменьшить влияние отрицательных факторовот ГРП и повысить его эффективность[14].

4. Анализ эффективности применения методов интенсификации на месторождениях Западной Сибири

Применение определенного метода интенсификации зависит от конкретных геологических свойств месторождения и условия залегания пород в пласте. Правильный выбор метода играет очень важную роль, так как он определяет на сколько эффективным будет результат воздействия на ПЗП. От этого будет зависеть величина продуктивности скважин, а также её дебита.

В этих целях рассмотрим несколько месторождений Западной Сибири, которые характеризуются разными геологическими свойствами.

4.1 Применение методов интенсификации на Х месторождении

4.1.1 Общие геологические данные Х месторождения

Данное месторождение является крупнейшим нефтяным месторождением в Западной Сибири. Основная часть представлена песчаниками с прослоями глин и алевролитов.

Краткая характеристика геолого – физических параметров продуктивных отложений пластов $АВ_1^1$, $АВ_1^3$, $АВ_{2-3}$, $АВ_{4-5}$, $БВ_8$, $БВ_{10}$ представлена в таблице 4.1:

Таблица 4.1 – Геологическая характеристика продуктивных пластов месторождения

Показатели	Продуктивные пласты					
	$АВ_1^1$	$АВ_1^3$	$АВ_{2-3}$	$АВ_{4-5}$	$БВ_8$	$БВ_{10}$
Стратиграфия	Алымская свита аптского яруса		Вартовская свита готерив – барремского яруса нижнего мела		Мегионская свита валанжинского яруса	
Глубина залегания, м	1670	1680	1700	1750	2100	2200
Нефтеносность, км^2	1142	1068,5	1058,75	430,25	771,5	547,25
Тип залежи	Пластовосводовый					Пластовосводовый с литологическим
Тип коллектора	Терригенный					

						экраном
Нефтенасыщенная толщина пласта, м	8,4;4,2	5,0;2,0	9,2	18,5	17,2	8,0
Пористость, %	23,5	25,4	26,3	27,2	23,0	21,5
Проницаемость, мкм^2	0,04	0,0077 – 0,04	0,04 – 0,1	0,04 – 0,05	0,02 – 0,06	0,033 – 0,102
Нефтенасыщенность, доли. Ед.	0,51	0,5 – 0,64	0,62	0,70	0,68	0,56
Коэффициент продуктивности, 10^{-1} м^3 (сут.МПа)	-	8,9	12,45	3,15	21,5	3,02
Начальное пластовое давление, МПа	16,5	17,4/16,5	17,4/16,5	17,4/17.1	21,0/20,4	21,5/21,4
Пластовая температура, ^{0}C	7	58,4	57,1	58,3	71,2	74,3

Исходя из таблицы, можно сделать вывод о том, что на разных глубинах залегания, породы характеризуются низкими значениями проницаемости и средней пористостью.

Начальные извлекаемые запасы данного участка составляют 1829886 тыс.т. Распределение НИЗ по объектам разработки представлены на рис.4.1:

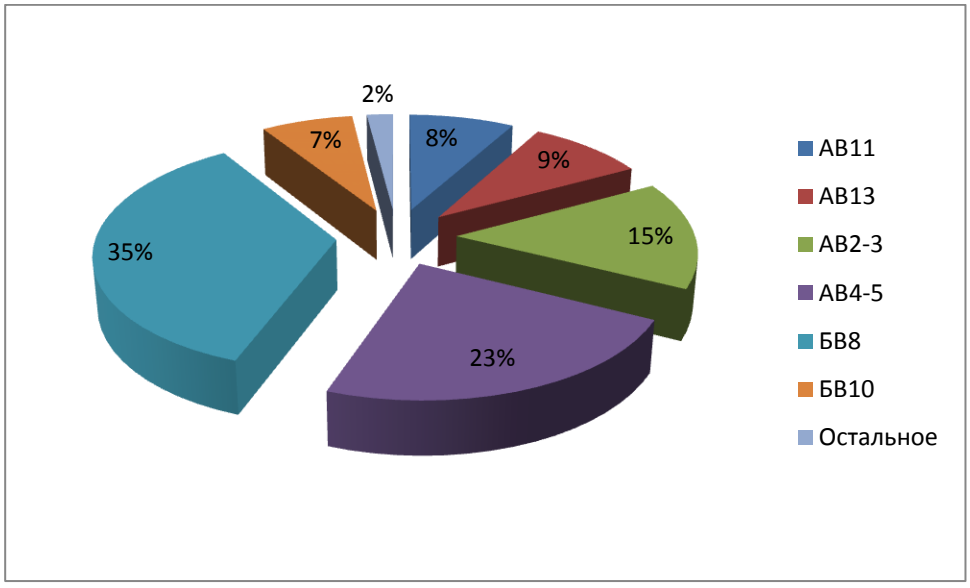

Рисунок 4.1 – Распределение начальных извлекаемых запасов по объектам разработки

Со временем эксплуатации, постепенно возрастает обводненность продукции нефтяных скважин, что ведет к уменьшению дебита нефти. Данные по её увеличению представлены в таблице 4.2:

Таблица 4.2 – Распределение скважин участка по дебитам нефти с учетом обводненности

Объект	Обводненность, %							Всего скважин
	0 – 10	10 - 20	20 – 50	50 – 70	70 – 90	90 – 98	98 - 100	
$АВ_1^1$	22	39	149	216	391	226	27	1072
$АВ_1^3$	3	7	43	73	212	266	70	674
$АВ_{2-3}$	13	3	50	87	259	398	131	941
$АВ_{4-5}$	8	2	27	33	85	232	148	535
$БВ_8$	13	9	54	29	61	216	173	555
$БВ_{10}$	1	3	15	26	67	106	20	238

Основываясь на данных из таблицы, можно сделать вывод о том, что большая часть скважин у каждого объекта имеет обводнённость в пределах 70-90%.

Свойства пластовой нефти на Х месторождении на 01.02.2014 представлены в таблице 4.3[15].

Таблица 4.3 - Физико – химические свойства пластовой нефти в зависимости от продуктивного пласта

Показатели	Продуктивные пласты					
	$АВ_1^1$	$АВ_1^3$	$АВ_{2-3}$	$АВ_{4-5}$	$БВ_8$	$БВ_{10}$
Пластовое давление, МПа	16,3	16,5	16,3	16,8	21,3	22,5
Температура, ^{0}С	61	63	61	62	70	76
Давление насыщения, МПа	9,8	11,3	11,8	-	10,2	10,2
Плотность нефти, кг/м^3	750	769	759	775	740	738
Вязкость, мПа*с	1,6	1,53	1,58	2,2	1,23	1,21
Газосодержание, м^3/т	75	87	86	77	99	93

Объемный коэффициент	1,2	1,255	1,24	1,16	1,27	1,214

4.1.2 Оценка эффективности применяемых методов интенсификации на Х месторождении

На Х нефтегазовом месторождении наиболее эффективно показывают себя такие методы интенсификации, как ГРП и различные кислотные обработки, в частности ГКО и СКО.

Эти способы предназначены как для восстановления естественной проницаемости пласта за счет очистки ПЗП от загрязнения, так и для увеличения проницаемости путем создания трещин.

Для того чтобы оценить их эффективность, рассмотрим данные, полученные в результате их применения в период с 2008 – 2016 год, которые показаны в таблице 4.4[16].

Таблица 4.4 - Данные по применению методов интенсификации

Показатели	ГКО	СКО	ГРП	Всего
Количество операций	536	15	3191	3742
Дополнительная добыча нефти, тыс.т	675,4	27,6	15141,5	15844,5
Удельная дополнительная добыча нефти на скважино – операцию, т.	1262	1845	19200	22307
Прирост дебита жидкости, т/сут	8,5	56,3	127,7	192,5
Прирост дебита нефти, т/сут	6,8	7,0	27,7	41,5
Успешность работ, %	79,1	80,0	70	76,4
Средняя	11,0	11,8	30,0	17,6

длительность эффекта, мес.				

Из данных таблицы, можно сделать вывод о том, что наиболее распространенным является метод ГРП. Процентное соотношение количества операций представлено на рис.4.2, а количество дополнительной нефти на рис.4.3.

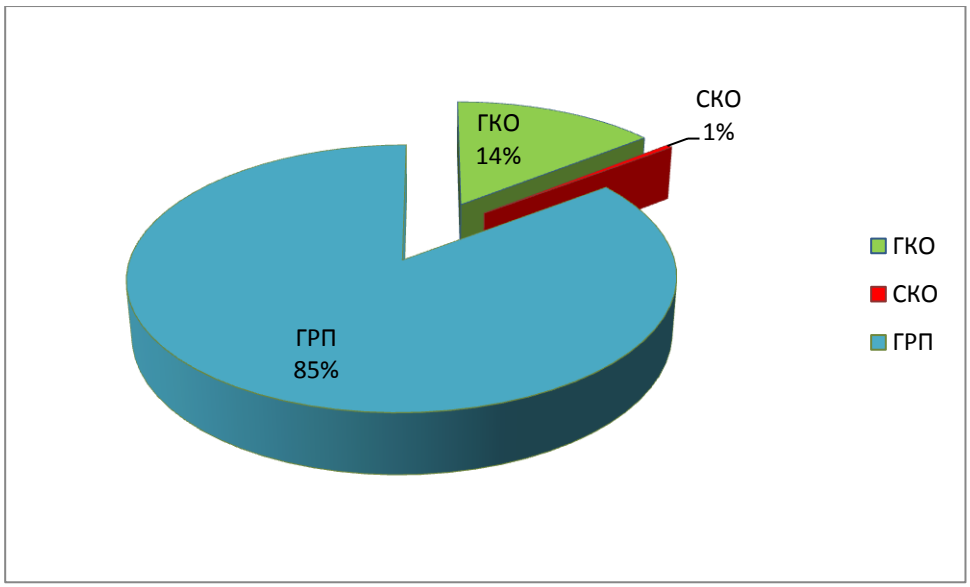

Рисунок 4.2 – Количественное распределение операций методов интенсификации

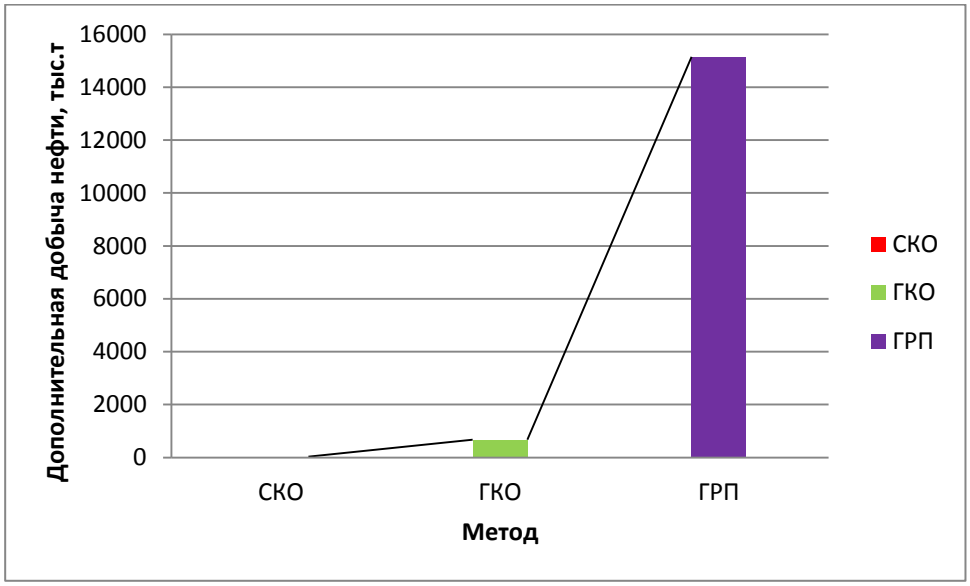

Рисунок 4.3 – Распределение дополнительного количества добычи нефти

Результаты анализа данных по удельной дополнительной добычи нефти представлены на рис.4.4., а по приросту дебита на рис.4.5.

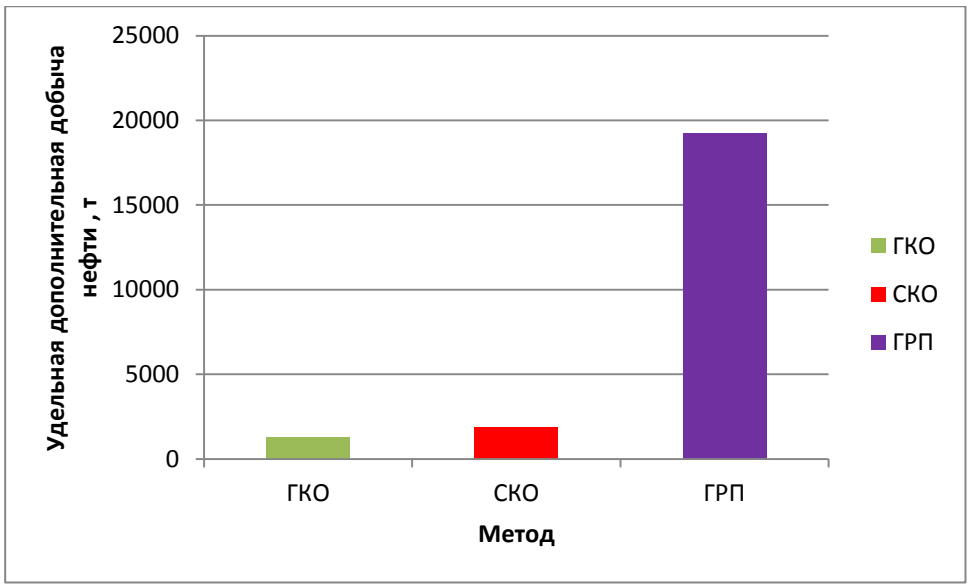

Рисунок 4.4 – Распределение удельной дополнительной добычи нефти

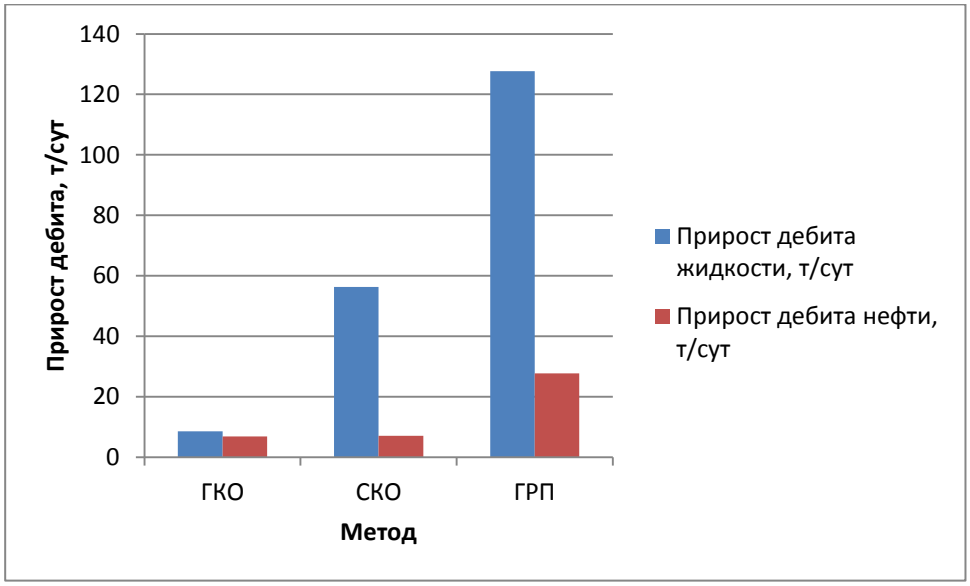

Рисунок 4.5 – Сравнение приростов дебита жидкости и нефти различными методами интенсификации притока

По успешности работ ведущую роль занимает СКО, вследствие малого количества операций (рис.4.6)

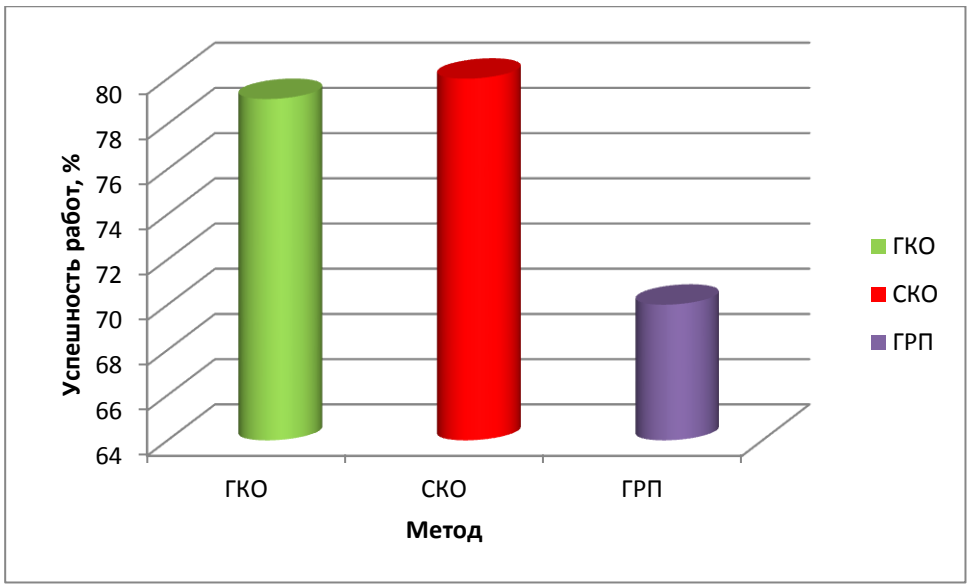

Рисунок 4.6 – Распределение по успешности работ в зависимости от метода интенсификации

Теперь подробнее разберем полученные результаты, такая огромная разница в количествах проделанных операциях за данный период объясняется тем, что метод ГРП особенно эффективен в низкопроницаемых пластах. Так как большая часть рассматриваемых объектов имеет низкую проницаемость, то и метод ГРП применяется намного чаще.

По этой же причине объясняется и большая разница в дополнительной добыче, так как метод ГРП используется чаще и он в целом более эффективен, чем ГКО и СКО вследствие геологических условий.

Высокую удельную эффективность дополнительной добычи нефти СКО относительно ГКО можно охарактеризовать тем, что соляно – кислотная обработка проводилась на скважинах, чей дебит превышал дебит скважин, где использовалась глино – кислотная обработка. Также стоит отметить, что на Х месторождении СКО проводилась в малых количествах вследствие её неэффективности с терригенными породами. В результате её проведения было добыто дополнительно 27,7 тысяч тонн нефти, а дебит жидкости и нефти скважин повысился на 56,3 и 7,0 т/сут соответственно.

Различные значения успешности выполнения работ, а в частности низкое значение у ГРП связано с трудностью учета геологических

особенностей конкретного объекта разработки, контроля давления и риска возникновения неуправляемого притока.

4.2 Анализ эффективности применения методов интенсификации на Y месторождении

4.2.1 Общие геологические данные

Продуктивная часть Y газонефтяного месторождения представлена среднеюрскими отложениями баррема, а именно песчаными пластами: $АС_9$, $АС_{7-8}$, $АС_{6-1}$, $АС_{5-8}$, $АС_4$. Они представлены толщей переслаивания песчаников, глин и преимущественно карбонатов. Основная геологическая характеристика представлена в табл.4.5

Таблица 4.5 – Геологическая характеристика продуктивных пластов месторождения

Показатели	Продуктивные пласты	
	$АС_4$	$АС_{5-8}$
Стратиграфия	Вартовская свита	Мегионская свита
Глубина залегания, м	1775	1807
Нефтеносность, $км^2$	300,3	875,7
Тип залежи	Пластовосводовый	
Тип коллектора	Карбонатный	
Нефтенасыщенная толщина пласта, м	4,3	5,6
Пористость, %	25,6	26
Проницаемость, $мкм^2$	0,507	0,532
Нефтенасыщенность, доли. Ед.	0,59	0,63
Коэффициент песчанистости	0,295 – 0,507	0,524 – 0,655
Начальное пластовое давление, МПа	18,8	18,8

Пластовая температура, ^{0}C	56	58

Свойства пластовой нефти Y месторождения представлены в таблице 4.6

Таблица 4.6 – Физико – химические свойства пластовой нефти

Наименование	Пласт $АС_{4-8}$
Плотность, кг/м^3	895
Пластовое давление, МПа	18,9
Пластовая температура, ^{o}C	56
Вязкость, МПа-с При температуре 20°С 50°С	8,6 4,0
Температура застывания, °С	-
Молярная масса, кг/кмоль	267
Температура насыщения нефти парафином, °С	27,4
Массовое содержание, % Серы Парафина Асфальтенов Парафинов	1,1; 8,7 2,7 3,0
Объемное содержание фракций, % 150°С 200°С 300°С	5,8; 12,8 31,8

По данным таблицы, данное месторождение обладает высокой проницаемостью и средней пористостью(17).

Начальные извлекаемые запасы распределенные по двум данным продуктивным пластам составляют 681300 тыс.т. Распределение НИЗ по объектам разработки представлены на рис.4.7:

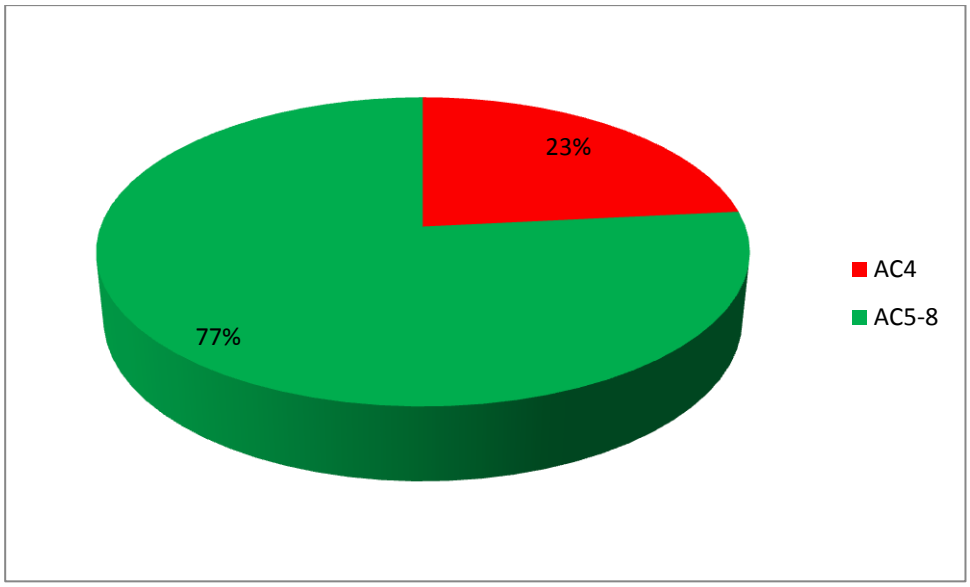

Рисунок 4.7 - Распределение начальных извлекаемых запасов по объектам разработки

4.2.2 Оценка эффективности применяемых методов интенсификации на Y месторождении

На Y газонефтяном месторождении используется кислотная обработка – СКО, а также проводится гидравлический разрыв пласта.

Для того чтобы оценить их эффективность, рассмотрим данные, полученные в результате их применения в период с 2010 – 2015 год, которые показаны в таблице 4.7[18].

Таблица 4.7 – Результаты применения методов интенсификации на Y месторождении

Показатели	СКО	ГРП	Всего
Количество операций	703	1004	1707
Дополнительная добыча нефти, тыс.т	1990	2412	4402
Удельная дополнительная добыча нефти на скважино – операцию, т.	820	999,5	1819,5
Прирост дебита жидкости, т/сут	3,3	4,7	8
Прирост дебита нефти, т/сут	1,6	1,9	3,5
Успешность работ, %	76	69	72,5
Средняя длительность эффекта, мес.	10,1	28,0	19,05

По известным данным, можно сделать вывод о том, что количество примененных кислотных обработок и ГРП на данном участке примерно равны. В процентном соотношении количество операций показано на рис.4.8

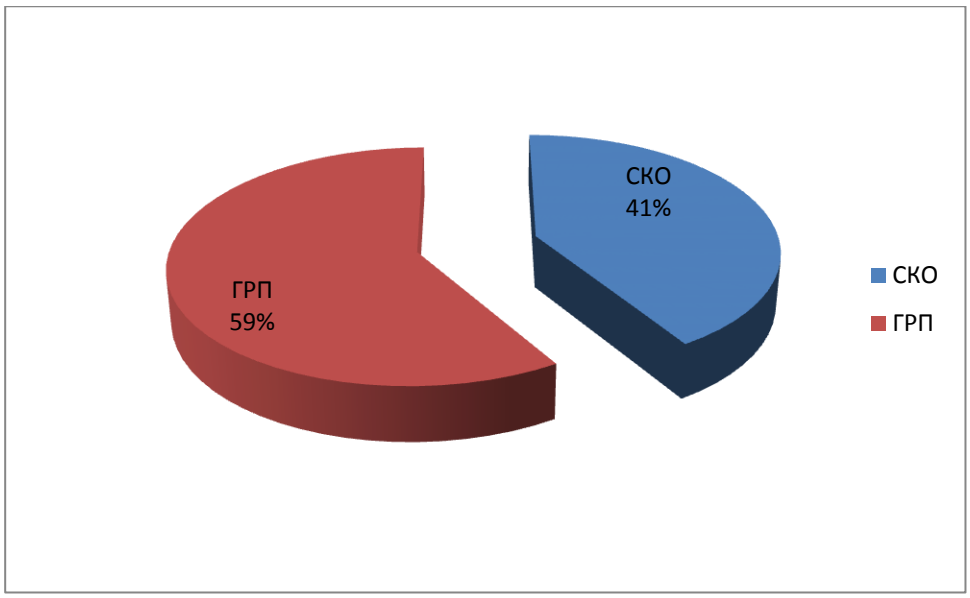

Рисунок 4.8 – Распределение количества операций методов интенсификации притока

Вследствие геологической характеристики, а именно наличие карбонатных коллекторов позволяет существенно повысить результаты применения кислотных обработок (рис.4.9), а также повысить удельную дополнительную добычу нефти (рис.4.10).

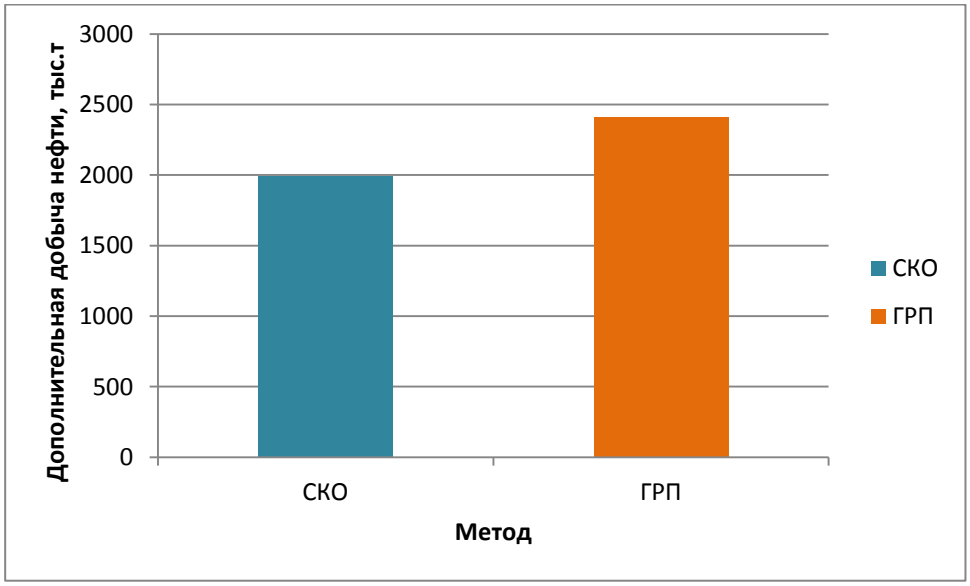

Рисунок 4.9 – Распределение дополнительной добытой нефти по методам интенсификации притока

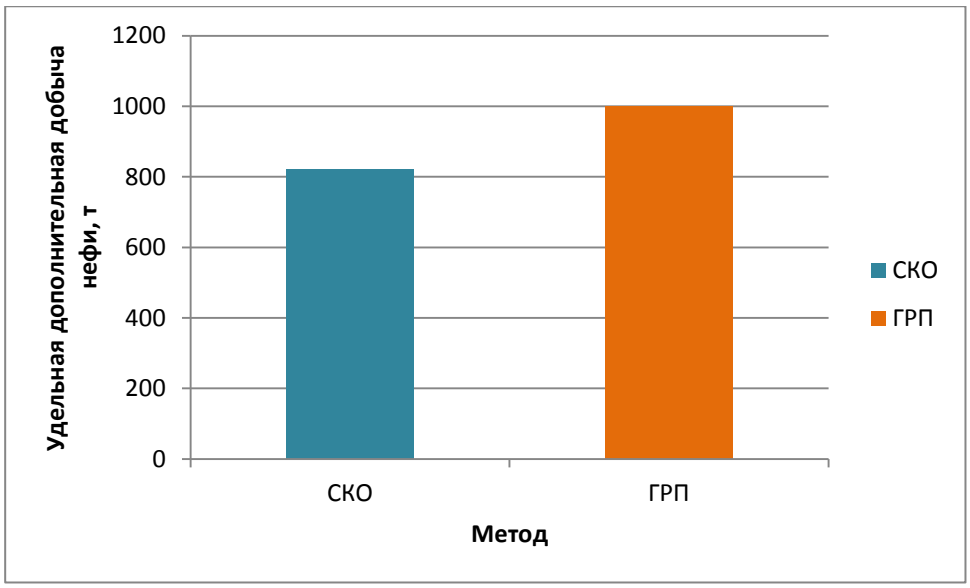

Рисунок 4.10 – Распределение удельной дополнительной добычи по методам интенсификации притока

На данном участке прирост дебита нефти и жидкости при использовании ГРП несколько выше, чем при СКО (рис.4.11).

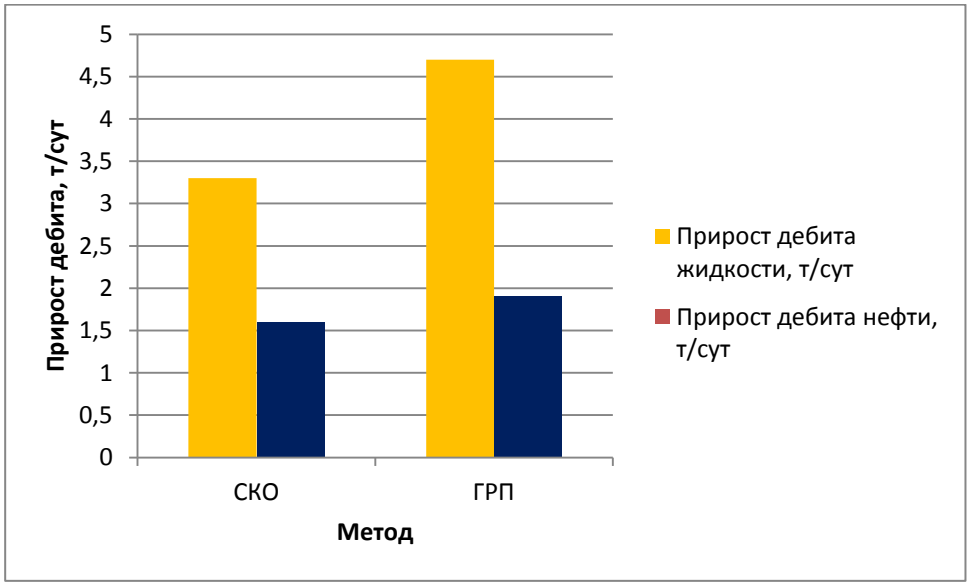

Рисунок 4.11 - Сравнение приростов дебита жидкости и нефти различными методами интенсификации притока

Вследствие простоты использования СКО, процент успешности проведенных работ выше, чем при ГРП (рис.4.12).

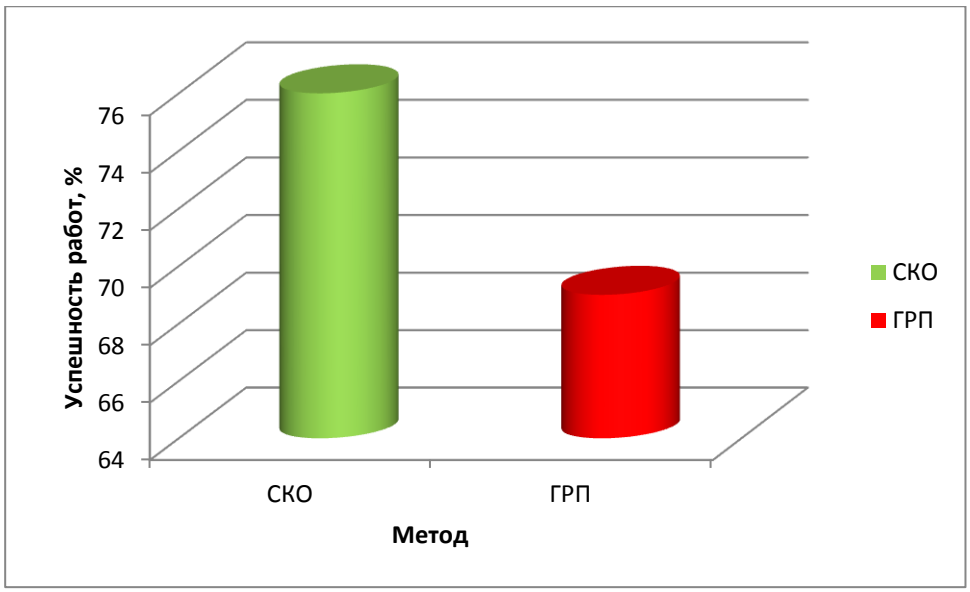

Рисунок 4.12 - Распределение по успешности работ в зависимости от метода интенсификации

Вывод: несмотря на благоприятные условия для соляно – кислотной обработки, а именно наличие карбонатного коллектора, который очень хорошо реагирует с 15% - конц. соляной кислотой и легко удаляется после реакции, ГРП все равно находит более широкое применение, так как этот метод зарекомендовал себя – как один из самых эффективных и устойчивых способов интенсификации притока.

Эффект от ГРП можно улучшить путем его комплексного взаимодействия с кислотными составами, предварительно используя их для очистки ПЗП и последующего применения гидравлического разрыва пласта.

5. Финансовый менеджмент

Введение

В настоящее время в разработку нефтяных и газовых месторождений широко вовлекаются трудноизвлекаемые запасы нефти, приуроченные к низкопроницаемым, слабодренируемым, неоднородным и расчлененным коллекторам. Одним из эффективных методов повышения продуктивности скважин, вскрывающих такие пласты, и увеличения темпов отбора нефти из них, является гидравлический разрыв пласта (ГРП). Гидравлический разрыв может быть определен как механический метод воздействия на продуктивный пласт, при котором порода разрывается по плоскостям минимальной прочности благодаря воздействию на пласт давления, создаваемого закачкой в пласт флюида. Флюиды, посредством которых с поверхности на забой скважины передается энергия, необходимая для разрыва, называются жидкостями разрыва.

После разрыва под воздействием давления жидкости трещина увеличивается, возникает ее связь с системой естественных трещин, не вскрытых скважиной, и с зонами повышенной проницаемости; таким образом, расширяется область пласта, дренируемая скважиной. В образованные трещины жидкостями разрыва транспортируется зернистый материал (проппант), закрепляющий трещины в раскрытом состоянии после снятия избыточного давления.

В результате ГРП кратно повышается дебит добывающих или приемистость нагнетательных скважин за счет снижения гидравлических сопротивлений в призабойной зоне и увеличения фильтрационной поверхности скважины, а также увеличивается конечная нефтеотдача за счет приобщения к выработке слабо дренируемых зон и пропластков.

Таким образом, потенциальными потребителями исследования являются нефтедобывающие компании, которые заинтересованы в решении следующих задач благодаря методу ГРП:

1) повышение продуктивности (приемистости) скважины при наличии загрязнения призабойной зоны или малой проницаемости коллектора;

2) расширение интервала притока (поглощения) при многопластовом строении объекта;

3) интенсификация притока нефти, например, с использованием гранулированного магния; изоляция притока воды; регулирование профиля приемистости и т.д.

5.1 Анализ конкурентных технических решений

Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения позволяет провести оценку сравнительной эффективности научной разработки и определить направления для ее будущего повышения.

Для того, чтобы применить данный анализ по отношению к операции проведения ГРП, составим оценочную таблицу, которая поможет провести анализ конкурентных технических решений.

Таблица 5.1 - Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений (разработок)

Критерии оценки	**Вес крите-рия**	**Баллы**			**Конкуренто-способность**		
		$Б_ф$	$Б_{к1}$	$Б_{к2}$	$К_ф$	$К_{к1}$	$К_{к2}$
1	2	3	4	5	6	7	8
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
1. Повышение производительности труда	0,05	5	4	4	0,25	0,2	0,2
2. Удобство в эксплуатации (соответствует требованиям потребителей)	0,3	4	4	4	1,2	1,2	1,2
3. Надежность	0,1	4	3	4	0,4	0,3	0,4
4. Безопасность	0,3	5	4	5	1,5	1,2	1,5
5. Простота эксплуатации	0,05	3	4	4	0,15	0,2	0,2
Экономические критерии оценки эффективности							
1. Конкурентоспособность продукта	0,05	4	4	3	0,2	0,2	0,15
2. Уровень проникновения на рынок	0,05	5	5	5	0,2	0,2	0,2
3. Цена	0,1	4	3	4	0,4	0,3	0,4
4. Предполагаемый срок эксплуатации	0,05	4	5	4	0,2	0,25	0,2

Итого	**1**	**38**	**36**	**37**	**4,5**	**4,05**	**4,45**

Критерии для сравнения и оценки ресурсоэффективности и ресурсосбережения, приведенные в табл. 5.1, подбираются, исходя из выбранных объектов сравнения с учетом их технических и экономических особенностей разработки, создания и эксплуатации.

Позиция разработки и конкурентов оценивается по каждому показателю экспертным путем по пятибалльной шкале, где 1 – наиболее слабая позиция, а 5 – наиболее сильная. Веса показателей, определяемые экспертным путем, в сумме должны составлять 1.

$$К = \sum В_i \cdot Б_i, \quad (1)$$

где К – конкурентоспособность научной разработки или конкурента;

Bi – вес показателя (в долях единицы);

Бi – балл i-го показателя.

Из таблицы 5.1 видно, что данный метод является конкурентоспособным по таким показателям, как повышение производительности труда, надежности, безопасности и простоты эксплуатации.

5.2 SWOT-анализ

SWOT – Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы) – представляет собой комплексный анализ научно-исследовательского проекта. SWOT-анализ применяют для исследования внешней и внутренней среды проекта.

Таблица 5.2 – Матрица SWOT

	Сильные стороны научно - исследовательского проекта: С1. Технология ГРП позволяет «оживить» простаивающие скважины С2. Высокая рентабельность С3. Дешевая рабочая жидкость	**Слабые стороны научно - исследовательского проекта:** Сл1. Большие первоначальные вложения Сл2. Учет особенностей конкретного объекта разработки Сл3. Риск возникновения неуправляемого фонтанирования и загрязнения окружающей среды
Возможности: В1. Появление дополнительного спроса на новый продукт В2. Совершенствование и увеличение данной методики В3. Укрепление положения на рынке	1. Увеличение эффективного радиуса скважины 2. Продолжение научных исследований с целью усовершенствования имеющейся технологии 3. Улучшение качества жидкости и соответствие её химических свойств с материалом пласта	1. Выбор модели распространения трещины на основе анализа механических свойств породы, распределения напряжений в пласте и предварительных экспериментов 2. Поиск заинтересованных лиц 3. Контроль за процессом проведения ГРП путем регулирования основных параметров пласта или проведением преждевременных мероприятий, направленных на выделение необходимого

		интервала
Угрозы: У1. Введение дополнительных государственных требований к осуществлению работ У2. Развивающаяся конкуренция применения методов повышения интенсификации притока скважин У3. Несвоевременное финансовое обеспечение научного исследования со стороны государства	1. Постоянное отслеживание изменений в российском законодательстве 2. Увеличение конечной нефтеотдачи 3. В силу того, что в данной разработке используется более новая информация наряду со старой, то это может повысить спрос и конкуренцию разработки. Также из за малой затратности проекта представляется возможность вложения дополнительных денежных средств в другие услуги, такие как сертификация.	1. Повышение квалификации кадров. 2. Копирование методов конкурентными компаниями 3. Несвоевременное финансирование научного исследования приведет к невозможности получения сертификации.

Вывод: исходя из составленной таблицы, можно сделать заключение о том, что технология ГРП обладает высокой эффективностью и рентабельностью, но возможности применения данного метода вследствие геологических условий ограничены. Для улучшения сильных сторон данного проекта, необходимо проводить усовершенствование данной технологии путем улучшения качества используемой жидкости и её комбинирования с другими методами интенсификации притока. Чтобы минимизировать влияние слабых сторон, рекомендуется производить тщательный анализ механических свойств породы, напряжений в пласте и на основе этих данных выбирать модель

распространения трещины. Также нужно проводить постоянной контроль за процессом ГРП в целях избегания риска возникновения неуправляемого фонтанирования. Для того чтобы повысить конкурентоспособность ГРП по сравнению с другими методами интенсификации притока необходимо постоянно совершенствовать данную технологию как в экономическом плане, так и в технологическом.

5.3 Планирование научно-исследовательских работ

5.3.1 Структура работ в рамках научного исследования

Планирование комплекса предполагаемых работ осуществляется в следующем порядке:

- определение структуры работ в рамках научного исследования;
- определение участников каждой работы;
- установление продолжительности работ;
- построение графика проведения научных исследований.

Порядок составления этапов и работ, а также исполнителей, представлен в таблице 5.3.

Таблица 5.3 - Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ раб	Содержание работ	Должность исполнителя
Исследование скважины на её поглотительную способность	1	Мероприятия по определению устойчивости скважины к давлению, а также другие параметры (опрессовка)	Геофизик
Предварительная очистка скважины с помощью кислотной обработки	2	Доставка химреагента к скважине	Машинист
	3	Проведение кислотной обработки	Оператор ГРП
	4	Контроль за проведением операции очистки	Полевой супервайзер

Спуск в скважину труб для подачи жидкости в забой.	5	Обвязка грузов или специальных вспомогательных приспособлений для производства погрузочно-разгрузочных работ совместно с грузоподъёмным механизмом	Стропальщик
Проведение гидравлического разрыва пласта	6	Закачка жидкости – разрыва в пласт с целью образования искусственных и раскрытия естественных трещин	Оператор ГРП
	7	Закачка жидкости – песконосителя для удержания трещин открытыми	
	8	Закачка продавочной жидкости для попадания удерживающей жидкости в трещину	
	9	Контроль за добычей	Мастер ЦДНГ
Промывка скважины после гидравлического разрыва и освоение.	10	Проведение кислотной обработки	Оператор ГРП

5.4 - Определение трудоемкости выполнения работ

Трудовые затраты в большинстве случаях образуют основную часть стоимости разработки, поэтому важным моментом является определение трудоемкости работ каждого из участников научного исследования.

Трудоемкость выполнения научного исследования оценивается экспертным путем в человеко-днях и носит вероятностный характер, т.к. зависит от множества трудно учитываемых факторов. Для определения ожидаемого (среднего) значения трудоемкости используется следующая формула:

$$t_{\text{ожі}} = \frac{3t_{\min i} + 2t_{\max i}}{5} \qquad (3)$$

где – ожидаемая трудоемкость выполнения і-ой работы чел.-дн.;

$t_{min\ i}$ – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной і-ой работы (оптимистическая оценка: в предположении наиболее благоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.;

$t_{max\ i}$ – максимально возможная трудоемкость выполнения задан-ной і-ой работы (пессимистическая оценка: в предположении наиболее неблагоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.

Исходя из ожидаемой трудоемкости работ, определяется продолжительность каждой работы в рабочих днях Тр, учитывающая параллельность выполнения работ несколькими исполнителями. Такое вычисление необходимо для обоснованного расчета заработной платы, так как удельный вес зарплаты в общей сметной стоимости научных исследований составляет около 65 %.

$$T_{\text{р}i} = \frac{t_{\text{ожі}}}{\text{Ч}_i}, \quad (4)$$

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

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

Исходя из ожидаемой трудоемкости работ, определяется продолжительность каждой работы в рабочих днях $T_{\text{р}}$, учитывающая параллельность выполнения работ несколькими исполнителями. Такое вычисление необходимо для обоснованного расчета заработной платы, так как удельный вес зарплаты в общей сметной стоимости научных исследований составляет около 65 %.

$$T_{\text{р}i} = \frac{t_{\text{ожі}}}{\text{Ч}_i}, \quad (4)$$

где $T_{p\,i}$ – продолжительность одной работы, раб. дн.;

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

5.5 - Разработка графика проведения научного исследования

При выполнении дипломных работ студенты в основном становятся участниками сравнительно небольших по объему научных тем. Поэтому наиболее удобным и наглядным является построение ленточного графика проведения научных работ в форме диаграммы Ганта.

Диаграмма Ганта – горизонтальный ленточный график, на котором работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ.

Для удобства построения графика, длительность каждого из этапов работ из рабочих дней следует перевести в календарные дни. Для этого необходимо воспользоваться следующей формулой:

$$T_{кi} = T_{рi} \cdot k_{кал}, \quad (5)$$

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

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

$k_{кал}$ – коэффициент календарности.

Коэффициент календарности определяется по следующей формуле:

$$k_{кал} = \frac{T_{кал}}{T_{кал} - T_{вых} - T_{пр}}, \quad (6)$$

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

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

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

В 2019 году 366 календарных дней, из них 95 выходных дня и 14 праздничных дней. Тогда коэффициент календарности равен:

$$k_{кал\,i} = \frac{366}{366 - 95 - 14} = 1{,}42$$

Данные о временных показателях проведения научного исследования занесены в таблицу 5.4

Таблица 5.4 - Временные показатели проведения научного исследования

Название работы	**Трудоёмкость работ**			**Исполнители**	**Длительность работ в рабочих днях** $T_{рi}$	**Длительность работ в календарных днях** $T_{кi}$
	t_{min}, чел-дни	t_{max}, чел-дни	$t_{ожi}$, чел-дни			
	Исп.1	Исп.1	Исп.1	Исп.1	Исп.1	Исп.1

Исследование скважины	1,23	2,2	1,62	Геофизик	1,62	2,27
Предварительная очистка скв-ы	1,52	3,0	1,51	Машинист	1,51	2,13
	1,31	2,8	1,91	Оператор ГРП	1,91	2,70
	2,2	2,5	2,21	Супервайзер	2,21	3,12
Спуск труб	0,95	2,82	1,70	Стропальщик	1,70	2,41
ГРП	0,7	1,2	0,9	Оператор ГРП	0,9	1,28
	0,9	1,5	1,14		1,14	1,62
	0,3	0,6	0,42		0,42	0,60
	1,9	3,3	2,46	Мастер ЦДНГ	2,46	3,49
Промывка скважины	0,4	0,8	0,56	Оператор ГРП	0,56	0,80

На основе вышеперечисленной таблицы строится календарный план-график. График строится для максимального по длительности исполнения работ в рамках научно-исследовательского проекта на основе табл. 5.5 с разбивкой по месяцам и декадам.

Таблица 5.5 - Календарный план-график проведения этапов ГРП

№ работ	Вид работ	Исполнители	$T_{кi}$, кал. дн.	Продолжительность выполнения работ											
				февр		март			апрель			май			июнь	
				2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2
1	Исследование скважины	Геофизик	2,27													
2	Предварительная очистка скважины	Машинист	2,13													
		Оператор ГРП	2,70													
		Супервайзер	3,12													
3	Спуск труб	Стропальщик	2,41													
4	Проведение ГРП.	Оператор ГРП	3,4													
		Мастер ЦДНГ	3,49													
5	Промывка скажины	Оператор ГРП	0,8													

- геофизик
- машинист
- оператор ГРП
- супервайзер
- стропальщик
- мастер ЦДНГ

Вывод: на основе полученных результатов, можно сделать вывод о том, что данное исследование помогает наглядно установить сроки и облегчить планирование работ, связанных с ГРП.

5.6 - Бюджет научно-технического исследования (НТИ)

При планировании бюджета НТИ должно быть обеспечено полное и достоверное отражение всех видов расходов, связанных с его выполнением. В процессе формирования бюджета НТИ используется следующая группировка затрат по статьям:

- материальные затраты НТИ;
- затраты на специальное оборудование для научных (экспери-ментальных) работ;

- основная заработная плата исполнителей темы;
- отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления);
- накладные расходы.

5.6.1 Расчет материальных затрат НТИ

Данная статья включает стоимость всех материалов, используемых при разработке проекта:

- приобретаемые со стороны сырье и материалы, необходимые для создания научно-технической продукции;

- покупные материалы, используемые в процессе создания научно-технической продукции для обеспечения нормального технологического процесса и для упаковки продукции или расходуемых на другие производственные и хозяйственные нужды (проведение испытаний, контроль, содержание, ремонт и эксплуатация оборудования, зданий, сооружений, других основных средств и прочее), а также запасные части для ремонта оборудования, износа инструментов, приспособлений, инвентаря, приборов, лабораторного оборудования и других средств труда, не относимых к основным средствам, износ спецодежды и других малоценных и быстроизнашивающихся предметов;

- покупные комплектующие изделия и полуфабрикаты, подвергающиеся в дальнейшем монтажу или дополнительной обработке;

- сырье и материалы, покупные комплектующие изделия и полуфабрикаты, используемые в качестве объектов исследований (испытаний) и для эксплуатации, технического обслуживания и ремонта изделий – объектов испытаний (исследований);

В материальные затраты, помимо вышеуказанных, включаются дополнительно затраты на канцелярские принадлежности, диски, картриджи и т.п. Однако их учет ведется в данной статье только в том случае, если в научной организации их не включают в расходы на использование оборудования или накладные расходы. В первом случае на них определяются соответствующие нормы расхода от установленной базы. Во втором случае их величина учитывается как некая доля в коэффициенте накладных расходов.

Расчет материальных затрат осуществляется по следующей формуле:

$$З_м = (1 + k_T) \cdot \sum_{i=1}^{m} Ц_i \cdot N_{расхi} , \quad (7)$$

где m – количество видов материальных ресурсов, потребляемых при выполнении научного исследования;

$N_{расхi}$ – количество материальных ресурсов i-го вида, планируемых к использованию при выполнении научного исследования (шт., кг, м, м^2 и т.д.);

$Ц_i$ – цена приобретения единицы i-го вида потребляемых материальных ресурсов (руб./шт., руб./кг, руб./м, руб./м^2 и т.д.);

k_T – коэффициент, учитывающий транспортно-заготовительные расходы.

Величина коэффициента (k_T), отражающего соотношение затрат по доставке материальных ресурсов и цен на их приобретение, зависит от условий договоров поставки, видов материальных ресурсов, территориальной удаленности поставщиков и т.д. Транспортные расходы принимаются в пределах 15-25% от стоимости материалов. Материальные затраты, необходимые для данной разработки, заносятся в таблицу 5.6.

Таблица 5.6 - Материальные затраты

Наименование	Единица измерения	Количество	Цена за ед., руб.	Затраты на комплект, (**$З_м$**), руб.
Спецодежда	шт.	30	11000	330000
Полотенца	шт.	30	500	15000
Средства гигиены	шт.	30	300	9 000
ГСМ для насоса	л	40	45	1800
ГСМ для цистерны	л	60	45	2600
Ингибитор для разбухания глин	ед.	9	16000	144000
Ингибитор солеотложения	ед.	9	10000	90000
Ингибитор по борьбе с водопритоком	ед.	18	8000	144000
Ингибитор по борьбе с АСПО	ед.	65	9500	617500
ГСМ для УАЗ	л	65	45	2925
ПАВ	ед.	121	4000	484000

Итого	59435	**1840825**

Вывод: для того, чтобы осуществить процесс ГРП, необходимо потратить 1 840 825 рублей на покупку основных и вспомогательных материалов.

5.6.2 Расчет затрат на специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ

В данную статью включают все затраты, связанные с приобретением специального оборудования (приборов, контрольно-измерительной аппаратуры, стендов, устройств и механизмов), необходимого для проведения работ по конкретной теме. Определение стоимости спецоборудования производится по действующим прейскурантам, а в ряде случаев по договорной цене.

Ниже приведено оборудование, необходимое при ГРП

Таблица 5.7 – Необходимое оборудование при ГРП

№	Назначение	Оборудование
1	Промывка труб и забоя от загрязнений	Насос
2	Смешивание ПАВ, ингибиторов разбухания глин, ингибиторов по водопритоку	Смешиваюший агрегат
3	Закачка буферной жидкости	Насос
4	Закачка проппанта	Насос
5	Закачка «продавочной» жидкости	Насос
6	Доставка жидкости до базы для утилизации (200 км)	Цистерна
7	Доставка рабочих до места проведения работы и обратно, сопровождение (400 км)	а/м УАЗ ПАТРИОТ
8	Установка манифольдов	Кран (HITACHI)

При приобретении спецоборудования необходимо учесть затраты по его доставке и монтажу в размере 15% от его цены. Стоимость оборудования, используемого при выполнении конкретного НТИ и имеющегося в данной научно-технической организации, учитывается в калькуляции в виде амортизационных отчислений.

Амортизация оборудования рассчитывается по формуле:

$$P_A = \frac{P_{фу}}{n_э} \quad (8)$$

где $P_{ФУ}$ – стоимость активов;

$n_э$ – срок эксплуатации;

Срок пользования НКТ, ГНКТ, хвостовика- 2 года; у а/м УАЗ ПАТРИОТ и крана – 5 лет, насосы – 4 год, цистерна- 5 лет, смешивающего агрегата- 5 года. Срок эксплуатации для всего перечня оборудования принимается равным одной смене (12 часов).

Расчет амортизационных отчислений на оборудование, использованное при проведении операции ГРП в таблице 5.8

Таблица 5.8 - Расчет амортизационных отчислений

Оборудование	Кол-во	Балансовая стоимость		Амортизационные отчисления руб/12 ч.
		одного объекта	всего	
УАЗ	1	400000	400000	109,7
Цистерна	1	350000	350000	96,0
Насос	4	650000	2600000	1780,6
Смешивающий агрегат	1	500000	500000	171,2
Кран	1	400000	400000	274,0
ГНКТ	1	25000	25000	17,1
НКТ	20	15000	300000	102,9
Хвостовик	1	560000	560000	383,8
ИТОГО	**30**	**2900000**	**5135000**	**2935,3**

Вывод: сумма амортизаций всей техники за одну смену (12 часов) составила 2935,3 руб..

5.6.3 Основная заработная плата исполнителей темы

В настоящую статью включается основная заработная плата научных и инженерно-технических работников, рабочих макетных мастерских и опытных производств, непосредственно участвующих в выполнении работ по данной теме. Величина расходов по заработной плате определяется исходя из трудоемкости выполняемых работ и действующей системы окладов и тарифных ставок. В состав основной заработной платы включается премия,

выплачиваемая ежемесячно из фонда заработной платы в размере 20 –30 % от тарифа или оклада.

Таблица 5.9 – Расчет основной заработной платы

Исполнители	$k_т$	$З_{тс}$, руб.	$k_{пр}$	$k_д$	$k_р$	$З_м$, руб	$З_{дн}$, руб.	$Т_{р,}$ раб. дн.	$З_{осн,}$ руб.	$З_{зп,}$ руб
Геофизик	1,00	16600	0,3	0,5	1,3	32487	1421,3	1,62	54718,16	63310,67
Машинист	1,00	15430	0,3	0,4	1,3	29085,55	1272,49	1,51	45809,74	53139,3
Оператор ГРП	1,25	18150	0,3	0,5	1,3	35392,5	1548,42	1,91	70608,04	81905,32
Супервайзер	1,50	26520	0,3	0,5	1,3	51714	2262,49	2,21	119459,3	138572,8
Стропальщик	1,25	16540	0,3	0,5	1,3	32253	1411,07	1,70	57571,61	66783,06
Мастер ЦДНГ	1,50	25500	0,3	0,5	1,3	49725	2175,47	2,46	128439,7	148990
Итого:										**552701,2**

Месячный должностной оклад работника:

$$З_м = З_{тс} \cdot (1 + k_{пр} + k_д) \cdot k_р, \quad (9)$$

где $З_{тс}$ – заработная плата по тарифной ставке, руб.;

$k_{пр}$ – премиальный коэффициент, равный 0,3 (т.е. 30% от $З_{тс}$);

$k_д$ – коэффициент доплат и надбавок составляет примерно 0,2 – 0,5 (в НИИ и на промышленных предприятиях – за расширение сфер обслуживания, за профессиональное мастерство, за вредные условия: 15-20 % от $З_{тс}$);

$k_р$ – районный коэффициент, равный 1,3 (для Томска).

Тарифная заработная плата (оклад) рассчитывается по тарифной сетке, принятой на данном предприятии.

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$З_{дн} = \frac{З_м \cdot М}{F_д}, \quad (10)$$

где Зм – месячный должностной оклад работника, руб.;

М – количество месяцев работы без отпуска в течение года:

при отпуске в 24 раб. дня М =11,2 месяца, 5-дневная неделя;

при отпуске в 48 раб. дней М=10,4 месяца, 6-дневная неделя;

Fд – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб. дн.(256 дн)

Основная заработная плата ($З_{осн}$) руководителя (лаборанта, инженера) от предприятия (при наличии руководителя от предприятия) рассчитывается по следующей формуле:

$$З_{осн} = З_{дн} \cdot T_p, \quad (11)$$

где $З_{осн}$ – основная заработная плата одного работника;

$Т_р$ – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб. дн.

$З_{дн}$ – среднедневная заработная плата работника, руб.

Статья включает основную заработную плату работников, непосредственно занятых выполнением НТИ, (включая премии, доплаты) и дополнительную заработную плату:

$$З_{зп} = З_{осн} + З_{доп}, \quad (12)$$

Вывод: для проведения ГРП, персоналу потребуется выплатить 552701,2 руб..

5.6.4 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

В данной статье расходов отражаются обязательные отчисления по установленным законодательством Российской Федерации нормам органам государственного социального страхования (ФСС), пенсионного фонда (ПФ) и медицинского страхования (ФФОМС) от затрат на оплату труда работников.

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы:

$$З_{внеб} = k_{внеб} \cdot (З_{осн} + З_{доп}), \quad (13)$$

где $k_{внеб}$ – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и пр.).

Общая ставка взносов составляет в 2019 году – 30% (ст. 425, 426 НК РФ):

- 22 % – на пенсионное страхование;
- 5,1 % – на медицинское страхование;
- 2,9 % – на социальное страхование.

При этом сумма взносов к уплате зависит от того, превысил доход установленный лимит или нет.

Ставка 30% будет действовать по 2020 год включительно (ст. 425, 426 НК РФ).

Отчисления во внебюджетные фонды представлены в таблице 5.10

Таблица 5.10 – Отчисления во внебюджетные формы

Исполнители	Заработная плата за выполненный вид работ, руб.	Тип страховых вычислений и ставка по отчислениям, руб/		
		ПФР, 22%	ФСС, 2,9%	ФОМС, 5,1%
Геофизик	63310,67	13928,96	1836,01	3228,84
Машинист	53139,3	11690,65	1541,03	2710,11
Оператор ГРП	81905,32	18019,17	2375,25	4177,17
Супервайзер	138572,8	30486,02	4018,61	7067,22
Стропальщик	66783,06	14692,27	1936,702	3405,94
Мастер ЦДНГ	148990	32777,81	4320,71	7598,49
Итого	**552701,2**	121594,3	16028,36	28187,81
		165810,4		

Вывод: с заработанной платы по факту выполненной работы берутся страховые тарифы на обязательное страхование в общей сумме 165810,4 рублей.

5.6.5 Расчет контрагентных услуг эффективности проведения ГРП

Контрагентные расходы включают затраты, связанные с выполне-нием каких-либо работ по теме сторонними организациями (контраген-тами, субподрядчиками), т.е.:

1) Работы и услуги производственного характера, выполняемые сторонними предприятиями и организациями. К работам и услугам производственного характера относятся:

- выполнение отдельных операций по изготовлению продукции, обработке сырья и материалов;

- проведение испытаний для определения качества сырья и материалов;
- контроль за соблюдением установленных регламентов технологических и производственных процессов;
- ремонт основных производственных средств;
- поверка и аттестация измерительных приборов и оборудования, другие работы (услуги) в области метрологии и прочее.
- транспортные услуги сторонних организаций по перевозкам грузов внутри организации (перемещение сырья, материалов, инструментов, деталей, заготовок, других видов грузов с базисного (центрального) склада в цехи (отделения) и доставка готовой продукции на склады хранения, до станции (порта, пристани) отправления).

2) Работы, выполняемые другими учреждениями, предприятиями и организациями (в т.ч. находящимися на самостоятельном балансе опытными (экспериментальными) предприятиями по контрагентским (соисполнительским) договорам на создание научно-технической продукции, головным (генеральным) исполнителем которых является данная научная организация).

Расчет величины этой группы расходов зависит от планируемого объема работ и определяется из условий договоров с контрагентами или субподрядчиками.

В таблице 5.11 представлены услуги, которые необходимы для успешного проведения ГРП.

Таблица 5.11 – Услуги, предоставляемые компаниями при проведении ГРП

Подрядная организация	Тариф, руб.	Затраченное время	Стоимость работы, руб.
Гидродинамические исследования скважин	40000	6	240000
Хранение реагентов	25000	5	125000

ИТОГО	365000

5.6.6 Накладные расходы

Накладные расходы учитывают прочие затраты организации, не попавшие в предыдущие статьи расходов: печать и ксерокопирование материалов исследования, оплата услуг связи, электроэнергии, почто-вые и телеграфные расходы, размножение материалов и т.д. Их величина определяется по следующей формуле:

$$З_{накл} = (\text{сумма статей } 1{:}\,5) * k_{нр}, \quad (14)$$

$З_{накл}$ = (1840825 + 2953,3 + 552701,2 + 165810,4 + 365000)*1/5 =

585457,98 руб.

5.6.7 Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта

Рассчитанная величина затрат научно-исследовательской работы (темы) является основой для формирования бюджета затрат проекта, который при формировании договора с заказчиком защищается научной организацией в качестве нижнего предела затрат на разработку научно-технической продукции.

Определение бюджета затрат на научно-исследовательский проект по каждому варианту исполнения приведен в табл. 5.12

Таблица 5.12 - Расчет бюджета затрат НТИ

Затраты	Сумма, руб.	Примечание
1. Материальные затраты НТИ	1840825	Пункт 5.6.1
2. Затраты на специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ	2953,3	Пункт 5.6.2
3. Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	552701,2	Пункт 5.6.3
4. Отчисления во внебюджетные фонды	165810,4	Пункт 5.6.4
5. Контрагентские расходы	365000	Пункт 5.6.5
6. Накладные расходы	585457,98	Пункт 5.6.6
7. Бюджет затрат НТИ	3512726,0	Пункт 5.6.7

Вывод: в итоге, для того чтобы провести работы по интенсификации притока с учетом всех расходов, необходимо в общей сумме потратить около 3512726,0 рублей.

5.7 Расчет экономической эффективности технологии ГРП

В данном пункте отображается экономическая рентабельность проведения ГРП и обоснование его экономической эффективности на примере месторождения Западной Сибири в период с 2014 - 2016

Для того, чтобы это сделать, приведем исходные данные для ГРП в таблице 5.13

Таблица 5.13 – Исходные данные для расчета

№	Показатели	Единицы измерения	Значения
1	Продолжительность действия технологического эффекта	лет	3
2	Стоимость одного ГРП, $З_{грп}$	млн	1,968
3	Прирост дебита после проведения ГРП, Δq	т/сут	21,2
4	Коэффициент эксплуатации скважин, $K_э$	скв. – мес.	0,95
5	Время отработка скважин после ГРП, Т	сут.	240
6	Среднегодовой темп уменьшения эффективности от ГРП, η	%	15
7	Ежегодные потери из за роста обводнённости, $\Delta Q_{обв}$	т/год	317,5
8	Ставка налога на прибыль	%	20
9	Количество скважин, N	шт.	10
10	Условно-переменные затраты в себестоимости одной тонны нефти, $З_{пер}$	руб/т	474,4
11	Цена реализуемой нефти, Ц	руб/т	1462
12	Ставка дисконтирования. Е	%	14

1) Дополнительная добыча нефти за год после проведения ГРП определяется по формуле:

$$\Delta Q_{(q)} = \Delta q \cdot T \cdot К_э \cdot N, \quad (15)$$

где qн – расчетный прирост дебита нефти одной скважины, т/сут;

N – количество скважин, скв.;

Кэ – коэффициент эксплуатации скважины, д.ед.;

Т – число суток работы скважины в году после проведения ГРП, сут.

На 2014 год дополнительная добыча нефти составит:

$$\Delta Q_{2014} = 21,2*240*0,95*10 = 48336 \text{ т}$$

С учетом потерь из за обводненности:

$$\Delta Q'_{2014} = \Delta Q_{2014} - \Delta Q_{обв} \ , \quad (16)$$

где $\Delta Q_{обв}$ – потери добычи, вследствие обводненности, т/год.

$$\Delta Q'_{2014} = 48336 - 317,5 = 48018,5 \text{ т}$$

Дебит нефти на следующий год составит:

$$q_{нt} = q_{нt-1} - \frac{q_{нт-1}*\eta}{100\%} \quad (17)$$

где $q_{нt-1}$ – добыча за прошлый год, т/сут;

η - среднегодовой темп уменьшения эффективности от ГРП

Таким образом, дебит нефти на 2015 год определится как:

$$q_{2015} = 21,2 - \frac{21,2 * 15\%}{100\%} = 18,02 \text{ т/сут}$$

Дополнительная добыча нефти за 2015 год с учетом обводненности:

$$\Delta Q'_{2015} = 18,02*365*0,95*10 - 317,5 = 62484,35 - 317,5 = 62166,85 \text{ т}$$

Дополнительная добыча нефти за 2016 год с учетом обводненности составит:

$$q_{2016} = 18,02 - \frac{18,02 * 15\%}{100\%} = 15,32 \text{ т/сут}$$

$$\Delta Q'_{2016} = 15,32*365*0,95*10 - 317,5 = 53111,70 - 317,5 = 52794,2 \text{ т}$$

2) Прирост выручки от реализации дополнительно добытой нефти в году t определяется по формуле:

$$\Delta B_t = \Delta Q_t \cdot Ц_н, \quad (18)$$

где ΔQ – объём дополнительной добычи нефти в t-м году, тонн;

Ц – цена реализуемой 1 тонны нефти, руб.

$$\Delta B_{2014} = 48018,5*1462 = 70203047 \text{ руб.}$$

$$\Delta B_{2015} = 62166,85*1462 = 90887934,7 \text{ руб}$$

$$\Delta B_{2016} = 52794,2*1462 = 77185116,8 \text{ руб}$$

3) Текущие затраты на проведение мероприятия в году t определяется

$$\Delta З_{тек} = \Delta З_{ГРП} + З_{допt}, \quad (19)$$

где $З_{ГРП}$ – стоимость проведения гидроразрыв пласта, руб.;

$З_{допt}$ – затраты на дополнительную добычу нефти в году t, руб.

$$З_{допt} = \Delta Q_t \cdot З_{пер} \quad (20)$$

где $З_{пер}$ – условно-переменные затраты на добычу нефти, руб./т.

Таким образом текущие затраты на 2014 год составят:

$$\Delta З_{доп2014} = 48018,5*474,4 = 22779976,4 \text{ руб.}$$

$$\Delta З_{тек2014} = 1968000*10+22779976,4 = 42459976,44 \text{ руб.}$$

$$\Delta З_{тек2015} = \Delta З_{доп2015} = 62166,85*474,4 = 29491953,64 \text{ руб.}$$

$$\Delta З_{тек2016} = \Delta З_{доп2016} = 52794,2*474,4 = 25045567,29 \text{ руб.}$$

4) Прирост прибыли от проводимого мероприятия в году t определяется по формуле:

$$\Delta П_t = \Delta B_t - \Delta З_t, \quad (21)$$

где ΔB_t – прирост выручки от реализации в t-м году, руб.;

$\Delta З_{тект}$ – текущие затраты в t-м году, руб.

Таким образом, прирост выручки за последующие 2014, 2015,2016 года составят:

$$\Delta П_{2014} = 70203047 - 42459976,44 = 27743070,6 \text{ руб.}$$

$$\Delta П_{2015} = 90887934,7 - 29491953,64 = 61395981,06 \text{ руб.}$$

$$\Delta П_{2016} = 77185116,8 - 25045567,29 = 52139549,45 \text{ руб.}$$

5) Налог на дополнительную прибыль в году t определяется по формуле

$$\Delta Н_{пр\,t} = \Delta П_t \cdot N_{пр} / 100, \quad (22)$$

где $N_{пр}$ – величина налога на прибыль, руб. Согласно нормативному документу - глава 25 НК РФ «Налог на прибыль организаций» величина налога составит 20% от прибыли.

Налоги на дополнительную прибыль на все года будут определяться как:

$$\Delta Н_{пр\ 2014} = 27743070,6*20\%/100\% = 5548614,12 \text{ руб}$$

$$\Delta Н_{пр\ 2015} = 61395981,06*20\%/100\% = 12279196,21 \text{ руб.}$$

$$\Delta Н_{пр\ 2016} = 52139549,45*20\%/100\% = 10427909,89 \text{ руб.}$$

6) Прирост потока денежной наличности в году t определяется по формуле:

$$\Delta ПДН_t = \Delta П_t - Н_{прt} \quad (23)$$

Соответственно, прирост потока денежной наличности на 2014,2015 и 2016 годы будет рассчитываться как:

$$\Delta ПДН_{2014} = 27743070,6 - 5548614,12 = 22194456,48 \text{ руб.}$$

$$\Delta ПДН_{2015} = 61395981,06 - 12279196,21 = 49116784,85 \text{ руб.}$$

$$\Delta ПДН_{2016} = 52139549,45 - 10427909,89 = 41711639,56 \text{ руб.}$$

7) Дисконтированный прирост потока денежной наличности в году t определяется по формуле:

$$\Delta ДПДН_t = \Delta ПДН_t \cdot \alpha_t \quad (24)$$

где α_t – коэффициент дисконтирования, который рассчитывается по формуле:

$$\alpha_{ti} = \frac{1}{(1+E)^{t_i - t_{i-1}}} = (1+E)^{t_i - t_{i-1}} \quad (25)$$

где Е – ставка дисконтирования;

t – соответствующий год.

Находим коэффициент дисконтирования по всем годам:

$$\alpha_{2014} = (1+0,14)^{-(2014-2014)} = (1,14)^0 = 1$$

$$\alpha_{2015} = (1+0,14)^{-(2015-2014)} = (1,14)^{-1} = 0,88$$

$$\alpha_{2016} = (1+0,14)^{-(2016-2014)} = (1,14)^{-2} = 0,77$$

8) Тогда дисконтирование прироста потока денежной наличности за все последующие годы определится как:

$$\Delta ДПДН_{2014} = 22194456,48*1 = 22194456,48 \text{ руб.}$$

$$\Delta ДПДН_{2014} = 49116784,85*0,88 = 36706242,81 \text{ руб.}$$

$$\Delta ДПДН_{2014} = 41711639,56*0,77 = 32095752,2 \text{ руб.}$$

9) Чистый дисконтированный доход от проведения мероприятия по формуле:

$$ЧДД = \sum ДПДН_t, \quad (26)$$

Таким образом, чистый дисконтированный доход от проведения ГРП за 2014, 2015 и 2016 годы будет равен:

ЧДД = 22194456,48 + 36706242,81 + 32095752,2 = 90996451,49 руб.

10) Индекс доходности от проведения мероприятия определяется по формуле:

$$ИД = \frac{ЧДД}{З_{ГРП}} \quad (27)$$

В данном случае индекс доходности от проведения ГРП будет равен:

$$ИД = \frac{90996451,49}{1968000} = 46,24\ \%$$

Результаты расчетов сведем в таблицу 5.14.

Таблица 5.14 - Результаты расчёта экономической эффективности от применения метода гидравлического разрыва пласта, тыс. руб.

Показатель	Год		
	2014	2015	2016
Количество ГРП, скв.	10	-	-
Дополнительная добыча нефти, тыс. т	48,02	62,17	52,79
Выручка от реализации дополнительной добытой нефти, тыс. руб.	70203,05	90887,94	77185,12
Затраты на дополнительную добычу нефти, тыс. руб.	22779,98	29491,95	25045,57
Затраты на ГРП, млн. руб.	1,968	-	-
Суммарные текущие затраты, тыс. руб.	42459,98	29491,95	25045,57
Прирост прибыли от ГРП, тыс.руб.	27743,07	61395,98	52139,55
Налог на дополнительную прибыль, тыс. руб.	5548,61	12279,20	10427,91

Прирост потока денежной наличности, тыс. руб.	22194,46	49116,78	41711,64
Дисконтированный поток денежной наличности, тыс. руб.	22194,46	36706,24	32095,75
Накопленный дисконтированный поток денежной наличности (ЧДД), тыс. руб.	22194,46	58900,7	90996,45
Индекс доходности, %	46,24		

Вывод: рассчитав экономическую эффективность проведения ГРП за 3 года по десяти расчётным скважинам, мы получили, что:

- дополнительная добыча нефти по 10 скважинам с 2014 по 2016 составит 163,0 тыс. тонн;
- накопленный поток денежной наличности за расчетные 3 года составит 113 млн рублей;
- ЧДД от проведения мероприятия составит 172 млн. рублей;
- бюджетная эффективность проекта (отчисления налога на прибыль) равна 28,3 млн рублей;
- индекс доходности составляет 46,24 %.

На основании полученных данных можем сделать вывод о том, что проведение гидроразрыва на предложенных скважинах позволит не только повысить эффективность разработки запасов нефти и газа пласта, но и принести немалый дополнительный доход предприятию.

6. Социальная ответственность

Нефтегазопромыслы отличаются высоким уровнем опасности и возможностью возникновения экстремальных ситуаций, угрожающих здоровью рабочего персонала. В связи с этим на данных производствах необходима разработка мероприятий по оздоровлению и улучшению условий труда, главной целью которых должно быть создание благоприятных условий, необходимых для высокопроизводительного труда и устранения профессиональных заболеваний, производственного травматизма и причин им способствующих. Это возможно только лишь при соблюдении строгой дисциплины всем персоналом при выполнении работ и следовании инструкциям по охране труда.

6.1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

6.1.1 Правовые нормы трудового законодательства

Рабочая смена оператора добычи не должна превышать 12 часов. Т.к. контроль за бесперебойной работой оборудования необходимо проводить ежесекундно, работы организуются в две смены. Женщины, подростки и сотрудники, не имеющие соответствующего доступа, к работе не допускаются. Каждый работник должен получить два комплекта спецодежды, 85 что обязательно. Оператору допускается исправлять мелкие неполадки, однако при серьезных поломках его главной обязанностью является уведомление лиц вышестоящих, т.е. ст. инженера или его заместителя.

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

Оператор добычи ежедневно контактирует с нефтегазопромыловым оборудованием, которое должно отвечать определенным требованиям. С целью обеспечить устранение или снижение опасных и вредных факторов до

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

6.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Рабочее пространство и рабочее место должны проектироваться в соответствии с ГОСТ Р ИСО 6385-2007 [19]. Проектирование должно учитывать стабильность рабочих поз трудящихся и их мобильность. Для эффективного выполнения рабочих обязанностей необходимо иметь достаточное пространство, обеспечивающее удобные рабочие позы, возможность их вариаций и передвижений. Оборудование должно быть легкодоступно и безопасно.

6.2. Производственная безопасность

Вредные и опасные факторы, влияющие на организм трудящегося на нефтегазопромысловом предприятии, должны быть быстро выявлены и по мере возможности устранены, или же уменьшены масштабы их воздействия. Рабочая зона работника, занимающегося рассматриваемыми в работе методами интенсификации притока скважин, должна быть устроена таким образом, чтобы воздействия вредных и опасных факторов не было, либо имело место быть в допустимых масштабах. В таблице 6.1 приведены опасные и вредные факторы для рассматриваемых в работе методов интенсификации притока к скважинам.

Таблица 6.1 – Опасные и вредные факторы при выполнении гидроразрыва пласта и соляно-кислотной обработки скважин

Источник фактора, наименование видов работ	**Факторы (по ГОСТ 12.0.003-74)**		**Нормативные документы**
	Вредные	**Опасные**	
Полевые работы: 1) Отбор проб с	1. Повышенная запыленность и	1. Движущиеся машины и механизмы.	1. ГОСТ 12.1.005-88.

нефтяных скважин. 2) Работа с оборудованием, находящемся под давлением. 3) Снятие показаний с приборов телеметрии. 4) Работа с машинами и механизмами. 5) Закачка рабочих жидкостей в пласт.	загазованность воздуха в рабочей зоне. 2. Повышенный уровень шума и вибраций на рабочем месте. 3. Недостаточная освещенность рабочей зоны. 4. Токсическое и раздражающее воздействие химических веществ на организм человека.	2. Подвижные части производственного оборудования. 3. Сосуды и аппараты под давлением. 4. Пожаробезопасность. 5. Электробезопасность.	2. ГОСТ 12.01.003-83. 3. ГОСТ 24346-80. 4. ВСН34-82. 5. ГОСТ 12.4.011-89. 6. ГОСТ 12.2.003-91. 7. ГОСТ 12.2.062-81. 8. ГОСТ Р 52630-2012. 9. ГОСТ 12.1.004-91. 10. ГОСТ Р 12.1.019-2009.

6.2.1 Анализ опасных и вредных производственных факторов

Операции по интенсификации притока на скважинах сопровождаются задействованием большого количества транспортных средств и агрегатов, которые в условиях песочной среды кустов месторождения поднимают в воздух огромное количество пыли и выделяют крупное число газов, которые воздействуют на организм человека.

6.2.1.1 Повышенная загазованность и запыленность воздуха

Интенсивность воздействия пыли на человека зависит от её состава, который в свою очередь характеризует такой параметр, как биологическая активность пыли. В соответствии с этим параметром, пыль бывает раздражающего действия (неорганическая и древесная пыль) и токсического (пыль хрома, мышьяка и др. веществ). В запыленном воздухе дыхание человека становится затрудненным, кислород насыщает кровь менее интенсивно, от чего могут возникнуть легочные заболевания.

Содержание вредных веществ в воздухе регламентируется системой стандартов безопасности труда с помощью предельно допустимой концентрации отдельных веществ в воздухе. В таблице 6.2 приведены ПДК для различных видов пыли.

Таблица 6.2 ПДК веществ, наиболее часто встречающихся при использовании транспорта [20]

Вещество	ПДК, мг/м^3	Класс опасности
Пыль, содержащая более 70% SiO_2	2	3
Пыль, содержащая от 10 до 70% SiO_2	2	4
Пыль растительного и животного происхождения	4	4

Если допустимый уровень пыли превысил норму, то необходимо провести ряд действий: ограниченное использования токсичных веществ в технологических процессах, контроль за воздушной средой, герметизация оборудований, а также применение средств защиты органов дыхания: респираторов, противогазов фильтрующего типа или марлевых повязок.

6.2.1.2 Повышенный уровень шума и вибраций

Работа операторов, выполняющих гидравлический разрыв пласта, связана с нахождением на территориях с повышенными вибрациями и уровнем шума. Предельно допустимые значения данных компонентов, влияющих на самочувствие рабочего, должно соответствовать санитарным нормам. Согласно ГОСТ 12.01.003-83 [21], уровень шума на рабочих местах не должен превышать 80 дБ. Уровень вибраций не должен превышать 92 дБ, что регламентировано ГОСТ 24346-80 [22]. В целях борьбы с уровнем шума и вибраций на нефтегазопромыслах предусмотрена комплексная целевая программа, которая включает в себя снижение уровня шума в источнике его возникновения и на путях его распространения, рациональную планировку производственных объектов и технологических установок, рациональное планирование режимов

труда и отдыха, обеспечение работников средствами индивидуальной защиты: виброизолирующей обувью, перчатками, наушниками или берушами.

6.2.1.3 Недостаточная освещенность рабочей зоны

Оператор по гидроразрыву пласта ежесменно большую часть работы перемещается по территории производственных объектов, совершая многократные подъемы на находящиеся на высоте площадки. В связи с этим в цехах применяется освещение территории и отдельных рабочих мест посредством прожекторов. С целью создания достаточного уровня освещенности и безопасных условий труда установлена норма освещенности нефтегазовых объектов. Рекомендованные типы прожекторов представлены в таблице 6.3.

Таблица 6.3 – Рекомендуемые типы прожекторов для освещения предприятий нефтяной промышленности [23]

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

6.2.1.4 Токсическое и раздражающее воздействие на организм человека химических веществ

Операторы, выполняющие гидроразрыв пласта и соляно-кислотную обработку призабойной зоны скважины, в процессе добычи пластового флюида подвергаются негативному влиянию со стороны выделяющихся легких фракций нефти и попутных газов в атмосферу. Их действие, главным образом, приходится на центральную нервную систему. Отравление парами нефти и продуктами ее переработки сопровождается головокружением, удушением, головной болью, сухостью во рту, тошнотой, общей слабостью, которая может достигнуть потери сознания. Работающие с сырой нефтью во время длительных промежутков времени могут получить кожное заболевание или серьезное отравление. Содержание вредных веществ в воздухе контролируется

посредством измерения ПДК, значения которых для основных веществ, выделяющихся на нефтегазопромыслах, представлены в таблице 6.4.

Таблица 6.4 – ПДК для вредных веществ в воздухе на рабочих местах [20]

Вещество	ПДК, мг/м^3	Класс опасности
Метанол	15	3
Диоксид серы	10	3
Сажа	4	3

Работники на нефтегазопромыслах в целях безопасности труда и профилактики заболеваний должны быть снабжены и другими средствами индивидуальной защиты. Они должны предусматривать защиту органов дыхания, слуха, рук, лица и головы, поэтому работникам должны выдаваться спецодежда и специальная обувь, респираторы или противогазы, специальные очки и другие средства, защищающие при выполнении тех или иных технологических операций.

6.2.2 Анализ опасных производственных факторов на рабочего

6.2.2.1 Движущиеся машины и механизм

Процессы обработки призабойной зоны скважины связаны с использованием различных транспортных средств и агрегатов, выполненных на базе автомобилей, поэтому на нефтегазопромыслах может возникнуть опасность для работников со стороны движущихся машин и механизмов. За осуществлением процесса гидроразрыва пласта или соляной обработки скважины следит инженерно-технический работник. Сам процесс проводится по заранее утвержденному плану.

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

6.2.2.2 Подвижные части производственного оборудования

Подвижные части оборудования должны быть должным образом защищены, чтобы работники не получили механических повреждений.

В процессе обвязки устья скважины и монтажа трубопроводов устанавливают противовыбросовое оборудование, обратные клапаны и манометры с целью следить за повышенными давлениями.

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

Запуск технологических установок и начала операции по закачке жидкостей в скважину начинается только после удаления от опасной зоны всех рабочих, не связанных с непосредственной работой у агрегатов

При проведении соляно-кислотной обработки ПЗС, в принципе, схема работы не особо отличается от приведенной выше. Стоит лишь отметить, что работа проводится с опасными для здоровья химическими реагентами, поэтому выполнение производственных инструкций является обязательным условием обеспечения безопасности рабочего персонала.

6.2.2.3 Сосуды и аппараты под высоким давлением

В случае неисправностей или непредвиденных аварий возможен риск смертельной опасности трудящихся вследствие работ с высоким давлением, поэтому должны проводится соответствующие инструктажи. По технике безопасности в сосуды недопустима подача газа или сжатого воздуха с парами масел, т.к. в случае перегрева может образоваться взрывоопасная смесь, вентили и краны устанавливаются таким образом, чтобы выходное отверстие было направлено в безопасное место, при работе работника внутри емкости должны быть открыты все люки с целью достаточного проветривания, а работников должно быть, как минимум, двое (один – внутри, второй –

снаружи). При обнаружении неисправности сосуда, он немедленно снимается с эксплуатации, а работник заносит запись об этом в журнал.

6.2.2.4 Пожаробезопасность

Нефтегазовые промыслы отличаются высокой вероятностью возникновения пожаров и опасностей взрывов. С целью предотвращения опасных пожарных ситуаций территория нефтегазовых объектов должна содержаться в порядке и чистоте, все отходы производства, бытовой мусор и складские убранства должны быть утилизированы, хранение нефтепродуктов в открытых ямах запрещается. Согласно ГОСТ 12.1.004-91 [24], объекты нефтегазовых промыслов должны быть оборудованы системами пожарной безопасности, которые в случае опасности должны незамедлительно оповестить рабочий персонал. В случае возникновения пожарной ситуации основной задачей работников производства является предотвращение образования горючей среды и (или) источников зажигания, а также организация защиты и безопасной эвакуации людей. В целях безопасности людей на случай пожара должны быть правильно спроектированы здания и помещения, которые гарантируют быструю эвакуацию персонала и ограничивают распространение пожара, отделка стен и потолков не должна содержать горючих и выделяющих удушающие газы в процессе горения материалов, все противопожарное оборудование (огнетушители, автоматические системы пожаротушения, емкости с негорючими материалами) должно всегда находиться в боевой готовности, все работники должны быть ознакомлены с противопожарными инструкциями и планами эвакуаций. К средствам защиты при возникновении пожарных ситуаций относятся противогазы, респираторы и аптечки, которые должны находиться в доступных для работников местах.

6.2.2.5 Электробезопасность

Нефтегазовое производство должным образом электрифицировано, поэтому работник данной отрасли постоянно сталкивается с электроприборами или оборудованием, находящимся под напряжением. В связи с этим работник должен уметь пользоваться такими приборами, знать их общую конструкцию и

принцип действия. При возникновении опасных ситуаций работник, неквалифицированный в области электробезопасности, не должен предпринимать опасных для своего здоровья действий, а обязан сообщить о неисправности главному инженеру-электрику. Приборы и оборудование, работающие от электричества, должны проходить периодический осмотр, в ходе которого выносится вердикт о возможности их дальнейшего использования. Все электроустановки должны быть заземлены, пригодны к использованию в трудных погодных условиях и укомплектованы средствами защиты, пожаротушения и инструментом. Неисправное оборудование должно быть своевременно починено, либо заменено на новое. К средствам индивидуальной защиты на случай электроопасных ситуаций относятся защитные пластиковые каски и очки, изолирующие рукавицы и обувь, а также термостойкие костюмы.

6.3 Экологическая безопасность

6.3.1 Защита атмосферы

По статистическим подсчетам около 75% [25] всех неблагоприятных воздействий на окружающую среду от нефтегазовых промыслов приходится на атмосферу. Способны выделять загрязняющие вещества в атмосферу следующие технологические объекты: буровые установки, нефтегазопромыслы, установки подготовки нефти и газа, нефтеперерабатывающие заводы, газокомпрессорные станции, нефтепроводы различного уровня, станции хранения УВ и др.

Основные выбрасываемые в атмосферу вредные примеси от нефтегазовых комплексов – это кислые компоненты (оксиды углерода, серы и азота, сероводрод), 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.

На нефтегазовых месторождениях при воздействии на призабойную зону пласта на факельных установках происходит сжигание газоконденсатной смеси, полученной из пласта. Это приводит к выбросам кислых компонентов в атмосферу. Подобное влияние происходит и при работе дизельных двигателей на различных агрегатах и технологических установках, которыми пользуются при обработке ПЗС, т.к. это оборудование основано на сжигании топлива, а процесс сжигания сопровождается выделением вредных компонентов в окружающую среду. В настоящее время для контроля за наличием определенной концентрации вещества в атмосфере установлено два норматива: среднесуточная предельно-допустимая концентрация и максимальная разовая предельно-допустимая концентрация. Под первой понимается концентрация, осредненная на какой-то продолжительный промежуток времени, под второй – за период двадцатиминутного измерения. ПДК некоторых вредных веществ в воздухе на рабочем месте приведены в таблице 6.5.

Таблица 6.5 – ПДК вредных веществ в рабочей зоне [26]

Вещество	ПДК, мг/м^3	Класс опасности
Диоксид азота	2	3
Аммиак	20	4
Бензин	100	4
Метанол	5	3
Диоксид серы	10	3
Сероводород	3	3
Оксид углерода	20	4

Пылегазовые выбросы рассеиваются через высокие трубы. Кроме того, введен предельно-допустимый выброс (ПДВ), который также четко контролируется на промыслах.

6.3.2 Защита гидросферы

Источниками нефтяного загрязнения водоемов может стать что угодно, но касательно ГРП или СКО можно выделить несколько наиболее возможных

вариантов: промышленные стоки, прорывы амбаров и отстойников в периоды паводков, аварии во время технологических операций или же прорывы нефти и различных технических жидкостей в водоносные пласты в следствии их близкого расположения с продуктивным горизонтом.

Чтобы предотвратить выбросы нефтепродуктов в близлежащие водохранилища, при разработке месторождений нефти и различных технологических операциях прямые сбросы неочищенных сточных вод не предусматриваются. Буровые растворы, уже побывавшие в употреблении, вновь используются в производственных нуждах, а сточные воды закачиваются в нагнетательные скважины, либо подвергаются очистке от вредных примесей посредством различных фильтров.

6.3.3 Защита литосферы

Непосредственно гидравлический разрыв пласта и соляно-кислотная обработка, помимо перечисленных негативных факторов, могут влиять на качество почв посредством загрязнения нефтепродуктами на различных этапах производства данных операций по интенсификации притока. Установлено, что больше всего загрязняются устье скважин, земляные амбары и места, где скапливаются сточные воды. Также почву может загрязнять раствор химических агентов, использующихся при ГРП. Это приводит к изменениям физико-химических свойств почв, а также к проникновению через грунты в подземные воды вредных компонентов, что значительно затруднит восстановление почвенных структур.

Предельно – допустимые значения концентраций представлены в таблице 6.6

Таблица 6.6 – ПДК вредных химических веществ в почве [27]

Вещество	ПДК, мг/кг	Показатель вредности
Бензин	0,1	Воздушно – миграционный
Диметилбензолы	0,3	Транслокационный
Сероводород	0,4	Воздушно – миграционный
Серная кислота	160	Общесанитарный

Этилбензол	0,1	Воздушно - миграционный

Необходимо проводить рекультивацию загрязненных земель в соответствии с правилами, предусматривать ликвидацию отходов, а также снижать влияние загрязняющих факторов.

6.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

6.4.1 Меры безопасности при чрезвычайных ситуациях

К самым распространенным и наиболее вероятным возникшим непредвиденным чрезвычайным ситуациям относят пожар или взрыв. К мерам предупреждения ЧС относят:

- повышение надежности технологического оборудования;

- своевременное обновление используемых материалов, агрегатов и установок;

- участие в работах высококвалифицированного персонала

При возникновении ЧС:

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

- эвакуация рабочих из зон ЧС;

- использование СИЗ в случае необходимости;

- организация аварийно-спасательных работ в зонах ЧС [28].

Вывод

Выполнение всех требований мер безопасности при выполнении работ, связанных с ГРП и кислотными обработками, позволяет избежать воздействия вредных и опасных факторов или хотя бы значительно уменьшить их урон оператору, а знание правил по защите окружающей среды при проведении работ минимизирует вред природе.

Заключение

В данной работе был осуществлен анализ эффективности воздействия наиболее распространенных методов интенсификации притока таких как, ГРП, СКО и ГКО на месторождениях с разными геологическими условиями залегания в пределах Западной Сибири.

Месторождение X отличалось относительно низкой проницаемостью и средней пористостью, тип коллектора – терригенный, также месторождение характеризуется небольшой нефтенасыщенной толщиной пласта. Все вышеперечисленные условия подходят для проведения ГРП и в меньшей степени для СКО и ГКО. Вследствие выполненных 3191 операций ГРП, 70% которых являются успешными, за указанный промежуток времени было дополнительно добыто 15141,5 тыс.т нефти, прирост дебита нефти составил 27,7 т/сут, что является очень хорошими показателями. Также в результате проведения 536 операций ГКО и 15 СКО было дополнительно добыто соответственно 675,4 тыс.т и 27,7 тыс.т нефти, прирост дебита нефти составил 6,8 т/сут и 7,0 т/сут.

Месторождение Y по сравнению с X, обладает высокой проницаемостью и средним значением пористости, тип коллектора – карбонатный, что является благоприятными условиями для проведения СКО, также месторождение обладает малой нефтенасыщенной толщиной. В сумме было проведено всего 1707 операций по интенсификации притока, 703 СКО и 1004 ГРП. В результате гидравлического разрыва получено 2414 тыс.т нефти, прирост дебита жидкости нефти составил 1,9 т/сут, процент успешности выполнения операция составил 69%. Наиболее эффективно по сравнению с предыдущим месторождением показала себя СКО, с помощью данного метода интенсификации было дополнительно добыто 1990 тыс.т нефти, а дебит нефти увеличился на 1,6 т/сут.

На месторождении X, ГРП очень хорошо показал себя вследствие подходящих условий для его проведения. Эффективность СКО на Y месторождении можно объяснить тем, что СКО очень хорошо реагирует с карбонатами, растворяя их, а продукты их реакции легко удаляются. Таким

образом, выбор конкретного метода интенсификации зависит от сложности геологического строения продуктивных пластов, их фильтрационно – емкостных свойств и условий залегания.

Из всего вышеперечисленного можно сделать вывод о том, что наиболее эффективным воздействие данных методов будет, если применять их в комплексе и взаимодействии друг с другом.

Список использованных источников

1) Евтин П.Т. Нефть и газ Западной Сибири/Тюмень, 2017. – 312 с.

2) Ермилов О.М. Особенности геологического строения и разработки уникальных залежей газа крайнего севера Западной Сибири / Ермилов О.М., Карогодин Ю.Н., Конторович А.Э. и др. – г. Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2004. - 140 с.

3) Апасов Т.К. Методы интенсификации добычи нефти и повышения нефтеотдачи для месторождений Западной Сибири/Тюмень, 2015 г. – 186 с.

4) Ильина Г.Ф. Методы и технологии повышения нефтеотдачи для коллекторов Западной Сибири/Алтунина Л.К. Томск: Изд-во ТПУ, 2006 г. – 166 с.

5) Подопригора Д.Г., Лучкина Д.Р. Основополагающие принципы проведения кислотных обработок в низкопроницаемых глинизированных терригенных коллекторах/ Москва, 2012 г. – 51 с.

6) Шлеин Г. А., Глущенко А. А. Сущность и этапы процесса гидроразрыва пласта // Молодой ученый. — 2019. — №2. — с. 40-42. — URL https://moluch.ru/archive/240/55465/ (дата обращения: 26.05.2019).

7) Обвязка и оборудование при ГРП [Электронный ресурс] – Режим доступа: https://neftegaz.ru/tech_library/view/4421-Gidravlicheskiy-razryv-plasta-GRP (дата обращения: 26.04.2019).

8) Подготовка скважины к ГРП [электронный ресурс] – Режим доступа: https://studfiles.net/preview/3799633/page:4/ (дата обращения: 29.04.2019)

9) Сизова Е.М. Классификация методов ГРП/ Геология – 2017. - №3 - с.3-5

10) Шагалеев Р.К. Совершенствование технологии гидроразрыва пластов с целью обеспечения стабилизации продуктивности объектов воздействия во времени / Нефтепромысловое дело – 2014. - №12. - с. 29-34.

11) Сысолятин А.А. Гидравлический разрыв пласта // Символ науки – 2016 . - №7 – с. 14-15 – URL https://cyberleninka.ru/article/v/tehnologiya-provedeniya-grp (дата обращения 30.04.2019).

12) Каневская Р.Д. Применение гидравлического разрыва пласта для интенсификации добычи и повышения нефтеотдачи // Нефтяное хозяйство - 2002. - №5. - с. 96-100.

13) Виноградова И.А. Результаты применения технологий гидроразрыва пласта по снижению риска неконтролируемых водопроявлений на месторождениях Западной Сибири // Нефтяное хозяйство - 2010. - №1. - с. 70-72.

14) Бобков Д.О. Проблемы, возникающие при ГРП и пути их решения// Современные научные исследования и инновации – 2017. - №7 – с. 13-15 – URL http://web.snauka.ru/issues/2017/07/84111 (дата обращения 30.05.2019).

15) Геологическая характеристика X месторождения [электронный ресурс] – Режим доступа: https://studfiles.net/preview/5336648/page:4/ (дата обращения 05.02.2019)

16) Сорокин А.Я., Ступонченко, В.Е., Горобец Е.А.. Результаты применения физико-химических технологий обработки призабойных зон добывающих скважин на X месторождении// Нефтяное хозяйство - 2015 - №3 – с. 70

17) Геологическая характеристика Y месторождения [электронный ресурс] – Режим доступа: https://revolution.allbest.ru/geology/d00920038.html (дата обращения 07.02.2019)

18) Альмухаметова Э.М.1, Шамсутдинова Г.Ф. Анализ эффективности применяемых методов интенсификации добычи углеводородов и повышения нефтеотдачи пластов на Y месторождении// Международный научно – исследовательский журнал – 2018. - №1 – с.5-6

19) ГОСТ Р ИСО 6385-2007 Эргономика. Применение эргономических принципов при проектировании производственных систем.

20) ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны (с Изменением N 1).

21) ГОСТ 12.01.003-83 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.

22) ГОСТ 24346-80 Вибрация. Термины и определения.

23) ВСН34-82 Отраслевые нормы проектирования искусственного освещения предприятий нефтяной промышленности.

24) ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования (с Изменением N 1).

25) Калыгин В.Г. Промышленная экология / Курс лекций - М.: Изд-во МНЭПУ МХТИ им. Д.И. Менделеева – 2000. – 240 с.

26) ГН 2.2.5.686-98 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны. Гигиенические нормативы.

27) ГН 2.1.7.2041-06 Предельно допустимые концентрации (ПДК) химических веществ в почве.

28) Бартов Н.К. Пожарная безопасность//М.: Энергия – 1983. - №2 – 254 с.