



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

Школа Инженерная школа природных ресурсов  
Направление подготовки 21.04.01 «Нефтегазовое дело»  
Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела

**ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА МАГИСТРАНТА**

Тема работы
Анализ поиска скважин-кандидатов и оптимизация подбора рабочих параметров при проведении гидравлического разрыва пласта на примере месторождения X Томской области УДК 622.276.66(571.16)

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ11	Вершинин Евгений Сергеевич		21.05.23

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Матвеев И.В.	к.ф.-м.н.		21.05.23

**КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Рукавишников В. С.	PhD		21.05.23

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Сечин А. А.	к.т.н.		21.05.23

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
профессор	Чернова О. С.	д.г.-м.н.		21.05.23

## ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОСВОЕНИЯ ООП

### Petroleum Engineering / Нефтегазовый инжиниринг

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
Системное и критическое мышление	<b>УК-1.</b> Способен осуществлять критический анализ проблемных ситуаций на основе системного анализа, выработать стратегию действий	<b>И.УК(У)-1.1.</b> Анализирует проблемную ситуацию как систему, выявляя ее составляющие и связи между ними
		<b>И.УК(У)-1.2.</b> Определяет пробелы в информации, необходимой для решения проблемной ситуации, и проектирует процессы по их устранению
		<b>И.УК(У)-1.3.</b> Разрабатывает стратегию решения проблемной ситуации на основе системного и других современных междисциплинарных подходов; обосновывает выбор темы исследований на основе анализа явлений и процессов в конкретной области научного знания
		<b>И.УК(У)-1.4.</b> Использует логико-методологический инструментарий для критической оценки современных концепций в своей предметной области
Разработка и реализация проектов	<b>УК(У)-2.</b> Способен управлять проектом на всех этапах его жизненного цикла	<b>И.УК(У)-2.1.</b> Определяет проблему и способ ее решения через реализацию проектного управления
		<b>И.УК(У)-2.2.</b> Разрабатывает концепцию проекта в рамках обозначенной проблемы: формулирует цель, задачи, обосновывает актуальность, значимость, ожидаемые результаты и возможные сферы их применения
		<b>И.УК(У)-2.3.</b> Осуществляет мониторинг за ходом реализации проекта, корректирует отклонения, вносит дополнительные изменения в план реализации проекта
		<b>И.УК(У)-3.1.</b> Планирует и корректирует свою социальную и профессиональную деятельность с учетом

Командная работа и лидерство	<b>УК(У)-3.</b> Способен организовывать и руководить работой команды, вырабатывая командную стратегию для достижения поставленной цели	интересов, особенностей поведения и мнений людей, с которыми работает и взаимодействует
		<b>И.УК(У)-3.2.</b> Организует дискуссии по заданной теме и обсуждение результатов работы команды
		<b>И.УК(У)-3.3.</b> Планирует командную работу, распределяет поручения и делегирует полномочия членам команды
Коммуникация	<b>УК(У)-4.</b> Способен применять современные коммуникативные технологии, в том числе на иностранном(ых) языке(ах), для академического и профессионального взаимодействия	<b>И.УК(У)-4.1.</b> Решает конкретные задачи профессиональной деятельности на основе академического и профессионального взаимодействия с учетом анализа мнений, предложений, идей отечественных и зарубежных коллег
		<b>И.УК(У)-4.2.</b> Составляет, переводит и редактирует различные академические тексты (рефераты, эссе, обзоры, статьи и т.д.)
		<b>И.УК(У)-4.3.</b> Представляет результаты академической и профессиональной деятельности на различных научных мероприятиях, включая международные
		<b>И.УК(У)-4.4.</b> Планирует и организывает совещания, деловые беседы, дискуссии по заданной теме; аргументированно и конструктивно отстаивает свою точку зрения, позицию, идею в академических и профессиональных дискуссиях на государственном и иностранном языках
Межкультурное взаимодействие	<b>УК(У)-5.</b> Способен анализировать и учитывать разнообразие культур в процессе межкультурного взаимодействия	<b>И.УК(У)-5.1.</b> Осуществляет профессиональную и социальную деятельность с учетом особенностей поведения и мотивации людей различного социального и культурного происхождения, в том числе особенностей деловой и общей культуры представителей других этносов и конфессий
		<b>И.УК(У)-5.2.</b> Выстраивает социальное и профессиональное взаимодействие с учетом

		<p>особенностей деловой и общей культуры представителей разных этносов и конфессий, других социальных групп</p>
<p>Самоорганизация и саморазвитие (в том числе здоровье сбережение)</p>	<p><b>УК(У)-6.</b> Способен определять и реализовывать приоритеты собственной деятельности и способы ее совершенствования на основе самооценки</p>	<p><b>И.УК(У)-5.3.</b> Обеспечивает создание недискриминационной среды для участников межкультурного взаимодействия при личном общении и при выполнении профессиональных задач</p>
		<p><b>И.УК(У)-6.1.</b> Анализирует использование рабочего времени в широком спектре деятельности: планирование, распределение, постановка целей, делегирование полномочий, анализ временных затрат, мониторинг, организация, составление списков и расстановка приоритетов</p>
		<p><b>И.УК(У)-6.2.</b> Сочетает выполнение текущих производственных задач с повышением квалификации; корректирует планы в соответствии с имеющимися ресурсами</p>
<p><b>И.УК(У)-6.3.</b> Планирует профессиональную траекторию с учетом особенностей как профессиональной, так и других видов деятельности и требований рынка труда</p>		



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 (ООП/ОПОП) 21.04.01 Нефтегазовое дело

Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:

Руководитель ООП/ОПОП

*И.О.С. 23 Черепов О.О.*

(Подпись) (Дата) (ФИО)

### ЗАДАНИЕ

**на выполнение выпускной квалификационной работы**

Обучающийся:

Группа	ФИО
2ТМ11	Вершинин Евгений Сергеевич

Тема работы:

<b>Анализ поиска скважин-кандидатов и оптимизация подбора рабочих параметров при проведении гидравлического разрыва пласта на примере месторождения X Томской области</b>	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	09.06.2023 № 160-39/с

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:

14.08.2023


### ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p><b>Исходные данные к работе</b></p> <p><i>(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 функционированию (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.)</i></p>	<p>Комплект документов по месторождению X (Томская область), включая геологическое описание района исследования, физико-гидродинамические характеристики пластов, физико-химические свойства пластовых флюидов, данные о проведенных ранее на месторождении работ по ГРП.</p>
---	---


<p><b>Перечень разделов пояснительной записки подлежащих исследованию, проектированию и разработке</b></p> <p><i>(аналитический обзор литературных источников 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)</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Введение;</li> <li>2. Литературный обзор;</li> <li>3. Геолого-физическая характеристика месторождения;</li> <li>4. Анализ поиска скважин-кандидатов для проведения ГРП;</li> <li>5. Оптимизация подбора рабочих параметров при проведении гидравлического разрыва пласта;</li> <li>6. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение;</li> <li>7. Социальная ответственность;</li> <li>8. Заключение</li> </ol>
<p><b>Перечень графического материала</b> <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<p>Динамика изменений добычи жидкости скважин до и после проведения ГРП, Показатели обводненности и ИП скважин, Продуктивные пласты в скважинах, Мощности пластов на скважинах, Суточная добыча нефти на скважинах, Принцип выбора типа проппанта, Графики проницаемости трещины от давления закрытия для различных типов проппанта, Зависимость геометрических параметров трещины от количества закачиваемого проппанта, Прирост суточного дебита в зависимости от выбора типа проппанта при проведении ГРП</p>
<p><b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b> <i>(с указанием разделов)</i></p>	
<p style="text-align: center;">Раздел</p>	<p style="text-align: center;">Консультант</p>
<p>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</p>	<p>Рукавишников В. С., доцент, PhD</p>
<p>Социальная ответственность</p>	<p>Сечин А. А., доцент, к.т.н.</p>
<p>Раздел на иностранном языке</p>	<p>Болсуновская Л. М., доцент, к.ф.н</p>
<p><b>Названия разделов, которые должны быть написаны на иностранном языке:</b></p>	
<p>Literary review</p>	

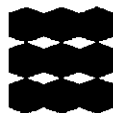
<p><b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b></p>	<p>11.05.2023</p>
--	-------------------

**Задание выдал руководитель / консультант (при наличии):**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Матвеев Иван Васильевич	к.ф.-м.н.		11.05.23

**Задание принял к исполнению обучающийся:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ11	Вершинин Евгений Сергеевич		11.05.23



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 (ООП/ОПОП): 21.04.01 Нефтегазовое дело  
Уровень образования: Магистратура  
Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела  
Период выполнения: осенний / весенний семестр 2022/2023 учебного года

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

Обучающийся:

Группа	ФИО
2ТМ11	Вершинин Евгений Сергеевич

Тема работы:

<b>Анализ поиска скважин-кандидатов и оптимизация подбора рабочих параметров при проведении гидравлического разрыва пласта на примере месторождения X Томской области</b>
---

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:	14.08.2023
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
15.05.2023	1. Литературный обзор	10
22.05.2023	2. Геолого-физическая характеристика месторождения	10
09.06.2023	3. Анализ поиска скважин-кандидатов для проведения ГРП	25
09.06.2023	4. Оптимизация подбора рабочих параметров при проведении гидравлического разрыва пласта	20
16.06.2023	5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	15
20.06.2023	6. Социальная ответственность	10
30.06.2023	Literary review	10

**СОСТАВИЛ:**

**Руководитель ВКР**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Матвеев И. В.	к.ф.-м.н.		11.05.23

**СОГЛАСОВАНО:**

**Руководитель ООП/ОПОП**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
профессор	Чернова О. С.	д.г.-м.н.		11.05.23

**Обучающийся**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ11	Вершинин Евгений Сергеевич		11.05.23

## РЕФЕРАТ

**Выпускная квалификационная работа** содержит 117 страниц, в том числе 25 рисунков, 16 таблиц. Список литературы включает 50 источников. Работа содержит 1 приложение.

**Ключевые слова:** гидравлический разрыв пласта, поиск скважин-кандидатов, подбор рабочих параметров ГРП, оптимизация подбора параметров.

**Объектом исследования** терригенные пласты-коллекторы месторождения X Томской области.

**Предмет исследования** – особенности и специфика выбора скважин и рабочих параметров для проведения гидравлического разрыва пласта.

**Цель исследования** – анализ поиска скважин-кандидатов для проведения ГРП, расчет и подбор рабочих параметров ГРП на примере месторождения X с целью оптимизации данных процессов.

**Для достижения цели необходимо решить следующие задачи:**

1. Провести литературный обзор существующих способов выбора скважин и особенностей подбора рабочих параметров для проведения ГРП;
2. Изучить принципы и особенности выбора скважин-кандидатов на примере ранее проведенных на месторождении работ по гидравлическому разрыву пласта;
3. Оценить принципы подбора и расчета рабочих параметров ГРП на месторождении X, учитывая геолого-технологические особенности продуктивных пластов;
4. Оценить технологическую и экономическую эффективность применения методики по оптимизации выбора скважин-кандидатов и подбору рабочих параметров для проведения ГРП для месторождения X.

**Область применения:** терригенные пласты-коллекторы месторождения X Томской области.



**Экономическая эффективность** работы заключается в обосновании эффективности применения методики оптимизации поиска скважин и подбора рабочих параметров при проведении гидравлического разрыва пласта.

**В будущем планируется:** усовершенствование данной методики и ее адаптация для применения на других месторождениях.

**Благодарности.** Выражаю особую благодарность сотрудникам ЦППС НД ТПУ: профессору О. С. Черновой, доценту И. В. Матвееву, преподавателю В. В. Соловьеву, а также А. С. Анерт, А. Н. Космачеву за предоставленную помощь при написании данной работы.

## СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	13
1. ЛИТЕРАТУРНЫЙ ОБЗОР.....	16
1.1 Выбор скважин-кандидатов для проведения ГРП.....	16
1.2 Подбор рабочих параметров ГРП.....	18
1.3 Негативные эффекты от проведения ГРП.....	24
2.          ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ                  ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	26
2.1 Характеристика геологического строения.....	26
2.1.1 Литолого-стратиграфическая характеристика разреза.....	26
2.1.2 Тектоническое строение месторождения.....	32
2.1.3 Нефтегазоносность месторождения.....	33
2.2 Характеристика коллекторов продуктивных пластов.....	34
2.3 Свойства пластовой нефти.....	37
2.4 Свойства пластовой воды.....	37
2.5 Состояние разработки месторождения.....	38
3.    АНАЛИЗ    ПОИСКА    СКВАЖИН-КАНДИДАТОВ    ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ ГРП.....	40
3.1 Эффективность проведения ГРП на месторождении.....	40
3.2 Анализ параметров скважин для проведения гидравлического разрыва пласта.....	42
4.    ОПТИМИЗАЦИЯ ПОДБОРА РАБОЧИХ ПАРАМЕТРОВ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА.....	51

4.1	Выбор типа гидравлического разрыва пласта.....	51
4.2	Порядок проведения расчета гидравлического разрыва пласта..	54
4.3	Оптимизация расчета и подбора рабочих параметров ГРП.....	59
4.4	Итоговая методика расчета ГРП.....	68
5.	ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	72
5.1	Обоснование показателей экономической эффективности.....	72
5.2.	Исходные данные и нормативная база для расчета экономических показателей проекта.....	73
5.2.1	Выручка от реализации.....	74
5.2.2.	Эксплуатационные затраты.....	75
5.2.3.	Капитальные затраты.....	76
5.2.4.	Платежи и налоги.....	77
5.2.5.	Прибыль от реализации.....	78
5.3.	Расчет экономических показателей.....	80
5.3.1.	Поток денежной наличности.....	80
5.3.2.	Индекс доходности.....	81
5.3.3.	Период окупаемости вложенных средств.....	81
5.4.	Сравнение технико-экономических показателей и экономическая оценка проекта.....	82
6.	СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	84
6.1	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	84

6.1.1 Специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства.....	84
6.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.....	87
6.2 Производственная безопасность.....	88
6.2.1 Умственное перенапряжение.....	90
6.2.2 Перенапряжение зрительного аппарата.....	90
6.2.3 Отклонение показателей микроклимата.....	91
6.2.4 Недостаточная освещенность рабочей зоны.....	93
6.2.5 Повышенный уровень шума на рабочем месте.....	95
6.2.6 Поражение электрическим током.....	96
6.3 Экологическая безопасность.....	97
6.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	98
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	101
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	102
Приложение А.....	107
A1 Literary review.....	108
A1.1 Selection of candidate wells for hydraulic fracturing.....	108
A1.2 Selection of hydraulic fracturing operating parameters.....	110
A1.3. Negative effects from hydraulic fracturing.....	116

## ВВЕДЕНИЕ

Гидравлический разрыв пласта (ГРП) является одним из наиболее эффективных методов интенсификации добычи углеводородов в процессе и широко используется на многих месторождениях нефти и газа.

**Актуальность исследования.** Процесс выбора скважин-кандидатов для проведения гидравлического разрыв пласта, а также подбор и расчет рабочих параметров требуют большого объема работ ввиду количества информации, которое надо обработать.

В ходе работы на примере месторождения X был проведен анализ подбора скважин-кандидатов для проведения ГРП, были выделены особенности критериев и предложен способ оптимизации данных работ путем автоматизации процесса. Также был рассмотрен принцип расчета и подбора рабочих параметров ГРП и предложен метод автоматизации подбора типа расклинивающего материала для проведения операции.

**Объектом исследования** терригенные пласты-коллекторы месторождения X Томской области.

**Предмет исследования** – особенности и специфика выбора скважин и рабочих параметров для проведения гидравлического разрыва пласта.

**Цель исследования** – анализ поиска скважин-кандидатов для проведения ГРП, расчет и подбор рабочих параметров ГРП на примере месторождения X с целью оптимизации данных процессов.

**Для достижения цели необходимо решить следующие задачи:**

1. Провести литературный обзор существующих способов выбора скважин и особенностей подбора рабочих параметров для проведения ГРП;
2. Изучить принципы и особенности выбора скважин-кандидатов на примере ранее проведенных на месторождении работ по гидравлическому разрыву пласта;

3. Оценить принципы подбора и расчета рабочих параметров ГРП на месторождении X, учитывая геолого-технологические особенности продуктивных пластов;

4. Оценить технологическую и экономическую эффективность применения методики по оптимизации выбора скважин-кандидатов и подбору рабочих параметров для проведения ГРП для месторождения X.

**Основные положения, выносимые на защиту:**

1. При анализе выбора скважин и подбора рабочих параметров для проведения ГРП на месторождении X была предложена методика, включающая принцип автоматизации данных процессов.

2. Использование данной методики на примере одной скважины позволило подобрать наилучшие параметры для проведения работ, что свидетельствует об эффективности данного метода.

**Научная новизна** заключается в подходе к процессу выбора скважин и подбора рабочих параметров для проведения ГРП на месторождении. Предлагается методика, включающая в себя частичную автоматизацию данных процессов.

**Методы, использованные в работе:** анализ данных и применение алгоритмов автоматизации с помощью языка программирования python.

**Область применения:** терригенные пласты-коллекторы месторождения X Томской области.

**Личный вклад** автора заключается в анализе исходных данных, в поиске закономерностей в выборе скважин для проведения ГРП, в составлении алгоритма частичного автоматизированного поиска скважин-кандидатов и подбора рабочих параметров, а также в экономической оценке предложенного метода.

**Практическая значимость работы** заключается в оптимизации процессов выбора скважин-кандидатов и подбора рабочих параметров гидравлического разрыва пласта.

**Исходной информацией** для выполнения исследования в рамках выпускной квалификационной работы являлся комплект данных о геологическом строении объекта исследования, физико-гидродинамических характеристиках целевых пластов, физико-химических свойства флюидов, ранее проведенных на месторождении работ по ГРП и т.п.

## 1. ЛИТЕРАТУРНЫЙ ОБЗОР

Гидравлический разрыв пласта является одним из наиболее эффективных методов интенсификации добычи углеводородов на нефтяных и газовых месторождениях. В связи с этим метод ГРП широко применяется в нефтегазовой отрасли.

Суть ГРП заключается в создании трещин высокой проницаемости в продуктивном пласте под действием давления нагнетаемой жидкости. Образованная в ходе применения метода сеть трещин способствует увеличению зоны дренирования скважины. В результате возрастает проводимость продуктивного пласта, что приводит к интенсификации добычи углеводородов.

Важным фактором для увеличения эффективности метода ГРП является корректный выбор скважин-кандидатов для проведения работ, а также правильный подбор рабочих параметров.

### 1.1 Выбор скважин-кандидатов для проведения ГРП

При выборе скважин-кандидатов для проведения ГРП необходимо собрать такие данные как: литология, тип горных пород, пористость, проницаемость, напряжения горных пород, состав пластовых флюидов, водонасыщенность, пластовое давление, данные по добыче. Данная информация необходима для определения вероятной эффективности ГРП, рабочего давления, типа воздействия на пласт, ожидаемой продуктивности работ, возможный прирост дебита скважины.

Начинается выбор скважин с анализа разработки пласта. Он включает в себя определение степени выработки запасов, увеличения продуктивности в результате ГРП, предполагаемого влияния на газовый фактор или водонефтяной фактор, геологии и свойств горных пород продуктивного интервала и прилегающих к нему пластов, влияния трещины на ближайшие



скважины и обзор другой имеющейся информации. Текущие условия эксплуатации скважины влияют на результат проведения каждого ГРП.

Выделяются три основных этапа в процессе выбора скважин-кандидатов для проведения операции ГРП:

1. Уточнение текущих параметров работы скважин и рассчитывается возможный эффект от проведения ГРП. Для этого необходимо:

- провести специальные исследования;
- подобрать необходимую для проведения ГРП компоновку оборудования и определить забойное давление после операции;

- рассчитать эффект от проведения ГРП относительно целевого забойного давления;

- рассортировать скважины-кандидаты по эффекту от проведения ГРП;

2. Анализ текущего состояния разработки скважины-кандидата:

- исключить скважины, исходя из геологических рисков проведения ГРП;

- оценить остаточные извлекаемые запасы, убрать из списка скважины с низкими показателями остаточных запасов.

3. Анализ и оценка технического состояния скважины-кандидата, а также всего оборудования, необходимого для проведения ГРП:

- проверить технического состояние эксплуатационной колонны, а также погружного оборудования;

- определить интервал перфорации.

На основе произведенных действий отбираются скважины, наиболее пригодные для проведения ГРП, а затем скважины сортируются по эффекту от ГРП [32].

Существуют два основных метода анализа данных: ручной и автоматизированный. При подборе скважин-кандидатов на ГРП ручным методом ключевым является собственный опыт инженера, а также опыт предыдущих ГТМ, проводимых на месторождении. Преимущество этого метода заключается в подробном изучении специфики месторождения и учета

данной информации для проведения ГРП. Основным недостатком данного подхода является большой объем данных, которые необходимо обработать, что может привести к человеческим ошибкам.

Автоматизированный метод подбора скважин-кандидатов включает в себя использование таких механизмов как нейронные сети, деревья решений, алгоритм случайного леса. Преимущества данного метода: точность, автоматизация, скорость, возможность настройки, масштабируемость. Основными же недостатками являются: отсутствие четких алгоритмов прогнозирования, отсутствие физического обоснования, низкая интерпретируемость полученных результатов [31].

Существуют различные автоматизированные методы подбора скважин-кандидатов для проведения ГРП. Однако они не являются универсальными, так как не учитывают специфику конкретных месторождений, на которых планируется проведение ГРП.

## **1.2 Подбор рабочих параметров ГРП**

После выбора скважин-кандидатов необходимо выбрать наиболее подходящий тип ГРП и подобрать оптимальные рабочие параметры для проведения операции. Виды ГРП классифицированы по следующим признакам:

1. По типу скважины:

- добывающие нефтяные;
- добывающие газовые;
- нагнетательные.

2. По применяемому внутрискважинному оборудованию:

- без НКТ;
- с использованием НКТ;
- без пакера (давление разрыва действует на обсадную колонну);

- с пакером.

3. По числу пластов в разрезе скважины:

- один;

- два;

- несколько.

4. По виду ГРП:

- простой;

- поинтервальный (многократный);

- направленный;

- избирательный;

- массивированный;

- глубокопроникающий;

- комбинированный.

5. По типу используемых при ГРП жидкостей и наполнителей.

При реализации ГРП в призабойной зоне могут образовываться трещины различной пространственной ориентации: горизонтальные, вертикальные или наклонные. На рисунке 1.1 приведена схема вертикальной трещины [42].

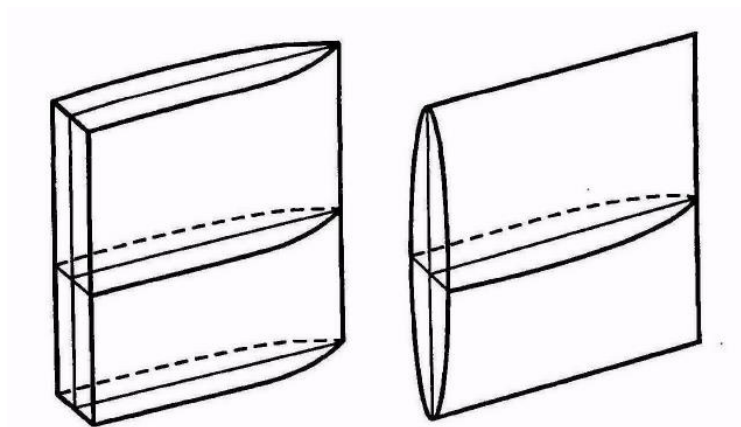


Рисунок 1.1 – Схема вертикальной трещины [Kresse O, 2013]

Необходимо провести оценку механических свойств горных пород, таких как напряжение, модуль Юнга, коэффициент Пуассона. От этих параметров зависит геометрия создаваемой трещины.

На рисунке 1.2 показана зависимость полудлины трещины ГРП от модуля Юнга породы для различной эффективности жидкости гидроразрыва. Аналогичные графики для высоты трещины ГРП представлены на рисунке 1.3.

Под низкой эффективностью жидкости ГРП подразумевается большая фильтрационная утечка во время распространения трещины ГРП. Она не позволяет создавать высокие трещины. Это связано с тем, что в поперечном сечении трещины, образовавшейся в результате разрушения породы, коэффициент интенсивности напряжений ниже критического коэффициента интенсивности напряжений вследствие низкого давления в трещине. Поэтому в силу несжимаемости закачиваемой жидкости трещина ГРП растет в длину — существующий разрыв породы заполняется закачиваемой жидкостью.

Высокая эффективность жидкости ГРП означает малую фильтрационную утечку во время развития трещины ГРП. Это позволяет создавать высокие трещины, поскольку коэффициент интенсивности напряжений для существующей трещины разрыва породы всегда выше критического коэффициента интенсивности напряжений из-за высокого давления в трещине. Поэтому в этом случае образуются не такие протяженные трещины ГРП [50].

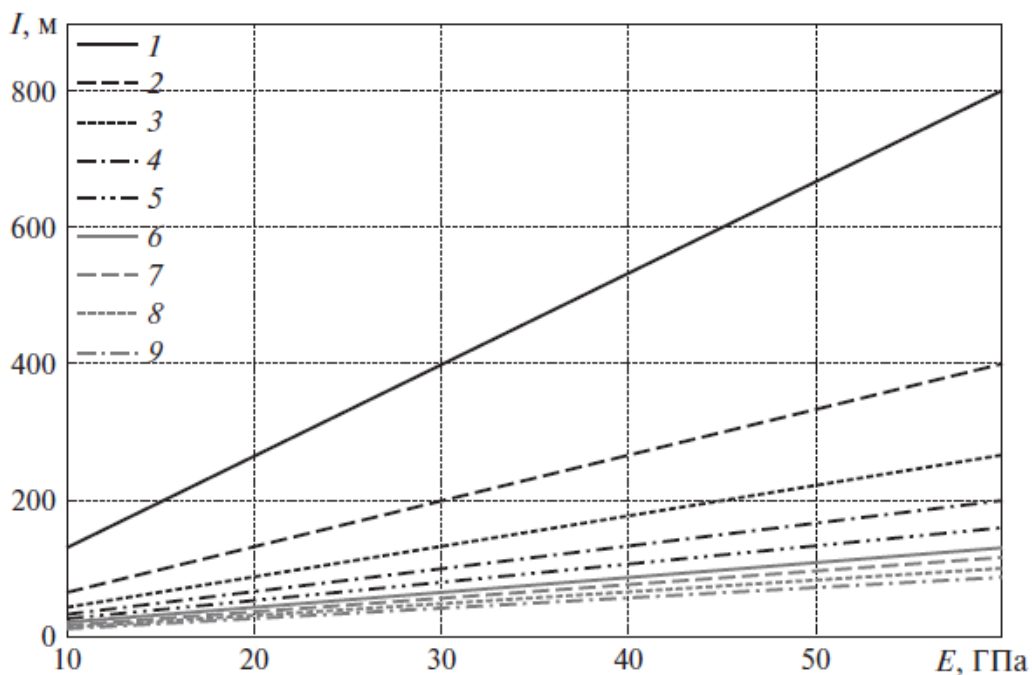


Рисунок 1.2 – Зависимость полудлины трещины от модуля Юнга породы для различной эффективности жидкости ГРП: 1–9 —  $h = 0.1, 0.2, 0.3, 0.4, 0.5, 0.6, 0.7, 0.8, 0.9$  [Wong J.K.W., 2015]

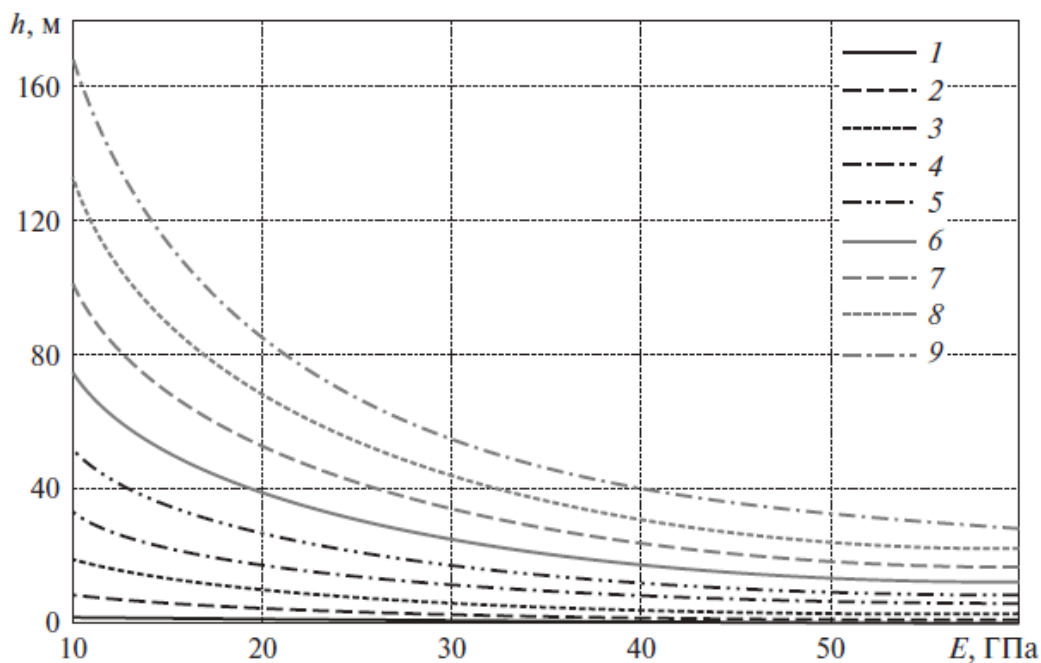


Рисунок 1.3 – Зависимость высоты трещины от модуля Юнга породы для различной эффективности жидкости ГРП: 1–9 —  $h = 0.1, 0.2, 0.3, 0.4, 0.5, 0.6, 0.7, 0.8, 0.9$  [Wong J.K.W., 2015]

Полученные в ходе исследований данные о вероятной геометрии трещины необходимы для прогнозирования последующих дебитов, а также объема закачиваемого проппанта.

Геологические характеристики горных пород также влияют на выбор проппанта, необходимого для предотвращения схлопывания скважины при понижении давления. Выделяют три основные группы материалов, из которых производят проппант: песок, покрытый смолой песок и синтетические керамические материалы (рисунок 1.4) [38].

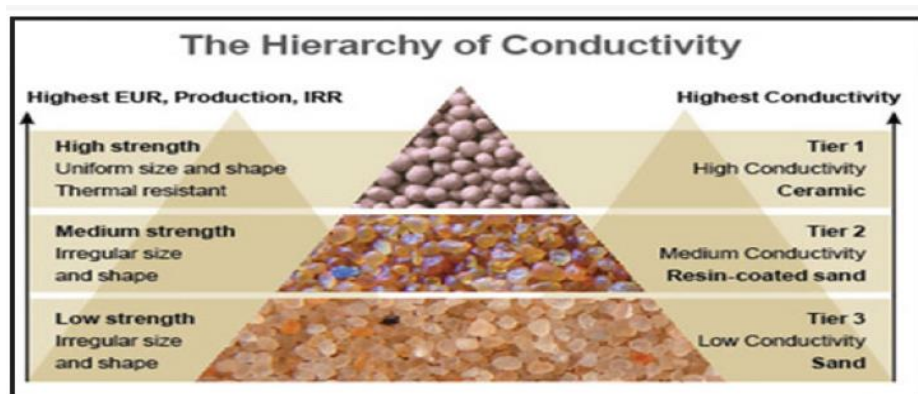


Рисунок 1.4 – Типы проппанта [Guimaraes MS, 2007]

Каждый тип проппанта имеет свои характеристики, которые подходят для разных типов горных пород (рисунок 1.5). Выбор неподходящего проппанта может привести к значительному уменьшению ширины скважины, либо к разрушению проппанта [39].

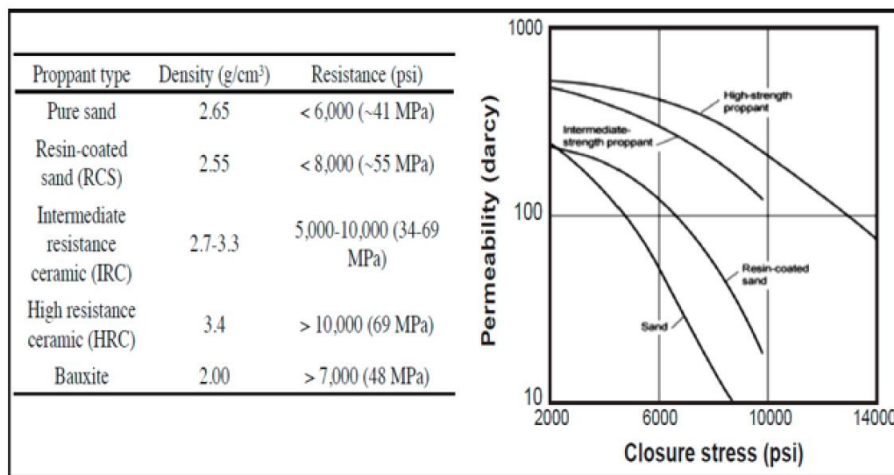


Рисунок 1.5 – Схема выбора пропанта в зависимости от напряжения смыкания трещины [Holzhausen C. R, 1985]

Для корректного проведения ГРП необходимо произвести расчет давления. Геологические и технологические показатели продуктивного пласта помогают рассчитать давление разрыва пласта. В процессе проведения операции контроль за изменением давления на каждом этапе помогает правильно провести ГРП и идентифицировать отклонения (рисунок 1.6) [34].

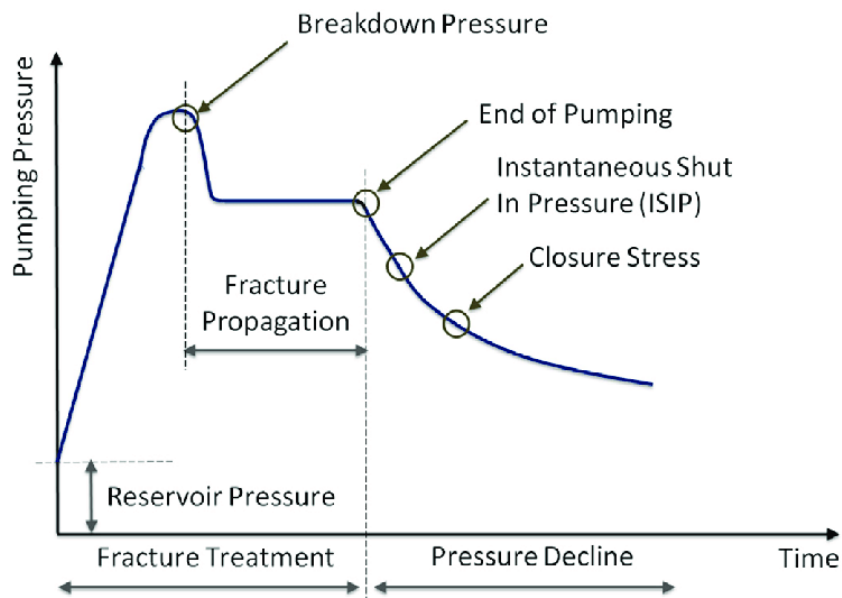


Рисунок 1.6 – Схема изменения давления во время операции гидроразрыва пласта [Economides M. J., 2007]

Важным этапом является подбор рабочей жидкости ГРП. Она должна удовлетворять определенным физическим и химическим свойствам. Жидкость должна быть совместима с материалом пласта, обладать способностью удерживать во взвешенном состоянии проппант и транспортировать его в глубь трещины, должна легко удаляться из пласта после обработки.

Подбор оптимальных рабочих параметров включает в себя анализ различных параметров, зависящих в том числе друг от друга. Общая эффективность проведения ГРП зависит от корректного выбора каждого параметра. В процессе выбора необходимо обработать большое количество информации, в связи с чем оптимизация данной операции является важным фактором.

### **1.3 Негативные эффекты от проведения ГРП**

Положительным эффектом от проведения ГРП является увеличение дебита скважины, и как следствие последующее возрастание отработки извлекаемых запасов углеводородов. Но существуют и отрицательные эффекты, которые могут быть связаны с ошибками при проектировании процесса ГРП. К наиболее вероятным отрицательным эффектам относятся:

- вынос проппанта из трещин пластовым флюидом в процессе эксплуатации скважины;
- резкое повышенное обводнение скважинной продукции;
- низкая проводимость трещин;
- снижение фазовой проницаемости по нефти в переходных и ненасыщенных зонах пласта;
- прорыв воды из трещины ГРП при близости водонасыщенных прослоев;
- неконтролируемое расположение трещин при плохом учете неоднородности и анизотропии пласта;
- кольматация призабойной зоны пласта.



Вышеперечисленные отрицательные факторы значительно снижают эффективность проведенного гидравлического разрыва. Снижается также продолжительность эффекта от ГРП [42].

Проводимость трещин является одним из ключевых факторов при определении интенсификации дебита скважины после работ. Неправильный выбор проппанта может привести к закрытию входного участка трещины и снижению эффекта от ГРП. В связи с этим важен корректный подбор проппанта для проведения ГРП.

Снижение фазовой проницаемости по нефти в низкопроницаемых коллекторах можно предотвратить применением азотного или пенного ГРП с двуокисью углерода. Это позволяет вынести жидкость разрыва из продуктивного пласта и предотвратить загрязняющий эффект.

Прорыв воды из трещины ГРП может привести к положительным последствиям в пластах с повышенной неоднородностью. Однако в однородном пласте после проведения ГРП возникает риск повышенной обводненности продукции.

Кольматацию призабойной зоны пласта можно избежать при правильной проработке дизайна операции и использовании метода дренирования. Это позволяет снизить возможность загрязнения скважины и определить необходимое количество проппанта.

Большинство негативных эффектов от проведения ГРП можно избежать при правильном выборе скважин-кандидатов, а также корректного подбора рабочих параметров. Оставшиеся негативные факторы нуждаются в использовании дополнительных технологических решений.

## 2. ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ

### 2.1 Характеристика геологического строения

#### 2.1.1 Литолого-стратиграфическая характеристика разреза

Месторождение X характеризуется геологическим разрезом, который включает отложения палеозойского фундамента, а также перекрывающие их отложения мезозойско-кайнозойского платформенного чехла с наличием стратиграфического несогласия.

Мезозойская эратема (MZ)

Юрская система (J)

Нижний-средний отдел (J1-2)

Тюменская свита(J1-2tm)

Мезозойский осадочный комплекс представлен отложениями юрской и меловой систем.

Тюменская свита была выделена Н.Н. Ростовцевым в 1954 году. Стратотип расположен в городе Тюмень, Западная Сибирь. Содержит *Clathropteris obovata* Oishi, *Coniopteris hymenophyloides* (Brongn.) Sew., *Phoenicopsis angustifolia* Heer, а также *Quenstedtoceras* sp. В стратотипе Тюменская свита представлена песчаниками, алевролитами и аргиллитами с прослоями углей и обильным углистым детритом.

В данном геологическом разрезе отложения тюменской свиты имеют стратиграфическое несоответствие и резкое угловое несогласие, и они подложены либо палеозойским отложениям, либо коре выветривания. Отложения свиты имеют возраст от нижней юры до верхнего батского периода. Литологически состоящая из песчано-алевролита-аргиллитовых толщ тюменская свита имеет неравномерное составление, с прослоями углей и углистых аргиллитов, образовавшихся в условиях континентального осадконакопления. В результате этого свита характеризуется изменчивостью

литологии и непостоянством мощностей песчаных пластов, что затрудняет корреляцию на большой площади. В низах свиты выделяются песчаные пласты X1-1, X1-2 и X1-6 часто нерасчлененные.

Средний-верхний отдел (J2-3)

Васюганская свита (J2-3vs)

Васюганская свита выделена В.Я. Шерихора в 1961 году. Стратотип находится в поселке Наунак, по реке Васюган, Томской области, Западная Сибирь. Содержит *Quenstedtoceras* и комплексы фораминифер с *Recurvoides scherkalyensis* Lev. и *Trochammina oxfordiana* Schag. В стратотипе свита представлена чередованием песчаников и алевролитов с бурыми битуминозными аргиллитами.

Верхняя граница васюганской свиты соответствует верхнему пограничному слою оксфорда, а нижняя граница связана с верхними слоями верхнего батского периода. Васюганская свита представлена песчаниками и аргиллитами. Общая мощность свиты составляет 54 метра.

Месторождения Томской области характеризуются Верхневасюганской подсвитой в горизонте X1, который является основным продуктивным горизонтом. В составе этой подсвиты выделяются три толщи: подугольная (регрессивная), межугольная (континентальная по характеру осадконакопления) и надугольная (трансгрессивная).

Подугольная толща на месторождении связана с образованием, происходившим во время регрессии келловей-оксфордского морского бассейна. Включает песчаные пласты X1-7 и X1-8, которые объединены в один резервуар на месторождении и представляют промышленно значимый нефтегазоносный объект. Межугольная толща характеризуется переходным этапом тектонического развития осадочного бассейна от регрессии к трансгрессии, происходившему в условиях континентального стояния. Большая часть этой толщи состоит из переслаивающихся аргиллитов, алевролитов и песчаников, с наличием прослоев углей и углистых аргиллитов. Межугольные отложения встречаются в небольшом объеме и практически на

всем месторождения полностью заполнены глинами. Надугольная толща, сформировавшаяся на начальном этапе трансгрессии, представлена тонкими песчаными пластами X1-3, X1-4.

Верхний отдел (J3)

Баженовская свита (J3bg)

Баженовская свита была открыта Ф.Г. Гурари в 1959 году в качестве подсвиты в составе марьяновской свиты, он же впервые указал на её возможную нефтеносность. Место расположения стратотипа находится в поселке Баженово, Сарагатского района, Омской области. Западная Сибирь, центральная часть Западно-Сибирской низменности. Возраст Баженовской свиты обоснован присутствием многочисленных остатков рыб и раковин *Dorsoplantinae*. В стратотипе Баженовская свита представлена буровато-черными сильно битуминозными аргиллитами.

В геологическом разрезе присутствует баженовская свита, которая состоит из глубоководно-морских аргиллитов с черным и коричневатым оттенком, а также содержит битуминозные, плитчатые отложения, иногда карбонатизированные. В свите присутствуют включения пирита и обломков раковин белемнитов, брахиопод и пелеципод низкой сохранности. Баженовская свита широко распространена на территории Томской области и характеризуется низкими фильтрационными свойствами. Вместе с глинистой толщей вышележащей куломзинской свиты, она служит покрывкой для нефтегазовых залежей в пласте X1-5 горизонта X1. Общая толщина свиты составляет 22 метра.

Меловая система (K)

Нижний отдел (K1)

Куломзинская свита (K1kl)

Свита выделена в 1957 году З.Т. Алескеровой и Т.И. Осыко. Свита названа по железно-дорожной станции Куломзино, Омская область. В стратотипе представлена аргиллитами с тонкими слоями алевролитов, в

нижней части - известковистые песчаники. Содержит *Buchia cf. volgensis* Lah., *Surites* sp., *Tollia* sp., *Neotollia sibirica* Klim., *Temnoptychites* sp.

В данном геологическом разрезе Куломзинская свита оседает поверх верхнеюрских отложений. Она представлена темно-серыми слоистыми аргиллитами с включениями алевролитов и песчаников. В нижней части разреза на рассматриваемой территории выделяются серые и светло-серые песчаники. Эти песчаники обычно имеют мелкозернистую структуру и часто содержат высокий уровень алевритовой фракции. Местами они могут быть известковистыми и образовывать линзообразные отложения. Толщина Куломзинской свиты в данном разрезе составляет примерно 296-301 метр.

#### Тарская свита (K1tr)

Тарская свита названа по скважине в районе г. Тара, Омской области, Н.Н. Ростовцевым в 1955 году. Свита представлена песками и песчаниками с известковистым и глинистым цементом с прослоями глинистых алевролитов и глин. Содержит *Temnoptychites* spp.

В приведенном разрезе наблюдаются светло-серые и серые песчаники, которые могут быть иногда известковыми. Они характеризуются плотной структурой и в основном слабо сцементированы глинистым цементом. Песчаники чередуются с подчиненными прослоями серых аргиллитоподобных глин и алевролитов, которые иногда могут иметь зеленоватый оттенок. Толщина этой свиты составляет примерно 83-88 метров.

#### Киялинская свита(K1kl)

Киялинская свита выделена А.К. Богдановичем в 1944 году. Названа так по опорной скважине на станции Киялы, Кокчетавской области. Стратотип представлен песчано-алевролитовыми пестроцветными глинами, алевролитами, песчаниками. Содержит *Carinocyrena uvatica* Mart. et Velikz., *Corbicula dorsata* Dunk., *C. lentiformis* Dunk., а также *Cladophlebis browniana* Dunk., *Gleichenites* sp., *Sphenopterls* sp., *Podozamites lanceolatus* (L.et H.) Shimp., *P. reinii* Geyl., *Pitiophyllum nordenskiddtt* (Heer) Nath.

В данном геологическом разрезе свита представлена неравномерно переслаивающимися песчаниками, глинами, аргиллитами и алевролитами. По всему интервалу наблюдаются обугленные остатки растительности. Общая толщина свиты составляет примерно 533-566 метров.

#### Алымская свита (K1a1)

Свита выделена в 1969 году. Стратотип располагается в деревне Алымка, Тюменской области, состоит из аргиллитоподобных глин, реже алевролитов и мелкозернистых песчаников. Содержит *Cyprina* sp., *Lingula* sp., единичные фораминиферы.

Месторождение имеет геологический разрез, в котором отложения алымской свиты представлены песчаным пластом в нижней части и аргиллитоподобными глинами в верхней части. Песчаники характеризуются серым или светло-серым цветом и мелкозернистой структурой. Толщина свиты в этом разрезе составляет примерно 46-64 метра.

#### Нижний-верхний отдел (K1-2)

#### Покурская свита (K1-2pk)

В 1956 году Н.Н. Ростовцев выделил свиту на основе данных, полученных из опорной скважины у поселка Покур на реке Обь в Ханты-Мансийском автономном округе. Свита состоит из пресноводных песчано-глинистых отложений, в некоторых местах находятся углено- или янтареносные отложения. Покурская свита в этом разрезе представлена переслаивающимися слоями глин, алевролитов и песчаников и является наиболее толстым пластом в меловой системе. В разведочных скважинах описаны все пласты данной группы, толщина которых колеблется от 2 до 52 метров. Общая толщина покурской свиты достигает 945 метров.

#### Верхний отдел (K2)

#### Кузнецовская свита (K2 kz)

Кузнецовская свита названа по скважине у пос. Кузнецове, р. Тавда, Свердловской области. Выделена Н. Н. Ростовцевым в 1955 году. Отложения представлены глинами и аргиллитами с *Baculites romanovskii* Arkh.,

*Inoceramus cf. labiatus* Schloth. и комплексом фораминифер с *Gaudryina filiformis* Berth.

Кузнецовская свита в данном разрезе образовалась в морском бассейне и состоит из отложений глин с присутствием остатков морской фауны. Общая толщина свиты в этом разрезе составляет 25 метров.

#### Ипатовская свита (K2 ip)

В 1955 году Н.Н. Ростовцев выделил свиту, стратотип которой находится в поселке Ипатово, Новосибирской области. Свита состоит из песчаников, алевролитов часто содержащих глауконит, а также прослоев песчанистых глин. Иногда встречаются пласты оолитовых железных руд в верхней части свиты. На месторождении Ипатовская свита представлена песчано-алевролитовой толщей с подчиненными прослоями глин. В переслаивающейся толще иногда присутствуют глауконитовые песчаники и включения пирита. Общая толщина свиты составляет 92 метра.

#### Славгородская свита (K2)

В 1954 году Н.Н. Ростовцев выделил свиту по данным, полученным из опорной скважины в городе Славгороде, Алтайский край. Стратотип представлен серыми глинами с участками опоковидных отложений. В разрезе свита состоит из глин с редкими прослоями песчаника и алевролита, а также с присутствием опок и опоковидных глин. Толщина свиты составляет 49 метров.

#### Ганькинская свита (K2 gn)

Свита выделена в 1944 году А.К. Богдановичем, по скважине в пос. Ганькино, Казахстан. Представлена известковыми глинами. Свита содержит *Baculites anceps leopoliensis* Nowak, *B. nitidus* Glasun., *Belemnitella lanceolata* Schloth., комплексы фораминифер с *Gaudryina rugosa spinulosa* Orb., *Spiroplectamina variabilis* Neckaja, *Sp. kasanzevi* Dain, *Brotzenella praeacuta* Vass.

Ганькинская свита в данном разрезе представляет завершающий слой меловой системы. Она состоит из песчано-алевритистых и в известковистых

глин, с редкими прослоями песчаника и алевролита, содержащими включения конкреций марказита. Общая толщина свиты составляет 146 метров.

Кайнозойская эратема (KZ)

Палеогеновая система (P)

В данном разрезе палеогеновые отложения представлены песчаниками, глинами и алевролитами. Общая толщина этих отложений составляет 350 метров.

Четвертичная система (Q)

В данном разрезе четвертичные отложения представлены слоями, включающими супеси, суглинки, пески и глины, которые перекрыты почвенным слоем. Общая мощность этих отложений составляет от 20 до 30 метров.

### **2.1.2 Тектоническое строение месторождения**

Фундамент Западно-Сибирской плиты (ЗСП) представляет собой складчато-глыбовую структуру с гетерогенностью. Отдельные части ЗСП сформировались в разные временные периоды байкальского, салаирского, каледонского и герцинского тектонических циклов. В пределах Западно-Сибирской плиты выделяются несколько крупных блоков разного возраста. В плане, Центрально-Западносибирская складчатая система представляет собой ряд параллельных антиклинальных зон, разделенных межгорными прогибами и внутренними впадинами.

Помимо герцинских структурно-формационных зон, в основе Центрально-Западносибирской складчатой системы также присутствуют срединные массивы и небольшие блоки, относящиеся к более древним складчатым системам. Один из наиболее крупных срединных массивов - Межовский - состоит из палеозойских осадочных формаций, перекрывающих основание с байкальским возрастом складчатости. Внутри массива присутствует система разломов, которая разделяет его на несколько блоков,



подвергшихся разноамплитудным вертикальным смещениям. Наиболее выраженные смещения наблюдаются вдоль Фестивального глубинного разлома, где палеозойские формации массива соприкасаются с серпентинизированными ультрабазитами на доюрской поверхности.

Дизъюнктивные нарушения играют важную роль в формировании тектонической структуры района и влияют на формирование залежей углеводородов. В районе лицензионных участков, аналогично всей Западно-Сибирской плите, можно выделить две основные системы нарушений - систему северо-западного и систему северо-восточного простирания. Кроме того, присутствуют множество мелких нарушений с различной ориентацией, которые внедряются в чехол. Эти нарушения образуют сложную структуру, создают мелкие блоки и способствуют возникновению неантиклинальных ловушек.

Месторождение находится внутри Нюрольского опущенного блока Межовского срединного массива. Западная часть месторождения проходит сквозь Колтогорско-Уренгойский грабен-рифт. Обе эти структурные зоны представляют собой трещиноватые структуры, заполненные базальтами на всю толщу земной коры. Верхняя часть этих структурных зон состоит из вулканогенных и осадочных образований.

### **2.1.3 Нефтегазоносность месторождения**

Пласт X1-6. Залежь, которая относится к типу пластово-сводовых с элементами тектонического ограничения, имеет терригенные коллекторы. На основе интерпретации данных ГИС и результатов испытаний, для залежи пласта X1-6 была определена наклонная поверхность уровня подсчета запасов. Эта поверхность изменяется в пределах от -2894,4м в северо-западной части месторождения до 2904,2 м в юго-восточной части. Площадь поднятия составляет 23,2 км<sup>2</sup>, а размеры в плане равны 11,0 x 2,2 км. Амплитуда залежи составляет 72 метра.

Пласт X1-7. Начальный дебит нефти, полученный в ходе опытно-промышленной эксплуатации отложений пласта в скважине Y1 (в интервале 3157-3160 м), составил 5,0 тонн в сутки, при этом дебит пластовой воды достиг 1,0 тонны в сутки. Эти результаты подтверждают наличие нефтяной залежи на месторождении.

Продуктивные отложения включают неравномерное чередование песчаников, которые варьируются от мелкозернистых до крупнозернистых, с присутствием прослоев алевролитов и аргиллитов. Пластовая зона экранирована глинисто-алевритовой пачкой, имеющей мощность от 4,0 до 12,6 метров. Залежь пластово-сводовая характеризуется элементами тектонического и литологического ограничения. Коллекторы относятся к терригенному типу. Общая площадь этой залежи составляет 6,4 квадратных километра, размеры равны 4,7х1,6 километра, при высоте над уровнем моря в 28 метров. Условный уровень подсчета запасов установлен на отметке -2843,4 м по подошве нижнего нефтенасыщенного коллектора в скважине Y2.

Пласт X1-8. Промышленная нефтеносность отложений пласта X1-8 на месторождении была подтверждена на основе результатов испытаний в скважине Y3. После проведения гидроразрыва пласта в интервале 2936-2952 м был получен приток нефти объемом 17,5 м<sup>3</sup>/сут вместе с водой объемом 18,0 м<sup>3</sup>/сут.

В продуктивных отложениях наблюдается неравномерное чередование песчаников, обладающих изменяющейся размерностью от мелкозернистых до крупнозернистых, а также наличие прослоев алевролитов и аргиллитов. Пласт данного горизонта защищен глинисто-алевритовой пачкой с мощностью от 7,0 до 12,0 метров.

## **2.2 Характеристика коллекторов продуктивных пластов**

Месторождение было объектом специальных исследований керна с целью изучения свойств остаточной насыщенности нефтью и водой,

коэффициентов вытеснения, а также абсолютной и относительной фазовой проницаемости.

Не было обнаружено зависимости между остаточной нефтенасыщенностью и проницаемостью на основе образцов. Среднее значение остаточной нефтенасыщенности составляет 0,24 для пластов васюганской свиты и 0,274 для пластов тюменской свиты. Среднее значение коэффициента вытеснения составляет 0,535 для пластов васюганской свиты, основанных на экспериментах с композитными образцами керна. Для образцов тюменской свиты значения начальной нефтенасыщенности в опытах на определение коэффициентов вытеснения оказались завышенными, поэтому начальная нефтенасыщенность была скорректирована соответственно. После коррекции значений начальной нефтенасыщенности, коэффициент вытеснения составил в среднем 0,435 с учетом скорректированных значений.

Залежь представляет собой пластово-сводовую структуру с элементами тектонического и литологического ограничения. Коллекторы относятся к терригенному типу. Общая площадь залежи составляет 15,7 квадратных километров, а размеры равны 9,7 x 2,1 километров при высоте над уровнем моря в 44 метра. Раздел между нефтью и водой условно определен на абсолютной отметке -2844,7 м, которая соответствует подошве нижнего нефтенасыщенного пропластка в скважине У4.

Пласт Х1-9. Промышленная нефтеносность отложений пласта Х1-9 на месторождении была подтверждена на основе результатов испытаний в скважине У5. После проведения гидроразрыва пласта в интервале 2911-2922 м был получен приток нефти объемом 12,8 м<sup>3</sup>/сут вместе с водой объемом 21,6 м<sup>3</sup>/сут. Продуктивные отложения пласта представлены неравномерным чередованием песчаников, размерность которых меняется от мелкозернистых до крупнозернистых, с присутствием прослоев алевролитов и аргиллитов. Этот пласт экранирован глинисто-алевритовой пачкой мощностью от 2,5 до 8,1 метров.

Залежь представляет собой пластовую сводовую структуру с элементами тектонического и литологического ограничения. Коллекторы относятся к терригенному типу. Общая площадь залежи составляет 5,5 квадратных километра, а размеры равны 4,9 x 1,4 километра. Амплитуда залежи составляет 30 метров. В качестве условной границы между нефтью и водой принята абсолютная отметка -2812,5 м, соответствующая подошве нефтенасыщенного коллектора в скважине У6.

Пласт Х1-10. Промышленная продуктивность отложений пласта Х1-10 была подтверждена в скважине У7, где после перфорации и глино-кислотной обработки был получен приток нефти с дебитом 38,9 м<sup>3</sup>/сут. Горизонтальная скважина У8 показала приток нефти дебитом 75,7 м<sup>3</sup>/сут после испытания интервала 2542-2548,7 м. Также был зафиксирован совместный приток нефти (дебитом 232,8 м<sup>3</sup>/сут) и воды (дебитом 7,2 м<sup>3</sup>/сут) в горизонтальной скважине У9 при испытании интервала 2530,2-2543,7 м. В скважине У10 был получен промышленный приток нефти без воды с дебитом 19,2 м<sup>3</sup>/сут после испытания интервала 2553,3-2558,3 м. Залежь является пластово-сводовой и тектонически экранированной. Коллекторы относятся к терригенному типу. Границей раздела между нефтью и водой служит наклонная поверхность, которая простирается от -2538,0 м в северо-западной части месторождения до -2564,0 м в юго-восточной части. Общая площадь залежи составляет 16,7 квадратных километра, а ее размеры равны 9,6×1,9 километра. Высота залежи составляет 21 метр.

Пласт Х1-11. Исследование отложений пласта Х1-11 отдельно на месторождении не проводилось. В скважине У11 был получен приток нефти с дебитом 38,9 м<sup>3</sup>/сут после проведения перфорации и глино-кислотной обработки. Интерпретация данных ГИС показала, что оба пласта являются нефтенасыщенными. В процессе совместной эксплуатации пластов Х1-10 и Х1-11 в скважине У12 был зафиксирован начальный дебит нефти 12,9 т/сут и воды 10,4 т/сут. Оба пласта также характеризуются наличием нефти на основе данных ГИС.

### **2.3 Свойства пластовой нефти**

Для оценки физико-химических и товарно-эксплуатационных свойств продукции скважин месторождения, проводились аналитические исследования на глубинных пробах, отобранных в процессе испытания пластов Х1-9 и Х1-10.

Физико-химические свойства нефти пласта Х1-9 на Майском месторождении были определены на основе трех глубинных проб. Для пласта Х1-10 также были изучены 11 глубинных проб для определения физико-химических свойств его нефти. Для пласта Х1-10 были приняты следующие параметры для расчетов: плотность нефти в поверхностных условиях - 0,825 г/см<sup>3</sup>, объемный коэффициент - 1,201, пересчетный коэффициент - 0,833, газовый фактор - 71,3 м<sup>3</sup>/т.

### **2.4 Свойства пластовой воды**

В ходе бурения и исследования скважин на данной территории были опробованы неокомский, верхне- и нижнесреднеюрский водоносные комплексы. Состав и свойства пластовых вод пласта Х1-10 месторождения были охарактеризованы на основе 11 проб, взятых из восьми скважин. Минерализация пластовой воды составляет 34,1 г/л. По соотношению главных компонентов ионно-солевого состава, согласно классификации Сулина В.А., пластовая вода пласта Х1-10 относится к хлоркальциевому типу.

Состав и свойства пластовых вод пласта Х1-9 месторождения были определены на основе шести кондиционных проб из скважин. Минерализация пластовой воды является низкой и составляет 25,0 г/л. В таблице 2.1 приведен физико-химический состав пластовых вод для продуктивных пластов Х1-10 и Х1-9.

Таблица 2.1 - Свойства и состав пластовых вод

Наименование параметра	Диапазон изменения	Средние значения
Плотность воды, г/см <sup>3</sup>	1,018-1,029	1,024
Химический состав вод, мг/л		
Na <sup>+</sup> + K <sup>+</sup>	7750-14843	11977,7
Ca <sup>+2</sup>	340-1620	1013
Mg <sup>+2</sup>	73-216	118
Cl <sup>-</sup>	15939-25717	20046
HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	549-1525	911
CO <sub>3</sub> <sup>-2</sup>	<3	<3
SO <sub>4</sub> <sup>-2</sup>	10-208	41
NH <sub>4</sub> <sup>+</sup>	18,4-79,5	52,1
Br <sup>-</sup>	28-90,2	71,1
J	1,76-10,55	5,49
B <sup>+3</sup>	0,6-16,8	8,8
Li <sup>+</sup>	0,97-6,21	4,68
Sr <sup>+2</sup>	80-282	205,1
Rb <sup>+</sup>	0,26-0,76	0,55
Cs <sup>+</sup>	0,02-0,38	0,18
Общая минерализация, г/л	25,6-42,6	34,1
Водородный показатель, рН	6,6-8,5	7,4
Химический тип воды, преимущественный (по В.А. Сулину)	Хлоркальциевый	

## 2.5 Состояние разработки месторождения

Фактическая добыча жидкости, и особенно нефти, не соответствует проектной. В последнем расчетном году добыча жидкости была на 32,2% ниже проектных показателей. Это связано с недостаточным количеством действующих добывающих скважин и снижением дебитов нефти. Отставание в добыче жидкости из-за низкого дебита скважин составило 35,1%. Кроме

того, закачка рабочего агента отстает от проекта на уровне 14-28%, что объясняется отсутствием достаточного количества нагнетательных скважин.

Основные отклонения в графике фактической добычи нефти и жидкости по объекту X1-10 от проектной обусловлены пониженным дебитом. В случае с жидкостью, отклонения компенсируются временем и величиной добываемого фонда. За последний расчетный год фактическая добыча нефти отстает от проектных значений на 37,1%. Это обусловлено преимущественно меньшим дебитом и недостаточным числом действующих скважин, а также объемом не дренируемых запасов залежи. Добыча жидкости находится в рамках планируемых значений, что указывает на более высокий уровень обводнения по сравнению с проектным документом (на 25%).

### **3. АНАЛИЗ ПОИСКА СКВАЖИН-КАНДИДАТОВ ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ ГРП**

В данный момент начинают набирать популярность автоматизированные методы выбора скважин-кандидатов, однако все еще подбор скважин для проведения гидравлического разрыва пласта основывается на имеющемся промысловом опыте. Данный процесс основывается на анализе существующих геологических и технических данных конкретного месторождения. Набор данных и особенности для каждого месторождения разнятся, что делает проблематичным составление одной общей системы поиска скважин-кандидатов.

Основным критерием выбора скважин для проведения гидравлического разрыва пласта является вопрос целесообразности проведения работ [19]. Для начала необходимо оценить эффективность применения гидравлического разрыва пласта на данном месторождении.

#### **3.1 Эффективность проведения ГРП на месторождении**

Сначала необходимо проанализировать историю применения технологии ГРП и оценить целесообразность применения ее на месторождении [16]. Ранее на месторождении было проведено несколько гидравлических разрывов пласта для интенсификации добычи нефти.

Показатели добычи жидкости, и в частности нефти, заметно увеличились после применения ГРП. Прирост дебита нефти варьировался в зависимости от скважины от 10,1 м<sup>3</sup>/сут до 62,2 м<sup>3</sup>/сут и в среднем составил 29,2 м<sup>3</sup>/сут, что составляет 218% от значений дебета нефти в моменте до проведения гидравлического разрыв пласта (рисунок 3.1).



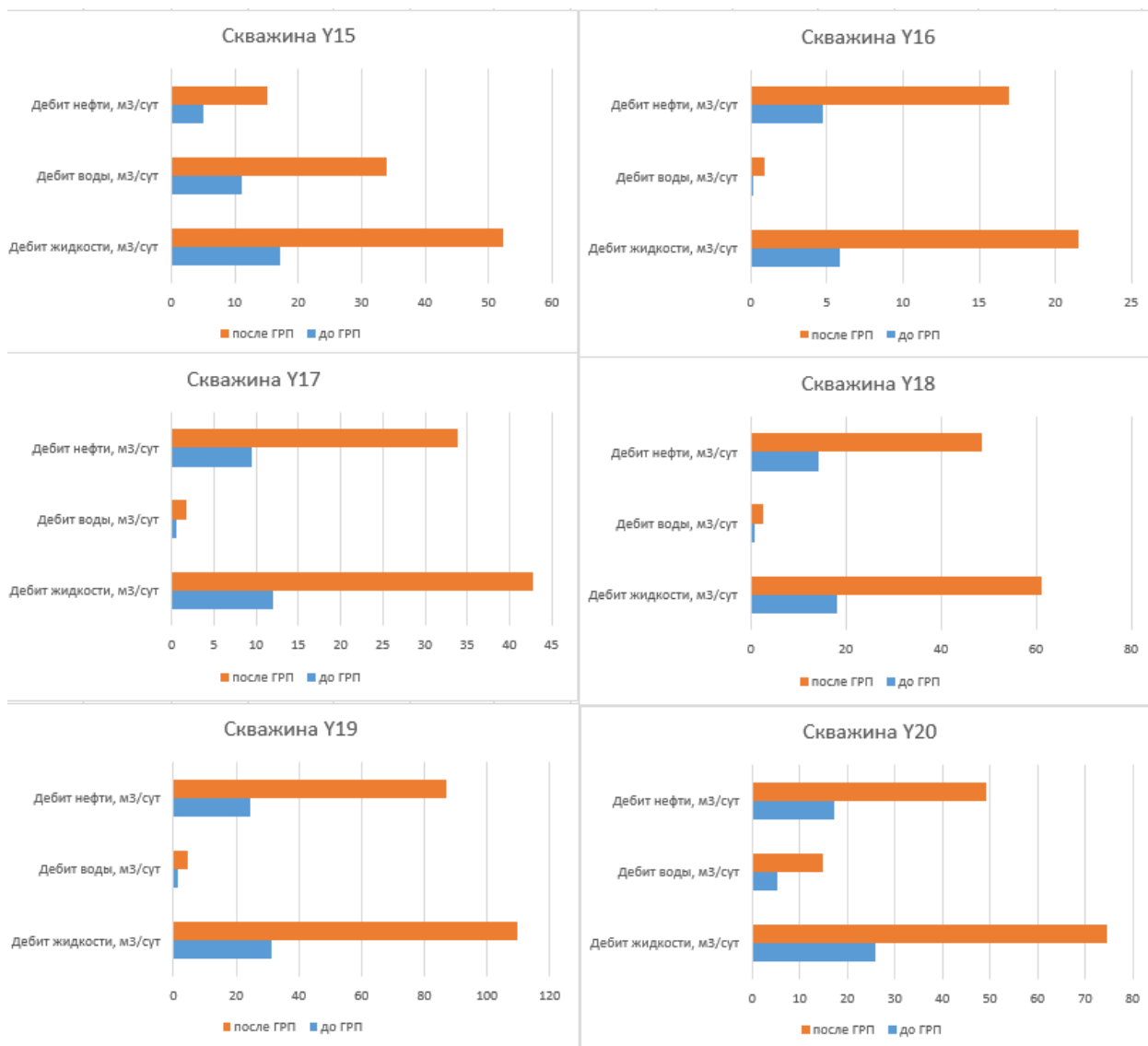


Рисунок 3.1 – Динамика изменений добычи жидкости скважин до и после проведения ГРП [Составил: Вершинин Е.С., 2023]

Обводненность продукции осталась неизменной после проведения ГРП, что говорит о том, что водоносные пласты не были затронуты [17]. Индекс продуктивности после проведения работ вырос в среднем в 2,33 раза, что свидетельствует об эффективности гидравлического разрыва пласта (рисунок 3.2).

Скважина	У15		У16		У17		У18		У19		У20	
	до ГРП	после ГРП	до ГРП	после ГРП	до ГРП	после ГРП	до ГРП	после ГРП	до ГРП	после ГРП	до ГРП	после ГРП
Обводненность, %	65	65	4	4	4	4	4	4	20	20	4	4
ИП, м3/сут/атм	0.165	0.501	0.14	0.507	0.212	0.757	0.425	1.494	0.407	1.17	0.425	1.446

Рисунок 3.2 – Показатели обводненности и ИП скважин [Составил:  
Вершинин Е.С., 2023]

По результатам анализа применения ГРП на скважинах стоит сделать вывод, что данный тип ГТМ эффективен для интенсификации добычи нефти на данном месторождении.

### 3.2 Анализ параметров скважин для проведения гидравлического разрыва пласта

Критерии выбора скважин-кандидатов для проведения гидравлического разрыва пласта базируются в первую очередь на промысловом опыте, который вырабатывается в ходе длительной эксплуатации месторождения [20]. Параметры выбора могут меняться с течением времени ввиду усовершенствований технологий или для включения в список кандидатов скважин, которые ранее не рассматривались для этого.

Как правило, критерии подбора скважин-кандидатов представляют собой таблицу с перечнем эксплуатационных и геологических параметров с граничными значениями [49]. Необходимо тщательно устанавливать граничные значения, так как это напрямую влияет на количество потенциальных скважин для проведения гидравлического разрыва пласта. При ужесточении критериев может произойти ситуация, когда потенциально эффективную скважину придется отбраковать. Однако, слишком значительное смягчение критериев также может отрицательно сказаться на результате в случае, когда в числе кандидатов окажутся заведомо неэффективные скважины [30].

Изначально критериев выбора скважин для проведения ГРП предоставлено не было, в связи с этим был проведен анализ параметров скважин, на которых ранее проводились работы.

### *Геологические критерии*

Перед началом выбора скважин-кандидатов необходимо провести геологический анализ продуктивных пластов. В первую очередь нужно определить геологическое строение эксплуатируемых горизонтов, так как это напрямую влияет на возможность и выбор проведения гидравлического разрыва пласта. В ходе анализа необходимо учесть неоднородность пласта по простиранию и расчлененность по толщине, обеспечивающие высокую эффективность ГРП за счет приобщения к разработке зон и пропластков, не дренируемых ранее [18]. Также стоит произвести оценку механических свойств горных пород.

Ранее на месторождении ГРП проводился преимущественно в скважинах, эксплуатирующих пласт X1-10 (рисунок 3.3). Также ГРП проводился на пласте X1-9.

Скважина	У15	У16	У17	У18	У19	У20	У21	У22	У23	У24	У25	У26	У27
Пласт	X1-10	X1-10	X1-9	X1-10	X1-10	X1-10	X1-9	X1-10	X1-10	X1-10	X1-9	X1-10	X1-10

Рисунок 3.3 – Продуктивные пласты в скважинах, на которых ранее проводился ГРП [Составил: Вершинин Е.С., 2023]

Коллекторы пласта X1-10 представлены переслаиванием песчаников, песков и алевролитов, что делает его привлекательным для потенциального проведения работ [26].

На примере скважины У15, вскрывающей пласт X1-10, по результатам ГИС в продуктивном интервале наблюдается множество нефтенасыщенных песчаных пропластков. ГРП проводилось в данном интервале, и в результате удалось добиться значительного увеличения дебита, в том числе за счет вскрытия пропластков. При этом Уровень ВНК располагается ниже и

водонасыщенные пропластки не были задеты, что позволило избежать увеличение обводненности продукции.

Текущий КИН пласта X1-10 составляет 0,294 при утвержденном 0,441, остаточные извлекаемые запасы составляют 922,3 тыс. т. Учитывая геологическое строение и запасы углеводородов, приоритетным пластом при выборе работ по интенсификации добычи путем гидравлического разрыва пласта является пласт X1-10.

Геологические данные на месторождении в целом и на скважине в частности также влияют на выбор типа ГРП и подбора конкретных параметров [27]. Так, например, все в той же скважине Y15 учитывается песчанистый характер коллекторов и наличие глин, что отображено в особенностях дизайна ГРП. Это наблюдается в рецептуре сшитого геля, где применяется стабилизатор глин (Рисунок 3.4).

Биоцид	Bio-Clear	0,018	кг/м <sup>3</sup>
Стабилизатор глин	Fore FCS-1	1,5	л/м <sup>3</sup>
Дезэмульгатор	PT NE	1,5	л/м <sup>3</sup>
Гелеобразующий агент	WG-111D	3,0	кг/м <sup>3</sup>
Сшиватель	PT BCD (C)	1,5	л/м <sup>3</sup>
Сшиватель	Fore HT-2	1,5	л/м <sup>3</sup>
Деструктор капс.	ForeCap LT	0.3-1.0	кг/м <sup>3</sup>
Деструктор	Fore AP-2	0,5	кг/м <sup>3</sup>

Рисунок 3.4 – Рецептура сшитого геля при дизайне ГРП на скважине Y15 [Составил: Вершинин Е.С., 2023]

### ***Обводненность***

Показатели обводненности продукции являются важным критерием выбора скважин-кандидатов [33]. Изначально рассматриваются скважины с меньшим показателем обводненности. Как видно из рисунка 3.2, был успешно проведен ГРП на добывающей скважине с обводненностью 65%. Нижней

границы по обводненности жидкости не устанавливается, верхнюю же примем для начала на отметке 65%.

### ***Мощность пласта***

Еще одним важным критерием выбора скважин для работ является мощность пласта [45]. На рисунке 3.5 представлены общие и эффективные мощности пластов. Из представленных данных можно установить предельную общую мощность пласта на уровне 6 м, а предельную эффективную мощность пласта на отметке 1,4 м.

Скважина	Y15	Y16	Y17	Y18	Y19	Y20	Y21	Y22	Y23	Y24	Y25	Y26	Y27
Общая мощность пласта, м	24	21	19	26.4	18.5	15	6	10.5	9.7	6.5	13	7.5	6.7
Эффективная мощность пласта, м	8.9	9.7	7.8	10	9.1	8.8	6	1.8	1.4	6.5	4	7	4.6

Рисунок 3.5 – Мощности пластов на скважинах, где проводился ГРП  
[Составил: Вершинин Е.С., 2023]

### ***Проницаемость***

При выборе скважин стоит обращать внимание на проницаемость продуктивного пласта. При высоких значениях проницаемости возникает высокая вероятность неэффективности многоступенчатого ГРП [41]. В данном случае рациональнее будет провести локальный ГРП, который дает значительный эффект как средство обработки призабойной зоны пласта. На скважинах, где проводился ранее ГРП, максимальная проницаемость достигает 40 мД (Рисунок 3.6).

Скважина	Y15	Y16	Y17	Y18	Y19	Y20	Y21	Y22	Y23	Y24	Y25	Y26	Y27
Проницаемость, мД	4.6	3.3	5	10	10	10	10	4	2.2	1	6	40	7

Рисунок 3.6 – Проницаемость продуктивных пластов в скважинах  
[Составил: Вершинин Е.С., 2023]

### ***Техническое состояние скважин***

При выборе скважин-кандидатов стоит особое внимание уделять техническому состоянию скважин. Скважина может считаться потенциально пригодной для проведения ГРП при следующих параметрах: отсутствие слома или смятия колонны, герметичность ствола, хорошее качество цементного кольца в интервале перфорации и на 20 м вверх и вниз от него, отсутствие заколонных перетоков [24]. В скважинах, в которых в результате разрушения цементного камня или неудовлетворительного процесса цементирования за колонной возникла циркуляция жидкости, необходимо в первую очередь произвести качественное цементирование для герметизации. Лишь после этого данные скважины можно рассматривать в качестве кандидатов на проведение гидравлического разрыва пласта.

В скважинах, в которых ранее на месторождении проводился ГРП, техническое состояние было удовлетворительным. При этом в некоторых скважинах до проведения гидравлического пласта были проведены ремонтные работы по цементированию.

### ***Пониженный суточный дебит скважины***

При выявлении потенциальных скважин для проведения гидравлического разрыва пласта необходимо оценить суточный дебит скважины и произвести сравнение с соседними скважинами [23].

Возьмем для примера скважину Y23. Для нее соседними скважинами являются скважины Y28, Y29, Y30. Все эти скважины также, как и скважина Y23, эксплуатируют пласт X1-10.

Наблюдая динамику добычи нефти перед проведением ГРП на скважине Y23, можно заметить значительно меньший суточный дебит у данной скважины относительно соседних (рисунок 3.7). Данный факт позволил включить данную скважину сначала в список скважин-кандидатов, а затем провести ГРП на ней, который по факту значительно увеличил суточную добычу нефти.

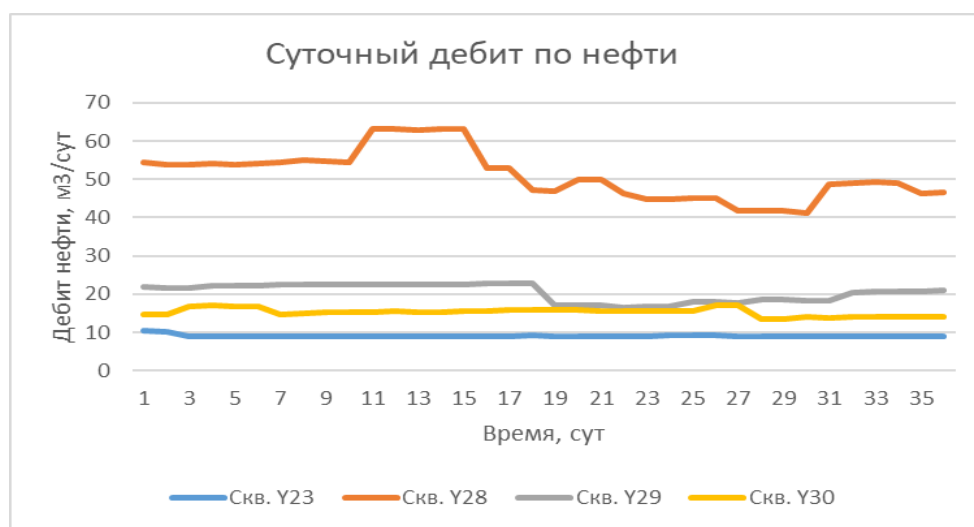


Рисунок 3.7 – Суточная добыча нефти на скважинах Y23, Y28, Y29, Y30 [Составил: Вершинин Е.С., 2023]

Проанализировав различные критерии при выборе скважин, на которых уже был ранее проведен ГРП, можно составить предварительную таблицу с их перечнем и использовать ее на начальном этапе выбора скважин-кандидатов для последующего проведения работ по ГРП на данном месторождении (рисунок 3.8).

<b>Пласт</b>	<b>X1-10</b>
<b>Обводненность продукции</b>	<b>до 65 %</b>
<b>Эффективная мощность пласта</b>	<b>не менее 1,4 м</b>
<b>Уровень ВНК</b>	<b>ниже продуктивного горизонта</b>
<b>Проницаемость пласта</b>	<b>до 40 мД</b>
<b>Техническое состояние скважины</b>	<b>удовлетворительное</b>
<b>Сравнение с соседними скважинами</b>	<b>пониженный суточный дебит</b>

Рисунок 3.8 – Первичный набор критериев для выбора скважин-кандидатов [Составил: Вершинин Е.С., 2023]

При выборе скважин-кандидатов на проведения гидравлического разрыва пласта стоит опираться на данные критерии. Однако, стоит в любом случае учитывать индивидуальные особенности скважины. Поэтому в процессе выбора скважин-кандидатов некоторые критерии могут быть

частично изменены, но для первоначальной оценки эксплуатационных скважин они подойдут. Граничные значения данных критериев могут меняться с течением времени разработки месторождения.

Анализ скважин по выбранным критериям ручным способом является довольно объемным и рутинным процессом ввиду большого количества информации. Для оптимизации данных работ была разработана автоматический алгоритм на языке программирования python. Для начала была создана сводная таблица данных с номерами скважин и их параметрами (рисунок 3.9). Продуктивным пластам был задан порядковый номер, показатели уровня ВНК относительно продуктивного горизонта и техническое состояние скважин были обозначены с помощью числа, где 1-удовлетворяет критериям, а 0-не удовлетворяет.

Скважина	Пласт	Обводненность, %	Эффективная мощность пласта, м	Уровень ВНК ниже относительно продуктивного горизонта	Проницаемость пласта, мД	Техническое состояние скважины	Суточный дебит скважины по нефти, м3/сут
1	1	14	4.6	1	45.8	1	30.80458076
2	2	23	10	1	64.9	1	33.29666066
3	2	2	7	1	27	1	27.92979106
4	1	20	4	1	83	1	30.68790884
5	2	60	10	0	29	1	19.24595702
6	2	27	10	1	67	1	28.6476088
7	1	12	11.5	1	23	1	26.26337349
8	2	10	10.6	1	75	1	11.39155777
9	2	24	6.4	1	3	1	1.171613792

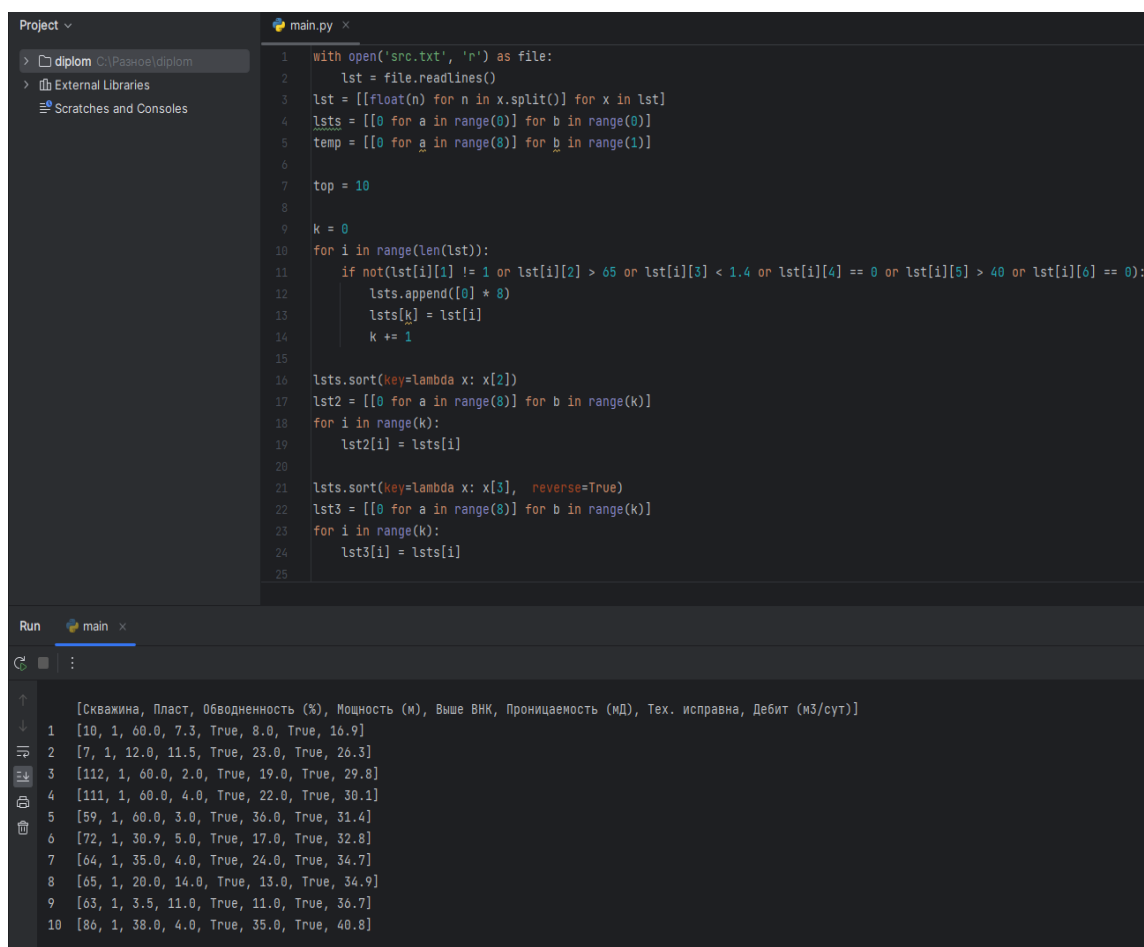
Рисунок 3.9 – Часть сводной таблицы данных по скважинам для выбора кандидатов на проведение ГРП [Составил: Вершинин Е.С., 2023]

Далее был написан алгоритм, с помощью которого были отсечены неудовлетворяющие критериям скважины, а оставшиеся были проранжированы. Данная программа позволяет вносить новые данные по скважинам, менять их в процессе эксплуатации месторождения, а также позволяет сортировать скважины по различным критериям (рисунок 3.10).



Полученный автоматизированный алгоритм может быть применен для других месторождений с учетом изменений критериев или добавления новых.

После анализа действующих эксплуатационных скважин было выделено несколько скважин-кандидатов на проведение гидравлического разрыва пласта. В результате для проведения ГРП была выбрана скважина Y10. Она удовлетворяет всем критериям, а именно: пониженный суточный дебит нефти относительно других скважин, продуктивный пласт X1-10, обводненность продукции 60%, эффективная мощность пласта составляет 7,3 м, уровень ВНК располагается ниже продуктивного пласта, техническое состояние скважины в удовлетворительном состоянии. Также скважина Y10 имеет несколько нефтенасыщенных пропластков в интервале перфорирования, что видно на результатах ГИС (рисунок 3.11).



```
Project
> diplom C:\Рабочее\diplom
> External Libraries
Scratches and Consoles

main.py
1 with open('src.txt', 'r') as file:
2     lst = file.readlines()
3     lst = [[float(n) for n in x.split()] for x in lst]
4     lsts = [[0 for a in range(8)] for b in range(0)]
5     temp = [[0 for a in range(8)] for b in range(1)]
6
7     top = 10
8
9     k = 0
10    for i in range(len(lst)):
11        if not(lst[i][1] != 1 or lst[i][2] > 65 or lst[i][3] < 1.4 or lst[i][4] == 0 or lst[i][5] > 40 or lst[i][6] == 0):
12            lsts.append([0] * 8)
13            lsts[k] = lst[i]
14            k += 1
15
16    lsts.sort(key=lambda x: x[2])
17    lst2 = [[0 for a in range(8)] for b in range(k)]
18    for i in range(k):
19        lst2[i] = lsts[i]
20
21    lsts.sort(key=lambda x: x[3], reverse=True)
22    lst3 = [[0 for a in range(8)] for b in range(k)]
23    for i in range(k):
24        lst3[i] = lsts[i]
25

Run main
[Скважина, Пласт, Обводненность (%), Мощность (м), Выше ВНК, Проницаемость (мД), Тех. исправна, Дебит (м3/сут)]
1 [10, 1, 60.0, 7.3, True, 8.0, True, 16.9]
2 [7, 1, 12.0, 11.5, True, 23.0, True, 26.3]
3 [112, 1, 60.0, 2.0, True, 19.0, True, 29.8]
4 [111, 1, 60.0, 4.0, True, 22.0, True, 30.1]
5 [59, 1, 60.0, 3.0, True, 36.0, True, 31.4]
6 [72, 1, 30.9, 5.0, True, 17.0, True, 32.8]
7 [64, 1, 35.0, 4.0, True, 24.0, True, 34.7]
8 [65, 1, 20.0, 14.0, True, 13.0, True, 34.9]
9 [63, 1, 3.5, 11.0, True, 11.0, True, 36.7]
10 [86, 1, 38.0, 4.0, True, 35.0, True, 40.8]
```

Рисунок 3.10 – Результаты сортировки и ранжирования данных скважин [Составил: Вершинин Е.С., 2023]

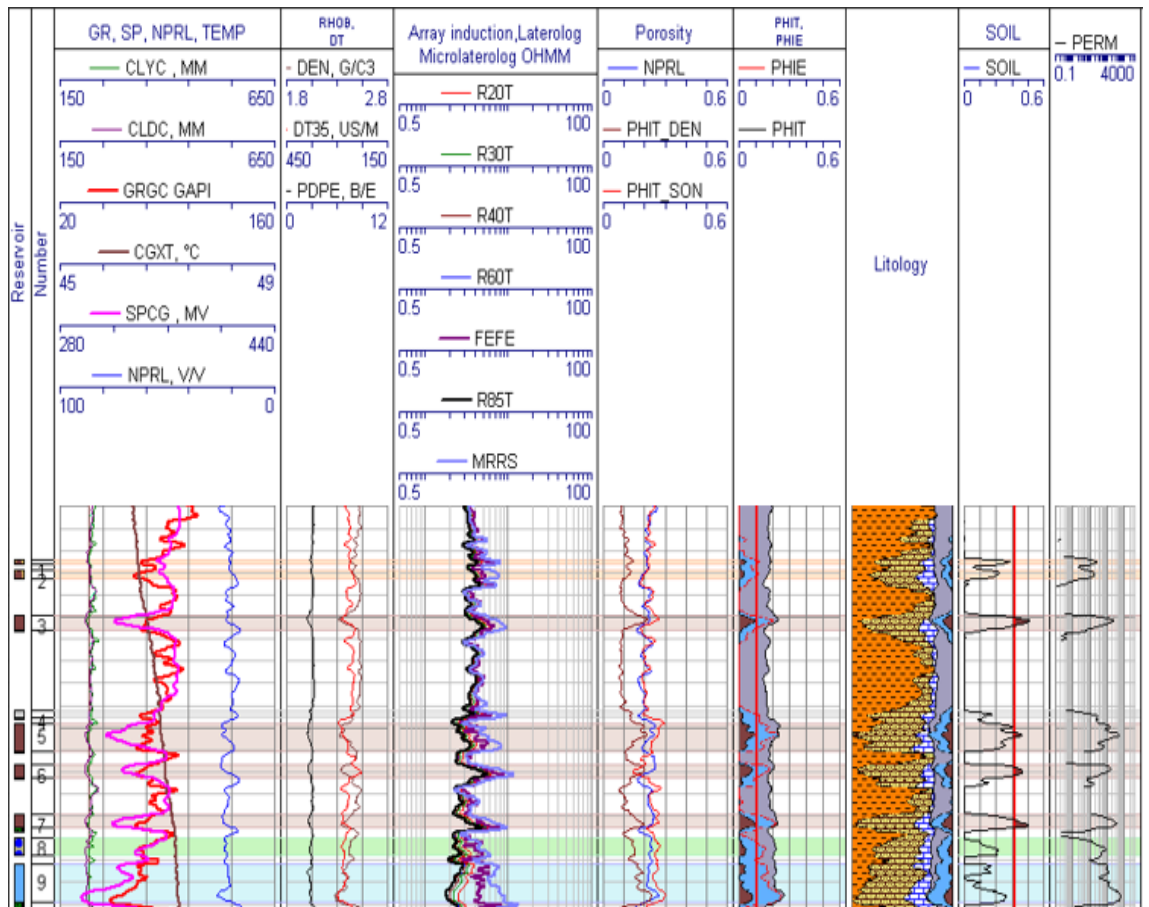


Рисунок 3.11 – Результаты ГИС на скважине Y10 в интервале перфорации.

## **4. ОПТИМИЗАЦИЯ ПОДБОРА РАБОЧИХ ПАРАМЕТРОВ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА**

Процесс проведения гидравлического разрыва пласта можно разделить на несколько этапов. На первом этапе происходит поиск скважин-кандидатов и выбор из них наиболее подходящих для проведения работ. Этот этап был рассмотрен и проделан в предыдущей главе. На втором этапе необходимо выбрать тип ГРП, который удовлетворяет текущим геолого-технологическим показателям месторождения и скважины. На третьем этапе происходит расчет и подбор рабочих параметров ГРП, и этот процесс можно оптимизировать, учитывая специфику конкретного месторождения. На четвертом этапе происходит выбор технологического оборудования, необходимого для проведения ГРП. На пятом этапе рассчитывается экономический эффект от проведения работ. На примере выбранной скважины Y10 рассмотрим весь процесс проведения гидравлического разрыва пласта.

### **4.1 Выбор типа гидравлического разрыва пласта**

Дизайн ГРП включает в себя расчет и подбор всех рабочих параметров и начинается с выбора типа ГРП, который будет проводиться на скважине. По технологии проведения ГРП можно классифицировать по разным признакам:

Дизайн ГРП включает в себя расчет и подбор всех рабочих параметров и начинается с выбора типа ГРП, который будет проводиться на скважине. По технологии проведения ГРП можно классифицировать по разным признакам:

**Количество интервалов ГРП и число воздействий:** однократный ГРП, многоэтапный ГРП, повторный ГРП [46].

Скважина Y10 ранее не подвергалась гидравлическому разрыву пласта, и в данном случае не требуется многостадийного ГРП. Вместо этого достаточно создания одной трещины в интервале перфорации. Следовательно,

оптимальным вариантом для скважины Y10 будет проведение единичного ГРП.

**Способ инициации, развития и закрепления трещин:** стандартный ГРП, метод концевого экранирования, ГРП с технологической остановкой закачки, ГРП с циклической закачкой проппанта, ГРП с обратным оттоком, селективный ГРП, струйный ГРП, Гибридный ГРП [21].

Учитывая геологические особенности выбранной скважины Y10, а именно большое количество нефтеносных пропластков, разбросанных по длине ствола в интервале перфорации, наиболее подходящим является метод концевого экранирования. Связано это с тем, что в первую очередь необходима высота и раскрытость трещины в целевом интервале ГРП скважины Y10.

**Тип технологической жидкости:** Композиции на водной основе, композиции на углеводородной основе, кислотные системы, бесполимерные системы, линейный гель, пенная система [36].

Типы различных существующих сшитых полимерных жидкостей представлены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 - Типы сшитых полимерных жидкостей [34]

Crosslinker Сшиватель	Gelling Agent Загуститель	pH Range Диапазон pH	Application Temperature Температура применения
B, non-delayed B, без замедлителя	Guar, HPG Гуар, гидроксипропилгуар (ГПГ)	8–12	70–300 °F 21–149 °C
B, delayed B, с замедлителем	Guar, HPG Гуар, гидроксипропилгуар (ГПГ)	8–12	70–300 °F 21–149 °C
Zr, delayed Zr, с замедлителем	Guar Гуар	7–10	150–300 °F 66–149 °C
Zr, delayed Zr, с замедлителем	Guar Гуар	5–8	70–250 °F 21–121 °C
Zr, delayed Zr, с замедлителем	CMHPG, HPG Карбоксиметил-гидропропилгуар (КМГПГ), гидроксипропилгуар (ГПГ)	9–11	200–400 °F 93–204 °C
Zr-a, delayed Zr-a, с замедлителем	CMHPG Карбоксиметил-гидропропилгуар (КМГПГ)	3–6	70–275 °F 21–135 °C
Ti, non-delayed Ti, без замедлителя	Guar, HPG, CMHPG Гуар, гидроксипропилгуар (ГПГ), карбоксиметил-гидропропилгуар (КМГПГ)	7–9	100–325 °F 38–16 °C
Ti, delayed Ti, с замедлителем	Guar, HPG, CMHPG Гуар, гидроксипропилгуар (ГПГ), карбоксиметил-гидропропилгуар (КМГПГ)	7–9	100–325 °F 38–16 °C
Al, delayed Al, с замедлителем	CMHPG Карбоксиметил-гидропропилгуар (КМГПГ)	4–6	70–175 °F 21–79 °C
Sb, non-delayed Sb, без замедлителя	Guar, HPG Гуар, гидроксипропилгуар (ГПГ)	3–6	60–120 °F 15.5–49 °C

a—compatible with carbon dioxide  
a — совместимые с двуокисью углерода

Также в состав технологических жидкостей ГРП входят различные добавки, необходимые для создания специфических эффектов с учетом геолого-технических особенностей скважины. Типы, концентрации и назначение таких добавок представлены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 - Добавки к жидкостям ГРП

Additive Добавка	Concentration, gal or lb <sub>m</sub> added per 1,000 gallons of clean fluid Концентрация, галлонов или фунтов массы на 1000 галлонов (л или кг на м <sup>3</sup> ) чистой жидкости	Purpose Назначение
Biocide Биоцид (бактерицид)	0.1–1.0 gal (галлонов на 1000 галлонов) 0.1–1.0 л/м <sup>3</sup>	Prevents guar polymer decomposition by bacteria Предотвращает бактериальное разложение гуарового полимера
Fluid loss Тампонирующие материалы	10–50 lb <sub>m</sub> (фунтов на 1000 галлонов) 1.2–6 кг/м <sup>3</sup>	Decreases leakoff of fluid during fracturing Уменьшает утечку жидкости в пласт при гидроразрыве
Breakers Деструкторы	0.1–10 lb <sub>m</sub> (фунтов на 1000 галлонов) 0.012–1.2 кг/м <sup>3</sup>	Provides controlled fluid viscosity reduction Обеспечивают контролируемое понижение вязкости жидкости
Friction reducers Понизители трения	0.1–1.0 gal (галлонов на 1000 галлонов) 0.1–1.0 л/м <sup>3</sup>	Reduces wellbore frictional pressure loss while pumping Уменьшают потери давления на трение при закачке
Surfactants Поверхностно-активные вещества (ПАВ)	0.05–10 gal (галлонов на 1000 галлонов) 0.05–10 л/м <sup>3</sup>	Reduces surface tension, prevents emulsions, and changes wettability Уменьшают поверхностное натяжение, предотвращают образование эмульсий и изменяют смачиваемость
Foaming agents Пенообразователи	1–10 gal (галлонов на 1000 галлонов) 1–10 л/м <sup>3</sup>	Provides stable foam with nitrogen and carbon dioxide Обеспечивают образование устойчивой пены с азотом или двуокисью углерода
Clay control Добавки для контроля набухания глин	1–3% KCl typical как правило, 1–3% KCl	Provides temporary or permanent clay (water compatibility) Обеспечивают временную или постоянную совместимость глин с водой

**Тип расклинивающего материала:** отсутствие расклинивающего материала, пропанты различных фракций (12/18, 16/20, 20/40 и др.), осмоленные пропанты, меченые пропанты, облегчённые пропанты, утяжелённые пропанты, пропанты нестандартной формы, упругие пропанты, кислотостойкие пропанты [49].

Подбор подходящего типа технологической жидкости и вида расклинивающего материала требует дополнительных расчетов. Данные параметры напрямую влияют на эффективность проводимого гидравлического разрыва пласта. Соответственно, необходимо подходить к

выбору необходимых параметров ответственно, рассмотреть все возможные варианты. Данный процесс можно оптимизировать, что будет показано далее.

## 4.2 Порядок проведения расчета гидравлического разрыва пласта

Расчет и подбор рабочих параметров ГРП представляет собой комплексную задачу. Существуют разные способы проведения данных процессов. В данной работе будет рассмотрен ручной способ расчета параметров гидравлического разрыва пласта.

Рабочие параметры условно можно разбить на две группы: постоянные и динамические. К постоянным относят абсолютные величины, которые рассчитываются из имеющихся геолого-технических данных. К динамическим можно отнести те параметры, которые можно изменять в процессе дизайна ГРП для получения наиболее эффективного результата. Именно динамические параметры нуждаются в подборе, процесс которого можно оптимизировать с учетом конкретных задач и особенностей ГРП.

В таблице 4.3 представлены исходные данные по скважине Y10. Часть параметров представляют собой неизвестные, которые нуждаются в тщательном подборе для наиболее эффективного дизайна.

Таблица 4.3 - Исходные данные скважины Y10.

Глубина скважины $L_{скв}$ , м	2596
Длина скважины $L'_{скв}$ , м	2728
Начальное пластовое давление $P_{пл}$ , МПа	18,7
Эффективная нефтенасыщенная мощность пласта $h$ , м	7,3
Средняя плотность вышележащих пород $\rho_{п}$ , кг/м <sup>3</sup>	2670
Коэффициент Пуассона $\nu$	0,3
Модуль Юнга $E$ , Па	17000
Темп закачки $Q$ , м <sup>3</sup> /с	-
Плотность жидкости-песконосителя $\rho_{жп}$ , кг/м <sup>3</sup>	-

Продолжение Таблицы 4.3.

Средняя концентрация проппанта в смеси Сп, кг/м <sup>3</sup>	-
Плотность проппанта ρпр, кг/м <sup>3</sup>	-
Вязкость жидкости-песконосителя μ, Па*с	-
Количество закачиваемого проппанта Qп, тонн	-

Методика расчета рабочих параметров гидравлического разрыва пласта представлена далее:

1) Расчет вертикальной составляющей горного давления:

$$P_{гв} = \rho_{п} \cdot g \cdot L_{скв} \quad (1)$$

где  $L_{скв}$  – глубина скважины, м;  $\rho_{п}$  – среднее значение плотности породы, залегающей от поверхности до подошвы пласта, кг/м<sup>3</sup>;  $g$  – ускорение свободного падения, м<sup>2</sup>/с.

2) Расчет горизонтальной составляющей горного давления:

$$P_{гг} = P_{гв} \cdot \frac{\nu}{1 - \nu} \quad (2)$$

где  $\nu$  – коэффициент Пуассона горных пород.

3) Расчет давления разрыва пласта при использовании нефилтующей жидкости:

$$P_{р} = P_{гв} - P_{пл} + G_{р} \quad (3)$$

где  $P_{гв}$  – вертикальная составляющая горного давления, МПа;  $P_{пл}$  – пластовое давление, МПа;  $G_{р}$  – сопротивления горной породы на разрыв, МПа ( $G_{р}=1,5-3$  МПа).

4) Расчет необходимого забойного давления:

$$P_{заб} = P_{р} \cdot a, \quad (4)$$

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

5) Расчет необходимого для проведения ГРП давления на устье скважины:

$$P_y = P_{\text{заб}} - P_{\text{ст}} + P_{\text{тр}} \quad (5)$$

где  $P_{\text{ст}}$  – статическое давление, Мпа;  $P_{\text{тр}}$  – потери давления на трение, Мпа.

6) Расчет статического давления:

$$P_{\text{ст}} = \rho_{\text{см}} \cdot g \cdot L_{\text{скв}} \quad (6)$$

где  $\rho_{\text{см}}$  – плотность смеси, кг/м<sup>3</sup>. Рассчитывается плотность смеси по данной формуле:

$$\rho_{\text{см}} = (\rho_{\text{пр}} - \rho_{\text{жп}}) \cdot C + \rho_{\text{жп}} \quad (7)$$

где  $C$  – объемная доля пропанта в смеси, которая рассчитывается по следующей формуле:

$$C = \frac{C_{\text{пр}}}{C_{\text{пр}} + \rho_{\text{пр}}} \quad (8)$$

где  $C_{\text{пр}}$  – концентрация пропанта, кг/м<sup>3</sup>.

8) Расчет потерь давления на трение:

$$P_{\text{тр}} = 1,52 \cdot \lambda \cdot \frac{8 \cdot Q^2 \cdot L'_{\text{скв}} \cdot \rho_{\text{жп}}}{\pi^2 \cdot d^2}, \quad (9)$$

где  $\lambda$  – коэффициент гидравлического сопротивления;  $d$  – внутренний диаметр НКТ, м ( $d=62 \text{ мм}=0,062 \text{ м}$ ).

9) Расчет коэффициента гидравлического сопротивления:

Для турбулентного режима ( $Re > 2300$ ) коэффициент гидравлического сопротивления рассчитывается по следующей формуле:

$$\lambda = \frac{0,3164}{Re} \quad (10)$$

Для ламинарного режима ( $Re \leq 2300$ ) коэффициент гидравлического сопротивления рассчитывается по следующей формуле:

$$\lambda = \frac{64}{Re} \quad (11)$$

где  $Re$  – число Рейнольдса.

10) Расчет числа Рейнольдса:

$$Re = \frac{4 \cdot Q \cdot \rho_{\text{см}}}{3,14 \cdot d \cdot \mu_{\text{см}}} \quad (12)$$



где  $Q$  – темп закачки, м<sup>3</sup>/с;  $\mu_{см}$  – вязкость смеси, мПа\*с.

11) Расчет вязкости смеси:

$$\mu_{см} = \mu \cdot e^{(3,18 \cdot C)} \quad (13)$$

где  $\mu$  – вязкость жидкости-песконосителя, мПа\*с.

12) Расчет общего объема закачиваемой жидкости и продолжительность процесса гидроразрыва:

Объем жидкости-песконосителя определяется соотношением:

$$V_{жп} = \frac{Q_{п}}{C_{п}} \quad (14)$$

где  $Q_{п}$  – количество пропантанта, кг;  $C_{п}$  – концентрация пропантанта, кг/м<sup>3</sup>.

Объем продавочной жидкости принимаем на 20-30 % больше объема колонны труб, по которым будет закачиваться жидкость-песконоситель:

$$V_{пр} = \frac{K \cdot 3,14 \cdot d^2 \cdot L'_{скв}}{4} \quad (15)$$

где  $K$  – коэффициент, который учитывает превышение объема жидкости над общим объемом труб ( $K=1,3$ ).

Общий объем закачиваемой жидкости определяется по следующей формуле:

$$V_{ж} = V_{жр} + V_{жп} + V_{пр} \quad (16)$$

13) Расчет длины вертикальной трещины:

$$L_{т} = \sqrt{\frac{V_{жп} \cdot E}{5,61 \cdot (1 - \nu^2) \cdot h \cdot (P_{р} - P_{гг})}} \quad (17)$$

14) Расчет общей продолжительности процесса ГРП:

$$t = \frac{V_{ж}}{Q} \quad (18)$$

15) Расчет технологической эффективности проводимого ГРП.

Расчет радиуса трещины ГРП:

$$r_{тр} = \sqrt{\frac{V_{ж} \cdot E}{5,61 \cdot (1 - \nu^2) \cdot h \cdot (P_{заб} - P_{р})}} \quad (19)$$

В трещине проппант распространяется неравномерно, заполняя не всю ее длину, а лишь часть [45]. Допустим, что проппант проходит на 90% длины трещины:

$$r'_{\text{тр}} = r_{\text{тр}} \cdot 0,9 \quad (20)$$

16) Расчет ширины трещины ГРП:

$$w = \frac{4 \cdot (1 - \nu) \cdot r'_{\text{тр}} \cdot (P_{\text{заб}} - P_{\text{р}})}{E} \quad (21)$$

17) Расчет остаточной ширины трещины:

$$w_{\text{ост}} = \frac{w \cdot C}{1 - \mu_{\text{тр}}} \quad (22)$$

где  $\mu_{\text{тр}}$  – пористость трещины ( $\mu_{\text{тр}}=0,3$ ).

18) Расчет проницаемости трещины:

$$K_{\text{тр}} = \frac{w^2}{12} \quad (23)$$

19) Расчет проницаемости призабойной зоны пласта:

$$K_{\text{пз}} = \frac{K_{\text{п}} \cdot h + K_{\text{тр}} \cdot w}{h + w} \quad (24)$$

20) Расчет ожидаемого эффекта от ГРП:

Расчет дебита нефти после проведения ГРП:

$$Q_{\text{н}} = \frac{2 \cdot \pi \cdot K \cdot h \cdot \Delta P}{\mu_{\text{жп}} \cdot \ln \frac{R_{\text{к}}}{r_{\text{с}}}} \quad (25)$$

где  $R_{\text{к}}$  – радиус контура питания скважины, м ( $R_{\text{к}}=150$  м);  $r_{\text{с}}$  – радиус скважины, м ( $r_{\text{с}}=0,145$  м).

21) Расчет увеличения дебита нефти:

$$Q_{\text{е}} = q - Q_{\text{н}} \quad (26)$$

где  $q$  – средний дебит нефти в скважине до ГРП, т/сут.

### 4.3 Оптимизация расчета и подбора рабочих параметров ГРП

Как видно из методики расчета, правильный подбор таких параметров как вид, свойства, концентрация проппанта, тип и свойства жидкости-песконосителя, темп закачки смеси напрямую влияют на эффективность проведения ГРП. Поэтому важную роль играет выбор наиболее подходящих рабочих динамических параметров гидравлического разрыва пласта. Процесс этот можно оптимизировать для получения лучших показателей.

Для начала по методике из предыдущей главы были проведены расчеты по определению статических рабочих параметров гидравлического разрыва пласта (рисунок 4.1).

Вертикальная составляющая горного давления $P_{гв}$ , МПа	68.00
Горизонтальная составляющая горного давления $P_{гг}$ , МПа	29.14
Давление разрыва пласта $P_p$ , МПа	51.30
Забойное давление $P_{зб}$ , МПа	66.69

Рисунок 4.1 – Статические параметры скважины У10 для проведения ГРП [Составил: Вершинин Е.С., 2023]

После этого начинается расчет и подбор динамических параметров ГРП. Для обеспечения точности и достоверности геомеханических данных о породе, перед основным ГРП проводится калибровочный тест - мини-ГРП. Мини-ГРП является важным этапом тестирования на месте перед основным ГРП и представляет собой закачку жидкости на скорости, близкой к основной работе, с использованием больших объемов жидкости и небольшого количества проппанта. Это позволяет установить оптимальные параметры для дальнейшего проведения основного ГРП. Мини-ГРП позволяет получить следующие данные: давление смыкания пласта, стресс смыкания, эффективность жидкости ГРП, эффективное давление, параметры фильтрации жидкости. До проведения мини-ГРП на скважине для дальнейшего дизайна гидравлического разрыва пласта будут взяты усредненные данные уже проведенных работ на схожих по характеристикам скважин.

Сначала стоит подобрать технологическую жидкость. Тип и концентрация жидкости и добавок зависят от пластовой температуры, литологии и пластовых флюидов. При подборе рецептуры стоит консультироваться с химиками. С учетом ранее проведенных эффективных работ по гидравлическому разрыву пласта Х1-10, а также беря во внимание геологические особенности продуктивного горизонта в скважине Y10 рекомендуется брать следующие жидкости: линейный гель типа «LG30», сшитый гель типа «ST30». Рецепт сшитого геля включает в себя: биоцид «Bio-Clear» (0,018 кг/м<sup>3</sup>), стабилизатор глин «Fore FCS-1» (1,5 л/м<sup>3</sup>), деэмульгатор «PT NE» (1,5 л/м<sup>3</sup>), гелеобразующий агент «WG-111 D» (3,0 кг/м<sup>3</sup>), сшиватель «PT BCD (C)» (1,5 л/м<sup>3</sup>), сшиватель «Fore HT-2» (1,5 л/м<sup>3</sup>), деструктор «ForeCap LT» (0,5 кг/м<sup>3</sup>), деструктор «Fore AP-2» (0,5 кг/м<sup>3</sup>). Плотность получившейся жидкости составляет  $\rho_{жп}=930$  кг/м<sup>3</sup>, а вязкость  $\mu=575,9$  мПа\*с.

Далее необходимо подобрать необходимое количество и тип проппанта. Для выбора количества проппанта, необходимого для наилучшего эффекта ГРП. Существуют три основных параметра проппанта, которые влияют на проводимость трещины: концентрация проппанта, размер проппанта и прочность проппанта.

В процессе выбора подходящего типа проппанта необходимо оценить величину напряжения смыкания трещины [43]. Рассчитать данную величину можно по следующей формуле:

$$Ph = \frac{\nu}{1 - \nu} \cdot (P_{гв} - P_{п}) + P_{п} \quad (24)$$

где  $\nu$  – коэффициент Пуассона;  $P_{гв}$  – вертикальная составляющая горного давления, МПа;  $P_{п}$  – поровое давление, МПа.

На рисунке 4.2 изображена зависимость типа проппанта от напряжения смыкания трещины [35]. Показатель напряжения для скважины Y10 приблизительно равен 37,8 МПа, но нуждается в дальнейшем уточнении в ходе мини-ГРП. Основываясь на данной зависимости, для ГРП на скважине

У10 подойдут проппант следующих типов: песок со смоляным покрытием, среднепрочная керамика или среднепрочный боксит.

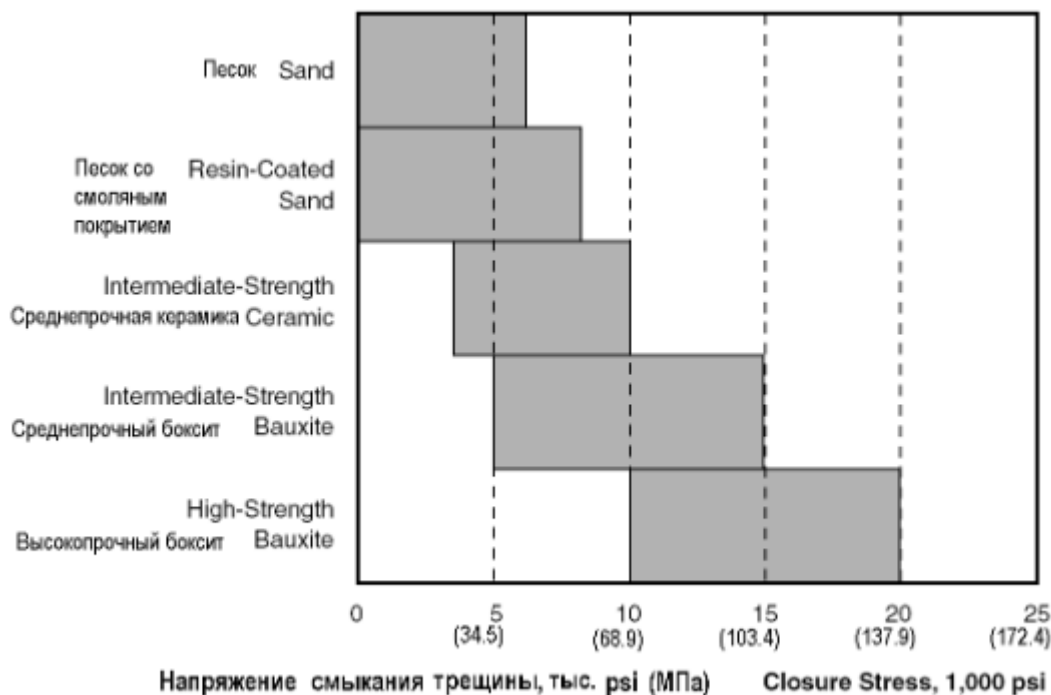


Рисунок 4.2 – Принцип выбора типа проппанта [Economides M. J., 2000]

Размер проппанта необходимо выбирать с учетом давления смыкания трещины. Например, при использовании проппанта типа BorPROP после определенного значения давления закрытия эффективнее применять расклинивающий материал меньшего размера (рисунок 4.3).

Разные типы проппантов при одинаковом размере гранул также по-разному влияют на проницаемость трещины в зависимости от давления закрытия [44]. Данная зависимость для расклинивающего материала с размером гранул 16/20 показана на рисунке 4.4.

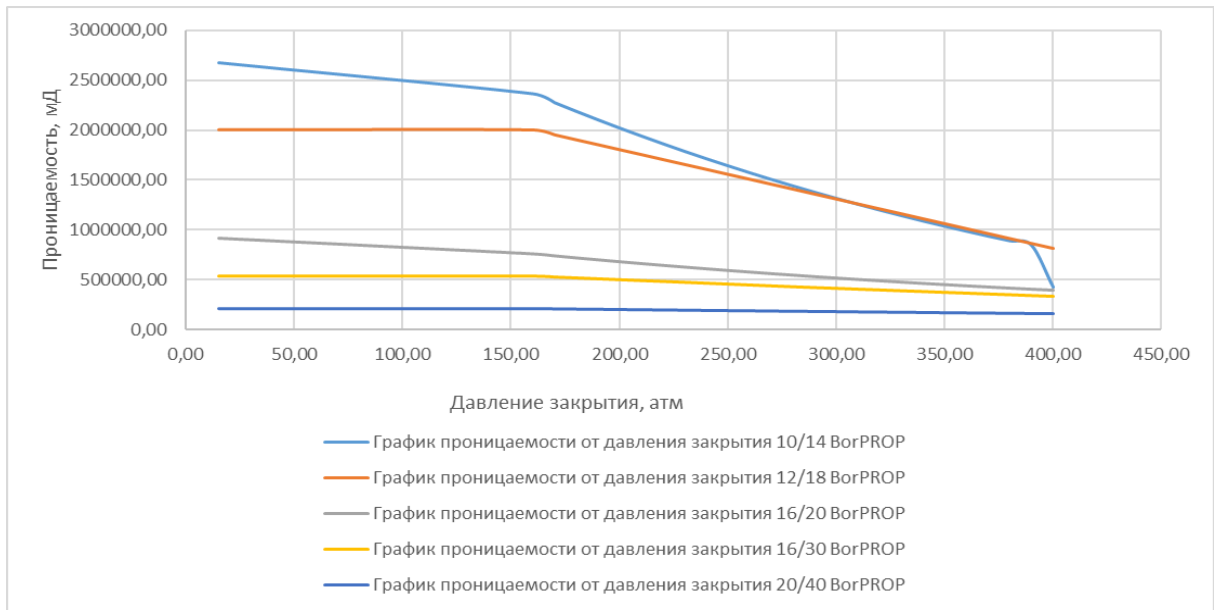


Рисунок 4.3 – Графики проницаемости от давления закрытия для различных размеров проппанта одного типа [Составил: Вершинин Е.С., 2023]

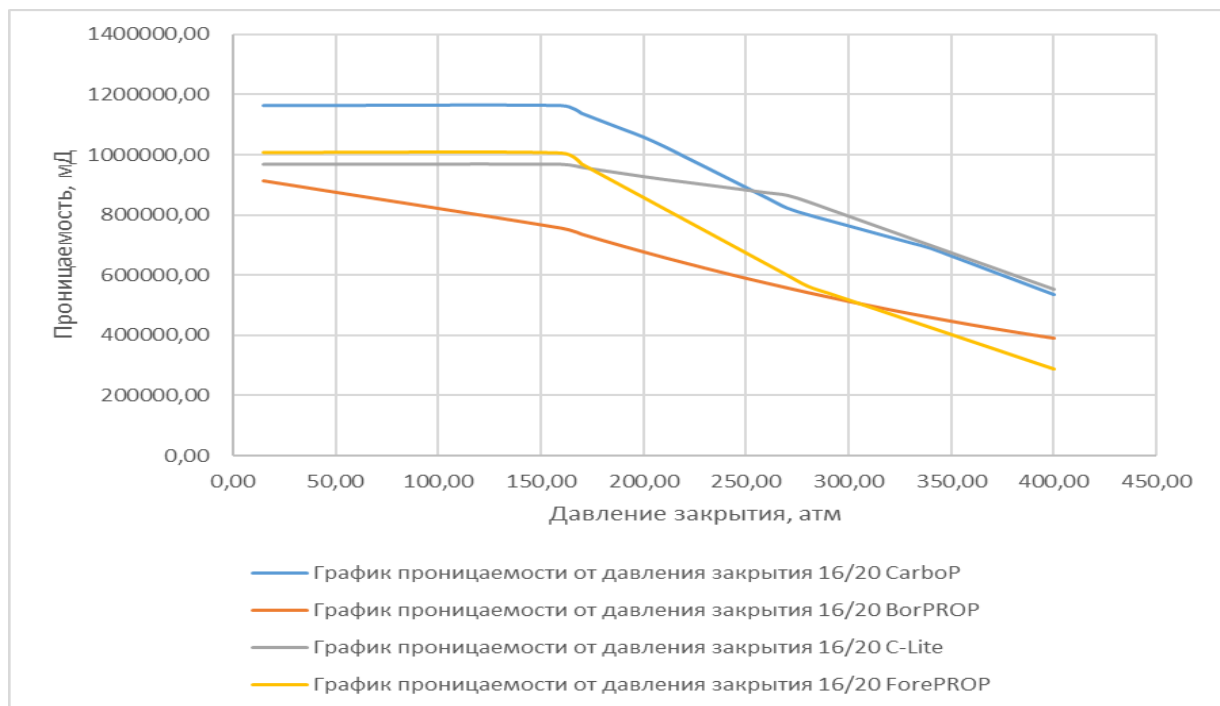
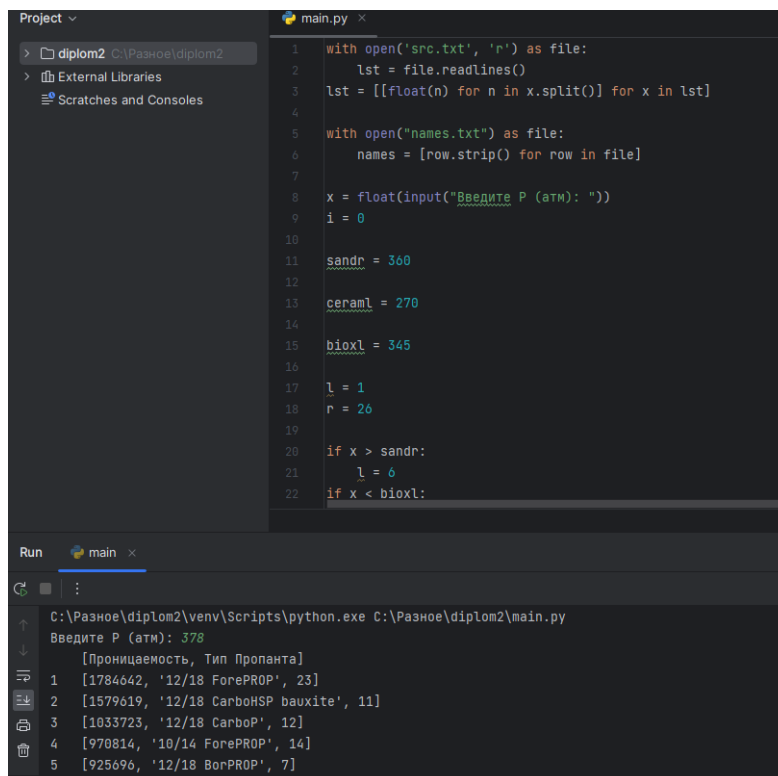


Рисунок 4.4 – Зависимость проницаемости трещины от давления раскрытия для различных типов проппанта [Составил: Вершинин Е.С., 2023]

Процесс выбора типа проппанта можно оптимизировать путем автоматизации данной работы, так как он является весьма емким по времени за счет анализа большого количества. Для этого были собраны данные по

зависимости проницаемости трещины от давления закрытия для всех доступных пропантов, которые далее были сформированы в сводную таблицу. После этого был написан алгоритм на языке программирования python, который позволяет автоматически определять и сортировать наиболее подходящий тип и размер расклинивающего материала. В рабочем окне программы необходимо ввести давление закрытия, далее алгоритм отсекает неподходящие пропанты, а среди подходящих рассчитывает проницаемость трещины в заданной точке и сортирует пропанты в зависимости от эффективности их применения в конкретном случае (рисунок 4.5). Последним параметром выводится номер пропанта согласно сводной таблице. После проведения мини-ГРП и уточнения давления закрытия достаточно будет ввести обновленное значение, и программа автоматически подберет расклинивающий материал для новых параметров.



```
Project
> diplom2 C:\Разное\diplom2
> External Libraries
Scratches and Consoles

main.py
1 with open('src.txt', 'r') as file:
2     lst = file.readlines()
3     lst = [[float(n) for n in x.split()] for x in lst]
4
5     with open("names.txt") as file:
6         names = [row.strip() for row in file]
7
8     x = float(input("Введите P (атм): "))
9     i = 0
10
11     sandr = 360
12
13     ceram1 = 270
14
15     bioxl = 345
16
17     l = 1
18     r = 26
19
20     if x > sandr:
21         l = 6
22     if x < bioxl:
```

```
Run main
C:\Разное\diplom2\venv\Scripts\python.exe C:\Разное\diplom2\main.py
Введите P (атм): 378
[Проницаемость, Тип Пропанта]
1 [1784642, '12/18 ForePROP', 23]
2 [1579619, '12/18 CarboHSP bauxite', 11]
3 [1033723, '12/18 CarboP', 12]
4 [970814, '10/14 ForePROP', 14]
5 [925696, '12/18 BorPROP', 7]
```

Рисунок 4.5 – Алгоритм подбора оптимального типа пропанта  
[Составил: Вершинин Е.С., 2023]

В результате анализа данных зависимостей были выделены наиболее эффективные типы проппантов, которые будут рассматриваться в дальнейшем расчете, и среди которых выберется наиболее подходящий: 12/18 ForePROP, 12/18 CarboHSP bauxite, 12/18 CarboP, 10/14 ForePROP.

Далее подберем оптимальное количество закачиваемого проппанта. Для этого проанализируем ранее проводимые работы по ГРП на скважинах, эксплуатирующих пласт X1-10. Была построена зависимость геометрических параметров трещины (рисунок 4.6) от массы закачиваемого проппанта при гидравлическом разрыве пласта на месторождении. Как видно из графиков, количество закачиваемого расклинивающего материала влияет напрямую на геометрию трещины. Значения массы проппанта менее 8 тонн не могут обеспечить необходимые параметры трещины, при этом закачки более 14 тонн на месторождении не проводилось. Технологически нет необходимости закачивать более 14 тонн, в том числе потому что необходимая высота достигается при меньших объемах расклинивающегося материала.

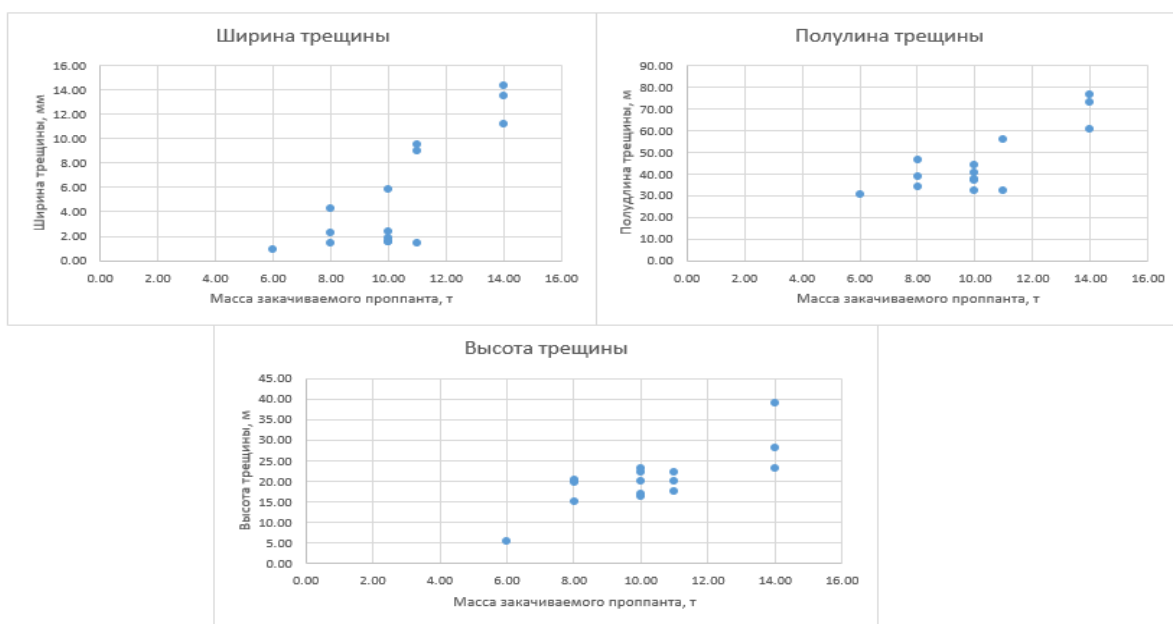


Рисунок 4.6 – Зависимость геометрических параметров трещины от количества закачиваемого проппанта при ГРП на месторождении [Составил: Вершинин Е.С., 2023]



Для скважины Y10 необходимая высота трещины составляет приблизительно 20 м. При дальнейших расчетах будут рассмотрены варианты с закачкой массы проппанта от 10 до 14 тонн и будет выбран наиболее эффективный.

Выбор темпа закачки основывается на двух принципах. Во-первых, низкий темп закачки неприемлем, потому что скорость подачи жидкости может быть ниже скорости ее фильтрации. Во-вторых, слишком высокий темп закачки приведет к образованию в трубах турбулентного режима, что повысит потери давления на трение. При проведении расчетов для проведения ГРП на скважине Y10 был установлен наиболее подходящий темп закачки жидкости на уровне 0,0486 м<sup>3</sup>/с или 2,916 м<sup>3</sup>/мин.

Подставляя выбранные параметры в расчет и имея переменные в виде количества и типа проппанта, подбираем наиболее эффективный тип проппанта и массу закачиваемого расклинивающего материала. Наилучший прирост суточного дебита нефти в 29,5 м<sup>3</sup>/сут достигается при использовании проппанта 12/18 ForePROP при массе закачиваемого расклинивающего материала в 14 тонн (рисунок 4.7). Для сравнения показан тип проппанта 20/40 BorPROP, прирост дебита нефти при использовании которого ниже на 12 м<sup>3</sup>/сут, что демонстрирует низкий эффект при неправильном подборе параметров.

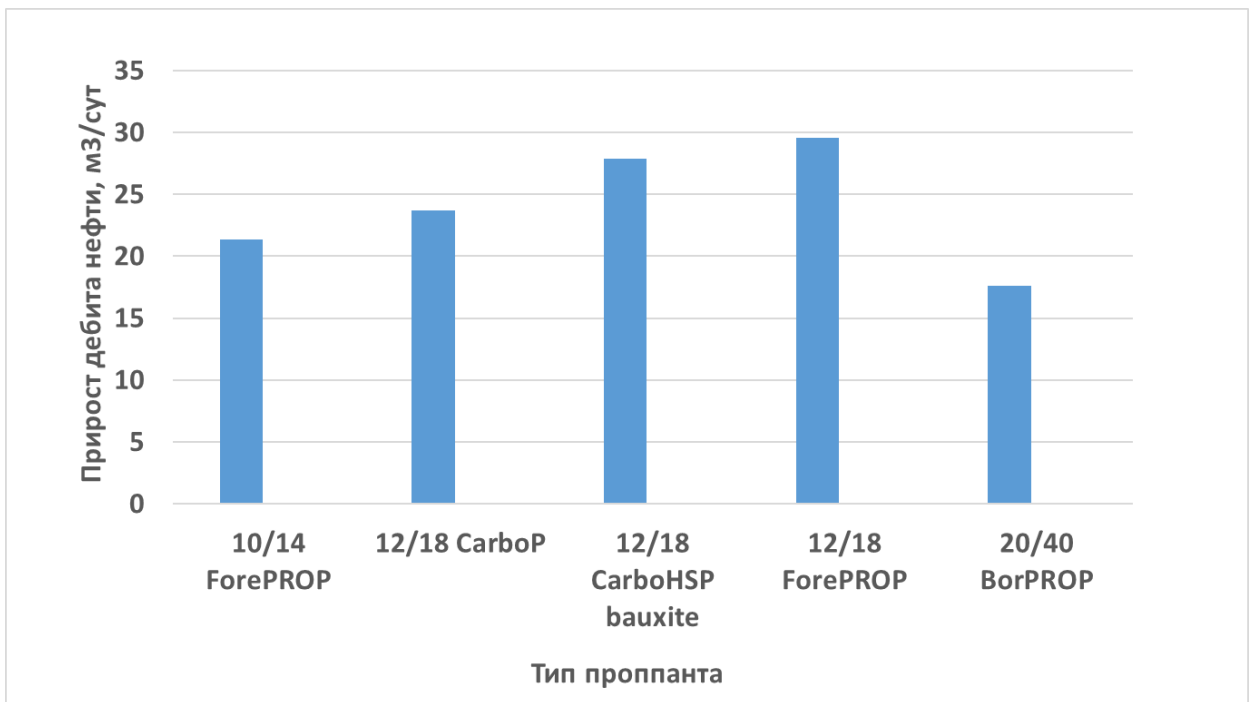


Рисунок 4.7 – Прирост суточного дебита в зависимости от выбора типа проппанта при проведении ГРП [Составил: Вершинин Е.С., 2023]

Таблица 4.3 - Итоговая таблица исходных данных для проведения ГРП.

Глубина скважины $L_{скв}$ , м	2596
Длина скважины $L'_{скв}$ , м	2728
Начальное пластовое давление $P_{пл}$ , МПа	18,7
Эффективная нефтенасыщенная мощность пласта $h$ , м	7,3
Средняя плотность вышележащих пород $\rho_p$ , кг/м <sup>3</sup>	2670
Коэффициент Пуассона $\nu$	0,3
Модуль Юнга $E$ , Па	17000
Темп закачки $Q$ , м <sup>3</sup> /с	0,0486
Плотность жидкости-песконосителя $\rho_{жп}$ , кг/м <sup>3</sup>	930
Средняя концентрация проппанта в смеси $C_p$ , кг/м <sup>3</sup>	800
Плотность проппанта $\rho_{пр}$ , кг/м <sup>3</sup>	1600
Вязкость жидкости-песконосителя $\mu$ , Па*с	575,9
Количество закачиваемого проппанта $Q_p$ , тонн	14

Все полученные рабочие параметры нуждаются в уточнении и могут быть скорректированы после проведения мини-ГРП.

Подобрав необходимые рабочие параметры, следует произвести подбор оборудования для проведения ГРП. На примере насосного агрегата FC-2251 расчет проводится следующим образом:

$$N = \frac{P_y \cdot Q}{P_p \cdot Q_p \cdot K_{тс}} + 2 \quad (25)$$

где  $P_p$  – рабочее давление агрегата, МПа;  $Q_p$  – подача агрегата при данном  $P_p$ , м<sup>3</sup>/с;  $K_{тс}$  – коэффициент технического состояния агрегата. Также добавляются 2 запасных агрегата. В результате расчета для проведения ГРП на скважине Y10 необходимо 5 насосных агрегатов.

#### 4.4 Итоговая методика расчета ГРП

Беря во внимание все нюансы в процессе проведения ГРП, предлагается следующая методика по выбору скважин-кандидатов, по расчету и выбору рабочих параметров при проведении гидравлического разрыва пласта:

1) Проанализировать целесообразность применения ГРП, учитывая предыдущий опыт использования данного типа интенсификации добычи углеводородов.

2) Составить список критериев для выбора скважин-кандидатов. Данные критерии учитывают: продуктивный пласт, на котором будет проводиться ГРП; обводненность продукции скважины; эффективную мощность пласта; уровень ВНК в скважине; проницаемость пласта; техническое состояние скважины; сравнение с соседними скважинами. Параметры могут дополняться или изменяться с учетом конкретного месторождения. Составление таких критериев позволяет оптимизировать процесс выбора скважины-кандидатов, чтобы не рассматривать в качестве претендентов заведомо неэффективные скважины.

3) Оптимизировать подбор скважин-кандидатов с помощью автоматизированного алгоритма, написанного на языке python. Он позволяет отсортировать согласно критериям скважины, проранжировать их в порядке удовлетворения выбранным параметрам и выбрать наиболее подходящую скважину для проведения ГРП.

4) Подобрать согласно геологическим особенностям и задачам работ наиболее подходящий тип ГРП, который будет проведен на скважине.

5) Подобрать подходящий тип и состав рабочей жидкости с учетом геологических и технологических особенностей скважины.

6) Подобрать подходящий тип проппанта. Для оптимизации данного процесса предлагается использовать автоматизированный алгоритм, написанный на языке программирования python. Данный метод учитывает различные марки расклинивающего материала, подбирает наиболее эффективный для конкретного расчета, а также существует возможность быстрого повторного подбора типа проппанта при уточнении рабочих параметров после проведения мини-ГРП.

7) Подобрать необходимое количество закачиваемого проппанта. Для оптимизации этого процесса необходимо рассмотреть зависимость геометрических параметров трещины от объема закачиваемого проппанта, основываясь на ранее проведенных работах. Далее нужно выбрать диапазон количества расклинивающего материала, который может обеспечить необходимые параметры трещины.

8) Произвести расчет ГРП для нескольких вариантов рабочих параметров и выбрать наиболее эффективные, которые будут использованы при проведении работ.

9) Произвести расчет оборудования, необходимого для проведения гидравлического разрыва пласта.

Данная методика позволит ускорить процесс расчета и подбора рабочих параметров ГРП и оптимизировать данный процесс, чтобы не было необходимости в расчетах заранее неэффективных вариантов проведения ГРП. Также данный алгоритм может быть использован как основа для внедрения автоматического поиска и расчета ГРП на месторождении. В отличие от других методик, нет необходимости не проводить мини-ГРП, который необходим для уточнения и возможного изменения некоторых параметров.

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

Обучающемуся:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2ТМ11	Вершинину Евгению Сергеевичу

<b>Школа</b>	<b>ИШПР</b>	<b>Отделение школы (НОЦ)</b>	<b>ОНД</b>
<b>Уровень образования</b>	Магистратура	<b>Направление/ООП/О ПОП</b>	21.04.01 Нефтегазовое дело

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Материально-технические затраты, выраженные в виде капитальных и операционных затрат на разработку месторождения X
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	Капитальные затраты на единицу оборудования и удельные операционные затраты на количество расходуемого ресурса
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Ставка дисконтирования – 13,9%; НДС – 20%; НДСПИ – 3553,34 руб./т. и др.

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

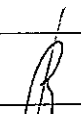
1. <i>Обоснование показателей экономической эффективности проекта</i>	<i>Расчет экономических показателей разработки месторождения на основе результатов применения ГРП</i>
2. <i>Оценка ресурсной финансовой, экономической эффективности</i>	<i>Оценка экономической эффективности производится на основании сравнения с схемой разработки без проведения ГРП</i>

**Перечень графического материала:**

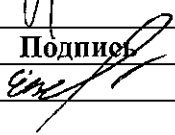
1.
----

Дата выдачи задания к разделу в соответствии с календарным учебным графиком	16.05.2023
---	------------

Задание выдал консультант по разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
доцент	Рукавишников Валерий Сергеевич	PhD		16.05.23

Задание принял к исполнению обучающийся:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
2ТМ11	Вершинин Евгений Сергеевич		16.05.23

## **5. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ**

### **5.1 Обоснование показателей экономической эффективности**

Основная цель расчетов – экономическая оценка предлагаемого проекта по ГРП на скважине У10, отвечающая критерию достижения максимального экономического эффекта от возможно более полного извлечения нефти и получения прибыли за счет дополнительной добычи при соблюдении требований экологии и охраны окружающей среды.

Экономическая эффективность проекта определяется прибылью, которую можно получить за счет дополнительной добычи нефти после проведения ГРП. Необходимо учесть при проведении расчета все расходы и затраты.

При анализе будут рассмотрены варианты с оптимальным и неоптимальным выбором рабочих параметров. В результате оптимальных параметров планируется дополнительно добыть 28428 тонн в течение трех лет эксплуатации, а в результате применения неоптимальных параметров ожидается дополнительная добыча нефти в объеме 16622 тонн со скважины за три года.

Таким образом, основная цель этого раздела заключается в экономическом обосновании предлагаемых мероприятий. Экономическая эффективность этих мероприятий оценивается через такие показатели, как экономический эффект, дисконтированный поток денежных средств, прибыль от реализации продукции и период окупаемости. Числовые значения этих показателей позволяют определить, насколько предлагаемые мероприятия являются экономически эффективными и превышают оценку стоимости затрат. Кроме того, будет определен период времени, необходимый для полного возврата инвестиций.

Для принятия решения о реализации проекта основным критерием являются следующие показатели: дисконтированный поток денежных средств, прибыль от реализации, выручка от реализации, индекс доходности и период окупаемости.

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

Индекс доходности (PI) является показателем экономической эффективности инвестиций и определяется отношением суммы дисконтированных чистых денежных поступлений к общей сумме капитальных вложений. Интерпретация значения этого показателя следующая: если  $PI > 1$ , проект является экономически эффективным, а если  $PI < 1$ , проект считается нерентабельным.

Показатель – период окупаемости, устанавливаемый временем возмещения первоначальных затрат, так же, как и два предыдущих, чем меньше значение этого показателя, тем эффективнее рассматриваемый вариант [28].

## **5.2. Исходные данные и нормативная база для расчета экономических показателей проекта**

Исходные данные для расчета экономических показателей приведены в таблице 5.2 и таблице 5.2



Таблица 5.1 – Экономические условия расчета

Показатели	Ед. изм.	Значение
Дополнительная добыча нефти, 1 вариант	Тонн	28428
Дополнительная добыча нефти, 2 вариант	Тонн	16622
Стоимость одного ГРП	Тыс. руб	3244,056
Цена реализации нефти на внутреннем рынке	Руб/т	6000
Норма дисконта	%	15
Расчетный период	год	3

Таблица 5.2 – Данные для расчета экономической эффективности

Вариант	До ГРП		После ГРП						Прогноз добычи без ГРП, т	Добыча после ГРП за 3 года, т	Доп. Добыча нефти за счет ГРП, т
	Qн, т/сут	Qж, т/сут	1 год		2 год		3 год				
			Qн, т/сут	Qж, т/сут	Qн, т/сут	Qж, т/сут	Qн, т/сут	Qж, т/сут			
1	17	51	46,5	116,4	46	115	45	112,5	18615	47043	28428
2	17	51	34,6	86,5	34	85	33	82,5	18615	35237	16622

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

### 5.2.1 Выручка от реализации

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

$$V_t = (C_n \cdot Q_n), \quad (5.1)$$

где,  $C_n$  – цена реализации в  $t$ -ом году, руб./т;  $Q_n$  – дополнительная добыча нефти за  $t$  год.

Прирост выручки для первого варианта за три года равен:  
 $V_{t1}=170,568,000$  руб.

Прирост выручки для второго варианта за три года равен:  
 $V_{t2}=99,732,000$  руб.

### 5.2.2. Эксплуатационные затраты

При изучении различных вариантов разработки рассматриваются различные статьи или элементы затрат, которые влияют на эксплуатационные расходы. Для расчета этих расходов используются нормативы и технологические показатели (Таблица 5.3).

Таблица 5.3 – Нормативы эксплуатационных затрат

Элементы затрат	Ед.измерения	Значение
Расходы на энергию по извлечению нефти	Тыс.руб./т.	5,05
Расходы по искусственному воздействию на пласт	Тыс.руб./т.	76,9
Расходы по сбору и транспортировке нефти и газа	Тыс.руб./т.	10,3
Расходы по технологической подготовке нефти	Тыс.руб./т.	71,5
Обслуживание скважины	Тыс.руб./т.	306,8
Балансовая стоимость ОПФ	Млн.руб.	8,4
Остаточная стоимость ОПФ	Млн.руб.	2,5
Средняя норма износа ОПФ	%	6,8
Расходы на содержание и эксплуатацию оборудования	Тыс.руб./т.	360,4
Цеховые расходы	Тыс.руб./т.	108,7
Общепроизводственные расходы	Тыс.руб./т.	544,8
Прочие производственные расходы	Тыс.руб./т.	15,1

Расчёт эксплуатационных затрат:

Обслуживание нефтяных скважин:

$Z_{об} = 306790 \cdot 3 = 920370$  руб. за три расчётных года.

Затраты на энергию по извлечению дополнительной жидкости после ГРП:

Первый вариант:  $Z_{эл/эн} = 47043 \cdot 5,05 = 237567,1$  руб. за три года.

Второй вариант:  $Z_{эл/эн} = 35237 \cdot 5,05 = 177946,9$  руб. за три года.

Затраты по искусственному воздействию на пласт:

Первый вариант:  $Z_{зак} = 47043 \cdot 76,9 = 3617606,7$  руб. за три года.

Второй вариант:  $Z_{зак} = 35237 \cdot 76,9 = 2709725,3$  руб. за три года.

Затраты на сбор и транспорт нефти:

Первый вариант:  $Z_{сб} = 47043 \cdot 10,3 = 484542,9$  руб. за три года.

Второй вариант:  $Z_{сб} = 35237 \cdot 10,3 = 362941,1$  руб. за три года.

Затраты по технологической подготовке нефти:

Первый вариант:  $Z_{подг} = 47043 \cdot 71,5 = 3363574,5$  руб. за три года.

Второй вариант:  $Z_{подг} = 35237 \cdot 71,5 = 2519445,5$  руб. за три года.

Затраты на содержание и эксплуатацию оборудования:

Первый вариант:  $Z_{экс} = 47043 \cdot 360,4 = 16954297,2$  руб. за три года.

Второй вариант:  $Z_{экс} = 35237 \cdot 360,4 = 12699414,8$  руб. за три года.

Текущие затраты в целом:

Первый вариант:  $Z_{тек.} = Z_{об} + Z_{эл/эн} + Z_{зак} + Z_{сб} + Z_{подг} + Z_{экс} = 25577958,4$  руб. за три года.

Второй вариант:  $Z_{тек.} = Z_{об} + Z_{эл/эн} + Z_{зак} + Z_{сб} + Z_{подг} + Z_{экс} = 19389843,6$  руб. за три года.

### 5.2.3. Капитальные затраты

При оценке капитальных вложений учитывается планируемая реконструкция и техническое обновление существующих производственных мощностей на месторождении. Однако, в данном проекте такие виды вложений не планируются. Вместо этого, основным капитальным вложением в проекте является стоимость гидравлического разрыва пласта.

Стоимость ГРП включает в себя оборудование, предлагаемое подрядчиком для проведения операций ГРП, которое включает в себя 5 насосных агрегатов, блендер, песковоз, манифольд, станцию управления и контроля, лабораторию, комплект труб НКТ, колонную головку, извлекаемый пакер и скрепер. Для проведения необходимого проектирования требуется персонал, включая инженера-геолога по ГР, лаборанта. Для выполнения фрак-операции требуется группа специалистов ГРП, включая руководителя работ по ГРП, операторов блендера, насосных агрегатов, оператора станции управления и контроля, машинистов автогидроподъемника и оператора песковоза. Стоимость одной операции ГРП составляет 3 244 056 рублей, что отражено в таблице экономических условий.

#### 5.2.4. Платежи и налоги.

Законодательством Российской Федерации и местными законами определены налоги, которые направляются в бюджетные и внебюджетные фонды. Перечень налогов и порядок начисления указаны в таблице 5.4.

Таблица 5.4 – Ставки налогов и отчислений.

Показатели	Ед. изм.	Значения
Налог на добавленную стоимость	%	18,0
Единый социальный налог	%	26
Налог в страховой фонд	%	0,5
Налог на добычу полезных ископаемых	руб.	419*(Ц-9)*Р/261*Кв
Добровольное личное страхование	%	3,0
Ставка налога на прибыль	%	24,0
Подоходный налог	%	13,0
Прочие налоги (экология, пользование водными ресурсами, аренда земли)	тыс.руб.	0,159

Платежи и налоги, включаемые в себестоимость нефти:

Налог в дорожный фонд на каждый год расчётного периода:

Первый вариант: Ндор. = 6 000 · 28428 · 0,01 = 1705680 руб. за три года.

Второй вариант: Ндор. = 6 000 · 16622 · 0,01 = 997320 руб. за три года.

Налог в страховой фонд на каждый год расчётного периода:

Первый вариант:  $\text{Нстр.} = 6\,000 \cdot 28428 \cdot 0,005 = 852840$  руб. за три года.

Второй вариант:  $\text{Нстр.} = 6\,000 \cdot 16622 \cdot 0,005 = 498660$  руб. за три года.

Налог на добычу полезных ископаемых:

Первый вариант:  $\text{Ндпи} = 6\,000 \cdot 28428 \cdot 21,3/100 = 36330984$  руб. за три года.

Второй вариант:  $\text{Ндпи} = 6\,000 \cdot 16622 \cdot 21,3/100 = 21242916$  руб. за три года.

Итого платежей и налогов, включаемых в себестоимость нефти:

Первый вариант:  $\text{Нплат.} = \text{Ндор} + \text{Нстр} + \text{Ндпи} = 38889504$  руб. за три года.

Второй вариант:  $\text{Нплат.} = \text{Ндор} + \text{Нстр} + \text{Ндпи} = 22738896$  руб. за три года.

Налоги и платежи, отчисляемые в бюджет:

Налог на добавленную стоимость на каждый год расчётного периода:

Первый вариант:  $\text{Нндс} = 6\,000 \cdot 28428 \cdot 18/100 = 30702240$  руб. за три года.

Второй вариант:  $\text{Нндс} = 6\,000 \cdot 16622 \cdot 18/100 = 17951760$  руб. за три года.

Текущие затраты с налогами и платежами (без амортизационных отчислений):

Первый вариант:  $\text{Зтек+н} = \text{Зтек} + \text{Нплат} = 134059206$  руб. за три года.

Второй вариант:  $\text{Зтек+н} = \text{Зтек} + \text{Нплат} = 82819395,6$  руб. за три года.

### **5.2.5. Прибыль от реализации**

Прибыль от реализации – совокупный доход предприятия, уменьшенный на величину эксплуатационных затрат с включением в них амортизационных отчислений и в бюджетные и внебюджетные фонды. Расчет прибыли производится с обязательным приведением разновременных доходов

и затрат к первому в расчетном году. Дисконтирование осуществляется путем деления величины прибыли за каждый год на соответствующий коэффициент приведения:

$$П_t = \sum_{t=1}^T \frac{B_t - Э_t - Н_t}{(1 + E_H)^{t-tp}} \quad (5.2)$$

где  $П_t$  - прибыль от реализации продукции;

$T$  - расчетный период оценки деятельности предприятия;

$B_t$  – выручка от реализации продукции;

$Э_t$  - эксплуатационные затраты с амортизацией;

$Н_t$  - сумма налогов;

$E_H$  – норматив дисконтирования, доли ед.;

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

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

Первый вариант:  $З_{\text{эксп.}} = З_{\text{тек+н}} + А_{\text{скв}} = 134529020,1$  руб. за три года.

Второй вариант:  $З_{\text{эксп.}} = З_{\text{тек+н}} + А_{\text{скв}} = 83289209,7$  руб. за три года.

Валовая прибыль от реализации на каждый год расчетного периода:

Первый вариант:  $П_t = B_t - (З_{\text{эксп}} + Н_{\text{ндс}} + Н_{\text{акц}} + Н_{\text{им}}) = 36038980$  руб. за три года.

Второй вариант:  $П_t = B_t - (З_{\text{эксп}} + Н_{\text{ндс}} + Н_{\text{акц}} + Н_{\text{им}}) = 16442790,3$  руб. за три года.

Налог на прибыль:

Первый вариант:  $Н_{\text{пр.}} = 36038980 \cdot 24/100 = 8649355,2$  руб. за три года.

Второй вариант:  $Н_{\text{пр.}} = 16442790,3 \cdot 24/100 = 3946269,7$  руб. за три года.

Прибыль предприятия:

Первый вариант:  $П_{\text{пр.}} = П_t - Н_{\text{пр}} = 27389624,8$  руб. за три года.

Второй вариант: Ппр. = Пт – Нпр = 12496520,6 руб. за три года.

Дисконтированная прибыль:

Первый вариант: Ппр.диск. = 23281181,1 руб. за три года.

Второй вариант: Ппр.диск. = 10622042,5 руб. за три года.

### **5.3. Расчет экономических показателей**

#### **5.3.1. Поток денежной наличности**

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

$$NPV = \sum_{t=1}^T \frac{(Пт + Ат) - Кт}{(1 + EН)^{t-tp}} \quad (5.3)$$

где NPV - дисконтированный поток денежной наличности; Пт- прибыль от реализации в t-м году; Ат – амортизационные отчисления в t-м году; Кt - капитальные вложения в разработку месторождения в t-м году.

Дисконтированный поток денежной наличности (NPV):

Первый вариант: NPV = 16762450,4 руб. за три года.

Второй вариант: NPV = 8997494,8 руб. за три года.

Если значение чистого дисконтированного дохода (NPV) положительно (NPV>0), это свидетельствует о эффективности проекта. Данный результат означает, что поступления от реализации проекта являются достаточными для покрытия затрат и обеспечения минимального требуемого уровня доходности капитала (равного норме дисконта - 15%).

#### **5.3.2. Индекс доходности**

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

$$PI = \frac{\sum_{t=1}^T (PI_t + A_t) / (1 + E_n)^{t-tp}}{\sum_{t=1}^T K_t / (1 + E_n)^{t-tp}} \quad (5.4)$$

Индекс доходности:

Первый вариант:  $PI = 1,7$ .

Второй вариант:  $PI = 1,3$ .

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

### 5.3.3. Период окупаемости вложенных средств

Период окупаемости (Пок) - это продолжительность периода, в течение которого начальные негативные значения накопленной денежной наличности полностью компенсируются ее положительными значениями. Период окупаемости может быть определен из следующего равенства:

$$\sum_{t=1}^{Пок} \frac{(Pt + At) - Kt}{(1 + E_n)^{t-tp}} = 0 \quad (5.5)$$

где, Пок - период возврата вложенных средств, годы.

Период окупаемости:

Первый вариант: Пок = 6 мес.=0,5 года.

Второй вариант: Пок = 14 мес.=1,2 года.

## 5.4. Сравнение технико-экономических показателей и экономическая оценка проекта



По каждому варианту определены основные экономические показатели, к числу которых относятся, эксплуатационные затраты на добычу нефти, дисконтированный поток денежной наличности (NPV), индекс доходности (PI), период окупаемости вложенных средств. Результаты сравнения вариантов без ГРП и вариантов с двумя разными проппантами представлены в таблице 5.5.

Таблица 5.5 – Сравнение технико-экономических показателей вариантов с проведением ГРП и без проведения ГРП.

Показатели	Ед. изм.	Варианты		
		без ГРП	с ГРП 1 вариант	с ГРП 2 вариант
Проектная добыча нефти	т	18615	47043	35237
Проектный срок разработки	Годы	3	3	3
Дисконтированный поток наличности	млн. руб.	4,714	16,762	8,997
Индекс доходности	ед.	-	1,7	1,3
Срок окупаемости	Годы	-	0,5	1,2

По результатам расчетов видно, что дополнительный дисконтированный доход при применении ГРП на скважине Y10 с оптимальным расчетом (1 вариант) составляет 12,048 млн руб, а с применением ГРП с неоптимальным вариантом дизайна составляет лишь 4,283 млн руб. Экономическая эффективность падает на 64% при неправильном выборе параметров ГРП. Поэтому крайне важно ответственно подходить к подбору рабочих параметров работ. Вариант с оптимальным подбором параметров ГРП количество дополнительного дохода за счет интенсификации добычи нефти и срок окупаемости в 0,5 года свидетельствуют об экономической эффективности данного проекта.

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа 2ТМ11		ФИО Вершинин Евгений Сергеевич	
Школа	Инженерная школа пригородных ресурсов	Отделение (НОЦ)	ОНД
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	21.04.01 Нефтегазовое дело

Тема ВКР:

**Анализ поиска скважин-кандидатов и оптимизация подбора рабочих параметров при проведении гидравлического разрыва пласта на примере месторождения X Томской области**

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

**Введение**

- Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения.
- Описание рабочей зоны (рабочего места) при разработке проектного решения/при эксплуатации

*Объект исследования:* поиск скважин-кандидатов и оптимизация подбора рабочих параметров при проведении гидравлического разрыва пласта на примере месторождения X  
*Область применения:* разработка нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений, моделирование нефтегазовых процессов  
*Рабочая зона:* офис  
*Размеры помещения:* 10\*8 м<sup>2</sup>.  
*Количество и наименование оборудования рабочей зоны:* 1 персональный компьютер, 1 стол и 1 офисное кресло  
*Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне:* анализ поиск скважин-кандидатов и оптимизация подбора рабочих параметров при проведении гидравлического разрыва пласта на примере месторождения X

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

**1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при эксплуатации:**

- специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;
- организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.

Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 27.12.2018)  
 СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03. Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы.  
 ГОСТ 12.2.032-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования.  
 СНиП 23-05-95 Естественное и искусственное освещение

**2. Производственная безопасность при эксплуатации:**

- Анализ выявленных вредных и опасных производственных факторов
- Расчет уровня опасного или вредного производственного фактора

**Вредные факторы:**

1. Умственное перенапряжение
2. Перенапряжение зрительного аппарата
3. Отклонение показателей микроклимата
4. Недостаточная освещенность рабочей зоны
5. Повышенный уровень шума

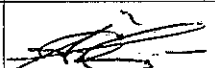
**Опасные факторы:**

6. Поражение электрическим током

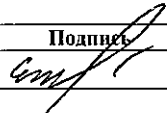
**Требуемое средства коллективной и**

	<p><b>индивидуальной защиты от выявленных факторов:</b> соблюдение режима труда и отдыха, использование сертифицированного и исправного оборудования, соблюдение правил использования оборудования, поддержка комфортных условий труда в помещении</p> <p><b>Расчет:</b> расчет воздухообмена в общественных помещениях</p>
<p><b>3. Экологическая безопасность при эксплуатации</b></p>	<p><b>Воздействие на селитебную зону:</b> отсутствует</p> <p><b>Воздействие на литосферу:</b> отходы офисной техники, и их комплектующих</p> <p><b>Воздействие на гидросферу:</b> отходы офисной техники, и их комплектующих</p> <p><b>Воздействие на атмосферу:</b> отходы офисной техники, и их комплектующих</p>
<p><b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при эксплуатации</b></p>	<p><b>Возможные ЧС:</b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Пожары, взрывы</li> <li>2. Внезапное обрушение зданий, сооружений</li> <li>3. Геофизические опасные явления (землетрясения)</li> <li>4. Метеорологические и агрометеорологические опасные явления</li> </ol> <p><b>Наиболее типичная ЧС:</b> пожар в офисном помещении</p>
<p>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику <span style="float: right;">11.05.23</span></p>	

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Сечин Андрей Александрович	к.т.н		11.05.23

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ11	Вершинин Евгений Сергеевич		11.05.23

## **6. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ**

Выпускная квалификационная работа на тему «Анализ поиска скважин-кандидатов и оптимизация подбора рабочих параметров при проведении гидравлического разрыва пласта на примере месторождения X Томской области» предполагает комплексный анализ данных о скважинах-кандидатах, поиск наилучших скважин и оптимизацию рабочих параметров при проведении ГРП. Работа над магистерской диссертацией осуществляется в офисном помещении с использованием персонального компьютера.

Любая работа предполагает наличие вредных или опасных факторов, влияющих на психофизиологическое состояние человека, его работоспособность и эффективность, именно поэтому необходима грамотная организация работы для достижения наилучшего результата.

Целями исследования данного раздела ВКР являются: изучение основных правовых и организационных вопросов безопасности на рабочем месте, анализы опасных и вредных факторы трудовой деятельности, разработка комплекса мероприятий, снижающих негативное воздействие проектируемой деятельности на работников, общество и окружающую среду, оценка экологической безопасности и безопасности в чрезвычайной ситуации.

### **6.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности**

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

Согласно Трудовому Кодексу Российской Федерации, № 197 -ФЗ каждый работник имеет право на:

- рабочее место, соответствующее требованиям охраны труда;

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

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

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

Для минимизации вредных психофизиологических факторов таких как монотонность труда, эмоциональное и умственное напряжение, статические нагрузки, следует организовать рабочие места, согласно требованиям, СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03, ГОСТ 12.2.032-78, ГОСТ Р ИСО 9241-4-2009 [7-10]:

- высота над уровнем пола рабочей поверхности, должна составлять 720 мм;
- оптимальные размеры поверхности стола 1600 x 1000 кв. мм;
- под столом должно иметься пространство для ног с размерами по глубине 650 мм, рабочий стол должен также иметь подставку для ног, расположенную под углом 15° к поверхности стола, длина подставки 400 мм, ширина – 350 мм.
- расстояние между рабочими столами с видеомониторами должно быть не менее 2,0 м, а расстояние между боковыми поверхностями видеомониторов – не менее 1,2 м;
- экран видеомонитора должен находиться от глаз пользователя на расстоянии от 600 до 700 мм, но не ближе 500 мм с учетом размеров алфавитно-цифровых знаков и символов;
- конструкция рабочего стола должна обеспечивать оптимальное размещение используемого оборудования с учетом характера выполняемой работы;
- поверхность рабочего стола должна иметь коэффициент отражения от 0,5 до 0,7;

- конструкция рабочего стула должна обеспечивать поддержание рациональной рабочей позы при работе на ПК, позволять изменять позу с целью снижения статического напряжения мышц шейно-плечевой области и спины; тип рабочего стула выбирается с учетом роста пользователя, характера и продолжительности работы с ПК (рисунок 6.1).

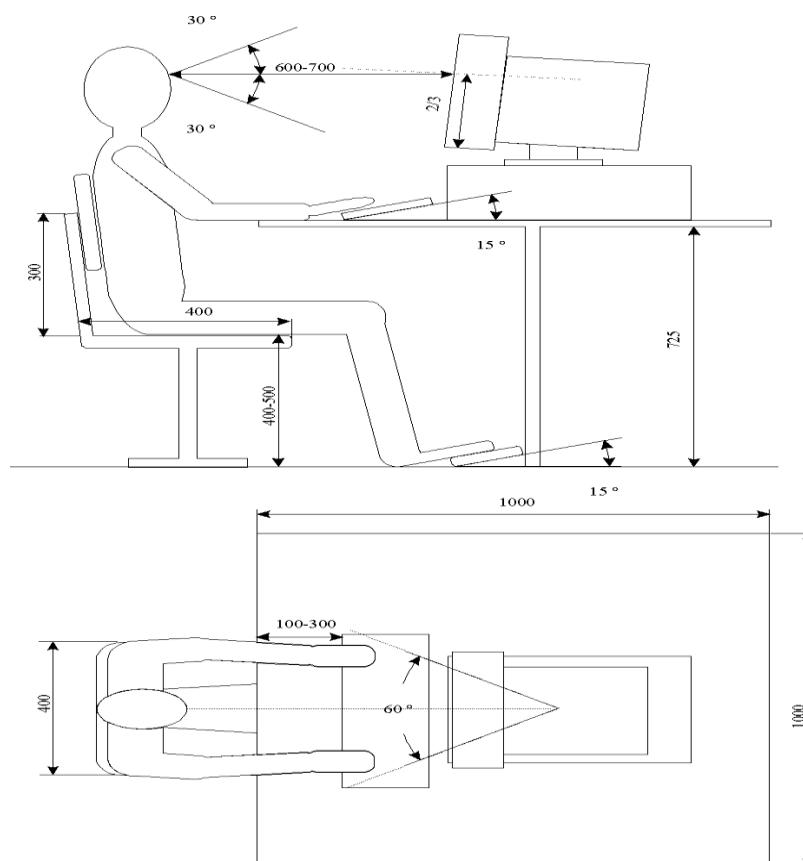


Рисунок 6.1 – Эргономика рабочего места

## 6.2 Производственная безопасность

Опасным называется фактор, воздействие которого на работающего человека в определенных условиях приводит к травме или другому внезапному резкому ухудшению здоровья. Если же производственный фактор приводит к заболеванию или снижению трудоспособности, то его считают вредным. В зависимости от уровня и

продолжительности воздействия вредный производственный фактор может стать опасным. Среди представленных в стандарте ГОСТ 12.0.003-15 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ) [1]. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация» опасных и вредных факторов для данной деятельности был выбран перечень, представленный в таблице 6.1

Таблица 6.1 - Опасные и вредные производственные факторы

Вредные и опасные факторы (ГОСТ 12.0.003-15)	Нормативные документы
1) Умственное перенапряжение	Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 №197-ФЗ (ред. от 25.02.2022)
2) Перенапряжение зрительного аппарата	СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы
3) Отклонение показателей микроклимата	СанПиН 2.2.4.548-96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений
4) Недостаточная освещенность рабочей зоны	СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95
5) Повышенный уровень шума	ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности
6) Поражение электрическим током	ГОСТ 12.1.038-82. ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов



## 6.2.1 Умственное перенапряжение

Систематические переработки, хроническая усталость способны привести к серьезным последствиям для здоровья. Переутомление влияет на результаты деятельности: усталость понижает интерес к работе, начинают преобладать отрицательные эмоции: от повышенной раздражительности до безразличия, апатии. Проявления переутомления могут быть разными: нарушения сна, головные и мышечные боли, сердцебиение, слабость, подавленность, плохая сопротивляемость инфекциям.

Для профилактики умственного перенапряжения работника необходимо: соблюдать режима труда и отдыха (необходим перерыв не менее 30 минут при работе в 8-часовую смену), устраивать физические тренировки, соблюдать режим сна и поддерживать правильное питание [11].

## 6.2.2 Перенапряжение зрительного аппарата

Монитор компьютера является источником света из-за чего при работе с персональным компьютером зрительный анализатор находится в постоянном напряжении. Перенапряжение зрительного аппарата приводит к снижению остроты зрения, вызывает слезотечение или сухость глаз, приводит к возникновению головных болей. В целях профилактики перенапряжения зрительного аппарата в Таблице 6.2 приведены допустимые визуальные параметры устройств отображения информации.

Таблица 6.2 - Допустимые визуальные параметры устройств отображения информации

Параметры	Допустимые значения
Яркость белого поля	Не менее 35 кд/м <sup>2</sup>
Неравномерность яркости рабочего поля	Не более ±20%
Контрастность (для монохромного режима)	Не менее 3:1

Пространственная нестабильность изображения (непреднамеренное изменение положения фрагментов изображения экрана)	Не более $2 \times 10(-4L)$ , где L - проектное расстояние наблюдения, мм
--	---

### 6.2.3 Отклонение показателей микроклимата

Микроклимат производственных помещений – это комплекс физических факторов внутренней среды помещений, который оказывает влияние на тепловой баланс человека с окружающей средой. Микроклимат в производственных помещениях характеризуют следующие показатели: температура, относительная влажность, скорость движения воздуха. Эти показатели должны обеспечить поддержание оптимального теплового состояния организма в течение 8-часовой рабочей смены.

СанПиН 2.2.4.548-96 [15] устанавливает нормы оптимальных и допустимых метеорологических условий (Таблица 6.3). Эти нормы принимают во внимание: время года – холодный период с температурой  $+10^{\circ}\text{C}$  и ниже и теплый период с температурой  $+10^{\circ}\text{C}$  и выше; категорию работ – работа в офисе относится к категории Ia - работа с интенсивностью энергозатрат до 120 ккал/ч (до 139 Вт), производимая сидя и сопровождающаяся незначительным физическим напряжением.

Неблагоприятный уровень микроклимата может способствовать возникновению у человека следующих последствий:

- Нарушение терморегуляции, в результате которого возможно повышение температуры, обильное потоотделение, слабость.
- Нарушение водно-солевого баланса, может привести к слабости, головной боли, судорожной болезни.

Таблица 6.3 - Оптимальные значения показателей микроклимата на рабочем месте производственного помещения для работ категории Ia.

Период года	Температура воздуха, °С	Температура поверхностей, °С	Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с
Холодный	22-24	21-25	60-40	0,1
Теплый	23-25	22-26	60-40	0,1

Для профилактики и защиты от неблагоприятного воздействия изменений микроклимата можно обеспечить защитные мероприятия, такие как соблюдение регламента времени работы, функционирование систем местного обогрева, охлаждения и кондиционирования воздуха.

#### **Определение воздухообмена в рабочем помещении**

В жилых и общественных помещениях постоянным вредным выделением является выдыхаемый людьми углекислый газ (CO<sub>2</sub>). Определение потребного воздухообмена производится по количеству углекислого газа, выделяемого работниками и по допустимой концентрации его. В аудитории №227 (корпус №19 ТПУ), где проводилось написание магистерской диссертации, максимально может находиться 24 взрослых человека, находящихся в покое.

Один взрослый человек в состоянии покоя выделяет 35 г/ч CO<sub>2</sub>. Рассчитаем количество CO<sub>2</sub>, выделяемое всеми работниками по формуле 6.1:

$$G = N_{\text{людей}} \cdot g_{\text{CO}_2} \quad (6.1)$$

где  $G$  – количество вредных веществ, выделяющихся в воздух помещения, г/ч;

$N_{\text{людей}}$  – количество людей в помещении;

$g_{\text{CO}_2}$  – количество CO<sub>2</sub>, г/ч.

$$G = 24 \cdot 35 = 840 \text{ г/ч}$$

Согласно ГОСТ 12.1.005-88 и СанПиН 1.2.3685-21, предельно допустимая концентрация вредного вещества в воздухе рабочей зоны

помещения и максимально возможная концентрация вещества в воздухе населенных мест равны 9000 и 1000 мг/м<sup>3</sup> соответственно [4, 13].

Потребный воздухообмен определяется по формуле 6.2:

$$L = \frac{1000 \cdot G}{x_B - x_H} \quad (6.2)$$

где  $L$  – потребный воздухообмен, м<sup>3</sup>/ч;

$x_B$  – предельно допустимая концентрация вредности в воздухе рабочей зоны помещения, согласно ГОСТ 12.1.005-88, мг/м<sup>3</sup>;

$x_H$  – максимально возможная концентрация той же вредности в воздухе населенных мест по СанПиН 1.2.3685-21, мг/м<sup>3</sup>.

$$L = \frac{1000 \cdot 840}{9000 - 1000} = 105 \text{ м}^3/\text{ч}$$

Кратность воздухообмена определяется по формуле 6.3:

$$n = \frac{L}{V} \quad (6.3)$$

где  $V$  – внутренний объем помещения, м<sup>3</sup>.

$$n = \frac{105}{10 \cdot 8 \cdot 4} = 0,328 \text{ 1/ч}$$

Согласно СП 2.2.3670-20, данная кратность воздухообмена допустима, так как  $n < 10 \text{ ч}^{-1}$ .

#### **6.2.4 Недостаточная освещенность рабочей зоны**

Освещенность - это поток световой энергии, которая обеспечивает комфортные условия для наблюдения объектов и предметов. Освещенность оказывает влияние на самочувствие работников, влияя на эффективность их трудовой деятельности. Качество получаемой информации также зависит от освещения, поскольку плохое освещение может утомлять зрение и вызывать общую усталость. Иррациональная организация освещения может стать причиной травматизма, так как недостаточное освещение опасных зон, ослепляющий свет, блики, тени и пульсации освещенности могут затруднить

видимость и вызвать неправильное восприятие объектов. Рациональная организация освещения в производственных помещениях является одним из основных требований для создания оптимальных условий труда. Для соответствия санитарно-гигиеническим требованиям, рабочее место должно освещаться смешанным светом, то есть природным и искусственным освещением.

СанПиН 1.2.3685-21 [12] устанавливает требования к минимальной освещенности рабочей поверхности в производственных помещениях в зависимости от вида выполняемой деятельности. СП 52.13330.2016 определяет требования к освещенности в соответствии с характеристиками зрительной работы, такими как минимальный размер различения объектов, контрастность и свойства фона. Учитывая, что при выполнении данной работы используется персональный компьютер, можно заключить, что в общем освещении минимальная искусственная освещенность должна превышать 150 лк. Согласно СП 52.13330.2016, зрительные работы разделены на восемь категорий в зависимости от размера объектов различения и условий работы [8]. Работа офисного сотрудника относится к 4-му разряду зрительной работы, и нормы освещенности на рабочем месте (Таблица 6.4).

Таблица 6.4 – Нормы освещенности на рабочем месте производственного помещения при искусственном освещении

Характеристика зрительной работы	Средняя точность (4 разряд)		
Минимальный размер объекта, мм	0,5 – 1,0		
Подразряд зрительной работы	Г		
Контрастность фона	Средняя	Большая	Большая

Свойство фона		Свет	Свет	Сред
		лый	лый	ний
Освещенность, лк	Комбинированное	300	300	300
	Общее	150	150	150

### 6.2.5 Повышенный уровень шума на рабочем месте

Слух играет важную роль наряду с зрением, позволяя человеку осваивать звуковые и зрительные информационные области. Долгосрочное воздействие шума может привести к ухудшению слуха или даже к потере слуха. Шум на рабочем месте негативно влияет на работников, снижая их концентрацию, замедляя психическую реакцию, увеличивая энергозатраты при одинаковой физической нагрузке и т.д. Это приводит к снижению производительности и качества работы. Основными источниками шума на офисном рабочем месте являются компьютеры, мониторы, принтеры, кондиционеры и светильники с люминесцентными лампами. Также шум может проникать в кабинет через открытые окна и двери.

ГОСТ 12.1.003-83 «ССБТ. Шум. Общие требования безопасности» является нормативным документом, регламентирующим уровень шума на рабочем месте. Согласно ему, на рабочем месте максимальный уровень шума 50 дБА (категория напряженности труда I и категория тяжести труда I). В таблице 6.5 приведены предельные уровни звукового давления в октавных полосах, а также предельные уровни звука для видов работ, выполняемых специалистом в процессе работы [2].

Таблица 6.5 – Предельные уровни звукового давления и предельные уровни звука

Вид трудовой деятельности, рабочее место	Уровни звукового давления, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц									Уровни звука и эквивалентные уровни звука (в дБА)
	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
Офисное помещение	86	71	61	54	49	45	42	40	38	50

Если уровень шума в помещении выше допустимого, то необходимо принимать меры по снижению его уровня. Например, для снижения шума систем вентиляции и кондиционирования воздуха можно использовать различные глушители, Средства индивидуальной защиты органов слуха — это наушники, заглушки, вкладыши. Однако они должны использоваться лишь как дополнение к коллективным средствам защиты.

### 6.2.6 Поражение электрическим током

Электрический ток, проходя через организм человека может вызвать ожоги, нарушение работы мышечной системы, изменение физико-химического состава крови, а также смерть. Основными источниками электрической опасности на данном рабочем месте являются вычислительная техника и электрические сети.

Электробезопасность и допустимые значения напряжений прикосновения и токов регламентируются Правилами устройства электроустановок (ПУЭ), ГОСТ 12.1.038-82 [6] и ГОСТ 12.1.019-2009 (с изм.№1) ССБТ] (Таблица 6.6).

Таблица 6.6 - Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов при аварийном режиме производственных электроустановок напряжением до 1000 В

Род тока	Нормируемая величина	Предельно допустимые значения, не более, при продолжительности воздействия тока $t$ , с											
		0,01-0,08	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0	Св.1,0
Переменный 50 Гц	U, В	550	340	160	135	120	105	95	85	75	70	60	20
	I, мА	650	400	190	160	140	125	105	90	75	65	50	6

Существуют следующие способы защиты от поражения электрическим током на данном рабочем месте: защитное заземление, зануление, защитное отключение, электрическое разделение сетей разного напряжения, изоляция токоведущих частей. Все работники должны быть осведомлены о правилах работы с электрооборудованием.

### 6.3 Экологическая безопасность

При работе с персональным компьютером в рамках выполнения данной выпускной квалификационной работы основными источниками загрязнения литосферы, атмосферы и гидросферы являются отходы от использования офисной техники (ее комплектующие, бумажная макулатура), а также люминесцентные лампы и батарейки. Все эти отходы согласно Федеральному классификационному каталогу отходов принадлежат к различным классам опасности. Например, металлические детали, не содержащие тяжелых металлов, а также бумага и картон относятся к V классу опасности; трансформаторы и провода к III; платы и аккумуляторы, которые содержат свинец, кадмий или олово, относятся ко II классу опасности; и наконец, ртутные лампы, используемые в ПК, являются чрезвычайно опасными, поэтому отнесены к I классу [14].



Для обеспечения экологической безопасности и правильного использования ПК и прочей техники необходимо правильно утилизировать отходы в соответствии с установленными правилами. Переработка вторичного сырья позволяет сохранить природные ресурсы и эффективно использовать переработанные материалы. Этот подход применяется не только к ПК и комплектующим, но и к бумаге и другим материалам. Отходы, такие как макулатура и периферийные устройства ПК, должны быть обязательно сданы в специальные аккредитованные центры для их утилизации.

Макулатура - это отходы из бумаги и картона, которые более не используются и являются одним из видов твердых бытовых отходов. Однако, они также являются вторичным сырьем, которое может быть переработано и использовано для производства различных продуктов, включая туалетную и типографскую бумагу, картона для упаковок и тары, волокнистых плит, теплоизоляционных материалов и материалов для строительства, таких как кровельные и другие строительные компоненты.

Неправильная утилизация отходов компьютеров и другой техники может иметь негативные экологические последствия. Безраздельное выбрасывание этих отходов на свалку может привести к серьезным проблемам. Компоненты, содержащие такие опасные вещества, как свинец, ртуть и олово, могут загрязнять почву и атмосферу, представляя угрозу для живых организмов. Кроме того, незаконное избавление от опасных отходов может привести к административной ответственности для как физических лиц, так и юридических лиц.

С учетом различной степени опасности, разобранные запчасти сортируются по степени вредности для более удобной транспортировки, переработки или хранения на полигонах. Например, детали класса I и II хранятся в специально оборудованных изолированных помещениях. Отходы ПК упаковываются в герметичные контейнеры и цистерны с толщиной стенок не менее 10 мм и могут храниться на одном месте не более 24 часов.

## 6.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Согласно ГОСТ Р 22.0.02-94 [11], ЧС — это нарушение нормальных условий жизни и деятельности людей на объекте или определенной территории (акватории), вызванное аварией, катастрофой, стихийным или экологическим бедствием, эпидемией, эпизоотией (болезнь животных), эпифитотией (поражение растений) и т. д.

При выполнении данной магистерской диссертации наиболее характерны следующие виды ЧС:

- Пожары, взрывы;
- Внезапное обрушение зданий, сооружений;
- Геофизические опасные явления (землетрясения);
- Метеорологические и агрометеорологические опасные явления.

Исходя из того, что выполнение ВКР предполагает работу с персональным компьютером, наиболее вероятным ЧС в данном случае может быть пожар в офисном помещении. Согласно ГОСТ 12.1.004-91, пожарная безопасность должна обеспечиваться системами предотвращения пожара и противопожарной защиты, включая организационно-технические мероприятия. Пожарная профилактика включает обучение сотрудников пожарной безопасности и применение комплекса мероприятий, направленных на предотвращение пожаров.

Задачи пожарной профилактики могут быть разделены на три комплекса мероприятий. Первый комплекс включает обучение, в том числе распространение знаний о безопасном поведении в отношении пожаров, таких как установка домашних датчиков задымления и хранение спичек и зажигалок в местах, недоступных для детей. Второй комплекс - пожарный надзор - включает разработку государственных норм пожарной безопасности и строительных норм, а также контроль их соблюдения. Третий комплекс включает обеспечение соответствующим оборудованием и технологическими

разработками, такими как установка портативных огнетушителей и производство безопасных зажигалок [3].

Для оповещения о возникновении пожара в каждом помещении должны быть установлены дымовые оптико-электронные автономные пожарные оповещатели, а оповещение о пожаре должно осуществляться подачей звуковых и световых сигналов во все помещения с постоянным или временным пребыванием людей. Также помещения должны быть оснащены средствами пожаротушения, а именно огнетушителями типа ОУ-2, ОУ-5 или ОП-5 (предназначены для тушения любых материалов, предметов и веществ, применяется для тушения ПК и оргтехники).

### **Выводы по разделу**

В результате выполнения раздела ВКР «Социальная ответственность» были проанализированы основные правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности, вредные и опасные факторы, влияющие на здоровье человека, были описаны мероприятия по их устранению, приведены организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны, а также произведен расчёт воздухообмена в офисном помещении. Были выделены рекомендации по обеспечению экологической безопасности, а также рассмотрены основные возможные чрезвычайные ситуации.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Целью данной выпускной квалификационной работы являлись анализ принципов поиска скважин-кандидатов и оптимизация подбора рабочих параметров для проведения гидравлического разрыва пласта на месторождении X Томской области. Для достижения данной цели были выполнены основные задачи работы:

1. Проведен литературный обзор принципов выбора скважин для проведения и особенностей подбора рабочих параметров при проведении гидравлического разрыва пласта.

2. На примере месторождения X были проанализирована специфика выбора скважин для проведения ГРП, были выделены основные критерии и их граничные значения. Был предложен алгоритм автоматического поиска скважин-кандидатов.

3. Были рассмотрены принципы подбора и расчета рабочих параметров ГРП на примере месторождения X. Был предложен алгоритм частичного автоматизированного подбора рабочих параметров, написанный с помощью языка программирования python.

4. Была оценена экономическая эффективность от применения ГРП на примере одной скважины, рабочие параметры которого были выбраны с помощью предложенной методики.

По итогу расчета ГРП, параметры которого были выбраны с помощью частичного автоматизированного алгоритма, была наглядно продемонстрирована экономическая эффективность. Для сравнения были проведены расчеты с неоптимальными рабочими параметрами, и показана итоговая разница. В результате предложенная в ходе работы методика показала свою эффективность.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

### Нормативные документы

1. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация, 2015. – 3 с. [Электронный ресурс]
2. ГОСТ 12.1.004-91 Пожарная безопасность. Общие требования., 1991. – 66 с. [Электронный ресурс]
3. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны., 1988. [Электронный ресурс]
4. ГОСТ 12.1.038-82 Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов., 1982. – 7 с. [Электронный ресурс]
5. ГОСТ 12.2.032-78. Система стандартов безопасности труда. Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования., 1978. – 9 с. [Электронный ресурс]
6. ГОСТ Р ИСО 9241-4-2009. Эргономические требования к проведению офисных работ с использованием видеодисплейных терминалов (VDT). Часть 4. Требования к клавиатуре., 2009. – 40 с. [Электронный ресурс]
7. ГОСТ Р ИСО 9241-5-2009. Эргономические требования к проведению офисных работ с использованием видеодисплейных терминалов (VDT). Часть 5. Требования к расположению рабочей станции и осанке оператора., 2009. – 38 с. [Электронный ресурс]
8. ГОСТ Р ИСО 9241-7-2007. Эргономические требования при выполнении офисных работ с использованием видеодисплейных терминалов (ВДТ). Часть 7. Требования к дисплеям при наличии отражений., 2007. – 28 с. [Электронный ресурс]

9. СанПиН 1.2.3685-21. Гигиенические нормативы и требования к обеспечиванию безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания., 2021. – 30 с. [Электронный ресурс]

10. СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03. Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы., 2003. – 54 с. [Электронный ресурс]

11. СанПиН 2.2.4.548-96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений., 1996. – 20 с. [Электронный ресурс]

12. СН 2.2.4/2.1.8.562-96. Санитарные нормы. Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки., 1996. – 8 с. [Электронный ресурс]

13. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение., 2016. – 116 с. [Электронный ресурс]

14. Трудовой кодекс Российской Федерации, 2001. – 210 с. [Электронный ресурс]

15. Федеральный классификационный каталог отходов (приказ Росприроднадзора от 22.05.2017 № 242)

#### Опубликованная литература

16. Борхович С.Ю., Афолина Ю.М., Колода А.В. Гидроразрыв нефтяных пластов с низкими пластовыми давлениями. Нефть. Газ. Новации. 2012. № 11. С. 48-51.

17. Виноградова И.А. Результаты применения технологии ГРП по снижению риска неконтролируемых водопроявлений на месторождениях Западной Сибири // Нефть. Газ. Новации. – 2009. - № 5-6. – С. 29-34.

18. Гайдамак И.В., Пичугин О.Н. Анализ и прогнозирование успешности гидравлического разрыва пласта на основе метода деревьев решений. Нефтепромысловое дело. 2015. № 11. С. 35-41, 87, 90-91.

19. Жданов С.А., Константинов С.В. Проектирование и применение гидроразрыва пласта в системе скважин // Нефтяной хозяйство. – 1995. – № 9. – С. 24–25.

20. Желтов Ю.П. Разработка нефтяных месторождений: Учеб. для вузов. – 2-е изд., перераб. И доп./ Ю.П.Желтов. М.: Недра, 1998. –365с.

21. Забоева М.И., Грачева Н.С., Карасев И.И. Современные методы создания трещин в продуктивном пласте. Технология многократного разрыва пласта – Сб.трудов ТюмГНГУ, Тюмень, 2013г. 70с.

22. Ивашнев О. Е., Смирнов Н. Н. Формирование трещины гидроразрыва в пористой среде // Вестн. МГУ. Математика, механика. 2003. № 6. С. 28–36.

23. Ильина, Г. Ф. Методы и технологии повышения нефтеотдачи для коллекторов Западной Сибири / Г.Ф. Ильина, Л.К. Алтунина. - 2-е изд. – Томск: Издательство ТПУ, 2012. - 164, [1] с.

24. Казбулатов И.Г., Рубцова А.В., Волянская В.В. Многостадийный гидроразрыв пласта в горизонтальных скважинах // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 9. – С. 93–95.

25. Прогноз геометрии трещины гидроразрыва пласта / И.С. Афанасьев, А.Н. Никитин, И.Д. Латыпов, А.М. Хайдар, Г.А. Борисов // Нефтяное хозяйство. – 2009. – № 11. – С. 62.

26. Серебренников И.В. и др. Особенности подбора скважин-кандидатов для проведения гидравлического разрыва пласта на нефтяных месторождениях. Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2014. № 10. С. 74-76, 85, 89-90.

27. Соловьева В.Н., Усольцев А.Г., Соловьев И.Б. Необходимый дополнительный критерий выбора объекта для проведения ГРП. Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2009. № 6. С. 26-29, 45.

28. Финансовый менеджмент ресурсоэффективность и ресурсосбережение : учебно методическое пособие / Н. А. Гаврилова, Л. Р. Тухватуллина, И. Г. Видяев [и др.]; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во ТПУ, 2014. – 73 с.

29. Хохлов Д.И., Чернокалов К.А., Фаткулин С.А. Применение многостадийного гидроразрыва пласта на Верхнечонском нефтегазоконденсатном месторождении // Научно-технический вестник ОАО НК «Роснефть». 2014. № 2. С. 31–35.

30. Яковлев А.Л., Кусов Г.В., Машаду Мартинью Лимбин Батишта, Очередыко Т.Б. Анализ эффективности применения ГРП на Ельниковском нефтяном месторождении // Научный журнал Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – № 1. – С. 128–151.

31. Ahn C.H., Dilmore R., Wang J.Y. Development of innovative and efficient hydraulic fracturing numerical simulation model and parametric studies in unconventional naturally fractured reservoirs //Journal of Unconventional Oil and Gas Resources. – 2014.

32. Alfred R. Jennings, OGCI/PetroSkills Hydraulic Fracturing Applications // Alfred R. Jennings, Jr. PE Enhanced Well Stimulation, Inc.. – 2010.

33. Carey M. A., Mondal S., Sharma M. M. Analysis of water hammer signatures for fracture diagnostics // Paper SPE-174866-MS Presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, Texas, 28–30 September. 2015. DOI: <http://dx.doi.org/10.2118/174866-MS>.



34. Economides M. J., Martin T. Modern fracturing. Enhancing natural gas production. Houston, TX. USA: Energy Tribune Publishing Inc., 2007. 509 p.
35. Economides M. J., Nolte K. G. Reservoir Stimulation. N.Y. and Chichester: Wiley, 2000. 750 p.
36. Gabzalilova A Kh, Batalov D A, Mukhametshin V Sh, and Andreev V E 2021 Geological and technological justification of the parameters of acid-clay treatment of wells. IOP Conference Series: Materials Science and Engineering 1064 012058 DOI: 10.1088/1757-899X/1064/1/012058
37. Gaifullin R.R., Gorin V.V., Grishchenko A.S., Kotelnikov A.Yu., Kudrya S.S., Kharisov V.R. Development of the technology of multistage hydraulic fracturing in OJSC Samotlorneftegaz. Scientific and technical bulletin of “NK “Rosneft” OJSC, 2014
38. Guimaraes MS, JR Valdes, AM Palomino, JC Santamarina Aggregate production: Fines generation during rock crushing // Journal of Mineral Processing 81(4) – 2007.
39. Holzhausen C. R., Gooch, R. P. Impedance of hydraulic fracture: Its measurement and use for estimating fracture closure and dimensions // Paper SPE13892 presented at SPE/DOE Low Permeability Gas Reservoirs Symposium, Denver, 1985. 19–22 May. DOI: <https://doi.org/10.2118/13892-MS>.
40. Iriarte J., Merritt J., Kreyche B. Using water hammer characteristics as a fracture treatment diagnostic // Paper SPE-185087-MC presented at the 2017 SPE Oklahoma City Oil and Gas Symposium, 27– 31 March, Oklahoma City, Oklahoma, USA. DOI: <https://doi.org/10.2118/185087-MS>.
41. Jin X., Shah S.N., Roegiers J., Zang B. Fracability Evaluation in Shale Reservoirs – An Integrated Petrophysics and Geomechanics Approach. Paper SPE 168589. SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference. Woodlands, TX, USA. 2014.

42. Kresse O. et al. Numerical modeling of hydraulic fractures interaction in complex naturally fractured formations // Rock mechanics and rock engineering. – 2013

43. Litvin V T, Strizhnev K V, Shevchuk T N, and Roshchin P V 2018 The acid treatment of the well on Bazhenov oil formation after hydraulic fracturing operation Oil Industry 4 70-73 DOI: 10.24887/0028-2448-2018-4-70-73.

44. Malkowski P., Ostrowski L. The methodology for the young modulus derivation for rocks and its value // Proc. ISRM European Rock Mechanics Symposium — EUROCK 2017, 20–22 June, Ostrava. 2017. V. 191. P. 134–141. Elsevier Ltd.

45. Nordgren R. P. Propagation of a vertical hydraulic fracture // Society of Petroleum Engineers J. 1972. V. 12. № 4. P. 306–314.

46. Paige R. W., Murray L. R., Roberts J. D.M. Field application of hydraulic impedance testing for fracture measurement // SPE J. 1995. V. 10. № 1. P. 6–12. DOI: <https://doi.org/10.2118/26525-PA>.

47. Peng Kh., Feng G., Yang I., Yugui Y., Yanan G., Iia L. The Effect of Water and Nitrogen Fluid Fracture on the Occurrence and Propagation of Cracks during Fracturing of Porous Rocks// Journal of Natural Gas Science and Engineering - 2017, No. 45, pp. 38-52

48. Perkins T. K., Kern L. R. Width of hydraulic fractures // Journal of Petroleum Technology. 1961. V. 13. № 4. P. 937949.

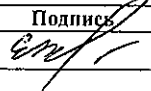
49. Pramanik R. et al. An SPH Approach to the Simulation of Hydraulic Fracture Propagation in Naturally Fractured Rock Medium // ARMA 50th US rock mechanics/geomechanics symposium. – 2016

50. Wong J.K.W. et al. Three Dimensional Simulation of Hydraulic Fracturing on Fault using Lattice Element Method // 13th ISRM International Congress of Rock Mechanics. – International Society for Rock Mechanics, 2015.

## Приложение А

### 1 Literary review


Обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ11	Вершинин Евгений Сергеевич		11.05.23

Консультант школы отделения ИШПР, ОНД:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Матвеев И.В.	к.ф.-м.н.		11.05.23

Консультант – лингвист отделения ИШПР, ОИД:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Болсуновская Л.М.	к.ф.н		11.05.23

## **A1 Literary review**

Hydraulic fracturing is one of the most effective methods for intensifying hydrocarbon production in oil and gas fields. In this regard, the hydraulic fracturing method is widely used in the oil and gas industry.

The essence of hydraulic fracturing is to create high-permeability fractures in the reservoir under the pressure of the injected fluid. The network of fractures formed during the application of this method contributes to an increase in the drainage zone of the well. As a result, the conductivity of the reservoir increases, which leads to the intensification of hydrocarbon production.

An important factor for increasing the efficiency of the hydraulic fracturing method is the correct selection of candidate wells for work, as well as the correct selection of operating parameters.

### **A1.1 Selection of candidate wells for hydraulic fracturing**

During the selection of candidate wells for hydraulic fracturing, it is necessary to collect such data as lithology, rock type, porosity, permeability, rock stresses, formation fluid composition, water saturation, reservoir pressure and production data. This information is required to determine the effectiveness of hydraulic fracturing, operating pressure, type of stimulation, expected productivity of work, and a possible increase in well flow rate.

Well selection begins with reservoir development analysis. It includes determining the stage of reserves depletion, productivity gains from hydraulic fracturing, expected effects on gas-oil ratio or water-oil ratio, geology and rock properties of the payzone and adjacent formations, impact of the fracture on nearby wells, and a review of other available information. The current operating conditions of the well affect the result of each hydraulic fracturing.

There are three main stages in the process of selecting candidate wells for hydraulic fracturing:

1. Qualification of the current parameters of well operation and the possible effect of hydraulic fracturing is calculated. It includes:

- conducting special researches;
- selection of the necessary equipment for hydraulic fracturing and determination of the bottomhole pressure after the operation;
- calculation of the effect of hydraulic fracturing relative to the target bottomhole pressure;
- sorting candidate wells according to the effect of hydraulic fracturing.

2. Analysis of the current condition of development of a candidate well:

- exclusion of the well, based on the geological risks of hydraulic fracturing;
- estimate of remaining recoverable reserves, exclusion from the list of wells with low indicators of residual reserves.

3. Analysis and assessment of the technical condition of the candidate well and equipment required for hydraulic fracturing:

- checking the technical condition of the production casing and submersible equipment;
- determination of perforation intervals.

As a result of this the actions, the wells most suitable for hydraulic fracturing are selected, and then the wells are sorted according to the effect of hydraulic fracturing [32].

There are two main methods of data analysis: manual and automatic. During the selection of candidate wells for hydraulic fracturing by manual method, the key is the engineer's own experience, as well as the experience of previous well interventions carried out at the field. The advantage of this method lies in a detailed study of the specifics of the field and the consideration of this information for hydraulic fracturing. The main disadvantage of this approach is the large amount of data that needs to be processed, which can lead to human error.

Automatic method for selecting candidate wells includes the use of such mechanisms as neural networks and decision trees. The advantages of this method: accuracy, automation, speed, customization, scalability. The main disadvantages are

the lack of clear forecasting algorithms, the lack of physical justification, and the low interpretability of the results obtained [31].

There are various automatic methods for selecting candidate wells for hydraulic fracturing. However, they are not universal, since they do not take into account the specifics of fields.

### **A1.2 Selection of hydraulic fracturing operating parameters**

After selecting candidate wells, it is necessary to select the most suitable type of hydraulic fracturing and select the optimal operating parameters for the operation.

Types of hydraulic fracturing are classified according to the following criteria:

1. Type of wells:

- oil producing wells;
- gas producing wells;
- injection wells.

2. Specifics of downhole equipment:

- without tubing;
- with tubing;
- without packer (fracture pressure acts on the casing);
- with packer;

3. Number of layers in a well:

- one;
- two;
- several.

4. Type of hydraulic fracturing:

- simple;
- interval (multiple);
- directed;
- selective;
- massive;

- deep penetrating;
- combined.

#### 5. Type of fluids and fillers used in hydraulic fracturing.

During the implementation of hydraulic fracturing in the bottomhole zone, fractures of various spatial orientations can form horizontal, vertical or inclined. figure A.1 shows a diagram of a vertical fracture [42].

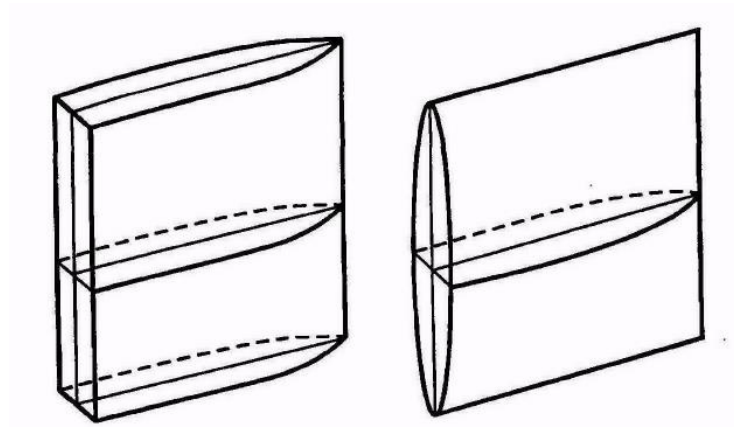


Figure A.1 – A diagram of a vertical crack [Kresse O, 2013]

It is necessary to evaluate the mechanical properties of rocks, such as stress, Young's modulus, Poisson's ratio. The geometry of the created fracture depends on these parameters.

Figure A.2 shows the dependence of hydraulic fracture half-length on the Young's modulus of the rock for different fracturing fluid efficiency. Similar plots for hydraulic fracture height are shown in figure A.3.

The low efficiency of the hydraulic fracturing fluid means a large filtration leakage during the propagation of the hydraulic fracture. It does not allow creating high fractures. This is because in the cross section of the fracture formed as a result of rock failure, the stress intensity factor is lower than the critical stress intensity factor due to low pressure in the fracture. Therefore, due to the incompressibility of the injected fluid, the hydraulic fracture grows in length - the existing rock fracture is filled with the injected fluid.

The high efficiency of the hydraulic fracturing fluid means low filtration leakage during the development of the hydraulic fracture. This allows high fractures

to be created because the stress intensity factor for an existing rock rupture fracture is always higher than the critical stress intensity factor due to the high pressure in the fracture. Therefore, in this case, not such extended hydraulic fractures are formed [50].

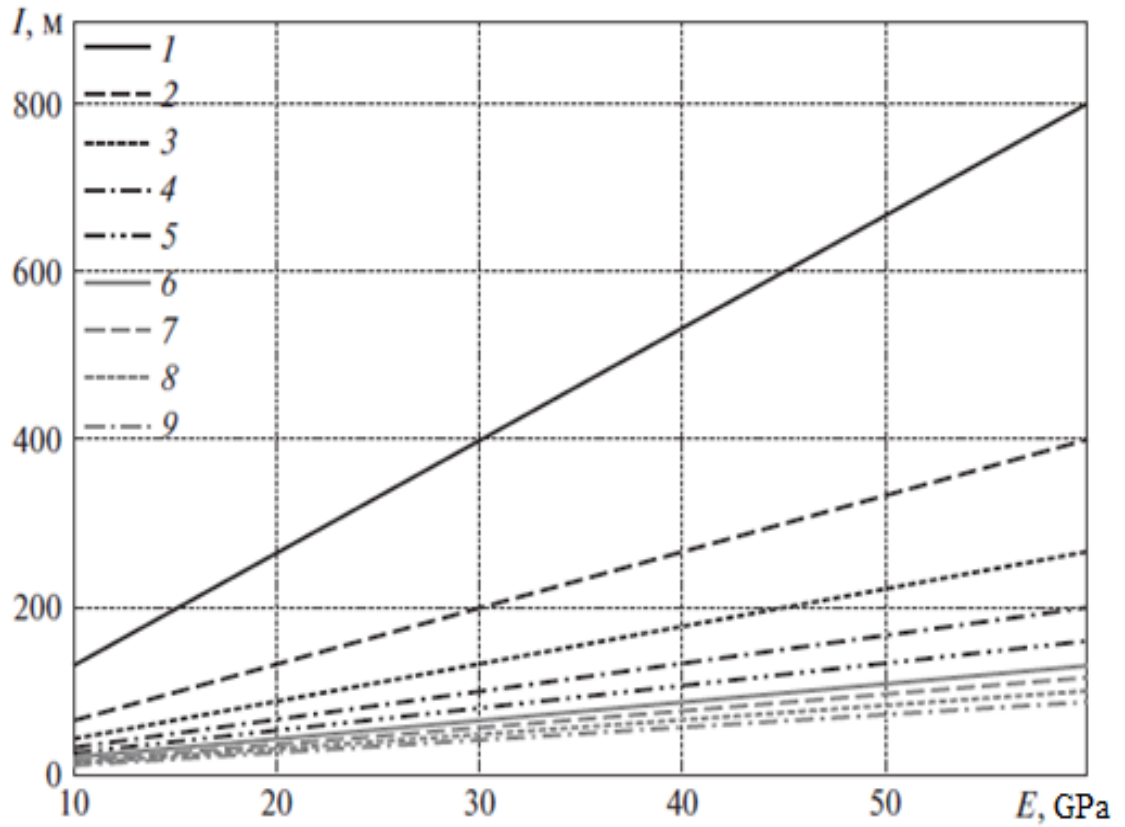


Figure A.2 – Dependence of fracture half-length on the Young's modulus of the rock for different hydraulic fracturing fluid efficiency: 1–9 —  $h = 0.1, 0.2, 0.3, 0.4, 0.5, 0.6, 0.7, 0.8, 0.9$  [Wong J.K.W., 2015]



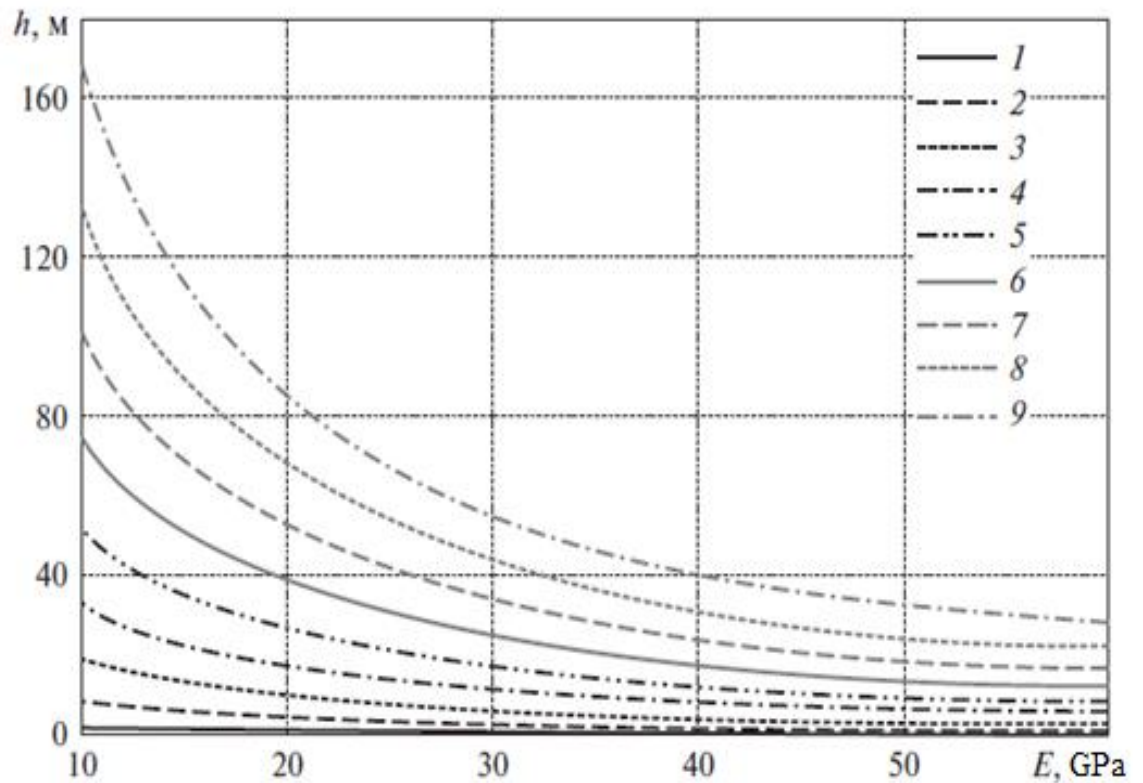


Figure A.3 – Dependence of the fracture height on the Young's modulus of the rock for different hydraulic fracturing fluid efficiency: 1–9 —  $h = 0.1, 0.2, 0.3, 0.4, 0.5, 0.6, 0.7, 0.8, 0.9$  [Wong J.K.W., 2015]

The data obtained during the studies on the likely fracture geometry are necessary to predict subsequent flow rates, as well as the volume of proppant injected.

The geological characteristics of the rock formations also influence the choice of proppant required to prevent the well from collapsing when the pressure drops. There are three main groups of proppant materials: sand, resin-coated sand, and synthetic ceramic materials (figure A.4) [38].

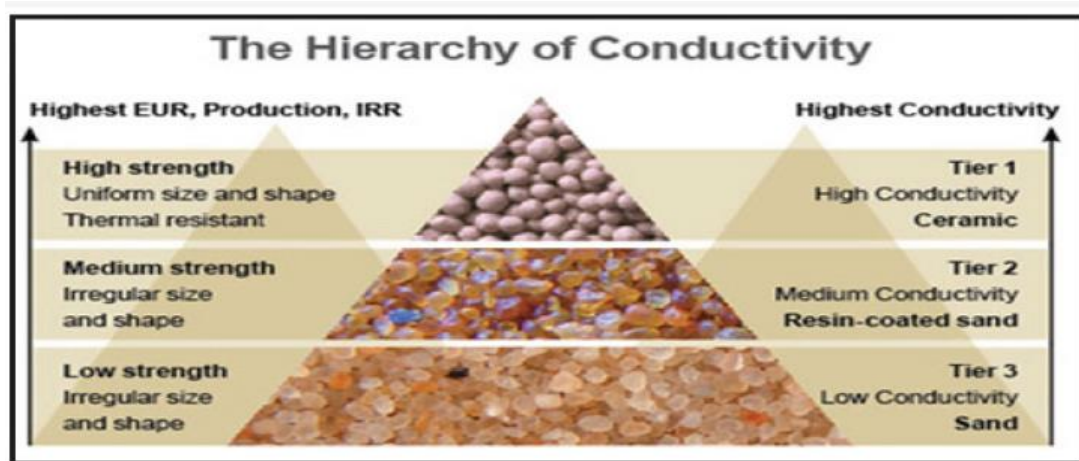


Figure A.4 – Types of proppant [Guimaraes MS, 2007]

Each type of proppant has its own characteristics, which are suitable for different types of rocks (figure A.5). Selecting the wrong proppant can lead to a significant reduction in the width of the well, or to destruction of the proppant [39].

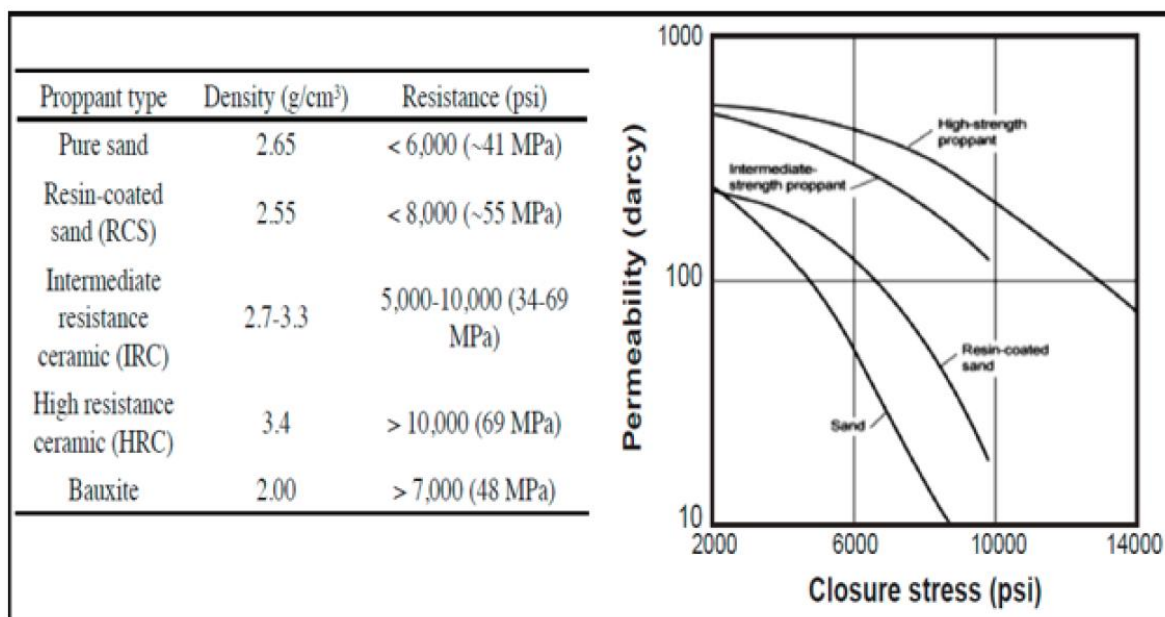


Figure A.5 – Scheme of the choice of proppant material according to the tension of fracture closure [Holzhausen C. R, 1985]

For correct hydraulic fracturing, it is necessary to calculate the pressure. Geological and technological indicators of the productive formation help to calculate the fracturing pressure. During the operation, monitoring the pressure change at each

stage helps to correctly perform the hydraulic fracturing and identify deviations (figure A.6) [34].

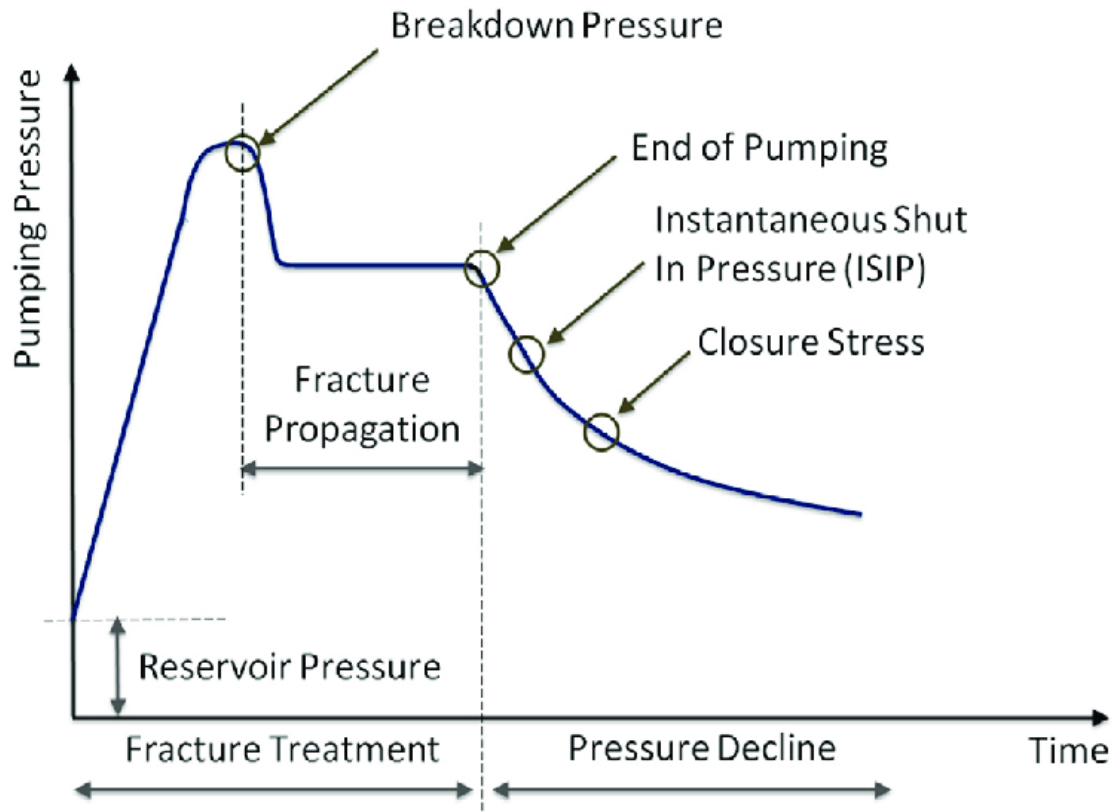


Figure A.6 – Idealized schematic of fracture pressure variation during a hydraulic fracturing operation [Economides M. J., 2007]

An important step is the selection of hydraulic fracturing fluid. It must satisfy certain physical and chemical properties. The fluid must be compatible with the formation material, have the ability to hold the proppant in suspension and transport it into the depth of the fracture, and must be easily removed from the formation after treatment [31].

The selection of optimal operating parameters includes an analysis of various parameters that depend, among other things, on each other. The overall efficiency of hydraulic fracturing depends on the correct choice of each parameter. In the selection process, it is necessary to process a large amount of information, and therefore the optimization of this operation is an important factor.

### **A1.3. Negative effects from hydraulic fracturing**

A positive effect of hydraulic fracturing is an increase in the well production rate, and as a result, a subsequent increase in the development of recoverable hydrocarbon reserves. However, there are also negative effects that may be associated with errors in the design of the hydraulic fracturing process. The most likely negative effects are:

- removal of proppant from fractures by reservoir fluid during well operation;
- sharp increased water cut of well products;
- low fracture conductivity;
- reduction of oil phase permeability in transitional and unsaturated reservoir zones;
- water breakthrough from the hydraulic fracture in the vicinity of water-saturated interlayers;
- uncontrolled location of fractures with poor consideration of reservoir heterogeneity and anisotropy;
- clogging of the bottomhole formation zone.

The above negative factors significantly reduce the effectiveness of hydraulic fracturing. The duration of the effect of hydraulic fracturing also decreases [42].

Fracture conductivity is one of the key factors in determining the well stimulation after work. Incorrect selection of proppant can lead to closure of the inlet section of the fracture and reduce the effect of hydraulic fracturing. In this regard, the correct selection of proppant for hydraulic fracturing is important.

Reducing the phase permeability of oil in low-permeability reservoirs can be prevented by the use of nitrogen or foam fracturing with carbon dioxide. This allows the fracturing fluid to be carried out of the reservoir and prevent the fouling effect [49].

Water breakthrough from a hydraulic fracture can lead to positive consequences in reservoirs with increased heterogeneity. However, in a

homogeneous reservoir after hydraulic fracturing, there is a risk of increased water cut in the product.

Clogging of the bottomhole formation zone can be avoided with the correct design of the operation and the use of the drainage method. This reduces the possibility of well contamination and determines the required amount of proppant.

Most of the negative effects of hydraulic fracturing can be avoided with the right choice of candidate wells, as well as the correct selection of operating parameters. The remaining negative factors require the use of additional technological solutions.