

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
Системный анализ геолого-промысловых данных для обоснования геолого-технологических мероприятий в целях регулирования разработки верхнеюрских отложений Среднеобской нефтегазоносной области (Западная Сибирь)

УДК 622.276-049.32(571.1)

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ11	Ковалькова Анастасия Сергеевна		14.08.2023

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Чернова О. С.	д.г.-м.н.		14.08.2023

### КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Рукавишников В. С.	PhD		14.08.2023

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Сечин А. А.	к.т.н.		14.08.2023

### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Чернова О. С.	д.г.-м.н.		14.08.2023

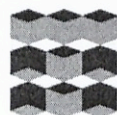
## Результаты освоения основной образовательной программы

### 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, вырабатывать 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
Командная работа и лидерство	<b>УК(У)-3.</b> Способен организовывать и руководить работой команды, вырабатывая командную стратегию для достижения поставленной цели	<b>И.УК(У)-3.1.</b> Планирует и корректирует свою социальную и профессиональную деятельность с учетом 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

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
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)-3.3.</b> Планирует командную работу, распределяет поручения и делегирует полномочия членам команды
		<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
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 учётом особенностей деловой и общей культуры представителей разных этносов и конфессий, других социальных групп
		<b>И.УК(У)-5.3.</b> Обеспечивает создание недискриминационной среды для участников межкультурного взаимодействия при личном общении и при выполнении профессиональных задач
Самоорганизация и саморазвитие (в том числе здоровьесбережение)	<b>УК(У)-6.</b> Способен определять и реализовывать приоритеты собственной деятельности и способы ее совершенствования на основе самооценки	<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

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
		<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 21.04.01 «Нефтегазовое дело»  
Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:

Руководитель ООП/ОПОП

*С.С. Чернышова*  
(Подпись) (Дата)

*Чернышова С.С.*  
(Ф.И.О.)

### ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

Обучающийся:

Группа	ФИО
2ТМ11	Ковалькова Анастасия Сергеевна

Тема работы:

<b>Системный анализ геолого-промысловых данных для обоснования геолого-технологических мероприятий в целях регулирования разработки верхнеюрских отложений Среднеобской нефтегазоносной области (Западная Сибирь)</b>	
<i>Утверждена приказом директора (дата, номер)</i>	от 09.06.2023 г. №160-39/с

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


### ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<b>Исходные данные к работе</b>	<i>Геолого-промысловые данные эксплуатации месторождения X (результаты геофизических исследований, технологический режим работ скважин). Фондовая и периодическая литература, учебники, монографии.</i>
<b>Перечень разделов пояснительной записки подлежащих исследованию, проектированию и разработке</b>	<i>1 Введение 2 Системный подход к выбору геолого-технических мероприятий, проводимых в практике нефтегазодобычи, в целях реализации проектных решений по стратегии обеспечения максимальной выработке запасов УВ 3 Геолого-геофизические особенности объекта исследований 4 Состояние разработки месторождения X</i>

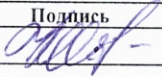
	<p>5 Современные тенденции менеджмента организации комплекса ГТМ в структуре рассматриваемого предприятия</p> <p>6 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</p> <p>7 Социальная ответственность</p> <p>8 Заключение</p>
<b>Перечень графического материала</b>	Текущее состояние разработки объекта исследования, Структурная карта, Сравнение показателей дебитов и обводненности до и после проведения ГРП, Графики зависимости петрофизических параметров от накопленной добычи нефти, Сравнение ЕГК до введения ГК по расстояния до дизъюнктиву, Эффект от ГРП в присбросовой области.
<b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b>	
<b>Раздел</b>	<b>Консультант</b>
Социальная ответственность	Сечин А. А., доцент, к.т.н.
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Рукавишников В. С., доцент, PhD
Раздел на иностранном языке	Болсуновская Л.М., доцент, к.ф.н.
<b>Названия разделов, которые должны быть написаны на иностранном языке:</b>	
A systematic approach to the selection of geological and technical measures carried out in the practice of oil and gas production in order to implement design solutions for the strategy of ensuring maximum production of hydrocarbon reserves	

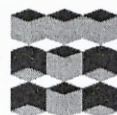
<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	11.05.2023
---	------------

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

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

**Задание принял к исполнению обучающийся:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ11	Ковалькова Анастасия Сергеевна		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 21.04.01 «Нефтегазовое дело»  
Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела

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

Обучающийся:

Группа	ФИО
2ТМ11	Ковалькова Анастасия Сергеевна

Тема работы:

<b>Системный анализ геолого-промысловых данных для обоснования геолого-технологических мероприятий в целях регулирования разработки верхнеюрских отложений Среднеобской нефтегазоносной области (Западная Сибирь)</b>
---

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

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
10.05.2023	<i>Системный подход к выбору геолого-технологических мероприятий, проводимых в практике нефтегазодобычи, в целях реализации проектных решений по стратегии обеспечения максимальной выработки запасов УВ</i>	10
12.05.2023	<i>Геолого-геофизические особенности объекта исследования</i>	10
22.05.2023	<i>Состояние разработки месторождения X</i>	20
31.05.2023	<i>Современные тенденции менеджмента организации комплекса ГТМ в структуре рассматриваемого предприятия</i>	30
07.06.2023	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	10
15.06.2023	<i>Социальная ответственность</i>	10
18.05.2023	<i>A systematic approach to the selection of geological and technical measures carried out in the practice of oil and gas production in order to implement design solutions for the strategy of ensuring maximum production of hydrocarbon reserves</i>	10

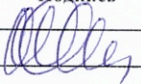
СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР


Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Чернова О. С.	Д.Г.-М.Н.		14.05.2023г

**СОГЛАСОВАНО:**

**Руководитель ООП/ОПОП**

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

**Обучающийся**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ11	Ковалькова Анастасия Сергеевна		11.05.23г.



## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа (магистерская диссертация) состоит из 99 страниц, 20 рисунков, 14 таблиц и 51 использованного источника.

**Ключевые слова:** геолого-технологические мероприятия (ГТМ), гидравлический разрыв пласта (ГРП), метод анализа иерархии критериев (МАИ).

**Объектом исследования** являются верхнеюрские отложения Среднеобской нефтегазоносной области, на примере месторождения X.

**Цель исследования:** определение степени влияния структурных особенностей на результаты ГТМ и выработка рекомендаций по корректному подбору скважин-кандидатов для геолого-технологических мероприятий, с целью улучшения разработки верхнеюрских отложений.

### **Задачи:**

1. Проанализировать исходные данные согласно технологическим режимам работы фонда и геолого-геофизические характеристика пласта ЮВ1-1;
2. Рассмотреть степень влияния особенностей геологического строения целевого объекта на успешность проведения геолого-технологических мероприятий;
3. Подобрать скважины-кандидаты с оптимальным комплексом для ЮВ1-1;
4. Выработать рекомендации по стандартизации проведения ГТМ с учетом геологических условий пласта.

В работе используется математический аппарат теории нечетких множеств, метод анализа иерархии критериев для ранжирования и выделения скважин-кандидатов, также производилось гидродинамическое моделирование в программном обеспечении «tNavigator».

В результате исследования выявлен положительный эффект

**Область применения:** фонд скважин месторождения X, пласт ЮВ1-1.

**Потенциальная экономическая эффективность** связана со снижением затрат и получением дополнительной прибыли за счет проведения геолого-технологических мероприятий и получения дополнительно добытой нефти.

**В будущем планируется** внедрить проведенное исследование в фактическую деятельность предприятия.

**Благодарности.** Выражаю особую благодарность научному руководителю ЦППС НД, ТПУ О.С. Черновой и руководителю проекта ООО «Тюменский нефтяной научный центр» А.П. Коваленко за рекомендации при написании данной магистерской работы.

## ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ .....	13
1 СИСТЕМНЫЙ ПОДХОД К ВЫБОРУ ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ МЕРОПРИЯТИЙ, ПРОВОДИМЫХ В ПРАКТИКЕ НЕФТЕГАЗОДОБЫЧИ, В ЦЕЛЯХ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ ПО СТРАТЕГИИ ОБЕСПЕЧЕНИЯ МАКСИМАЛЬНОЙ ВЫРАБОТКИ ЗАПАСОВ УВ .....	16
1.1 Классификация и краткая характеристика ГТМ .....	16
1.2 Анализ существующих алгоритмов подбора скважин-кандидатов на ГТМ.....	19
1.3 Критерии планирования ГТМ.....	22
2 ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ОБЪЕКТА ИССЛЕДОВАНИЯ .....	27
2.1 Краткая физико-географическая характеристика месторождения X (Среднеобская нефтегазоносная область).....	27
2.2 Литолого-стратиграфическая характеристика целевого пласта .....	28
2.3 Тектонические особенности района исследования .....	31
2.4 Нефтегазоносность .....	33
3 СОСТОЯНИЕ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ X.....	36
3.1 История разработки месторождения X .....	36
3.2 Характеристика фонда скважин .....	37
3.3 Анализ и краткая характеристика текущего режима работы продуктивного пласта и технического состояния скважин .....	38
4 СОВРЕМЕННЫЕ ТЕНДЕНЦИИ ОРГАНИЗАЦИИ КОМПЛЕКСА ГТМ В СТРУКТУРЕ РАССМАТРИВАЕМОГО ПРЕДПРИЯТИЯ.....	44
4.1 Анализ успешности проведенных на месторождении ГТМ .....	44
4.2 Обработка и кластеризация фактических промысловых данных .....	46

4.3 Экстраполяция результатов на период действия ГТМ.....	54
5 РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ .....	59
5.1 Обоснование экономической эффективности ГРП .....	59
5.2 Расчет экономического эффекта от проведения ГРП.....	60
6 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ .....	65
6.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности ...	66
6.1.1 Социальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства.....	66
6.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны .....	66
6.2 Производственная безопасность.....	67
6.2.1 Анализ потенциально возможных и опасных факторов, которые могут возникнуть на рабочем месте при проведении исследований .....	67
6.3 Экологическая безопасность.....	77
6.3.1 Анализ влияния объекта исследования на окружающую среду	77
6.3.2 Анализ влияния процесса исследования на окружающую среду.....	78
6.4 Безопасность в ЧС .....	79
6.4.1 Анализ вероятных ЧС, которые может инициировать объект исследований и обоснование мероприятий по предотвращению ЧС	79
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	81
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ .....	82
ПРИЛОЖЕНИЕ А .....	89

## ВВЕДЕНИЕ

Актуальность данной проблематики состоит в том, что большинство крупных месторождений Западной Сибири находятся на последних стадиях разработки и наблюдаются снижение в добыче целевых углеводородных продуктов.

Несмотря на изученность проблемы, не установлена степень влияния геологических и структурных особенностей залегания целевых объектов на подбор скважин-кандидатов, тем самым данный вопрос является актуальным.

Анализ литературных источников по тематике позволил выявить, что основные теории и методики выбора скважин-кандидатов для ГТМ можно разделить на две группы – одни авторы анализировали мероприятия используя гидродинамическую модель, другие – аналитическими методиками. Было отмечено, что рассмотренные теории акцентируют внимание на анализе текущего состояния целевого объекта разработки, не учитывая структурные и геологические особенности его залегания.

**Объектом исследования** являются верхнеюрские отложения Среднеобской нефтегазоносной области, на примере месторождения X.

**Целью ВКР** является определение степени влияния структурных особенностей на результаты ГТМ и выработка рекомендаций по корректному подбору скважин-кандидатов для геолого-технологических мероприятий, с целью улучшения разработки верхнеюрских отложений.

Для достижения поставленной цели было необходимо решить следующие **научные задачи:**

1. Проанализировать исходные данные согласно технологическим режимам работы фонда и геолого-геофизические характеристика пласта ЮВ1-1;
2. Рассмотреть степень влияния особенностей геологического строения целевого объекта на успешность проведения геолого-технологических мероприятий;

3. Подобрать скважины-кандидаты с оптимальным комплексом для ЮВ1-1;
4. Выработать рекомендации по стандартизации проведения ГТМ с учетом геологических условий пласта.

**Защищаемые положения:**

1. Использование дополнительного геологического критерия «Расстояние до дизъюнктивного нарушения» обеспечивает более корректный выбор скважин-кандидатов для ГТМ;

2. При проведении мероприятий ГТМ разработанных с учетом геологических характеристик в области структурных особенностей отмечаются лучшие значения по приросту добычи нефти, что приводит к экономической привлекательности данных мероприятий.

**Научная новизна:**

Ранее, при выборе скважин-кандидатов, расчеты производились по составленным стандартным схемам, в данной работе было проведено рассмотрение влияния геологических условий.

**Методы, использованные в работе:**

В работе используется математический аппарат теории нечетких множеств, метод анализа иерархии критериев для ранжирования и выделения скважин-кандидатов, также производилось гидродинамическое моделирование в программном обеспечении «tNavigator».

**Область применения:** фонд скважин месторождения X, пласт ЮВ1-1.

**Личный вклад** автора заключается в совокупном анализе и систематизации накопленных геолого-промысловых данных, а также последующего их анализа, выборе подходящего метода для подбора скважин-кандидатов для геолого-технических мероприятий и последующей разработке рекомендаций по оптимизации разработки пласта ЮВ1-1.

**Практическая значимость** работы заключается в том, что результаты работы и разработанные рекомендации могут быть применены в проекте

разработки месторождения X, с целью увеличения дополнительной добычи нефти, что приводит к дополнительной экономической привлекательности проекта.

Исходной информацией для проведения исследования являются лабораторные исследования данные о проведённых геолого-технических мероприятиях по фонду месторождения X и параметры разработки, результаты геофизических исследований скважин.

**Благодарности.** Выражаю особую благодарность научному руководителю ЦППС НД, ТПУ О.С. Черновой и руководителю проекта ООО «Тюменский нефтяной научный центр» А.П. Коваленко за рекомендации при написании данной магистерской работы.

# **1 СИСТЕМНЫЙ ПОДХОД К ВЫБОРУ ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ МЕРОПРИЯТИЙ, ПРОВОДИМЫХ В ПРАКТИКЕ НЕФТЕГАЗОДОБЫЧИ, В ЦЕЛЯХ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ ПО СТРАТЕГИИ ОБЕСПЕЧЕНИЯ МАКСИМАЛЬНОЙ ВЫРАБОТКИ ЗАПАСОВ УВ**

## **1.1 Классификация и краткая характеристика ГТМ**

Геолого-технологические мероприятия (ГТМ) – комплекс процедур, направленных на увеличение текущих темпов отбора и обеспечения максимальной выработки запасов УВ.

Месторождения Западной Сибири находятся на второй, третьей и четвертой стадиях разработки (основная часть фонда введена в эксплуатацию), по этой причине прирост добычи в таких условиях достигается за счет ввода в эксплуатацию отдельных залежей в пределах месторождений, а также за счет проведения ГТМ. В рамках данной работы будут рассмотрены наиболее эффективные мероприятия, применимые для поздних стадий разработки, такие как обработка призабойной зоны (ОПЗ), гидравлический разрыв пласта (ГРП), зарезка бокового ствола (ЗБС), ремонтно-изоляционные работы (РИР).

При обработке призабойной зоны можно выделить механические, химические и физические методы воздействия на пласт. Вид воздействия на призабойную зону зависит от строения целевого пласта, состава и характеристик слагающих пород и пластовых условий.

Под механическим методом подразумевают – гидравлический разрыв пласта, гидropескоструйную перфорацию (ГПП), торпедирование скважин – мероприятия, направленные на создание новых трещин и каналов, соединяющих ствол скважины с целевым пластом.

Наиболее эффективными из механических методов с точки зрения увеличения коэффициентов извлечения и экономической выгоды можно выделить ГРП.



В технологии ГРП выделяют:

1. Традиционная технология ГРП – операция, подразумевающая собой закачивание в скважину жидкости гидроразрыва с большой скоростью и под большим давлением, которое превосходит давление ГРП. В следствие чего, происходит образование трещин, в которые затем закачивается проппант, предотвращающий их закрытие;
2. Технология концевое экранирование TSO – технология создания коротких трещин, проводимая на высокодебитных скважинах с целью уменьшения скорости потока и его турбулентности в ПЗП;
3. Кислотный ГРП – операция, включающая нагнетание кислоты под давлением, достаточным для образования и развития трещины, в ходе которой происходит растворение породы.

В Таблице 1.1 приведены минимальные требования для проведения ГРП.

Таблица 1.1 – Минимальные требования к параметрам скважин кандидатов для проведения ГРП

Параметр	Нефтяной пласт	Газовый коллектор
Насыщение углеводородами	Более 40%	Более 50%
Проницаемость	1-50 мД	0.01-10мД
Пластовое давление	Более 70%	2*давления полного истощения
Мощность пласта	Более 10 м	Более 10 м
Пропускная способность системы отбора	20 % резервная мощность	

Химические методы – методы, основанные на реакции взаимодействия закачиваемых химических веществ, преимущественно кислот, с породами (карбонаты и карбонатизированные песчаники) пласта и загрязняющими отложениями.

Физические методы – методы, основанные на физических явлениях, например: тепловые обработки и вибровоздействия.

При проведении тепловых обработок прогрев ствола скважины и призабойной зоны пласта (ПЗП) приводит к разрушению асфальтосмолпарафиновых отложений (АСПО) и упрощает их вынос на поверхность. Вибровоздействие проводится за счет пульсирующего давления на целевой пласт, в результате которого в ПЗП происходит образование трещин.

Зарезка боковых стволов (ЗБС) – эффективная технология, применяемая на поздних стадиях разработки, обеспечивающая вовлечение в разработку ранее не задействованных залежей и трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ) при помощи бурения дополнительных стволов. Проведение данного мероприятия обеспечивает увеличение нефтеотдачи и является альтернативой технологии уплотнения сетки скважин. Рассматриваемая технология позволяет сохранить скважину и уменьшить затраты на освоение скважин [28].

Ремонтно-изоляционные работы (РИР) – технология, обеспечивающая ликвидацию негерметичных состояний эксплуатационных колонн и ограничивающая приток воды к скважине. Преимуществом данной технологии является снижение обводненности скважинной продукции.

В мировой практике методы ГТМ можно разделить на две группы: методы повышения нефтеотдачи пластов, методы воздействия на пласт и скважинные технологии.

Методы повышения нефтеотдачи пластов – комплекс технологических мероприятий, проводимых с целью улучшения выработки запасов нефти. Если сравнивать с традиционными методами, данные мероприятия в большинстве случаев основаны на физико-химических процессах:

- тепловые методы: паротепловое воздействие на пласт, внутрипластовое горение;
- газовые методы: смешивающееся/несмешивающееся вытеснение, двухфазные пенные системы;

- физико-химические методы: вытеснение нефти растворами поверхностно-активными веществами (ПАВ), щелочей или полимеров;
- опытно-экспериментальные методы: микробиологическое и виброволновое воздействие.

Однако, рассмотренные ранее методы требуют тщательного проведения научно-исследовательских работ, что также приводит к дополнительным затратам и отражается в технологическом и экономическом рисках.

Скважинные технологии и воздействие на пласт являются хорошими инструментами для достижения высоких показателей коэффициентов извлечения нефти (КИН). Данные показатели обеспечиваются при помощи горизонтальных и многозабойных скважин, а также при изменении программы разработки и проведении операций по обработке ПЗП [18].

Вторая группа методов, включающая гидродинамические методы ПНП, представляет собой в большей мере способы и технологии, успешно апробированные современной наукой и практикой, использующие типовые задачи и решения на основе разработанных программно-имитационных моделей. Сами методы часто являются необходимой частью проектов первой группы методов.

## **1.2 Анализ существующих алгоритмов подбора скважин-кандидатов на ГТМ**

Преимущественно, большая часть рассмотренных и проанализированных методик включает в себя историю уже проведенных операций и ранжируются как классические и неклассические методы.

Первые – классические – анализ промысловых технологических параметров и статистический анализ. Также, дополнительно прибегают к использованию регрессионного анализа и метода главных компонент.

Вторые – неклассические – подключение нейронных сетей, теории нечетких множеств и генетических алгоритмов.

Исследования зарубежных авторов, направленные на данную проблему, преимущественно рассматривают скважины как кандидаты на проведение повторного ГРП и РИР [37,39, 40, 41, 43, 44, 46, 51]. В то время как русскоязычные исследователи, наоборот, рассматривают поиск кандидатов для всех потенциально применимых технологий.

Непосредственный анализ каротажей, технологических режимов работы, истории уже проведенных операций и исследований – характерная черта именно поскважинного анализа. С целью построения зависимостей между рассматриваемыми значениями, как правило, применяют регрессионный анализ.

Отрицательной чертой рассмотренной методики можно отметить отсутствие даже предполагаемой зависимости между параметрами.

Метод модифицированных индексов неоднородности – наиболее яркий пример классического метода.

Рассматриваемый метод, базируется на идентификации районов, которые разрабатываются с фактическими показателями ниже их потенциала и позволяет выделить скважины с плохой компенсацией.

Отрицательная черта – не производится учет в целом по объекту неоднородности, но можно выделить и положительную черту - рассчитывается потенциал успешности операции за счет выделения и объединения областей со схожими свойствами.

G. Nitters, L. Roodhart в своем исследовании используют комплексный метод для выделения скважин-кандидатов. Авторы предлагают использовать для анализа критерий, рассчитываемый как отношение текущих показателей к теоретически потенциальным [50].

Вторая группа методов для выделения кандидатов представлена использованием «виртуальной системы». Рассматриваемые методики предполагают в себе использование искусственных нейронных сетей [17, 36, 38,49], нечеткой логики [46] и генетических алгоритмов, что позволяет

корректнее аппроксимировать и оптимизировать исходные технологические данные.

Данные методы предлагают для определения подходящих скважин с целью ограничения притока воды на нефтяных объектах разработки с использованием полимеров [36, 47].

Как входные данные для данного метода принимают интервалы перфорации, значения дебитов по воде, нефти и обводненность скважин до операций, объемы необходимого геля для закачки, нефтенасыщенные толщины и расстояние от устья до забоя. На выходе от использования данной «виртуальной системы» рассматриваются накопленные показатели добычи нефти за период один, три и шесть месяцев по результату проведения операций.

Исследование Н.И. Хисамутдинова и Р.Х. Гильманова освещает применение обобщенных критериев для определения кандидатов для перевода под добычу или закачку [27]. В роли нечетких критериев с целью перевода в нагнетательный фонд рассматриваются высокая песчанистость, приемистость скважины, низкие значения нефтенасыщенных толщин, отсутствие интервалов перфорации и местоположение относительно добывающих скважин.

Каждому критерию назначается функция принадлежности. Последующее применение рассматриваемой методики предполагает введение обобщенного критерия, определяемого как корень соответствующей степени из произведения всех расчетных критериев.

Определение скважин кандидатов производится посредством совокупного использования карт остаточных извлекаемых запасов (ОИЗ) и обобщенных критериев.

Также было рассмотрено исследование S.R. Reeves, P.A. Bastian, представляющее совмещение и применение сразу двух методик – классических и неклассических [48]. Сравнение двух упомянутых методик проводилось с целью оценки влияния корректности для повторного ГРП. Использовались нейронные сети и статистический анализ.

С целью независимой оценки авторы проводили исследование независимо друг от друга, анализируя показатели по гидродинамической модели и аналитическим расчетам.

Для гидродинамического анализа использовалась синтетическая модель газового месторождения. Фонд составил 150 скважин, и разработка объекта проводилась в три этапа на протяжении 12 лет. После 20 лет разработки 5 скважин было переведено в бездействующий фонд, дополнительно ввели ограничение по дебиту.

Сравнение результатов исследования показали, что несмотря на то, что статистика представляет собой быструю и недорогую методику, но недостаточно эффективна.

Анализ всех рассмотренных исследований показал, что существует необходимость применения комплексных подходов для выбора скважин-кандидатов для мероприятий:

1. Проводить корректную интеграцию доступной и необходимой геолого-промысловой информации;
2. Обоснованное использование критериев для подбора скважин-кандидатов;
3. Объективно оценивать все риски от проведения операций;
4. Ранжирование скважин-кандидатов основываясь на рассчитанные комплексные параметры;
5. Расчет добычного потенциала скважин и экономическая оценка целесообразности проведения мероприятий.

### **1.3 Критерии планирования ГТМ**

Наиболее распространенный используемый метод для использования систематического подхода – метод анализа иерархии критериев. Типовая схема приведена на Рисунке 1.3.1.

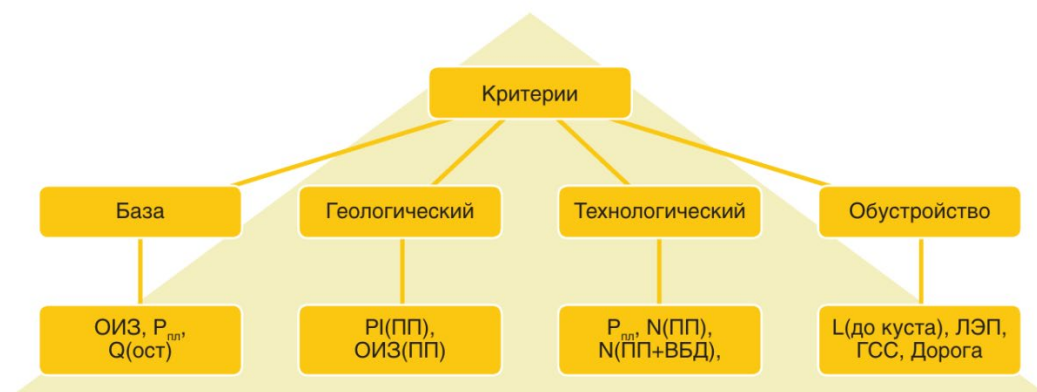


Рисунок 1.3.1 - Типовая схема метода анализа иерархий [Тюльков А.Т., 2021 г.] [33].

Для принятия решений о проведении операций на скважинах, рассчитываются критерии:

- базовый критерий;
- геологический критерий;
- технологический критерий;
- критерий на обустройство.

С целью задания приоритетности по фонду производится нормирование всех добывающих скважин по всем рассчитанным критериям.

#### Базовый критерий

Критерий, отражающий сколько остаточных извлекающих запасов, приходится на каждую скважину. Для расчета данного критерия необходимы значения пластового давления и дебит скважины перед остановкой.

Базовый критерий определяется по Формуле (1.3.1):

$$W_{\text{база}} = \sqrt[2]{\text{ОИЗ (БАЗА)} * R_{\text{пл}}(\text{тек}) * Q_{\text{г}}(\text{ост})} \quad (1.3.1)$$

где: ОИЗ– параметр остаточных извлекаемых запасов газа базового уже перфорированного пласта, приходящийся на скважину-кандидата ГТМ;

$R_{\text{пл}}$ – параметр текущего пластового давления базового пласта;

$Q_r$  – параметр остановочного дебита газа базового пласта.

Базовый критерий позволяет учесть потенциал скважины после проведения операций. При процедуре изоляции, значение базового критерия принимает минимальное значение относительного всех скважины.

Определение параметра проводится по следующему алгоритму:

1. Формирование списка потенциальных кандидатов на проведение ГТМ;
2. Расчет остаточных извлекаемых запасов целевого добываемого флюида;
3. Определение текущего пластового давления по целевому пласту;
4. Оценка дебитов работы скважин перед остановкой по целевому пласту;
5. Сортировка определенных и рассчитанных значений в зависимости от выбранного критерия;
6. Определение линейного распределения.

$$i = \frac{1}{N * Wells} \quad (1.3.2)$$

где: N – шаг распределения линейной функции;

Wells – количество скважин-кандидатов ГТМ.

Задание ОИЗ определяется за счет проведения нормализации до максимального значения по целевому рассматриваемому объекту.

Геологический критерий

$$W_{ГТМ} = \sqrt{ОИЗ (ГТМ) * PI (ГТМ)} \quad (1.3.3)$$

где: PI – Productivity Index – параметр средней продуктивности скважины;

ОИЗ – параметр средних остаточных извлекаемых запасов флюида



Индекс продуктивности получают посредством использования гидродинамической модели, в то время как критерий ОИЗ определяется по аналогичной технологии, как и базовый критерий.

#### Технологический критерий

$$W_{\text{тех}} = \sqrt[2]{P_{\text{пл}} (\text{ГТМ}) * N_{\text{пл}}} \quad (1.3.4)$$

где:  $P_{\text{пл}}$  – параметр среднего пластового давления пластов под приобщение;

$N_{\text{пл}}$  – параметр количества пластов под приобщение.

Определение весовых значений для параметров производится аналогично описанным ранее технологиям. При отсутствии пластов кандидатов для ГТМ задается минимальное значение параметра согласно линейному распределению.

#### Критерий на обустройство

Рассматриваемый критерий используется преимущественно при выводе скважин из бездействия. Критерий отвечает за наемное обустройство.

Расчет критерия производится по следующей Формуле (1.3.5):

$$W_{\text{об}} = \sqrt[4]{L * \text{ЛЭП} * \text{ГСС} * \text{Дорога}} \quad (1.3.5)$$

где:  $L$  – параметр, обратно пропорциональный расстоянию от дороги до куста;

ЛЭП – наличие линии электропередач;

ГСС – наличие газосборной сети;

Дорога – наличие внутри промысловой дороги. (параметр тем выше, чем меньше расстояние от куста до скважины).

При расчете данного критерия отмечается наименьший разброс (нижняя граница ранжирования для добывающих скважин обычно принимается от 0,8).

Параметры «ЛЭП», «ГСС» и «Дорога» ранжируются в зависимости от их наличия. Если в пределах скважина присутствует внутрипромысловая дорога-коэффициенту присваивается вес 1, в остальных случаях 0,5.

К примеру, большая часть месторождений Западной Сибири функционирует при наличии зимней дороги. В летнее время дорожное сообщение невозможно.

Подкритерии «ЛЭП» и «ГСС» задаются по аналогии подкритерию «Дорога».

После проведения расчетов по определению вышеописанных критериев, проводится расчёт общего рейтинга для последующего ранжирования фонда.

Общий рейтинг высчитывался по следующей Формуле (1.3.6):

$$W = \sqrt[4]{W_{\text{баз}} * W_{\text{тех}} * W_{\text{гтм}} * W_{\text{об}}} \quad (1.3.6)$$

## 2 ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ОБЪЕКТА ИССЛЕДОВАНИЯ

### 2.1 Краткая физико-географическая характеристика месторождения X (Среднеобская нефтегазоносная область)

В географическом отношении месторождение X приурочено к Ханты-Мансийскому автономному округу. Рядом с рассматриваемой территорией находится г. Нижневартовск и г. Когалым.

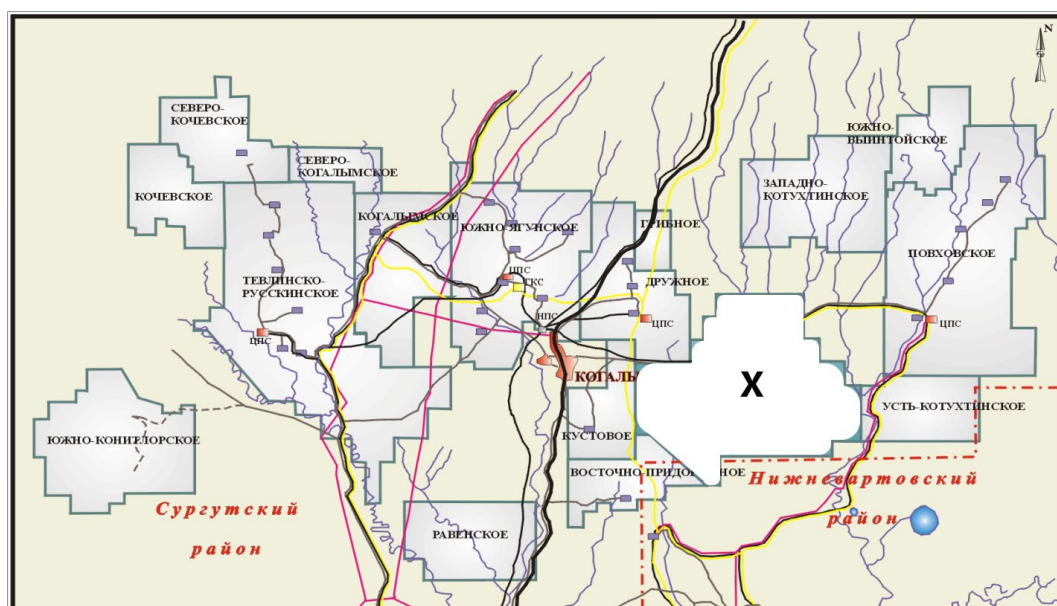


Рисунок 2.1.1 – Географическое расположение месторождения X [Лесной А.Н., 2016 г.]

Территория представлена сильно заболоченной равниной. Диапазон вариации абсолютных отметок рельефа от 66 до 100 м. Район представлен такими реками, как Ватьеган, Орт-Ягун, Айка-Еган и т.д., а также множеством озер, мелких речек и ручьев.

Реки характеризуются небольшими скоростями: не выше 0,85 м/сек на плесах и 1,5 м/сек на перекатах. Реки извилистые с множественными притоками и рукавами. Глубина рек небольшая, в летнее время во время отсутствия сильных паводков уровень не поднимается выше 0,6 м. Осенью и

весной, в сезон паводков из-за сильных и частых дождей и таяния снеговых масс соответственно, уровень воды может достигать и до 5 м.

Осадки в виде дождей приурочены больше к началу и концу лета. Среднее значение среднегодовых осадков достигает до 550 мм. Образование снежного покрова происходит при отрицательных градусах (начало ноября) и связана с выпадением от 30 до 40% осадков от общего числа. Территория относится к резко континентальному климату, т.е. характерна длинная суровая зима и короткое жаркое лето. При этом район сам относится к зоне площадного распространения многолетнемерзлых пород мощностью от 70 до 1500 м. Средняя температура в самый холодный месяц (январь) может достигать и до критических  $-55^{\circ}\text{C}$ , а летом в июле наблюдаются и потепления до  $+30-35^{\circ}\text{C}$ .

Растительный мир представлен преимущественно сложен сосной и кедром, в заболоченных районах развиты кустарники. Около пойм рек растут березы и тальник. Коренное население – русские, ханты, манси.

## **2.2 Литолого-стратиграфическая характеристика целевого пласта**

Геологический разрез месторождения X представлен двумя структурными комплексами и является типичными для территории Широного Приобья. Нижний, доюрский комплекс представлен метаморфическими и изверженными горными породами, выше которого залегают пермо-триасовые отложения, сложенные эффузивно-осадочными породами. С несогласием на пермо-триасовые отложения залегает верхний комплекс, представленный осадочными породами мезокайнозойского возраста. Геологический разрез, мощность которой составляет более 3 300 м, является типичными для территории Широного Приобья.

### **Доюрские образования**

Доюрские отложения на территории месторождения X находятся на глубине порядка 3 400 м и вскрыты скв. №182. Данные отложения

представлены метаморфическими, сильнодислоцированными эффузивными породами.

### **Юрская система**

Юрская система представлена всеми тремя отделами (нижним, средним и верхним) с общей мощностью 500-550 м. Тюменская свита континентального генезиса объединяет нижний и средний отделы. васюганская, георгиевская и баженовские свиты верхнего юрского отдела образовались в условиях прибрежно-морской и морской седиментации.

Мощность Тюменской свиты составляет около 220 м вскрыта скв. №6. Стратиграфический возраст отложений – геттанский-нижнекелловеский. Свита в литологическом отношении сложена переслаиванием песчаников с алевролитами. Встречаются также прослой бурых углей и глинистых известняков.

Васюганскую свиту разделяют на нижнюю и верхнюю подсвиты, мощность которых достигает до 75 м. Нижняя свита представлена преимущественно глинистыми породами. Аргиллиты характеризуются тонкослоистым строением, известковистые, переходящие в известняки. Верхняя подсвита сложена уже песчаными фракциями и к ним приурочен пласт ЮВ1, сложенный аркозовыми песчаниками [12].

Георгиевская свита встречается в разрезе темно-серыми плотными аргиллитами мощностью до 10 м.

Региональный отражающий горизонт «Б» приурочен к кровле баженовской свиты. Баженовская свита, мощностью от 20 до 38 м, представлена темно-бурыми битуминозными аргиллитами с прослоями известняка и сидерита [13].

### **Меловая система**

Меловая система представлена неокомскими и сенонскими отложениями. Неоком на месторождении X включает в себе мегионскую, вартовскую, алымскую и нижнюю часть покурской свит. Сенонский отдел включает в себя

верхнюю часть покурской, кузнецовской, березовской и ганькинской свит. Основными продуктивными пластами являются мегионская и вартовская свиты.

Мегионская свита литологически сложена преимущественно глинистыми породами (темно-серыми слюдистыми аргиллитами) мощностью до 300 м. Только в подошвенной и в кровельной частях свиты встречаются песчаными пласты, приуроченные к ачимовской пачке и к пласту БВ<sub>8-10</sub>. Отложений ачимовской толщи сложены глинистыми мелкозернистыми песчаниками. Пласт БВ<sub>8-10</sub> сложен аркозовыми серыми песчаниками. Венчает разрез мегионской свиты чеускинская пачка темно-серых аргиллитов.

Вартовская свита литологически сложена чередованием песчаников и аргиллитов мощностью от 610 до 700 м. Серые до черных аргиллитов с горизонтальной волнистой и косой слоистостью. Серые алевролиты тонкозернистые с глинистым и глинисто-карбонатным цементом. Песчаники светло-серые, мелкозернистые, слюдистые, крепкоцементированные. Основные продуктивные пласты АВ<sub>1-2</sub> до БВ<sub>7</sub> приурочены к вартовской свиты.

Алымская свита мощностью от 60 до 100 м. Свита представлена песчано-глинистыми отложениями. В подошвенной части свиты залегают темно-серые песчаники. Венчает разрез кошайская пачка, сложенная глинистыми породами, являющаяся региональным репером.

Покурская свита мощностью 730-780 м представлена плохосцементированными песчано-глинистыми породами. Кровельная часть сложена преимущественно глинистыми породами и завершает разрез отложений неокома.

Верхняя часть разреза меловых отложений представлена опоковидными глинами кузнецовской, березовской и ганькинской свит, общей толщиной до 370м.

### 2.3 Тектонические особенности района исследования

В тектоническом отношении месторождение X относится к структуре II порядка – Ватьеганскому валу. Ватьеганский вал осложняет Северо-Вартовскую мегатеррасу (структура I порядка). Территориальная карта приведена на Рисунке 2.3.1 [29].

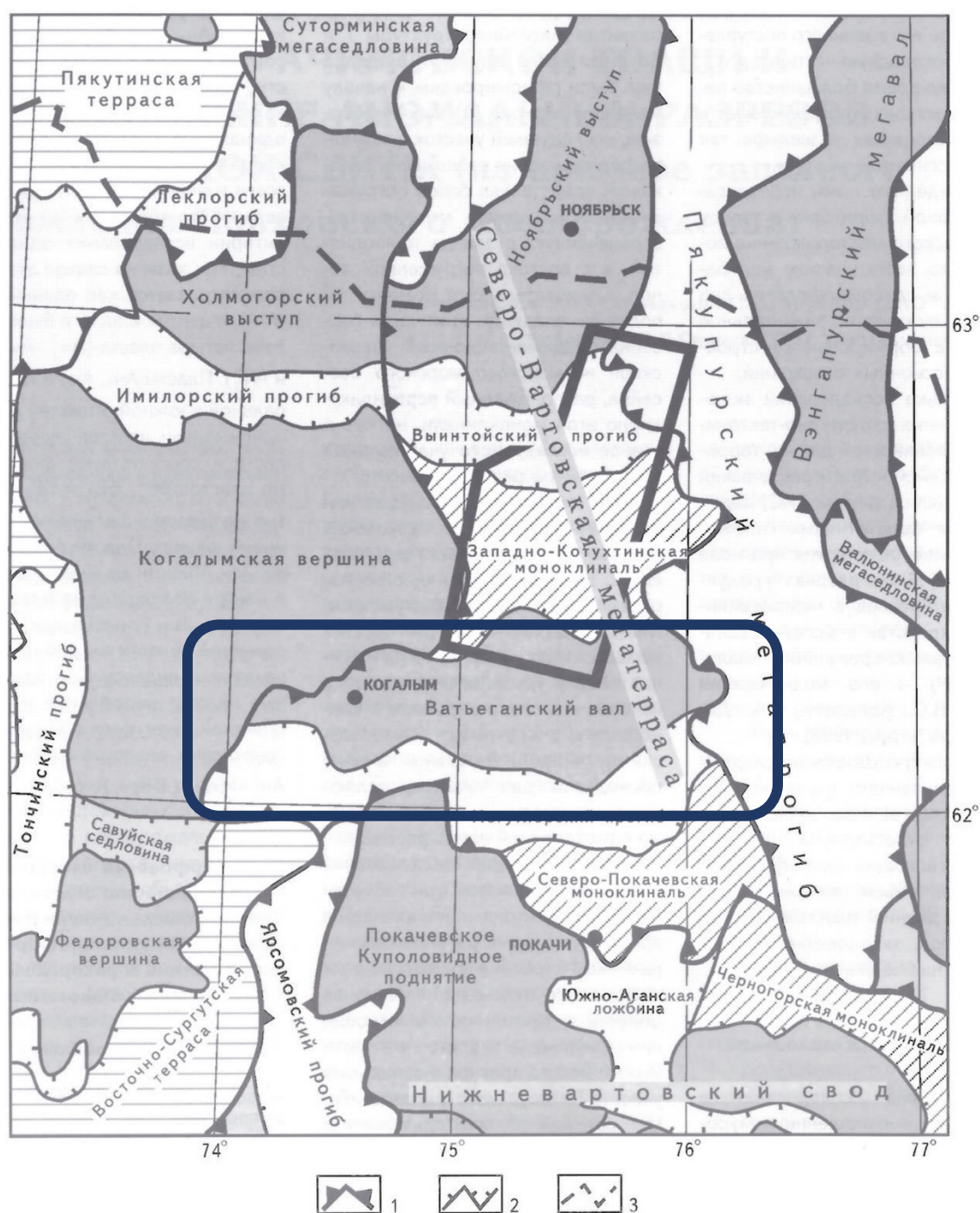


Рисунок 2.3.1 – Территориальное расположение Ватьеганского вала [под ред. В.И. Шпильмана, 1998 г.]

Ватьеганский вал осложняется структурами III порядка (Южно-Айкаеганская, Западно-Ватьеганская и Михлорская и т.д.). На севере Ватьеганский вал, погружаясь, переходит в Западно-Котухтинскую моноклираль, на юге – в Могутлорский прогиб [29].

Особенности тектоники на месторождении X связаны с расположением в зоне сочленения Сургутского и Нижневартовского сводов (Рисунок 2.3.2) [14]. Между вышеперечисленными сводами образовалась промежуточная структура – Ватьеганский вал, осложненная структурами более мелкого порядка, включая Ватьеганское куполовидное поднятие, с которым связано одноименное месторождение.

Согласно сейсмическим данным и региональным потенциальным полям фундамента Ватьеганское поднятие, объединяющий четыре крупных тектонических блока: наиболее крупный, центральный блок, западный, северный и восточный относительно изометричные и меньшие по размерам блоки. С данными тектоническими блоками связаны разрывные нарушения, разделяющие фундамент на более мелкие блоки северо-западного простирания [27, 29].



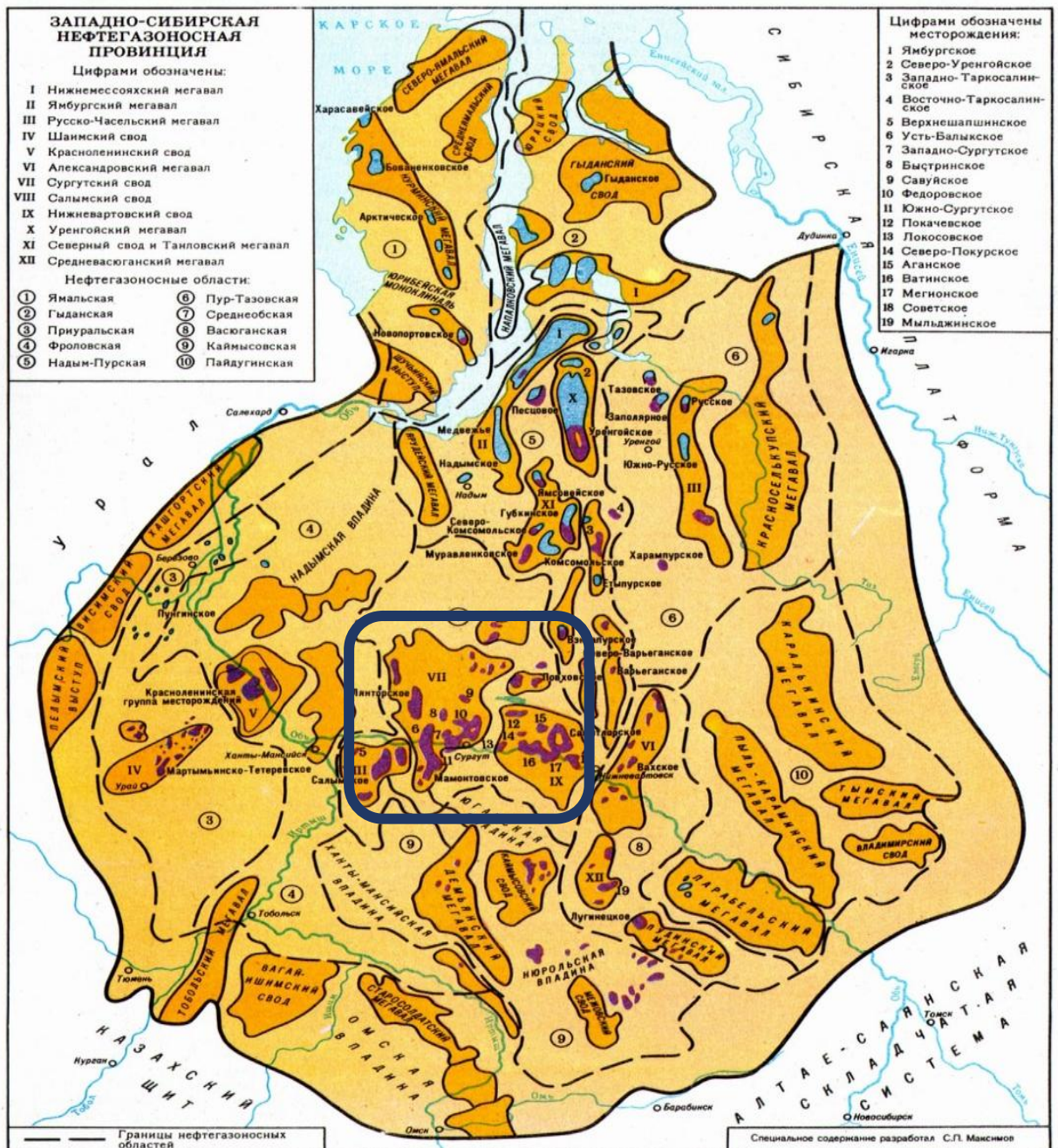


Рисунок 2.3.2 – Зона сочленения Сургутского и Нижневартовского свода  
[Максимов С.П., 2001 г.]

## 2.4 Нефтегазоносность

Нефтегазоносность месторождения X приурочена к горизонту ЮВ1, ачимовской толще, группе пласта БВ и АВ. Территориально месторождение приурочено к северной части Вартовского нефтегазоносного района Среднеобской нефтегазоносной области [30].

Притоки нефти получены из пластов АВ (АВ8, АВ7, АВ6, АВ3 и АВ1+АВ2). Нефтеносность приурочена и к пластам группа БВ (БВ10, БВ7, БВ7 и БВ1).

В настоящее время интерес проявляется к трудноизвлекаемым запасам (ТРИЗ). На рассматриваемой территории к ТРИЗам относят ачимовскую толщу. В последние года разработка верхнеюрского горизонта ЮВ1 является наиболее актуальным [23].

Оценка запасов по объекту ЮВ1 приведена в Таблице 2.4.1.

Таблица 2.4.1 – Оценка запасов по объекту ЮВ1

Пласт	Категория запасов	Площадь, тыс.м <sup>2</sup>	Нефтенасыщенная толщина, м	К <sub>п</sub> , д.е	К <sub>н</sub> , д.е	Начальные запасы нефти, тыс.т
ЮВ1	ВС1+С2	765341	7,1	0,17	0,49	312624

Основные параметры пласта ЮВ1-1 приведены в Таблице 2.4.2.

Таблица 2.4.2 – Основные параметры пласта ЮВ1-1 месторождения X

Параметры	Ед.изм.	ЮВ1-1
Тип залежи	Структурно-литологически сводовый	
Тип коллектора	Терригенный поровый	
Глубина залегания	м	2835
Эффективная толщина	м	7
Нефтенасыщенная толщина	м	5,1
Пористость НЗ	%	17
Пористость ВНЗ	%	16
Проницаемость	мкм <sup>2</sup>	48
Нефтенасыщенность НЗ	%	58
Нефтенасыщенность ВНЗ	%	55
КИН НЗ		0,2
КИН ВНЗ		0,2

Продолжение Таблицы 2.4.2

Газонасыщенность	м <sup>3</sup> /т	78
Рпл	МПа	28,2
Рнас	МПа	9,9
ВНК		2764/2793
Тпл	С	90
Плотность нефти в пов.условиях	г/см <sup>3</sup>	0,874
В пл.условиях	г/см <sup>3</sup>	0,833
Вязкость нефти в пд.условиях	мПа*с	0,75
Дебит нефти	м <sup>3</sup> /сут	1-18
Плотность пластовой воды	г/см <sup>3</sup>	1,016

Анализ и интерпретация сейсмических исследований и работы фонда добывающих скважин позволили определить принадлежность остаточных запасов в замкнутых блоках.

## **3 СОСТОЯНИЕ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ X**

### **3.1 История разработки месторождения X**

Начало разработки месторождения характеризуется значительным отличием фактических показателей добычи от проектных. Разница в показателях составляла более 50 % и продолжалась в период первых 4 лет разработки объекта. Для сокращения разницы и выполнения проектных значений были пробурены дополнительные скважины. Однако, данное решение не привело к благоприятному эффекту. Фонд скважин превышал на 25 % проектное значение, но объемы добычи были на 10 % меньше проектного значения.

На проектный уровень добычи, рассматриваемое месторождение, вышло в 1990 году. По причине низких значений средних показателей обводненности добыча нефти превышала свое проектное значение, а добыча жидкости соответствовала.

Далее отмечается переход к стадии поддержания постоянно высокого значения добычи. На протяжении 8 лет значение добычи составляло 8000 тыс. т. с погрешностью 15%. На рассмотренном этапе разработки происходило освоение преимущественно центральной части месторождения. В данной области были сконцентрированы наиболее простые в освоении запасы. Не разработанной осталась периферийная часть месторождения.

С целью повышения степени разработки проводился дополнительный авторский надзор, направленный на изменение показателей добычи.

Одновременно с этим, появилась другая проблема, осложняющая разработку месторождения. За счет стремительного освоения и разбуривания продуктивных пластов сверх плана на первых этапах разработки, возникла проблема существенного спада добычи флюида. Наблюдалось значительное несоответствие фактических и проектных показателей. Особо ярко

несоответствие наблюдалась на нагнетательном фонде, несмотря на выполнение плана по приемистости.

В 1996 году несоответствие по показателям составляла порядка 40 %.

За счет очередного пересмотра проекта разработки были скорректированы проектные уровни добычи нефти до 8000 тыс. т по причине повышения показателей обводненности скважин.

По рассматриваемому месторождению X можно выделить три основных этапа развития:

1. Проектировка, разведка и начало разработки месторождения (до 1990 года);
2. Основные коррективы в проекте разработке, по причине значительных отклонений от фактических показателей (с 1990 по 1995 год);
3. Дальнейшая разработка и развитие месторождения (с 1996 года).

### **3.2 Характеристика фонда скважин**

Показатели разработки объекта, на рассматриваемый год, составили:

- Добыча нефти – 7625,6 тыс.т/год;
- Добыча жидкости – 50975,2 тыс.т/год;
- Фонд добывающих скважин – 2136 шт;
- Фонд нагнетательных скважин – 760 шт;
- Средняя обводненность скважин – 85 %.

С целью поддержания пластового давления производится закачка воды. На конец года X из эксплуатационного фонда под нагнетание было переведено 36 скважин. Таким образом, фонд скважин месторождения X представляет собой: 760 нагнетательных скважин, 685 добывающих, 69 скважин в консервации.

На рассматриваемую дату, среднее значение по закачке воды составляет 51103,3 тыс. м<sup>3</sup>. Накопленный объем закачиваемой жидкости 576594,1 тыс. м<sup>3</sup>.

По пластам объемы закачки составили: АВ1-2 – 495355965 м<sup>3</sup>, по БВ1 – 45712608 м<sup>3</sup>, по ЮВ1 – 4203731 м<sup>3</sup>. По пластам АВ1-2 и БВ1 отмечается превышение значения компенсации более 100%, а по ЮВ1 – 64%. При помощи введения дополнительных методов увеличения нефтеотдачи (МУН) прирост составил 430,76 тыс. тонн нефти.

Проводимые операции, направленные на регулирование процесса разработки, приводят к изменению отбора и темпа нагнетания. Операции проводились также за счет варьирования режима эксплуатации и схемы расстановки скважин на целевом объекте.

### **3.3 Анализ и краткая характеристика текущего режима работы продуктивного пласта и технического состояния скважин**

Проанализировав технологический режим работы фонда скважин, можно сделать вывод, низкое значение забойного давления и последующее раннее обводнение фонда является ключевой проблемой рассматриваемого объекта.

Как следствие из проблемы рассматриваемого объекта, отмечается нерациональная выработка запасов и выбытие скважин из программы разработки.

Текущее состояние разработки пласта ЮВ1-1 юго-западной части рассматриваемого месторождения представлена на Рисунке 3.3.1

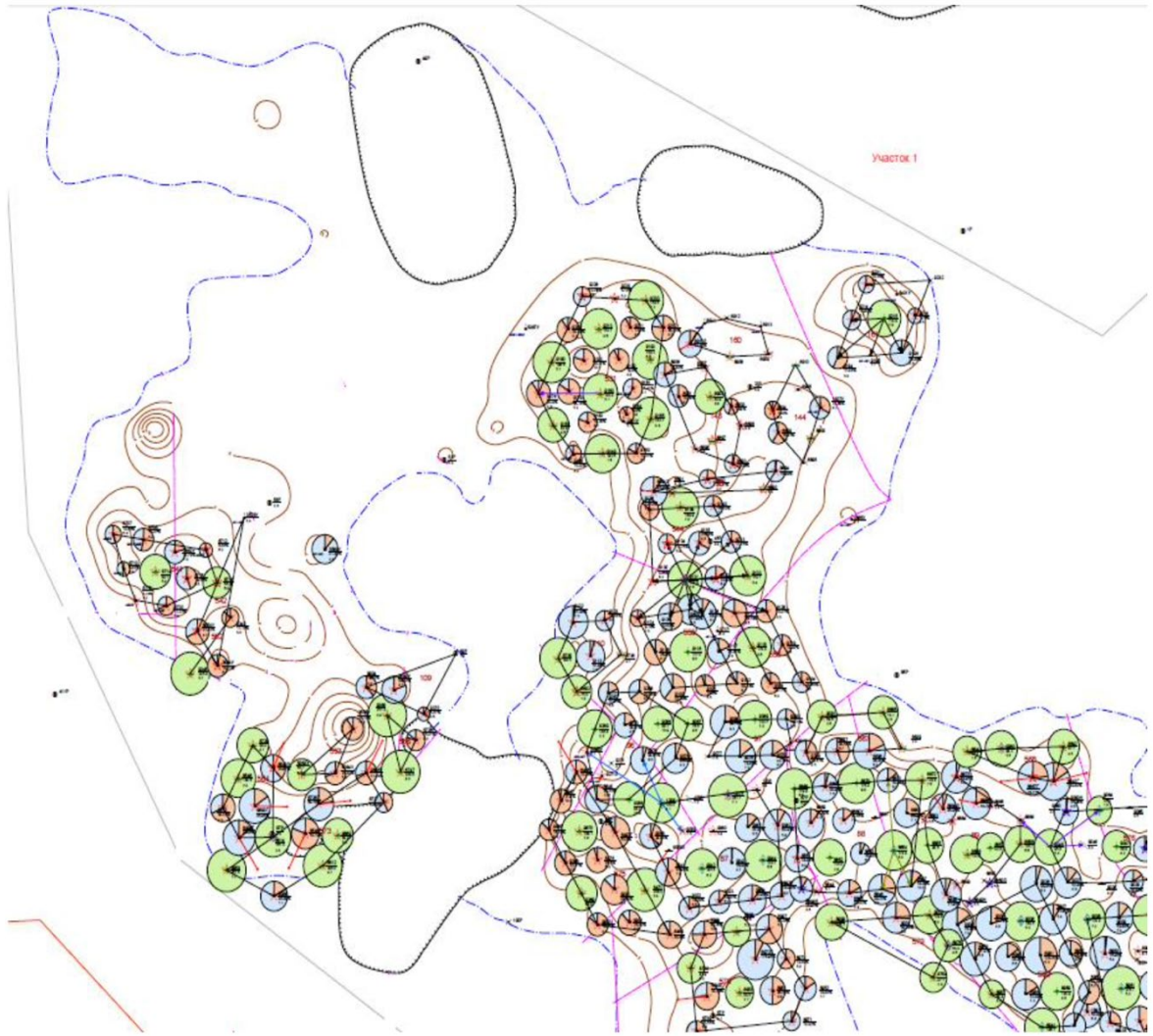


Рисунок 3.3.1 – Текущее состояние разработки пласта ЮВ1-1  
[Лесной А.Н., 2016 г.]

На Рисунке 3.3.2 показан пример разрывного нарушения, выявленный в процессе обоснования наклонного ВНК.

На начальных этапах разработки нарушение не было выявлено. Сопоставление режимов работы фонда и геологического строения объекта позволило сформировать представление о блочном строении [31, 34].

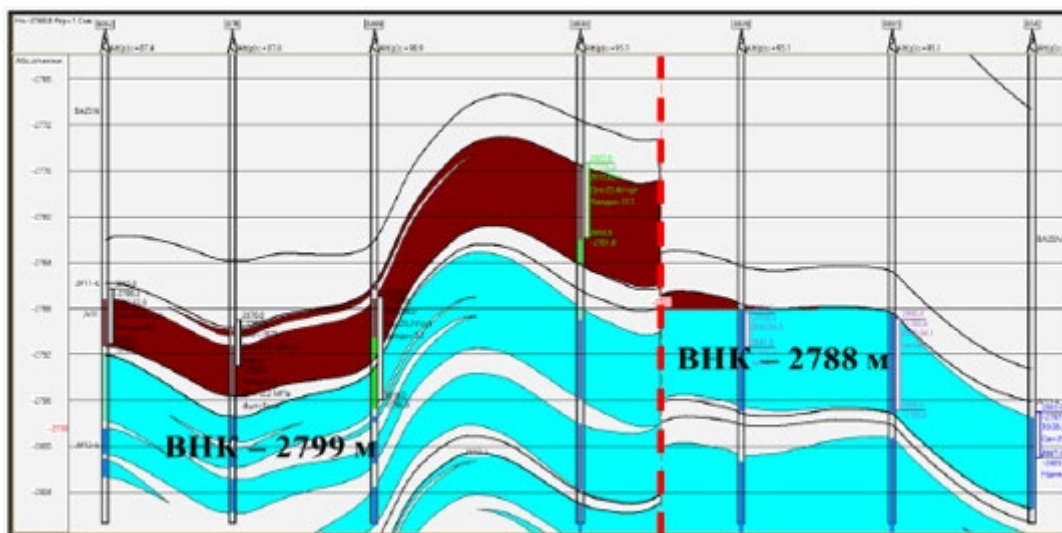


Рисунок 3.3.2 – Разрывное нарушение  
[Лесной А.Н., 2016 г.]

Для определения гидродинамических связей между добывающими и нагнетательными скважинами, на объекте ЮВ1-1 дополнительно проводились трассерные исследования. Проведенные исследования подтвердили непрерывность разрывных нарушений (Рисунок 3.3.3), что не было выявлено по результатам сейсмических исследований. По скважинам, максимально приближенным к присбросовой системе отмечаются максимальные коэффициенты продуктивности [17,20,22].



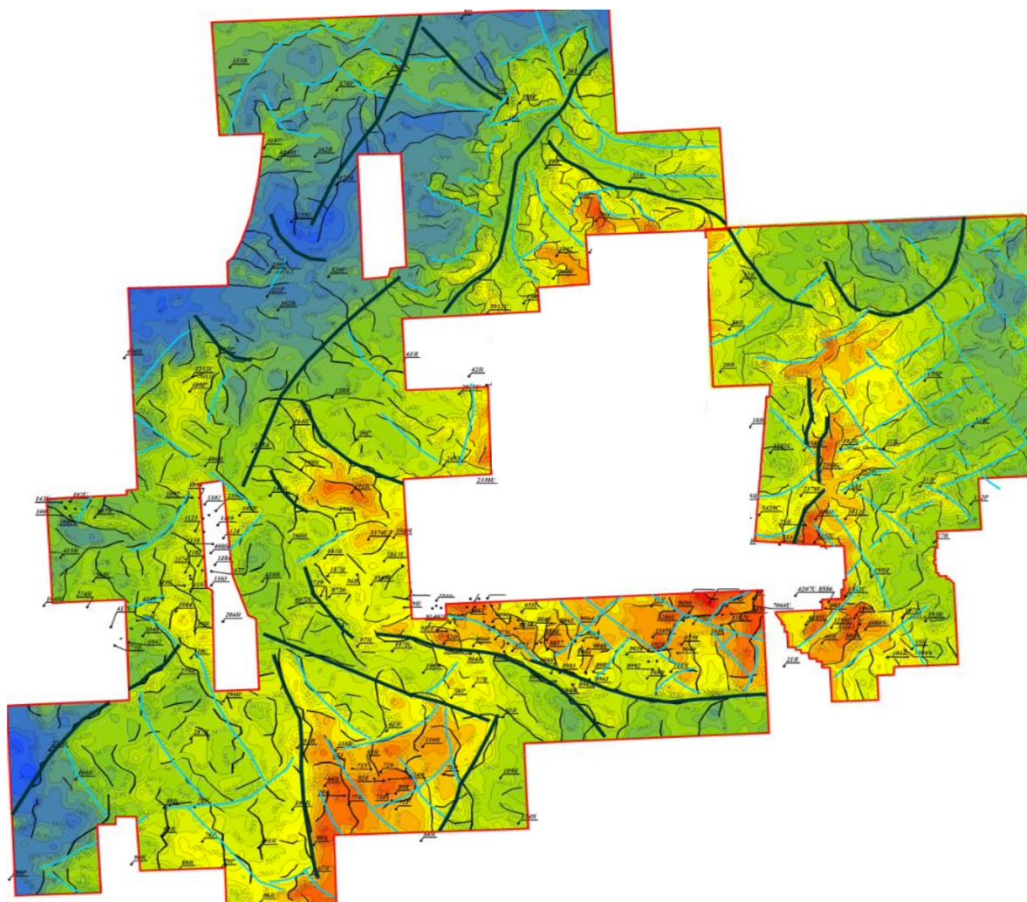


Рисунок 3.3.3 – Структурная карта по кровле доюрского образования с дизъюнктивными нарушениями [Лесной А.Н., 2016 г.]

Согласно проанализированной информации по истории разработки, отмечаются зональные изменения фильтрационно-емкостных характеристик по направлению к дизъюнктивным нарушениям. В области разлома выделяются локальные зоны проницаемости и, соответствующие данным зонам продуктивные скважины с высоким дебитом. Данная закономерность обусловлена тем, что нефть аккумулируется в трещинах и порах, чье соотношение варьируется в зависимости от расстояния от дизъюнктива [20, 27].

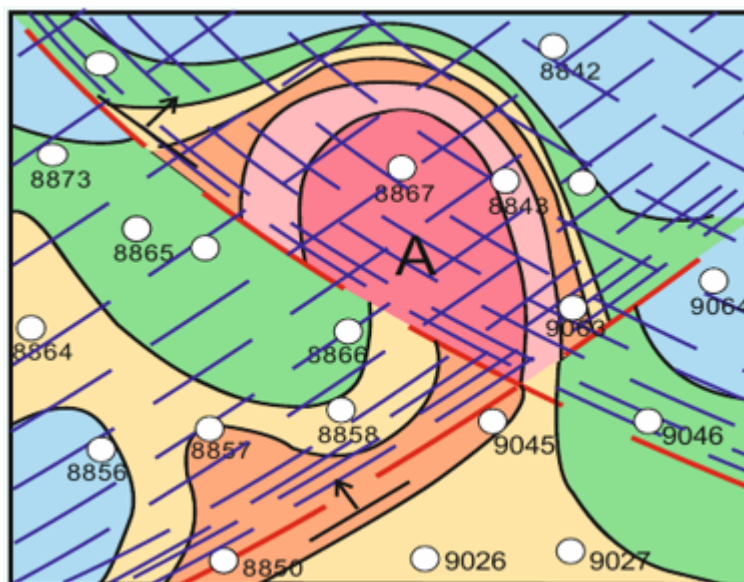


Рисунок 3.3.4 – Присбросовая трещиноватость пород в опущенном блоке  
[Лесной А.Н., 2016 г.]

Наиболее эффективной технологией увеличения нефтеотдачи для рассматриваемых зон, является проведение ГРП в горизонтальных частях добывающих скважин. Эффективность данных мероприятий отмечается по средством трассерных исследований.

За продолжительный период эксплуатации, на рассматриваемом объекте, добывающий фонд был пробурен в зонах неравномерного динамического влияния от сбросо-сдвиговой системы. Скважины с высокими дебитами соответствовали локальным зонам проницаемости с улучшенными характеристиками по ФЭС и плотностным характеристикам [24, 25, 26].

Последующие исследования подтвердили тот факт, что продуктивность изменяется по интегральной зависимости и ранжирует скважины по зависимости от расположения от дизъюнктива.

При расположении скважины более чем на 1 км от сбросо-сдвиговой системы, отмечаются значительно низкие показатели продуктивности. Если добывающая скважина максимально близко располагается к дизъюнктиву – дебит превосходит в среднем в два раза по сравнению с отдаленными.

Данная разница в дебитах объясняется вертикальной трещиноватостью, уплотнение которой значительно уменьшается с увеличением расстояния.

Согласно исследованиям, при расстоянии около 1100 метров от плоскости сместителя, действительно, отмечается увеличение трещиноватости пород и соответствующей продуктивности по рассматриваемому объекту.

Для увеличения значения КИН по целевому объекту проводятся ГТМ. Преимущественно на объекте проводятся операции ГРП и ОПЗ, что обусловлено кольматацией ПЗП, возникающей еще в процессе бурения.

Поскольку значения динамической вязкости нефти месторождения X для целевого рассматриваемого пласта составляет  $0,75 \text{ мПа} \cdot \text{с}$ , следовательно, применение термических и газовых методов увеличения нефтеотдачи не целесообразно для данных условий.

В целом, за период разработки, было проведено более 7800 ГТМ. ГРП составляет более 40 % от всех проводимых на месторождении X мероприятий.

По средством проведения ГРП дополнительно было получено 57124,7 тыс. т по всему месторождению или 18,7 тыс. т на одну скважину. Годовое снижение дебитов после операции ГРП на целевом объекте составляет 21%. Средние показатели по добыче жидкости и нефти на протяжении трех месяцев после операции составляют 32,6 и 16,6 т/сут.

Таким образом, достаточное количество ГТМ, в зависимости от условий расположений целевого продуктивного пласта, сформировали закономерность по эффективности данных мероприятий по площади.

## **4 СОВРЕМЕННЫЕ ТЕНДЕНЦИИ ОРГАНИЗАЦИИ КОМПЛЕКСА ГТМ В СТРУКТУРЕ РАССМАТРИВАЕМОГО ПРЕДПРИЯТИЯ**

### **4.1 Анализ успешности проведенных на месторождении ГТМ**

Согласно проанализированной информации, по результатам ранее проведенных на объекте исследования геолого-технологических мероприятий, наиболее эффективное мероприятие – гидроразрыв пласта. По данной причине как целевое мероприятие ГТМ в данной работе будет использоваться ГРП.

Процедура ГРП проводится для снижения гидравлических сопротивлений в ПЗП и увеличению фильтрационной поверхности, что приводит к росту дебита добывающих скважин. Помимо этого, мероприятия позволяют увеличить конечную нефтеотдачу при помощи вовлечения в разработку незадействованных или слабодреннируемых низкопроницаемых пластов.

Проанализировав проведенные ГТМ на целевом объекте ЮВ1, было отмечено, что несмотря на преимущества ГРП, в рассматриваемом случае, наблюдаются такие негативные последствия как снижение нефтеотдачи, по причине интенсивного роста обводненности продукции не только в обработанных скважинах, но и в окружающих скважинах.

Данные негативные последствия проявляются по причине наличия экранов, которые создают препятствие для латеральной миграции флюида. В процессе возникновения и роста дизъюнктивных нарушений и происходит формирование экрана.

Ключевой метод планирования и оценки результатов проведения мероприятий по гидроразрыву пласта основан на проведении анализа уже совершенных операций.

Дебит до проведения операции приравнивается к базовому показателю. Прирост продукции принимается за разницей в дебитах фактических и базовых.

Как показал анализ литературы, в большинстве случаев, не происходит учет в целом всего состояния системы, а именно тектоники и геологии целевого

объекта и схемы расстановки добывающего и нагнетательного фонда. Как итог некорректного учета потенциала от операции происходит рост значений обводненности добываемого флюида.

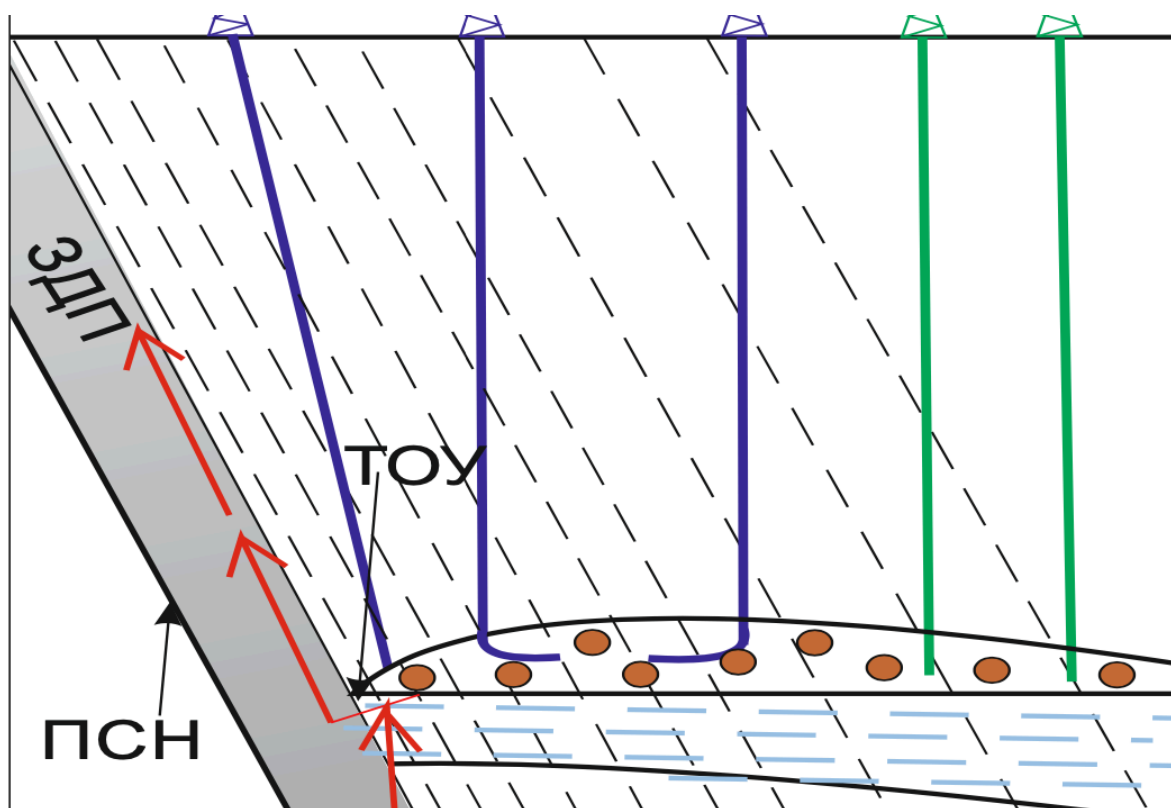


Рисунок 4.1.1 – Схема приборосовой области залежи  
[Лесной А.Н., 2016 г.]

ЗДП – зона дробления пород, ТОУ – точка оттока УВ, ПСН – плоскость сместителя сброса,  
синим – добывающие скважины, зеленым – нагнетательные

Анализ эффективности реализованных первичных и повторных ГРП показал, что из 7% первичных мероприятий ГРП приводят к отрицательному эффекту – увеличению обводненности. Повторные мероприятия в большинстве случаев также приводят к отрицательному эффекту (64% от общего количества мероприятий). Результаты сравнения показателей дебитов и обводненности после первичных ГРП приведены на Рисунках 4.1.2 и 4.1.3.

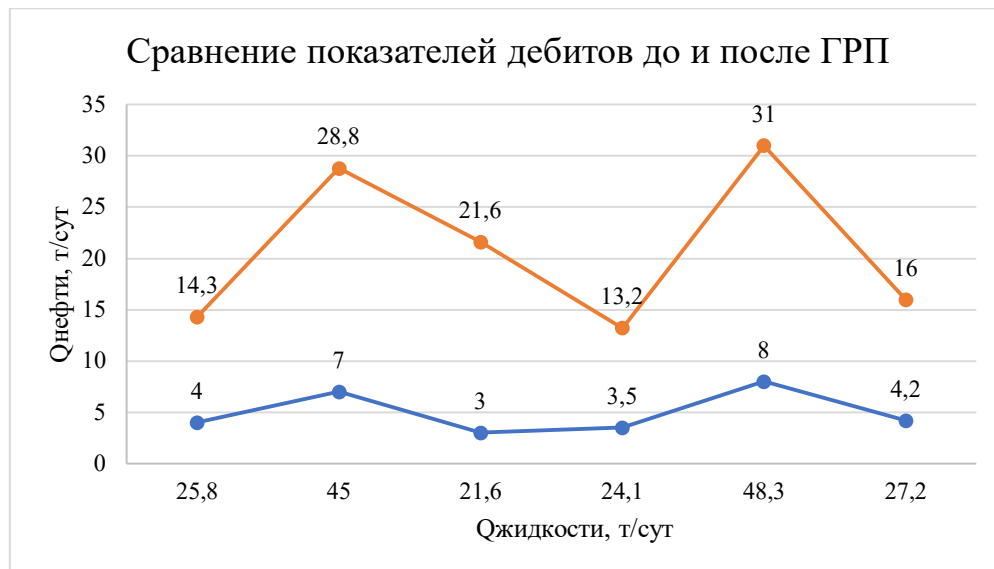


Рисунок 4.1.2 – Сравнение показателей дебитов до и после ГРП  
[Составила: Ковалькова А.С., 2023 г.]

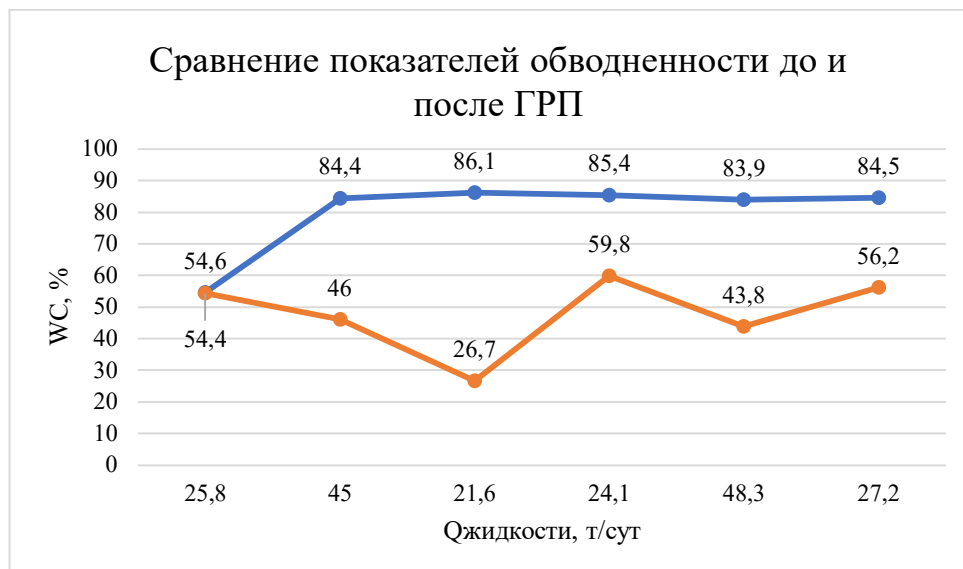


Рисунок 4.1.3 – Сравнение показателей обводненности до и после ГРП  
[Составила: Ковалькова А.С., 2023 г.]

## 4.2 Обработка и кластеризация фактических промысловых данных

В рамках обработки фактических промысловых данных был проанализирован и технологических режим добывающих скважин и планшеты со средневзвешенными геофизическими параметрами по некоторым скважинам. В данной работе проводился выбор скважин-кандидатов на основе

геологического критерия для оценки влияния именно геологических особенностей. Остальные, ранее описанные критерии, не рассматривались по ряду причин. Базовый критерий – с целью не делать основной на энергетическое состояние залежи, а именно пластовое давление. Технологический критерий обычно применяется с целью приобщения дополнительных пластов, а в рассматриваемом случае приобщение не целесообразно, так как исследуется один пласт. Критерий на обустройство обычно применяется для оценки при выводе скважин из бездействия, рассматриваемый фонд скважин предполагает проведение мероприятий ГТМ либо для скважин после бурения, либо уже эксплуатируемых.

Для проведения кластеризации данных использовался математический аппарат – теория нечетких множеств (ТНМ) для выявления соответствия скважин-кандидатов геологическому критерию. Применение данного способа позволило отказаться от анализа по каждому геологическому параметру за счет введения единого геологического критерия (ЕГК).

Применимость данной теории основывается на гипотезе, наиболее успешно работающие скважины (с максимальными значениями по добыче флюида) будут соответствовать и характеризоваться определенным геологическим строением и условием.

Остальные скважины, находящиеся в подобных геологических условиях, но работающих не также успешно, со значительно меньшими значениями по добыче, могут потенциально являться наиболее перспективными кандидатами под ГТМ. Так как рассматриваемые скважины относятся к одному целевому пласту, данная теория может быть применима.

Для пласта ЮВ1-1 был произведен расчет по геофизическим параметрам, с целью определения характеристики функции принадлежности (ХФП) по Формуле (4.2.1).

$$Q_{\text{нак нефти}} = f(\phi, S_o, H_{\text{эф}}, NTG) \quad (4.2.1)$$

где:  $\phi$ -пористость, д.е;

$S_o$ -начальная нефтенасыщенность согласно ГИС, д.е;

$H_{\text{эф}}$ -эффективная начальная нефтенасыщенная мощность пласта, м;

$NTG$ -песчанистость, д.е.

Согласно данным зависимостям параметров (пористость, эффективная нефтенасыщенная толщина, песчанистость, проницаемость и начальный коэффициент нефтенасыщенности по геофизическим исследованиям скважин (ГИС)) от накопленного отбора нефти, были получены ХФП - уравнения и степени корреляции данных. По определенным ранее параметрам, согласно данным их технологического режима работы фонда, были выбраны скважины с наибольшей наработкой и большими накопленными значениями отборов и выполнен расчет зависимостей (Рисунки 4.2.1- 4.2.5.).

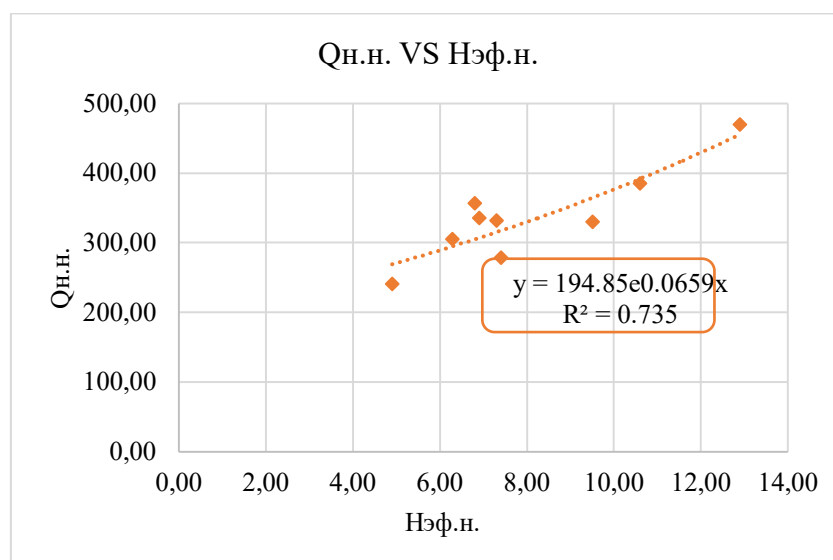


Рисунок 4.2.1 – График зависимости накопленного отбора нефти от эффективной нефтенасыщенной мощности коллектора  
[Составила: Ковалькова А.С., 2023 г.]



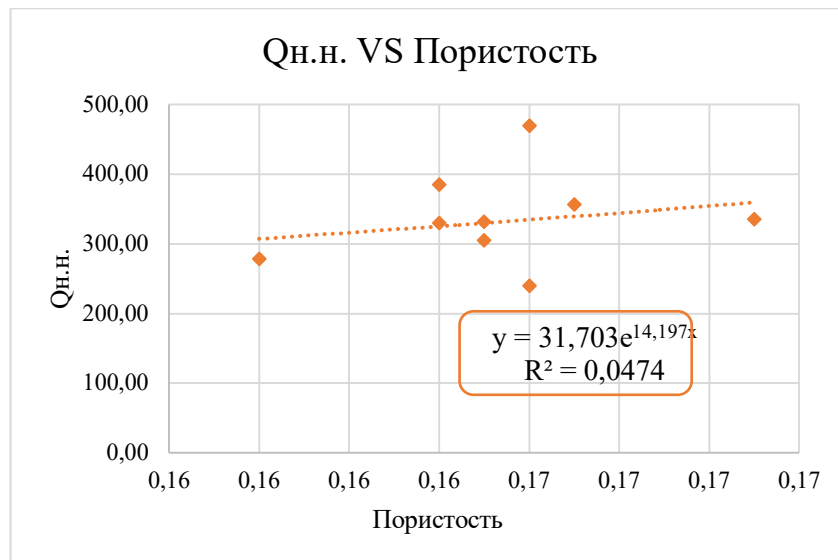


Рисунок 4.2.2 – График зависимости накопленного отбора нефти от пористости  
[Составила: Ковалькова А.С., 2023 г.]

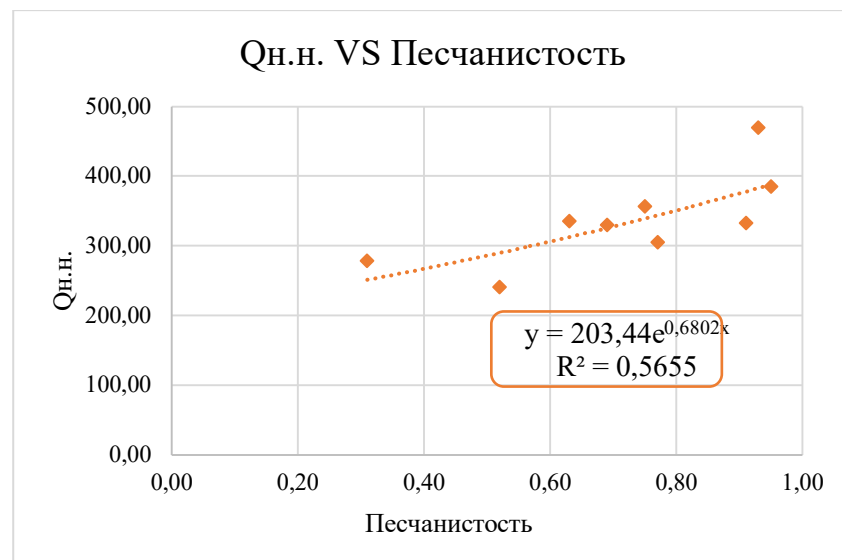


Рисунок 4.2.3 – График зависимости накопленного отбора нефти от  
песчанности  
[Составила: Ковалькова А.С., 2023 г.]

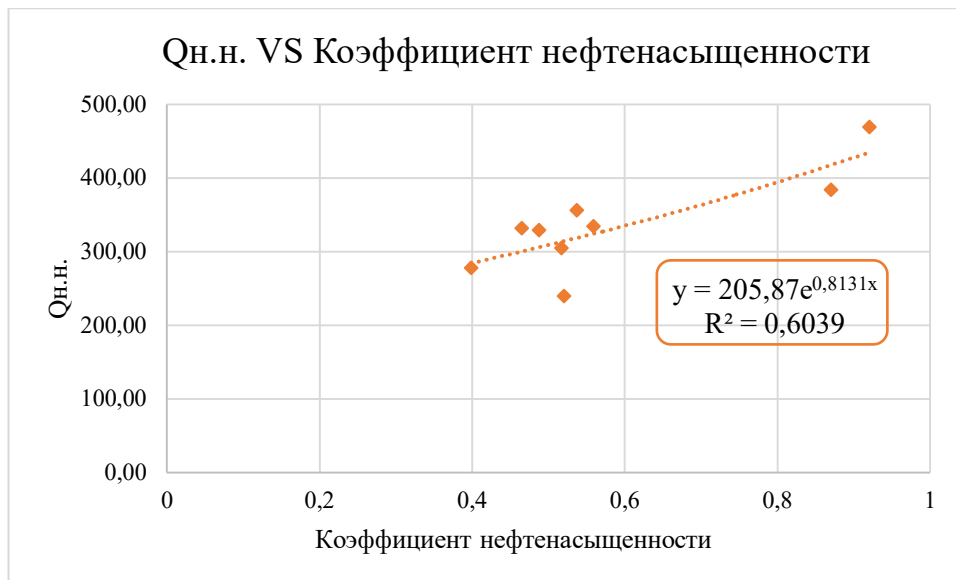


Рисунок 4.2.4 – График зависимости накопленного отбора нефти от коэффициента нефтенасыщенности по ГИС  
[Составила: Ковалькова А.С., 2023 г.]

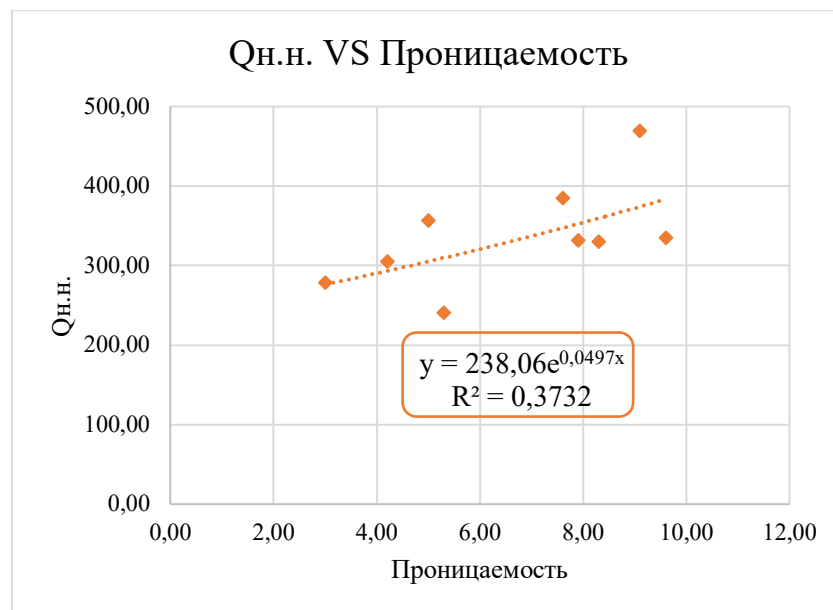


Рисунок 4.2.5 – График зависимости накопленного отбора нефти от проницаемости  
[Составила: Ковалькова А.С., 2023 г.]

Рассмотрев зависимости накопленных отборов нефти от различных петрофизических параметров, можно сделать вывод, что наибольшее влияние на накопленный отбор в рассматриваемом случае оказывает эффективная нефтенасыщенная толщина и коэффициент нефтенасыщенности по ГИС.

Дополнительно к основным критериям, по которым определяется значение ЕГК, был добавлен критерий принадлежности по расстоянию к дизъюнктивным нарушениям. Чем ближе по расстоянию скважина или группа скважин – тем больше вес у коэффициента. Вес коэффициента (значение ГК) «Расстояние до дизъюнктивного нарушения» определяется как отношение минимального расстояния среди всей выборки скважин к текущему действительному значению расстояния. В Таблице 4.2.1 показано влияние ГК по расстоянию до дизъюнктивного нарушения на ЕГК.

Таблица 4.2.1 – Сравнение ЕГК до введения ГК по расстоянию до дизъюнктива и общий ЕГК

<b>ЕГК</b>	<b>Расстояние до дизъюнктива</b>	<b>ГК</b>	<b>Общий ЕГК</b>
0.966	102	0.873	0.843
0.616	160	0.556	0.343
0.753	270	0.330	0.248
0.721	89	1.000	0.721
0.660	420	0.212	0.140
0.432	117	0.761	0.328
0.448	120	0.742	0.332
0.488	190	0.468	0.228
0.432	210	0.424	0.183

По результатам ранжирования скважин и выбора потенциальных скважин-кандидатов для ГТМ были выбраны 9 скважин. Основные геофизические и геологические параметры которых приведены в Таблице 4.2.2. В Таблице 4.2.3 приведены основные технологические параметры работы данных скважин.

Таблица 4.2.2 – Основные геофизические и геологические параметры выбранных скважин.

Параметр	1		2		3		4		5	
	Общее	Перф	Общее	Перф	Общее	Перф	Общее	Перф	Общее	Перф
Нэф н	12,9	12,9	7,5	6,9	7,4	7,4	7,29	6,29	10,59	10,59
Песчанистость	0,93	0,94	0,58	0,63	0,58	0,31	0,77	0,9	0,95	0,71
Пористость	0,166	0,166	0,17	0,171	0,16	0,16	0,164	0,165	0,164	0,164
Проницаемость	9,1	9,1	9	9,6	3	3	4,1	4,2	7,6	7,6
Параметр	6		7		8		9			
	Общее	Перф	Общее	Перф	Общее	Перф	Общее	Перф		
Нэф н	7,3	7,3	9,5	9,5	6,8	6,8	4,9	4,9		
Песчанистость	0,91	0,53	0,69	0,35	0,75	0,91	0,52	0,54		
Пористость	0,165	0,165	0,164	0,164	0,167	0,167	0,166	0,166		
Проницаемость	7,9	7,9	8,3	8,3	5	5	5,3	5,3		

Таблица 4.2.3 – Технологические параметры работы скважин

	Qж.ф.	% воды	Qн.ф.	Р буф.	Рпл. вд.
	м3/сут	%	т/сут	атм	атм
1	12,3	49,8	5,2	16,0	242,9
6	15,3	15,7	10,7	18,0	255,7
5	14,9	2,8	12,1	18,0	245,0
7	18,8	17,7	12,9	17,2	224,2
2	17,4	41,1	8,6	1,2	261,9
3	12,0	35,9	6,4	18,9	232,1
4	9,1	12,3	6,6	19,0	196,5
8	17,9	9,5	13,5	13,0	199,8
9	19,3	29,1	11,4	13,0	221,2

### 4.3 Экстраполяция результатов на период действия ГТМ

Согласно принятой теории значительного влияния геологического строения и особенностей залегания целевого объекта, была проведена апробация выбранных скважин за счет ранжирования по ЕГК.

Апробация данных проводилась на синтетической гидродинамической модели, максимально приведенной к реальным свойствам объекта. Моделирование производилось в программном обеспечении «tNavigator».

Построенная модель Black Oil, осложнена непроводящим разломом, фонд представлен добывающими горизонтальными скважинами и нагнетательными, также были заданы мероприятия ГРП с целью сравнения эффекта в скважинах в присбросовой части и скважинах, отдаленных от разлома (Рисунок 4.3.1, 4.3.2).

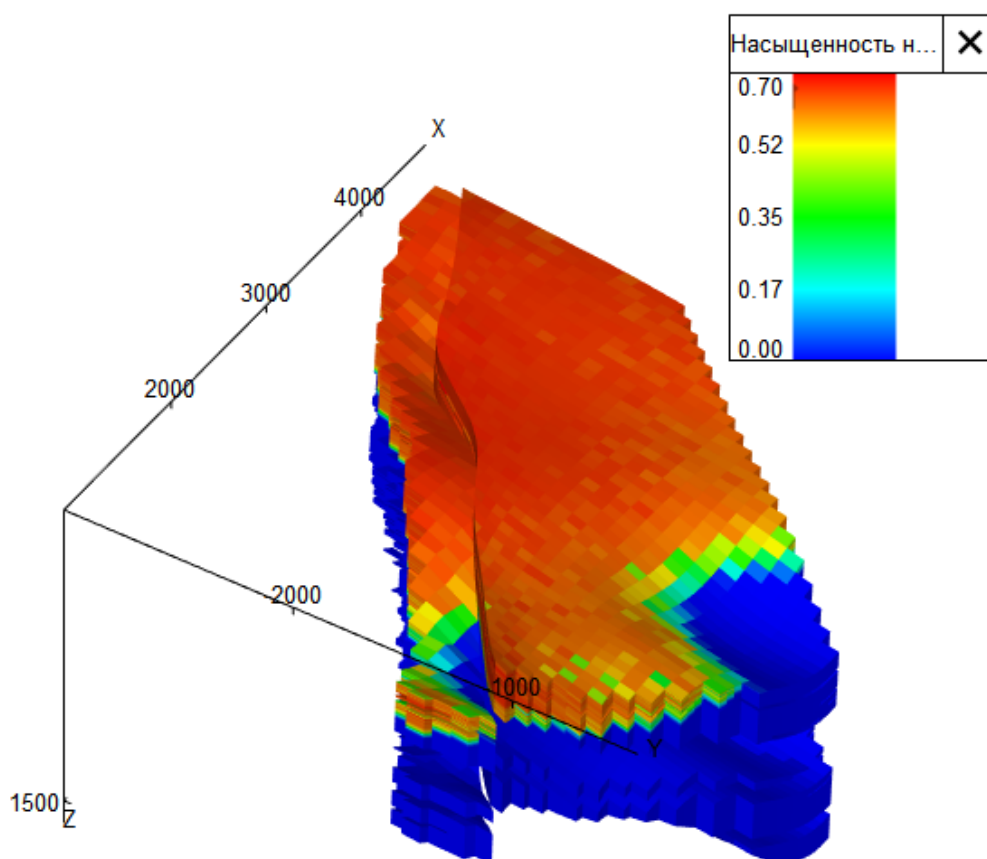


Рисунок 4.3.1 – Синтетическая модель с разломом  
[Составила: Ковалькова А.С., 2023]

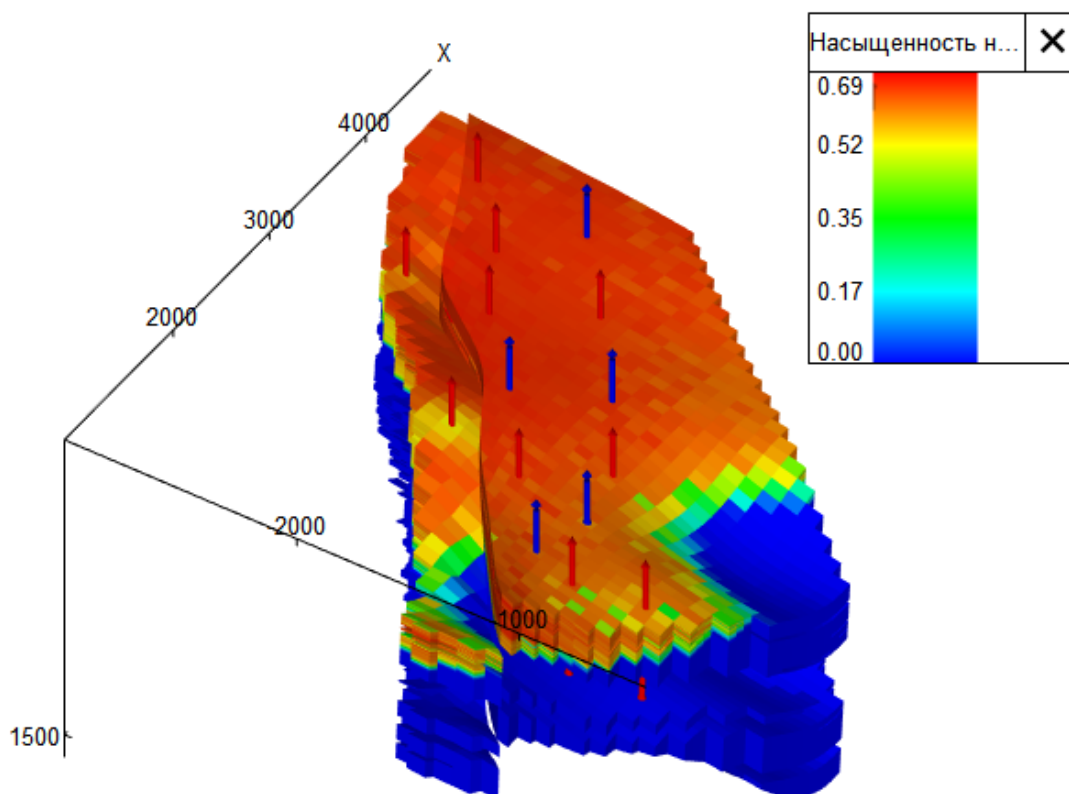


Рисунок 4.3.2 – Расстановка скважин на синтетической модели  
[Составила: Ковалькова А.С., 2023]

С целью апробации выдвинутой теории, была сформулирована гипотеза – если проводить операции ГРП в областях, прилегающих к дизъюнктивным областям, будет наблюдаться максимальная эффективность от проведения мероприятий, за счет пористости низкого значения.

Мероприятие ГРП моделировалось за счет использования ключевых слов WEFAC в секции SCHEDULE, с учетом того, что операцию проводят на двух скважинах за год. Максимальный прирост дебита наблюдается в области сдвига-сбросовой системы. Данное явление обусловлено присутствием дополнительной системы трещин.

После проведения расчетов, производилось сравнение по дебитам добывающих скважин для двух случаев: при проведении операций ГРП в горизонтальных секциях скважин в интервале перфораций и работы фонда скважин без операций. Сравнение приведено на Рисунке 4.3.4.

Для независимой оценки влияния геологических особенностей на успешность ГРП, были отобраны скважины со схожими петрофизическими характеристиками. Значение пористости ранжировался от 0,18 до 0,198 д.е.

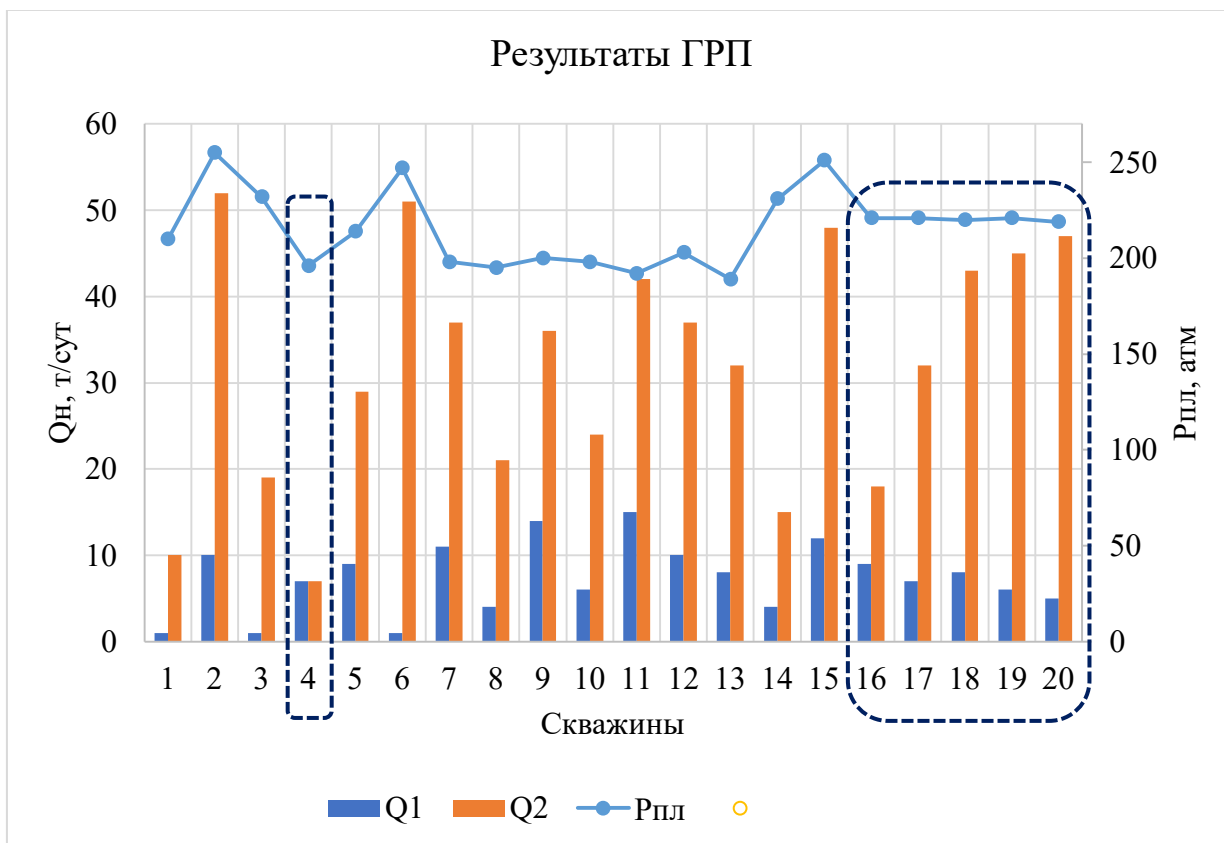


Рисунок 4.3.3 – Эффект от ГРП в присборосовой области  
[Составила: Ковалькова А.С., 2023]

С целью сравнения результатов расчета, были заданы максимально схожие условия для пяти скважин (выделенные на графике). Для оценки эффективности ГРП без учета энергетических характеристик пласта и наблюдения степени влияния именно территориального расположения относительно дизъюнктива, были приняты следующие характеристики: пористость от 0,19 до 0,21 д.ед., пластовое давление от 219 до 221 атм, проницаемость от 7 до 9 мДа, скин-фактор до ГРП 1, после 0. Варьируемой переменной в данном сравнении принималось расстояние, на котором находилась скважина от дизъюнктивного нарушения.



Также на графике была отражена скважина 4, расположенная на удаленном расстоянии от сброса, пластовое давление 197 атм. Положительный эффект не был выявлен, по причине расположения на более удаленном расстоянии от разлома, где наблюдается снижение количества трещин.

Расположение добывающей скважины в области с дополнительной трещиноватостью, приводят к обеспечению полной степени выработки остаточный запасов нефти.

В результате проведенных расчетов, можно сформулировать следующие рекомендации по разработке и проведению ГТМ в объектах с дизъюнктивными нарушениями:

1. С целью проведения успешных мероприятий необходимо аккумулировать полную информацию по работе фонда. Особое внимание следует обратить для трещиноватых областей, в которых большое влияние имеет положение трещин относительно горизонтальной части ствола скважины и учет поровой и трещиноватой пористости.

2. Необходимо учитывать положение водоносного горизонта относительно забоя так как, например, в рассмотренном объекте исследования, потенциально отмечается риск быстрого обводнения скважин при некорректном выборе скважины-кандидата или проектировании операции.

3. Также, важно, проводить дополнительные исследования с целью учёта влияния нагнетательных скважин на добывающий фонд для контроля степени обводненности продукции.

**ЗАДАНИЕ К РАЗДЕЛУ  
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ  
И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа		ФИО	
2ТМ11		Ковальковой Анастасии Сергеевне	
Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	ОНД
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	21.04.01 Нефтегазовое дело

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Материально-технические затраты, выраженные в виде капитальных и операционных затрат на разработку месторождения X
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Операционные и капитальные затраты
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	НДС, НДСП, ставка дисконтирования 20%

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


1. Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ	Расчет экономических показателей разработки месторождения на основе результатов гидродинамического моделирования
2. Оценка ресурсной финансовой, экономической эффективности	Оценка экономической эффективности производится на основании сравнения с классической схемой разработки

**Перечень графического материала:**

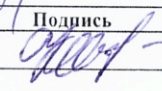
1. Накопленный чистый дисконтированный поток для каждого года разработки (по двум вариантам)

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику 11.05.2023г

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Рукавишников В.С.	PhD		11.05.2023г

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ11	Ковалькова Анастасия Сергеевна		11.05.2023г

## 5 РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ

### 5.1 Обоснование экономической эффективности ГРП

Главным критерием любого мероприятия ГТМ является экономическая эффективность и выгода, которую получит нефтяная компания. В данной главе произведен экономический расчет на основе данных, полученных при гидродинамическом моделировании, а также текущих экономических показателях, связанных с разработкой.

Исходные данные для дальнейшего расчета представлены ниже в Таблице 5.1.1.

Таблица 5.1.1 – Исходные данные для расчета

Базовый год		2020
Коэффициент дисконтирования	%	20
Цена реализации на внутреннем рынке	тыс.руб/тонну	6
Налогообложение		
Налог на прибыль	%	20
НДС	%	20
НДПИ	тыс.руб/т	0,919
Реализация продукции	%	100
Эксплуатационные затраты		
ГРП	тыс. руб	2800

На начальном этапе произведен расчет выручки, которая находится как объем нефти, добытого за год, умноженный на цену реализации на рынке. Стоит обратить внимание, что CAPEX был сформирован за счет затрат на проведение операций ГРП. Операционные затраты состоят из подготовки и транспорта нефти.

Налоговые отчисления осуществляются по основным законам Российской Федерации. К ним относят налог на прибыль, налог на добавленную стоимость, налог на добычу полезных ископаемых, а также налог на имущество. На каждом году посчитано значение денежных потоков, после чего потоки были дисконтированы под ставку 20%. Суммируя дисконтированные потоки, получаем значение чистого дисконтированного дохода, как ключевой параметр для принятия инвестиционных решений.

## **5.2 Расчет экономического эффекта от проведения ГРП**

Для расчета экономического эффекта от ГРП было рассчитано два случая, для расчета принималась работа 9 скважин, так как работа по остальному объему фонда принимается неизменной. Расчет производился на 12 периодов.

1. В работе 9 скважин. Каждый расчетный период делают ГРП на 2 скважинах. Стоимость 1 операции ГРП 2,89 млн рублей. Расчет годового объема добычи производился с учетом прироста объемов от ГРП и среднего годового снижения добычи на 21% после проведения операции;

2. Расчет на работу 9 скважин, без дополнительного прироста объемов средней годовой добычи, но со средним снижением добычи на 21 %.

В Таблице 5.2.1 приведены рассчитанные технические показатели работы объекта с учетом проведения мероприятий и без. Операции ГРП производились в 2023, 2024 и 2025 году в количестве двух мероприятий на каждый год. Результаты расчета экономического эффекта в двух случаях приведены на Рисунке 5.2.1 за счет сравнения НЧДДП, как ключевого параметра.

Таблица 5.2.1 – Технические показатели работы объекта

	Без ГРП	С ГРП
	тыс.т	
2022	10.767	10.767
2023	8.50593	29.382
2024	6.71968	29.782
2025	5.30855	48.895
2026	4.19376	172.8
2027	3.31307	136.512
2028	2.61732	107.844
2029	2.06768	85.1971
2030	1.63347	67.3057
2031	1.29044	53.1715
2032	1.01945	42.0055
2033	0.80536	33.1844

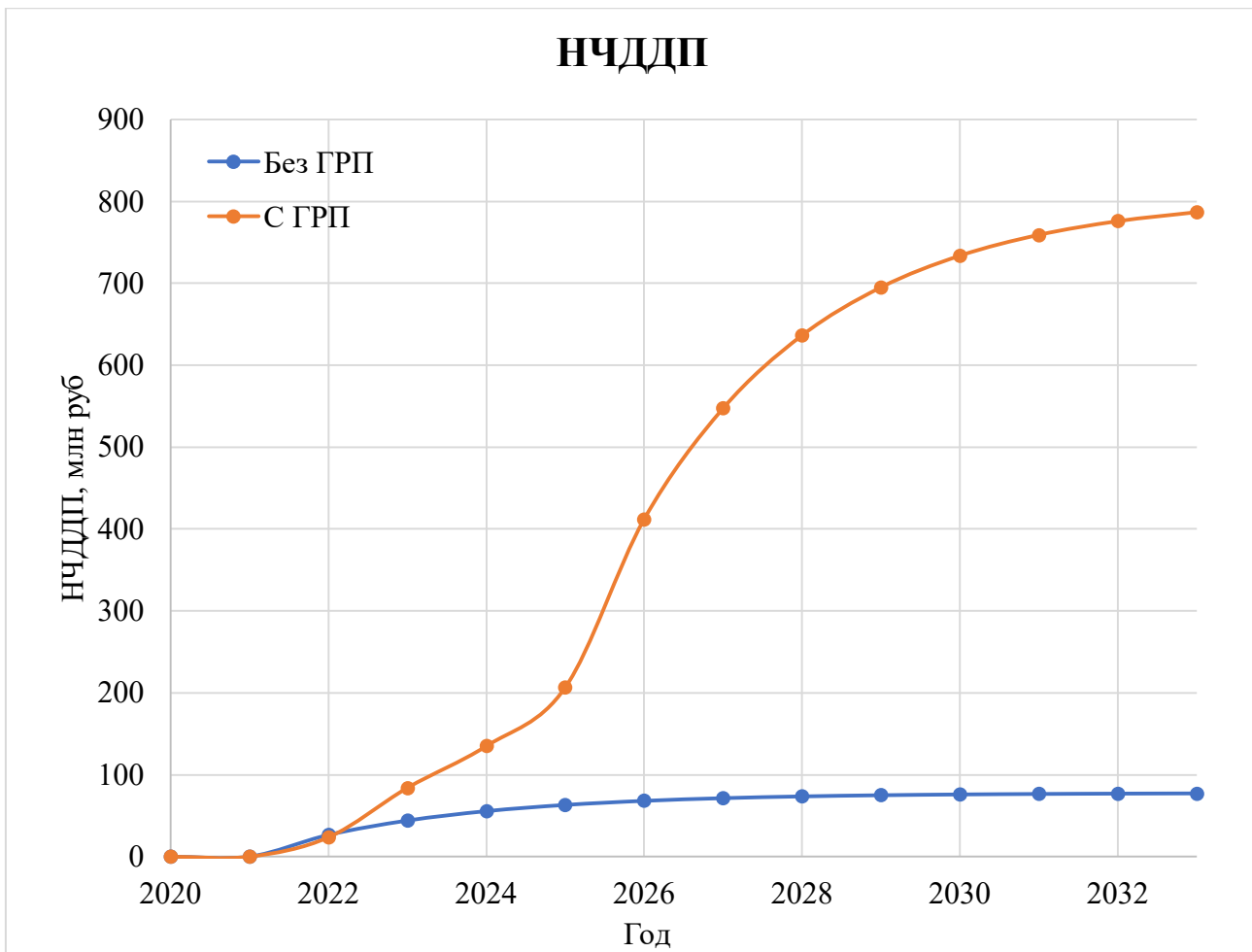


Рисунок 5.2.1 – Сравнение НЧДП с ГРП и без ГРП  
[Составила: Ковалькова А.С., 2023]

Также отмечается привлекательность проекта с проведением ГРП за счет значений периода окупаемости и дисконтированных индексов доходности (при проведении операций ГРП PI в 3,35 раз оказался больше, чем без проведения ГРП).

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА  
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:


<b>Группа</b>		<b>ФИО</b>	
2ТМ11		Ковальковой Анастасии Сергеевне	
<b>Школа</b>	Инженерная школа природных ресурсов	<b>Отделение (НОЦ)</b>	ОНД
<b>Уровень образования</b>	Магистратура	<b>Направление/специальность</b>	21.04.01 Нефтегазовое дело

Тема ВКР:

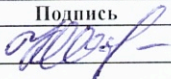
<b>Системный анализ геолого-промысловых данных для обоснования геолого-технологических мероприятий в целях регулирования разработки верхнеюрских отложений Среднеобской нефтегазоносной области (Западная Сибирь)</b>	
<b>Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:</b>	
<p><b>Введение</b></p> <p>– Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения.</p> <p>– Описание рабочей зоны (рабочего места) при разработке проектного решения/при эксплуатации</p>	<p><i>Объект исследования:</i> системный анализ геолого-промысловых данных в целях регулирования разработки целевых пластов</p> <p><i>Область применения:</i> разработка нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений</p> <p><i>Рабочая зона:</i> офис</p> <p><i>Размеры помещения:</i> 6*5 м.</p> <p><i>Количество и наименование оборудования рабочей зоны:</i> стол, персональный компьютер</p> <p><i>Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне:</i> системный анализ геолого-промысловых данных в целях регулирования разработки целевых пластов с использованием клавиатуры, компьютерной мыши и монитора</p>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p><b>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при разработке проектного решения/при эксплуатации:</b></p> <p>– специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</p> <p>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</p>	<p>СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03. Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы; ГОСТ Р ИСО 9241-4-2009. Эргономические требования к проведению офисных работ с использованием видеодисплейных терминалов (VDT). Часть 4. Требования к клавиатуре; 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; ГОСТ Р ИСО 9241-7-2007. Эргономические требования при выполнении офисных работ с использованием видеодисплейных терминалов (VDT). Часть 7. Требования к дисплеям при наличии отражений.</p>
<p><b>2. Производственная безопасность при разработке проектного решения/при эксплуатации:</b></p>	<p><i>Вредные факторы:</i></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Перенапряжение зрительного анализатора</li> <li>2. Умственное перенапряжение</li> <li>3. Повышенный уровень электромагнитных</li> </ol>

	<p>1. Производственные факторы, связанные с электрическим током, вызываемым разницей электрических потенциалов, под действие которого попадает работающий</p> <p><i>Требуемые средства коллективной и индивидуальной защиты от выявленных факторов:</i> осветительные приборы, ограждающие устройства, звукоизолирующие устройства, устройства защитного заземления и зануления</p> <p><i>Расчет:</i> расчет системы искусственного освещения</p>
<p><b>3. Экологическая безопасность при разработке проектного решения</b></p>	<p><i>Воздействие на селитебную зону:</i> образование свалок при утилизации компьютерной техники</p> <p><i>Воздействие на литосферу:</i> утилизация твердых компонентов компьютерной техники и периферийных устройств</p> <p><i>Воздействие на гидросферу:</i> утилизация жидких компонентов компьютерной техники и периферийных устройств</p> <p><i>Воздействие на атмосферу:</i> тепловое воздействие вследствие работы систем охлаждения компьютера</p>
<p><b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при разработке проектного решения</b></p>	<p><i>Возможные ЧС:</i> природные катастрофы (наводнения, цунами, ураган и т.д.), геологические воздействия (землетрясения, оползни, обвалы, провалы территории и т.д.), пожары, взрывы</p> <p><i>Наиболее типичная ЧС:</i> возгорание блока питания компьютера с возможностью возникновения пожара</p>
<p>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику <span style="float: right;">11.05.2023г.</span></p>	

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Сечин А.А.			11.05.2023г.

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ11	Ковалькова Анастасия Сергеевна		11.05.2023г.



## 6 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Данная магистерская диссертация направлена на системный анализ геолого-промысловых данных для обоснования геолого-технических мероприятий в целях регулирования разработки верхнеюрских отложений Среднеобской нефтегазоносной области. В качестве объекта исследования выбраны основные методы подбора скважин-кандидатов для ГТМ и геолого-промысловые данные работы месторождения X, расположенного в Сургутском районе Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области в 30 км от города Когалым и в 140 км к северо-востоку от города Сургут (Западная Сибирь).

Разрабатываемая методика системного анализа может быть применена в процессе разработки нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений для регулирования разработки целевых пластов. Также результаты исследования могут быть использованы при подборе скважин-кандидатов на ГТМ.

Потенциальными потребителями могут являться нефтегазодобывающие предприятия, а также научно-исследовательские и проектные институты, занимающиеся аналитической, методической и научно-технической поддержкой процессов разведки и добычи нефти, газа и газового конденсата. Примером такого предприятия может являться ООО «Тюменский нефтяной научный центр».

В данной работе освещен комплекс мер организационного, правового, технического и режимного характера, которые минимизируют негативные последствия разработки методики применения информационной энтропии, а также рассматриваются вопросы техники безопасности, охраны окружающей среды и пожарной профилактики, даются рекомендации по созданию оптимальных условий труда.

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

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

Согласно ТК РФ, N 197 – ФЗ [11] работник аудитории 227, 19 корпуса ТПУ 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;
- 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;
- внеочередной медицинский осмотр в соответствии с медицинскими рекомендациями с сохранением за ним места работы (должности) и среднего заработка во время прохождения указанного медицинского осмотра.

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

Рабочее место в аудитории 227, 19 корпуса ТПУ должно соответствовать требованиям ГОСТ 12.2.032–78 [3]. Высота над уровнем пола рабочей поверхности, за которой работает оператор, 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  $15^\circ$  к поверхности стола. Длина подставки 400 мм, ширина – 350 мм. Удаленность клавиатуры от края стола должна быть не более 300 мм, что обеспечит удобную опору для предплечий. Расстояние между глазами оператора и экраном видеодисплея должно составлять 40 – 80 см. Также рабочий стол должен быть устойчивым, иметь однотонное неметаллическое покрытие, не обладающее способностью накапливать статическое электричество. Рабочий стул должен иметь дизайн, исключаящий онемение тела из-за нарушения кровообращения при продолжительной работе на рабочем месте.

Рабочее место сотрудника аудитории 227, 19 корпуса ТПУ соответствует требованиям ГОСТ 12.2.032-78 [3].

## **6.2 Производственная безопасность**

Системный анализ геолого-промысловых данных требует использования персонального компьютера. Рассмотрим вредные и опасные факторы, которые могут возникать при работе с оборудованием.

### **6.2.1 Анализ потенциально возможных и опасных факторов, которые могут возникнуть на рабочем месте при проведении исследований**

Для выбора факторов использовался ГОСТ 12.0.003-2015 «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация» [2]. Перечень опасных и вредных факторов, характерных для проектируемой производственной среды представлен в виде Таблицы 6.2.1.1.

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Разработка	Изготовление	Эксплуатация	
1. Перенапряжение зрительного анализатора	+	+	+	СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы [8]
2. Умственное перенапряжение	+	+		Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 №197-ФЗ (ред. от 25.02.2022) [11]
3. Повышенный уровень электромагнитных излучений	+	+	+	СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 Гигиенические требования к электронно-вычислительным машинам и организации работы [8]
4. Отклонение показателей микроклимата в закрытом помещении	+	+	+	СанПиН 2.2.4.548-96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений [9]
5. Недостаточная освещенность рабочей зоны	+	+	+	СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95 [10]
6. Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека	+	+	+	ГОСТ 12.1.038-82. ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов [4]

Таблица 6.2.1.1 – Возможные опасные и вредные факторы

1). Перенапряжение зрительного анализатора

Монитор компьютера является источником света из-за чего при работе

с персональным компьютером зрительный анализатор находится в постоянном напряжении. Влияние на организм человека заключается в снижении зрения, слезотечении или сухости глаз, возникновении головных болей. В Таблице 6.2.1.2 приведены допустимые визуальные параметры устройств отображения информации [8].

Таблица 6.2.1.2 – Допустимые визуальные параметры устройств отображения информации

Параметры	Допустимые значения
Яркость белого поля	Не менее 35 кд/кв.м
Неравномерность яркости рабочего поля	Не более $\pm 20\%$
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

## 2). Умственное перенапряжение

Умственное перенапряжение может возникнуть в виду сложности задачи по разработке исследуемого в работе метода применения информационной энтропии. Это может сказаться на психофизическом состоянии работника, вызвать состояние усталости и привести к снижению работоспособности и внимательности [11]. В целях профилактики умственного перенапряжения необходимо:

- следить за питанием;
- планировать свой рабочий день;
- достаточно спать;
- использовать физические нагрузки.

### 3). Повышенный уровень электромагнитных излучений

Персональный компьютер, использующийся при разработке исследуемой в работе методики, является источником электромагнитных полей (ЭМП), воздействующих на организм человека. Биологический эффект повышенных электромагнитных излучений может проявляться в виде нарушений передачи нервных импульсов, а также нарушений деятельности сердечно-сосудистой и иммунной систем.

Персональные компьютеры должны соответствовать требованиям настоящих санитарных правил и каждый их тип подлежит санитарно-эпидемиологической экспертизе с оценкой в испытательных лабораториях, аккредитованных в установленном порядке.

Допустимые уровни электромагнитных полей, создаваемых ПК, не должны превышать значений, представленных в Таблице 6.2.1.3 [8].

Таблица 6.2.1.3 – Допустимые уровни ЭМП, создаваемых ЭВМ

Наименование параметров	Диапазон	ДУ ЭМП
Напряженность электрического поля	в диапазоне частот 5 Гц - 2 кГц	25 В/м
	в диапазоне частот 2 кГц - 400 кГц	2,5 В/м
Плотность магнитного потока	в диапазоне частот 5 Гц - 2 кГц	250 нТл
	в диапазоне частот 2 кГц - 400 кГц	25 нТл
Напряженность электростатического поля	-	15 кВ/м

### 4). Отклонение показателей микроклимата в закрытом помещении

Обязательным условием жизнедеятельности является полное

отведение выделяемой организмом человека теплоты (теплопродукции) в окружающую среду или защита организма человека от чрезмерной отдачи тепла во внешнюю среду. Нарушение теплового баланса ведет к перегреву или переохлаждению и, в дальнейшем, к нарушению функционального состояния работника, снижению и потере трудоспособности, возникновению несчастных случаев, травм. Таблица 6.2.1.4 содержит требования к микроклимату производственных помещений [9].

Таблица 6.2.1.4 – Оптимальные величины показателей микроклимата на рабочих местах производственных помещений

Оптимальные условия микроклимата					
Период года	Катег. работ по уровню энергозатрат	Температура воздуха, °С	Температура поверхностей, °С	Относ. влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с
Холодный	Іб	21-23	20-24	40-60	0,1
Теплый	Іб	22-24	21-25	40-60	0,1

Для достижения оптимальных условия микроклимата в холодное время года может быть использовано водяное отопление, в теплое время года может быть применено кондиционирование воздуха.

#### 5). Недостаточная освещенность рабочей зоны

Согласно ГОСТ 12.0.003-86 [1] недостаточная освещенность рабочей зоны является вредным производственным факторам, который может вызвать ослепленность или привести к быстрому утомлению и снижению работоспособности.

Искусственное освещение в помещениях для эксплуатации ЭВМ осуществляется системой общего равномерного освещения. В случаях работы с документами следует применять системы комбинированного освещения (к общему освещению дополнительно устанавливаются светильники местного освещения, предназначенные для освещения зоны расположения документов).

Освещенность на поверхности стола в зоне размещения рабочего документа должна быть 300 - 500 лк. Освещение не должно создавать бликов на поверхности экрана. Освещенность поверхности экрана не должна быть более 300 лк [1]. Нормируемые показатели освещения представлены в Таблице 6.2.1.5.



Таблица 6.2.1.5 – Нормируемые показатели естественного, искусственного и совмещенного освещения помещений жилых зданий [1]

Помещения	Рабочая поверхность и плоскость (Г — горизонтальна, В — вертикальная) нормирования КЕО и освещенности и высота плоскости над полом, м	Естественное освещение		Совмещенное освещение		Искусственное освещение				
		КЕО, %		КЕО, %		Освещенность, лк			Показатель дискомфорта, М, не более	Коэффициент пульсации освещенности, Кп, %, не более
		при верхнем или комбинированном освещении	при боковом освещении	при верхнем или комбинированном освещении	при боковом освещении	при комбинированном освещении		при общем освещении		
						всего	от общего			
Кабинеты и рабочие комнаты, офисы	Г-0,8	3,0	1,0	1,8	0,6	400	200	300	21	15

Ниже представлен расчет системы общего равномерного искусственного освещения для аудитории 227 19 корпуса. Аудитория обладает следующими характеристиками: длина А-6 м, ширина В-5 м, площадь S-30 м<sup>2</sup>, высота Н- 4 м, коэффициент отражения стен Кс-30 %, коэффициент отражения потолка Кп-50%. Высота рабочей поверхности h<sub>рп</sub>=0,72 м. Коэффициент запаса Кз-1,5. Коэффициент неравномерности Z-1,1.

В качестве типа светильника был выбран светильник с люминесцентными лампами типа ОД с интегральным критерием оптимальности расположения светильников  $\lambda = 1,4$ . Приняв расстояние светильников от перекрытия  $h_c = 0.05$  м, рассчитаем высоту светильников над рабочей поверхностью  $h$ :

$$h = H - h_c - h_{рп} = 4 - 0.05 - 0.72 = 3.23 \quad (6.2.1.1)$$

Расстояние между светильниками L:

$$L = \lambda * h = 1.4 * 3.23 = 4.52 \quad (6.2.1.2)$$

Количество рядов светильников с люминесцентными лампами:

$$n_{ряд} = \frac{(B - \frac{2}{3} * L)}{L} + 1 = \frac{5 - 3}{3.23} + 1 = 1.62 \quad (6.2.1.3)$$

Так как количество рядов-целое число, округлим полученное значение до 2. Далее определим количество светильников в ряду:

$$n_{ряд} = \frac{(A - \frac{2}{3} * L)}{L + 0.5} + 1 = \frac{6 - 3}{1.23 + 0.5} = 1.73 \quad (6.2.1.4)$$

Полученное значение также округлим до 2.

В каждом светильнике установлено по две лампы. Таким образом, общее число ламп в осветительной системе:

$$N_{\text{л}} = 2 * n_{\text{ряд}} * n_{\text{св}} = 2 * 2 * 2 = 8 \quad (6.2.1.5)$$

Индекс помещения:

$$i = \frac{S}{h(A+B)} = \frac{30}{3.23*11} = 0.84 \quad (6.2.1.6)$$

Коэффициент использования светового потока  $\eta = 0,41$ .

Световой поток:

$$\Phi = \frac{E_{\text{н}} * S * K_3 * Z}{N * \eta} = \frac{200 * 30 * 1.5 * 1.1}{8 * 0.41} = 3018 \text{ лм} \quad (6.7)$$

где:

$E_{\text{н}}$  - нормативная освещённость по СП 52.13330.2016, лк.

Таким образом, ближайшая стандартная лампа- ЛД с мощностью 65 Вт и световым потоком 3750 лм. Электрическая мощность всей осветительной системы:

$$P = N_{\text{л}} * p_{\text{л}} = 8 * 65 = 520 \text{ Вт} \quad (6.2.1.8)$$

Выполним проверку полученных значений на соответствие следующему уравнению:

$$-10\% \leq \frac{\Phi_{\text{л. СТАНД}} - \Phi_{\text{л. РАСЧ}}}{\Phi_{\text{л. СТАНД}}} * 100\% \leq 20\% \quad (6.2.1.9)$$

$$-10\% \leq 19,5\% \leq 20\% \quad (6.2.1.10)$$

Так как условие в уравнении 6.10 выполняется, можно сделать вывод о том, что для кабинета 227 в 19 корпусе ТПУ для соблюдения требований по освещению необходима установка четырех светильников типа ОД, по две лампы типа ЛД в каждом светильнике с мощностью 65 Вт и световым потоком 3750 лм.

#### б). Повышенное значение напряжения в электрической цепи

Основными непосредственными причинами электротравматизма, могут являться:

- прикосновение к токоведущим частям электроустановки, находящейся под напряжением;
- прикосновение к металлическим конструкциям электроустановок, находящимся под напряжением;
- ошибочное включение электроустановки или несогласованных действий обслуживающего персонала;
- поражение шаговым напряжением и др.

Электрический ток, проходя через организм человека может вызвать ожоги, нарушение работы мышечной системы, изменение физико-химического состава крови, а также смерть.

Уровень напряжения для питания ЭВМ в аудитории 227 19 корпуса ТПУ равняется 220 В. В сети используется переменный ток частотой 50 Гц. Соответственно, предельное значение напряжения прикосновения для такого рода тока составляет 2 В, а силы тока – 0,3 мА.

Основными техническими средствами защиты являются защитное заземление, автоматическое отключение питания, устройства защитного отключения, изолирующие электрозащитные средства, знаки и плакаты безопасности. Наличие таких средств защиты предусмотрено в рабочей зоне. В целях профилактики периодически проводится инструктаж работников по

технике безопасности.

### **6.3 Экологическая безопасность**

В данном подразделе рассматривается характер воздействия проектируемого решения на окружающую среду. Выявляются предполагаемые источники загрязнения окружающей среды, возникающие в результате реализации предлагаемых в диссертации решений.

#### **6.3.1 Анализ влияния объекта исследования на окружающую среду**

Разработка методики применения информационной энтропии, как было отмечено ранее, требует использование персонального компьютера и компьютерной периферии. С точки зрения влияния на окружающую среду можно рассмотреть влияние используемой компьютерной техники при ее утилизации.

Продукты производства электроники содержат бериллий, кадмий, мышьяк, поливинилхлорид, ртуть, свинец, фталаты, огнезащитные составы на основе брома и редкоземельные минералы. Это очень вредные вещества, которые не должны попадать на свалку после истечения срока использования, а должны правильно утилизироваться. При неправильной утилизации литосфера будет загрязнена перечисленными выше веществами.

Некоторые персональные компьютеры (ПК) оборудованы жидкостным охлаждением, в состав которого могут входить различные масла, жидкие металлы и охлаждающие жидкости, которые, при неправильной утилизации могут стать источниками загрязнения гидросферы.

Утилизация компьютерного оборудования осуществляется по специально разработанной схеме, которая должна соблюдаться в организациях:

- 1) На первом этапе необходимо создать комиссию, задача которой заключается в принятии решений по списанию морально устаревшей или не

рабочей техники, каждый образец рассматривается с технической точки зрения;

2) Разрабатывается приказ о списании устройств. Для проведения экспертизы привлекается квалифицированное стороннее лицо или организация;

3) Составляется акт утилизации, основанного на результатах технического анализа, который подтверждает негодность оборудования для дальнейшего применения;

4) Формируется приказ на утилизацию. Все сопутствующие расходы должны отображаться в бухгалтерии;

5) Утилизацию оргтехники обязательно должна осуществлять специализированная фирма;

6) Получается специальная официальной формы, которая подтвердит успешность уничтожения электронного мусора.

После оформления всех необходимых документов, компьютерная техника вывозится со склада на перерабатывающую фабрику. Все полученные в ходе переработки материалы вторично используются в различных производственных процессах [27].

### **6.3.2 Анализ влияния процесса исследования на окружающую среду**

Процесс исследования представляет из себя работу с информацией, такой как технологическая литература, статьи, ГОСТы и нормативно-техническая документация, а также разработка математической модели с помощью различных программных комплексов. Таким образом процесс исследования оказывает негативного влияния на окружающую среду.

## **6.4 Безопасность в ЧС**

### **6.4.1 Анализ вероятных ЧС, которые может инициировать объект исследований и обоснование мероприятий по предотвращению ЧС**

Согласно ГОСТ Р 22.0.02-94 ЧС [5] - 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), применением возможным противником современных средств поражения и приведшее или могущее привести к людским или материальным потерям".

С точки зрения выполнения проекта характерны следующие виды ЧС:

1. Пожары, взрывы;
2. Внезапное обрушение зданий, сооружений;
3. Геофизические опасные явления (землетрясения);
4. Метеорологические и агрометеорологические опасные явления.

Так как объект исследований представляет из себя системный анализ информации, которая осуществляется с помощью ПК, то наиболее вероятной ЧС в данном случае можно назвать пожар в аудитории с ПК. Пожарная безопасность должна обеспечиваться системами предотвращения пожара и противопожарной защиты, в том числе организационно-техническими мероприятиями.

Основные источники возникновения пожара [7]:

1. Неработоспособное электрооборудование, неисправности в проводке, розетках и выключателях. Для исключения возникновения пожара по этим причинам необходимо вовремя выявлять и устранять неполадки, а также проводить плановый осмотр электрооборудования;
2. Электрические приборы с дефектами. Профилактика пожара

включает в себя своевременный и качественный ремонт электроприборов;

3. Перегрузка в электроэнергетической системе (ЭЭС) и короткое замыкание в электроустановке.

Под пожарной профилактикой понимается обучение пожарной технике безопасности и комплекс мероприятий, направленных на предупреждение пожаров.

Пожарная безопасность обеспечивается комплексом мероприятий:

– обучение, в том числе распространение знаний о пожаробезопасном поведении;

– пожарный надзор, предусматривающий разработку государственных норм пожарной безопасности и строительных норм, а также проверку их выполнения;

– обеспечение оборудованием и технические разработки (установка переносных огнетушителей и изготовление зажигалок безопасного пользования).

Для административного жилого здания требуется устройство внутреннего противопожарного водопровода [7].

Для оповещения о возникновении пожара в каждом помещении должны быть установлены дымовые оптико-электронные автономные пожарные.



## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В рамках данной выпускной квалификационной работы были выполнены следующие задачи:

1. Рассмотрены и проанализованы существующие методики и алгоритмы подбора скважин-кандидатов для ГТМ. С целью оценки влияния геологических особенностей как целевой критерий выбора скважин-кандидатов выбран геологический;

2. Проанализированы исходные данные согласно технологическим режимам работы фонда и петрофизические характеристики пласта ЮВ1-1. Рассмотрены результаты уже проведенных мероприятий по фонду месторождения. Как наиболее эффективное, для дальнейших расчетов, выбрана процедура ГРП;

3. С целью оценки введен дополнительный геологический критерий как расстояние от скважины до дизъюнктивного нарушения. Рассмотрена степень влияния особенностей геологического строения целевого объекта на успешность проведения ГТМ. Подтверждено, что максимальная эффективность применения ГРП достигается в зонах влияния разрывных нарушений;

4. Построена синтетическая гидродинамическая модель, направленная на оценку прироста дебита нефти по результатам проведения ГТМ;

5. Рассчитанный экономический эффект от проведения операций дал положительный результат при сравнении со случаем без проведения ГТМ.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

### Нормативные документы

1. ГОСТ 12.0.003-86. «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Работы электросварочные. Требования безопасности» – М.: Издательство стандартов, 1988 г.– 11 с.
2. ГОСТ 12.0.003-2015. «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы. Классификация». М.: Издательство стандартов, 1974 г.– 25 с.
3. ГОСТ 12.2.032-78. «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования». М.: Издательство стандартов, 1979 г.– 9 с.
4. ГОСТ 12.1.038-82. «Система стандартов безопасности труда ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов» – М.: Издательство стандартов, 1983 г.– 7 с.
5. ГОСТ Р 22.0.02-94. «Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Термины и определения основных понятий» – М.: Издательство стандартов, 1996 г.– 16 с.
6. Нормы пожарной безопасности «Системы оповещения и управления эвакуацией людей при пожарах в зданиях и сооружениях» // Собрание законодательства Российской Федерации от 2002. [Электронный ресурс] URL: [https://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_43036/64bd720fc0f589ab6edcfc33c309562a06321645/?ysclid=lljrxwfnr4783523103](https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_43036/64bd720fc0f589ab6edcfc33c309562a06321645/?ysclid=lljrxwfnr4783523103).
7. Пожарная безопасность серверной комнаты [Электронный ресурс] URL: <https://avtoritet.net/library/press/245/15479/articles/15515>.
8. СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03. «Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы» – М.: Госкомсанэпиднадзор, 2003 – 56 с.

9. СанПиН 2.2.4.548-96. «Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений» – М.: Госкомсанэпиднадзор, 2003 – 11 с.

10. СП 52.13330.2016. «Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95» – М.: Стандартинформ, 2016 – 121 с.

11. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30 декабря 2001 N 197-ФЗ (ред. от 19.12.2022, с изм. от 11.04.2023) (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.03.2023) // Собрание Законодательства Российской Федерации от 2002, № 1, ст. 3 (Часть I). [Электронный ресурс] URL: [https://pavlovka.gosuslugi.ru/netcat\\_files/602/5207/Trudovoy\\_kodex\\_Rossiyskoy\\_Federatsii\\_ot\\_30\\_12\\_2001\\_N\\_197\\_F.pdf?ysclid=lljruhzyf112226177](https://pavlovka.gosuslugi.ru/netcat_files/602/5207/Trudovoy_kodex_Rossiyskoy_Federatsii_ot_30_12_2001_N_197_F.pdf?ysclid=lljruhzyf112226177)

#### **Опубликованная**

12. Белозеров В. Б. Седиментационные модели верхнеюрских резервуаров горизонта Ю1 Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции как основа для оптимизации систем их разведки и разработки: дис. – Институт нефтегазовой геологии и геофизики, 2008. – 263 с.

13. Белозеров, В.Б. Фациальная диагностика по материалам ГИС континентальных и прибрежно-морских отложений юры юго-востока Западной Сибири / В.Б. Белозеров, Н.А. Брылина, Е.Е. Даненберг // Проблемы геологии и нефтегазоносности верхнепалеозойских и мезозойских отложений Сибири. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 1984. – с. 11 – 23.

14. Беспалова, С.Н. Оценка влияния разломов на геологические особенности залежей и продуктивность коллекторов газовых месторождений Западной Сибири / С.Н. Беспалова, О.В. Бакуев // Геология нефти и газа. – 1995. – №7.– с.16-21.

15. Бочкарев, А.В. Разломно-блоковое строению юрских залежей Ватьеганского месторождения по материалам сейсморазведки и промысловым данным / А.В. Бочкарев, А.А. Калугин, А.Н. Лесной, А.Д.

Алексеева, Д.В. Полукеев // Нефтепромысловое дело. – 2015. – No 5. – с. 49 – 54.

16. Бочкарев, В.А. Сбросы и сбросо-сдвиги в нефтегазовой геологии /В.А.Бочкарев, А.В.Бочкарев. – Москва: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2012. – 234 с.

17. Воронин, Н.И. Влияние региональных наклонов на формирование ловушек нефти и газа / Н.И. Воронин // Геология нефти и газа. – 1984. – No 8. – с. 50 – 53.

18. Гайнуллин М.М., Шабаров А.Б. Применение теории нечетких множеств для подбора скважин с целью геолого-технологических мероприятий на нефтяных месторождениях // Вестник Тюмен. гос. ун-та. 2011. №7. – с. 30 – 37.

19. Гладков Е.А. «Оптимизация третичных МУН для месторождений с длительной историей разработки» / Национальный исследовательский Томский политехнический университет // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2014 г. – 3 – с. 58 – 67.

20. Каримов Р.М., «Влияние особенностей геологического строения и формирования залежей на эффективность выработки запасов основных продуктивных пластов Повховского и Ватьеганского месторождений» // Диссертация – Уфа – 2002 г. – 171 с.

21. Керусов, И.Н. Геологическая информативность сейсморазведки 3Д при изучении доюрского комплекса Западной Сибири (на примере площадей Когалымского региона) / И.Н. Керусов, А.А. Потрясов, К.Г. Скачек // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО – 2003. – Том II. – с. 26 – 32.

22. Копылов, В.Е. Уточнение строения верхнеюрской залежи Ватьеганского месторождения по данным геолого-гидродинамических исследований / В.Е. Копылов, А.В. Лобусев, Е.И. Бронскова, А.Н. Лесной, А.В. Бочкарев // Территория Нефтегаз. – 2014.– No 12.– с. 46 – 49.

23. Космачева М.С., Индрупский И.М. Особенности разработки месторождений, осложненных тектоническими нарушениями // Экспозиция

Нефть Газ. 2017. №7 (60). [Электронный ресурс] URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/osobennosti-razrabotki-mestorozhdeniy-oslozhnennyh-tektonicheskimi-narusheniyami> (дата обращения: 08.08.2023).

24. Лесной, А.Н. Зональное изменение фильтрационно-емкостных свойств пород Ватъеганского месторождения по результатам исследования керна / А.Н. Лесной, А.В. Бочкарев, Е.И. Бронскова, А.А. Калугин, М.М. Вятчинин // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2016. – № 1. – с. 22 – 28.

25. Лесной, А.Н. Исследование скважин гидропрослушиванием при решении задач разработки нефтяных и газовых месторождений / А.Н. Лесной, Е.М. Пьянкова // Нефтяное хозяйство. – 2010. – № 1. – с. 13 – 16.

26. Лесной, А.Н. Повышение эффективности выработки трудноизвлекаемых запасов на основе учета дизъюнктивных нарушений и анализа ГТМ / А.Н. Лесной, А.В. Бочкарев, Е.И. Бронскова // Нефтепромысловое дело. – 2014.–№9.– с. 12 – 16.

27. ООО «Лукойл-инжиниринг» «Зональное изменение фильтрационно- емкостных свойств пород Ватъеганского месторождения по результатам исследования керна» // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2016 г. – 6(34) – 22 – 24 с.

28. Разработка нефтяных пластов в поздней стадии. Т. 1. Геология и разработка нефтяной залежи в поздней стадии / Н.И. Хисамутдинов, Р.Х. Гильманова, И.В. Владимиров, Н.З. Ахметов, Р.Г. Абдулмазитов, Р.Г. Сарваретдинов – М.: ОАО "ВНИИОЭНГ", 2004. – 252 с.

29. Рудкевич, М.Я. Тектоническое развитие и нефтегеологическое районирование Западно-Сибирской провинции / М.Я. Рудкевич. – Свердловск: Средне - Уральское кн. изд-во, 1976. – 172 с.

30. Скачек, К.Г. Нефтеносность нижнеюрских и доюрских комплексов Среднего Приобья / К.Г. Скачек и др. // Нефтегазовое дело: Вестник ПГТУ. – Пермь. – 2005.– № 6.– с. 44–45.

31. Славкин, В.С. К вопросу о дизъюнктивно-блоковом строении природных резервуаров Западно-Сибирского НГБ / В.С. Славкин, Н.С. Шик, А.Ю. Сапрыкина // Геология нефти и газа. – 2001. – No 4. – с. 40 – 46.
32. Славкин, В.С. О роли малоамплитудных дизъюнктивных дислокаций в формировании скоплений углеводородов в природных резервуарах Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна / В.С. Славкин, Н.С. Шик, М.В. Даханова // Геология нефти и газа. – 2002. – No 1. – с. 37 – 42.
33. Тепляков Е.А., Ахметов Р.Р., Васильев А.А. Влияние методов интенсификации притоков на продуктивность скважин в процессе ГРП по территориальной программе на распределенном фонде недр ХМАО – Югры в 1996–2007 гг. / Сб. докл. "Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала ХМАО – Югры". – Ханты-Мансийск, 2009. – Т. 1. – с. 318 – 325.
34. Тимурзиев, А.И. Структурно-тектонические условия, контролирующие продуктивность скважин на месторождениях Западной Сибири, осложненных сдвигами / А.И. Тимурзиев // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2010. – No 8. – с. 20 – 33.
35. Тищенко, Г.И. Геологическое строение и нефтегазоносность зоны контакта доюрского фундамента и осадочного чехла юго-восточной части Западно-Сибирской плиты (Томская область): автореф. дис. ... канд. геол.-минер. наук: 25.00.12 / Тищенко Галина Ивановна. – Томск, 1978. – 20 с.
36. Тюльков А.Т., Methodика ранжирования скважин-кандидатов ГТМ на газоконденсатном месторождении с существенной выработкой запасов для ввода в разработку из длительной консервации. – Тюмень, ТННЦ. [Электронный ресурс] URL: [https://сферанефтьгаз.рф/upload/articles/pdf/sphereoilandgas\\_2021-3\\_tnnc.pdf](https://сферанефтьгаз.рф/upload/articles/pdf/sphereoilandgas_2021-3_tnnc.pdf)
37. Умебаев В.Г., Геолого-технические мероприятия при эксплуатации скважин. – М.: Недра, 1989. – 215 с.
38. Alireza S., Kyle V.C., Jenn-Tai L. Using neural networks for candidate selection and well performance prediction in water- shutoff treatments

using polymer gels – a field-case study // SPE Production & Operation. – November 2007. – p. 417–424.

39. Big-Data Analytics for Production-Data Classification Using Feature Detection: Application to Restimulation-Candidate Selection / Egbadon Udegbe, Eugene Morgan, Sanjay Srinivasan// SPE Conference paper 187328-PA. – 2019– p. 364 – 385.

40. Denney, Dennis. "Artificial Neural Networks Identify Restimulation Candidates." J Pet Technol 52 –2000 – p. 44–45.

41. Ebrahim, Abdullah S. et al. "A structured approach for the diagnosis of formation damage caused by organic scale deposits and surface-active agents, Part II: Expert system development." Journal of Petroleum Science and Engineering 138 – 2016 – p. 245 – 252.

42. Ihekoronye, K. K. and I. V. Nwankwo. "EFFECTIVE CANDIDATE SELECTION FOR STIMULATION: CASE STUDY OF THE NIGER DELTA OIL FIELD." – 2019 – URL: [https://www.vurup.sk/wp-content/uploads/2019/05/PC-X-2019\\_IHEKORONYE\\_32\\_REV1.pdf](https://www.vurup.sk/wp-content/uploads/2019/05/PC-X-2019_IHEKORONYE_32_REV1.pdf)

43. Jennings AR. Good Wells Make the Best Candidates for Well Stimulation. SPE Production Engineering 1991; p. 371-376.

44. Martin AN, and Rylance M. Hydraulic Fracturing Makes the Difference: New Life for Old Fields. Paper SPE 127743 presented at the North Africa Technical Conference and Exhibition. 14-17 February 2010 – URL: <https://doi.org/10.2118/127743-MS>

45. Performance model analysis for candidate recognition / J. Tan, Y.M. Del Castillo, R. Reese, C.L. Pinzon // SPE Conference paper 138229-MS. – 2010 – p. 14-17.

46. Permana D., Fakhrizal F., Nurwibowo M.P. Selection criteria for successful water shut-off treatment – Brown field success story // SPE Conference paper 165753 – MS. – 2013 – URL: <https://doi.org/10.2118/165753-MS>

47. Reeves, S. R., Bastian, P. A., Spivey, J. P., Flumerfelt, R. W., Mohaghegh, S., and G. J. Koperna. "Benchmarking of Restimulation Candidate

Selection Techniques in Layered, Tight Gas Sand Formations Using Reservoir Simulation." Paper presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, Texas, October 2000. URL: <https://doi.org/10.2523/63096-MS>

48. Robert F. Shelley Artificial neural networks identify restimulation candidates in the Red Oak field // SPE Conference paper 52190 – MS. – 1999; p. 71–74

49. Mohaghegh S., Reeves S., Hill D. Development of an intelligent systems approach for restimulation candidate selection // SPE Conference paper 59767-MS. – 2000. doi: <https://doi.org/10.2118/59767-MS>

50. Structured approach to advanced candidate selection and treatment design of stimulation treatments / G. Nitters, L. Roodhart, H. Jongma, V. Yeager, M. Buijse, D. Fulton, J. Dahl, E. Jantz // SPE Conference paper 63179-MS. – 2000. doi: <https://doi.org/10.2118/63179-MS>

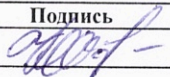
51. Udegbe, Egbadon, Morgan, Eugene, and Sanjay Srinivasan. "From Face Detection to Fractured Reservoir Characterization: Big Data Analytics for Restimulation Candidate Selection." Paper presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, USA, October 2017 doi: <https://doi.org/10.2118/187328-MS>



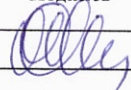
## Приложение А

### 1 A SYSTEMATIC APPROACH TO THE SELECTION OF GEOLOGICAL AND TECHNICAL MEASURES CARRIED OUT IN THE PRACTICE OF OIL AND GAS PRODUCTION IN ORDER TO IMPLEMENT DESIGN SOLUTIONS FOR THE STRATEGY OF ENSURING MAXIMUM PRODUCTION OF HYDROCARBON RESERVES

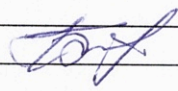
Обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ11	Ковалькова Анастасия Сергеевна		26.05.23

Консультант школы отделения ИШПР, ОНД:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Чернова О.С.	Д.Г.-М.Н.		26.05.23

Консультант – лингвист отделения ИШПР, ОИД:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Болсуновская Л.М.	К.Ф.Н		26.05.23

## **1.1 Classification and brief description of geological and technical measures**

Geological and technical measures (GTM) are a set of procedures aimed at increasing the current rate of selection and ensuring maximum production.

The deposits of Western Siberia are at the late stages of development (the main part of the reserves has been put into operation), for this reason, the increase in production in such conditions is achieved through the commissioning of individual deposits within the fields, as well as through GTM. As part of this work, I will consider the most effective measures applicable to the later stages of development.

When processing the bottom-hole zone, mechanical, chemical and physical methods of influencing the formation can be distinguished. The type of impact on the bottom-hole zone depends on the structure of the target formation, the composition and characteristics of the composing rocks and reservoir conditions.

Mechanical methods - hydraulic fracturing, hydro-blast perforation, well torpedoing - are aimed at creating new cracks and channels connecting the wellbore with the target formation.

The most effective of the mechanical methods in terms of increasing the extraction coefficients and economic benefits can be identified as hydraulic fracturing.

In hydraulic fracturing technology, there are:

1. The traditional operation of hydraulic fracturing - the injection of fluid into the well at high speed and under high pressure, which exceeds the pressure of hydraulic fracturing. After that, cracks are formed and a proppant is injected to prevent their closure.

2. The TSO end-screening technology - a creation of short cracks, which is carried out on high-flow wells in order to reduce the flow rate and its turbulence in the bottom-hole formation zone.

3. Acid fracturing - a procedure of the injection of acid under pressure sufficient for the formation and development of a crack.

Table 1.1 shows the minimum requirements for hydraulic fracturing.

Table 1.1 – The minimum requirements for hydraulic fracturing

Factor	Oil formation	Gas formation
Hydrocarbons saturation	>40%	> 50%
Water Cut	>30%	<1100 m <sup>3</sup> /mil.m <sup>3</sup>
Permeability	1-50 mD	0.01-10 mD
P reservoir	< 70%	2*Depletion Pressure
Formation thickness	>10 m	>10 m
System capacity	20 % capacity	

Chemical methods are based on the interaction of injected chemicals, mainly acids, with rocks (carbonates and carbonated sandstones) of the reservoir and polluting sediments.

Physical methods are based on physical phenomena, for example: heat treatments and vibration effects.

During heat treatments, heating of the wellbore and bottom-hole formation zone leads to the melting of asphalt, resin and paraffin deposits (ARPD) and simplifies their removal to the surface. Vibration impact is carried out due to pulsating pressure on the target formation, as a result of which cracks form in the bottom-hole zone.

Sidetracking is a particularly effective technology for the late stage of development due to additional drilling, which makes it possible to involve previously unused areas of the reservoir, as well as hard-to-recover reserves. This measure is aimed at increasing oil recovery from reservoirs and actually replaces well sealing. Appropriate technologies help save the well and save well development costs.

Repair and isolation work is a measure aimed at eliminating leaks in the production string and restricting water inflow into the well. The peculiarity of this type of geological and technical operations is that the effectiveness of the work

carried out is rather not in obtaining additional oil production, but in reducing the water content in the well production.

In world practice, GTM methods are divided into two groups: methods of increasing oil recovery and methods of influencing the formation and borehole technologies.

Methods of increasing oil recovery of reservoirs is a complex of technological solutions aimed at improved production of oil reserves compared to the traditional method of flooding, based mainly on physicochemical processes:

- Thermal methods: steam-thermal impact on the reservoir, in-situ combustion;

- Gas methods: miscible/immiscible displacement, two-phase foam systems;

- Physico-chemical methods: displacement of oil by surfactant solutions, polymers;

- Experimental methods: microbiological and wave action.

A distinctive feature of the above methods is the need for significant research studies in each specific case, as well as their costly nature, increased technological and economic risk.

Reservoir stimulation methods and well technologies are aimed at ensuring high values of oil recovery factors through the use of horizontal and multilateral wells, transformation of existing development systems (changes in the waterflooding system, well pad compaction), treatment and impact on the bottom-hole zone.

The methods of the second group are mostly methods and technologies that have been successfully tested by modern science and practice, using typical tasks and solutions based on developed software simulation models. These methods themselves are often a necessary part of the projects of the first group of methods.

## **1.2 Analysis of existing algorithms for selecting candidate wells for GTM**

Most of the methods for selecting wells for the purpose of GTM are mainly based on the analysis of already carried out activities and are divided into classical and non-classical methods.

The classical ones are manual data analysis and statistical analysis. In some cases, regression analysis and the principal component method are used.

Non-classical methods include the use of artificial neural networks, genetic algorithms and fuzzy set theory.

The foreign literature considering this problem is mainly aimed at the selection of candidate wells for the purpose of repeated hydraulic fracturing and RIW. While the Russian-speaking sources, on the contrary, are aimed at identifying candidates for other well interventions.

With well-by-well analysis, all available data about the well are considered – logs, production data, geological and technical measures carried out and field and geophysical studies. Regression analysis is used to identify the dependencies between the parameters, but to use it, you need to know or assume the type of relationship between the variables.

The method of modified inhomogeneity indices is an example of using the classical approach for GTM planning. This technique is based on the identification of certain areas: areas with inefficient injection, with insufficient compensation and areas where wells are operating with indicators below the potential ones.

However, the above methodology does not take into account the heterogeneity of the reservoir over the area of the deposit, but there is a potential for improvement due to the preliminary allocation of zones with similar properties.

The article by G. Nitters, L. Roodhart considers a more comprehensive approach to the selection of wells. In this technique, a parameter is used that displays the ratio of current performance indicators and its theoretical potential [3].

Non-classical methods of selecting candidate wells for geological and technical operations are based mainly on "virtual systems". These systems simulate the work of the human brain and include tools for analyzing data with complex, non-linear dependence, and allow you to effectively solve problems aimed at approximation and optimization. These systems include artificial neural networks [5], genetic algorithms [2], and fuzzy logic [4].

This technique also implies the identification of candidate wells for carrying out measures to limit water inflow with polymer gels in oil fields. [1].

The following parameters were taken as input parameters in such "virtual systems": perforation thicknesses, oil-saturated thicknesses, oil and water flow rates, water availability before GTM, volume of injected gel, well depth. At the output from the system, data on accumulated production were obtained 1.3 and 6 months after the event.

The paper of Khusamutdinov is devoted to the use of the theory of fuzzy sets to substantiate the generalized criterion for the selection of wells optimal for conversion to production/injection [6].

For example, the fuzzy criteria for evaluating the transfer of wells for injection are: small current oil pay thickness, average predicted injectivity, low clay content, lack of perforation in this reservoir, and a small distance from the nearest production wells. Each criterion has its own membership function, and the generalized criterion is calculated as the root of the corresponding degree from the product of all criteria. The values of the generalized criterion are found for all wells and, in conjunction with maps of residual recoverable reserves, are used to select candidate wells for geological and technical operations.

The work is of great interest because it compares classical and non-classical methods. The authors evaluate various approaches to the selection of candidate wells for repeated hydraulic fracturing: using statistical analysis, neural networks and typical curves.

To carry out the analysis, an artificial model of a multilayer gas field of ultra-low permeability with 120 wells was created, drilling of which was carried

out over 12 years in three stages. In order to achieve realism, a criterion was introduced in the model for shutting down wells by the flow rate. Thus, out of 120 wells, 115 remained in the operating fund 20 years after the start of development.

The authors were divided into two groups – some investigated the events using a hydrodynamic model, others – by analytical methods. This disagreement was carried out in order to be able to evaluate each approach independently of the others.

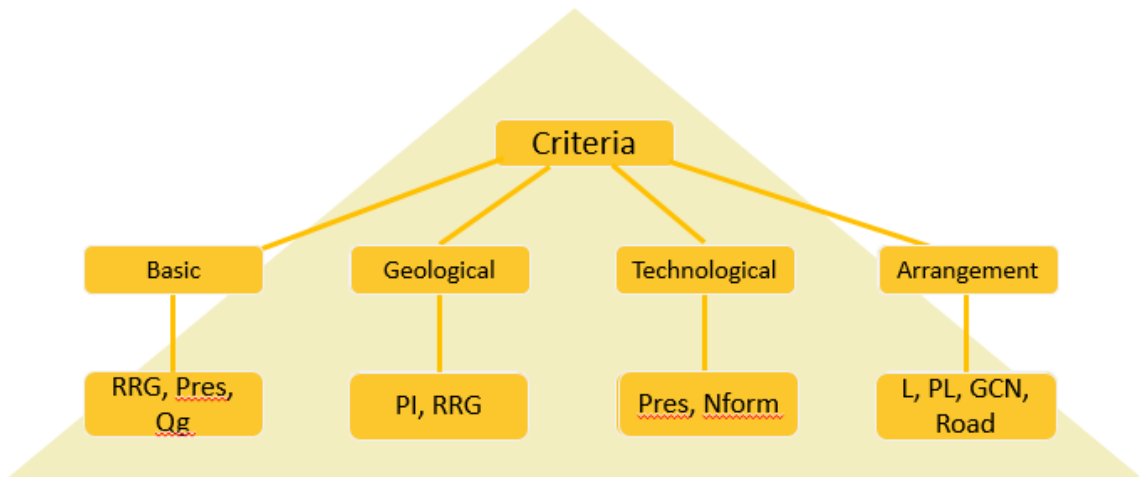
As a result of comparing all three methods, it was revealed that the statistical method is not sufficiently effective for selecting candidate wells for repeated fracturing, although it is fast and inexpensive enough.

Thus, a comprehensive approach to assessing the compliance of a well with all parameters for conducting GTM is required for deposits, which should include:

1. Integration of the necessary geological and commercial information;
2. Justification of criteria for the selection of candidate wells;
3. Risk assessment of events;
4. Ranking of candidate wells based on the obtained complex parameters;
5. Calculation of the production potential of wells and economic assessment of the feasibility of GTM.

### **1.3 GTM planning criteria**

One of the ways to rank wells is the systematic approach of ranking candidate wells by the method of analyzing the hierarchy of criteria.



Picture 1.3.1 - Typical scheme of the method of analyzing the hierarchy of criteria

The main criteria for making a decision on conducting GTM at a candidate well are:

- basic criteria;
- geological criteria;
- technological criteria;
- criteria for the arrangement.

To assign a priority coefficient to each well, it is necessary to normalize wells according to each of the ranking criteria. In turn, all criteria have their own sub-criteria, each of which is assigned a weighting factor, which later add up to the final normalization value.

#### Basic criteria

1. Implies a set of indicators: the degree of reserves development (how many residual reserves per well?), the estimated current reservoir pressure and the stopping flow rate of the well.

The basic criteria is determined by the following formula:

$$W_{basic} = \sqrt[3]{RRG (Base) * Pres(current) * Qg(residual)} \quad (1)$$

where:



RR – residual recoverable gas reserves of the base already perforated formation coming to the candidate GTM well;

Pres – current reservoir pressure of the base formation;

Qg – the stopping flow rate of the gas of the base formation.

This criteria takes into account the potential of the well of the base layer in the case of operation after GTM.

In the case of isolation of the base layer, the minimum value of the criteria should be taken in comparison with the other candidate wells for which the operation of the base layer is expected.

The definition of the parameter and is carried out according to the following algorithm:

1. A list of candidate wells for GTM is being formed (in this case, withdrawal from inactivity);
2. Calculation of residual recoverable gas reserves is carried out;
3. The current reservoir pressure on the base layer is determined;
4. The stopping gas flow rates for the base layer are estimated;
5. The values are sorted (from maximum to minimum) of the corresponding parameter from the selected criteria;
6. The values are arranged according to a linear distribution (from 0 to 1 in increments);

$$i = \frac{1}{N * Wells} \quad (2)$$

where:

N – the step of the distribution of the linear function;

Wells – the number of candidate wells GTM.

The coefficients of the RRG parameter are placed by normalization to the maximum value from the list of candidate wells. A similar distribution is carried out for the RRG on the strata on which the GTM is planned in the form of an extension.

Geological criteria:

$$WGTM = \sqrt{RRG (GTM) * PI(GTM)} \quad (3)$$

where:

PI – the average productivity of the well of formations expected to be completed as a result of GTM;

RR – the average residual recoverable gas reserves of the formation expected to be completed as a result of GTM.

The productivity index was obtained from the reservoir simulation model, and the RRG criteria was calculated by analogy with the Basic criteria.

Technological criteria:

$$Wtech = \sqrt[2]{Pres (GTM) * Nform} \quad (4)$$

where:

Pres (TM )– the average reservoir pressure of the layers under communion;

Nform – the number of layers for joining.

Criteria for arrangement:

This criteria makes it possible to significantly reduce the rating of wells that do not have a ground arrangement and, as a result, the withdrawal of which from inactivity is very difficult.

The criteria itself is calculated using the following formula:

$$Warr = \sqrt[4]{L * PL * GCN * ROAD} \quad (5)$$

Where:

L – a parameter inversely proportional to the distance from the road to the bush;

PL – the presence of a power line;

GCN – the presence of a gas collection network;

Road – the presence of a fishing road inside, the higher the parameter, the smaller the distance from the bush to the well.

Here, the smallest variation is observed in the ranking, since the specific weight of the subcriteria L, according to the authors, is significantly less than the fact of the presence of a road or a power line. Therefore, the values of 0.8 were taken as the lower limit for wells located within the bush. The exception was exploration wells located at a considerable distance from any bush site. They were assigned coefficients from 0.2 to 0.6.

The parameters "PL", "GCN" and "Road" are distributed depending on their availability, that is, in the case of an in-field road, a coefficient of 1 is assigned, in the absence a value of 0.5 is taken.

For example, operations at some wells are possible only if there is a "winter road".

That is, it is impossible to get to the well in the summer. In other words, if there is no road to the exploration well, but it is possible to get to it by the winter road, the "Road" parameter was assigned a coefficient of 0.5.

The "PL" and "GCN" subcriteria are normalized similarly to the "Road" subcriteria.

In order to identify priority candidate wells for GTM, it is necessary to calculate the overall ranking rating of the above criteria. The overall rating was calculated using the following formula:

$$W = \sqrt[4]{W_{base} * W_{tech} * W_{gtm} * W_{arrang}} \quad (6)$$