

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

Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки: 21.04.01 Нефтегазовое дело  
 Отделение нефтегазового дела

### МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
<b>Уточнение методики расчета приведенной плотности сетки скважин при проектировании систем разработки нефтяных месторождений Западной Сибири</b> УДК 622.276.342

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ04	Денисов Владислав Игоревич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Шишмина Людмила Всеволодовна	К.Х.Н., С.Н.С.		

### КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОНД	Шарф Ирина Валерьевна	Д.Э.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ООД	Сечин Андрей Александрович	К.Т.Н.		

### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОНД	Зятиков Павел Николаевич	Д.Т.Н.		

Томск – 2022 г.

## Результаты освоения образовательной программы

### Универсальные компетенции выпускников и индикаторы их достижения

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
Системное и критическое мышление	УК(У)-1. Способность осуществлять поиск, критический анализ проблемных ситуаций на основе системного подхода, выработать стратегию действий	И.УК(У)-1.1. Анализирует проблемную ситуацию как систему, выявляя ее составляющие и связи между ними
		И. УК(У)-1.2. Определяет пробелы в информации, необходимой для решения проблемной ситуации, и проектирует процессы по их устранению
		И.УК(У)-1.3. 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
		И.УК(У)-1.4. Использует логико-методологический инструментарий для критической оценки современных концепций в своей предметной области
Разработка и реализация проектов	УК(У)-2. Способность управлять проектом на всех этапах его жизненного цикла	И.УК(У)-2.1. Определяет проблему и способ ее решения через реализацию проектного управления
		И.УК(У)-2.2. Разрабатывает концепцию проекта в рамках обозначенной проблемы: формулирует цель, задачи, обосновывает актуальность, значимость, ожидаемые результаты и возможные сферы их применения
		И.УК(У)-2.3. Осуществляет мониторинг за ходом реализации проекта, корректирует отклонения, вносит дополнительные изменения в план реализации проекта
Командная работа и лидерство	УК(У)-3. Способность организовывать и руководить работой команды, выработывая командную стратегию для достижения поставленной цели	И. УК(У)-3.1. Планирует и корректирует свою социальную и профессиональную деятельность с учетом интересов, особенностей поведения и мнений людей, с которыми работает и взаимодействует
		И.УК(У)-3.2. Организует дискуссии по заданной теме и обсуждение результатов работы команды
		И.УК(У)-3.3. Планирует командную работу, распределяет поручения и делегирует полномочия членам команды
Коммуникация	УК(У)-4. Способность применять современные коммуникативные технологии, в том числе на иностранном(ых) языке(ах), для академического и профессионального взаимодействия	И.УК(У)-4.1. Решает конкретные задачи профессиональной деятельности на основе академического и профессионального взаимодействия с учетом анализа мнений, предложений, идей отечественных и зарубежных коллег
		И.УК(У)-4.2. Составляет, переводит и редактирует различные академические тексты (рефераты, эссе, обзоры, статьи и т.д.)
		И.УК(У)-4.3. Представляет результаты академической и профессиональной деятельности на различных научных мероприятиях, включая международные

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
		И.УК(У)-4.4. Планирует и организывает совещания, деловые беседы, дискуссии по заданной теме; аргументированно и конструктивно отстаивает свою точку зрения, позицию, идею в академических и профессиональных
		дискуссиях на государственном и иностранном языках
Межкультурное взаимодействие	УК(У)-5. Способность анализировать и учитывать разнообразие культур в процессе межкультурного взаимодействия	И.УК(У)-5.1. 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
Самоорганизация и саморазвитие (в том числе здоровье сбережение)	УК(У)-6. Способность определять и реализовывать приоритеты собственной деятельности и способы ее совершенствования на основе самооценки	И.УК(У)-6.1. Анализирует использование рабочего времени в широком спектре деятельности: планирование, распределение, постановка целей, делегирование полномочий, анализ временных затрат, мониторинг, организация, составление списков и расстановка приоритетов
		И.УК(У)-6.2. Сочетает выполнение текущих производственных задач с повышением квалификации; корректирует планы в соответствии с имеющимися ресурсами
		И. УК(У)-6.3. Планирует профессиональную траекторию с учетом особенностей как профессиональной, так и других видов деятельности и требований рынка труда

#### Общепрофессиональные компетенции выпускников и индикаторы их достижения

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
Применение фундаментальных знаний	ОПК(У)-1. Способность решать производственные и (или) исследовательские задачи на основе фундаментальных знаний в нефтегазовой области	И.ОПК(У)-1.1. Демонстрирует навыки физического и программного моделирования отдельных фрагментов процесса выбора оптимального варианта для конкретных условий
		И.ОПК(У)-1.2. Использует фундаментальные знания профессиональной деятельности для решения конкретных задач нефтегазового производства
		И.ОПК(У)-1.3. Анализирует причины снижения качества технологических процессов и предлагает эффективные способы повышения качества производства работ при выполнении различных технологических операций
Техническое проектирование	ОПК(У)-2. Способен осуществлять проектирование объектов нефтегазового производства	И.ОПК(У)-2.1. Использует знание алгоритма организации выполнения работ в процессе проектирования объектов нефтегазовой отрасли
		И.ОПК(У)-2.2. Формулирует цели выполнения работ и предлагает пути их достижения
		И.ОПК(У)-2.3. Выбирает соответствующие программные продукты или их части для решения конкретных профессиональных задач
		И.ОПК(У)-3.1. Анализирует информацию и составляет обзоры, отчеты

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
	ОПК(У)-3. Способность разрабатывать научно-техническую, проектную и служебную документацию, оформлять научно-технические отчеты, обзоры, публикации, рецензии	И.ОПК(У)-3.2. Владеет навыками аналитического обзора при подготовке рефератов, публикаций и не менее 50 источников при подготовке магистерской диссертации
Работа с информацией	ОПК(У)-4. Способность находить и перерабатывать информацию, требуемую для принятия решений в научных исследованиях и в практической технической деятельности	И.ОПК(У)-4.1. Определяет основные направления развития инновационных технологий в нефтегазовой отрасли
		И.ОПК(У)-4.2. Обрабатывает результаты научно-исследовательской, практической технической деятельности, используя имеющееся оборудование приборы и материалы
Исследование	ОПК(У)-5. Способность оценивать результаты научно-технических разработок, научных исследований и обосновывать собственный выбор, систематизируя и обобщая достижения в нефтегазовой отрасли и смежных областях	И.ОПК(У)-5.1. Определяет на профессиональном уровне особенности работы различных типов оборудования и выявление недостатков в его работе
		И.ОПК(У)-5.3. Интерпретирует результаты лабораторных и технологических исследований применительно к конкретным условиям
Интеграция науки и образования	ОПК(У)-6. Способность участвовать в реализации основных и дополнительных профессиональных образовательных программ, используя специальные научные и профессиональные знания	И.ОПК(У)-6.1. Демонстрирует знания основ педагогики и психологии
		И.ОПК(У)-6.2. Демонстрирует умение общаться с аудиторией, заинтересовать слушателей

#### Профессиональные компетенции выпускников и индикаторы их достижения

Область и сфера профессиональной деятельности	Задачи профессиональной деятельности	Основание – профессиональный стандарт, анализ опыта, форсайт	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
<b>Тип задач профессиональной деятельности:</b> педагогический				
1 «Образование и наука» (в сфере научных исследований)	1. Разработка методических материалов, для обеспечения подготовки и аттестации специалистов	01.004 Профессиональный стандарт «Педагог профессионального обучения, профессионального образования и дополнительного профессионального образования», утвержденный приказом Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 8 сентября 2015 г. № 608н (зарегистрирован Министерством юстиции Российской Федерации 24	ПК(У) -1. Способен разрабатывать методическое обеспечение для первичной и периодической подготовки и аттестации специалистов в области добычи углеводородного сырья	И.ПК(У) -1. Участвует в разработке методических документов по вопросам проведения геолого-промысловых работ, проектирования, отчетности, подготовки и аттестации в области промышленной безопасности на опасных производственных объектах в процессах добычи углеводородного сырья

		сентября 2015 г., регистрационный № 38993) ОТФ G Научно-методическое и учебно-методическое обеспечение реализации программ профессионального обучения		
<b>Тип задач профессиональной деятельности:</b> технологический				
19 Добыча, переработка, транспортировка нефти и газа	1. Организация и руководство работ по добыче углеводородного сырья. 2. Обеспечение оперативного и инженерного руководства технологическим процессом добычи нефти, газа и газового конденсата. 3. Контроль и сопровождение выполнения работ по техническому обслуживанию и ремонту, диагностическому обследованию оборудования по добыче углеводородного сырья. 4. Организация и контроль за проведением геолого-промысловых работ	19.007 Профессиональный стандарт «Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата» (Утвержден приказом Минтруда России от 03.09.2018 № 574н); ОТФ D «Организация работ по добыче углеводородного сырья» ОТФ E «Руководство работами по добыче углеводородного сырья» 19.021 Профессиональный стандарт «Специалист по промысловой геологии» (Утвержден приказом Минтруда России от 10.03.2015 № 151н); ОТФ B «Организация геолого-промысловых работ»	ПК(У) -2. Способен анализировать и обобщать данные о работе технологического оборудования, осуществлять контроль, техническое сопровождение и управление технологическими процессами добычи углеводородного сырья	И.ПК(У) -2.1. Руководит организационно-техническим сопровождением работ по восстановлению работоспособности нефтегазопромыслового оборудования при эксплуатации объектов добычи нефти и газа
			ПК(У) -3. Способен оценивать эффективность инновационных технологических решений в процессе выполнения производственных показателей при разработке и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений углеводородного сырья	И.ПК(У) -3.1. Оценивает повышение эффективности добычи углеводородного сырья и проведения геолого-промысловых работ в процессе выполнения производственных показателей при разработке и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений
			ПК(У)-4. Способен обеспечивать безопасную и эффективную эксплуатацию и работу технологического оборудования нефтегазовой отрасли	И.ПК(У) -4.1. Обеспечивает эффективную эксплуатацию технологического оборудования, конструкций, объектов, агрегатов, механизмов в процессе добычи углеводородного сырья в соответствии с требованиями нормативной документации

			ПК(У)-5. Способен участвовать в управлении технологическими комплексами, принимать решения в условиях неопределенности	И.ПК(У) - 5.1. Руководит персоналом подразделений по добыче углеводородного сырья и геолого-промысловых работ в процессе разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений
<b>Тип задач профессиональной деятельности:</b> научно-исследовательский				
19 Добыча, переработка, транспортировка нефти и газа	1. Составление текущих и перспективных планов по проведению геолого-промысловых работ 2. Разработка и контроль выполнения производственных планов и программ научно-исследовательских работ (НИР) 3. Разработка плановой, проектной и методической документации для геолого-промысловых работ	19.007 Профессиональный стандарт «Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата» (Утвержден приказом Минтруда России от 03.09.2018 № 574н); ОТФ Е «Руководство работами по добыче углеводородного сырья» 19.021 Профессиональный стандарт «Специалист по промысловой геологии» (Утвержден приказом Минтруда России от 10.03. 2015 № 151н); ОТФ В «Организация геолого-промысловых работ» ОТФ С «Разработка и контроль выполнения производственных планов и программ научно-исследовательских работ»	ПК(У)-6. Способен применять полученные знания для разработки и реализации проектов и научно-исследовательских работ различных процессов производственной деятельности на основе методики проектирования в нефтегазовой отрасли, а также инструктивно-нормативных документов	И.ПК(У) -6.1. Разрабатывает текущее и перспективные планы по эффективному проведению геолого-промысловых работ и добыче углеводородного сырья на основе методик и требований проектирования в нефтегазовой отрасли, а также инструктивно-нормативных документов
			ПК(У)-7. Способен применять современные программные комплексы для научно-исследовательских работ и проектирования технических устройств, аппаратов и механизмов, технологических процессов в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности	И.ПК(У)-7.1. Разрабатывает плановую, проектную, научно-исследовательскую и методическую документацию для геолого-промысловых работ и работ по добыче углеводородного сырья с применением современных программных комплексов для проектирования технологических процессов, перевооружений, технических устройств, аппаратов и механизмов в процессе разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений

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

Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки: 21.04.01 Нефтегазовое дело  
 Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:  
 Руководитель ООП  
 \_\_\_\_\_ Зятиков П.Н.

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

В форме:

магистерской диссертации
--------------------------

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ04	Денисову Владиславу Игоревичу

Тема работы:

Уточнение методики расчета приведенной плотности сетки скважин при проектировании систем разработки нефтяных месторождений Западной Сибири	
Утверждена приказом директора	04.05.2022 №124-22/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	09.06.2022
--	------------

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<b>Исходные данные к работе</b>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Геолого-физическая характеристика месторождений X, Y, N, M; фонд скважин месторождений X, Y, N, M; параметры разработки месторождений X, Y, N, M; технологические проекты разработки месторождений X, Y, N, M и дополнения к этим проектам.</li> <li>2. Фондовая и научная литература, технологические регламенты, нормативные документы по теме проектирования систем разработки нефтяных месторождений;</li> <li>3. Стоимость ресурсов исследования, нормы и нормативы расходования ресурсов, используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования;</li> <li>4. Государственные стандарты и санитарные нормы, регулирующие производственную, экологическую</li> </ol>
---------------------------------	---

	безопасность, безопасность в чрезвычайных ситуациях.
<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Понятие сетки скважин</li> <li>2. Влияние типа заканчивания и конструкции скважин на плотность сетки скважин</li> <li>3. Объект и методы исследования</li> <li>4. Уточнение методики расчета приведенной плотности сетки скважин</li> <li>5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</li> <li>6. Социальная ответственность</li> <li>7. Заключение</li> </ol>
<b>Перечень графического материала</b>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Актуальность работы</li> <li>2. Цель и задачи работы</li> <li>3. Причины некорректного расчета плотности сетки скважин</li> <li>4. Геолого-физическая характеристика месторождений</li> <li>5. Анализ корреляции существующих формул расчета плотности сетки скважин с коэффициентом охвата</li> <li>6. Исследование формулы В.Н. Щелкачева</li> <li>7. Методика расчета коэффициентов влияния на приведённую плотность сетки скважин</li> <li>8. Анализ полученных поправочных коэффициентов</li> <li>9. Практическая значимость результатов работы</li> <li>10. Заключение</li> </ol>
<b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b>	
<b>Раздел</b>	<b>Консультант</b>
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Профессор ОНД, д.э.н. Шарф Ирина Валерьевна
Социальная ответственность	Доцент ООД, к.т.н. Сечин Андрей Александрович
Well grid density parameter	Профессор ОИЯ, д.ф.н. Матвеевко Ирина Алексеевна
<b>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</b>	
Понятие сетки скважин	
Влияние типа заканчивания и конструкции скважин на плотность сетки скважин	

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	14.03.2022
---	------------

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Шишмина Людмила Всеволодовна	к.х.н., с.н.с.		14.03.2022

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ04	Денисов Владислав Игоревич		14.03.2022

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

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2БМ04	Денисову Владиславу Игоревичу

<b>Школа</b>	Инженерная школа природных ресурсов	<b>Отделение</b>	Отделение нефтегазового дела
<b>Уровень образования</b>	Магистратура	<b>Направление</b>	21.04.01 Нефтегазовое дело

<b>Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:</b>	
<i>1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Оценка стоимости материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих ресурсов на проведение уплотняющего бурения на гипотетическом участке месторождения N
<i>2. Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	Приказ №639 от 20 сентября 2019 года «Об утверждении Правил подготовки технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья»
<i>3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	1. Налоговый кодекс Российской Федерации. ФЗ-213 от 24.07.2009 (в редакции от 26.03.2022 №67-ФЗ) 2. Постановление Правительства РФ от 01.01.2002 №1 (ред. от 27.12.2019) «О Классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы»

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

<i>1. Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ</i>	Обоснование перспективности проведения уплотняющего бурения на гипотетическом участке, обладающем теми же геолого-физическими свойствами, что и месторождение N по предложенным вариантам уплотняющего бурения
<i>2. Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок</i>	Расчет доходов и затрат при проведении уплотняющего бурения для различных вариантов типа и конструкции скважины
<i>3.</i>	
<i>4. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности</i>	Оценка экономической эффективности различных вариантов уплотняющего бурения
<i>5.</i>	

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	14.03.2022
---	------------

**Задание выдал консультант:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Профессор ОНД	Шарф Ирина Валерьевна	д.э.н.		14.03.2022

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
2БМ04	Денисов Владислав Игоревич		14.03.2022

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

<b>Группа</b> 2БМ04		<b>ФИО</b> Денисову Владиславу Игоревичу	
<b>Школа</b>	Инженерная школа природных ресурсов	<b>Отделение</b>	Отделение нефтегазового дела
<b>Уровень образования</b>	Магистратура	<b>Направление</b>	21.04.01 Нефтегазовое дело

Тема ВКР:

Уточнение методики расчета приведенной плотности сетки скважин при проектировании систем разработки нефтяных месторождений Западной Сибири

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

<p><b>Введение</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения.</li> <li>– Описание рабочей зоны (рабочего места) при эксплуатации</li> </ul>	<p><i>Объект исследования</i> – методика расчета приведенной плотности сетки скважин (для подбора системы разработки).</p> <p><i>Область применения</i> – система разработки нефтяных месторождений Западной Сибири.</p> <p><i>Рабочая зона:</i> офисное помещение, производственное помещение, полевые условия.</p> <p><i>Климатическая зона:</i> особая климатическая зона (4 класс защиты).</p> <p><i>Количество и наименование оборудования рабочей зоны:</i> фонд добывающих и нагнетательных скважин.</p> <p><i>Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне:</i> бурение скважин различной конструкции и типа заканчивания, обустройство скважин, проведение геолого-технологических мероприятий.</p>
--	--

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

<p><b>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при эксплуатации:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</li> </ul>	<p>Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 27.12.2018).</p> <p>Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»;</p> <p>ФЗ от 21.07.1997 № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»;</p> <p>ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности;</p> <p>СП 52.13330.2011. Естественное и искусственное освещение;</p> <p>ГОСТ 12.1.005-88. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.</p>
<p><b>2. Производственная безопасность при эксплуатации:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Анализ выявленных вредных и опасных производственных факторов</li> </ul>	<p>Вредные производственные факторы: аномальные микроклиматические параметры воздушной среды; повышенный уровень механических (вибрация) и акустических (шум) колебаний; отсутствие или недостаток необходимого естественного и искусственного освещения.</p>

<p>– Расчет уровня опасного или вредного производственного фактора</p>	<p>Опасные производственные факторы: электрический ток; неподвижные режущие, колющие, обдирающие, разрывающие части твердых объектов; пожароопасный фактор; движущиеся машины и механизмы производственного оборудования. Средства коллективной и индивидуальной защиты от выявленных факторов: средства нормализации воздушной среды; средства нормализации освещения; шумоизолирующие, звукоизолирующие средства; средства индивидуальной защиты органов дыхания, органов слуха и зрения; средства защиты головы, рук и ног, специальная защитная одежда; Расчет воздухообмена для очистки воздуха.</p>
<p><b>3. Экологическая безопасность при эксплуатации</b></p>	<p>Воздействие на литосферу: загрязнение почв при утечке нефти; уничтожение (деградация) почвенно-растительного покрова; засорение твердыми бытовыми отходами. Воздействие на гидросферу: изменение химического состава пластовой воды; загрязнение поверхностных и подземных вод; возникновение гидравлической связи изолированных ранее подземных водоносных горизонтов. Воздействие на атмосферу: выбросы газообразных (углеводородные газы, диоксид серы, оксиды азота и углерода) и твердых (частицы пыли и сажи) поллютантов.</p>
<p><b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при эксплуатации</b></p>	<p>Возможные ЧС: ГНВП на кустовой площадке добывающих скважин; ЧС, связанная с природными процессами; аварии в результате разгерметизации оборудования, нефтесборных трубопроводов, выкидных линий. Наиболее типичная ЧС: ЧС, связанная с природными процессами (паводковый, пожароопасный периоды, порывы ветра, заморозки, засуха).</p>
<p>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику <span style="float: right;">14.03.2022</span></p>	

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ООД	Сечин Андрей Александрович	к.т.н.		14.03.2022

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ04	Денисов Владислав Игоревич		14.03.2022

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

Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки: 21.04.01 Нефтегазовое дело  
 Уровень образования: магистратура  
 Отделение нефтегазового дела  
 Период выполнения: весенний семестр 2021 /2022 учебного года

Форма представления работы:

магистерская диссертация
--------------------------

### КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	09.06.2022
--	------------

Дата контроля	Название раздела, вид работы	Максимальный балл раздела
25.03.2022	Литературный обзор: Понятие сетки скважин	20
25.03.2022	Аналитический обзор: Методики расчета приведенной плотности сетки скважин	20
25.03.2022	Объект и методы исследования	10
15.04.2022	Анализ существующих методов определения приведенной плотности сетки скважин	10
15.04.2022	Результаты исследования и их обсуждение	15
29.04.2022	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	10
29.04.2022	Социальная ответственность	10
23.05.2022	Оформление работы, составление презентации	5

**СОСТАВИЛ:**

**Руководитель ВКР**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Шишмина Людмила Всеволодовна	к.х.н., с.н.с.		14.03.2022

**СОГЛАСОВАНО:**

**Руководитель ООП**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОНД	Зятиков Павел Николаевич	д.т.н.		14.03.2022

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 113 с., 25 рисунков, 20 табл., 59 источников, 3 прил.

Ключевые слова: месторождение, нефть, скважина, конструкция, тип заканчивания, сетка скважин, плотность сетки скважин, расчет, методика.

Объектом исследования является методика расчета приведенной плотности сетки скважин.

Цель работы – повышение эффективности применения методики расчета приведенной плотности сетки скважин при проектировании систем разработки нефтяных месторождений Западной Сибири.

В процессе исследования проведен аналитический обзор работ по исследованию параметра приведенной плотности сетки скважин; изучены существующие методики расчета приведенной плотности сетки скважин и сделан их анализ на основе фактических данных по четырем месторождениям.

В результате исследования получены поправочные коэффициенты для обоснования приведенной плотности сетки скважин для юрских отложений ряда Западно-Сибирских месторождений, предложена уточненная методика расчета приведенной плотности сетки скважин для юрских отложений ряда Западно-Сибирских месторождений.

Область применения: полученные поправочные коэффициенты могут быть использованы при проектировании систем разработки месторождений в проектных организациях.

В будущем планируется разработать на базе проделанной работы единую методику расчёта приведенной плотности сетки скважин, которую возможно применять в том числе и для выбора наиболее эффективной системы разработки для месторождений на стадии освоения, экспресс-оценки потенциала ресурсов на слабо изученных участках месторождений, для разработки рекомендаций по выбору ГТМ в зависимости от геолого-физических условий конкретных месторождений.

## **Обозначения и сокращения**

ГС – горизонтальная скважина;

МЗС – многозабойная скважина;

ПСС – плотность сетки скважин;

КИН – коэффициент извлечения нефти;

ГТМ – геолого-технические мероприятия;

БГС – боковой горизонтальный ствол;

ВС – вертикальная скважина;

ЧДД – чистый дисконтированный доход;

НДПИ – налог на добычу полезных ископаемых;

ОПФ – основные производственные фонды;

СИЗ – средства индивидуальной защиты;

СКЗ – средства коллективной защиты;

СИЗОД – средства индивидуальной защиты органов дыхания;

ЧС – чрезвычайная ситуация;

ГФХ – геолого-физические характеристики;

ННС – наклонно-направленная скважина.

## Оглавление

Введение .....	18
1 Понятие сетки скважин.....	20
1.1 Типы сеток скважин.....	20
1.2 Плотность сетки скважин.....	25
1.2.1 Оценка плотности сетки скважин .....	26
2 Методики расчета приведенной плотности сетки скважин.....	29
2.1 Применяемые зависимости и методы .....	29
2.1.1 Формула В.Н. Щелкачева.....	29
2.1.2 Формула Лысенко-Мухарского .....	29
2.1.3 Уравнение регрессии зависимости КИН от ПСС для карбонатных коллекторов (частный случай) .....	30
2.1.4 Применимость формулы В.Н. Щелкачева и Лысенко-Мухарского	31
2.2 Влияние горизонтальных скважин на плотность сетки скважин.....	32
2.2.1 Формула А.П. Обихода.....	32
2.2.2 ПСС в зависимости от азимутального угла ствола горизонтальной скважины .....	35
2.2.3 Определение ПСС согласно протоколу ЦКР №15-14 от 03.06.2014 .....	37
2.3 Влияние ГРП на плотность сетки скважин .....	38
2.3.1 Влияние расчлененности пласта и типа сетки скважин с ГРП на коэффициент охвата и ПСС .....	38
2.3.2 Влияние ориентации и протяженности трещины ГРП на коэффициент извлечения нефти и плотность сетки скважин.....	43
2.4 Влияние многозабойных скважин на плотность сетки скважин.....	47
3 Объект и методы исследования .....	49
3.1 Характеристика месторождений.....	49
3.2 Метод исследования .....	51
4 Анализ существующих методов определения приведенной плотности сетки скважин.....	54

4.1 Сравнительный анализ зависимостей для расчета приведенной плотности сетки скважин .....	54
4.2 Выбор зависимостей для исследования.....	56
5 Результаты исследования и их обсуждение .....	59
5.1 Определение коэффициентов, учитывающих влияние ГРП .....	59
5.2 Анализ отобранных формул.....	62
5.3 Обоснование влияния радиуса контура питания в формуле С.Ф. Мулявина.....	65
5.4 Исследование формулы В.Н. Щелкачева .....	68
5.4.1 Проблема использования формулы В.Н. Щелкачева.....	68
5.4.2 Коэффициент неоднородности $\alpha$ в формуле В.Н. Щелкачева .....	69
5.5 Коэффициенты, учитывающие влияние конструкции и типа заканчивания скважин для Западно-Сибирских месторождений.....	72
6 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение .....	75
6.1 Добыча нефти .....	75
6.2 Капитальные и эксплуатационные затраты.....	76
6.2.1 Амортизационные отчисления .....	77
6.2.2 Заработная плата .....	77
6.2.3 Затраты на эксплуатацию оборудования .....	78
6.2.4 Капитальный ремонт и технологическое обслуживание .....	79
6.2.5 Общепроизводственные и общехозяйственные расходы .....	79
6.3 Налоговые отчисления.....	80
6.4 Определение экономической эффективности.....	80
6.5 Анализ чувствительности проекта .....	83
6.6 Вывод по разделу «Финансовый менеджмент» .....	84
7 Социальная ответственность.....	85
7.1 Введение.....	85
7.2 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	86
7.2.1 Правовые нормы трудового законодательства .....	86

7.2.2 Эргономические требования к правильному расположению и компоновке рабочей зоны .....	87
7.3 Производственная безопасность.....	87
7.3.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению.....	89
7.3.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению.....	92
7.3.3 Расчет воздухообмена для очистки воздуха.....	94
7.4 Экологическая безопасность.....	96
7.4.1 Воздействие на атмосферу.....	96
7.4.2 Воздействие на гидросферу.....	96
7.4.3 Воздействие на литосферу.....	97
7.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	98
7.6 Выводы по разделу «Социальная ответственность» .....	101
Заключение.....	102
Список публикаций студента.....	104
Список использованных источников .....	105
Приложение А.....	114
Приложение Б .....	116
Приложение В.....	119

## **Введение**

В прошедшем веке в течение почти 50 лет в стране проходила дискуссия относительно влияния плотности сетки скважин на коэффициент извлечения нефти. Проблема плотности сетки скважин является одной из ключевых в нефтедобывающей отрасли. От данного параметра зависят как коэффициент извлечения нефти, так и капитальные вложения в систему разработки и промысловое обустройство.

При разработке нефтяных месторождений вертикальными скважинами плотность сетки скважин определялась путем деления площади нефтеносности на общее число добывающих и нагнетательных скважин. Но ситуация заметно осложнилась с началом внедрения гидроразрыва пласта и горизонтальных скважин. Продуктивность скважин с гидроразрывом пласта и горизонтальных скважин может в несколько раз превышать продуктивность вертикальной скважины. Количественные оценки степени соответствия числа горизонтальных скважин числу вертикальных скважин при расчете приведенной плотности сетки скважин на основе аналитических исследований затрудняются необходимостью учета множества параметров.

Целью данной работы является повышение эффективности применения методики расчета приведенной плотности сетки скважин при проектировании систем разработки нефтяных месторождений Западной Сибири.

В рамках поставленной цели предполагается решить следующие задачи:

- провести анализ существующих зависимостей для расчета приведенной плотности сетки скважин;
- оценить влияние конструкции и типа заканчивания скважины, на приведенную плотность сетки скважин;
- уточнить методику для расчета приведенной плотности сетки скважин для юрских отложений Западно-Сибирских нефтяных месторождений.

Личный вклад студента заключается в анализе существующих зависимостей для расчета приведенной плотности сетки скважин на фактических

данных четырех месторождений: X, Y, N, M; исследовании на основе проведенного анализа формулы В.Н. Щелкачева; определении аналитическим методом зависимости для расчета коэффициента неоднородности в формуле В.Н. Щелкачева; выявлении коэффициентов, учитывающих влияние конструкции и типа заканчивания скважины на приведенную плотность сетки скважин для юрских отложений Западно-Сибирских месторождений.

Научная новизна: научная новизна заключается в предложении учета конструкции и типа заканчивания скважин при расчете приведенной плотности сетки скважин.

Практическая значимость: повышение точности расчета приведенной плотности сетки скважин; методику возможно применять для выбора наиболее эффективной системы разработки для месторождений на стадии разведки и экспресс-оценки потенциала ресурсов на слабо изученных участках месторождений, а также на её основе возможно создание рекомендаций по выбору геолого-технологических мероприятий в зависимости от геолого-физических условий для конкретных месторождений.

Основные результаты и выводы по проделанной работе докладывались на XV региональной научно-технической конференции молодых специалистов ПАО «НК-Роснефть» (г. Томск, 2022 г.), на XXVI Международном научном симпозиуме имени академика М. А. Усова «Проблемы геологии и освоения недр» (г. Томск, 2022 г.), на XV Кустовой научно-технической конференции молодых специалистов ПАО «НК Роснефть» (г. Уфа, 2022 г.), на международной молодежной научной конференции «Нефть и газ» (г. Москва, 2022 г.).

## **1 Понятие сетки скважин**

Под сеткой скважин понимают сеть, по которой размещаются добывающие и нагнетательные скважины на эксплуатационном объекте. Правильный выбор сетки скважин – важнейшее звено в обосновании рациональной системы разработки объекта. Поскольку затраты на бурение скважин – одна из наибольших частей капитальных затрат на разработку месторождения, необходимо предотвращать бурение лишних скважин, т. е. переуплотнение сетки. В то же время количество скважин должно быть достаточным для обеспечения необходимых темпов добычи нефти и возможно более высокого коэффициента извлечения нефти. Следовательно, необходимо обосновывать оптимальную сетку скважин [1].

Для каждого эксплуатационного объекта, поскольку он геологически неоднороден и в целом его строение индивидуально, должна создаваться и индивидуальная сетка скважин, неравномерная по площади объекта в соответствии с изменчивостью его строения.

Наиболее ответственная задача при проектировании разработки – обоснование сетки основного фонда скважин. Многообразие геологических особенностей эксплуатационных объектов обуславливает применение различных сеток скважин основного фонда. Они различаются по характеру размещения скважин, по форме сетки, по постоянству расстояний между скважинами, по плотности [1].

### **1.1 Типы сеток скважин**

По характеру размещения скважин основного фонда различают сетки равномерные и равномерно-переменные.

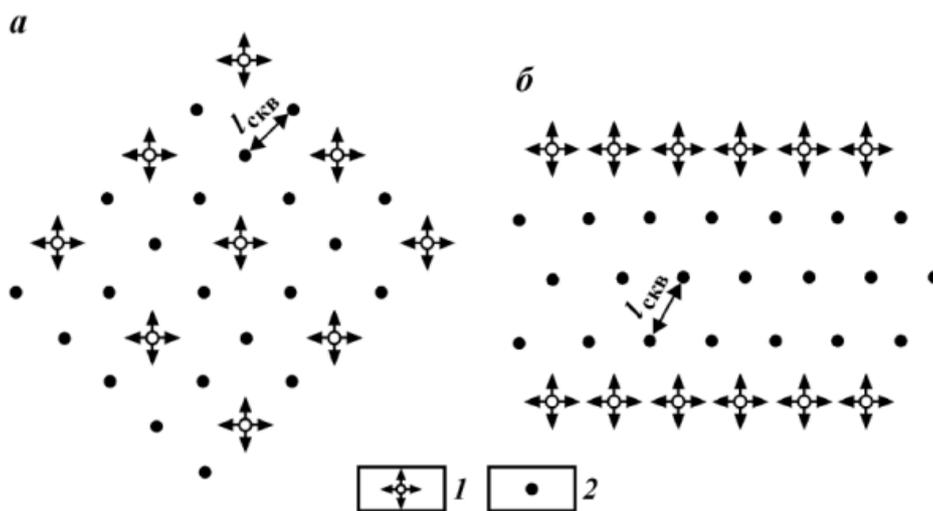


Рисунок 1 – Равномерная сетка скважин [2]:

*Заводнение: а – площадное; б – с разрезанием залежи на блоки*  
*Скважины: 1 – нагнетательные; 2 – добывающие;  $l_{скв}$  – расстояние между скважинами*

Равномерными называют сетки с одинаковым расстоянием между всеми скважинами. Эти сетки рекомендуются для залежей, скважины которых характеризуются ограниченными радиусами действия, т. е. при низкой проницаемости или высокой неоднородности пластов, при повышенной вязкости нефти, а также для обширных зон нефтяных залежей, представляющих собой нефтегазовые зоны или подстилаемых водой. Равномерное размещение скважин производят при площадном и избирательном заводнении, при разрезании залежей на узкие блоки (рисунок 1).

В последнем случае добывающие и нагнетательные скважины фактически располагаются рядами. Равномерные сетки целесообразны также при внедрении новых методов воздействия на пласт, которые применяются для малопродуктивных залежей. Преимущество равномерных сеток заключается в том, что они позволяют вносить изменения в принятые системы разработки по мере более углубленного изучения малопродуктивных объектов. Так, при равномерной сетке относительно просто изменить размещение или увеличить количество нагнетательных скважин, повсеместно или выборочно уплотнить сетку, осуществить регулирование разработки путем периодического изменения направления потоков жидкости в пластах и т. д [2].

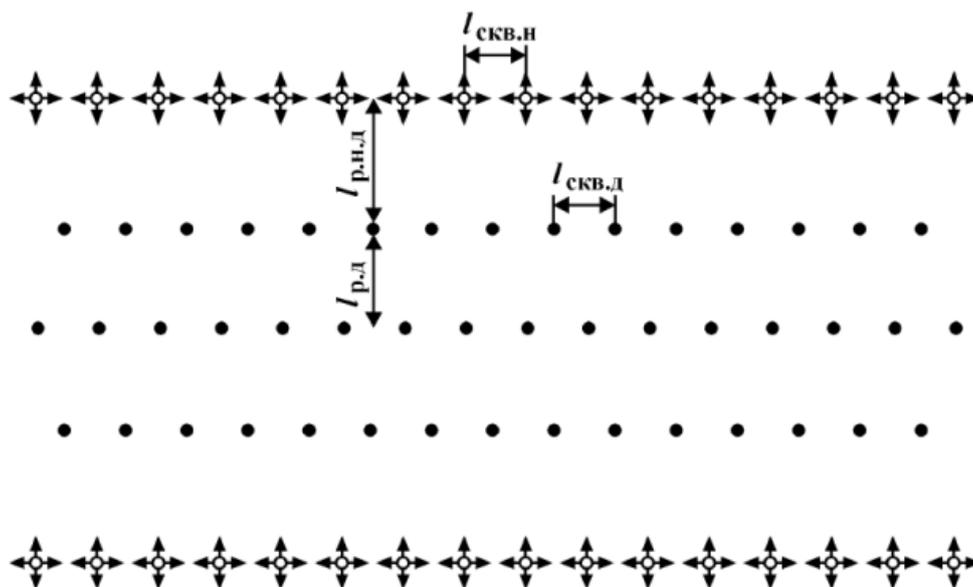


Рисунок 2 – Равномерно-переменная сетка скважин [2]:

*Скважины: 1 – нагнетательные; 2 – добывающие*

*Расстояние между скважинами:  $l_{скв.д}$  – добывающими,  $l_{скв.н}$  – нагнетательными;  $l_{р.н.д}$  – расстояние между рядом нагнетательных скважин и первым рядом добывающих скважин;  $l_{р.д}$  – расстояние между рядами добывающих скважин*

Равномерно-переменными называют сетки, в которых расстояние между рядами скважин больше, чем расстояние между скважинами в рядах (рисунок 2).

Расстояние между рядом нагнетательных и ближним рядом добывающих скважин может равняться расстоянию между рядами добывающих скважин или быть несколько большим его. Увеличение расстояний между рядами способствует продлению безводного периода эксплуатации скважин. Такое расположение скважин возможно и целесообразно на залежах пластового типа в условиях их эксплуатации на природных режимах вытеснения нефти водой, а также в сочетании с теми разновидностями метода заводнения, при которых нагнетательные скважины располагаются рядами (законтурное, приконтурное, все разновидности разрезания залежей). В общем случае равномерно-переменные сетки скважин при расположении последних рядами целесообразны для объектов с благоприятной геологопромысловой характеристикой, обладающих высокой продуктивностью. Расположение скважин рядами называют линейным [2].

В последние годы применяется ячеистое равномерно-переменное размещение скважин, рекомендуемое для карбонатных трещинно-поровых пластов при повышенной вязкости пластовой нефти.

При расположении скважин рядами как при равномерной, так и при неравномерной сетке различают ряды замкнутые и незамкнутые.

Замкнутыми называют ряды, которые имеют вид колец обычно неправильной формы, примерно повторяющей конфигурацию контура нефтеносности залежи или границ площади, выделенной для самостоятельной разработки. Замкнутыми рядами добывающие скважины располагают на залежах пластово-сводового типа при реализации систем разработки, при которых происходит стягивание естественных контуров нефтеносности. Это системы с использованием природного напора вод и с законтурным и приконтурным заводнением. Такую форму рядов применяют также на площадях округлой формы, выделенных в пределах объекта рядами нагнетательных скважин для самостоятельной разработки; на полосах, получаемых при кольцевом разрезании залежей) и при барьерном заводнении [2].

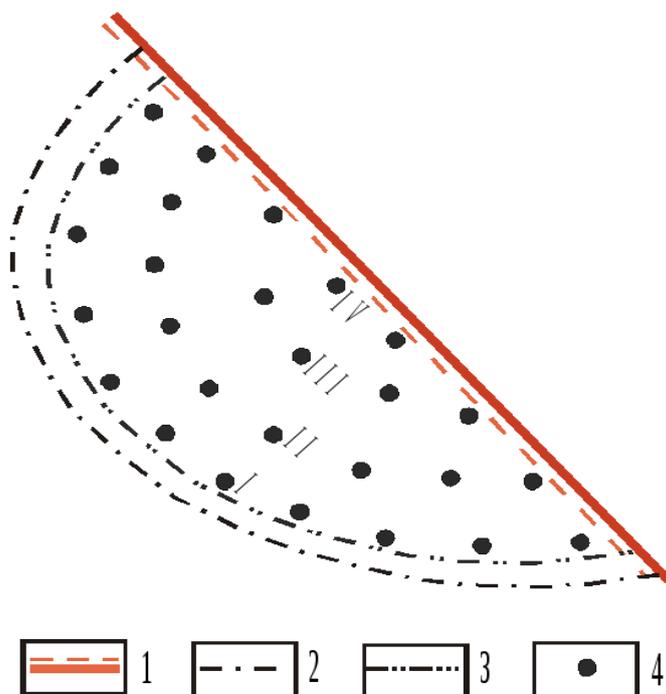


Рисунок 3 – Незамкнутые ряды добывающих скважин [2]:

1 – дизъюнктивное нарушение; контуры нефтеносности: 2 – внешний, 3 – внутренний; 4 – добывающие скважины: I, II, III, IV – ряды скважин

Незамкнутыми называют ряды, обычно прямолинейные, которые пересекают залежь в определенном направлении и обрываются вблизи контура нефтеносности или замкнутого разрезающего ряда, ограничивающего площадь самостоятельной разработки. Сюда же относят ряды, параллельные контуру нефтеносности, на залежах тектонически или литологически экранированных (рисунок 3). В таких случаях ряды будут изогнутыми.

При замкнутых рядах скважин в центральной части залежи (площади) целесообразно располагать один незамкнутый ряд, к которому на поздних стадиях разработки будет стягиваться контур нефтеносности.

При расположении скважин рядами оптимальное количество рядов добывающих скважин обосновывают с учетом того, что любой нагнетательный ряд может оказывать эффективное воздействие не более, чем на три добывающих ряда, примыкающих к нему с одной стороны. Внутри замкнутого ряда нагнетательных скважин располагают не более трех замкнутых рядов добывающих скважин. Между незамкнутыми разрезающими рядами обычно размещают пять или три незамкнутых ряда добывающих скважин.

При линейном расположении скважин по постоянству расстояний между скважинами различают сетки с постоянными расстояниями, когда повсеместно сохраняются расстояния между рядами и между скважинами в рядах (неравные между собой), и сетки с уплотнением к центру площади, когда названные расстояния сокращаются в этом направлении. Чаще проектируют сетку первого вида. В некоторых случаях, когда точно известно, что линия стягивания контуров совпадает с местоположением внутреннего (центрального) ряда, уже при определении основного фонда скважины в этом ряду располагают более плотно, чем во внешних рядах. Постепенное уменьшение расстояний между рядами и между скважинами в рядах основной сетки может быть предусмотрено при резком увеличении нефтенасыщенной мощности пластов к центру залежи (площади). Такое явление характерно, например, для водонефтяных залежей, имеющих значительную высоту. На объектах платформенного типа с большой площадью нефтеносности на разных их участках может быть принято различное

размещение скважин, например, в чисто нефтяной зоне — рядами, в водонефтяной или подгазовой — по равномерной сетке [2].

По форме равномерные сетки скважин основного фонда подразделяются на квадратную и треугольную (рисунок 4).

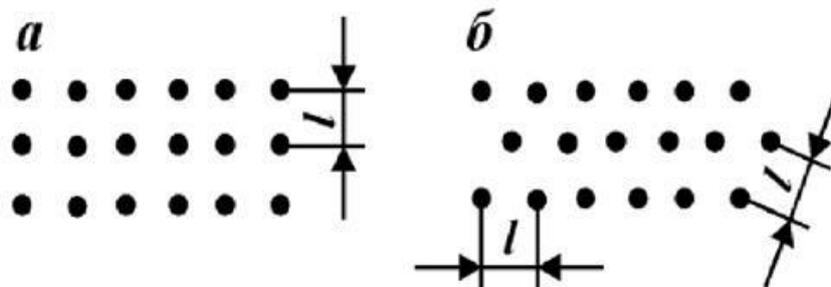


Рисунок 4 – Формы равномерных сеток скважин [2]:  
Сетки скважин: а – квадратная, б – треугольная;  $l$  – расстояния между скважинами

Треугольную сетку применяют при равномерном размещении скважин рядами, то есть при разрезании залежей на блоки, а также при семиточечном площадном заводнении. Квадратную сетку проектируют при пятиточечном и девятиточечном и часто при избирательном заводнении. Скважины в равномерно-переменных сетках всегда располагают в шахматном порядке для обеспечения более равномерного перемещения контуров нефтеносности при разработке залежей [2].

## 1.2 Плотность сетки скважин

К важнейшим показателям сетки основного фонда скважин относится ее плотность, которая характеризуется расстояниями между скважинами и между рядами, а также удельной площадью (плотность сетки скважин)  $S_{осн}$  на одну скважину (га/скв). При равномерных сетках расстояния между скважинами одинаковые –  $l_{скв}$ .

Равномерно-переменные сетки характеризуются расстояниями:  $l_{скв.д}$  – расстояние между добывающими скважинами в рядах;  $l_{р.д}$  – расстояние между рядами добывающих скважин;  $l_{р.н-д}$  – расстояние между нагнетательным и первым (внешним) добывающим рядами;  $l_{скв.н}$  – расстояние между нагнетательными скважинами в рядах. В случаях, когда расстояния между

добывающими и нагнетательными скважинами одинаковы, что бывает очень часто, сетка характеризуется тремя расстояниями:  $l_{скв.д}$  x  $l_{р.д}$  x  $l_{р.н-д}$  (например, 500 x 600 x 700 м).

Выборную для конкретного объекта с учетом всех факторов плотность сетки называют оптимальной. На основании опыта разработки нефтяных залежей установлено, что для обеспечения при вытеснении нефти водой возможно более высокой нефтеотдачи на объектах с менее благоприятной геолого-промысловой характеристикой необходимо применять более плотные сетки основного фонда скважин [1].

На выбор плотности сетки скважин существенное влияние может оказывать глубина залежи. Из экономических соображений при прочих равных условиях для глубокозалегающих пластов целесообразными могут оказаться более разреженные сетки по сравнению с сетками при небольших глубинах. В таких случаях разреженную сетку сочетают с более активной системой воздействия. Однако необходимо учитывать, что по объектам с неблагоприятной геологической характеристикой при разреженных сетках потери нефти в недрах возрастают [1].

Значительное влияние на выбор сетки оказывает плотность запасов, т. е. величина запасов, приходящаяся на единицу площади залежи. С увеличением плотности запасов возрастает целесообразность уменьшения расстояния между скважинами.

При обосновании оптимальной сетки основного фонда добывающих и нагнетательных скважин наряду с геологическими факторами следует учитывать и технологические – соотношение количества добывающих и нагнетательных скважин, величину градиента давления в пласте и др.

### **1.2.1 Оценка плотности сетки скважин**

Для оценки фактической плотности сетки скважин применяют несколько показателей:

1. Средняя плотность сетки всего фонда пробуренных скважин на объекте разработки в целом:

$$S_{\text{общ. д+н}} = \frac{S_{\text{общ}}}{N_{\text{д}}+N_{\text{н}}}, \quad (1)$$

2. Средняя плотность сетки добывающих скважин на объекте в целом:

$$S_{\text{общ. д+н}} = \frac{S_{\text{общ}}}{N_{\text{д}}}, \quad (2)$$

3. Средняя плотность сетки всего фонда скважин в границах разбуривания объекта:

$$S_{\text{г.р. д+н}} = \frac{S_{\text{г.р.}}}{N_{\text{д}}+N_{\text{н}}}, \quad (3)$$

4. Средняя плотность сетки добывающих скважин в зоне отбора:

$$S_{\text{з.о.д}} = \frac{S_{\text{з.о.}}}{N_{\text{д}}}, \quad (4)$$

В приведенных выражениях использованы следующие условные обозначения:  $S_{\text{общ}}$  – площадь эксплуатационного объекта (залежи) в начальных его границах;  $S_{\text{г.р.}}$  – площадь в границах разбуривания объекта;  $S_{\text{з.о.}}$  – площадь зоны отбора, определяемая при законтурном или приконтурном заводнении и при разрезании залежи в пределах радиусов влияния добывающих скважин внешних рядов;  $N_{\text{д}}$  – количество пробуренных добывающих скважин (основной фонд + резервные);  $N_{\text{н}}$  – количество пробуренных нагнетательных скважин (основной фонд + резервные).

Среднюю плотность сетки добывающих скважин в зоне отбора  $S_{\text{з.о.д}}$  определяют лишь для систем разработки с линейным размещением скважин. Сравнение показателя  $S_{\text{з.о.д}}$  с плотностью сетки основного фонда добывающих скважин  $S_{\text{осн.д}}$  позволяет судить о степени уплотнения сетки добывающих скважин и общей сетки в результате бурения скважин резервного фонда.

Показатели плотности сетки  $S_{\text{общ.д+н}}$  и  $S_{\text{общ.д}}$  характеризуют среднюю плотность сетки в начальных границах эксплуатационного объекта. Обычно некоторые части площади объекта остаются неразбуренными (периферийные части водонефтяных зон залежи с малой нефтенасыщенной мощностью, малопродуктивные участки и др.). Значения  $S_{\text{общ.д+н}}$  и  $S_{\text{г.р.д+н}}$ , так же как и

значения  $S_{общ.д}$  и  $S_{з.о.д}$  близки, если разбурена почти вся площадь объекта. Обычно  $S_{общ.д+n} > S_{г.р.д+n}$  и  $S_{г.р.д+n} > S_{з.о.д}$ , причем разница между ними тем значительнее, чем больше не разбуренная часть площади.

Наряду с удельной площадью на одну скважину сетку скважин характеризуют удельными извлекаемыми запасами на одну скважину:

$$Q_{д+n} = \frac{Q_{извл}}{N_{д+N_{н}}}, \quad (5)$$

$$Q_{д} = \frac{Q_{извл}}{N_{д}}, \quad (6)$$

где  $Q_{д+n}$  и  $Q_{д}$  – удельные запасы на одну скважину соответственно при учете всех добывающих и нагнетательных скважин и при учете лишь добывающих скважин;  $Q_{извл}$  – начальные извлекаемые запасы нефти эксплуатационного объекта.

## 2 Методики расчета приведенной плотности сетки скважин

### 2.1 Применяемые зависимости и методы

#### 2.1.1 Формула В.Н. Щелкачева

Для оценки степени влияния конструкции и типа заканчивания скважин на приведенную плотность сетки скважин и, как следствие, коэффициент извлечения нефти, возможно применять формулу В.Н. Щелкачева. В работах [3, 4] описывается упрощенная зависимость для расчета коэффициента извлечения нефти *КИН* от приведенной плотности сетки скважин *S*:

$$\text{КИН} = K_{\text{выт}} * e^{-\alpha S}, \quad (7)$$

где  $K_{\text{выт}}$  – коэффициент вытеснения нефти;  $\alpha$  – коэффициент пропорциональности, учитывающий неоднородность залежи.

#### 2.1.2 Формула Лысенко-Мухарского

Свойства экспоненты позволяют разложить её в ряд. Данную особенность возможно применить для формулы (7):

$$\text{КИН} \cong K_{\text{выт}} * (1 - \alpha S), \quad (8)$$

Однако у данного преобразования есть свои особенности. Приведенную зависимость можно использовать только тогда, когда произведение коэффициента пропорциональности и приведенной плотности сетки скважин незначительно.

Стоит упомянуть, что полученная зависимость (8) идентична зависимости Лысенко-Мухарского [5].

Приведенные зависимости (7) и (8) используются и доказываются в различной литературе, так в работе [3] можно найти математическое подтверждение на основе фактического материала по Ромашкинскому месторождению (в частности по Абдрахмановской площади) для указанных формул.

Далее для более точного подтверждение указанных выше зависимостей будет приведен ряд работ, в которых расчетным методом подтверждено применение данных формул.

Следующим шагом рассмотрим исследование, проведенное в работе [6]. В данной статье описывается эмпирическая зависимость коэффициента извлечения нефти от приведенной плотности сетки скважин. Эти данные являются фактическим материалом месторождений, полученным при анализе месторождений Урало-Поволжья. Стоит отметить, что названная зависимость по своей сути идентична зависимости (8).

После этого стоит упомянуть исследование [7], в котором приводятся эмпирические зависимости, совпадающие с математической точки зрения с формулами и графиками, выведенными в работе [6]. Однако эти данные являются фактическим материалом совершенного иного месторождения и основаны на анализе месторождений "Укрнефти".

Следующим рассмотрим исследование [8], авторы которого в своей работе применяют ту же зависимость, что и формула (7). Однако, как и в предыдущем случае, полученные зависимости основаны на анализе других геолого-физических условий. Эти формулы основаны на исследованиях геофизическими методами заводненного участка Ромашкинского месторождения, но в отличие от одного из предыдущих случаев, здесь рассматривается Абдрахмановская площадь.

### **2.1.3 Уравнение регрессии зависимости КИН от ПСС для карбонатных коллекторов (частный случай)**

Кроме приведенных формул (7), (8) стоит отметить так же зависимость (9), по существу совпадающую с формулой (8), однако дополненную для использования в конкретном частном случае. Описываемая зависимость была получена на основе уравнения регрессии, отражающего зависимость коэффициента нефтеотдачи от приведенной плотности сетки скважин. Данная

формула получена на основе анализа карбонатных залежей Татарии и впервые приводится в работе [9]:

$$\text{КИН} = 0,28 * e^{-0,01*S^{1,5}}, \quad (9)$$

Для данной зависимости оказался высоким коэффициент, отражающий корреляцию, он был более 0,9. Кроме того, можно заметить, что формула (9) по своей сути идентична зависимости (7), однако в отличие от последней, описываемая формула действительна только для частного случая, а именно – для карбонатных коллекторов Татарстана.

#### **2.1.4 Применимость формулы В.Н. Щелкачева и Лысенко-Мухарского**

В итоге, на основе всего приведенного выше материала можно заключить, что зависимости (7) и (8) значительное количество раз были подтверждены на практике, на основе анализа фактического материала. Другими словами, для вычисления приведенной плотности сетки скважин и описания зависимости коэффициента извлечения нефти от приведенной плотности сетки скважин рассматриваемые зависимости возможно применять.

Таким образом, на основании материала, приведенного выше, можно отметить, что горизонтальные скважины способствуют увеличению охвата объема залежи воздействием. Другими словами, подобные скважины характеризуются более высоким коэффициентом охвата, чем аналогичные им вертикальные и наклонно-направленные скважины.

В итоге, оказывается, что изначальное вычисление плотности сетки скважин через зависимости (1)–(4) оказывается некорректным, так как не соответствует фактическим данным.

## **2.2 Влияние горизонтальных скважин на плотность сетки скважин**

### **2.2.1 Формула А.П. Обихода**

#### **Методика решения задачи**

А.П. Обиход [10] в своём исследовании выводил зависимость для приведенной плотности сетки скважин, корректно определяемой при наличии горизонтальных скважин. Данная зависимость основана на анализе фактического материала по объектам А<sub>3</sub> и А<sub>4</sub> Якушкинского месторождения. Исследование проводилось на основе анализа ГДМ.

При этом для получения обозначенной выше зависимости А.П. Обиходом были предприняты следующие шаги:

Сначала осуществлялись вычисления на основе гидродинамической модели для 2ух вариантов разработки (определялись все необходимые показатели), при этом расчеты производились на срок в 50 лет:

1. Фонд скважин составлял 57 штук, из них 10 имели боковой горизонтальный ствол, а 38 были горизонтальными скважинами.
2. Фонд скважин состоял только из вертикальным скважин, при этом эти скважины бурились в одинаковые пласты с предыдущим вариантом.

При этом для обоих вариантов существующий фонд скважин и ГТМ для них оставались без изменений. Кроме того, для обоих этих случаев рассчитывались технологические показатели разработки и получаемый коэффициент извлечения нефти [10].

#### **Вывод зависимости**

По итогу были выполнены вычисления на основании условий, представленных выше, и приняты параметры, приведенные ниже:

Нефтеотдача для первого варианта – 0,46;

Нефтеотдача для второго варианта – 0,47.

Другими словами, разница между вариантами, а именно применение горизонтальных скважин вместо наклонно-направленных (при этом согласно формуле (1) плотность сетки скважин остается неизменной) сказалась на

повышение коэффициента извлечения нефти на примерно 1,2 %. То есть, использование вертикальных скважин ведёт к недоотбору запасов пластов.

По приведенным данным можно заключить, что существует необходимость расчета ПСС с точки зрения влияния горизонтальных скважин и боковых горизонтальных стволов. Данную особенность возможно реализовать с помощью поправочного коэффициента. Этот коэффициент брал бы во внимание фактический охват пластов воздействием за счет ГС и БГС.

Упомянутый коэффициент возможно рассчитать на основе формулы (7). Для этого необходимо прологарифмировать обе части зависимости, а далее выразить из полученного уравнения плотность сетки:

$$S = - \frac{\ln(K)}{\alpha * \ln(K_{\text{выт}})}, \quad (10)$$

При этом ПСС, определяемая стандартными формулами (1)–(4) определена по зависимости отношения площади к фонду скважин. Так как в данной работе исследуется Якушкинское месторождение, то для него рассматриваемый параметр оказался равным  $S_{\text{верт.}} = 8,9$  га/скв.

Также необходимо отметить, что для первого варианта рассчитанный параметр будет считаться правильным ввиду того, что все скважины этого варианта являются наклонно-направленными. Коэффициент извлечения нефти для первого варианта окажется равным  $K_1 = 0,46$ .

Далее – при расчете второго вариантам, когда вместо вертикальных скважин применяются ГС значение параметра плотности сетки скважин  $S_{\text{верт.+гор.}}$  окажется выше значения ПСС для предыдущего (первого) варианта, так как коэффициент извлечения нефти второго варианта будет выше  $K_2 = 0,471$ .

Таким образом, применяя формулу (10) и подставляя в неё полученные значения параметров имеем:

$$\frac{S_{\text{верт.}}}{S_{\text{верт.+гор.}}} = \frac{\ln(K_2)}{\ln(K_1)} = \frac{\ln(0,471)}{\ln(0,458)} \cong 0,96, \quad (11)$$

Далее в уравнение (11) вносится значение параметра плотности сетки скважин для первого варианта и выразим ПСС для второго варианта. Таким

образом, имеем параметр приведенной плотности сетки скважин, который учитывает влияние ГС и БГС:

$$S_{\text{верт.}+\text{гор.}} = 0,96 * 8,9 \frac{\text{га}}{\text{СКВ.}} = 8,6 \frac{\text{га}}{\text{СКВ.}}, \quad (12)$$

Стоит отметить, что существующий фонд скважин Якушкинского месторождения включает в себя около 740 скважин (имеется в виду созданная и адаптированная модель рассматриваемого месторождения), а 48 скважин этого фонда являются ГС, то подставляя эти значения в (12) имеем:

$$\frac{S_0}{690+k*48} = 8,61, \quad (13)$$

где  $S_0$  – площадь нефтеносности, га;  $k$  – поправочный коэффициент, который введен для учета влияния ГС.

Далее, если подставить в зависимость (13) вместо общей площади нефтеносности площадь именно исследуемой залежи, можно получить значение поправочного коэффициента.

Таким образом, значение поправочного коэффициента для объектов  $A_3$  и  $A_4$  анализируемого Якушкинского месторождения составит примерно 1,6.

### **Итоговый вид зависимостей, предложенных А.П. Обиходом**

Таким образом, обобщая вышесказанное зависимости, полученные в ходе эксперимента, проведенного А.П. Обиходом можно записать в виде:

$$S_{\text{верт.}+\text{гор.}} = \frac{\ln(K_2)}{\ln(K_1)} * S_{\text{верт.}}, \quad (14)$$

$$S_{\text{верт.}+\text{гор.}} = \frac{S_0}{n_1+k*n_2}, \quad (15)$$

где  $S_{\text{верт.}+\text{гор.}}$  – плотность сетки скважин в случае наличия горизонтальных и вертикальных скважин;  $S_0$  – общая площадь нефтеносности;  $n_1$  – количество вертикальных скважин;  $n_2$  – количество горизонтальных скважин;  $k$  – поправочный коэффициент, который введен для учета влияния ГС;  $K_1$  – коэффициент извлечения нефти для варианта с только вертикальными скважинами;  $K_2$  – коэффициент извлечения нефти для варианта с вертикальными и горизонтальными скважинами;  $S_{\text{верт.}}$  – плотность сетки скважин в случае наличия только вертикальных скважин.

При этом в работе А.П. Обихода не приводится зависимость для определения коэффициента  $k$ , на котором и строится вся методика расчета приведенной плотности сетки скважин.

### **2.2.2 ПСС в зависимости от азимутального угла ствола горизонтальной скважины**

В работе А.Р. Сарварова, В.В. Литвина (ОАО «ТНК-Нижневартовск») и И.В. Владимирова, О.С. Тюфякова, Т.Г. Казакова (НПО «Нефтегазтехнология») [11] рассматривается модельный участок размером 3000 x 3000 x 3 м<sup>3</sup>. При этом модель строилась на основе программного комплекса от компании ROXAR – "Tempest-MORE".

В работе исследовалась система горизонтальных добывающих и горизонтальных нагнетательных скважин, у которых стволы были направлены в разные стороны относительно друг друга. Точный вид этой системы представлен на рисунке 5.

При этом для выполнения цели исследования были проанализированы несколько случаев, различающихся как раз направлением стволов скважин:

В первом варианте горизонтальных скважин – одна (нагнетательная), а вертикальных – две (добывающие);

Во втором варианте все скважины (и добывающие, и нагнетательная) являются горизонтальными, при этом их стволы находятся на одной прямой и направлены в противоположные стороны;

В третьем варианте все скважины (и добывающие, и нагнетательная) являются горизонтальными, при этом стволы добывающих скважин находятся на одной прямой, противоположно направлены друг другу и перпендикулярны направлению ствола нагнетательной скважины;

В четвертом варианте все скважины (и добывающие, и нагнетательная) являются горизонтальными, при этом стволы всех скважин параллельны друг другу, а направление стволов добывающих скважин – противоположное.

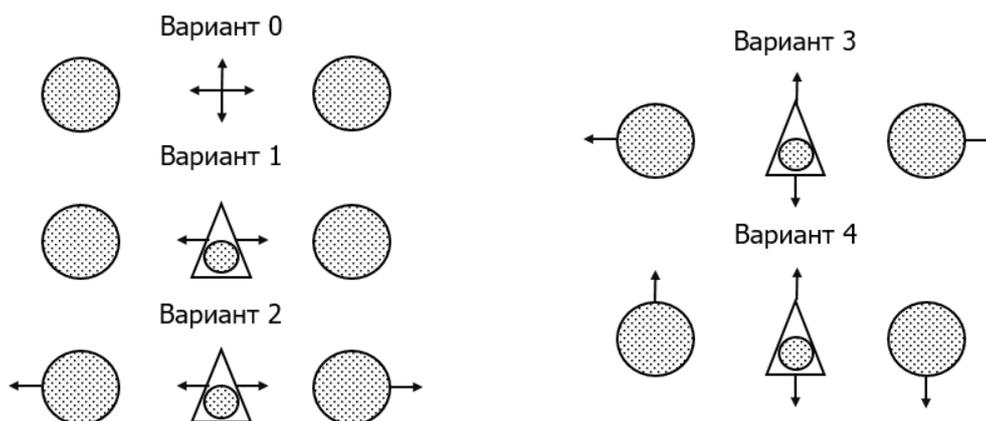


Рисунок 5 – Варианты расположения добывающих и нагнетательных скважин

Таблица 1 – Расчеты для разных вариантов расположения скважин [11]

Вариант	Накопленная добыча нефти, $10^3 \text{ м}^3$	КИН, доли ед.	Коэффициент охвата, доли ед.	Коэффициент пропорциональности $x$ , доли ед.
0	831,5	0,336	0,50	–
1	821,9	0,332	0,49	0,95
2	1164,9	0,470	0,69	1,92
3	1179,3	0,476	0,70	1,99
4	1119,5	0,452	0,67	1,73

Результаты расчетов для различных вариантов приведены в таблице 1.

На основании полученных данных необходимо исследовать влияние направления стволов горизонтальных скважин на параметр ПСС. С этой целью необходимо ввести коэффициент пропорциональности, который бы характеризовал то, сколько ВС приходится на одну ГС. Для этого были проанализированы работы [12, 13] и из них взята методика, которая применялась далее:

- базовый вариант – вариант 0, для этого варианта значение параметра ПСС определяется по формуле, приведенной ранее – формула (1)
- далее на основании зависимости (7) для базового варианта (варианта 0) рассчитывается названный ранее коэффициент, учитывающий соотношение числа ВС и ГС:

$$\frac{\alpha}{\alpha_1} = -\frac{1}{S_0} \ln \left( \frac{КИН_0}{K_B} \right), \quad (16)$$

где  $КИН_0$  – коэффициент извлечения нефти для базового варианта;  $K_B$  – коэффициент вытеснения. При следующих расчет допускается, что значение коэффициента  $\alpha$  остаётся неизменным.

- все варианты, отличные от базового, имеют в своей системе горизонтальные скважины с различным направлением стволов, для них параметр приведенной плотности сетки скважин вычисляется по формуле (7) и имеет вид согласно приведённым ранее зависимостям:

$$S_i = -\frac{1}{\alpha} \ln \left( \frac{КИН_i}{K_B} \right), \quad (17)$$

- таким образом, имеем:

$$S_i = \frac{F_0}{n_1 + x \cdot n_2}, \quad (18)$$

где  $x$  – коэффициент пропорциональности, показывающие соотношение числа вертикальных и горизонтальных скважин;  $n_1$  – количество вертикальных скважин случая;  $n_2$  – количество горизонтальных скважин случая.

Стоит отметить, что согласно данным, представленным в таблице 1, параметр  $x$  принимает значением, равное 0,5 (то есть на одну горизонтальную скважину приходится две вертикальных) только тогда, когда коэффициент извлечения нефти максимален, то есть когда расположение стволов скважин относительно друг друга оптимально. При этом названное значение коэффициента часто используется на практике.

Таким образом, осуществленная работа доказала, что применение наиболее часто употребляемой на производстве методики, согласно которой на одну ГС приходится две ВС при расчете параметра приведенной ПСС не всегда верно. Оно оправдывается только в том случае, когда расположение скважин оптимально.

### **2.2.3 Определение ПСС согласно протоколу ЦКР №15-14 от 03.06.2014**

Согласно протоколу ЦКР №15-14 от 03.06.2014 [14] предлагается методика, учитывающая геометрию ствола скважины. Рассматриваемая

методика применяется на нефтяных объектах с параметрами, представленными ниже:

- коллектор является терригенным;
- коллектор является гидродинамически связанным;
- пласт характеризуется небольшой мощностью;
- сетка скважин согласно вариантам, рассматриваемым в предыдущей главе – квадратная или треугольная;
- система разработки так же ограничена определенными вариантами:
  - площадная;
  - рядная;
  - приконтурная.

Величина приведенной плотности сетки скважин, которая учитывает влияние как горизонтальных, так и многозабойных скважин, согласно методики, описанной в работе [14] рассчитывается по формуле (19):

$$S_V = \frac{S_{\text{залежи}}}{N_{\text{ВС}} + \alpha(L) * N_{\text{ГС}}}, \quad (19)$$

где  $S_V$  – приведенная плотность сетки скважин;  $S_{\text{ГС}}$  – количество ГС;  $\alpha(L)$  – функция, которая учитывает эффект от ствола горизонтальной скважины в зависимости от его длины, и находится согласно следующей зависимости:

$$\alpha(L) = 1 + \sin(\alpha) * \frac{2}{\pi} * \frac{L}{R_{\kappa}}, \quad (20)$$

где  $\alpha$  – зенитный угол горизонтальной скважины;  $R_{\kappa}$  – радиус дренирования;  $L$  – искомая длина ствола горизонтальной скважины. В ситуации, когда значение коэффициента  $\alpha$  оказывается равным нулю, расчет ведется согласно упрощенной формуле (1).

## **2.3 Влияние ГРП на плотность сетки скважин**

### **2.3.1 Влияние расчлененности пласта и типа сетки скважин с ГРП на коэффициент охвата и ПСС**

В работе А.В. Давыдова, Е.В. Сакунова, Л.Н. Абрикина (ЗАО «ИНКОНКО») [15] рассматривается влияние, которое оказывает гидравлический

разрыв пласта на коэффициент извлечения нефти и приведённую ПСС. Для выполнения цели исследования были проанализированы варианты:

1. Залежь характеризуется пластом: монолитным и неоднородным (по проницаемости)
2. Залежь характеризуется пластом: расчлененным и неоднородным (по проницаемости)

При этом количество слоёв составило 8 единиц, а проницаемость варьируется в диапазоне 0,005-0,05 мкм<sup>2</sup>. Касательно системы разработки, то в анализируемых вариантах рассматривается обращенная семиточечная система. При этом исследование проводится для различных значений ПСС, составляющих следующий набор значений: 9, 16, 25, 36, 49 га/скв.

Стоит отметить, что гидравлический разрыв пласта учитывался посредством модели, в которой создавалась трещина, значение полудлины которой составило 100 м.

Результаты исследования, а именно анализ значений коэффициента охвата для двух вариантов в зависимости от значения приведенной плотности сетки скважин приведены на рисунке 6. По полученному графику можно сделать заключение о том, что изучаемая зависимость более явно выражается для второго варианта.

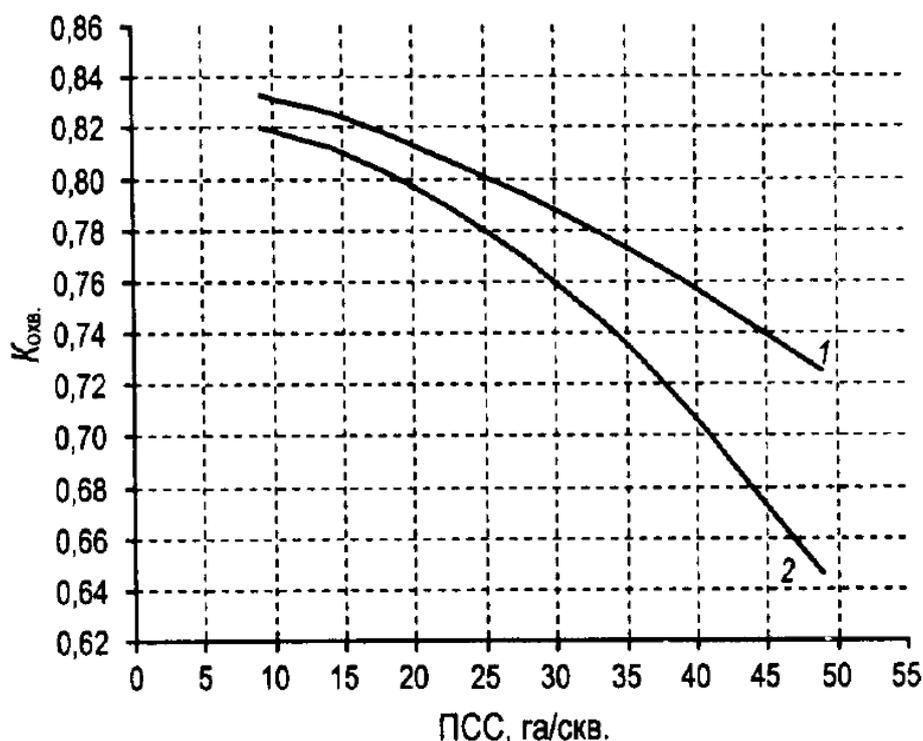


Рисунок 6 – График зависимости коэффициента охвата от значения приведенной ПСС для пласта неоднородного (по проницаемости): 1 – монолитного; 2 – расчлененного; коэффициент расчлененности равен 8; система разработки – семиточечная [15]

### **Зависимость коэффициента охвата от ГРП при разных пластах**

График зависимости коэффициента охвата от значения приведенной ПСС приведен на рисунках 7 и 8. Для графика 7 рассматривается монолитный пласт, а для графика 8 – расчлененный. При этом показаны разные кривые – зависимости коэффициента охвата от ПСС в случае с применением ГРП и без его применения.

При этом стоит отметить, что на графике 7 изображено, что использование гидравлического разрыва пласта для монолитного пласта оправдано только в случае больших значений ПСС, так как только тогда применение гидравлического разрыва пласта ведёт к повышению КИН и коэффициента охвата.

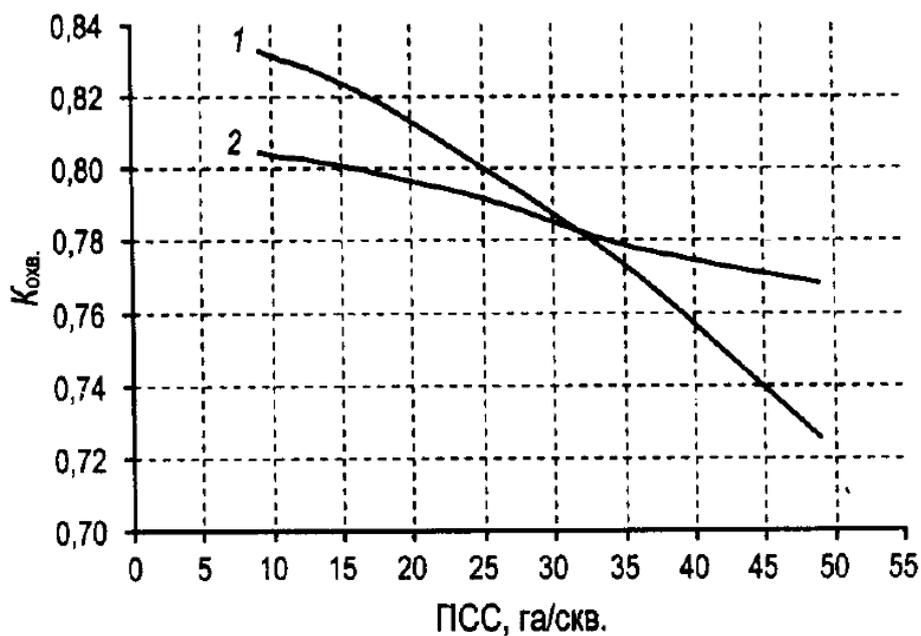


Рисунок 7 – График зависимости коэффициента охвата от приведенной ПСС для монолитного пласта: 1 – без гидравлического разрыва пласта; 2 – с гидравлическим разрывом; система разработки – семиточечная [15]

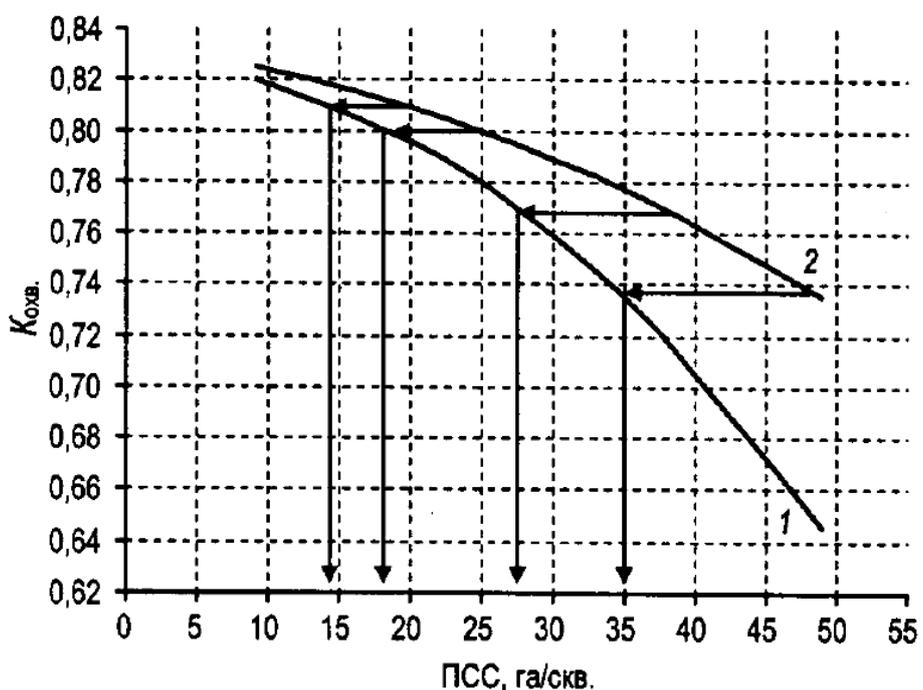


Рисунок 8 – График зависимости коэффициента охвата от приведенной ПСС для пласта неоднородного и расчлененного (коэффициент расчлененности равен 8): 1 – без гидравлического разрыва пласта; 2 – с гидравлическим разрывом пласта; система разработки – семиточечная [15]

Далее на основании этой же методики был произведён анализ для случая с пятиточечной и трёхрядной системой разработки, при этом значения ПСС оставались аналогичными значениям предыдущих исследований.

Кроме того, были произведены исследования зависимости ПСС от расчлененности пласта и проведения гидравлического разрыва пласта путем изменения коэффициента расчлененности (рисунок 9).

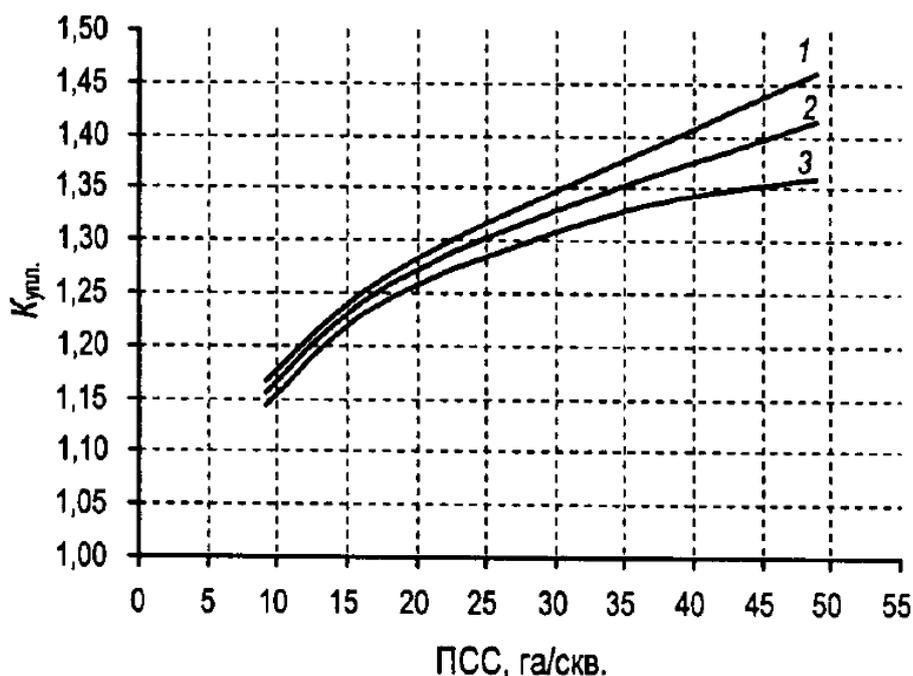


Рисунок 9 – График зависимости коэффициента для неоднородного расчлененного пласта с коэффициентом расчленённости, равным 8, и систем разработки [15]:

1 – пятиточечная; 2 – семиточечная; 3 – трёхрядная

### **Заключение о зависимости коэффициента охвата от приведенной плотности сетки скважин в условиях гидравлического разрыва пласта**

- Использование гидравлического разрыва пласта для пластов неоднородных и расчлененных ведет к повышению КИН, при этом степень повышения зависит от коэффициента расчленённости и типа системы разработки;

- для условий, когда пласт монолитный, коэффициент извлечения нефти при использовании гидравлического разрыва пласта имеет тенденцию к небольшому росту, но только в ситуации, когда ПСС выше значения в 35 га/скв.

В случае же, если ПСС меньше указанного значения, использование гидравлического разрыва может вызывать уменьшение коэффициента извлечения нефти;

- увеличение коэффициента охвата и коэффициента извлечения нефти достигается и становится выше в том случае, когда система воздействия менее интенсивна.

В итоге можно заключить, что использование гидравлического разрыва пласта можно представить, как метод уплотнения сетки (так как ведет к увеличению значения приведенной плотности сетки скважин). Кроме того, введенное в ходе работы понятие коэффициента уплотнения показывает большие значения, когда система разработки наиболее интенсивна, а сетка скважин – редкая.

### **2.3.2 Влияние ориентации и протяженности трещины ГРП на коэффициент извлечения нефти и плотность сетки скважин**

В работе Д.А. Бордодымова, И.А. Якименко, Б.И. Анциферова (ФГАО ВО «ТЮМГУ») [16] для исследования влияния гидравлического разрыва пласта на параметр ПСС рассматривалось соотношение, отражающее то, сколько ВС приходится на одну скважину с гидравлическим разрывом.

#### **Варианты геолого-физических условий, ориентации и протяженности трещины ГРП**

*А. Пласт однородный (по проницаемости) [16]*

Базовый случай. Для данного случая весь фонда скважин составляют вертикальные скважины, а гидравлический разрыв пласта не проводится.

Ниже приведены случаи, которые отличаются от базового:

Случай 1. Гидравлический разрыв пласта используется в добывающей скважине, которая расположена на расстоянии от ряда нагнетательных скважин. При этом трещины ГРП располагаются по прямой, которая соединяет ряды нагнетательных и добывающих скважин, а сама длина трещины равна 50,0 метрам.

Случай 2. Гидравлический разрыв пласта применяется в добывающей скважине, которая располагается недалеко от ряда нагнетательных скважин.

*Б. Пласт неоднородный (по проницаемости) [16]*

Базовый вариант. Для данного случая весь фонд скважин составляют вертикальные скважины, а гидравлический разрыв пласта не проводится.

Ниже приведены случаи, которые отличаются от базового:

Случай 1. Гидравлический разрыв пласта используется в добывающей скважине, которая расположена на участке, характеризующимся малым значением проницаемости. Трещины ГРП располагаются по прямой, которая соединяет ряды нагнетательных и добывающих скважин, а сама длина трещины равна 50,0 метрам.

Случай 2. Данный случай полностью совпадает с предыдущим, однако отличается от него тем, что длина трещины ГРП равна 100,0 метрам.

Случай 3. Данный случай полностью совпадает с предыдущим, однако отличается от него тем, что длина трещины ГРП равна 150,0 метрам. При этом указанная длина трещины (150,0 м) равна диаметру участка, характеризующегося малым значением проницаемости.

Случай 4. Данный случай полностью совпадает со случаем под номером 1, однако отличается тем, что в рассматриваемом варианте трещина ГРП является параллельной линии ряда добывающих скважин.

Случай 5. Данный случай полностью совпадает со случаем под номером 2, однако отличается тем, что в рассматриваемом варианте трещина ГРП является параллельной линии ряда добывающих скважин.

Случай 6. Данный случай полностью совпадает со случаем под номером 3, однако отличается тем, что в рассматриваемом варианте трещина ГРП является параллельной линии ряда добывающих скважин.

**Параметр коэффициента охвата в зависимости от приведенных случаев**

В таблице 2 приведены вычисленные параметры.

Таблица 2 – Сопоставление нефтеотдачи, коэффициента охвата и коэффициента, учитывающего влияние гидравлического разрыва пласта при различных ГФХ и способа разработки [16]

Вариант	Накопленная добыча нефти, тыс. м <sup>3</sup>	Коэффициент извлечения нефти, доли ед.	Коэффициент охвата, доли ед.	x
однородный пласт				
Базовый	957,7	0,617	0,86	
1	964,1	0,621	0,87	1,4
2	959,45	0,619	0,86	1,1
неоднородный пласт				
Базовый	933,0	0,601	0,84	
1	937,7	0,604	0,85	1,2
2	941,2	0,606	0,85	1,4
3	945,6	0,609	0,85	1,7
4	937,0	0,603	0,84	1,2
5	939,5	0,604	0,85	1,4
6	942,6	0,608	0,85	1,5

Таким образом, на основе данных, приведенных в таблице 2, можно заключить, что гидравлический разрыв пласта оказывает значительный эффект на КИН. В анализируемых вариантах гидравлический разрыв пласта способствует росту эффективности разработки. В то же время, необходимо упомянуть, что величина увеличения нефтеизвлечения определяется такими параметрами как ГФХ и способ и технология проведения гидравлического разрыва пласта.

#### **Анализ изменения параметра приведенной плотности сетки скважин**

В работе [16] проведен анализ изменения параметра приведенной плотности сетки скважин:

- для базового случая (при нем гидравлический разрыв пласта не проводится) параметр ПСС вычисляется по формуле (1).
- на основе зависимости (7) для базового случая вычисляется коэффициент  $\alpha$ , характеризующий количество вертикальных скважин, которых приходится на одну скважин с гидравлическим разрывом:

$$\alpha = -\frac{1}{S_0} * \ln \left( \frac{КИН_i}{К_B} \right), \quad (21)$$

где  $K_{ИН0}$  – Коэффициент извлечения нефти для базового случая;  $K_e$  – Коэффициент вытеснения. При следующих расчет допускается, что значение коэффициента  $\alpha$  остаётся неизменным.

- во всех вариантах, отличных от базового, используется гидравлический разрыв пласта, для них параметр приведенной плотности сетки скважин вычисляется по формулам (7) и (21) и имеет вид согласно приведённым ранее зависимостям [16]:

$$S_i = \frac{F_0}{n_1 + x * n_2} * \ln \left( \frac{K_{ИНi}}{K_B} \right), \quad (22)$$

где  $x$  – коэффициент пропорциональности, показывающие соотношение числа скважин с гидравлическим разрывом пласта и вертикальных скважин;  $n_1$  – количество вертикальных скважин случая без гидравлического разрыва;  $n_2$  – количество вертикальных скважин случая с гидравлическим разрывом.

В итоге, по проведенным исследованиям можно сделать вывод, что используемая технология гидравлического разрыва пласта оказывает значительный эффект на параметры разработки залежи. При этом гидравлический разрыв пласта является не только ГТМ, но и методом, который повышает охват пласта воздействием, то есть увеличивает коэффициент охвата.

Кроме того, проведенное исследование дало понять, что при варианте, когда условия проведения ГРП наиболее эффективны, на одну скважину с гидравлическим разрывом приходится 2,5 вертикальных скважин.

## 2.4 Влияние многозабойных скважин на плотность сетки скважин

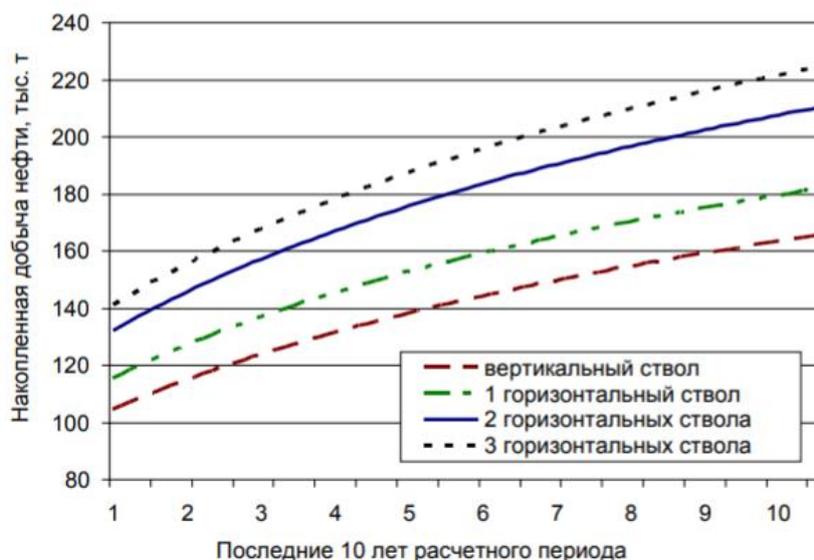


Рисунок 10 – Зависимость накопленной добычи нефти от варианта разработки [17]

Таблица 3 – Рассматриваемые варианты [17]

Вариант	Конструкция скважины
1	Фонд составляют вертикальные скважины (количество – 45)
2	Фонд составляют вертикальные скважины (количество – 39) и горизонтальные скважины (количество – 6)
3	Фонд составляют вертикальные скважины (количество – 39) и горизонтальные скважины (МЗС, количество стволов – 2) (количество скважин – 6)
4	Фонд составляют вертикальные скважины (количество – 39) и горизонтальные скважины (МЗС, количество стволов – 3) (количество скважин – 6)

Таблица 4 – Расчетная таблица по итогам моделирования [17]

Вариант	Количество вертикальных скважин, шт.	Количество горизонтальных скважин, шт.	КИН, доли ед.	ПСС <sub>прив.</sub> , га/скв	k, доли ед.
1	45		0,106	49,1	1,0
2	39	6	0,119	47,0	1,3
3	39	6	0,136	43,8	1,9
4	39	6	0,146	42,4	2,2

Целью работы [17] являлся расчет корректного значения параметра приведенной плотности сетки скважин при наличии скважин с МЗС. При этом анализ проводился на основе материала по Западно-Усть-Балыкскому месторождению Западной Сибири.

Для выполнения поставленной цели были осуществлены вычисления на основе фактических материалов для четырёх случаев, указанных в таблице 3. При этом стоит отметить, что исследование проводилось на основе моделирования, а длительность разработки, установленная в модели, составила 20 лет. На рисунке 10 приведен образец графика моделируемой ситуации для всех четырёх указанных случаев. Анализ проводится с применением программы «Tempest MORE» [17].

В ходе исследования для объекта БС<sub>10</sub> были выявлены параметры, отражающие искомую ситуацию, данные представлены в таблице 4. Для проведения вычислений для данной модели были использованы методы, представленные в исследованиях [4, 12, 18]. Работа строилась на внедрении коэффициента  $k$ , который как раз отражает влияние количества горизонтальных стволов скважины на разработку залежи.

В итоге, согласно представленным в таблице 4 данным можно заключить, что для рассматриваемого объекта на одну ГС (один ствол) приходится 1,3 ВС; кроме того, многозабойная скважина с двумя горизонтальными стволами аналогична использованию 1,9 ВС, а многозабойная скважина с тремя горизонтальными стволами – аналогична 2,2 ВС. Выводы о влиянии были сделаны на основе анализа параметров разработки, выработки запасов нефти и достигаемого при этом коэффициента извлечения нефти. Другими словами, наибольший параметр приведенной плотности сетки скважин достигается для многозабойной скважины с тремя горизонтальными стволами [17].

Далее было выявлено, что при росте количества стволов у МЗС изменение количества извлекаемой нефти подчиняется нелинейному закону. Так для скважины с одним горизонтальным стволом уровень добычи, в пересчете для вертикальной скважины, оказался равным 75%, в случае МЗС с двумя стволами – 52,5%, в случае МЗС с тремя стволами – 45,8%. Другими словами, проведя данный расчет для всех исследуемых скважин и взяв среднее было получено, что вклад второго ствола оказался равным 30%, а вклад третьего ствола – 13%.

### 3 Объект и методы исследования

#### 3.1 Характеристика месторождений

В ходе работы было рассмотрено четыре нефтяных месторождения Томской области. В частности, рассматривались юрские отложения данных месторождений. Все анализируемые месторождения характеризуются продолжительной историей разработки, а также применением различных геолого-технологических мероприятий. Фонд данных месторождений включает в себя скважины с различной конструкцией и типом закачивания.

Геолого-физические характеристики месторождений приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Характеристика месторождений

Параметры	Размерность	Месторождение			
		Месторождение X	Месторождение Y	Месторождение N	
		$Ю_1^{(1+2)}$	$Ю_1^2$	Площадь 1 $Ю_1^2$	Площадь 2 $Ю_1^2$
Тип коллектора		Поровый, терригенный	Поровый, терригенный	Поровый	Поровый
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина	м	6,3	3,00	3,4	4,0
Коэффициент пористости	доли ед.	0,18	0,16	0,18	0,16
Коэффициент нефтенасыщенности пласта	доли ед.	0,67	0,50	0,61	0,55
Проницаемость (ГИС)	мкм <sup>2</sup>	0,0204	0,011	0,0242	0,0096
Коэффициент песчаности	доли ед.	0,8	0,60	0,87	0,82
Расчлененность	ед.	2,3	2,3	1,8	2,4
Вязкость нефти в пластовых условиях	мПа*с	1,01	1,12	0,86	0,94
Плотность нефти в пластовых условиях	г/см <sup>3</sup>	769,2	0,767	0,731	0,761
Коэффициент вытеснения	доли ед.	0,564	0,432	0,544	0,495

Для проведения исследования на указанных месторождениях выделялись площади, зоны и участки. На рисунке 11 приведена карта начальных нефтенасыщенных толщин месторождения Y с примером разбиения

месторождения на зоны, характеризующиеся разной плотностью сетки скважин и коэффициентом охвата.

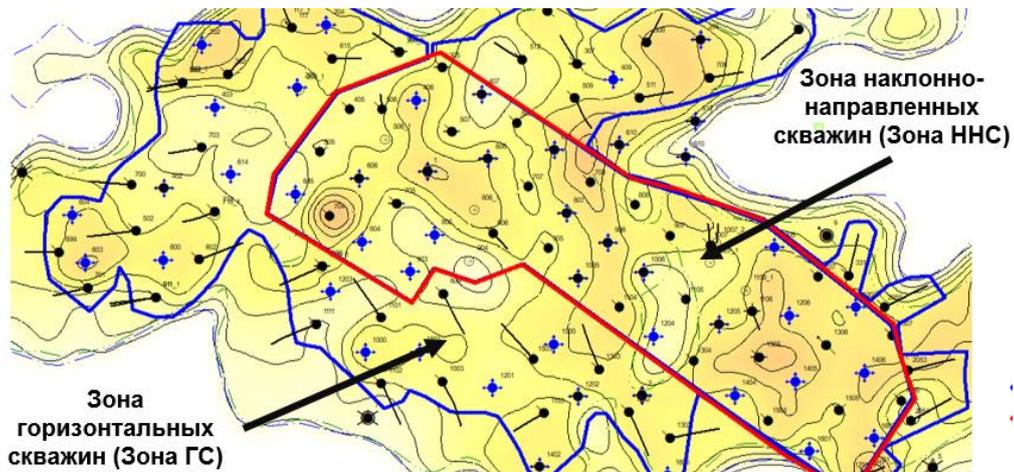


Рисунок 11 – Карта начальных нефтенасыщенных толщин месторождение Y с разбиением его на зоны с разной ПСС

На рисунке 12 представлена карта начальных нефтенасыщенных толщин месторождения N с выделенными контурами для расчета.

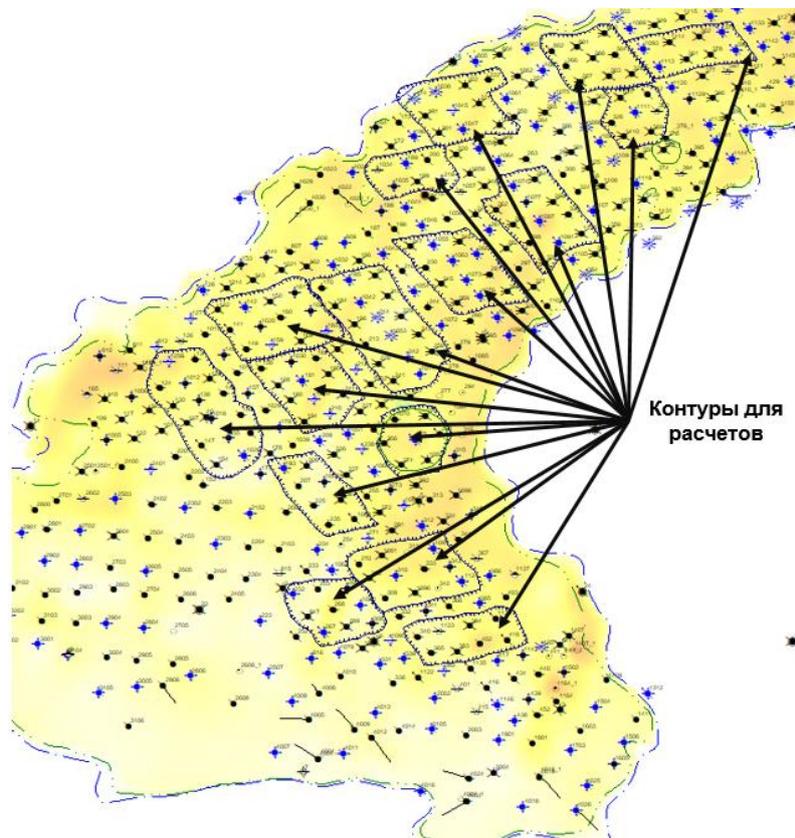


Рисунок 12 – Карта начальных нефтенасыщенных толщин месторождение N с разбиением его на контуры для расчетов

### 3.2 Метод исследования

Как выделение контуров, участков, зон, так и анализ месторождений в целом проводились посредством работы в программном обеспечении РН КИН (ПО РН-КИН). Данная программа используется для выполнения следующих задач:

#### 1. Контроль и анализ процесса разработки месторождений

##### *Управление заводнением*

Формирование элементов заводнения в ручном и автоматическом режимах, формирование рейтинга элементов заводнения по энергетическому состоянию пласта и выработке запасов с целью дальнейшего подбора кандидатов на геолого-технические мероприятия и оценки неэффективной закачки

##### *Материальный баланс*

Планирование мероприятий поддержания пластового давления в элементах заводнения:

- Расчет технологических показателей методом материального баланса с учетом изменений газового фактора в условиях ниже давления насыщения
- Планирование мероприятий поддержания пластового давления в элементах заводнения

##### *Прокси-модель*

Однослойная двухфазная гидродинамическая модель с подбором коэффициента неоднородности по данным технологических режимов. Возможности модуля: автоматизированное построение модели; оценка эффективности системы поддержания пластового давления; прогноз технологических показателей; закрепление карты проницаемости по данным нормальной эксплуатации; построение карт изобар; построение карт текущих плотностей.

##### *Анализ поведения базовой добычи*

Модуль позволяет своевременно выявлять отклонения от намеченных базовых уровней добычи и оперативно принимать решения по их восстановлению.

## 2. Оценка запасов и анализ их выработки

### *Оценка запасов*

Расчет запасов по характеристикам вытеснения. Уточнение начальных и остаточных запасов, планирование дальнейшей разработки. Встроены более 20 характеристик вытеснения.

### *Аудит запасов по классификации РФ2005, SPE, SEC*

- Возможность экспресс-оценки запасов для классификаций GKZ2001, NKZ2016, PRMS/SEC

- Автоматическое построение границ категорий запасов

- Расчет начальных геологических запасов объемным методом

- Расчет извлекаемых запасов по  $L_n(\text{ВНФ})$  и/или кривым падения по

Арпс

## 3. Выполнение обоснований и дизайн геолого-технических мероприятий

### *ГТМ*

Полный цикл формирования и согласования программы на геолого-технические мероприятия от подбора кандидата до контроля за выполнением.

### *Картопостроение*

Построение структурных карт и карт геофизических параметров (строятся более 60 различных карт). Построение карт толщин и изобар. Карты текущих и накопленных отборов для анализа разработки месторождения.

## 4. Планирование проведения исследований на скважинах

### *Исследования*

Визуализация широкого спектра исследований на карте, отображение и выгрузка результатов исследований в табличном виде для анализа скважин

### *Опорные сетки ГДИС*

Автоматизированный поиск минимально достаточного множества скважин, необходимых для восстановления информации о пластовом давлении на всем объекте разработки:

- Повышение качества исследований за счет выбора оптимального времени

- Минимизация затрат на проведения комплекса ГДИС
- Минимизация потерь добычи нефти
- Равномерный охват объекта разработки исследованиями
- Применение новых методик исследований

#### *Анализ ГДИС*

- Интерпретация многопластовых скважин с учётом перетока между пластами через скважину

- Интерпретация индикаторных диаграмм
- Аналитический расчёт взаимовлияния скважин
- Поиск, хранение, отображение и автоинтерпертация интервалов

#### *АвтоГДИС*

- Кривые изменения давления и дебитов
- Определение влияния окружающих скважин

#### *Профили*

Построение геологических профилей и корреляционных схем для установления взаимосвязи между скважинами, помощь в планировании геолого-технических мероприятий, визуализация границ пластов и пропластков

#### 5. Проектирование систем разработки

##### *Сетки проектных скважин. Проектные кусты.*

- Мастер создания сетки проектных скважин позволяет использовать 20 систем разработки, включая системы с горизонтальными скважинами и МГРП

- Гибкая настройка проектных сеток скважин
- Информативное отображение на карте
- Формирование рейтинга бурения скважин.

## **4 Анализ существующих методов определения приведенной плотности сетки скважин**

### **4.1 Сравнительный анализ зависимостей для расчета приведенной плотности сетки скважин**

Для осуществления цели исследования и проведения дальнейшей работы необходимо провести анализ существующих зависимостей для определения дальнейшего направления работы.

Для этого в ходе аналитического обзора, осуществленного в главе выше, были выделены зависимости, используемые для определения значения приведенной плотности сетки скважин в зависимости от различных факторов: конструкция, тип заканчивания скважины, азимутальный угол ствола, длина горизонтального ствола скважины; характеристика залежи: неоднородность и степень расчлененности.

Многие из полученных авторами работ [3-5, 10, 11, 14-17] зависимостей имели свои недостатки, некоторые из этих формул применялись только для определенных – частных случаев, при этом почти все из них учитывали только какой-то один параметр. Например, только изменение приведенной плотности сетки скважин от применения гидроразрыва пласта, или от направления горизонтального ствола скважины.

Другим недостатком рассмотренных зависимостей является то, что многие из них по своей сути имеют одинаковый вид, однако выводились разными методами и на основании отличных друг от друга данных.

Ниже представлен краткий анализ выделенных в ходе аналитического обзора работ:

В ОАО «Самаранефтегаз» [10] была поставлена задача получения уточненной величины ПСС с учетом наличия на объекте скважин с горизонтальным окончанием. Задача решалась на примере эксплуатационного объекта "горизонты  $A_3+A_4$ " Якушкинского месторождения с использованием

созданной геолого-гидродинамической модели объекта, адаптированной по истории разработки залежи (ПК "Eclipse").

При этом в указанной работе была получена формула, в которую был введен поправочный коэффициент. Данный коэффициент приводился только для рассматриваемого частного случая. Таким образом, итоговую формулу нет возможности применять в других случаях, кроме указанного частного.

В работе [11] рассматривается модельный участок размером 3000 x 3000 x 3 м<sup>3</sup>. Моделирование проводилось с применением программного пакета "Tempest-MORE" фирмы ROXAR.

В итоге, был рассмотрен частный случай, а итоговая формула имела тот же вид и проблемы, что и в предыдущей работе [10].

В работе [15] для того чтобы определить влияние ГРП на КИН и плотность сетки скважин, рассмотрены несколько случаев с разными геолого-физическими характеристиками. При этом не приводится методика построения зависимостей, приведены частные случаи, не сделаны выводы касательно применимости их на практике.

В работе [16] проведено моделирование для определения влияние ориентации и протяженности трещины ГРП на коэффициент извлечения нефти и плотность сетки скважин. В итоге, была предложена методика определения ПСС по формуле В.Н. Щелкачева, однако коэффициенты, используемые в формуле, не были обоснованы, не раскрыт метод их определения.

Таким образом, в ходе аналитического обзора были рассмотрены работы, в которых почти все разобранные случаи – частные и не могут применяться на практике ввиду идеализированных расчетов; в опубликованных работах методика расчета ПСС избирательная.

В итоге, в ходе анализа существующей литературы были получены данные, представленные в таблице 6:

Таблица 6 – Анализ существующих формул определения приведенной плотности сетки скважин

Существующие формулы расчета ПСС	Источник	Тип скважин	Недостатки
$S = \frac{F}{N} \quad (1)$	[1]	Все скважины	Не учитывает влияние конструкции и типа заканчивания скважин
$S = \frac{V_{\text{пор}}}{\sum N_{\text{ГС}} \cdot h_{\text{перф}}} \quad (23)$	[1]	Для горизонтальных скважин	Имеет ограничения по геолого-физическим условиям и длине горизонтального ствола скважин
$S = \frac{F}{N_{\text{ВС}} + x \cdot N_{\text{ГРП}}} * \ln \left( \frac{\text{КИН}_i}{K_{\text{ВЫТ}}} \right) \quad (22)$	[16]	Для скважин с ГРП	Множество граничных условий: - коллектор терригенный, гидродинамически связный ( $K_{\text{п}} > 0,6$ ); - пласт малой толщины (менее 20 м); - сетка скважин – треугольная или квадратная; - система разработки – площадная, рядная или приконтурная.
$S = \frac{F}{N_{\text{ВС}} + (1 + \sin(\beta) \cdot \frac{2 \cdot L}{\pi \cdot R_{\text{К}}}) * N_{\text{ГС}}} \quad (15), (19), (20)$	[10]	Для горизонтальных и вертикальных скважин	
$S = \frac{F}{N_{\text{ВС}} + (1 + \sin(\beta) \cdot \frac{2 \cdot L_{\text{МЗС}}}{\pi \cdot R_{\text{К}}}) * N_{\text{МЗС}}} \quad (19), (20)$	[14]	Для многозабойных и вертикальных скважин	
$\text{КИН} = K_{\text{ВЫТ}} \cdot e^{-\alpha S} \quad (7)$	[3, 4]	Все скважины	Отсутствует методика расчета коэффициента $\alpha$

где  $S$  – плотность сетки скважин;  $\beta$  – зенитный угол ГС;  $R_{\text{к}}$  – радиус дренирования скважины;  $L$  – длина горизонтального участка ствола скважины;  $K_{\text{ВЫТ}}$  – коэффициент вытеснения;  $\alpha$  – коэффициент пропорциональности, характеризующий неоднородность пласта и реологические свойства жидкости;  $F$  – площадь нефтеносности;  $N$  – общее количество скважин;  $V_{\text{пор}}$  – объем породы;  $h_{\text{перф}}$  – длина перфорированного интервала;  $N_{\text{ГС}}$  – количество горизонтальных скважин;  $N_{\text{ВС}}$  – количество вертикальных скважин;  $L_{\text{МЗС}}$  – суммарная длина горизонтальных стволов многозабойной скважины;  $N_{\text{ГРП}}$  – количество скважин с ГРП;  $x$  – коэффициент пропорциональности.

#### 4.2 Выбор зависимостей для исследования

Из представленных зависимостей (таблица 6) по ряду факторов (ширина спектра применения, частота использования и пр.) были отобраны несколько, на

основе исследования которых строилась дальнейшая работа. Отобранные зависимости описаны ниже:

- по частоте использования: (1) – общая формула расчета ПСС, и (19) – формула С.Ф. Мулявина, рекомендованная протоколом заседания экспертно-технического совета ЦКР №15-14 от 03.06.2014 [14].

- по ширине спектра применения: (7) – формула В.Н. Щелкачева.

Таким образом, в ходе работы будет активно применяться наиболее известная в области исследования плотности сетки скважин формула – формула В.Н. Щелкачева (7) [3, 4] для определения зависимости коэффициента нефтеотдачи пласта КИН от удельной площади  $S$ , приходящейся на скважину, т. е. плотности сетки скважин:

$$\text{КИН} = K_{\text{выт}} * e^{-\alpha S}, \quad (7)$$

где  $K_{\text{выт}}$  – коэффициент вытеснения, который обычно определяется в лабораторных условиях как осредненный результат опытов вытеснения нефти прокачиваемым агентом из кернов рассматриваемой залежи;  $\alpha$  – коэффициент пропорциональности, имеющий размерность, обратную  $S$ .

Анализ данной формулы, а также её применимость на реальных месторождениях неоднократно доказана и описана в разделе 2 подразделе 2.1. Кроме того, стоит отметить, что данная зависимость – единственная, которая позволяет определять приведенную плотность сетки скважин вне зависимости от проводимых геолого-технологических мероприятий, конструкции и типа заканчивания скважины.

Описываемая формула не требует знаний различных параметров скважины, а главное – рассчитывает приведенную плотность сетки скважин, не опираясь на вертикальные скважины. То есть, данная зависимость вычисляет ПСС не в пересчёте на вертикальные скважины, а определяет значение данного параметра без привязки к типу скважины.

Кроме указанной зависимости в работе проводилось сравнение формулы В.Н. Щелкачева с формулой С.Ф. Мулявина (19), а также анализ применимости

последней. Формула С.Ф. Мулявина [14] определяет значение ПСС для горизонтальных скважин:

$$S_V = \frac{S_{\text{залежи}}}{N_{\text{ВС}} + \alpha(L) * N_{\text{ГС}}}, \quad (19)$$

где  $S_V$  – плотность сетки горизонтальных скважин;  $\alpha(L)$  – функция, учитывающая влияние длины ствола на плотность сетки скважин;  $N_{\text{ГС}}$  – количество горизонтальных скважин.

$$\alpha(L) = 1 + \sin(\alpha) * \frac{2}{\pi} * \frac{L}{R_k}, \quad (20)$$

где  $\alpha$  – зенитный угол ГС;  $R_k$  – радиус дренирования скважины;  $L$  – длина горизонтального участка ствола скважины. В частном случае, при  $\alpha = 0$ , переходим к стандартной плотности сетки скважин.

## 5 Результаты исследования и их обсуждение

### 5.1 Определение коэффициентов, учитывающих влияние ГРП

Вначале была предпринята попытка посчитать эффект от влияния гидроразрыва пласта на приведенную плотность сетки скважин. Для этого на двух из четырёх месторождений (месторождения X и N) был проведен анализ дополнительной добычи от ГРП.

Так как дополнительная добыча от гидроразрыва пласта сильно различалась (рисунок 13) в зависимости от технологии гидроразрыва и скважин, на которых применялась технология, была выполнена сортировка.

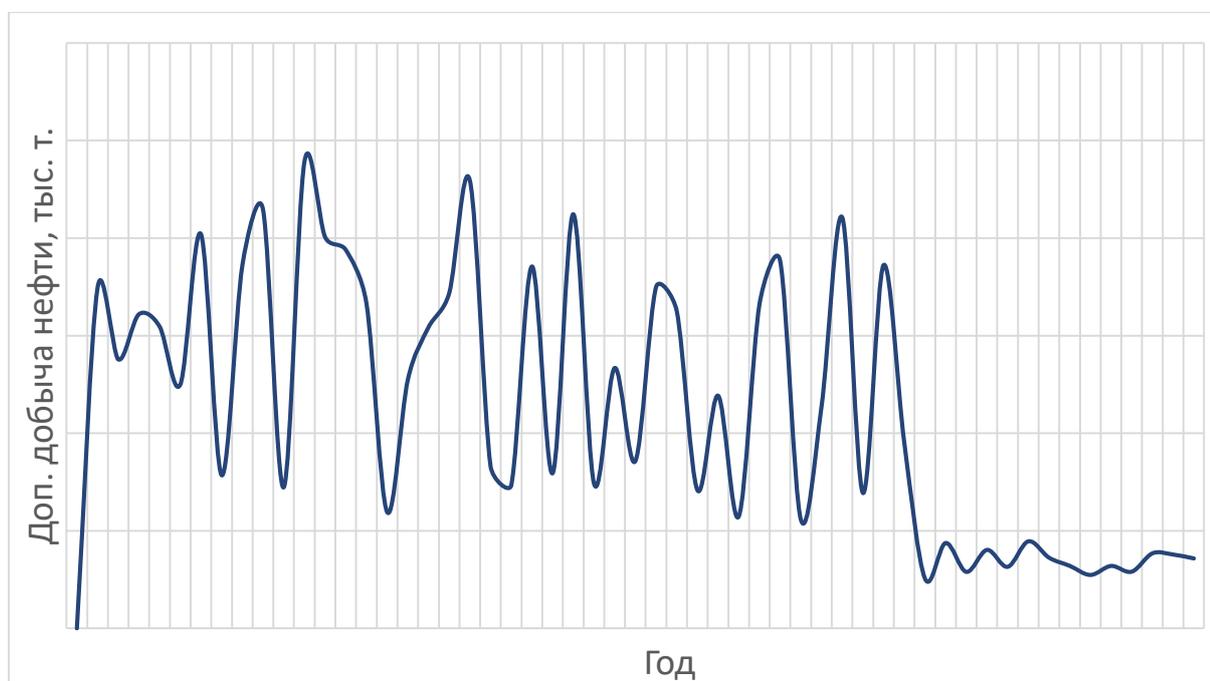


Рисунок 13 – Пример распределения дополнительной добычи от ГРП по годам для месторождения N

Таким образом, в ходе этого анализа для разных технологий ГРП (в зависимости от количества стадий) был вычислен средний эффект для данного геолого-технического мероприятия в зависимости от того, на каких скважинах проводилось мероприятие.

Далее на этих месторождениях были выделены контуры, удовлетворяющие следующим условиям:

- Отсутствие ГТМ на всех скважинах в пределах данных контуров;

- Все скважины, принадлежащие контурам должны быть вертикальными или наклонно-направленными;
- Равномерный и безаварийный режим работы скважин на протяжении всего времени исследования;
- Геолого-физические условия для выделенных контуров не должны быть аномальными и должны соответствовать средним по выделенной залежи;
- Равномерная четко выраженная сетка скважин;
- Удаленность от других скважин, что исключить их влияние;
- Наличие как добывающих, так и нагнетательных скважин в контуре (с преобладанием добывающих);
- Минимальное количество скважин для контура – 5 (чем больше, тем точнее результаты исследования).

Некоторые примеры выделенных контуров для подсчета коэффициентов учета ГРП приведены на рисунке 14:

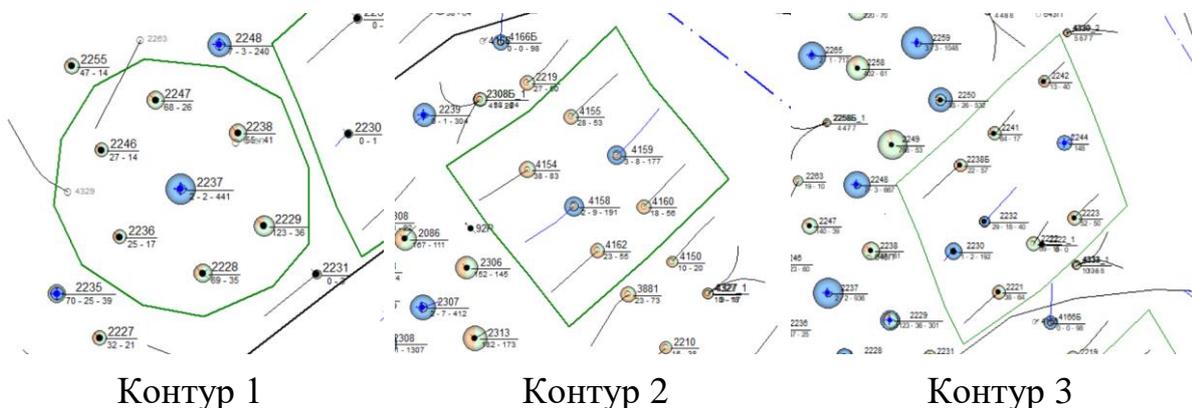


Рисунок 14 – Контурные, выделенные согласно заданным условиям, для расчета коэффициентов влияния ГРП

После чего на этих контурах, которые ввиду требований, которые предъявлялись к указанным участкам, подходили по граничным условиям для применения стандартной формулы (1), была посчитана по этой формуле (1) плотность сетки скважин. Так как отобранные контуры удовлетворяют условиям применимости этой формулы, вычисленная с помощью неё плотность сетки скважин является корректной.

После чего на основе формулы В.Н. Щелкачева (7), с применением возможности РН-КИН по расчету КИН через водонефтяной фактор, для расчетов коэффициента влияния ГРП на ПСС для скважин с ННС была выведена зависимость вида:

$$S_{\text{ГРП}} = \frac{F}{N_{\text{ГС}} \cdot \left( 1 + \sin(\alpha) \cdot \frac{2 \cdot \sum_{t=1}^{N_{\text{ГС}}} L_t}{N_{\text{ГС}} \cdot \sqrt{\pi \cdot F_{\text{пит}}}} \right)} \cdot \log_{\text{КИН}^{\text{ГС}}} \text{КИН}^{\text{ГРП}}, \quad (24)$$

где  $S_{\text{ГРП}}$  – плотность сетки скважин с ГРП;  $L$  – длина горизонтального участка ствола скважины;  $K_{\text{выт}}$  – коэффициент вытеснения;  $\alpha$  – зенитный угол горизонтальной скважины;  $F$  – площадь нефтеносности;  $F_{\text{пит}}$  – площадь питания скважины;  $N_{\text{ГС}}$  – кол-во горизонтальных скважин;  $\text{КИН}_{\text{ГРП}}$  – коэффициент извлечения нефти с учетом ГРП;  $\text{КИН}_{\text{ГС}}$  – коэффициент извлечения нефти с учетом ГС

Формула (24) при использовании данных из контуров (рисунок 12) позволили получить значения коэффициентов, учитывающих влияние ГРП, представленные в таблице 7:

Таблица 7 – Результаты анализа контуров для определения коэффициента влияния ГРП по формуле В.Н. Щелкачева

Элемент	ПСС <sub>1</sub> , га/скв	ПСС <sub>2</sub> <sup>1</sup> , га/скв	ПСС <sub>2</sub> <sup>2</sup> , га/скв	ПСС <sub>2</sub> <sup>3</sup> , га/скв	ПСС <sub>2</sub> <sup>4</sup> , га/скв	Коэффициент ГРП
Контур 1	41,3	31,8	31,3	30,8	31,7	1,315
Контур 2	51,1	46,3	45,8	45,5	46,3	1,111
Контур 3	50,3	42,4	42,2	39,6	41,9	1,212
Контур 4	50,7	42,2	41,8	40,0	42,0	1,222
Контур 5	42,9	34,6	34,7	31,3	33,8	1,278
Контур 6	38,1	34,5	34,2	34,0	34,5	1,111
Контур 7	31,1	26,2	26,1	24,4	25,9	1,210
Контур 8	36,2	29,3	29,3	26,4	28,6	1,275

где ПСС<sub>1</sub> – плотность сетки скважин для выделенных контуров, посчитанная по стандартной формуле (1); ПСС<sub>2</sub><sup>i</sup> – приведенная плотность сетки скважин с

учётом ГРП, рассчитанная по разным методикам (в итоге, за основу была взята ПСС, рассчитанная по ВНФ)

Далее были определены коэффициенты влияния ГРП, которые составили: для ННС – 1,527 доли ед., для ГС – 1,698 доли ед. Данные коэффициенты будут проверены, после чего будет сделано заключение об их точности и адекватности.

## **5.2 Анализ отобранных формул**

Следующим шагом было решено провести анализ имеющихся зависимостей, в том числе только что полученных коэффициентов влияния ГРП. Для этого все три имеющиеся формулы – С.Ф. Мулявина (19), В.Н. Щелкачева (7) и формула (19), но с учётом коэффициентов влияние ГРП, были проверены на основе оценки корреляции ПСС и  $K_{\text{охв}}$ .

В работе [19] и статье [15] описан вид зависимости  $K_{\text{охв}}$  от ПСС: при уменьшении ПСС (уплотнение сетки),  $K_{\text{охв}}$  увеличивается. Эта же зависимость была описана и в разделе 2 подразделе 2.3 настоящей работы.

Для проведения анализа, как уже отмечалось, на исследуемых месторождениях были выделены зоны и участки, аналогичные тем, что на рисунке 10. Далее на основании обозначенных формул была рассчитана приведенная плотность сетки скважин, а коэффициент охвата определен на основании адаптированной модели.

В результате, на основании данных, взятых по месторождениям X, Y и N, были получены графики, представленные на рисунках 15–17. Графики позволяют отобразить исследуемые зависимости на основании фактического материала.

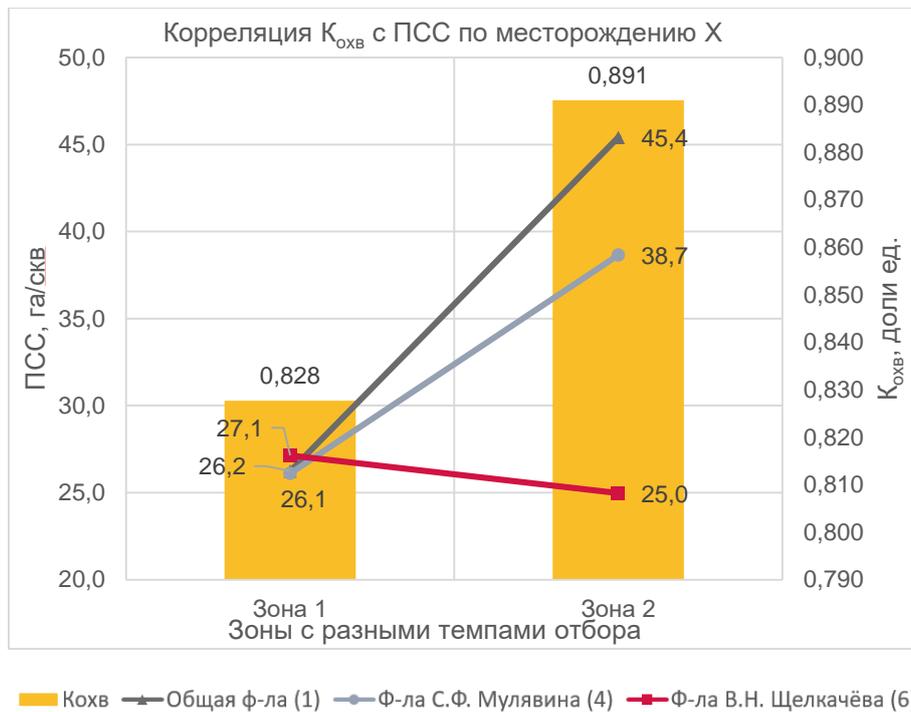


Рисунок 15 – График корреляции приведенной ПСС, определенной по разным методам, и коэффициента охвата для разных зон по фактическим данным, взятым по месторождению X

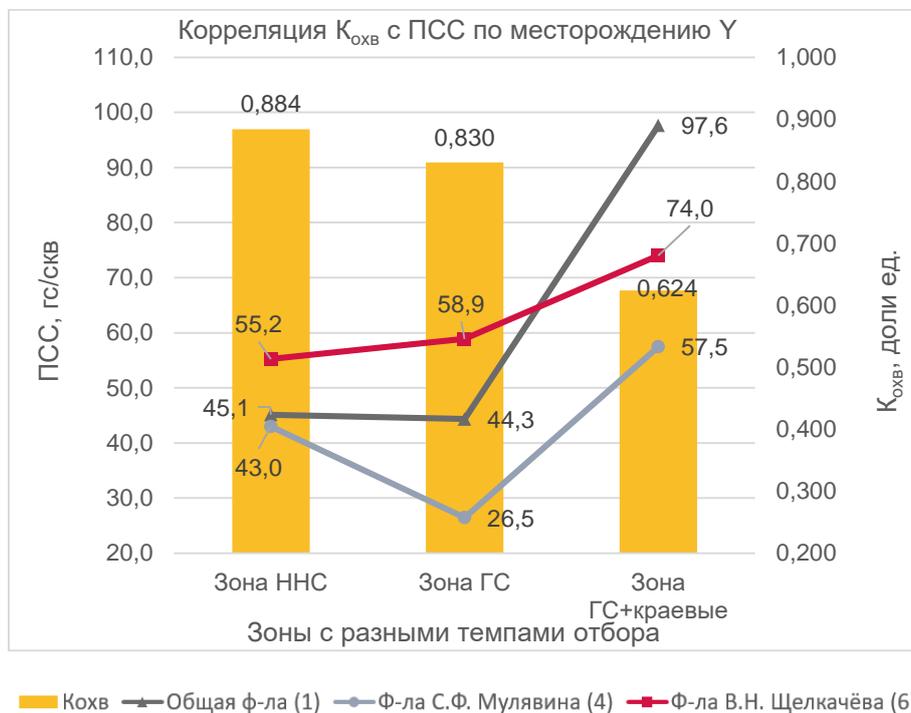


Рисунок 16 – График корреляции приведенной ПСС, определенной по разным методам, и коэффициента охвата для разных зон по фактическим данным, взятым по месторождению Y

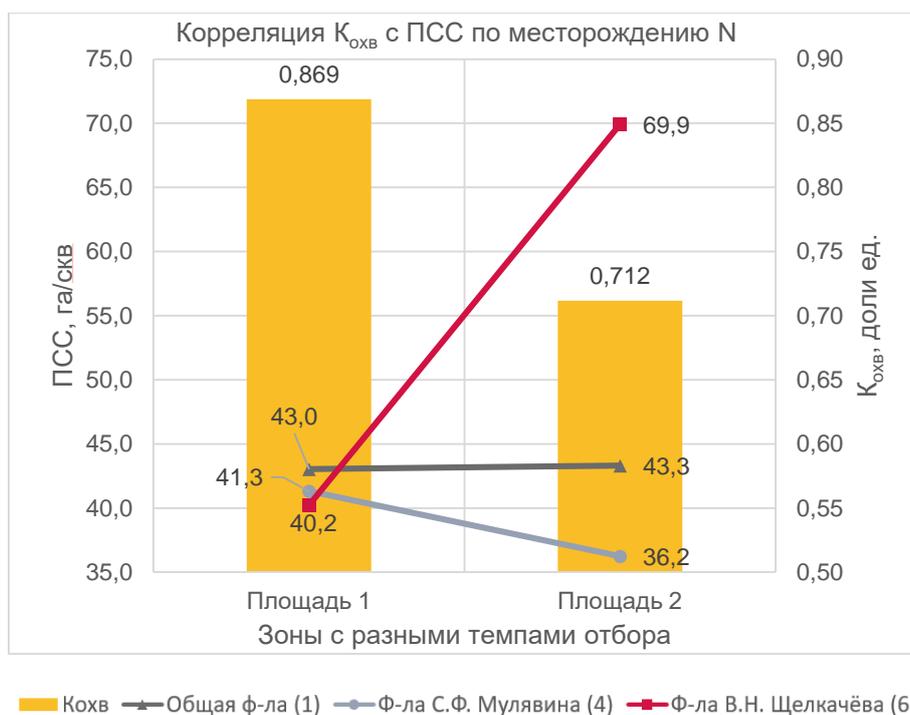


Рисунок 17 – График корреляции приведенной ПСС, определенной по разным методам, и коэффициента охвата для разных по фактическим данным, взятым по месторождению N

По графикам, приведенным на рисунках 15–17, видно, что ПСС, определяемая по общей формуле (1) и формуле С.Ф. Мулявина (19) не коррелируется с коэффициентом охвата, в отличие от ПСС, рассчитанного по формуле В.Н. Щелкачева (7). Чем более разрежена сетка скважин, другими словами, чем больше ПСС, тем меньше должен становиться коэффициент охвата.

Таким образом, выполненный аналитический обзор, анализ имеющихся зависимостей и работ позволил обозначить актуальность и проблематику работы, исходя из чего поставлена цель: Повышение эффективности применения методики расчета приведенной плотности сетки скважин. Продуктом работы является уточненная методика расчета приведенной ПСС.

Формула В.Н. Щелкачева – единственная зависимость, которая коррелируется и удовлетворяет заданным условиям, необходимым для дальнейшего исследования, в связи с этим далее в работе анализ будет проводиться именно по формуле В.Н. Щелкачева.

По графику (рисунок 17) видно, что ПСС, рассчитанная с учетом коэффициентов влияния ГРП имеет корреляцию с коэффициентом охвата, в отличие от формулы С.Ф. Мулявина. Отсюда можно сделать вывод, что такую неточность в закономерности изменения  $K_{\text{охв}}$  и ПСС дает именно формула, учитывающая горизонтальные скважины, то есть, формула С.Ф. Мулявина. Далее приведен анализ, позволяющий сделать заключение о том, какой именно параметр в формуле С.Ф. Мулявина дает такую неточность.

### 5.3 Обоснование влияния радиуса контура питания в формуле С.Ф. Мулявина

При анализе формулы С.Ф. Мулявина (19) одним из самых недостоверных факторов, который может быть определен неверно, был признан радиус контура питания. В связи с этим далее был проведен анализ указанного параметра.

Исследование проводилось на основе месторождения У, на котором было выделено две зоны, характеризующиеся разной приведенной плотностью сетки скважин и коэффициентом охвата (рисунок 11).

Для обоснования неточности в определении радиуса контура питания для формулы С.Ф. Мулявина была установлена зависимость изменения приведенной ПСС от радиуса контура питания, представленная на рисунках 18 и 19.

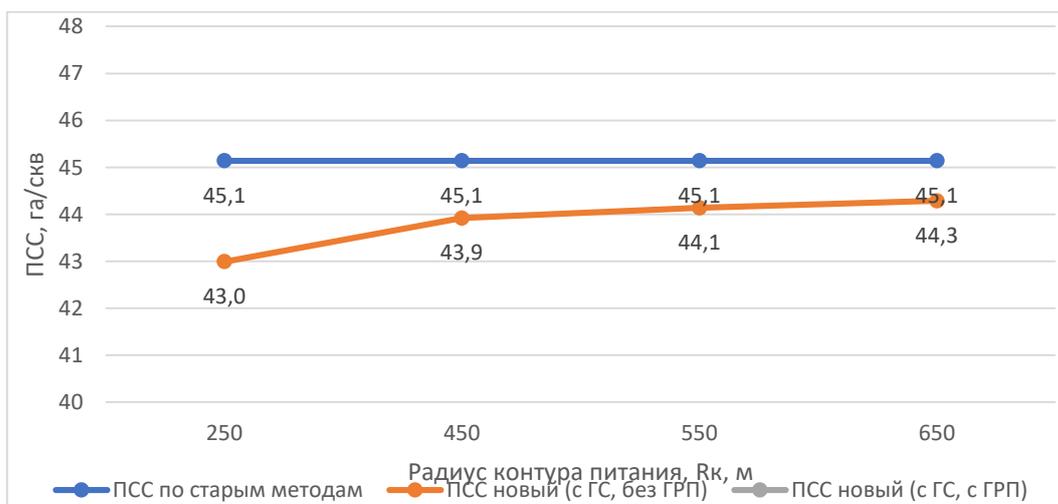


Рисунок 18 – Закономерность изменения ПСС разной степени точности от радиуса контура питания для зоны ННС месторождения У

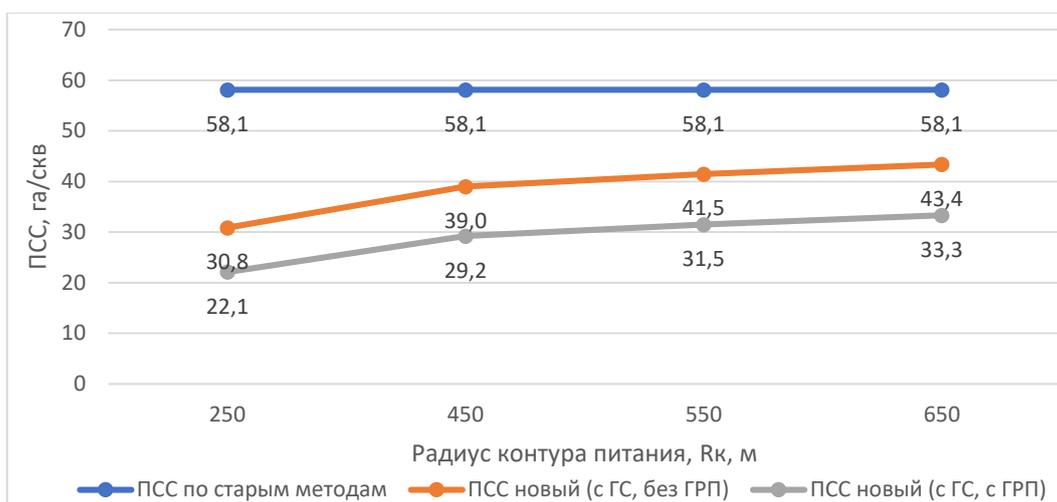


Рисунок 19 – Закономерность изменения ПСС разной степени точности от радиуса контура питания для зоны ГС месторождения У

Как видно из представленных графиков, наибольшая корреляция ПСС с коэффициентом охвата происходит при радиусе контура питания в 650 м. Данный вывод может быть сделан ввиду того, что значение ПСС как для метода с учетом влияния ГС и без учета ГРП, так и для метода с учетом влияния и ГС, и ГРП, для зоны ГС повышается сильнее при увеличении радиуса контура питания, чем для зоны ННС.

В соответствии с зависимостями, описанными в работе [19], можно сделать вывод, что при уменьшении коэффициента охвата при переходе с зоны ННС на зону ГС месторождения У, значение ПСС для второй зоны должно оказывать больше значения ПСС для первой. Если соотнести рисунки 18 и 19 с графиком на рисунке 16, можно увидеть, что для радиуса контура питания в 250 м ПСС второй зоны меньше ПСС первой на 12,2 га/скв, а для радиуса в 650 м – на 0,9 га/скв для метода, учитывающего ГС и не учитывающего ГРП.

Так, ПСС по формуле С.Ф. Мулявина без учета ГРП при радиусе контура питания в 250 м имеет значение 30,8 га/скв, а при радиусе в 650 м – 43,4 га/скв.

Проблематика данного этапа исследования заключается в том, что часто на практике при выполнении проектов для разбуренной сетки скважин радиус контура питания принимается как половина расстояния между скважинами, что является примерно равным 250–300 м. Однако, как было доказано ранее, такие

допущения дают погрешность при расчете ПСС через формулу С.Ф. Мулявина и не соотносятся с практическими данными.

Согласно справочнику РГУ им. Губкина [20] радиус контура питания скважины – это линия, на которой в период разработки пласта давление остается либо постоянным, либо изменяется по определенному закону в зависимости от темпа отбора жидкости из пласта. Далее был произведен анализ результатов интерпретации исследований ГДИС.

Другими словами, из определения выше можно принять, что радиус контура питания – это радиус, в котором скважина дренирует запасы.

Таблица 8 – Интерпретация исследований ГДИС

Номер скважины	Дата исследования	Радиус исследования, м	Номер скважины	Дата исследования	Радиус исследования, м
386	19.08.2020	527	384	19.08.2020	545
373	19.08.2020	333	782	29.03.2020	635
371	19.08.2020	376	2071	22.08.2020	311
894	07.07.2020	368	748	06.07.2020	333
390	29.05.2020	527	405	14.05.2020	590

В ГДИС изменение давления распространяется до радиуса исследования, значит, можно принять, что радиус контура питания не меньше радиуса исследований. Таким образом, на основании данных, приведенных в таблице 8, можно заключить, что принимаемый на практике радиус контура питания неверен.

Кроме того, необходимо отметить, что радиус контура питания для ГС определяется более сложным образом и должен быть больше, чем для ННС.

Таким образом, была выявлена проблема, что принимаемый на практике радиус контура питания неверен и дает ошибку при вычислении ПСС. Для дальнейших вычислений параметра плотности сетки скважин и анализа корреляции её с коэффициентом охвата, необходимо разработать методику для определения радиуса контура питания.

## 5.4 Исследование формулы В.Н. Щелкачева

### 5.4.1 Проблема использования формулы В.Н. Щелкачева

Как показано в разделе 4 подразделе 4.2, использовать формулу В.Н. Щелкачева (7) стало возможным за счет выделения контуров (рисунок 11). Выделение контуров по критериям, представленным ранее (при вычислении коэффициентов влияния ГРП), позволило совместно с использованием математических методов определить один из параметров этой зависимости – коэффициент  $\alpha$ , учитывающий неоднородность пласта (данный коэффициент нельзя вычислить из имеющихся данных по месторождению, а его численное определение невозможно; вычисление коэффициента  $\alpha$  не приведено ни в одной из проанализированных научных работ).

Таким образом, для того, чтобы достоверно его определить, требуется анализировать множество участков, отвечающих сложным трудновыполнимым требованиям, которые, учитывая современные методы разработки, бывает сложно выполнить. К тому же, полученные коэффициенты  $\alpha$  могут сильно отличаться (таблица 9), что создает дополнительные сложности при принятии коэффициента и влияет на точность дальнейших вычислений.

Таблица 9 – Значения коэффициента  $\alpha$ , рассчитанные разными методами, для различных эталонных участков одного пласта

Пласты	Значения $\alpha$	
Пласт Ю <sub>1</sub> <sup>2</sup> площадь 1	-0,0124	-0,0178
	-0,0717	-0,0182
	-0,0163	-0,1463
	-0,0020	-0,1205
Пласт Ю <sub>1</sub> <sup>2</sup> площадь 2	-0,0219	-0,0232
	-0,1061	-0,0028
Пласт Ю <sub>1</sub> <sup>МУ</sup> площадь 3	-0,0510	-0,0967
	-0,0608	-0,0652
Пласт Ю <sub>1</sub> <sup>2</sup> площадь 4	-0,0546	-0,0554
	-0,1045	-0,0211

#### 5.4.2 Коэффициент неоднородности $\alpha$ в формуле В.Н. Щелкачева

Как было сказано выше основная проблема формулы В.Н. Щелкачева заключается в том, что её трудно использовать на практике, так как в данной формуле есть коэффициент  $\alpha$ , который учитывает неоднородность пласта, а вычисление которого не раскрывается ни в одной из проанализированных научных работ.

В связи с этим для дальнейших вычислений и создания единой методики расчета ПСС требуется достоверно вычислять коэффициент  $\alpha$ . В рамках данной работы по результатам проведенных исследований были выявлены следующие параметры, от которых может зависеть коэффициент  $\alpha$ :

- Основные ФЕС пласта
- Эффективная толщина пласта ( $h_{эф}$ ) –  $\alpha_1$
- Коэффициент проницаемости ( $K_{пр}$ ) –  $\alpha_2$
- Коэффициент пористости ( $K_n$ ) –  $\alpha_3$
- Коэффициент расчлененности ( $K_{расч}$ ) –  $\alpha_4$
- Конфигурация трещины ГРП
- Длина трещины ГРП –  $\alpha_5$
- Степень вскрытия пласта (охват перфорацией) –  $\alpha_6$
- Длина ГС, ЗБГС –  $\alpha_7$
- Количество стволов скважин –  $\alpha_8$

Таким образом, зависимость коэффициента неоднородности в формуле В.Н. Щелкачева примет следующий вид:

$$\alpha = \alpha_1 * \alpha_2 * \alpha_3 * \alpha_4 * \alpha_5 * \alpha_6 * \alpha_7 * \alpha_8, \quad (25)$$

Данная зависимость является сложной, а её вычисление крайне затруднительно. В связи с чем далее проведено следующее исследование: на месторождениях X, Y, N было выделено множество контуров, отвечающим уже упомянутым выше требованиям. После чего для каждого из этих участков методом водонефтяного фактора, с использованием функционала ПО РН-КИН и

математических действий определены коэффициенты охвата и произведение приведенной плотности сетки скважин на коэффициент  $\alpha$ .

В результате было проанализировано порядка 50 участков, пример выделения которых представлен на рисунке 20:

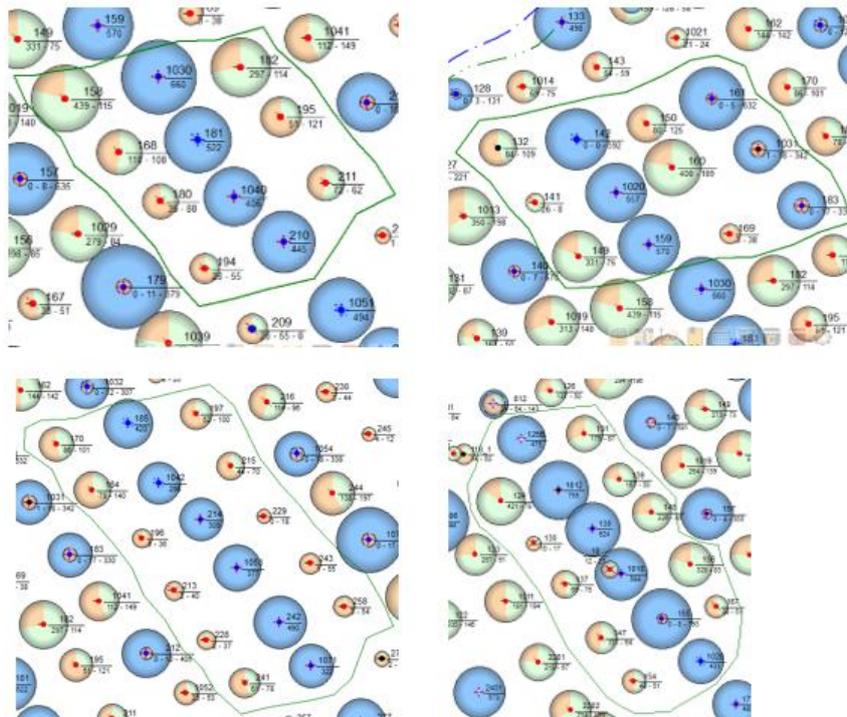


Рисунок 20 – Пример выделенных для анализа коэффициента  $\alpha$  контуров на месторождениях X, Y, N

Далее аналитическим методом найдена зависимость коэффициента охвата  $K_{\text{охв}}$  от коэффициента неоднородности  $\alpha$  для трёх рассматриваемых месторождений. Полученная зависимость имеет вид, представленный на рисунках 21, 22, 23.

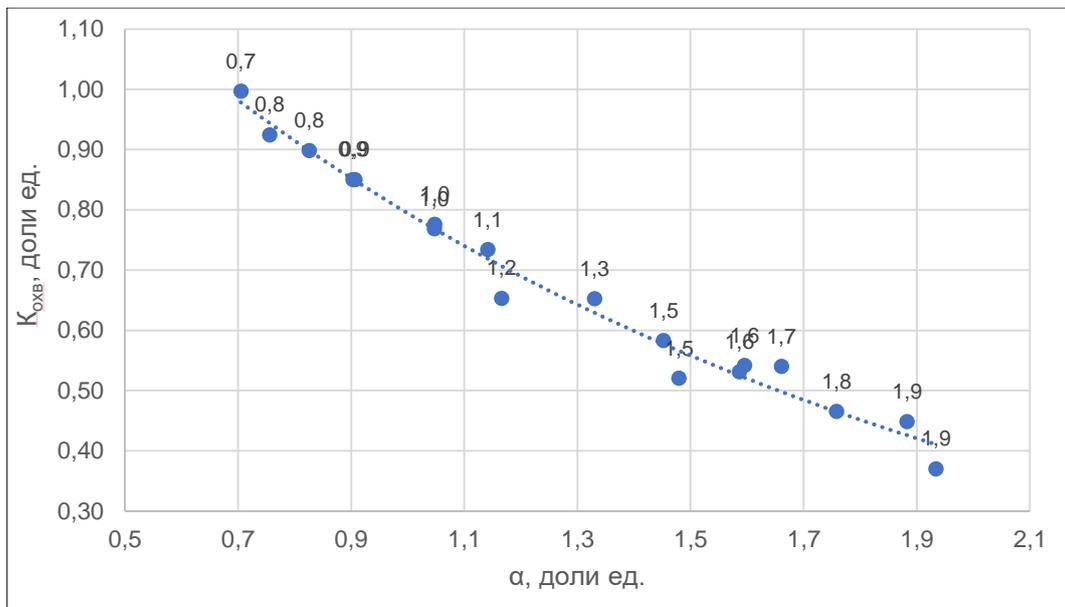


Рисунок 21 – Зависимость коэффициента неоднородности в формуле В.Н.

Щелкачева от коэффициента охвата для месторождения X:

степень корреляции – 0,97

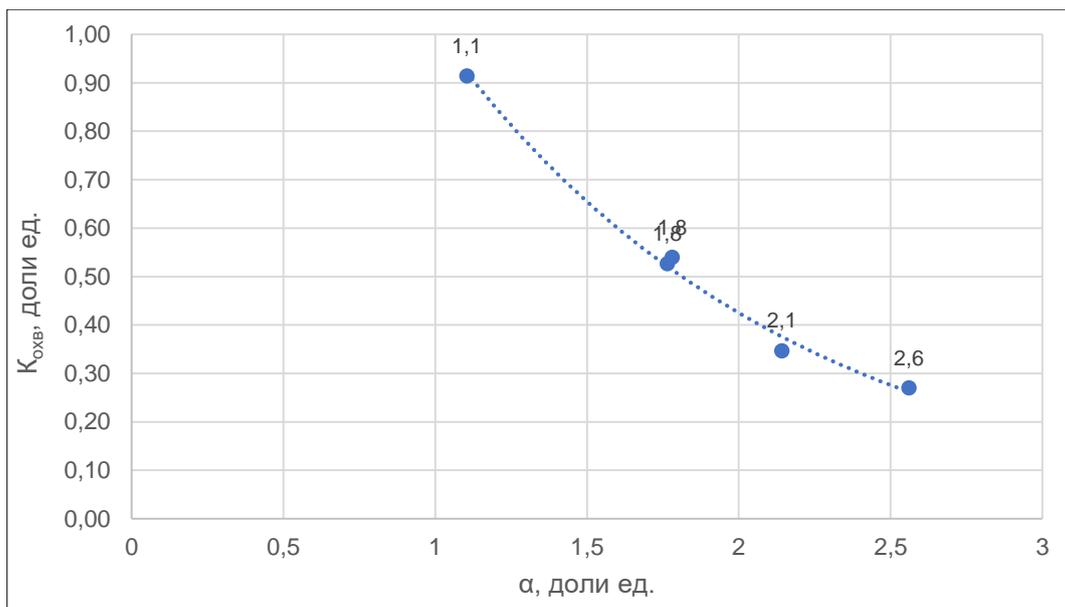


Рисунок 22 – Зависимость коэффициента неоднородности в формуле В.Н.

Щелкачева от коэффициента охвата для месторождения Y:

степень корреляции – 0,99

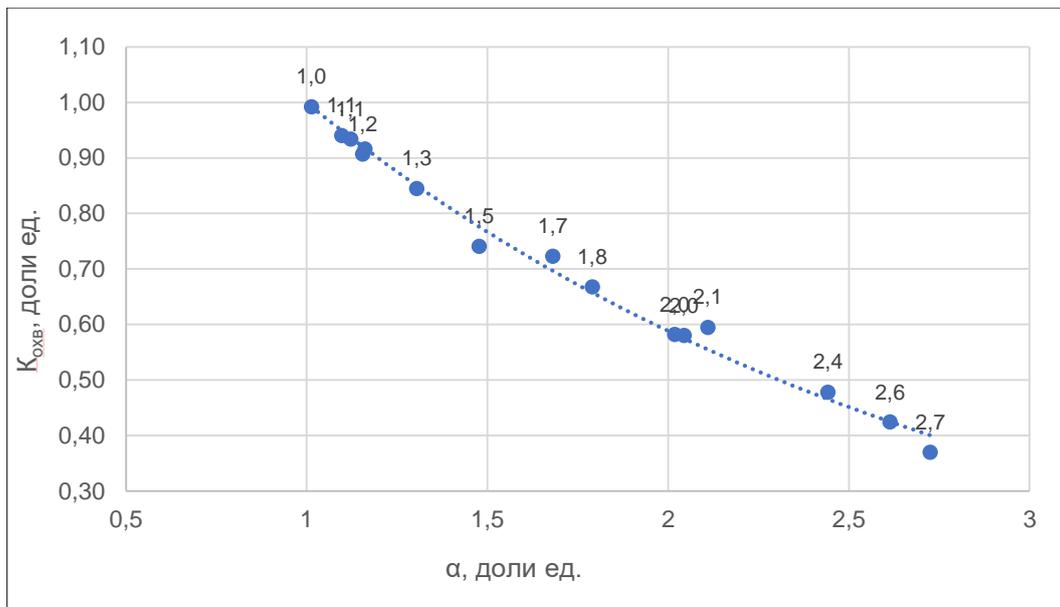


Рисунок 23 – Зависимость коэффициента неоднородности в формуле В.Н.

Щелкачева от коэффициента охвата для месторождения N:

степень корреляции – 0,99

Стоит отметить, что данные зависимости актуальны только для тех геолого-физических условий, на которых определялись.

Следующим этапом является подбор коэффициентов для определения влияния различных конструкций и типов заканчивания скважин на приведенную плотность сетки скважин.

Выявленные зависимости позволят с высокой достоверностью определять коэффициент  $\alpha$  для любого участка, что позволит рассчитывать степень влияния различных факторов на ПСС без привязки к сложно выполнимым требованиям для выделения участков.

Таким образом, на основании проведенного анализа был разработан подход для разработки методики определения приведенной ПСС.

### 5.5 Коэффициенты, учитывающие влияние конструкции и типа заканчивания скважин для Западно-Сибирских месторождений

Из графиков на рисунках 21–23 получили зависимости вида:

$$K_{\text{оxв}} = A \cdot e^{-B \cdot \alpha} \quad (26)$$

где  $A$  – коэффициент, определяемый по зависимости из графиков на рисунках 21–23 при помощи функционала Excel;  $B$  – коэффициент, определяемый по зависимости из графиков на рисунках 21–23 при помощи функционала Excel;  $\alpha$  – коэффициент неоднородности в формуле В.Н. Щелкачева;  $PCC_{\text{прив}}$  – приведенная плотность сетки скважин.

Подставляя в формулу В.Н. Щелкачева (7) зависимости (26) с определенными из графиков на рисунках 21–23 коэффициентами, становится возможным рассчитывать приведенную плотность сетки скважин для участков, скважины которых характеризуются различными геолого-техническими мероприятиями, а также конструкциями и типами заканчивания.

Из выявленных зависимостей (26) выражался коэффициент  $\alpha$ . Далее эта формула подставлялась в формулу В.Н. Щелкачева (7):

$$КИН = K_{\text{выт}} \cdot e^{\frac{\ln K_{\text{охв}} \cdot S}{B \cdot \ln A}} \quad (27)$$

Таким образом, полученная зависимость (27) позволяет находить приведенную ПСС без определения коэффициента  $\alpha$ , а только за счет вычисления коэффициента извлечения нефти, который определяется по водонефтяному фактору; коэффициента охвата, определяемому с помощью гидродинамической модели и лабораторных исследований; коэффициенту охвата, выраженному через КИН и  $K_{\text{выт}}$ .

Разработанная методика позволила рассчитать коэффициенты для приведенной ПСС. Значения коэффициентов для приведенной ПСС вычислены для всех трёх месторождений (месторождения X, Y, N) и усреднены.

Результаты представлены в таблице 10.

Таблица 10 – Коэффициенты влияния конструкции, типа заканчивания скважины, а также ряда ГТМ на приведенную ПСС

Заканчивание/конструкция скважины	Условия применимости	Коэффициент влияния в пересчете на ННС	Обозначение
1	2	3	4
ГС (Длина ствола меньше 165 м)		1	$k_1$

Продолжение таблицы 10

Заканчивание/конструкция скважины	Условия применимости	Коэффициент влияния в пересчете на ННС	Обозначение
1	2	3	4
ГС (Длина ствола больше 165 м)	Юрские отложения Западно-Сибирские месторождения	$(4*L + 342,1)*10^{-3}$	$k_2$
ННС с ГРП		1,53	$k_3$
ГС с ГРП (Длина ствола меньше 165 м)		1,61	$k_4$
ГС с ГРП (Длина ствола больше 165 м)		$1,61*k_2$	$k_5$
ГС с МГРП (Длина ствола меньше 165 м)		1,72	$k_6$
ГС с МГРП (Длина ствола больше 165 м)		$1,72*k_2$	$k_7$
ЗБС		1,32	$k_8$
ЗБС с ГРП		2,02	$k_9$
ЗБГС (Длина ствола меньше 165 м)		1,35	$k_{10}$
ЗБГС (Длина ствола больше 165 м)		$k_2+0,35$	$k_{11}$

где  $k_i$  – поправочные коэффициенты для расчета приведенной ПСС;  $L$  – длина ствола горизонтальной скважины

Полученные коэффициенты влияния для определения приведенной плотности сетки скважин подставляются в формулу (28):

$$ПСС_{прив} = \frac{F}{\sum_{i=1}^n N_i \cdot k_i'} \quad (28)$$

где  $F$  – площадь нефтеносности;  $k_i$  – поправочные коэффициенты;  $N_i$  – количество скважин с определенным типом конструкции, заканчивания или геолого-техническим мероприятием.

## **6 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение**

В рамках данного раздела будет проведен расчет экономической эффективности вариантов уплотнения при разработки гипотетического участка. При этом в соответствии с проведенным в работе анализом будут учитываться так же различные типы закачивания и конструкции скважин. Фактом наличия экономической эффективности определенного варианта будет служить NPV.

Варианты уплотнения участка:

1. наклонно направленная скважин без ГРП – 1;
2. наклонно-направленная скважина с ГРП – 1;
3. горизонтальная скважина без ГРП – 1;
4. горизонтальная скважина с ГРП– 1;
5. горизонтальная скважина с МГРП – 1.

Цель данного раздела – исследование различных типов уплотнения участка с точки зрения определения мероприятия с наибольшей экономической эффективностью. Выводы касательно того, какой из вариантов уплотнения окажется наиболее экономически целесообразным дадут понимание о корреляции экономической части с полученными результатами исследования приведенной плотности сетки скважин в частности с результатами анализа зависимости приведенной плотности сетки скважин на КИН.

### **6.1 Добыча нефти**

По рассматриваемому участку осуществляется добыча нефти согласно предложенным вариантам уплотнения. Исходя из средней добычи нефти аналогичных скважин на смежных участках, рассчитывается добыча нефти для каждого варианта.

Стоимость 1 т нефти определяется на основе Прогноза долгосрочного социально-экономического развития до 2030 года [21] и Прогноза социально-экономического развития на 2022–24 гг. [22] (таблица 11).

При этом выручка будет определяться по формуле (29)

$$TP = Q_H * P_H \quad (29)$$

Таблица 11 – Прогнозная цена на газ на 2022–40 гг.

Параметр	2022	2023	2024–2040
Цена на нефть Urals, долл/барр [21]	58,3	54,2	51,3
Обменный курс доллара, руб [22]	73,1	73,8	74,7
Цена на нефть Urals, руб/т	4261,7	4000,0	3832,1

## 6.2 Капитальные и эксплуатационные затраты

Основные статьи капитальных затрат складываются из:

- затрат на бурение скважин;
- затрат на промысловое обустройство.

Затраты на бурение скважин варьируются в зависимости от выбранного варианта и конструкции скважин (наклонно-направленная скважина, горизонтальная скважина, скважина с боковым стволом и скважина с боковым горизонтальным стволом).

Затраты на промысловое обустройство включают в себя затраты: на обустройство скважин, на АГЗУ, на выкидные линии, на нефтесборные коллекторы, на водоводы, на подъездную автодорогу к кусту, на линии электропередач.

Также в расчет капитальных затрат входят природоохранные мероприятия в размере 5% от капитальных вложений, а также возможно неучтенные прочие капитальные вложения в размере 10%.

Нормы капитальных и эксплуатационных затрат приведены в таблице А.1 Приложения А.

Итоговые значения по эксплуатационным затратам для случая с одной наклонно-направленной скважиной без ГРП приведены в таблице Б.1 Приложения Б.

### 6.2.1 Амортизационные отчисления

Переменные затраты включают в себя:

- заработную плату сотрудникам, обеспечивающим работу скважин;
- затраты на капитальный ремонт и проведение технического обслуживания оборудования;
- амортизационные отчисления на оборудование в объеме процента от капитальных затрат. Норма амортизации определяется согласно таблице 12:

Таблица 12 – Норма амортизации и срок полезного использования

Норма амортизации	Размерность	Значение
-нефтеборные коллектора, выкидные линии, водоводы	% (лет)	20% (5 лет)
-скважины, кусты, оборудование ОРЭ, АГЗУ	% (лет)	14,29% (7 лет)
-монтаж ВРП	% (лет)	6,6% (15 лет)
-ВЛ, прочие КВ, природоохранные мероприятия, автодороги	% (лет)	5% (20 лет)

Срок полезного использования оборудования зависит от типа оборудования и определяется Постановлением Правительства РФ от 01.01.2002 №1 (ред. от 27.12.2019) «О Классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы» [23].

Так как объем амортизационных отчислений зависит от стоимости введенного в работу оборудования, переменные затраты также будут изменяться в зависимости от этапа ввода.

### 6.2.2 Заработная плата

Объем отчислений в фонд заработной платы определяется типом и временем работы эксплуатируемого оборудования. Так, для стабильного обслуживания скважины требуется 1,2 оператора добычи нефти и газа. При этом их среднемесячная зарплата будет равна 49 397 руб. Итого, для обслуживания одного из вариантов, подразумевающего работу 1 наклонно-направленной скважины потребуется:

$$ЗП = N_{\text{СКВ}} * \text{Ставка} * \frac{N_{\text{чел}}}{\text{СКВ}} * 12 \quad (30)$$

$$ЗП = 1 * 49\,397 * 1,2 * 12 = 1,18 \text{ млн руб/год}$$

Кроме основной заработной платы производятся отчисления в пользу сотрудников в фонды: социального страхования – 2,9%; обязательного медицинского страхования – 5,1%, пенсионный – 22%, а также страхование от несчастных случаев в размере 7,4% + 14,9% (ставка в отношении опасного производственного объекта) [24]. Сумма страховых выплат получается равной:

$$1,18 * (0,029 + 0,051 + 0,22 + 0,085) = 0,5 \text{ млн руб/год.}$$

### 6.2.3 Затраты на эксплуатацию оборудования

В статью «Расходы на содержание и эксплуатацию оборудования» включаются затраты, связанные с содержанием и эксплуатацией наземного и подземного оборудования нефтяных скважин, а также текущим и капитальным подземным ремонтом скважин.

Расходы на содержание и эксплуатацию наземного и подземного оборудования состоят из затрат прокатно-ремонтного цеха эксплуатационного оборудования, прокатно-ремонтного цеха электрооборудования и электроснабжения, прокатно-ремонтного цеха электропогружных установок, цеха автоматизации производства и цехов подземного и капитального ремонта скважин. Поэтому изменение затрат по этой статье необходимо определить в зависимости от места проведения и характера предлагаемых мероприятий.

Наиболее часто увеличение или уменьшение затрат по статье происходит вследствие ввода в эксплуатацию новых средств труда при замене одного вида средств труда на другой, что вызывает изменение величины амортизационных отчислений и затрат на текущий ремонт.

При механизированном способе эксплуатации скважин затраты на энергию определяются по формуле (31).

$$\Delta Z_9 = \Delta A * C_{\text{эу}} * K_1 \quad (31)$$

где  $\Delta A$  – дополнительная добыча нефти (жидкости), тыс. т;  $C_{\text{эу}}$  – удельные затраты на 1 т нефти (жидкости) по статье «Расходы на энергию по извлечению

нефти»;  $K_1$  – удельный вес условно-переменных затрат по статье «Расходы на энергию по извлечению нефти».

Расходы по искусственному воздействию на пласт включают затраты по нагнетанию воды в пласт. Затраты определяются путем составления сметы.

#### **6.2.4 Капитальный ремонт и технологическое обслуживание**

Изменение затрат на текущий ремонт и содержание оборудования может быть определено в зависимости от дополнительной стоимости основных фондов (или амортизационных отчислений) и установленного размера затрат (в %) на их текущий ремонт.

Для расчета изменения затрат по графе капитального ремонта и технологического обслуживания оборудования ( $\Delta Z_p$ ) пользуются формулой (32).

$$\Delta Z = \left( \frac{365}{T_c} - \frac{365}{T_n} \right) * n * C_p \quad (32)$$

где  $T_c$ ,  $T_n$  – межремонтный период работы оборудования (скважин) до и после внедрения мероприятия, сут;  $n$  – количество единиц внедряемого оборудования или мероприятий, меняющих межремонтный период;  $C_p$  – стоимость одного ремонта, руб.

#### **6.2.5 Общепроизводственные и общехозяйственные расходы**

Счет «Общепроизводственные расходы» предназначен для обобщения информации о расходах по обслуживанию основного производства и управлению отраслями, цехами, отделениями и другими подразделениями.

К общепроизводственным расходам относят отчисления на социальные нужды аппарата управления отраслей и подразделений, затраты на мероприятия по охране труда и технике безопасности, расходы на транспортное обслуживание работ и другие расходы, связанные с обслуживанием отраслей основного производства (арендная плата за основные средства общепроизводственного назначения, расходы по содержанию машин и оборудования).

Общепроизводственные расходы ежемесячно или ежеквартально (в нормативном или плановом размере) относят на счета по учету затрат на

производство по принадлежности и включают в себестоимость продукции (работ, услуг).

### **6.3 Налоговые отчисления**

Кроме эксплуатационных затрат, к ежегодным растратам можно отнести налоговые отчисления. Они включают в себя налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ), налог на имущество и прочие налоги (земельный, водный, транспортный).

В качестве размера НДПИ на добычу нефти было принято значение из отчетных данных по форме №5-НДПИ Федеральной налоговой службы по состоянию на 01.10.2021, в разрезе субъектов РФ [25]. Значение оказалось равным 11 618,9 руб./т добытой нефти.

Прочие налоги, включающие в себя земельный, водный и транспортный, определяются по ставке 1,5% от выручки за текущий временной период.

Налог на имущество организаций определяется по ставке 2,2% от текущей стоимости основных производственных фондов, то есть от начальной стоимости ОПФ за вычетом накопленных к моменту расчета амортизационных отчислений.

### **6.4 Определение экономической эффективности**

Экономическая эффективность предлагаемых мероприятий будет оценена на основе изменения значения чистого дисконтированного дохода до 2026 года при условии ввода скважин каждого варианта в 2022 году.

Чистый дисконтированный доход за текущий год можно оценить по формуле (33).

$$\text{ЧДД} = CF * (1 + r)^m, \quad (33)$$

где CF – денежный поток за рассматриваемый год, млн. руб., r – ставка дисконтирования, определяемая Центральным Банком Российской Федерации, %, m – количество времени, прошедшее с начала исследования, лет.

Денежный поток за каждый календарный год определяется, как разность между выручкой и суммой текущих (эксплуатационных) затрат, налога на

добычу полезных ископаемых, налога на прибыль. Налог на прибыль составляет 20% от валовой прибыли (выручки за вычетом эксплуатационных затрат и НДС).

В результате получаются значения накопленного чистого дисконтированного дохода для каждого из вариантов, представленные в таблице ниже. Значение ключевой ставки  $r$  принимается равным 10%.

Таблица 13 – Определение чистого дисконтированного дохода добычи нефти, млн. руб.

Вариант	Параметр	2022	2023	2024	2025	2026
1	2	3	4	5	6	7
1 ННС без ГРП	Денежный поток	-75,17	41,83	38,73	36,87	35,05
	Накопленный денежный поток	-75,17	-33,34	5,38	42,25	77,30
	ЧДД	-75,17	-37,15	-5,14	22,56	46,50
1 ННС с ГРП	Денежный поток	-67,80	50,52	35,30	30,91	26,90
	Накопленный денежный поток	-67,80	-17,28	18,02	48,93	75,84
	ЧДД	-67,80	-21,87	7,30	30,53	48,90
1 ГС без ГРП	Денежный поток	-110,56	62,84	58,48	56,00	53,57
	Накопленный денежный поток	-110,56	-47,73	10,76	66,76	120,33
	ЧДД	-110,56	-53,44	-5,11	36,97	73,56
1 ГС с ГРП	Денежный поток	-103,19	72,21	52,97	50,66	48,39
	Накопленный денежный поток	-103,19	-30,98	21,99	72,65	121,04
	ЧДД	-103,19	-37,55	6,23	44,29	77,34
1 ГС с МГРП	Денежный поток	-88,11	86,27	67,06	61,74	59,14
	Накопленный денежный поток	-88,11	-1,84	65,23	126,97	186,11
	ЧДД	-88,11	-9,68	45,75	92,13	132,53

Внутренняя норма доходности (IRR) – значение принимаемой ставки  $r$ , при которой накопленный дисконтированный денежный поток к концу рассматриваемого периода будет равен нулю. То есть минимальная процентная ставка, при которой вложенные инвестиции перестанут окупаться проектом.

Данный параметр позволяет определить, насколько безопасным окажется инвестирование в тот или иной проект в долгосрочной перспективе.

Значения внутренней нормы доходности для различных вариантов приведены в таблице 14.

Таблица 14 – Внутренняя норма доходности добычи нефти

Вариант	IRR, %
1 ННС без ГРП	37,25%
1 ННС с ГРП	45,07%
1 ГС без ГРП	39,07%
1 ГС с ГРП	44,53%
1 ГС с МГРП	76,06%

Срок окупаемости – период возврата инвестиций, который определяется по формуле (34).

$$PP = n + \frac{I}{\sum_n NPV_i}, \text{ лет} \quad (34)$$

где  $I$  – объем вложенных в производство инвестиций,  $NPV_i$  – чистый дисконтированный доход за  $i$ -й год,  $n$  – год, в котором накопленный дисконтированный доход превысит объем инвестиций, или год окупаемости.

В таблице 15 приведен срок окупаемости для рассматриваемых вариантов:

Таблица 15 – Срок окупаемости рассматриваемых вариантов

Вариант	Срок окупаемости (простой), лет	Срок окупаемости (дисконтированный), лет
1 ННС без ГРП	2,86	3,16
1 ННС с ГРП	2,49	2,75
1 ГС без ГРП	2,82	3,12
1 ГС с ГРП	2,58	2,86
1 ГС с МГРП	2,03	2,17

По результатам оценки можно сделать вывод о наличии положительной экономической эффективности предлагаемых модернизаций.

## 6.5 Анализ чувствительности проекта

Исследована чувствительность основных показателей экономической эффективности к следующим факторам:

- капитальным вложениям (инвестициям);
- эксплуатационным затратам (без амортизационных отчислений);
- цене реализации нефти.

Анализ чувствительности проекта проводился только для первого варианта – наклонно-направленная скважина без ГРП.

На рисунке 24 представлена зависимость чистого дисконтированного дохода (ЧДД) проекта от изменения варьируемых факторов в пределах от -30 до 30 %, на рисунке 25 – зависимость внутренней нормы доходности (ВНД) от изменения факторов в тех же пределах при уплате НДС.

Наибольшее влияние на основные показатели экономической эффективности оказывают цена реализации нефти и эксплуатационные затраты. Проект становится убыточным ( $ЧДД < 0$  и  $ВНД < 10\%$ ) при снижении цены реализации нефти ниже принятого уровня на 17 и более процентов или увеличении объема эксплуатационных затрат на 23 % или больше. В то же время ЧДД и ВНД относительно устойчивы к росту капитальных вложений.

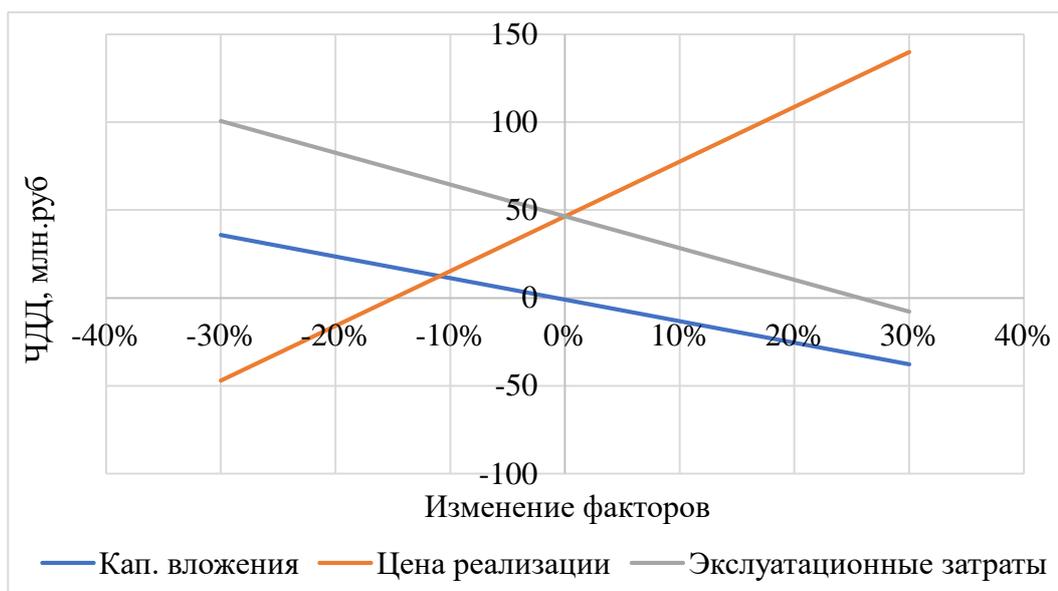


Рисунок 24 – Зависимость ЧДД от уровней капитальных вложений, эксплуатационных расходов и цены на нефть для случая ННС без ГРП

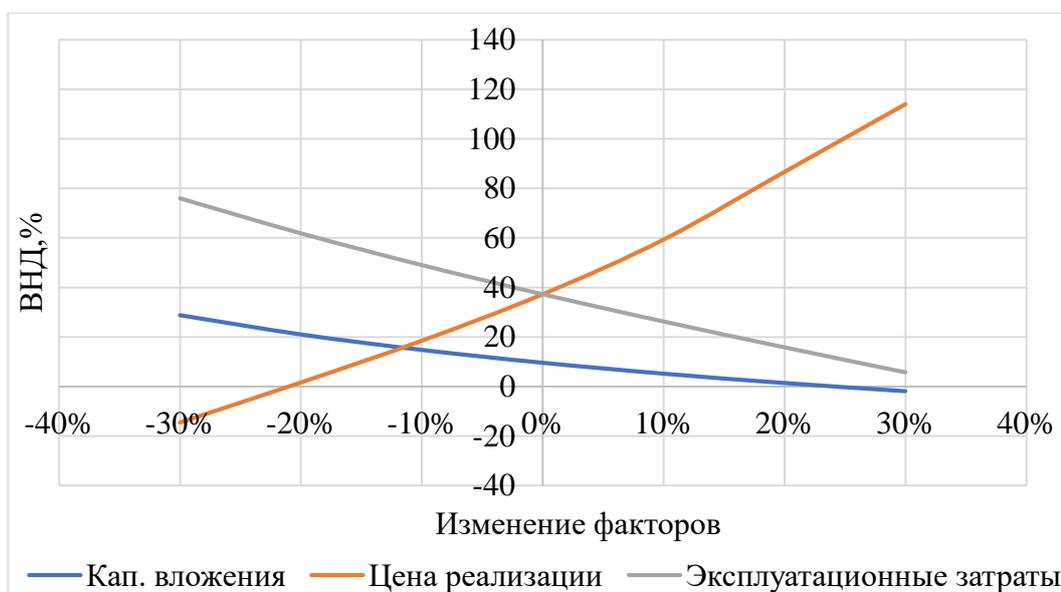


Рисунок 25 – Зависимость ВНД от уровней капитальных вложений, эксплуатационных расходов и цены на нефть для случая ННС без ГРП

### 6.6 Вывод по разделу «Финансовый менеджмент»

Проведенные расчеты позволили сделать следующие выводы.

1. Наилучшие показатели экономической эффективности ( $NPV = 2519,3$  млн руб.,  $ВНД=83,27\%$ , срок окупаемости 2,03 лет) были достигнуты при реализации проекта предполагаемого уплотнения в соответствии с предложенными вариантами строительства различных типов скважин для случая с одной горизонтальной скважиной с МГРП. При этом срок окупаемости в среднем для каждого из вариантов составил менее 3 лет.

2. Высокое значение  $NPV$  для варианта с одной горизонтальной скважиной с МГРП подтверждается полученными коэффициентами, учитывающими влияния приведённой плотности сетки скважин, что является дополнительным подтверждением выявленной зависимости КИН от приведенной плотности сетки скважин.

## **7 Социальная ответственность**

### **7.1 Введение**

Объектом исследования настоящей работы является методика расчета приведенной плотности сетки скважин (ПСС). ПСС – это параметр, который характеризует площадь эксплуатационного объекта, которая приходится на одну скважину. От плотности сетки скважин зависят как КИН, так и капитальные вложения в систему разработки и промышленное обустройство.

Целью данной работы является повышение эффективности применения методики расчета приведенной плотности сетки скважин на юрских отложениях Западно-Сибирских месторождений.

Данные территории расположены в особой климатической зоне, которая характеризуется суровым климатом и холодными показателями температуры. В связи с этим, к рабочим местам и спецодежде персонала предъявляются особые требования для обеспечения безопасной деятельности в таких условиях. Помимо этого, удаленность северных месторождений от городских агломераций обуславливает осуществление трудовой деятельности вахтовым методом работы, особенности которой прописаны в Трудовом Кодексе РФ [26].

Рассматриваемая методика в ходе её применения затрагивает ряд производственных процессов, связанных с бурением и обустройством скважин, а также с проведением геолого-технологических мероприятий. В связи с чем, работы проводятся как открытых рабочих зонах, так и закрытых производственных помещениях.

Касательно работ по бурению фонда скважин и извлечению флюида, то охрана недр предусматривает осуществление мер по обеспечению возможно более полного, экономически целесообразного извлечения из недр нефти, газа и попутных ценных компонентов с предотвращением нежелательных изменений в геологическом разрезе месторождения и прилегающей к нему территории.

При этом, большинство из этих процессов происходят на территории опасных производственных объектов (ОПО), т.е. зонах с высоким риском аварий

и других техногенных инцидентов. К таким объектам относятся, в частности, кустовые площадки добывающих скважин. В связи с чем, к данным объектам предъявляются особые требования безопасности и организуются превентивные мероприятия для снижения рисков возникновения ЧС.

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

### **7.2.1 Правовые нормы трудового законодательства**

Вахтовый метод работ регулируется Трудовым Кодексом РФ. Вахтовый метод – особая форма осуществления трудового процесса вне места постоянного проживания работников, когда не может быть обеспечено ежедневное их возвращение к месту постоянного проживания.

Вахтой считается общий период, включающий время выполнения работ на объекте и время междуменного отдыха. Продолжительность вахты не должна превышать одного месяца. Рабочее время и время отдыха в пределах учетного периода регламентируются графиком работы на вахте, который утверждается работодателем. Продолжительность ежедневного (междуменного) отдыха с учетом обеденных перерывов должна составлять не менее 12 часов.

Основным документом, определяющим правовые и организационные основы обеспечения безопасной эксплуатации ОПО, является Федеральный закон от 21.07.1997 № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» [27]. В соответствии с пунктом 5 приложения 2 данного ФЗ выполняемые на кусте мероприятия относятся к III классу опасности («Объекты бурения и добычи нефти, газа и газового конденсата опасные в части выбросов продукции с содержанием сернистого водорода»).

Для обеспечения готовности к действиям минимизации последствий возможных аварии организация, эксплуатирующая опасный производственный объект, обязана планировать и осуществлять мероприятия по локализации и ликвидации последствий аварий на опасном производственном объекте

посредством разработки и утверждения планов мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий на таких опасных производственных объектах.

### **7.2.2 Эргономические требования к правильному расположению и компоновке рабочей зоны**

Взаимное расположение элементов рабочего места должно обеспечивать возможность осуществления всех необходимых движений и перемещений для эксплуатации и технического обслуживания оборудования. При расположении элементов рабочего места должно быть предусмотрена защита оператора от влияния вредных и опасных производственных факторов, а также возможность экстренно покинуть помещение.

При размещении органов управления необходимо выполнять требования: органы управления должны располагаться в зоне досягаемости моторного поля; наиболее важные и часто используемые органы управления должны быть расположены в зоне легкой досягаемости моторного поля; органы управления, связанные с определенной последовательностью действий оператора, должны группироваться таким образом, чтобы действия оператора осуществлялись слева направо и сверху вниз.

Определение зоны досягаемости моторного поля регламентируется ГОСТ 12.2.033-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования [28].

### **7.3 Производственная безопасность**

Кустовые площадки добывающих скважин и производственные помещения, в которых располагаются операторы представляют собой места повышенной опасности с большим количеством вредных и опасных производственных факторов. В таблице 16 представлен перечень опасных и вредных производственных факторов, характерных для проектируемой среды, в соответствии с ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ [29].

Таблица 16 – Опасные и вредные производственные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015) [29]	Этапы работ			Нормативные документы
	Разработка проекта	Бурение скважин	Эксплуатация (в том числе ГТМ)	
1	2	3	4	5
Аномальные микроклиматические параметры воздушной среды	+	+	+	ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны [30]; ГОСТ 30494-2011. Здания жилые и общественные. Параметры микроклимата в помещениях [31]; СанПиН 2.2.4.548-96. 2.2.4. Физические факторы производственной среды. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений. Санитарные правила и нормы [32].
Повышенный уровень механических и акустических колебаний		+	+	ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности [33]; ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования [34].
Отсутствие или недостаток необходимого естественного и искусственного освещения	+	+	+	СП 52.13330.2011 Естественное и искусственное освещение [35]; СанПиН 1.2.3685-21 Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания [36].
Загазованность воздуха рабочей зоны		+	+	ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности [37]; ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны [30].
Электрический ток		+	+	ГОСТ Р 12.1.019-2009 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты [38]; ГОСТ Р МЭК 61140-2000 Защита от поражения электрическим током. Общие положения по безопасности, обеспечиваемой электрооборудованием и электроустановками в их взаимосвязи [39].
Неподвижные режущие, колющие, обдирающие, разрывающие части твердых объектов		+	+	ГОСТ 12.2.062-81 ССБТ. Оборудование производственное. Ограждения защитные [40].
Пожароопасный фактор	+	+	+	ФЗ от 22.07.2008 года № 123-ФЗ "Технический регламент о требованиях пожарной безопасности" [41]; ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность [42]; СП 231.1311500.2015 Обустройство нефтяных и газовых месторождений. Требования пожарной безопасности [43]; СП 12.13130.2009 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности [44].

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015) [29]	Этапы работ			Нормативные документы
	Разработка проекта	Бурение скважин	Эксплуатация (в том числе ГТМ)	
1	2	3	4	5
Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования		+	+	ГОСТ 12.2.062-81 ССБТ. Оборудование производственное. Ограждения защитные [41].
Давление (разрушение аппарата, работающего под давлением)		+	+	ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности [45]; ПБ 03-576-03 «Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением» [46].

Кроме того, ко всем опасным и вредным производственным факторам применим нормативный документ ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ. «Средства защиты работающих. Общие требования и классификация», который распространяется на средства, применяемые для предотвращения или уменьшения воздействия на работающих опасных и вредных производственных факторов, и устанавливает классификацию и общие требования к средствам защиты работающих [47].

### 7.3.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

#### Аномальные микроклиматические параметры воздушной среды

Низкая температура и большие скорости движения воздуха, свойственные при работе на открытом воздухе в особой климатической зоне России, при длительном воздействии приводят к расстройству кровообращения, способствуют развитию ревматизма, повышению шансов заражения гриппом и болезнями дыхательных путей.

При температуре воздуха ниже  $-30^{\circ}\text{C}$  не рекомендуется планировать выполнение физической работы категории выше IIa. При температуре воздуха ниже  $-40^{\circ}\text{C}$  следует предусматривать защиту лица и верхних дыхательных путей

[49]. При определенной температуре воздуха и скорости ветра в холодное время работы приостанавливаются (таблица 17).

Таблица 17 – Погодные условия, при которых работы на открытом воздухе приостанавливаются [50]

Скорость ветра, м/с	Температура воздуха, °С
безветренная погода	-40
менее 5,0	-35
5,1–10,0	-25
10,1–15,0	-15
15,1–20,0	-5
более 20	0

### **Повышенный уровень механических и акустических колебаний**

При работах на месторождении, в особенности при бурении скважин, имеется существенное превышения норм уровня шума и вибрации. Из-за действия вибрации на организм человека, могут быть нарушены его физиологические функции, что может проявиться и виде головных болей, плохого сна, снижения работоспособности, нарушения сердечной деятельности. В таблице 18 приведены нормы уровней вибрации по ГОСТ 12.1.012-90 [34].

Таблица 18 – Гигиенические нормы уровней вибрации [34]

Вид вибрации	Допустимый уровень колебательных скоростей, дБ										
	Общая	-	108	99	93	92	92	92	-	-	-
Локальная	-	-	-	115	109	109	109	109	109	109	109

К методам защиты от вибрации относятся: усовершенствование техники и оборудования, виброизоляция машин и поиск наилучших материалов, поглощающих вибрационное воздействие. Для индивидуальной защиты работника от воздействия вибрации предусмотрены антивибрационные рукавицы и сапоги с толстой резиновой подошвой [47].

### **Отсутствие или недостаток необходимого естественного и искусственного освещения**

Недостаточность искусственного освещения может проявляться в несоответствии нормам таких параметров световой среды как: недостаточная

освещенность рабочей зоны, повышенная пульсация светового потока (свыше 20%), некачественный спектральный состав света, повышенная блескость и яркость на рабочем месте.

При работе в темное время суток производственные объекты и помещения на месторождении в обязательном порядке освещаются, во избежание травматизма. В качестве осветительных приборов применяются фонари и прожектора. Норма освещенности не ниже 10 люксов [35].

### **Загазованность воздуха рабочей зоны**

При осуществлении производственных операций операторы ДНГ и ТУ подвергаются воздействию опасных газов, а также паров нефти, источником которых являются нарушения герметичности фланцевых соединений, механической прочности фонтанной арматуры, вследствие коррозии или износа регулирующих и предохранительных клапанов.

Количество вредных веществ в воздухе, которое не оказывает негативное воздействие на организм человека, определяется предельно допустимой концентрацией (ПДК). ПДК веществ согласно ГОСТ 12.1.007-76 [37] соответствуют следующим значениям (таблица 19).

Таблица 19 – Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны [37]

<b>Наименование вещества</b>	<b>ПДК, мг\м<sup>3</sup> (Рабочей зоны)</b>	<b>Класс опасности</b>
Окислы азота (в перерасчете на O <sub>2</sub> )	5	2
Окись углерода	20	4
Углеводороды предельные C <sub>1</sub> -C <sub>10</sub>	300	4
Соляная кислота	5	2
Метанол	5	3

При повышенной загазованности воздуха рабочей зоны следует применять газозащитные средства (изолирующие респираторы, шланговые и фильтрующие противогазы) [47]. До начала работ необходимо проверить исправность противогаза и шлангов. Анализ воздушной среды рабочей зоны

производится с помощью газоанализатора перед входом на кустовую площадку и проведением газоопасных работ. При этом на для каждого объекта должна быть разработана схема обхода с указанием мест измерения уровня загазованности газоанализатором.

### **7.3.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению**

#### **Электрический ток**

Основными потребителями электрического тока на производственных объектах месторождения являются насосные агрегаты типа ЦНС на БКНС, а также погружные насосные установки типа УЭЦН на кустовых площадках, которые характеризуются наличием высокого напряжения в силовом кабеле.

Коллективные средства электрозащиты: изоляция токопроводящих частей (проводов) и ее непрерывный контроль, установка оградительных устройств, предупредительная сигнализация и блокировка, использование знаков безопасности и предупреждающих плакатов, применение малых напряжений, защитное заземление, зануление, защитное отключение [38].

Индивидуальные средства защиты: диэлектрические перчатки, инструменты с изолированными рукоятками, диэлектрические боты, изолирующие подставки [47].

#### **Пожароопасный фактор**

В зависимости от количества и пожароопасных свойств веществ и материалов, находящихся на производственных объектах, с учетом особенностей технологических процессов производственные и складские помещения по взрывопожарной и пожарной опасности делятся на категории А, Б, В1-В4, Г и Д, здания - на категории А, Б, В, Г и Д, а наружные установки - на категории АН, БН, ВН, ГН и ДН [44].

Для снижения возможных рисков возгорания, на производственном объекте не допускается:

- замазученность территории, загромождение дорог и проездов;

- применение для подогрева оборудования, трубопроводов и для освещения факелов, спичек, паяльных ламп, керосиновых фонарей, а также других источников открытого огня;
- использовать средства пожаротушения не по назначению;
- производство огневых работ без наряда-допуска.

### **Механические опасности**

Механические травмы могут возникать при монтаже, демонтаже оборудования, при спускоподъемных операциях. При неправильной эксплуатации или использования неисправного оборудования, инструментов, механизмов.

Для защиты от данных опасных факторов используются коллективные средства защиты, – устройства, препятствующие появлению человека в опасной зоне. Согласно ГОСТ 12.2.062-81 [40], ограждения выполняются в виде различных сеток, решеток, экранов и кожухов.

Кроме этого, применяются средства индивидуальной защиты – спецодежда, обувь с металлическим наконечником, каска, перчатки, очки. Также, для исключения получения травм требуется регулярная проверка состояния оборудования и проведение инструктажей персоналу по технике безопасности [40].

### **Давление (разрушение оборудования, работающего под давлением)**

Особенность условий эксплуатации добывающих и нагнетательных скважин, а также водоводов – высокое давление, которое доходит до 30 МПа. В связи с этим любое ошибочное действие оператора при выполнении работ на устье скважины может привести к опасной аварии. Для измерения буферного давления и давления в затрубном пространстве на скважинах, оборудованных УЭЦН, установлены стационарные манометры с трехходовыми кранами.

Для предотвращения возникновения инцидентов на производстве применяют средства измерения КИПиА и предохранительную арматуру. Конструкция устьевого оборудования обеспечивает возможность снижения

давления в затрубном пространстве, а также закачку жидкости для глушения скважины [50].

### 7.3.3 Расчет воздухообмена для очистки воздуха

Потребный воздухообмен определяется по формуле (35):

$$L = \frac{1000G}{x_B - x_H} \quad (35)$$

где  $L$ , м<sup>3</sup>/ч – потребный воздухообмен;  $G$ , г/ч – количество вредных веществ, выделяющихся в воздух помещения;  $x_B$ , мг/м<sup>3</sup> – предельно допустимая концентрация вредности в воздухе рабочей зоны помещения, согласно ГОСТ 12.1.005-88;  $x_H$ , мг/м<sup>3</sup> – максимально возможная концентрация той же вредности в воздухе населенных мест по СанПиН 1.2.3685-21 [36].

Применяется также понятие кратности воздухообмена  $n$ , которая показывает, сколько раз в течение одного часа воздух полностью сменяется в помещении. Кратность воздухообмена определяется по формуле (36):

$$n = \frac{L}{V}, \text{ ч}^{-1} \quad (36)$$

где  $V$  – внутренний объем помещения, м<sup>3</sup>. Также следует учитывать, что кратность воздухообмена  $n > 10$  недопустима [51].

В жилых и общественных помещениях постоянным вредным выделением является выдыхаемый людьми углекислый газ (СО<sub>2</sub>). Количество углекислого газа в зависимости от категории работника и выполняемой работы приведены в таблице 20.

В соответствии с экономическим расчетом численности персонала, определим количество выделяемого углекислого. В качестве условия примем, что в рабочие часы характер деятельности инженерно-технических работников относится к легкой работе, а рабочего и вспомогательного персонала – к физической. Во время междусменного отдыха уровень выделения СО<sub>2</sub> соответствует состоянию покоя (35 г/ч).

Таблица 20 – Определение количества, выделяемого CO<sub>2</sub> рабочим персоналом

Категория работников	Количество персонала	Выделение CO <sub>2</sub> от характера работ, г/ч	Количество рабочих часов, ч	Общее выделение CO <sub>2</sub> , г/сут
ИТР	18	35	11	15120
Рабочий персонал	26	68	11,5	31707
Вспомогательный персонал	10	68	11,5	12195
Итого:	54	-	-	59022

Для расчета воздухообмена примем только помещение с находящимся внутри инженерно-техническим составом работников, так как большую часть времени рабочий и вспомогательный персонал находится на открытом воздухе, где обмен воздуха происходит естественным путем. Исходя из количества ИТР определяем, что количество углекислого газа G, ежечасно выделяющихся в воздух помещения, составляет 6930 г/ч. Максимально возможную концентрацию углекислоты в атмосфере примем равной 650 мг/м<sup>3</sup>, в воздухе рабочей зоны – 9000 мг/м<sup>3</sup>. Тогда потребный воздухообмен составит:

$$L = \frac{1000 \cdot 6930}{9000 - 650} = 829,9 \text{ м}^3/\text{ч} \quad (37)$$

В соответствии с пунктом 5.2 СанПиН 2.2.3670-20 минимальная площадь помещения, приходящаяся на одно рабочее место пользователя компьютером или любого другого сотрудника, независимо от вида деятельности, — не меньше 4,5 м<sup>2</sup> [51].

Таким образом, минимальная площадь помещения составляет 81 м<sup>2</sup>. С учетом коридорных переходов, примем общую площадь за 95 м<sup>2</sup>.

В соответствии с этим, определим кратность воздухообмена:

$$n = \frac{829,9}{95} = 8,7 \quad (38)$$

Так как условие СП 2.2.3670-20 [51] ( $n < 10$ ) выполняется, то принимаем рассчитанный потребный воздухообмен.

## **7.4 Экологическая безопасность**

### **7.4.1 Воздействие на атмосферу**

Наибольшее число загрязнения окружающей среды от технологического процесса приходится на атмосферу: продукты горения газа на собственные нужды; утечки природного газа через неплотности арматур и фланцы, а также его сброс.

Основными загрязняющими веществами, выбрасываемыми в атмосферу, являются: углеводороды предельные, углеводороды ароматические, окислы азота, оксид углерода, сероводород и др.

С целью снижения загрязнения атмосферного воздуха при проведении буровых работ настоящим проектом предусматривается следующий комплекс технических и организационных природоохранных мероприятий:

- постоянный контроль состояния и своевременное регулирование двигателей внутреннего сгорания (ДВС), используемых при бурении скважин;
- хранение ГСМ (дизтоплива) в герметичных емкостях на площадке с бетонным покрытием и бордюром;
- герметизация емкостей блоков приготовления бурового раствора и системы очистки бурового раствора при строительстве скважин;
- применение химреагентов в буровых растворах, не приводящих к опасному загрязнению атмосферного воздуха.

### **7.4.2 Воздействие на гидросферу**

Негативное воздействие на водную среду при разработке месторождения осуществляется при строительстве кустовых площадок эксплуатационных скважин и коридора инженерных сетей к ним, при использовании подземного водозабора (пресных вод для нужд строительства эксплуатационных скважин и минерализованных вод в системе ППД), сбросе сточных вод, аварийных разливах минерализованных вод и нефти.

Главные пути попадания загрязняющих веществ в поверхностные и подземные воды следующие:

- разливы попутных вод, извлекаемых из продуктивных пластов на поверхность с нефтью и пластовых вод с высоким содержанием минеральных солей;
- поступление загрязняющих веществ в результате аварийных утечек из водоводов, нефтепроводов;
- поступление загрязняющих веществ с площади водосбора;
- поступление нефти и минерализованных вод в подземные воды в результате их перетоков.

С целью минимизации воздействия и предохранения подземных и поверхностных вод от загрязнения предусмотрено:

- концентрированное размещение скважин на площадках и линейных сооружениях в коридорах коммуникаций;
- восстановление обваловки на кустовой площадке;
- организованный отвод поверхностных дождевых, талых вод с территории технологических площадок;
- отделение пластовых вод, добываемых вместе с нефтью, от нефти на УПН.

### **7.4.3 Воздействие на литосферу**

Негативное воздействие на почвенный покров при строительстве объектов определяется разрушением и заменой естественных почвенных горизонтов на минерализованные грунты при отсыпке площадок строительства скважин минеральным грунтом (песком).

С целью максимального сокращения воздействия на почвенный покров настоящим проектом предусматриваются следующие мероприятия:

- размещение сооружений на минимально необходимых площадях с соблюдением нормативов плотности застройки;

- последовательная рекультивация нарушаемых земель по мере выполнения работ;
- защита почвы во время строительства от ветровой и водной эрозии путем трамбовки и планировки грунта при засыпке траншей;
- движение транспорта и перевозка грузов при строительстве по регламентированным дорогам;
- недопущение захламления зоны строительства мусором, отходами, а также ее загрязнение горюче-смазочными материалами;
- исключение сброса и утечек горюче-смазочных материалов, неочищенных промстоков и других загрязняющих веществ на рельеф и почвы.

### **7.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

В случае нарушения технологического процессов на месторождении возникает опасность неконтролируемых выбросов продуктов, горения, разрушения оборудования, и, как следствие, появляется реальная угроза жизни работающего персонала. Кроме того, угрозу жизни могут представлять катаклизмы природного характера.

Согласно ФЗ от 21.12.1994 №68-ФЗ «О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера» чрезвычайная ситуация – это обстановка на определенной территории, сложившаяся в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, распространения заболевания, представляющего опасность для окружающих, стихийного или иного бедствия, которые могут повлечь или повлекли за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью людей или окружающей среде, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей [52].

Наиболее опасным источником ЧС является емкостное оборудование и добывающие скважины.

К одним из основных источников ЧС относятся:

- ГНВП на кустовой площадке добывающих скважин;

- ЧС, связанные с природными процессами (паводковый, пожароопасный периоды, порывы ветра, заморозки, порывы ветра);
- аварии в результате разгерметизации оборудования, нефтесборных трубопроводов, выкидных линий;
- аварии в результате выхода из строя автоматизированного оборудования, в связи с повреждением кабеля линии электропередач.

По степени опасности возникновения газонефтеводопроявлений скважины подразделяются на 3 категории:

- 1 категория:
  - все газовые скважины;
  - нефтяные скважины с газовым фактор более  $200 \text{ м}^3$ , или с наличием газа в скважину через нарушения колонны или в результате заколонных перетоков, или внутрискважинным газлифтом, или превышающим гидростатическое более чем на 10% пластовым давлением;
  - нефтяные скважины, имеющие в разрезе близко расположенные газовые и продуктивные нефтяные горизонты с мощностью разделяющей перемычки менее 3 метров, а также находящиеся от внешнего контура ГНК на расстоянии до 500 метров;
  - нагнетательные скважины со сроком ввода под закачку менее года с превышающим гидростатическое более чем на 10 % пластовым давлением или перфорированные в зоне газоносности;
- 2 категория:
  - нефтяные скважины, где пластовое давление превышает гидростатическое не более чем на 10% и газовый фактор более  $100 \text{ м}^3$ , но менее  $200 \text{ м}^3$ ;
  - нагнетательные скважины со сроком ввода под закачку более года и с пластовым давлением, превышающим гидростатическое более чем на 10%.
- 3 категория:
  - нефтяные скважины, в которых давление равно или ниже гидростатического, а газовый фактор менее  $100 \text{ м}^3$ ;

– нагнетательные скважины, расположенные вне контура газоносности, пластовое давление которых превышает гидростатическое не более чем на 10%.

Эффективный контроль ГНВП обеспечивают внешние датчики давления, плотности и объема рабочей жидкости. Для исключения разгерметизации оборудования, предупреждения аварийных выбросов и разливов опасных веществ, обеспечения максимальных условий безопасности производства и обслуживающего персонала, снижения вредности производства в проекте предусмотрены следующие технические решения:

- технологическое оборудование оснащено необходимыми предохранительными клапанами для защиты оборудования от превышения давления;
- технологические процессы ведутся в закрытых аппаратах, исключающих возможность образования взрывоопасной смеси;
- полная герметизация технологического процесса подачи и перекачки нефтепродуктов;
- емкостная аппаратура с нефтепродуктами оснащена дыхательными и предохранительными клапанами, арматурой с ручным и дистанционным приводом и сигнализаторами предельного верхнего уровня.

При эксплуатации технологического оборудования, трубопроводов и запорной арматуры предусматривается постоянный контроль и ревизия согласно ежегодно утверждаемым графикам ППР.

Наиболее типичной ЧС, характерной для месторождений Крайнего Севера, являются природные процессы и катаклизмы. Для подготовки к данным ЧС в предприятиях, эксплуатирующих месторождения ежегодно разрабатываются Планы подготовки к паводковому (весеннему) и осенне-зимнему-зимнему периодам. Помимо этого, в соответствии с распорядительными документами Министерства ЧС субъекта РФ, на котором располагается месторождение, проводятся превентивные мероприятия по

подготовке к ЧС, связанных с аномально низким и высоким температурам, штормовым предупреждениям, пожароопасному периоду и др.

### **7.6 Выводы по разделу «Социальная ответственность»**

Нефтяной промысел относится к ОПО, что связано с большим количеством опасных и вредных производственных факторов. В связи с этим уделяется особое внимание охране труда и промышленной безопасности, а деятельность организации регулируется федеральными законами, государственными стандартами, санитарными правилами и нормами (СанПиН) и другими нормативной документацией.

При проектировании технологических процессов и рабочих зон, необходимо учитывать требования вышеперечисленных документов для организации оптимальных и безопасных условий труда. В этих целях, для соблюдения требований предельно допустимой концентрации углекислого газа на рабочем месте, был произведен расчет потребного воздухообмена в производственном помещении.

Для снижения рисков возникновения чрезвычайных ситуаций необходимо разрабатывать и постоянно актуализировать ПЛА, а также планы мероприятий для подготовки к ЧС, связанными с природными катаклизмами. Кроме того, с персоналом необходимо регулярно проводить учебно-тренировочные занятия по отработке возможных ЧС.

## **Заключение**

В ходе работы проведён анализ существующей литературы на тему расчета плотности сетки скважин. На основании аналитического обзора исследованы на фактическом материале по нефтяным месторождениям Западной Сибири существующие зависимости для вычисления приведенной плотности сетки скважин.

В ходе настоящей работы проанализирована формула С.Ф. Мулявина, показана необходимость корректного учета истинного радиуса контура питания, используемого для расчета приведенной ПСС.

Проведено исследование зависимости коэффициента охвата от приведенной плотности сетки скважин посредством анализа фактического материала, собранного с участков с разными характеристиками. Данные участки получены путем выделения 60 контуров, отвечающих заданным условиям, принадлежащих к верхнеюрским отложениям ряда Западно-Сибирских нефтяных месторождений, характеризующихся продолжительной историей разработки и на которых в разное время применялись различные типы заканчивания скважин.

Исследование зависимости коэффициента охвата от приведенной ПСС, а также анализ формулы В.Н. Щелкачева позволил аналитическим методом выявить вид зависимости коэффициента неоднородности в формуле (7) от приведенной плотности сетки скважин и коэффициента охвата.

Проведенное исследование сделало возможным применение формулы В.Н. Щелкачева на практике, что позволило получить обоснованные поправочные коэффициенты, учитывающие конструкцию, тип заканчивания скважин, а также некоторые геолого-технические мероприятия, для расчета приведенной плотности сетки скважин для юрских отложений ряда Западно-Сибирских нефтяных месторождений.

На основании проведенного исследования в дальнейшем возможно создание:

- единой методики расчёта приведенной ПСС, которую возможно применять в том числе и для выбора наиболее эффективной системы разработки для месторождений на стадии освоения и экспресс-оценки потенциала ресурсов на слабо изученных участках месторождений;
- выработка рекомендаций по выбору ГТМ в зависимости от геолого-физических условий для конкретных месторождений.

## Список публикаций студента

1. Денисов В.И. Анализ влияния плотности сетки скважин на разработку нефтяных месторождений / В.И. Денисов // Проблемы геологии и освоения недр: труды XXVI Международный научный симпозиум молодых ученых и студентов имени академика М.А. Усова «Проблемы геологии и освоения недр», посвященный 90-летию со дня рождения Н.М. Расказова, 120-летию со дня рождения Л.Л. Халфина, 50-летию научных молодежных конференций имени академика М.А. Усова, Томск, 04–08 апреля 2022 года. – Томск: Национальный исследовательский Томский политехнический университет, 2022 (в печати).

2. Денисов В.И. Уточнение методики расчета приведенной плотности сетки скважин при проектировании систем разработки нефтяных месторождений Западной Сибири / В.И. Денисов // Нефть и газ – 2022: труды 76-ой международной молодежной научной конференции «Нефть и газ – 2022», Москва, 26-30 апреля 2022 года. – М.: РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2022 (в печати).

3. Денисов В.И. Calculation of wells density grid parameter for different types of well completion in oil fields / В.И. Денисов // Нефть и газ – 2022: труды 76-ой международной молодежной научной конференции «Нефть и газ – 2022», Москва, 26-30 апреля 2022 года. – М.: РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2022 (в печати).

4. Денисов В.И. Анализ влияния плотности сетки скважин на разработку нефтяных месторождений / В.И. Денисов // Сборник докладов Восьмой региональной научно-технической конференции молодых специалистов ОАО «ТомскНИПИнефть», Томск, 2022 г. – Томск: Изд-во Новые Печатные Технологии, 2022 (в печати).

## Список использованных источников

1. Закиров С.Н. Анализ проблемы "Плотность сетки скважин - нефтеотдача". / С.Н. Закиров – М.: Издательский дом "Грааль", 2002. – 314 с. – Текст: непосредственный.
2. Желтов Ю.П. Разработка нефтяных месторождений. / Ю.П. Желтов – М.: Недра, 1998. – 366 с. – Текст: непосредственный.
3. Щелкачев В.Н. Влияние на нефтеотдачу плотности сетки скважин и их размещения / В.Н. Щелкачев // Нефтяное хозяйство. – 1974. – №6. – С. 26-30.
4. Щелкачев В.Н. О подтверждении упрощенной формулы, оценивающей влияние плотности сетки скважин на нефтеотдачу / В.Н. Щелкачев // Нефтяное хозяйство. – 1984. – № 1. – С. 30-33.
5. Лысенко В.Д. Проектирование интенсивных систем разработки нефтяных месторождений. / В.Д. Лысенко, Э.Д. Мухарский – М.: Недра, 1975. – 175 с. – Текст: непосредственный.
6. Крылов А.П. Экономически допустимое разрежение сетки скважин с точки зрения нефтеотдачи / А.П. Крылов // Нефтяное хозяйство. – 1980. – №6. – С. 28-30.
7. Довжок Е.М. Опыт уплотнения сетки скважин на низкопроницаемом неоднородном объекте / Е.М. Довжок, В.С. Иванишин, В.П. Оноприенко [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 1982. – №9. – С. 25-28.
8. Муслимов Р.Х. Оценка эффективности месторождений по повышению нефтеотдачи пластов геофизическими методами / Р.Х. Муслимов, М.Х. Хуснуллин, Л.Н. Воронков [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 1983. – № 4. – С. 37-40.
9. Муслимов Р.Х. Повышение продуктивности карбонатных коллекторов / Р.Х. Муслимов, Р.Г. Рамазанов, Р.Г. Абдулмазитов [и др.]. // Нефтяное хозяйство. – 1987. – № 10. – С. 27-31.
10. Обиход А.П. Обоснование учета влияния горизонтальных скважин на фактическую плотность сетки по залежи / А.П. Обиход // НТЖ. Нефтепромысловое дело. – 2007. – № 10. – С. 40-42.

11. Сарваров А.Р. Влияние расположения ствола горизонтальной скважины на коэффициент извлечения нефти и плотность сетки скважин / А.Р. Сарваров, И.В. Владимиров // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2008. – № 12. – С. 61-63.
12. Закиров И. С. Соотношение числа горизонтальных и вертикальных скважин при определении плотности сетки скважин / И.С. Закиров, И.В. Владимиров // Нефтяное хозяйство. – 2008. – № 1. – С. 66-67.
13. Закиров И.С. Коррекция структуры формулы для КИН / И.С. Закиров, В.И. Корпусов // Нефтяное хозяйство. – 2006. – № 1. – С. – 62-63.
14. Протокол заседания Западно-Сибирской нефтегазовой секции ЦКР Роснедр по УВС №15-14 от 03.06.2014.
15. Давыдов А.В. Обоснование плотности сетки скважин при применении гидравлического разрыва пласта (ГРП) / А.В. Давыдов, Е.В. Сакунова, Л.Н. Абрикина // Нефтепромысловое дело. – 2008. – № 2. – С. 7-9.
16. Бордодымов Д.А. Влияние ориентации и протяженности трещины ГРП на коэффициент извлечения нефти и плотность сетки скважин / Д.А. Бордодымов, И.А. Якименко, Б.И. Анциферов // Опыт, актуальные проблемы и перспективы развития нефтегазового комплекса: материалы V региональной научно-практической конференции обучающихся ВО, аспирантов и ученых «Опыт, актуальные проблемы и перспективы развития нефтегазового комплекса». – Тюмень: ТюмГНГУ, 2015. – С. 208-213
17. Хамитов И.Г. Численное исследование плотности сетки скважин с учетом многоствольных скважин на примере месторождения Западной Сибири / И.Г. Хамитов, И.Ш. Щекатурова, Н.В. Федоренко // Нефтепромысловое дело. – 2014. – №2. – С. 15-18.
18. Абдульмянов С.Х. Эффективность формирования и уточнения величины плотности сетки скважин с учетом горизонтальных стволов / С.Х. Абдульмянов, С.Л. Еловинов, И.Ш. Щекатурова // Нефтепромысловое дело. – 2012. – № 11. – С. 38-41.

19. Уолкот Д. Разработка и управление месторождениями при заводнении. / Д. Уолкот – М.: Юкос-ЭП, 2001. – 143 с. – Текст: непосредственный.

20. Истратов И.В. Краткий нефтегазовый словарь. / И.В. Истратов, К.И. Джафаров – М.: РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2018. – 418 с. – Текст: непосредственный.

21. Прогноз долгосрочного социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2030 года. – Текст: электронный // Мин-во экономического развития РФ: [сайт] – URL: <http://static.government.ru/media/files/41d457592e04b76338b7.pdf> (дата обращения 15.04.2022).

22. Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на 2022 год и на плановый период 2023 и 2024 годов. – Текст: электронный // Мин-во экономического развития РФ: [сайт] – URL: [https://www.economy.gov.ru/material/file/d7f5f5dea44bda4c30d42aac04cc1fca/prognoz\\_socialno\\_ekonom\\_razvitiya\\_rf\\_2022-2024.pdf](https://www.economy.gov.ru/material/file/d7f5f5dea44bda4c30d42aac04cc1fca/prognoz_socialno_ekonom_razvitiya_rf_2022-2024.pdf) (дата обращения 25.04.2022).

23. Постановление Правительства РФ от 01.01.2002 №1 (ред. от 27.12.2019) «О Классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы». – Текст: электронный // Консультант Плюс: [сайт] – URL: [http://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_34710/](http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_34710/) (дата обращения 19.03.2022).

24. Указание от 02.10.2020 №5608-У «О страховых тарифах по обязательному страхованию гражданской ответственности владельца опасного объекта за причинение вреда в результате аварии на опасном объекте. – Текст: электронный // Центральный банк РФ: [сайт] – URL: <https://normativ.kontur.ru/document?moduleId=1&documentId=379251> (дата обращения 15.04.2022).

25. Отчетные данные по форме №5-НДПИ по состоянию на 01.10.2021, в разрезе субъектов Российской Федерации. – Текст: электронный // Федеральная налоговая служба: [сайт] – URL:

[https://www.nalog.gov.ru/rn77/related\\_activities/statistics\\_and\\_analytics/forms/11309648/](https://www.nalog.gov.ru/rn77/related_activities/statistics_and_analytics/forms/11309648/) (дата обращения 15.04.2022).

26. Трудовой кодекс Российской Федерации (с изменениями на 25 февраля 2022 года) (редакция, действующая с 1 марта 2022 года) от 30 декабря 2001. – Текст: электронный // Консорциум кодексов: Электронный фонд правовых и нормативно-технических документов: [сайт] – URL: <https://docs.cntd.ru/document/901807664> (дата обращения 15.03.2022).

27. О промышленной безопасности опасных производственных объектов (с изменениями на 11 июня 2021 года) (редакция, действующая с 1 июля 2021 года) от 21 июля 1997. – Текст: электронный // Консорциум кодексов: Электронный фонд правовых и нормативно-технических документов: [сайт] – URL: <https://docs.cntd.ru/document/9046058> (дата обращения 15.03.2022).

28. ГОСТ 12.2.032-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования от 26 апреля 1978. – Текст: электронный // Консорциум кодексов: Электронный фонд правовых и нормативно-технических документов: [сайт] – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200003913> (дата обращения 15.03.2022).

29. ГОСТ 12.0.003-2015 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы. Классификация (с Поправками) от 09 июня 2016. – Текст: электронный // Консорциум кодексов: Электронный фонд правовых и нормативно-технических документов: [сайт] – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200136071> (дата обращения 12.03.2022).

30. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны (с Изменением N 1) от 29 сентября 1988. – Текст: электронный // Консорциум кодексов: Электронный фонд правовых и нормативно-технических документов: [сайт] – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200003608> (дата обращения 18.03.2022).

31. ГОСТ 30494-2011 Здания жилые и общественные. Параметры микроклимата в помещениях (Переиздание с Поправкой) от 12 июня 2012. – Текст: электронный // Консорциум кодексов: Электронный фонд правовых и

нормативно-технических документов: [сайт] – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200095053> (дата обращения 16.03.2022).

32. СанПиН 1.2.3685-21 Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания от 28 января 2021. – Текст: электронный // Консорциум кодексов: Электронный фонд правовых и нормативно-технических документов: [сайт] – URL: <https://docs.cntd.ru/document/573500115?marker=6560Ю> (дата обращения 26.03.2022).

33. ГОСТ 12.1.003-2014 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности (Переиздание) от 29 декабря 2014. – Текст: электронный // Консорциум кодексов: Электронный фонд правовых и нормативно-технических документов: [сайт] – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200118606> (дата обращения 06.03.2022).

34. ГОСТ 12.1.012-2004 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вибрационная безопасность. Общие требования от 12 декабря 2007. – Текст: электронный // Консорциум кодексов: Электронный фонд правовых и нормативно-технических документов: [сайт] – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200059881> (дата обращения 06.03.2022).

35. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95\* (с Изменениями N 1, 2) от 07 ноября 2016. – Текст: электронный // Консорциум кодексов: Электронный фонд правовых и нормативно-технических документов: [сайт] – URL: <https://docs.cntd.ru/document/456054197> (дата обращения 09.03.2022).

36. СанПиН 1.2.3685-21 Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания от 28 января 2021. – Текст: электронный // Консорциум кодексов: Электронный фонд правовых и нормативно-технических документов: [сайт] – URL: <https://docs.cntd.ru/document/573500115?marker=6560Ю> (дата обращения 09.03.2022).

37. ГОСТ 12.1.007-76 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности (с Изменениями N 1, 2) от 10 марта 1976. – Текст: электронный // Консорциум кодекс: Электронный фонд правовых и нормативно-технических документов: [сайт] – URL: <https://docs.cntd.ru/document/5200233> (дата обращения 19.03.2022).

38. ГОСТ Р 12.1.019-2009 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты от 10 декабря 2009. – Текст: электронный // Консорциум кодекс: Электронный фонд правовых и нормативно-технических документов: [сайт] – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200080203> (дата обращения 16.03.2022).

39. ГОСТ Р 58698-2019 (МЭК 61140:2016) Защита от поражения электрическим током. Общие положения для электроустановок и электрооборудования от 26 ноября 2019. – Текст: электронный // Консорциум кодекс: Электронный фонд правовых и нормативно-технических документов: [сайт] – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200170001> (дата обращения 16.03.2022).

40. ГОСТ 12.2.062-81 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Ограждения защитные (с Изменением N 1) от 30 октября 1981. – Текст: электронный // Консорциум кодекс: Электронный фонд правовых и нормативно-технических документов: [сайт] – URL: <https://docs.cntd.ru/document/9051598> (дата обращения 26.03.2022).

41. Технический регламент о требованиях пожарной безопасности (с изменениями на 30 апреля 2021 года) от 22 июля 2008. – Текст: электронный // Консорциум кодекс: Электронный фонд правовых и нормативно-технических документов: [сайт] – URL: <https://docs.cntd.ru/document/902111644> (дата обращения 26.03.2022).

42. ГОСТ 12.1.004-91 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Пожарная безопасность. Общие требования (с Изменением N 1) от 14 июня 199. – Текст: электронный // Консорциум кодекс: Электронный фонд правовых и

нормативно-технических документов: [сайт] – URL: <https://docs.cntd.ru/document/9051953> (дата обращения 06.03.2022).

43. СП 231.1311500.2015 Обустройство нефтяных и газовых месторождений. Требования пожарной безопасности от 17 июня 2015. – Текст: электронный // Консорциум кодексов: Электронный фонд правовых и нормативно-технических документов: [сайт] – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200122146> (дата обращения 06.03.2022).

44. СП 12.13130.2009 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности (с Изменением N 1) от 25 марта 2009. – Текст: электронный // Консорциум кодексов: Электронный фонд правовых и нормативно-технических документов: [сайт] – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200071156> (дата обращения 06.03.2022).

45. ГОСТ 12.2.003-91 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Общие требования безопасности от 06 июня 1991. – Текст: электронный // Консорциум кодексов: Электронный фонд правовых и нормативно-технических документов: [сайт] – URL: <https://docs.cntd.ru/document/901702428> (дата обращения 06.03.2022).

46. ТР ТС 032/2013 Технический регламент Таможенного союза "О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением" (с изменениями на 23 апреля 2021 года) от 02 июля 2013. – Текст: электронный // Консорциум кодексов: Электронный фонд правовых и нормативно-технических документов: [сайт] – URL: <https://docs.cntd.ru/document/499031170> (дата обращения 06.03.2022).

47. ГОСТ 12.4.011-89 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства защиты работающих. Общие требования и классификация от 27 октября 1989. – Текст: электронный // Консорциум кодексов: Электронный фонд правовых и нормативно-технических документов: [сайт] – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200000277> (дата обращения 06.03.2022).

48. Об утверждении норм бесплатной выдачи работникам теплой специальной одежды и теплой специальной обуви по климатическим поясам,

единым для всех отраслей экономики (кроме климатических районов, предусмотренных особо в типовых отраслевых нормах бесплатной выдачи специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты работникам морского транспорта; работникам гражданской авиации; работникам, осуществляющим наблюдения и работы по гидрометеорологическому режиму окружающей среды; постоянному и переменному составу учебных и спортивных организаций Российской оборонной спортивно-технической организации (РОСТО) (с изменениями на 17 декабря 2001 года) от 31 декабря 1997. – Текст: электронный // Консорциум кодекс: Электронный фонд правовых и нормативно-технических документов: [сайт] – URL: <https://docs.cntd.ru/document/901717870> (дата обращения 06.03.2022).

49. МР 2.2.7.2129-06 Режимы труда и отдыха работающих в холодное время на открытой территории или в неотапливаемых помещениях от 19 сентября 2006. – Текст: электронный // Консорциум кодекс: Электронный фонд правовых и нормативно-технических документов: [сайт] – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200047514> (дата обращения 06.03.2022).

50. ГОСТ 31294-2005 Клапаны предохранительные прямого действия. Общие технические условия (с Поправкой, с Изменениями N 1, 2, 3) от 28 апреля 2008. – Текст: электронный // Консорциум кодекс: Электронный фонд правовых и нормативно-технических документов: [сайт] – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200063943> (дата обращения 26.03.2022).

51. СП 2.2.3670-20 Санитарно-эпидемиологические требования к условиям труда от 02 декабря 2020. – Текст: электронный // Консорциум кодекс: Электронный фонд правовых и нормативно-технических документов: [сайт] – URL: <https://docs.cntd.ru/document/573230583?marker=6560Ю> (дата обращения 26.03.2022).

52. О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера (с изменениями на 30 декабря 2021 года) от 21 декабря 1994. – Текст: электронный // Консорциум кодекс: Электронный

фонд правовых и нормативно-технических документов: [сайт] – URL: <https://docs.cntd.ru/document/9009935> (дата обращения 26.03.2022).

53. ГОСТ Р 55842-2013 (ИСО 30061:2007) Освещение аварийное. Классификация и нормы от 22 ноября 2013. – Текст: электронный // Консорциум кодекс: Электронный фонд правовых и нормативно-технических документов: [сайт] – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200107497> (дата обращения 06.04.2022).

54. ГОСТ Р 59641-2021 Средства противопожарной защиты зданий и сооружений. Средства первичные пожаротушения. Руководство по размещению, техническому обслуживанию и ремонту. Методы испытаний на работоспособность от 24 августа 2021. – Текст: электронный // Консорциум кодекс: Электронный фонд правовых и нормативно-технических документов: [сайт] – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200180688> (дата обращения 06.04.2022).

55. Estimation of residual oil after water flooding when spacing the wells at different distances / R. S. Mingareev, A. P. Krilov, G. G. Vakhitov // World Petroleum Congress Proceedings: 9, Tokyo, 11–16 may 1975 y. – Tokyo, 1975. – P. 253-257.

56. Gurbanov, R. S. Advanced Well Spacing System Application in the Development of Oil and Gas Fields / R. S. Gurbanov, Z. M. Ahmedov, S. A. Musayeva // Procedia Computer Science: 12th, Vienna, 29–30 august 2016 y. – Vienna, 2016. – P. 446-452.

57. Ayda-Zade, K. R. On the problem of spacing of oil wells and control of their production rates / K. R. Ayda-Zade, A. G. Bagirov // Automation and Remote Control. – 2006. – Vol. 67. – No 1. – P. 44-53.

58. Geo-thermal development well spacing patterns based on hydrothermal coupled modeling in oil-gas bearing areas / Z. Duan, F. Li, L. Gong // Tianranqi Gongye. – 2020. – Vol. 40. – No 10. – P. 156-162.

## Приложение А

(справочное)

Исходные данные для капитальных вложений и эксплуатационных затрат

Таблица А.1 – Исходные данные для капитальных вложений и эксплуатационных затрат

Параметр	Размерность	Значение
1	2	3
<b>КАПИТАЛЬНЫЕ ВЛОЖЕНИЯ</b>		
<i>Бурение</i>		
бурение горизонтальных первых скважин в кусте	руб./м проходки	37 432,37
бурение горизонтальных скважин	руб./м проходки	34 029,43
бурение наклонно направленных первых скважин в кусте	руб./м проходки	32 549,89
ЗБГС	руб./м проходки	34 029,43
ЗБС	руб./м проходки	29 590,81
бурение наклонно направленных скважин	руб./м проходки	29 590,81
<i>Промысловое обустройство:</i>		
обустройство скважин	руб./скв.	57 560 233,99
обустройство кустов скважин	руб./куст	142 905 924,59
оборудование ОРЭ	руб./скв.	1 634 980,00
АГЗУ	руб./шт	5 000 000,00
монтаж ВРП	руб./операцию	600 000,00
выкидные линии D=89х6	руб./км	3 234 000,00
нефтесборные коллекторы	руб./км	9 051 499,66
водоводы D=89*6	руб./км	2 931 723,74
водоводы D=146*8	руб./км	4 690 757,98
подъездная автодорога к кусту	руб./км	39 176,00
линии электропередач (ВЛ-6 кВ)	руб./км	1 750 439,01
<i>Прочие КВ</i>	<i>% от обустройства (без природоохранных мероприятий)</i>	<i>10,00</i>
<i>Природоохранные мероприятия</i>	<i>% от обустройства (без прочих КВ, с учетом буровых работ)</i>	<i>5,00</i>
<b>ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЕ ЗАТРАТЫ</b>		
Расходы на энергию и топливо по извлечению нефти	руб./т	186,21
Расходы на материалы по извлечению нефти	руб./т	557,06
Расходы по искусственному воздействию на пласт	руб./1000м3 закач.воды	3 030,00
<i>Расходы на оплату труда</i>		
численность (в добыче нефти, добыче попутного нефтяного газа, подготовке и перекачки нефти)	чел./скв.	1,20

Продолжение таблицы А.1

Параметр	Размерность	Значение
1	2	3
среднемесячная заработная плата	руб./мес./чел.	49 396,67
Расходы по транспортировке нефти на внешний рынок	руб./т	2 237,00
Расходы по сбору и транспортировке нефти	руб./т	155,50
Расходы по технологической подготовке нефти	руб./т	22,89
Расходы на содержание и эксплуатацию оборудования	руб./т	611,62
<i>Расходы на ремонт</i>		
расходы на текущий ремонт скважин	руб./скв.в ремонте	1 017 161,99
расходы на ремонт ОФ	% отчислений от балансовой стоимости ОФ	0,50
ЗБГС	руб./скв.операцию	54 145 500,44
ЗБС	руб./скв.операцию	46 023 675,38
ОРЭ	руб./скв.операцию	1 552 320,00
ГРП	руб./скв.операцию	3 600 000,00
МГРП	руб./скв.операцию	3 960 000,00
дострел	руб./скв.операцию	4 231 769,06
ОПЗ	руб./скв.операцию	238 878,20
потокотклоняющие технологии	руб./скв.операцию	429 980,75
ОРР	руб./скв.операцию	358 317,29
РИР	руб./скв.операцию	5 289 711,33
Приобщение пласта	руб./скв.операцию	6 347 653,60
вывод из бездействия скважины	руб./скв.консерв	702 856,00
перевод скважин под закачку	руб./скв.перевода	2 830 377,77
перевод скважины на другие горизонты	руб./операцию	4 210 333,26

## Приложение Б

Расчет основных показателей экономического эффекта при уплотнении гипотетического участка

Таблица Б.1 – Эксплуатационные затраты по проекту, рассчитанные до 2035 г., для случая с одной горизонтальной скважиной с МГРП

Годы	Текущие затраты							Налоги, включаемые в себестоимость				Итого эксплуатационных затрат
	Всего	в т.ч.:						Всего	в т.ч.:			
		заработная плата	сум. содерж. и эксплуат. оборудования	капитальный ремонт скважин	общепроизводственные расходы	амортизация основных фондов	прочие		НДПИ	Страховые взносы	прочие	
2022	6,25	1,19	2,91	0,00	0,39	0,00	1,76	47,57932308	42,41	0,368	4,802898127	53,83
2023	17,43	1,19	2,62	0,29	1,16	10,60	1,58	39,19	34,52	0,368	4,31	56,63
2024	18,29	1,19	2,54	1,30	1,12	10,60	1,54	35,45	31,11	0,368	3,97	53,74
2025	19,15	1,19	2,47	2,32	1,09	10,60	1,49	34,24	30,17	0,368	3,70	53,39
2026	20,02	1,19	2,39	3,34	1,06	10,60	1,45	33,06	29,27	0,368	3,43	53,08
2027	20,18	1,19	2,32	4,36	0,31	10,60	1,40	31,91	28,39	0,368	3,16	52,09
2028	21,07	1,19	2,25	5,37	0,30	10,60	1,36	30,79	27,54	0,368	2,89	51,87
2029	21,97	1,19	2,18	6,39	0,30	10,60	1,32	29,70	26,71	0,368	2,62	51,67
2030	22,88	1,19	2,12	7,41	0,29	10,60	1,28	28,63	25,91	0,368	2,35	51,51
2031	23,78	1,19	2,05	8,43	0,28	10,60	1,24	27,59	25,13	0,368	2,08	51,37
2032	24,69	1,19	1,99	9,44	0,27	10,60	1,20	26,57	24,38	0,368	1,82	51,26
2033	25,61	1,19	1,93	10,46	0,26	10,60	1,17	25,57	23,65	0,368	1,55	51,18
2034	26,52	1,19	1,87	11,48	0,25	10,60	1,13	24,60	22,94	0,368	1,29	51,12
2035	27,44	1,19	1,82	12,49	0,25	10,60	1,10	23,65	22,25	0,368	1,03	51,09
Итого:	295,31	16,60	31,48	83,08	7,32	137,80	19,03	438,52	394,39	5,145	38,98	733,83

Таблица Б.2 – Показатели операционной деятельности по проекту, рассчитанные до 2035 г., для случая с одной горизонтальной скважиной с МГРП

Показатели	Ед. изм.	Σ	Значения по годам													
			2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
1. Выручка	млн. руб.	1916,65	215,1	195,8	152,7	142,5	138,2	134,1	130,1	126,2	122,4	118,7	115,1	111,7	108,3	105,1
2. Текущие затраты	млн. руб.	1094,43	103,4	101,3	82,16	78,63	77,60	75,46	74,57	73,74	72,95	72,21	71,52	70,87	70,27	69,70
в т.ч. на ликвидацию скважин	млн. руб.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3. НДС	млн. руб.	678,14	80,58	70,69	53,45	49,89	48,39	46,94	45,53	44,16	42,84	41,55	40,31	39,10	37,93	36,79
4. Валовая прибыль	млн. руб.	822,23	111,7	94,58	70,58	63,93	60,68	58,67	55,53	52,47	49,47	46,53	43,66	40,86	38,11	35,42
5. Налог на имущество	млн. руб.	41,64	4,49	4,26	4,02	3,79	3,56	3,32	3,09	2,86	2,62	2,39	2,16	1,93	1,69	1,46
6. Налог на прибыль	млн. руб.	164,45	22,35	18,92	14,12	12,79	12,14	11,73	11,11	10,49	9,89	9,31	8,73	8,17	7,62	7,08
7. Итого налоги	млн. руб.	884,23	107,4	93,86	71,59	66,46	64,08	62,00	59,73	57,52	55,36	53,25	51,20	49,20	47,24	45,33
8. Чистая прибыль	млн. руб.	657,78	89,38	75,67	56,46	51,14	48,54	46,94	44,43	41,97	39,57	37,23	34,93	32,69	30,49	28,34

Таблица Б.3 – Финансовые показатели проекта, рассчитанные до 2035 г., для случая с одной наклонно-направленной скважиной без ГРП

Показатели	Ед. изм.	Σ	Значения по годам													
			2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Денежный поток	млн. руб.	618,1	-88,11	86,27	67,06	61,74	59,14	57,54	55,03	52,57	50,17	47,83	45,53	43,29	41,09	38,94
Накопленный денежный поток	млн. руб.	618,1	-88,11	-1,84	65,23	126,97	186,11	243,65	298,68	351,25	401,42	449,25	494,78	538,07	579,16	618,10
Чистый дисконтированный доход (ЧДД) ( $i = 10\%$ )	млн. руб.	2519,3	-88,11	-9,68	45,75	92,13	132,53	168,25	199,32	226,29	249,70	269,98	287,54	302,71	315,80	327,08
Внутренняя норма доходности (ВНД, ВНР)	%	83,27														
Срок окупаемости (простой)	годы	2,03														
Срок окупаемости (дисконтированный)	годы	2,17														
Индекс доходности капитальных вложений	доли ед.	1,65														

## Приложение В

(справочное)

### Well grid density parameter

#### Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ04	Денисов Владислав Игоревич		14.03.2022

#### Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Шишмина Людмила Всеволодовна	к.х.н., с.н.с.		14.03.2022

#### Консультант-лингвист отделения иностранных языков ШБИП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Матвеевко Ирина Алексеевна	д.ф.н.		14.03.2022

## 1 General concepts

### 1.1 Well grid density

Well grid density is a grid along which production and injection wells are located at a production facility. The correct choice of well grid density parameter is the most important link in substantiating a rational system for developing. Since the cost of drilling wells is one of the largest parts of the capital costs of developing a field, it is necessary to prevent the drilling of unnecessary wells. At the same time, the number of wells should be sufficient to ensure the required rate of oil production and the highest possible oil recovery factor. Therefore, it is necessary to justify the optimal grid of wells.

The most important task in the development design is the substantiation of the grid of the main well stock. The variety of geological features of production facilities determines the use of different grids of wells of the main stock. They differ in the well placement design, in the shape of the grid, in the constancy of the distances between the wells, in density.

### 1.2 Types of well grid density

Uniform and uniformly variable grids are distinguished by the well placement design.

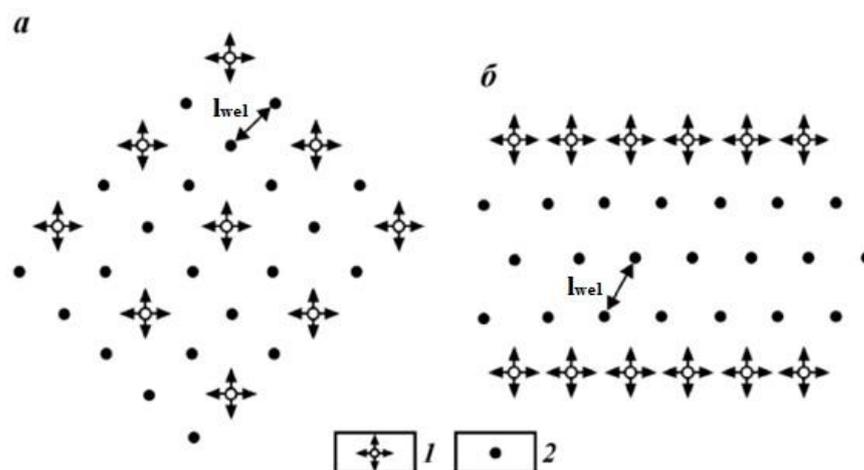


Figure 1 – Uniform well grid density

Flooding: a – pattern flooding; b with cutting the deposit into blocks

Wells: 1 – injection; 2 – producing;  $l_{well}$  – distance between wells

Uniform placement of wells is carried out with areal and selective waterflooding, when cutting deposits into narrow blocks (Fig. 1).

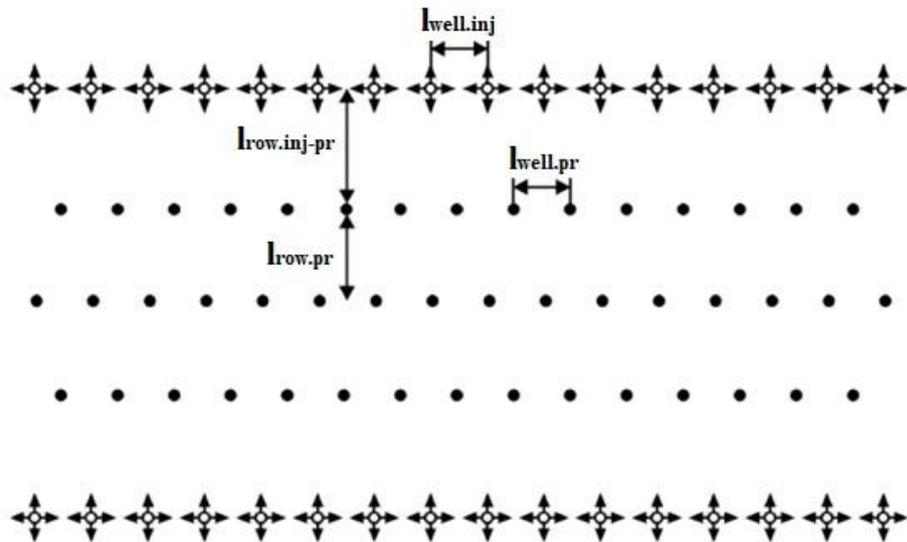


Figure 2 – Uniformly variable well grid density

Wells: 1 – injection; 2 – producing

Distance between wells:  $l_{well.inj}$  – producing,  $l_{well.inj}$  – injection;  $l_{row.inj-pr}$  – distance between the row of injection wells and the first row of production wells;  $l_{row.pr}$  – distance between production well rows.

Uniformly variable grids are grids, where the distance between the rows of wells is greater than the distance between the wells in the rows (Fig. 2).

The distance between the row of injection wells and the near row of production wells may be equal to the distance between the rows of production wells or be somewhat larger. Increasing the distance between the rows contributes to the extension of the waterless period of well operation.

When wells are arranged in rows, both with a uniform and non-equally spaced grid, rows are distinguished between closed and open.

Closed rows are called rows that have the form of rings, usually of an irregular shape, approximately repeating the configuration of the oil-bearing contour of the deposit or the boundaries of the area allocated for independent development. Production wells are located in closed rows on reservoir - arch type deposits in the implementation of development systems in which natural oil-bearing contours are contracted. These are systems using natural water pressure and edge water flooding and peripheral waterflooding.

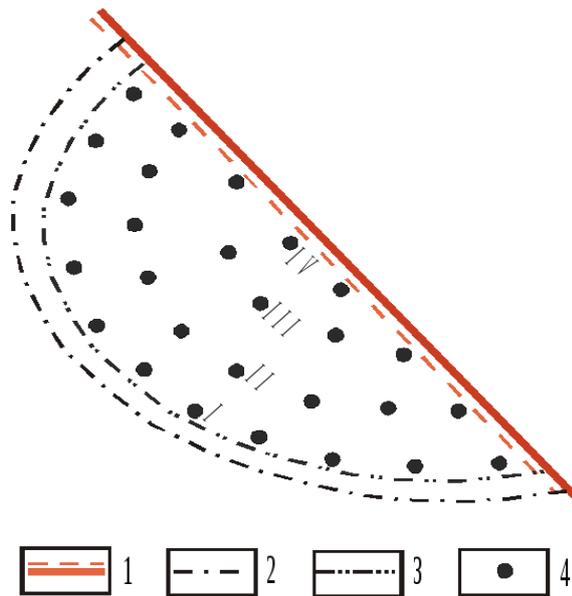


Figure 3 – Open rows of production wells

1 – disjunctive violation; oil-bearing contours: 2 external, 3 internal; 4 production wells: I, II, III, IV – rows of wells

Open rows are called rows, usually rectilinear, which cross the deposit in a certain direction and break off near the oil-bearing contour or a closed cutting row that limits the area of independent development. This also includes rows parallel to the contour of oil-bearing, on deposits tectonically or lithologically shielded (Fig. 3). In such cases, the rows will be curved.

In terms of shape, equally spaced grids of wells of the main stock are divided into square and triangular (Fig. 4).

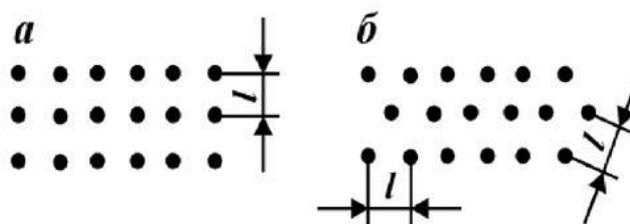


Figure 4 – Shapes of uniform well grid density  
Well grids: a – square, b – triangular; l – well spacing

A triangular grid is used for uniform placement of wells in rows, that is, when cutting deposits into blocks, as well as for seven-spot areal flooding. A square grid is designed for five-spot and nine-spot and often selective waterflooding. Wells in uniformly variable grids are always staggered to ensure a more uniform movement of oil-bearing contours during the development of deposits.

### **1.3 Well grid density density**

The most important indicators of the grid of the main well stock include its density, which is characterized by distances between wells and between rows, as well as specific area (density of the grid of wells)  $S$  per well (ha/well).

Well grid density selected for a particular object, taking into account all factors, is called optimal. Based on the experience of developing oil deposits, it has been established that in order to ensure the highest oil recovery possible at objects with a less favorable geological and field characteristic, when oil is displaced by water, it is necessary to use denser grids of the main well stock. Tentatively, the following recommendations can be given for choosing the density of the main grid for different geological conditions.

In practice, for a qualitative comparison of the density of the grid of wells for different objects, the roughly four groups of grids of different densities of the main well stock identified above are conventionally called, respectively: very rare, rare, medium, dense.

When substantiating the optimal grid of the main stock of production and injection wells, along with geological factors, technological factors should also be taken into account - the ratio of the number of production and injection wells, the magnitude of the pressure gradient in the reservoir, etc.

#### **1.3.1 Estimation of well grid density density**

To assess the actual density of the well grid, several indicators are used:

1. Average grid density of the entire stock of drilled wells at the development site as a whole:

$$S_{\text{com.inj+prod}} = \frac{S_{\text{com}}}{N_{\text{inj}} + N_{\text{prod}}}$$

2. Average grid density of production wells at the site as a whole:

$$S_{\text{com.prod}} = \frac{S_{\text{com}}}{N_{\text{prod}}}$$

3. Average grid density of the entire well stock within the boundaries of the target drilling:

$$S_{\text{lim.inj+prod}} = \frac{S_{\text{lim}}}{N_{\text{inj}} + N_{\text{prod}}}$$

4. Average grid density of production wells in the extraction zone:

$$S_{\text{rec.zone.prod}} = \frac{S_{\text{rec.zone}}}{N_{\text{prod}}}$$

The following conventions are used in the above expressions:  $S_{\text{com}}$  is the area of the production facility (deposit) within its initial boundaries;  $S_{\text{lim}}$  - area within the boundaries of the drilling of the object;  $S_{\text{rec.zone}}$  - the area of the selection zone, determined during the contour or near- contour flooding and when cutting the deposit within the radius of influence of the producing wells of the outer rows;  $N_{\text{prod}}$  - the number of drilled production wells (main stock + reserve);  $N_{\text{inj}}$  - the number of drilled injection wells (main stock + reserve).

The average density of the grid of producing wells in the selection zone  $S_{\text{rec.zone}}$  is determined only for development systems with linear well placement. Comparison of the indicator  $S_{\text{rec.zone}}$  with the grid density of the main production well stock  $S_{\text{com.prod}}$  makes it possible to judge the degree of compaction of the grid of production wells and the total grid as a result of drilling wells of the reserve fund.

Along with the specific area per well, the grid of wells is characterized by specific recoverable reserves per well:

$$Q_{\text{inj+prod}} = \frac{Q_{\text{rec}}}{N_{\text{inj}} + N_{\text{prod}}}$$

$$Q_{\text{prod}} = \frac{Q_{\text{rec}}}{N_{\text{prod}}}$$

where  $Q_{\text{inj+prod}}$  and  $Q_{\text{prod}}$  - specific reserves per well, respectively, taking into account all production and injection wells and taking into account only production wells;  $Q_{\text{rec}}$  - the initial recoverable oil reserves of the production facility.

## **2 Influence of horizontal wells on well grid density density**

### **2.1 Main applied dependencies**

#### **2.1.1 Shchelkachev formula**

To assess the degree of influence of existing HWs on the actually realized grid density and the achieved oil recovery of the developed object, it is proposed to use the

dependence first proposed by V.N. Shchelkachev. The works provide a simplified calculation formula for determining the dependence of the oil recovery factor of an oil recovery factor on the specific area  $s$  per well, i.e., the grid density:

$$RF = DE * e^{-\alpha S}$$

where RF is oil recovery factor; DE is displacement efficiency;  $\alpha$  is the coefficient of proportionality, having the dimension inverse to  $S$ .

### **2.1.2 Lysenko -Mukharsky formula**

Since the exponential function can be expanded into a series, this formula can be rewritten as

$$RF \cong DE * (1 - \alpha S)$$

The work presents the calculated data, confirmed by further field material, that, for example, for the Abdrakhmanovskaya area of the Romashkinskoye field, in order to increase the oil recovery factor from 0.21 to 0.55, i.e., 2.6 times, the well grid should have been compacted 5 times (from 100 to 20 ha/well). The author provides data from other studies that confirm the fundamental correctness of the above dependencies.

For example, in, an empirical formula is given for the dependence of oil recovery on the density of the well grid, obtained on the basis of statistical studies of oil recovery from the Ural-Volga region, carried out by S.V. Koshanin, V.N. Gomzikov and others.

### **2.2 The formula proposed by A.P. Obikhod (JSC Samaraneftegaz )**

OJSC Samaraneftegaz was tasked with obtaining an updated PSL value, taking into account the presence of horizontal wells at the facility. The problem was solved on the example of the production facility "horizons  $A_3 + A_4$ " of the Yakushkinskoye field using the created geological and hydrodynamic model of the facility, adapted according to the history of the development of the deposit (PK "Exlipse").

Obtained during the experiment conducted by A.P. The routine can be written in the form:

$$S_{\text{vert.+hor.}} = \frac{\ln(K_2)}{\ln(K_1)} * S_{\text{vert.}}$$

$$S_{\text{vert.}+\text{hor.}} = \frac{S_0}{n_1 + k * n_2}$$

where  $S_{\text{vert.}+\text{hor.}}$  is well grid density in case of horizontal and vertical wells;  $S_0$  – total oil-bearing area;  $n_1$  – number of vertical wells;  $n_2$  – number of horizontal wells;  $k$  – correction factor that takes into account the additional impact of horizontal wells on the process of developing reserves ;  $K_1$  – oil recovery factor for the option with only vertical wells;  $K_2$  – oil recovery factor for the option with vertical and horizontal wells;  $S_{\text{vert.}}$  – well grid density in the case of only vertical wells.

At the same time, in the work of A.P. In everyday life, no dependence is given to determine the correction factor that takes into account the additional influence of horizontal wells on the process of developing reserves.

### 2.3 WGD depending on the azimuth angle of the horizontal wellbore

In the work of A.R. Sarvarova, V.V. Litvin (OAO TNK-Nizhnevartovsk) and I.V. Vladimirova, O.S. Tyufyakova, T.G. Kazakov (NPO "Neftegaztekhnologiya"), a model plot with a size of 3000 x 3000 x 3 m<sup>3</sup> is considered. The simulation was carried out using the software package " Tempest - MORE " by ROXAR.

Consider a scheme with different locations of injection and production wells, as well as various options for the direction of horizontal wellbores in this scheme (Figure 5).

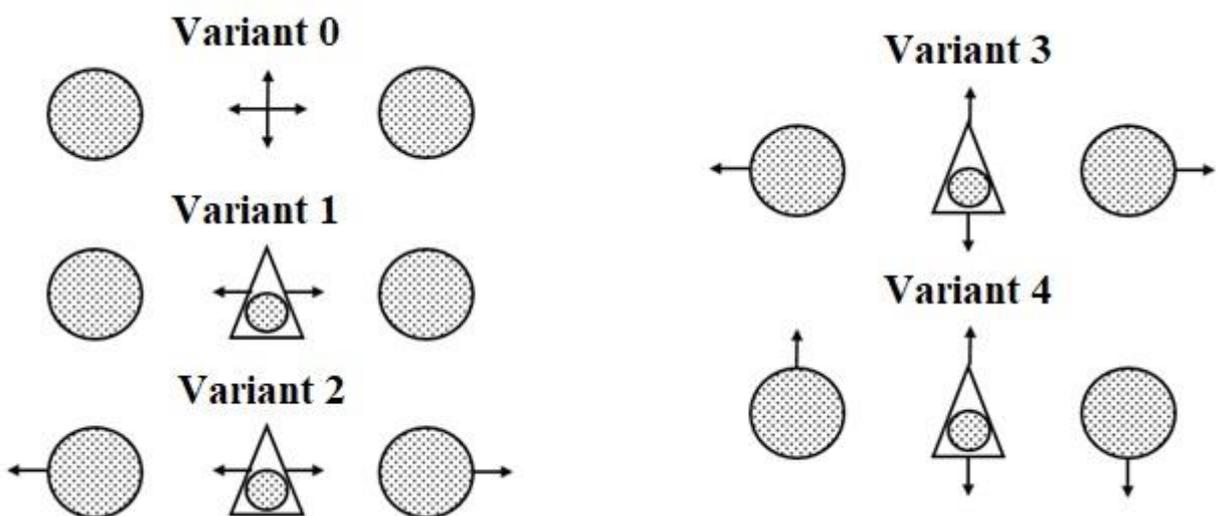


Figure 5 – Production and injection well locations

Let's consider how the location of horizontal wells affects the density of the well grid. In field practice, when determining the density of the grid of wells, a ratio of 1:2 was established, i.e., the HW is considered as 2 vertical wells. To determine this ratio under the conditions of the model under consideration, we use the approach described in:

- For option 0, the density of the well grid is calculated using the formula

$$S_0 = \frac{F_0}{n_1}$$

where  $F_0$  – oil-bearing area,  $n_1$  – number of vertical wells.

- From the formula

$$RF_0 = DE * e^{-\alpha S_0}$$

for option 0, we define the proportionality coefficient

$$\frac{\alpha}{\alpha_1} = -\frac{1}{S_0} \ln \left( \frac{RF_0}{DE} \right)$$

where  $RF_0$  – oil recovery factor option 0;  $DE$  – displacement ratio. In what follows, we assume that  $\alpha = \text{const}$ .

- For the option  $i > 0$  with the use of horizontal wells, we determine the density of the grid of wells from the formula

$$RF_i = DE * e^{-\alpha S_i}$$

$$S_i = -\frac{1}{\alpha} \ln \left( \frac{RF_i}{DE} \right)$$

- On the other hand

$$S_i = \frac{F_0}{n_1 + x * n_2}$$

## **2.4 Determination of WGD according to the protocol of the central design commission CDC No. 15-14 dated 06/03/2014**

To assess the sweep efficiency in the development of horizontal wells, a parameter is required that takes into account the drained formation volume per well. In the case of vertical wells made according to the nature of the opening, these parameters must match. The material states that usually to determine the density of the grid of

wells in the development of horizontal wells, an empirical formula is used, according to which one horizontal well is equal to two vertical ones.

The authors propose a different technique that takes into account the geometry of the wellbore.

Consider the application of the technique on the example of oil objects with the following properties:

- terrigenous reservoir, hydrodynamically connected ( $K_p > 0.6$ );
- layer of small thickness (less than 20 m);
- grid of wells - triangular or square;
- development system areal, in-line or peripheral.

The standard well grid density is determined by the formula:

$$S = \frac{S_{\text{deposit}}}{N_{\text{VW}}}$$

where  $S$  – grid density of vertical wells;  $S_{\text{deposit}}$  – deposit area;  $N_{\text{VW}}$  – number of vertical wells.

Let's introduce the concept of horizontal (multilateral) well grid density (for thin layers), which is determined by the formula:

$$S_V = \frac{S_{\text{deposit}}}{N_{\text{VW}} + \alpha(L) * N_{\text{HW}}}$$

where  $S_V$  – grid density of horizontal wells;  $N_{\text{HW}}$  – number of horizontal wells;  $\alpha(L)$  is a function that takes into account the influence of the length of the wellbore on the density of the well grid density.

$$\alpha(L) = 1 + \sin(\alpha) * \frac{2}{\pi} * \frac{L}{R_{\text{dr.rad}}}$$

where  $\alpha$  is a zenith angle HW;  $R_{\text{dr.rad}}$  – well drainage radius;  $L$  – the length of the horizontal section of the wellbore. In a particular case, at  $\alpha = 0$ , we pass to the standard well spacing density.

V.D. Lysenko proposes to take  $\alpha = 2$  for a well length of 400 m. Close values were proposed by V.V. Litvin, I.S. Zakirov and I.V. Vladimirov ( $\alpha = 1.94$ ) without taking into account the length of the HS. With  $L$  equal to 1000 m, the function  $\alpha(L)$  has a value of 3.

### 3 Influence of hydraulic fracturing on well grid density density

#### 3.1 Influence of hydraulic fracture orientation and length on oil recovery factor and well grid density

In the work of D.A. Bordodymova, I.A. Yakimenko, B.I. Antsiferova (FGAO VO "TYUMGU") When analyzing the results, let's move on to relative values - recovery factor and "technological cost" of a well with hydraulic fracturing in vertical wells, that is, the coefficient  $x$  showing how many vertical wells are replaced by one well with hydraulic fracturing.

For the base case (without hydraulic fracturing), the density of the well grid is calculated using the formula

$$S_0 = \frac{F_0}{n_0}$$

where  $F_0$  is the oil-bearing area;  $n_0$  is the number of vertical wells.

From the formula

$$RF_0 = DE * e^{-\alpha S_0}$$

for the basic variant, we determine the coefficient of proportionality  $\alpha$ :

$$\alpha = -\frac{1}{S_0} * \ln\left(\frac{RF_i}{DE}\right)$$

where  $RF_0$  is base case oil recovery factor;  $DE$  – displacement ratio. In what follows, we assume that  $\alpha = \text{const}$ .

For the option  $i > 0$  with the use of hydraulic fracturing, we determine the density of the well grid density from the formula

$$RF_i = DE * e^{-\alpha S_i}$$

$$S_i = -\frac{1}{\alpha} * \ln\left(\frac{RF_i}{DE}\right)$$

On the other hand

$$S_i = \frac{F_0}{n_1 + x * n_2} * \ln\left(\frac{RF_i}{DE}\right)$$

where  $x$  is the desired coefficient reflecting the weight of wells with hydraulic fracturing,  $n_1$  and  $n_2$  are the number of vertical wells without hydraulic fracturing and with hydraulic fracturing, respectively, for this option.

Calculations of the coefficient  $x$  presented in the table show that the "weight" of wells with hydraulic fracturing reaches large values - more than 2.5. At the same time, the maximum values of the  $x$  ratio correspond only to the optimal location of the well with hydraulic fracturing and the optimal technology parameter.

Thus, based on the above, the following conclusions can be drawn:

1. The effectiveness of the development of deposits as a whole is affected by the hydraulic fracturing method used in this area. In this regard, hydraulic fracturing technology acts not only as an event that intensifies oil production, but also as a technology aimed at increasing the coverage factor.

2. The maximum oil recovery factor is achieved during hydraulic fracturing of a stagnant area of a formation with uniform permeability.

3. The location of the low-permeability zone in a formation that is heterogeneous in terms of permeability affects the result of hydraulic fracturing. If this reservoir zone is located close to the injection wells, then in this case the maximum recovery factor is achieved when the hydraulic fracture has the greatest length and is directed along the straight line connecting the injection and production rows.

4. The maximum oil recovery factor, when the low-permeability zone of the reservoir is located in the dead-end or stagnant zone of the reservoir at a distance from the injection wells, is achieved when the hydraulic fracture has the longest length and is directed perpendicular to the straight line that connects the injection and production rows.

It is shown that, with the optimal parameters of the technology, one production well can replace up to 2.5 wells without hydraulic fracturing.

#### **4 Effect of MLT on well grid density density**

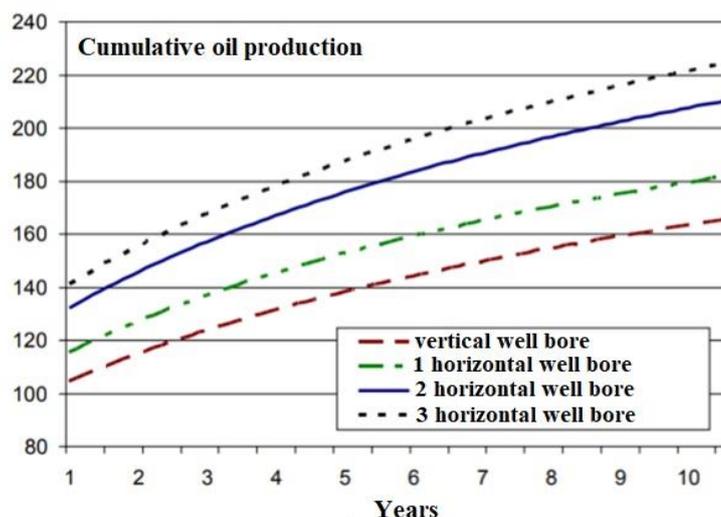


Figure 6 – Diagram of cumulative oil production by options for the last 10 years of the calculation period

Table 1 – Simulation options

Options	Well type
1	All vertical (45 wells)
2	Vertical (39 wells) and horizontal (6 wells)
3	Vertical (39 wells) and double-barreled horizontal (6 wells)
4	Vertical (39 wells) and three-lateral horizontal (6 wells)

Table 2 – Calculation table based on the simulation results

Options	Number of vertical wells	Number of horizontal wells	RF	WGD, ha/well	k
1	45	–	0.107	49.10	1.00
2	39	6	0.118	47.04	1.33
3	39	6	0.136	43.83	1.90
4	39	6	0.145	42.42	2.18

To obtain a reliable picture of the density of the grid of wells, taking into account multilateral drilling, the task was to obtain an updated value of the PSL, taking into account the presence of wells with two horizontal wells at the Zapadno-Ust-Balykskoye field in Western Siberia. Model calculations of the technological parameters of development and the achieved oil recovery factor were carried out for four development options (Table 1). The calculation period is 20 years. An example of

a simulated well design for four development options is shown in fig. 6. Modeling was carried out using the Tempest.MORE software package from the Norwegian company Roxar.

Table 2 shows that calculations on a hydrodynamic model for the example of the reservoir BS<sub>10</sub> of the Zapadno-Ust-Balykskoye field confirmed that each horizontal well with one borehole contributes to the process of developing reserves and achieving the design oil recovery factor, equivalent to the contribution of 1.33 vertical production wells, horizontally branched well with two shafts - 1.9 vertical production wells, horizontally branched well with three shafts - 2.18 vertical production wells. Thus, the maximum compaction of the well grid is observed when three-lateral wells appear in the system (the maximum correction factor  $k$  is 2.18).