

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

Школа Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки 21.04.01. Нефтегазовое дело
 Отделение школы (НОЦ) Нефтегазового дела

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Прогнозирование эффективности операций по гидравлическому разрыву пласта с учетом моделирования технологических параметров скважины на месторождении X УДК <u>622.276.66</u>

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ93	Баффуор Присцилла		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
профессор	Зятиков Павел Николаевич	д.т.н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Романюк Вера Борисовна	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
профессор	Сечин Александр Иванович	д.т.н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
профессор	Зятиков Павел Николаевич	д.т.н.		

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, вырабатывать 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, вырабатывая 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
		И.УК(У)-4.4. Планирует и организывает совещания, деловые беседы, дискуссии по заданной теме;

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
		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
	ОПК(У)-3. Способность разрабатывать научно-техническую, проектную и служебную документацию, оформлять научно-технические отчеты, обзоры, публикации, рецензии	И.ОПК(У)-3.1. Анализирует информацию и составляет обзоры, отчеты 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	Задача профессиональной деятельности	Основание - профессиональный стандарт, анализ опыта, форсайт	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
Тип задач профессиональной деятельности: 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 сентября 2015 г., регистрационный № 38993) ОТФ G Научно-методическое и учебно-методическое обеспечение реализации программ профессионального обучения	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
Тип задач профессиональной деятельности: 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.	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»	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

	<p>3. Контроль и сопровождение выполнения работ по техническому обслуживанию и ремонту, диагностическому обследованию оборудования по добыче углеводородного сырья.</p> <p>4. Организация и контроль за проведением геолого-промысловых работ</p>	<p>19.021 Профессиональный стандарт «Специалист по промысловой геологии» (Утвержден приказом Минтруда России от 10.03. 2015 № 151н);</p> <p>ОТФ В «Организация геолого-промысловых работ»</p>	<p>ПК(У) -3. Способен оценивать эффективность инновационных технологических решений в процессе выполнения производственных показателей при разработке и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений углеводородного сырья</p>	<p>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</p>
			<p>ПК(У)-4. Способен обеспечивать безопасную и эффективную эксплуатацию и работу технологического оборудования нефтегазовой отрасли</p>	<p>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</p>
			<p>ПК(У)-5. Способен участвовать в управлении технологическими комплексами, принимать решения в условиях неопределенности</p>	<p>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</p>
<p>Тип задач профессиональной деятельности: научно-исследовательский</p>				

<p>19 Добыча, переработка, транспортировка нефти и газа</p>	<p>1. Составление текущих и перспективных планов по проведению геолого-промысловых работ</p> <p>2. Разработка и контроль выполнения производственных планов и программ научно-исследовательских работ (НИР)</p> <p>3. Разработка плановой, проектной и методической документации для геолого-промысловых работ</p>	<p>19.007 Профессиональный стандарт «Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата» (Утвержден приказом Минтруда России от 03.09.2018 № 574н);</p> <p>ОТФ Е «Руководство работами по добыче углеводородного сырья»</p> <p>19.021 Профессиональный стандарт «Специалист по промысловой геологии» (Утвержден приказом Минтруда России от 10.03. 2015 № 151н);</p>	<p>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</p>	<p>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</p>
		<p>ОТФ В «Организация геолого-промысловых работ»</p> <p>ОТФ С «Разработка и контроль выполнения производственных планов и программ научно-исследовательских работ»</p>	<p>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</p>	<p>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</p>

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

Школа _____ Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки _____ 21.04.01. Нефтегазовое дело
 Отделение школы (НОЦ) _____ Нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП

 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

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

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ93	Баффуору Присцилле

Тема работы:

Прогнозирование эффективности операций по гидравлическому разрыву пласта с учетом моделирования технологических параметров скважины на месторождении X	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№117-11/с от 27.04.2021

Срок сдачи студентом выполненной работы:	07.06.2021
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, , нормативные документы.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Введение Глава 1 Общие сведения о месторождении X Глава 2 Введение в гидроразрыв пласта Глава 3 Механика Трещинообразования Глава 4 Прогнозирование эффективности гидроразрыва пласта с учетом моделирования геометрии трещины скважины Глава 5 Финансовый менеджмент, Глава 6 Социальная ответственность

	Заключение Список публикаций Список использованных источников Приложение А. Predicting the efficiency of hydraulic fracturing operations, taking into account the modeling of the technological parameters of a well at Field X.
Перечень графического материала	Схема месторождения X, отчет о проведение ГРП на объекте исследования, фотографии влияния геометрии трещины на дебиты нефти и жидкости и накопленные добычи нефти и жидкости на исследуемом объекте.
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент	Романюк В.Б., к.э.н, доцент ОНД ИШПР
Социальная ответственность	Сечин А.И., д.т.н, профессор ООД ШБИП
Иностранный язык	Уткина А.Н., к.филос.н, доцент ОИЯ ШБИП
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
<i>Раздел на английском языке:</i> Приложение А. Predicting the efficiency of hydraulic fracturing operations, taking into account the modeling of the technological parameters of a well at Field X.	
<i>Разделы на русском языке:</i> реферат, введение, заключение, главы 1-6	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	15.03.2020
---	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОНД ИШПР	Зятиков Павел Николаевич	д.т.н.		15.03.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ93	Баффуор Присцилла		15.03.2020

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

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ93	Баффуор Присцилла

Школа	Природных ресурсов	Отделение школы (НОЦ)	Нефтегазового дела
Уровень образования	Магистр	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	В данном разделе ВКР необходимо представить: график выполнения работ, в соответствии с ВКР; трудоёмкость выполнения операций; нормативно-правовую базу, используемую для расчётов; результаты расчётов затрат на выполняемые работы; оценить эффективность нововведений и др. Раздел ВКР должен включать: методику расчёта показателей; исходные данные для расчёта и их источники; результаты расчётов и их анализ.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций в ходе выполнения операций согласно справочников Единых норм времени (ЕНВ) и др.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Ставка налога на прибыль 20 %; Страховые взносы 30%; Налог на добавленную стоимость 18%

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ	Расчет капитальных и текущих затрат и финансового результата реализации проекта
2. Разработка устава научно-технического проекта	
3. Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок	График выполнения работ
4. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности	Расчет экономической эффективности внедрения новой техники или технологии

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

Организационная структура управления
Линейный календарный график выполнения работ
Графики динамики и сравнения показателей

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
---	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОНД ИШПР	Романюк В.Б.	к.э.н.		12.03.2021г

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ93	Баффуор Присцилла		12.03.2021г

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ93	Баффуор Присцилла

ШКОЛА		Отделение	
Уровень образования	Магистр	Направление/специальность	21.04.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

Тема дипломной работы: «Прогнозирование эффективности операций по гидравлическому разрыву пласта с учетом моделирования технологических параметров скважины на месторождении X»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
<p>Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности</p> <ul style="list-style-type: none"> • специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; • организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<p>Приводится перечень НТД, используемой в данном разделе.</p>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p>1. Производственная безопасность</p> <p style="text-align: center;">Анализ показателей шума и вибрации</p> <ul style="list-style-type: none"> • установление соответствие показателей нормативному требованию; <p style="text-align: center;">Анализ показателей микроклимата</p> <ul style="list-style-type: none"> • показатели температурные, скорости движения воздуха, запыленности. <p style="text-align: center;">Анализ освещенности рабочей зоны</p> <ul style="list-style-type: none"> • типы ламп, их количество, соответствие нормативному требованию освещенности; • при расчете освещения указать схему размещения светильников на потолке согласно проведенному расчету. <p style="text-align: center;">Анализ электробезопасности</p> <ul style="list-style-type: none"> • наличие электроисточников, характер их опасности; • установление класса электроопасности помещения, а также безопасные номиналы тока, напряжения, сопротивления заземления. • при расчете заземления указать схему размещения заземлителя согласно проведенному расчету. <p style="text-align: center;">Анализ пожарной безопасности</p> <ul style="list-style-type: none"> • присутствие горючих материалов, тем самым, присутствие повышенной степени пожароопасности. • категории пожароопасности помещения, марки огнетушителей, их назначение. • Разработать схему эвакуации при пожаре. 	<p>Для всех случаев вредных и опасных факторов на рабочем месте указать ПДУ, ПДД, допустимые диапазоны существования, в случае превышения этих значений:</p> <ul style="list-style-type: none"> • перечислить средства коллективной и индивидуальной защиты; • привести классы электроопасности помещений, а также безопасные номиналы тока, напряжения, сопротивления заземления, • категорию пожароопасности помещения, • марки огнетушителей, их назначение. <p>При отклонении показателя предложить мероприятия.</p>
<p>2. Экологическая безопасность:</p> <ul style="list-style-type: none"> • защита селитебной зоны • анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); • анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); • анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); • разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды. 	<p>Наличие отходов (металлическая стружка, абразивная пыль, черновики бумаги, отработанные картриджи принтера, обрезки электромонтажных проводов) потребовали разработки методов (способов) утилизации перечисленных отходов.</p> <p>Наличие радиоактивных отходов также требует разработки их утилизации.</p>

<p>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> • перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; • выбор наиболее типичной ЧС; • разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; • разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий. 	<p>Рассматриваются 2 ситуации ЧС:</p> <p>1) природная – сильные морозы зимой;</p> <p>2) техногенная – исключить несанкционированное проникновение посторонних на рабочее место (большая вероятность проведения диверсии).</p> <p>Предусмотреть мероприятия по обеспечению устойчивой работы производства в том и другом случае.</p>
<p>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> • специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; • организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<p>Приведены:</p> <ul style="list-style-type: none"> • перечень НТД, используемых в данном разделе, • схема эвакуации при пожаре, • схема размещения светильников на потолке согласно проведенному расчету.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	26.02.2021г.
--	--------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Сечин А.И.	Д. Т.Н.		26.02.2021г.

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ93	Баффуор Присцилла		26.02.2021г.

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 125 с., 39 рис., 22 табл., 41 источников, 1 прил.

Ключевые слова: ГРП, ГЕОМЕТРИЯ ТРЕЩИН, ВЫСОТА, ШИРИНА, t NAVIGATOR, RETREL, ПОЛУДЛИННА, ДЕБИТ, НАКОПЛЕННЫЙ ОБЪЕМ, НЕФТИ, МОДЕЛИРОВАНИЕ, ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ, МЕСТОРОЖДЕНИЕ

Объектом исследования является прогнозирование эффективности операций по гидравлическому разрыву пласта с учетом моделирования геометрии трещины

Цель работы – анализ влияния различных геометрий трещин на продуктивность месторождения X с учетом моделирования технологических параметров трещин скважин.

В процессе исследования были смоделированы различные геометрии гидроразрывов и проанализировано их влияние на добычу нефти.

В результате исследования получена схема моделирования, дающая прогноз прироста дебита нефти после гидроразрыва пласта в зависимости от индивидуальной геометрии трещины (длина, ширина, высота).

Степень внедрения: Это исследование необходимо в нефтяной промышленности, чтобы направлять команду гидроразрыва пласта на поиск наилучшей геометрии трещины с целью повышения максимальной производительности нефти при гидроразрыве пласта.

Область применения: может быть использован для прогнозирования продуктивности нефти на скважинах перед гидроразрывом пласта.

Экономическая эффективность/значимость работы позволяет оценить и снизить стоимость технологии гидроразрыва пласта, но увеличить прибыль за счет выбора оптимальной геометрии трещины, которая обеспечит максимальную добычу нефти.

В будущем планируется прогнозировать увеличение добычи нефти экспериментально, чтобы проверить адекватность полученных результатов, а также спрогнозировать направление этих трещин.

Оглавление

Введение.....	16
Глава 1. Общие сведения о месторождении X.....	19
1.1 История освоения месторождения.....	22
1.2 Геолого–физическая характеристика месторождения.....	24
1.3 Параметры продуктивных пластов и их неоднородности.....	28
Глава 2. Введение в гидроразрыв пласта.....	30
2.1 Цель гидроразрыва пласта.....	32
2.2 Выбор скважины для проведения ГРП.....	33
2.3 Технологический процесс и план его проведения ГРП.....	33
Глава 3 Механика Трещинообразования.....	36
3.1 Режимы подземных напряжений в пласте.....	36
3.2 Режимы раскрытия трещины.....	37
3.2.1 Инициирование, распространение и закрытие трещин.....	38
3.3 Поток жидкости в гидравлические трещины.....	41
3.3.1 Течение пластовой жидкости, Деформация пласта и пороупругость..	43
3.4 Основные типы геометрии трещины.....	48
3.4.1 Уравнение Перкинса-Керна-Нордгрена.....	49
3.4.2 Уравнение Христиановича-ЖелтоваГеертсма-деКлерка (KGD).....	50
Глава 4. Прогнозирование эффективности гидроразрыва пласта с учетом моделирования геометрии трещины скважины.....	52
4.1 Программы продукты.....	53
4.1.1 tNavigator-Rock flow dynamics.....	53
4.1.2 Petrel E&P software 2019.....	53
4.2 Моделирование.....	53
4.3 Результаты моделирования.....	56
4.4 Обсуждение результатов.....	71
Глава5. Финансовый менеджмент.....	72
5.1 Экономическая эффективность операции гидроразрыва пласта на месторождении X.....	72
5.2.1 Выручка от реализации.....	73
5.2.2 Эксплуатационные затраты.....	74
5.3 Капитальные вложения.....	75

5.3.1 Стоимость аренды спецтехники для гидроразрыва пласта	76
5.3.2 Стоимость материалы и реагенты для гидроразрыва пласта	77
5.3.3 Трудовые затраты	78
5.3.4 Страховые взносы.....	78
5.3.4 Косвенные затраты	79
5.4 Экономическая эффективность данного проекта.....	80
5.4.1 Платежи и налоги.....	80
5.4.2 Прибыль от реализации.....	82
5.5 Движение наличных средств	84
5.5.2 Индекс доходности	84
5.6 Сравнение технико-экономических показателей на месторождении X без гидроразрыва пласта и с гидроразрывом пласта	85
Глава 6 Социальная ответственность.....	86
6.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	86
6.2 Производственная безопасность	88
6.2.1 Анализ выявленных вредных и опасных факторов.....	88
6.2.2 Анализ вредных производственных факторов	89
6.3 Экологическая безопасность.....	98
6.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	102
Глава 7. Заключение.....	104
Список используемых источников.....	106
Приложение A Predicting the efficiency of hydraulic fracturing operations, taking into account the modeling of the technological parameters of a well at Field X.....	110
Simulation	111
4.2 Simulation results.....	114
Discussion of results	124

Введение

Первые две коммерческие технологии гидроразрыва пласта были выполнены компанией Halliburton в 1949 году в округе Стивенс, штат Оклахома, и округе Арчер, штат Техас. Однако первый гидроразрыв пласта в нефтяной промышленности Советского Союза начался только в начале 1950-х годов и вскоре получил широкое распространение.

В период с 1958 по 1962 годы был зафиксирован пик применения технологий гидроразрыва пласта в СССР, где количество операций превышало 1,5 тысячи в год. Академик Сергей Христианович и его коллеги разработали теорию образования и распространения двумерных трещин в коллекторе в качестве геометрической модели KGD трещины гидроразрыва пласта (Христианович и Желтов, 1955; Гирцма и де Клерк, 1969). Их достижения до сих пор используются при прогнозировании геометрии моделей гидроразрыва.

С тех пор было проведено много исследований по повышению эффективности гидроразрыва пласта, с акцентом на геометрию создаваемых трещин, а также их проводимость, что увеличивает проницаемость вблизи забоя скважины.

В 2009 году в статье [10] авторы для исследования взаимодействия трещин и объема закачиваемой жидкости использовали полуаналитическую псевдо-3D геомеханическую модель. Они обнаружили, что на сложность сети трещин и ее размеры влияет соотношение напряжений внутри пласта.

Weng и соавторы в 2011 году разработали аналитическую 3D-модель сети трещин в пласте с трещинами природного происхождения для определения размеров трещин; модель была разработана с помощью численного моделирования [11]. Результаты их моделирования показали, что на сложность гидроразрывной сети оказывают влияние количество естественных трещин и анизотропия напряжений в пласте [11].

Economides и Nolte [12] обобщили имеющиеся модели, такие как Planar 3D, псевдо 3D и общие 3D модели для описания трещин гидроразрыва пласта. Они

пришли к выводу, что создаваемые трещины всегда перпендикулярны минимальному напряжению в пласте.

Технология гидроразрыва пласта - это метод, при котором большие объемы воды и пропантов с небольшим объемом химических добавок закачивают под высоким давлением в низкопроницаемые пласты для увеличения притока жидкости в ствол скважины.

Гидравлические разрывы являются растяжимыми и создаются путем закачки жидкости под высоким давлением. Они распространяются в направлении минимальных, ранее существовавших, напряжений. Гидравлические разрывы предназначены для увеличения добычи из скважин на нефтяных и газовых месторождениях.

Актуальность

В настоящее время месторождение X находится на последней стадии разработки, и поэтому запасы нефти на нем довольно истощены. Трудноизвлекаемые нефтяные пласты - это нетрадиционные пластовые активы, которые в течение некоторого времени были в центре внимания крупных исследований в нефтяной промышленности в связи с глобальным сокращением традиционных пластов. Эти нефтяные пласты вскрываются путем создания гидравлических разрывов в пласте для увеличения проницаемости и затем продуктивности.

Но пока нет понимания влияния геометрии трещин на продуктивность пласта и на объемы потери нефти во время ее добычи. В связи с этим нет возможности минимизировать. Поэтому очень важно понять какие виды трещин дадут добыть больше нефти чем воды.

Цель работы

Целью данной диссертации является анализ влияния различных геометрий трещин на продуктивность месторождения X с учетом моделирования технологических параметров трещин скважин.

Задачи

1. Подробно рассмотреть теорию гидроразрыва пласта и механику трещинообразования.
2. Проанализировать влияние изменения ширины и полудлины трещин на продуктивность добычи нефти на месторождении X.
3. Определить оптимальную геометрию трещин для максимальной добычи нефти на месторождение X.

Глава 1. Общие сведения о месторождении X

Месторождение X было открыто в 1966 году и в течение трех лет было введено в разработку, то есть в 1969 году. После бурения трех разведочных скважин нефтеносные пласты Ю₁² и Ю₁³ оказались малопродуктивными пласта поэтому в 1970 году, геологоразведочных работ были приостановлены.

С 1980–1982 г., после детальных сейсмических исследований, начался второй этап геологоразведочных работ, подтвердивший промышленную нефтеносность пласта Ю₁³.

С 1991 года на месторождении ведутся геологоразведочные работы по уточнению его геологической модели, повышению категоризации запасов и получению дополнительных геолого–промысловых данных для составления технологической схемы разработки. Большая продолжительность этапа разведки объективно связана со сложностью геологического строения месторождения.

В частности, временное снижение темпов геологоразведочных работ было вызвано отрицательными результатами в ряде приводных разведочных скважин, где не было зафиксировано притоков нефти, причем в скважине № 192 был получен приток пластовой воды из основного продуктивного пласта Ю₁³⁻⁴, тогда как последующая корректировка геологоразведочных работ на основе новых представлений о геологической модели месторождения позволила пробурить несколько высокопродуктивных скважин в северо–западной части месторождения, резко повышать эффективность добычи значительных объемов нефти из запасов и существенно увеличивать оценка перспектив месторождения в целом.

Запасы нефти месторождения X составляют 121793 тыс. т. (84963 тыс.т. категории С₁ и 36830 тыс.т категории С₂) по согласе протокола ГКЗ, из них в Томской области 90911 тыс.т (58939 тыс.т. категории С₁ и 31972 тыс.т. категории С₂), в Омской области 30882 тыс.т. где 26024 тыс.т. является категории С₁ и 4858 тыс.т. – категории С₂.

Геологическое строение месторождения X сложное, и поэтому для решения многих проблем на месторождении была организована опытная

эксплуатация с использованием разведочных скважин и бурением ограниченного числа расчетных эксплуатационных скважин. Месторождение X разрабатывается двумя компаниями – ОАО "Томскнефть" и ОАО "Газпром нефть" на территории Томской области. Однако ряд нагнетательных скважин будет расположен вдоль границы двух регионов, которая формируется силами обеих компаний.

Территория месторождения X расположена в Томской области Каргасокского района, и только небольшой участок его юго-западной части, где расположены скважины № 200, 221, 220, входит в состав Омской области Западной Сибири, как показано на рис.1.1.

Ближайшие месторождения, которые находятся в разработке ОАО «Томскнефть»: Западно-Моисеевское, Лесмуровское, Двуреченское, (7км, 11 км, 16км на север соответственно), Игольско-Таловое нефтяное месторождение (77 км на юго-восток), мелкие месторождения – Тагайское (17 км на восток), Карайское (24 км на юго-восток). Ближайшие разведанные и подготовленные к разработке мелкие месторождения Федюшкинское (25 км на юго-восток), Западно-Карайское (10 км на юг).

В орогидрографическом плане месторождение X расположено в между речье рек Крапивная и Ягыл-Ях – правые притоки р. Васюган, впадающей в крупную водную артерию Западной Сибири – реку Обь. Более мелкие реки района – Большой и Малый Юнкуль – пересекает месторождение в его северной части. Гидрографическая сеть района рек Ягыл-Ях, Крапивная, Большой и Малый Юнкуль не представляет практического интереса для судоходства из-за небольшой ширины и глубины.

Наиболее крупная из перечисленных рек в районе р. Ягыл-Ях – достигает ширины 14 м, ее глубина не превышает 2 м. Ранее при освоении месторождения X р. Ягыл-Ях использовалась как судоходная река, для доставки грузов и оборудования. После завершения в 2009г строительства круглогодичной автодороги, необходимость использования реки как судоходной исчезло.

Вскрытие рек происходит в конце апреля, ледостав – во второй половине октября.

Климат района резко континентальный, с продолжительной суровой зимой и коротким теплым летом. Температура воздуха колеблется от -50°C (зимой) до $+30^{\circ}\text{C}$ (летом). По количеству выпавших среднегодовых атмосферных осадков (500 мм) район относится к зоне избыточного увлажнения. Снежный покров появляется в октябре и сохраняется до начала мая, его толщина достигает от 1 до 1,5 м.

Промерзаемость грунта составляет 0,8–1,6 м, болот около 0,4 м Рельеф района типично равнинный, слабовсхолмленный. Абсолютные отметки изменяются от +93 до +125 м, закономерно увеличиваясь с севера на юг. Характерны высокая (до 50–60%) заболоченность пойм рек и территории в целом, а также большое количество озер, развитых в южной части месторождения, к востоку от линии пробуренных скважин № 197–200.

Восточная и южная части месторождения покрыты смешанным редким лесом (береза, осина, сосна, ель, кедр). Мелкие месторождения – Тагайское (17 км на восток), Карайское (24 км на юго–восток), Федюшкинское (25 км на юго–восток), ЗападноКарайское (10 км на юг).

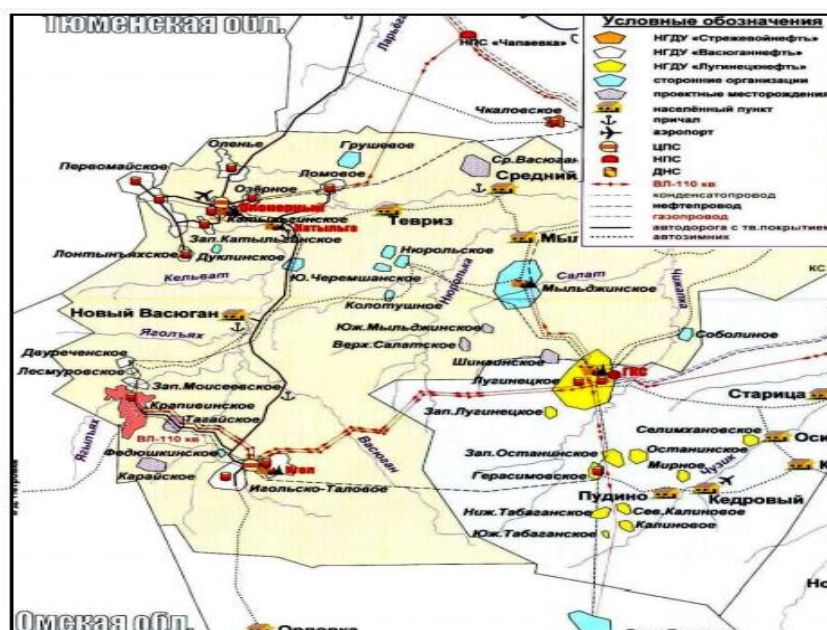


Рисунок 1.1 – Схема расположения нефтяного месторождения X Томской области

1.1 История освоения месторождения

Локальное поднятие на месторождении X было впервые обнаружено в ходе сейсморазведки в 1966 году, после чего через три года началось разведочное бурение. Были пробурены три разведочные скважины № 195, 196 и 198 (рисунок 1.2), однако они располагались в малопродуктивных нефтеносных пластах Ю₁² и Ю₁³, из-за чего в 1970 году геологоразведочные работы на этом участке были приостановлены.

После проведения в 1980–1982 годах детализационных сейсмических исследований, уточнивших строение собственно Крапивинского и выявивших юго–западнее его Западно–Крапивинское поднятие, начался второй этап геологоразведочных работ, подтвердивший промышленную нефтеносность пласта Ю₁³.

Впервые оперативная оценка запасов была выполнена в 1984 г. ПГО «Томскнефтегазгеология». С 1984 г. на уточненной структурной основе было пробурено 33 разведочных скважин, из них по основному продуктивному пласту Ю₁³ притоки нефти получены в 15 скважинах, притоки нефти с водой – в 8 скважинах, притоки воды – в 6 скважинах. По пласту Ю₁² получены, в основном, незначительные притоки нефти.

С 1991 г. разведочные работы на месторождении велись согласно «Проекта доразведки месторождения X» для уточнения его геологической модели, повышения категорийности запасов и получения дополнительных геолого–промысловых данных для составления технологической схемы разработки. В последующие годы по результатам поисково–разведочных работ прироста запасов осуществлялись практически ежегодно.

В 1995 г. на базе извлекаемых запасов, числящихся на Государственном балансе в количестве 32029 тыс. т по категории С₁ и 15067 тыс. т по категории С₂, институтом ОАО «ТомскНИПИнефть» составлен проект пробной эксплуатации, рассмотренный Центральной комиссией по разработке нефтяных

и нефтегазовых месторождений в 1997 г. (протокол № 2124 от 20.02.1997 г., г. Москва).



Рисунок 1.2 – Обзорная схема месторождения X

Согласно проекту в 1998г. начато разбуривание месторождения (р–н скважины № 201р) – месторождение введено в пробную эксплуатацию. С 2010г. начато пробное бурение южной группы месторождения X (р–н скважин № 218р. 233р).

По проекту пробной эксплуатации [1] предусмотрена треугольная сетка разбуривания (с расстоянием между скважинами 500 м) и площадная семиточечная система вытеснения. Пробную эксплуатацию предусмотрено было организовать на трех участках пласта Ю₁³ по площадной семиточечной системе вытеснения с расстоянием между скважинами 1000 м (районы скв. №№ 201р и 208р) и участка в районе скв. № 190 (рисунки 1.2) с расстоянием между скважинами 500 м. На период пробной эксплуатации общий проектный фонд состоял из 26 скважин, в том числе: 20 – добывающих, 3 – нагнетательных, 3 – водозаборных.

Протоколом ЦКР Минэнерго РФ утверждены следующие уровни добычи: 1997 г. – 25.1 тыс. т, 1998 г. – 137. тыс. т, 1999 г. – 231 тыс. т, 2001 г. – 240.4 тыс.т. Проект пробной эксплуатации стал основой для последующих работ по технико–

экономическому обоснованию ввода в промышленную разработку месторождения X, выполненных в 1996 – 1998 годах.

Запасы были представлены на рассмотрение в ЦКЗ и утверждены (протокол № 56–2001М от 18.01.2001 г. Москва). На 01.01.2001 года на государственном балансе РФ числились следующие запасы нефти[4]:

- балансовые по категории C_1 – 76520 тыс. т, извлекаемые 24234 тыс.т
- балансовые по категории C_2 – 28809 тыс. т, извлекаемые 8207 тыс.т, растворенного газа:
 - категории C_1 – 587 млн. м³, категории C_2 – 232 млн. м³

В настоящее время месторождение находится в эксплуатации двух недропользователей. Один из которых – ОАО «Томскнефть» завершил пробную эксплуатацию северной залежи, и начал пробную эксплуатацию южной части залежи, а второй недропользователь – ОАО «Газпром нефть» проводит пробную эксплуатацию юго–западной части залежи.[4].

На 01.01.2013 г. на государственном балансе РФ числятся уже следующие запасы нефти:

- балансовые по категории C_1 – 154865 тыс. т, извлекаемые 56746 тыс.т
- балансовые по категории C_2 – 3232 тыс. т, извлекаемые 857 тыс.т.

1.2 Геолого–физическая характеристика месторождения

Геологическое строение района месторождения X включает отложения двух структурных этажей: палеозойского складчатого фундамента и мезо–кайнозойского платформенного чехла. Отложения чехла лежат на денудированной и выветренной поверхности фундамента бесвязно, со стратиграфическим перерывом, вскрытым и изученным бурением поисково–разведочных скважин (рисунок 1.3).

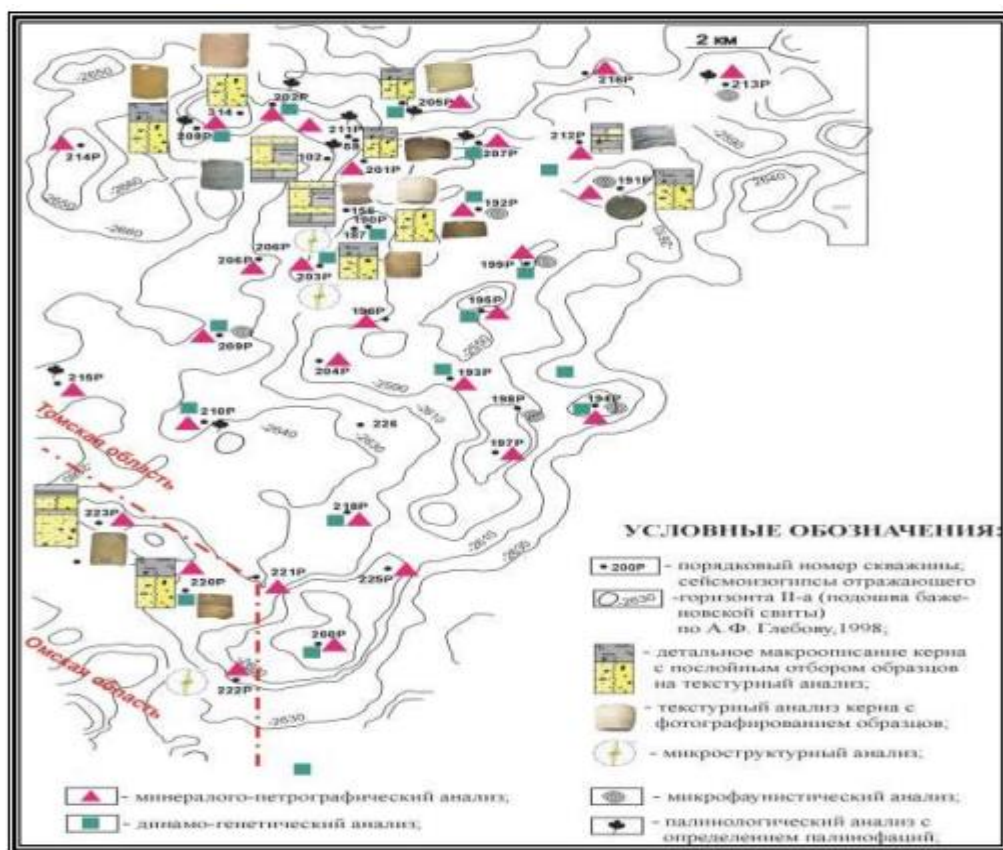


Рисунок. 1.3 – Схема литологической изученности

Стратиграфическое расчленение разреза осуществлено по данным глубоких скважин на основании корреляционных схем, утвержденных Межведомственным стратиграфическим комитетом.[2] Исследования были выполнены по представительной коллекции образцов керна (292 шт.) нефтенасыщенного коллектора пластов Ю₁² и Ю₁³, вскрытых различными скважинами на месторождении X.

Наиболее полные материалы получены по скважинам 187 (82 образца – интервал 2751.8 – 2787.6 м) и 222P (29 образцов – интервал 2736 – 2751.3 м). В скважине 187 пачка Ю₁³ В представлена в основании разреза песчаниками с тонкими прослоями алевроитового и глинистого материала характерна прерывистая горизонтальная слоистость за счет слюды, глинистого материала и растительного детрита.

Зачастую деформированные слюды выполняют промежутки между обломками пород. Цемент пленочно-поровый, поровый глинистый и глинисто-

гидроslюдистый. Породы данного интервала характеризуются низкими коллекторскими свойствами (пористость 0,45 %, проницаемость 2.4 мД).

Отложения пласта Ю₁³ проанализированы в интервале 2763,4 – 2781,2 м. В нижней части они представлены алевритами и мелкозернистыми песчаниками, в верхней – средне–крупнозернистыми песчаниками. В породах постоянно отмечается присутствие глинистого матрикса. Структура алевро–псаммитовая и псаммитовая.

Терригенный материал, слагающий алеврито–песчаные породы, в целом имеет полуугловатую, полуокатанную и окатанную форму зерен, хотя в нижней части встречаются и плохо окатанные.

В породах наибольшим развитием пользуются пленочнопоровый глинисто–гидроslюдистый и поровый каолиновый цементы, локально проявляется регенерационный полевошпатовый и кварцевый. Породы верхней части пласта характеризуются довольно высокими фильтрационно–емкостными свойствами (пористость 19,4–22,2% и проницаемость 12,9–292,4 мД).

Развитие пористости, по–видимому, можно связывать непосредственно с деформационными процессами – дробление, катаклазирование зерен и поровым выщелачиванием. Проведённый комплекс петрофизических и литологических исследований на контрольной коллекции образцов керна позволяет сделать следующие выводы:

- для баровых песчаников характерна слоистая микро и макронеоднородность, которая наиболее значительно проявляется в проницаемой части разреза, приуроченной к кровле резервуара;
- песчаные резервуары обладают пространственной (трёхмерной) анизотропией фильтрационно–емкостных свойств;
- пласт Ю₁³ в скважине 187 представлен, в основном, средnekрупнозернистыми песчаниками, обломочно–осадочный материал которых формировался в условиях волноприбойной деятельности морского побережья (устьевого бара).

Доюрские образования

Доюрские отложения вскрыты скважинами № 195Р и 200Р. Представлены они зеленокаменными измененными миндалевидными спиллитами, вверх по разрезу интенсивно выветрелыми, переходящими в кору выветривания. Вскрытая толщина изменяется от 80 до 107 м.

Юрская система

Юрские отложения в описываемом районе представлены разнофациальными осадками средней и верхней юры общей мощностью более 300 м. Они подразделяются на три свиты: тюменскую, васюганскую и баженовскую.

Тюменская свита

Континентальные отложения тюменской свиты залегают несогласно на размытой и выветрелой поверхности доюрских образований. Породы представлены неравномерно переслаивающимися темно–серыми и буроватосерыми, иногда полосчатыми аргиллитами, разнозернистыми полимиктовыми песчаниками различной крепости, крепкими алевролитами и каменными углями, распространены повсеместно. В полном объеме они вскрыты скважинами 195Р и 200Р. Мощность свиты 92 – 216 м.

Васюганская свита

Отложения васюганской свиты вскрыты всеми пробуренными скважинами в описываемом районе и залегает на глубинах 2600 – 2750 м. Свита сложена разнофациальными отложениями от морских до континентальных, которые формировались в процессе двух трансгрессий: верхнеюрско–валанжинской и кратковременного периода континентального режима осадконакопления между ними.

На месторождении X в объеме горизонта выделяется три пачки: надугольная – преимущественно песчаная, прибрежно–морская, трансгрессивная (пласт Ю₁²), межугольная – преимущественно глинистая, прибрежно–континентальная, трансгрессивнорегрессивная (пласт Ю₁ м) и подугольная – песчаная, прибрежно–морская, регрессивная (пласт Ю₁³). Пласты

Ю₁³ и Ю₁² нефтеносные. Мощность верхневасюганской подсвиты, составляет 27 – 41 м. Общая мощность васюганской свиты составляет 53 – 70 м.

Баженовская свита

Породы георгиевской свиты перекрываются глубоководно – морскими битуминозными аргиллитами темно–бурыми, плотными, крепкими, участками плитчатыми, иногда карбонатизированными, с включениями пирита и обломков раковин белемнитов, брахиопод пелеципод.

свиты 18 – 28 м.

1.3 Параметры продуктивных пластов и их неоднородности

Промышленная нефтеносность месторождения связана с терригенными отложениями регионально продуктивного горизонта Ю₁ – пластами Ю₁² над угольной толщи и Ю₁³ под угольной толщи, разделяющимися по всей площади непроницаемыми углисто–глинистыми отложениями пласта Ю¹ с толщиной 4–10 м.

Пласт Ю₁² – развит практически повсеместно по площади, вскрыт 151–й скважиной. В скважинах 194Р, 200Р, 300, 311, 309, 319, 330, 362 и 407 песчаник замещен глинистыми разностями.

Пласт Ю₁² по своему генезису относится к прибрежно–морским песчаникам и имеет покровный характер площадного развития. Керн отобран и проанализирован практически во всех разведочных скважинах, из эксплуатационных – в скв. 59, 102, 156, 187, 188, 314, 321, 387S. В пласте вскрыта одна залежь, которая распространена практически на всей территории поднятия, за исключением юго–восточного склона.

В целом, отмечается уменьшение толщины с запада на восток. Максимальные толщины – 4 – 6 м отмечаются на северо–западе залежи, в районе скважин 102 – 414. Опробование пласта проведено в большинстве разведочных скважин, в широком диапазоне абсолютных отметок нижних перфорационных отверстий (а.о.–2529.0 – 2639.0 м).

В большинстве опробованных скважин (№№ 190р, 191р, 192р, 193р, 197р, 199р, 201р, 203р, 210р, 211р, 222р, 226р) притоки безводной нефти составили от 0,2 до 3 м³ /сут при динамических уровнях от 534 до 112 м, лишь в отдельных скважинах (№196, 204, 207, 212) притоки оказались выше (от 4 до 17,4 м³/сут) при динамических уровнях 635 – 806 м. При опробовании в процессе бурения пласта Ю₂¹ скважины 218 при депрессии 14,6 МПа получено 0,2 м³/сут нефти, в скважинах 213 и 216 притока из него не получено при депрессии 11.5 МПа.

Коэффициенты продуктивности скважин низкие, варьируют от 0,07 м³/сут*МПа (скв.192Р) до 2,51 м³/сут*МПа (скв.203Р), составляя в среднем по 18 скважинам 0,5 м³/сут*МПа. В скважине 470S отмечена максимальная продуктивность – 4.9 т/сут*МПа. Газовый фактор 24 – 36 м³/м³. Пластовое давление – от 26,4 МПа (скв. 201Р) до 27,6 МПа (скв.207Р).

Пласт Ю₁³ является основным объектом разработки. Особенности геологического строения залежей нефти данного пласта являются: –локальное распространение залежей в пределах латерально развитого коллектора; – значительная изменчивость фильтрационно–емкостных свойств резервуара по разрезу и площади

Таблица 1.1–Геолого – физическая характеристика продуктивных пластов Месторождения X

Толщина	Наименование	Пласты			
		Зоны пласта Ю ₁ ¹⁻²	Зоны пласта Ю ₁ ^{3А}	Зоны пласта Ю ₁ ^{3Б}	Зоны пласта Ю ₁ ^{3В}
		по пласту в целом	по пласту в целом	по пласту в целом	по пласту в целом
Общая	Средняя, м	4,5	6	7,55	5,49
Эффективная	Средняя, м	2,6	5,8	6,5	4,74
Нефтенасыщенная	Средняя, м	2,6	5,8	6,83	4,4
Коэффициент песчанистости, доли ед.		0,867	0,940	0,881	0,9
Коэффициент расчлененности, доли ед.		2,11	1,28	1,22	1,31
Проницаемость, мкм ² x10 ⁻³		5,85	119,5	15,24	10,15
Пористость, доли ед.		0,14	0,171	0,154	0,150
Нефтенасыщенность, доли ед.		0,55	0,667	0,601	0,536

Глава 2. Введение в гидроразрыв пласта

Гидроразрыв пласта-это метод стимуляции скважин, который наиболее подходит для скважин в коллекторах с низкой и средней проницаемостью, которые не обеспечивают коммерческих темпов добычи, даже если повреждения пласта устраняются кислотными обработками. Работы по гидроразрыву пласта выполняются на скважинах с использованием тяжелого оборудования, включая грузовые насосы, блендеры, резервуары для жидкости и проппанты.

Работа по гидроразрыву пласта делится на две стадии: стадию нагнетания подушки (чистая жидкость без пески) и стадию суспензии. На стадии подушки в скважину закачивается жидкость для гидроразрыва пласта без проппанта. На стадии суспензии жидкость гидроразрыва смешивается с песком/проппантом в блендере, и смесь впрыскивается в трещину [5].

Жидкости гидроразрыва пласта обычно представляют собой либо ньютоновские, либо неньютоновские жидкости. Ньютоновские жидкости могут характеризоваться постоянной вязкостью при определенной температуре.

Поведение потока для ньютоновской жидкости может быть выражено следующим образом:

$$\tau = \mu\gamma \quad (2.1)$$

Здесь τ –напряжение сдвига, μ –вязкость жидкости, а γ –скорость сдвига (разность скоростей между плоскостями, деленная на расстояние между плоскостями).

Жидкости разрыва пласта, которые изменяют свою вязкость под действием приложенной силы, известны как неньютоновские жидкости, и эти жидкости включают Линейный гель, сшитый гель и геле-пенообразные жидкости.

Во время обработки гидроразрыва пласта жидкость проходит через широкие колебания сдвига и температуры, где жидкость испытывает самый высокий сдвиг на стадиях откачки. Оказавшись в трещине, сдвиг жидкости значительно уменьшается, но температура жидкости увеличивается до тех пор, пока не достигнет температуры пласта.

Реологические свойства жидкости гидроразрыва пласта измеряются с помощью вискозиметра [6].

Процедура гидроразрыва пласта включает в себя первую закачку 'подушки', которая в большинстве случаев представляет собой чистую жидкость, подобную воде, при давлении и скорости, достаточно высоких для инициирования и расширения трещин.

Хотя давление инициирования разрушения сильно зависит от наименьшего основного напряжения на месте, оно также зависит от механических свойств и прочности на напряженности пласта.

Во время закачки жидкости трещины остаются открытыми благодаря высокому давлению закачиваемой жидкости. Как только закачка прекращается, происходит истощение давления и трещины начинают закрываться, поскольку жидкость для разрыва пласта теряется либо из-за утечки жидкости в пласт, либо из-за потока жидкости обратно в ствол скважины.

Чтобы трещины оставались открытыми и проницаемыми для потока пластовой жидкости в ствол скважины, вслед за подушкой закачивается суспензия, представляющая собой жидкость, смешанную с проппантом.

После обработки перелома прогнозирование размеров созданного перелома становится следующей важной задачей. Хабберт и Уиллис (1957) пришли к выводу, что большинство подземных трещин являются вертикальными, они распространяются перпендикулярно направлению наименьшего главного напряжения, а их геометрия количественно определяется высотой, полудлины/радиуса и шириной, и это исследование было поддержано многими другими [7].

- Полудлина трещины – это расстояние от ствола скважины до одной из вершин трещины,
- ширина трещины – это расстояние между двумя гранями трещины,
- высота трещины – это расстояние между верхней и нижней частями трещины для вертикальных трещин.

Эти параметры имеют решающее значение для оценки того, какой прирост добычи может быть получен в результате процесса гидроразрыва пласта.

Основная задача инженеров состоит в том, как вывести эти геометрические величины для любой заданной обработки гидроразрыва пласта и механических свойств пласта.

Давление жидкости заставляет трещину расширяться в неповрежденный массив породы, как показано на рисунке (2.1).

Процесс роста гидроразрыва является сложным методом, так как предсказать геометрию создаваемых трещин невозможно, однако они создаются в направлении минимальных напряжений в пласте.

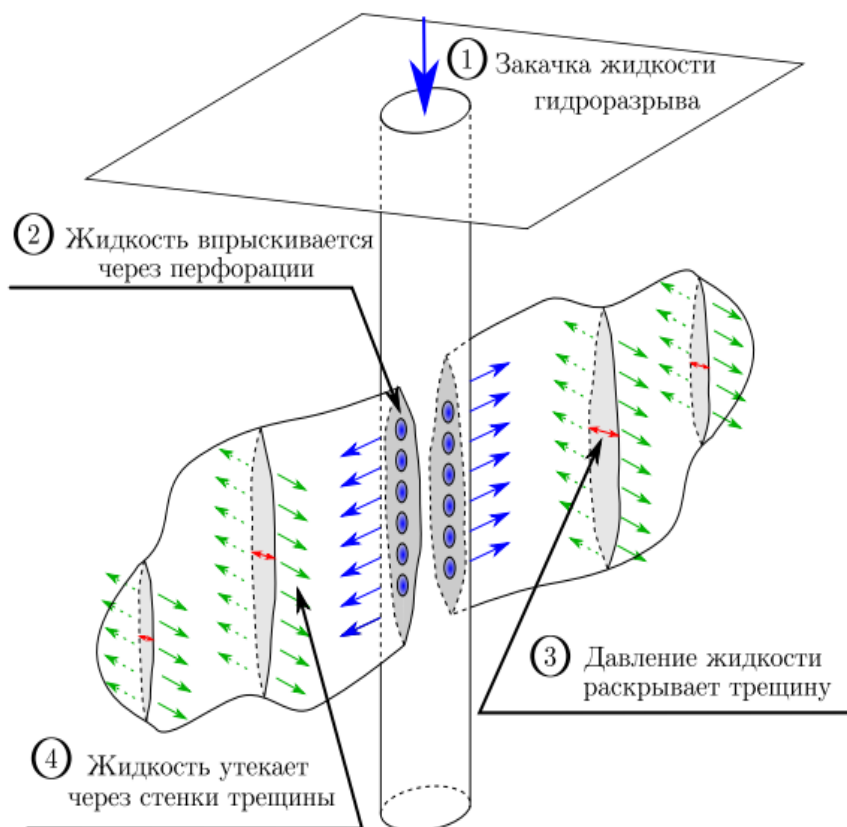


Рисунок 2.1 – Процесс технологии гидроразрыва [8]

2.1 Цель гидроразрыва пласта

Причиной внедрения технологии гидроразрыва пласта является;

- Доступ к нефти и газу, захваченным в пласте пласта, путем повышения проницаемости пласта.

- Повышение эффективности добычи нефти и природного газа из пласта.
- Увеличение дебита скважины, тем самым изменяя скорость снижения добычи.
- Оптимизировать работу скважины и отрицать значение скин-фактора.

2.2 Выбор скважины для проведения ГРП

Как правило, технически неисправные скважины, а также скважины, расположенные вблизи водоносного контура или от газовой шапки, не рекомендуются для проведения гидроразрыва пласта.

Скважины, которые лучше всего рекомендуются для гидроразрыва пласта, следующие:

- Скважины с низкой продуктивностью
- Скважины с высоким пластовым давлением, но с низкой проницаемостью пласта.
- Скважины с загрязненным забоем.
- Скважины с высоким газовым фактором (по сравнению с окружающими).
- Нагнетательные скважин с низкой приемистостью.
- Нагнетательные скважин для расширения интервала поглощения

2.3 Технологический процесс и план его проведения ГРП

Перед проведением гидроразрыва пласта существует перечень технических и технологических процессов, которые выполняются. Эти процессы

1. Закупорка скважины.
2. Проведение полевых и геофизических исследований с целью определения состояния эксплуатационной колонны и профиля расхода жидкости.
3. Выполнение скребкования с помощью скребка и промывки скважины для удаления загрязнений, таких как песок, который мог осесть на дне скважины.

4. Установка устьевого головки скважины гидроразрыва пласта.
5. Опускания пакеров на насосно-компрессорную трубу и распаковки ее для герметизации измеренных точек в скважине.
6. Опрессования затрубного пространства для повышения давления в эксплуатационной колонне.
7. уточнение места расположения рабочих мест и их ответственности за объекты;
8. разъяснение любых вопросов как возникают.

Во время гидроразрыва пласта, жидкости для гидроразрыва с минимальной вязкостью сначала закачиваются в скважину, и регистрируется около 3 режимов работы одной насосной установкой и время приема каждого режима. Затем скорость закачки жидкостей постепенно увеличивается для нескольких единиц и также регистрируется значение 4-го коэффициента приемистости.

Это продолжается до последнего режима впрыска, когда коэффициент приемистость намного выше, чем первые зарегистрированные значения. В этом случае делается вывод о разрыве пласта и появлении трещин.

Если после нескольких попыток закачки, коэффициент приемистости не увеличивается, тогда вязкость жидкости для гидроразрыва повышается.

После образования трещин вводят пропанты, в основном песок, чтобы сохранить трещины открытыми. Они удерживаются на месте с помощью песчаных пробок. До тех пор, пока давление на поверхности не упадет до атмосферного, устье скважины остается закрытым.

Давление проверяется в трубопроводе высокого давления и блоке коллектора при закрытом устьевом задвижке. Через несколько минут клапан на устье открывается для сброса избыточного давления в скважину, а затем закрывается. Затем линия высокого давления проверяется и осматривается на наличие утечек и негерметичности.

После этого линия снова обжимается, после чего команда гидроразрыва пласта открывает устьевой задвижки, занимает рабочие места персоналом и готовится в течение минуты до начала гидроразрыва пласта.

Руководитель работ по радио дает команду всем насосным агрегатам, которые должны быть введены в эксплуатацию, включая блендер. Затем операторы насосных агрегатов должны следить за показаниями приборов, регистрирующих работу двигателей и насосов, а также смазку насосных штанг. Руководитель работ немедленно уведомляется по радио, если есть какие-либо несоответствия или незначительные несчастные случаи.

Оператор работ должен регистрировать основные параметры во время работы, включая давление и скорость закачки, объем жидкости, закачиваемой в пласт и давление в затрубном пространстве скважины.

В соответствии с требованиями экологической безопасности после гидроразрыва пласта проводятся следующие мероприятия:

1. Насосные агрегаты промывают соленой водой и выбрасывают в желоб.
2. Гели из шлангов сливаются в специальные поддоны, прежде чем они будут разобраны из линий.
3. Неиспользованные гели т.е осадки хранятся в специальном контейнере для дальнейшего использования в случае необходимости.
4. Трубы и шланги, отсоединенные от трубопроводов, очищаются путем пропаривания специальной чистящей пеной.
5. Оборудование, используемое для операций гидроразрыва пласта, обслуживается и перемещается в соответствии с инструкциями по эксплуатации.
6. Сточные воды удаляются в соответствии с экологическими стандартами удаления сточных вод.

Глава 3 Механика Трещинообразования

3.1 Режимы подземных напряжений в пласте

Пласт на глубине находится в напряженном состоянии, характеризующемся тремя основными напряжениями: вертикальным (геостатическое σ_1/S_v), являющимся наибольшим в случае глубокозалегающего пласта (более 500 м), и двумя горизонтальными – большим (σ_2/S_{Hmax}) и меньшим (σ_3/S_{hmin}).

На рисунке (3.1) показаны эти напряжения и их ориентация. Относительная величина главных напряжений по отношению друг к другу диктует режим подземных напряжений, а затем и направление распространения индуцированных трещин ([13],[15],[16]).

Согласно Андерсону (1995) [14], существуют три основных режимы подземных напряжений в пласте:

- Нормальный режим напряжения разлома ($S_v(\sigma_1) > S_{Hmax}(\sigma_2) > S_{hmin}(\sigma_3)$)
- Обратный (упорный) режим напряжения разлома ($S_{Hmax} > S_{hmin} > S_v$)
- Ударно-скользящий режим разлома напряжений ($S_{Hmax} > S_v > S_{hmin}$)

Каждый из этих трех режимов индуцирует соответствующее ему тектоническое движение разлома. Например, нормальные разломы генерируются, когда существует нормальный режим напряжений разлома. В соответствии с их величинами они также обозначаются σ_1 , σ_2 и σ_3 от самых сильных до самых слабых.

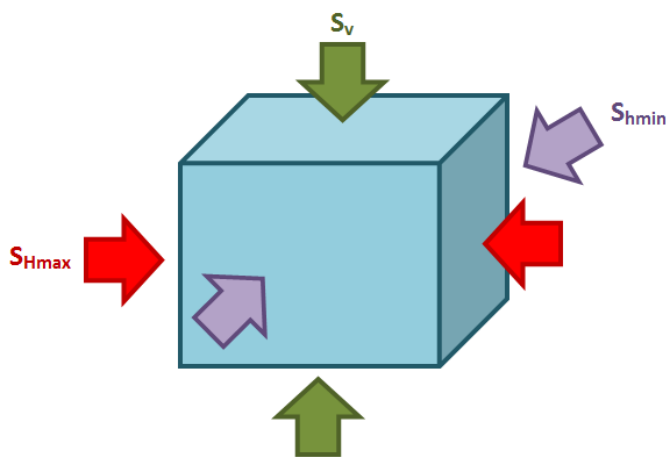


Рисунок 3.1 – Основные напряжения действующие в пласте[19].

Когда материал пористый и в порах присутствует жидкость под давлением, это поровое давление противодействует тектоническим напряжениям. В этом случае вместо абсолютных тектонических напряжений должны рассматриваться эффективные главные напряжения, которые обозначаются σ_i ,

$$\sigma_i = S_i - p_p \quad (3.1)$$

где S_i – соответствующее подземное основное напряжение, а p_p – поровое давление.

3.2 Режимы раскрытия трещины

Существует три режима распространения трещины, показанные на рисунке (3.2). Режим I относится к трещинам, где нормальное направление напряжений перпендикулярно поверхности трещины, заставляя трещину распространяться в направлении плоскости трещины.

Трещины режима II распространяются между гранями трещин и соответствуют плоскостным сдвиговым силам.

Трещины III типа-это сдвиговые смещения, параллельные плоскости трещины, вызванные внеплоскостным сдвигом. В некоторых случаях трещина проявляет признаки более чем одного режима, что приводит к смешанным режимным трещинам.

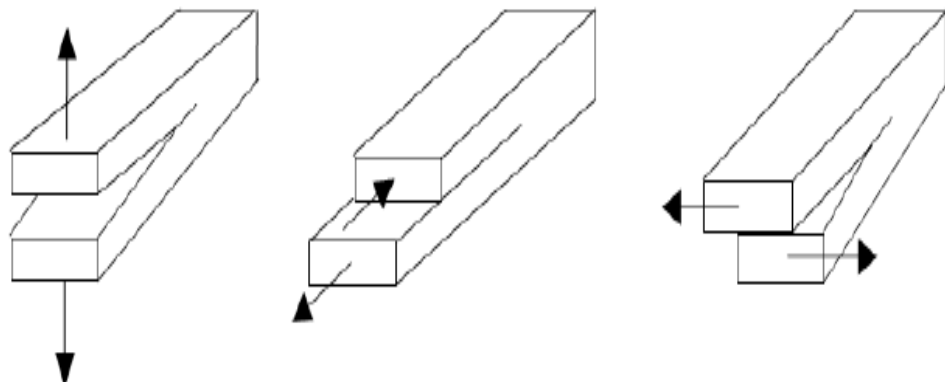


Рисунок 3.2 – Три режима разрушения. Слева направо: Режим I, Режим II и Режим III [19]

3.2.1 Инициирование, распространение и закрытие трещин

Режим I “открытый режим” трещины открываются против минимального (наименьшего сжимающего) главного напряжения σ_3 , то есть распространяются в направлении, перпендикулярном минимальному напряжению.

Распространение множественных трещин в горизонтальном стволе скважины предполагается режимом I. Ориентация ствола скважины (горизонтальная боковая) по отношению к минимальному напряжению определяет, будут ли создаваемые трещины продольными или поперечными ([13],[15]). На рисунках 3.3а и 3.3б показаны продольные и поперечные конфигурации трещин соответственно.

При закачке жидкости гидроразрыва давление в перфорационных отверстиях увеличивается. Когда давление в стволе скважины становится равным давлению разрушения породы, создается трещина, из которой начинает распространяться трещина. На рис. 3.4 показано начало разрушения при повышении давления в стволе скважины выше критической точки.

В ряде исследований на протяжении многих лет были предложены различные уравнения для расчета давления иницирующего поперечного разрушения, например, Hubbert & Willis (1957)[17] и Hoek & Brown (1980)[18].

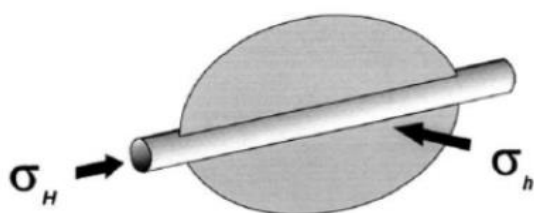


Рисунок 3.3а –

Продольная конфигурация

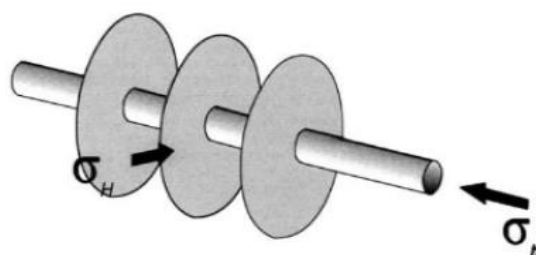


Рисунок 3.3б –

Поперечная конфигурация

Во время обработки гидроразрыва внимательно контролируется забойное давление и расход нагнетаемой жидкости. Как показано на рис. 3.5, при постоянной скорости нагнетания, забойное давление линейно возрастает со

временем до точки, где оно становится нелинейным, когда давление начинает фильтровать в пласт.

Давление, при котором начинается утечка, известно как давление утечки [19]. Несмотря на утечку, давление продолжает расти до тех пор, пока пород в конце концов не разрушается и не образуется трещина. Это давление разрушения породы. За пределами этой точки дальнейшая закачки заставляет трещину расширяться от индуцированной трещины.

Давление, необходимое для расширения, – это давление распространения трещины, которое ниже как давления утечки, так и давления разрушения.

Когда закачки прекращается, давление внутри трещины начинает снижаться, и она закрывается, если только проппант не закачивается внутрь, чтобы держать ее открытой.

Напряжение закрытия трещины приблизительно равно минимальному основному напряжению σ_3 . Объем трещины начинает увеличиваться после разрушения породы и продолжает увеличиваться в процессе распространения трещины.

В конечном итоге он либо асимптотирует до максимального значения после снижения давления, если проппант был закачан (как показано на рисунке. 3.5), либо возвращается к нулю, когда трещина закрывается, если проппант не был закачан.

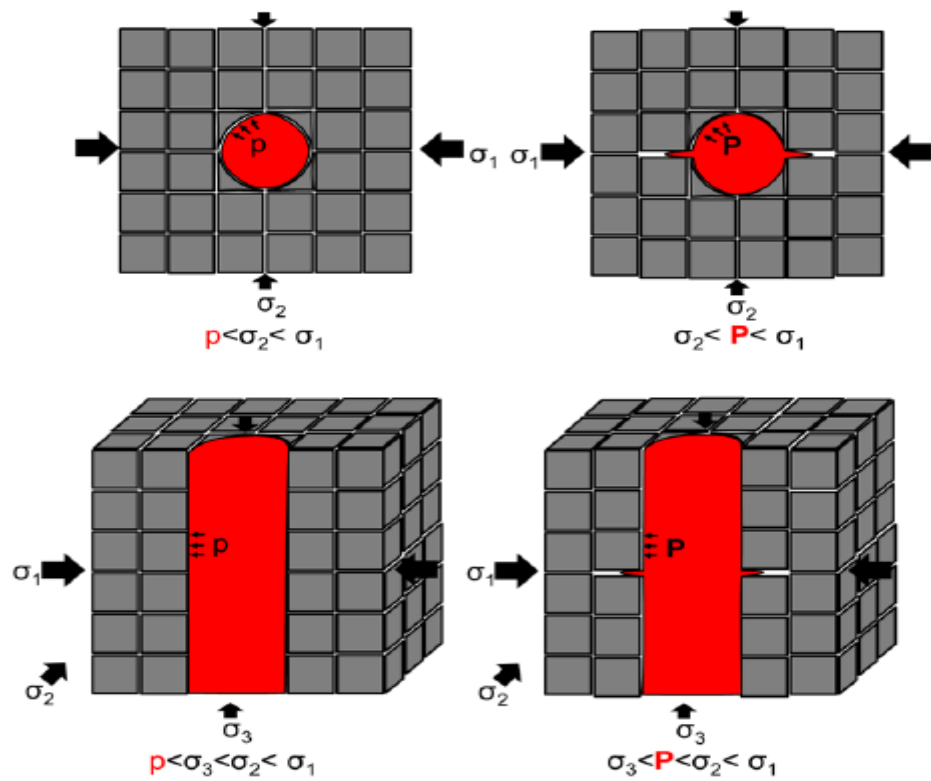


Рисунок 3.4 – Индуцированное начало гидроразрыва, когда давление в стволе скважины (p) становится больше минимального напряжения $\sigma_3(P)$.

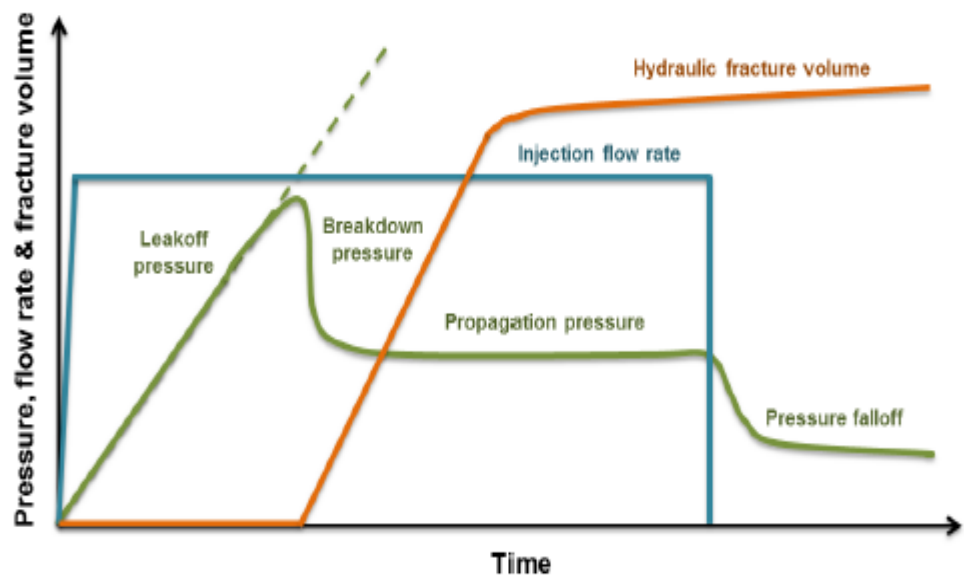


Рисунок 3.5 – Идеализированные параметры в зависимости от графика времени при обработке гидроразрыва пласта

Моделирование давления, необходимого для инициирования трещины в зависимости от напряжений вблизи ствола скважины, было разработано Hubbert

and Willis (1957) [17] с использованием концентраций напряжений Kirsch (1898) [20] на стенке ствола скважины и модифицировано Haimson and Fairhurst (1967) [21] для учета порового давления и потока жидкости.

Уравнение для пробивного давления в нормальном режиме разломных напряжений имеет следующий вид:

$$P_b = S_{hmin} - 3S_{Hmax} + T - p_p \quad (3.2)$$

$$P_{закрытие} = S_{hmin} = p_p = \sigma_{hmin} \quad (3.3)$$

Где T – предел прочности материала на растяжение, P_b – пробивное давление, p_p – поровое давление в пласте,

Это предполагает вертикальное воздействие открытой скважины, вертикальную плоскостную ориентацию трещины (нормальный режим разломных напряжений), однородную и изотропную породную матрицу, которая проявляет линейно-упругую деформацию породы и подчиняется критерию разрушения растягивающего напряжения.

Предполагая, что порода непроницаема, а также имеет нулевое поровое давление, то предел прочности при растяжении теоретически может быть вычислен с помощью выражения:

$$T = P_b + 3S_{Hmax} - S_{hmin} \quad (3.4)$$

3.3 Поток жидкости в гидравлические трещины

Модель течения предсказывает давление жидкости, которое приводит к распространению трещины с определенными реологическими свойствами жидкости и возможностью потери жидкости. Трещины представляют собой плоские объекты, ширина которых значительно меньше их длины, поэтому поток жидкости протекает только в плоскости трещины без компонентов по всей поверхности трещины.

Кроме того, ламинарное течение обычно предполагается таким образом, что в предположении плоской геометрии поток жидкости следует кубическому закону уравнения Пуазейля, а также управляется уравнением Рейнольдса из

теории смазки (Batchelor 1967). Для двумерного разрушения в плоскости x,y кубический закон и уравнение Рейнольдса показаны ниже.

$$q_{fx} = -\frac{\omega^2}{12\mu} \frac{\partial p_f}{\partial x} \quad (3.5)$$

$$q_{fy} = -\frac{\omega^2}{12\mu} \frac{\partial p_f}{\partial y} \quad (3.6)$$

$$\frac{\partial \omega}{\partial t} + \frac{\partial(\omega q_{fx})}{\partial x} + \frac{\partial(\omega q_{fy})}{\partial y} - ql = q_{fs} \quad (3.7)$$

q_{fx}, q_{fy} – это компоненты x и y потока текучей среды, q_{fs}, ql это скорость потока закачки и скорость утечки соответственно, а ω - апертура трещины.

Уравнение (6,7) аналогично уравнению Пуазейля для потока жидкости между параллельными пластинами. Следовательно, проницаемость трещины равна $k_f = \frac{\omega^2}{12}$.

Уравнение (3.7) – это уравнение непрерывности, описывающее локальное сохранение массы в трещине.

Учитывая, что трещина может иметь различную ориентацию вдоль различных точек на ее поверхности, градиент поверхности и дивергенция поверхности необходимы для проецирования классического градиента и дивергенции на плоскость трещины.

Это устранил вклад нормального компонента этих операторов, перпендикулярных граням трещины. Таким образом, используя эти операторы, уравнения течения трещины могут быть представлены в общем виде для любой ориентации поверхности трещины, как показано ниже[22,23].

$$\vec{q}_f = -\frac{\omega^2}{12\mu} \nabla_\Gamma p_f \quad (3.8)$$

$$\frac{\partial \omega}{\partial t} + \nabla_\Gamma * (\omega \vec{q}_f) + ql = q_{fs} \quad (3.9)$$

$\nabla_\Gamma p_f, \nabla_\Gamma * \omega \vec{q}_f$ – это градиент поверхностного давления и поверхностная дивергенция потока жидкости.

Утечка – сложный процесс, и математическое описание ее поведения не является тривиальной задачей. Широко используемая модель Картера предполагается, что утечка является одномерной и перпендикулярной

поверхности трещины. Согласно Adachi, Siebrits и Desroches (2007) [24], это приближение является разумным при условии, что трещина распространяется достаточно быстро, чтобы неортогональная утечка была незначительной.

Хотя модель Картера хорошо работает в низкопроницаемых пластах, Van de Noek (2000) [25] отмечает, что в высокопроницаемых пластах скорость утечки может быть высокой по сравнению со скоростью распространения трещин.

В этих условиях модель утечки 1D будет недостаточной для того, чтобы охватить поперечную картину потерь жидкости.

3.3.1 Течение пластовой жидкости, деформация пласта и пороупругость

Потеря жидкости из трещины в пласт помимо снижения эффективности жидкости также вызывает так называемые пороупругие эффекты в порах пласта.

Пороупругие эффекты отражают взаимодействие между деформацией пористой среде и диффузией порового флюида, а также увеличение давления в стволе скважины при разрыве пласта, когда пороупругость не учитывается.

Это связано с тем, что потеря жидкости в области, прилегающей к трещинам, вызывает расширение пороупругой среды, которая затем создает сжимающее напряжение, действующее против трещины. Это созданное сжимающее напряжение называется обратным напряжением.

Результатом является увеличение давления жидкости для заданного объема закачиваемой жидкости. Согласно Aghighi (2007) [26], обратное напряжение также замедляет рост трещин, и в результате более высокое давление обработки приводит к большей потере жидкости.

Другие эффекты пороупругости на гидроразрыв пласта включают увеличение давления разрушения горных пород, давление разрушения выше минимального напряжения на месте и уменьшение апертуры трещины, которое является прямым следствием обратных напряжений, действующих на трещины.

Важно отметить, что пороупругие эффекты менее значимы при гидроразрыве пласта с высоковязкими жидкостями и в деформирующих средах

с низкой проницаемостью, так как потери жидкости в этих условиях минимизируются.

Взаимное взаимодействие между диффузией жидкости и деформацией пласта рассматривается линейной теорией пороупругости, разработанной Биотом (1941). Теория состоит из набора двух уравнений f : уравнения равновесия с определяющими соотношениями для деформации твердого тела и уравнения неразрывности с законом Дарси для диффузии жидкости в резервуаре. Уравнения могут быть записаны как упругое уравнение Навье с членом связи для порового давления и как уравнение диффузии для порового давления с членом связи для расширения.

$$G\nabla^2 u_i + \frac{G}{1-2\nu} u_{k,ki} = \alpha p_{r,i} - F_i \quad (3.10)$$

$$\frac{\partial p_r}{\partial t} - kM\nabla^2 p_r = -\alpha \frac{M\partial \epsilon_{vol}}{\partial t} + Mq_{rs} \quad (3.11)$$

Где G, ν, F_i, α и \vec{u} модуль сдвига, коэффициент Пуассона, сила тела, коэффициент Биота и вытеснение соответственно в то время как $k, M, \epsilon_{vol}, q_{rs}$ и p_r проницаемость, модуль Биота, объемная деформация, термин источника жидкости и пластовое давление соответственно.

Уравнения (3.10) и (3.11) включены в моделирование гидроразрыва пласта для учета влияния пороупругости на гидроразрыв пласта.

Управляющие уравнения

Физика распространения гидроразрыва определяется законами течения жидкости и тепла через пористые среды, деформации горных пород и раскрытия хрупких трещин. Этот раздел посвящен теоретическим основам и управляющим уравнениям распространения трещин в пористых средах. [27]

а. Поток жидкости

Уравнение течения сжимаемой однофазной жидкости получается путем объединения уравнения сохранения массы:

$$\frac{\partial(\rho_f \phi)}{\partial t} + \nabla(\rho_f V) - q = 0 \quad (3.12)$$

с законом Дарси:

$$V = -\frac{k}{\mu_f} (\nabla p - \rho_f g) \quad (3.13)$$

что в конце дает:

$$\frac{\partial(\rho_f \varphi)}{\partial t} - \nabla * \left[\rho_f * \frac{k}{\mu_f} (\nabla p - \rho_f g) \right] - q = 0 \quad (3.14)$$

Где p – давление флюиды, p -давление жидкости, v – скорость жидкости, ρ_f и μ_f – плотность и вязкость жидкости, φ – пористость пласта, k – тензор проницаемости, q – исходный член и g – вектор силы тяжести.

в. Поро-Эластичность

Это теория, описывающая взаимодействие между пористыми средами и протекающей через них жидкостью. Уравнения пороупругости связывают деформации твердой матрицы с напряжениями в твердых телах и давлением жидкости. Отправной точкой в получении механической формулировки является уравнение сохранения импульса для твердых пород и порового флюида:[27]

$$\nabla \sigma + \rho g = 0 \quad (3.15)$$

где σ - суммарный тензор напряжений.

Адаптируя теорию бесконечно малых деформаций, тензор деформаций ‘ ε ’ может быть выражен через вектор смещения ‘ u ’ следующим образом:

$$\varepsilon = \frac{1}{2} (\nabla u + \nabla^T u) \quad (3.16)$$

Большая часть поро-упругой теории исходит из работы Био. В нем говорится, что деформация поро-упругих сред вызвана изменением эффективного напряжения σ'' , которое связано с общим напряжением σ давлением жидкости ‘ p ’ и коэффициентом биота α :

$$\sigma = \sigma'' - \alpha I p \quad (3.17)$$

где I -матрица идентичности. Выражение (6) может быть дополнительно расширено путем включения определяющего соотношения между эффективным напряжением σ'' и тензор деформаций ε с помощью матрицы касательной жесткости четвертого порядка K :

$$\sigma - K := \sigma'' \varepsilon - \alpha I p \quad (3.18)$$

с. Математическая модель

Математическая модель использовано в моделирование трещины в Python решает уравнения классической линейной упругой задачи гидравлического трещины для трехмерного плоского разрушения. Управляющие уравнения для такого класса задач:

Два фундаментальных уравнения управляют раскрытием трещины $w(x, t)$ и давлением жидкости $p_f(x, t)$ (или эффективным давлением $p_{net} = p_f - \sigma_0$): нелокальное уравнение упругости и нелинейное уравнение смазки Рейнольдса.

Вместе с граничными условиями на $C_c(t)$ и $C_f(t)$ и начальными условиями они дают полную постановку эволюции задачи. Для упрощения этих уравнений введены три комбинации параметров материала:

$$E' = \frac{E}{1-\nu^2}; \quad K' = 4\left(\frac{2}{\pi}\right)^{\frac{1}{2}} K_{IC}; \quad \mu' = 12\mu \quad (3.19)$$

где E' –модуль плоской деформации; K' – вязкость разрушения или трещиностойкость, K_{IC} – коэффициент интенсивности напряжений.

d. Смазка

Модель смазки описывает поток вязкой жидкости в трещине, который достаточно медленный, чтобы можно было пренебречь любыми инерционными эффектами. Приближение смазки приводит к нелинейному уравнению Рейнольдса (Batchelor 1967) [28], который получается путем объединения закона Пуазейля для потока жидкости, q , уравнении (4),

$$\frac{\partial w}{\partial t} = \frac{1}{\mu'} \nabla * (w^3 \nabla p_f) + Q(t) \delta(x) \quad x \in A_f(t) \quad (3.20)$$

$$q = - \frac{-w^3}{\mu'} \nabla p_f, \quad (3.21)$$

с уравнением непрерывности,

$$\frac{\partial w}{\partial t} + \nabla q = Q(t) \delta(x) \quad (3.22)$$

В уравнении (3.20) гравитацией пренебрегают, потому что она играет незначительную роль в классе рассматриваемых здесь проблем. Граничное условие в точке нагнетание вводится непосредственно через сингулярный член $Q(t) \delta(x)$.

е. Модель утечки Картера

При обработке гидроразрыва пласта обычных нефтяных и газовых пластов потери жидкости из трещины считаются 1D-независимым от давления процессом. Эта модель инфильтрации, обычно называемая утечкой Картера (Carter 1957) [29], выражается следующим образом:

$$g(x, t) = \frac{2C_L}{\sqrt{t-t_0(x)}} \quad (3.23)$$

где g —скорость инфильтрации с обеих сторон трещины, $t_0(x)$ — время, в течение которого фронт трещины (предполагаемый здесь таким же, как и фронт жидкости) проходит через точку x , с C_L , обозначающим обычный коэффициент утечки Картера (в единицах $LT^{1/2}$). Обычные допущения, приводящие к модели Картера, заключаются в том, что:

(а) жидкость для гидроразрыва наносит тонкий слой относительно низкой проницаемости, известный как фильтрационной корки (обычно смесь плотных полимеров, химических добавок и твердых частиц) на внутренние поверхности трещины со скоростью осаждения, пропорциональной скорости утечки, и (б) фильтрат (фракция жидкости для гидроразрыва, которая просачивается через фильтрационной корки) имеет достаточную вязкость, чтобы полностью вытеснить жидкость, уже присутствующую в порах породы (Settari 1985) [12]).

Картер сформулировал материальный баланс в терминах расхода. В любое время впрыска t скорость впрыска, поступающая в одно крыло трещины, равна сумме различных скоростей утечки плюс скорость роста объема трещины. Следовательно, скорость впрыска может быть сбалансирована;

$$\frac{q_i}{2} = 2 \int_0^1 \frac{C_L}{\sqrt{t-\tau}} \left(\frac{dA}{dt}\right) d\tau + (w + 2S_p) \frac{dA}{dt} + A \frac{dw}{dt} \quad (3.24)$$

Где q_i -общая скорость нагнетания, C_L -общий коэффициент утечки, время открытия, при котором начинается фильтрация, S_p -потери на спэрте.

Картер решил упрощенный вариант материального баланса и получил аналитическое решение для постоянной скорости закачки, пренебрегая тем, что ширина увеличивается при росте трещины. Решение дается на уравнения (3.24);

$$A(t) = \frac{(w+2S_p)q_i}{8C_L^2\pi} \left[\exp(\beta^2) \operatorname{erfc}(\beta) + \frac{2\beta}{\sqrt{\pi}} - 1 \right] \quad (3.25)$$

$$\beta = \frac{2C_L\sqrt{\pi t}}{w+2S_p} \quad (3.26)$$

Где A – площадь поверхности трещины для любого заданного времени впрыска t и ширину трещины. поскольку ширина \bar{w} в приведенном выше уравнении считается постоянной, ее можно заменить средней шириной трещины w , развившейся в конце закачки.

3.4 Основные типы геометрии трещины

В литературе существует множество аналитических и численных моделей для оценки размеров трещин, распространения и рецессии. В литературе существует множество аналитических и численных моделей для оценки размеров трещин, распространения и рецессии. К ним относятся двумерные, трехмерные и псевдо-трехмерные.

Геометрия трещины в действительности является более сложной, чем простая геометрия, описанная в этих моделях, и определяется многими параметрами, связанно с механикой горных пород, внутренними напряжениями и используемыми жидкостями. Тем не менее, эти модели широко используются в промышленности и широко признаны в качестве приемлемого приближения для оценки размеров трещин[30-32].

В инженерных моделях распространения трещины, создаваемой под действием гидравлического давления, сочетаются упругость, течение флюидов, материальный баланс, а также (в некоторых случаях) дополнительный критерий распространения. Если такой модели задать историю нагнетания жидкости, она должна предсказать поведение размеров трещины и забойного давления во времени.

Для целей проектирования может быть достаточным приближенное описание геометрии, так что очень полезны простые модели, предсказывающие длину и среднюю ширину трещины в конце нагнетания.

Модели, предсказывающие эти два измерения, тогда как третье — высота трещины — зафиксировано, называются двумерными (2D) моделями. Если

постулируется, что поверхность трещины распространяется радиально, то есть, высота не фиксирована, то такая модель тем не менее считается двумерной (два измерения — это радиус и высота трещины).

Есть две известные двумерные 2D аналитические модели широко использованные в нефтегазовой отрасли. Они называются модели Уравнение Перкинса-Керна-Нордгрена (РКН) и Уравнение Христиановича-Желтова Геертсма-деКлерка (КГД).

3.4.1 Уравнение Перкинса-Керна-Нордгрена

Модель РКН принимает форму трещины эллиптического сечения; высота трещины постоянна и длина трещины (x) значительно больше, чем ширина трещины ($w_0(x)$). РКН принимается, что условие плоской деформации сохраняется в каждой вертикальной плоскости, нормальной к направлению распространения. Получили профиль ширины эллипса в виде;

$$w_0(x) = w_{w,0} \left(1 - \frac{x}{x_f}\right)^{1/4} \quad (3.27)$$

где максимальная ширина эллипса у скважины $w_{w,0}$, (см. Рис. 3.6) задается выражением;

$$w_{w,0} = 3,57 \left(\frac{\mu q_i x_f}{E'}\right)^{1/4} \quad (3.28)$$

где x — расстояние от центра трещины, — x_f — полудлина (расстояние от фронта до центра) E' - модуль плоской деформации, q_i - Темп нагнетания жидкости.

Это уравнение ширины Перкинса-Керна [30]. показывает влияние темпа нагнетания (q_i), вязкости и модуля сдвига на ширину, если достигнута данная длина трещины. Зная максимальную ширину у скважины, мы можем рассчитать среднюю ширину, при умножении ее на постоянный коэффициент формы, γ

$$\bar{w} = \gamma w_{w,0}, \quad (3.29)$$

$$\text{Где } \gamma = \frac{\pi}{4} \cdot \frac{4}{5} = \frac{\pi}{5} = 0,628 \quad (3.30)$$

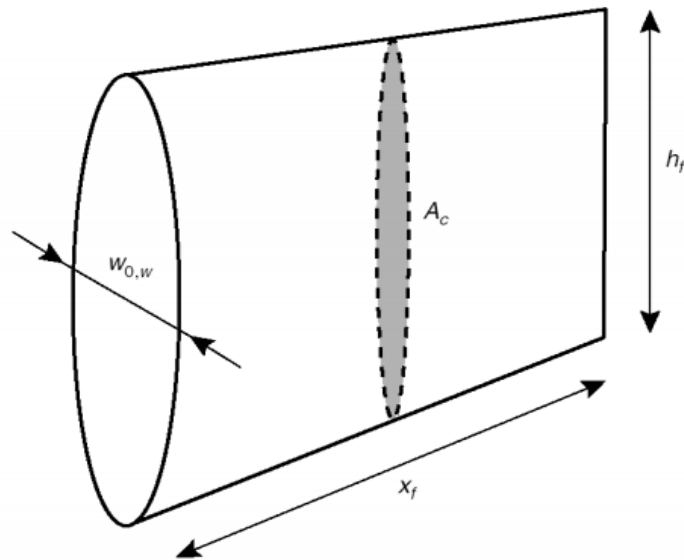


Рисунок 3.6— Основные условные обозначения для дифференциальной модели Перкинса-Керна[30]

Из уравнение (3.27), коэффициент формы содержит два элемента. Первый равен $\pi/4$, он учитывает, что вертикальная форма представляет собой эллипс. Второй элемент равен $4/5$, он учитывает латеральное изменение максимальной ширины.

В нефтяной промышленности чаще используется версия уравнения (3.28) с несколько отличной константой, и ее называют уравнением ширины Перкинса-Керна-Нордгрена (РКН) [31].

3.4.2 Уравнение Христиановича-ЖелтоваГеертсма-деКлерка (KGD)

Модель KGD предполагает форму трещины прямоугольного поперечного сечения, постоянную высоту трещины и высоту трещины, значительно превышающую длину трещины (Valko and Economides 1995, [15]).

Предположение о направлении плоской деформации отличается между двумя; вертикальное направление для РКН и горизонтальное направление для KGD.

В первой модели гидроразрыва пласта, разработанной Христиановичем и Желтовым [31], рассматривалась трещина одной и той же ширины на любой вертикальной координате в пределах фиксированной высоты h_f . В основе лежала

физическая гипотеза, что поверхности трещины свободно скользят по кровле и подошве пласта.

В результате получается трещина прямоугольного сечения. Ширина трещины рассматривается как функция координаты x . Она определяется из допущения о плоской деформации, теперь приложенной в (каждой) горизонтальной плоскости.

Модель KGD состоит из шести предположений:

- i. трещина имеет эллиптическое поперечное сечение в горизонтальной плоскости;
- ii. каждая горизонтальная плоскость деформируется независимо;
- iii. высота трещин h_f постоянна;
- iv. давление жидкости в направлении распространения определяется сопротивлением потоку в узкой прямоугольной вертикальной щели переменной ширины;
- v. жидкость не действует на всю длину трещины;
- vi. поперечное сечение в вертикальной плоскости является прямоугольным (ширина трещины постоянна по его высоте) (Geertsma, 1969).

Уравнение ширины KGD следующее:

$$w_w = \left(\frac{336}{\pi}\right)^{1/4} \left(\frac{\mu q_i x_f^2}{E' h_f}\right)^{1/4} = 3,22 \left(\frac{\mu q_i x_f^2}{E' h_f}\right)^{1/4} \quad (3.31)$$

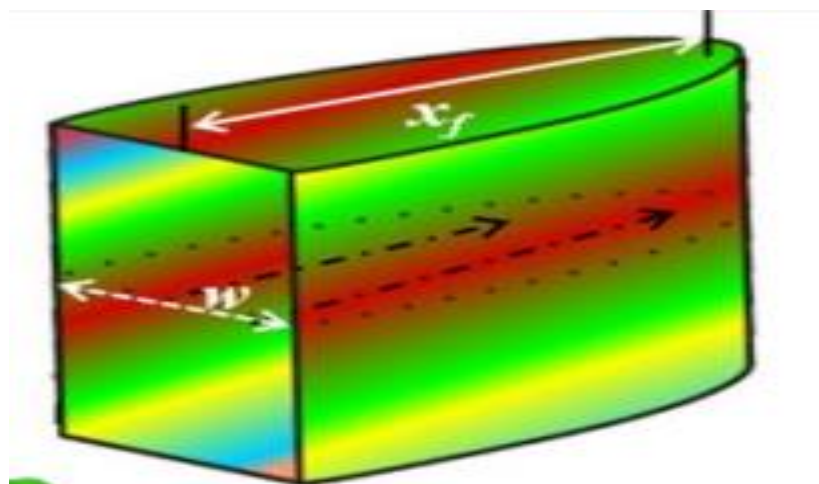


Рисунок 3.7 – Основные условные обозначения для дифференциальной модели Христиановича-Желтова-Геертсма-деКлерка [32]

Глава 4. Прогнозирование эффективности гидроразрыва пласта с учетом моделирования геометрии трещины скважины

Гидроразрыв пласта на месторождении X в отличие от других методов интенсификации месторождений, таких как водное и химическое заводнение, оказался наиболее эффективным в увеличении добычи нефти. Гидроразрыв пласта-это создание трещин путем закачки вязких жидкостей под высоким давлением в скважины с высоким потенциалом продуктивности, но с низкой проницаемостью и поврежденными стволами скважин.

Благодаря своему потенциалу эффективности, это наиболее распространенная форма метода повышения нефтеотдачи пластов в Сибирском регионе России.

Гидроразрыв пласта на месторождении X впервые был проведен сервисными компаниями Schlumberger LLC и BJ services в январе 2006 года. Всего с 2006 по 2011 год было проведено 47 операций по гидроразрыву пласта, из которых 11-в 2006 году, 9-в 2007 году, 12-в 2008 году, 10-в 2009 году и 5-в 2010 году.

Основное внимание в этой диссертации уделяется прогнозированию эффективности гидроразрыва пласта с учетом различных параметров геометрии трещины, в особенности, модификаций ширины раскрытия и полудлины и того, как это влияет на накопленную продуктивность нефти и воды на одной и той же группе скважин.

Поскольку трещина инициируется перпендикулярно минимальному горизонтальному напряжению, ее высота считается постоянной на основе модели геометрии трещины PKN.

В этой главе эффективность гидроразрыва пласта на вертикальной скважине прогнозируется на месторождении X путем изменения геометрии трещины. Результаты моделирования представлены в виде диаграмм и графиков.

4.1 Программы продукты

В этом разделе описывается основное программное обеспечение, используемое при моделировании геологической модели месторождения X и геометрии гидроразрыва продуктивной скважины б.

4.1.1 tNavigator-Rock flow dynamics

tNavigator-это единый программный комплекс, объединяющий модули для работы с сейсмическими данными, построения геологических моделей, совместного расчета гидродинамики и геомеханики, моделирования свойств PVT, построения моделей скважин и коллекторных сетей. Он работает с системой уравнений, которые включают эффект прилипания в законе Дарси, линейные и нелинейные методы расчетов Якоби с Python. Он учитывает двойную пористость и проницаемость, и скрипты Python используются для расчета выходных данных пользовательских графиков.

4.1.2 Petrel E&P software 2019

Petrel-это программная платформа, используемая в секторе разведки и добычи нефти. Он позволяет пользователю интерпретировать сейсмические данные, выполнять корреляцию скважин, строить модели коллекторов, визуализировать результаты моделирования коллекторов, рассчитывать объемы, создавать карты и разрабатывать стратегии разработки для максимальной эксплуатации коллекторов. Риск и неопределенность могут оцениваться на протяжении всего срока службы резервуара. Petrel разработан и построен компанией Schlumberger.

4.2 Моделирование

Для изучения эффективности гидроразрыва пласта при изменении ширины скважины, полудлинны трещины и постоянной высоты инициированных трещин в месторождении X была разработана синтетическая модель пласта с пористостью от 0,08 до 0,2 (рисунок 4.2) и средней проницаемостью 65 мД.

Проницаемость идентична для направлений X и Y, но $Z=0,1 \cdot \text{проницаемость X}$. (рисунок 4.3, 4.4). Грид геологическая модель хороша размерами ($dX=75$ м, $dY=70$ м и $dZ=11$ м).

Общее количество активных блоков модели составляет 52626 из 55440. 21 скважина, расположенная на расстоянии 700 м друг от друга, распределена по схеме пятиточечной системы разработки, состоящей из четырех добывающих скважин в форме квадрата с одной нагнетательной скважиной, расположенной в центре.

В этой модели рассматривается летучая нефть. Прогноз гидроразрыва пласта по этой модели месторождения X составляет четыре года с 01.11.2008 по 01.12.2012. Геологическая модель показана на рисунке ниже.

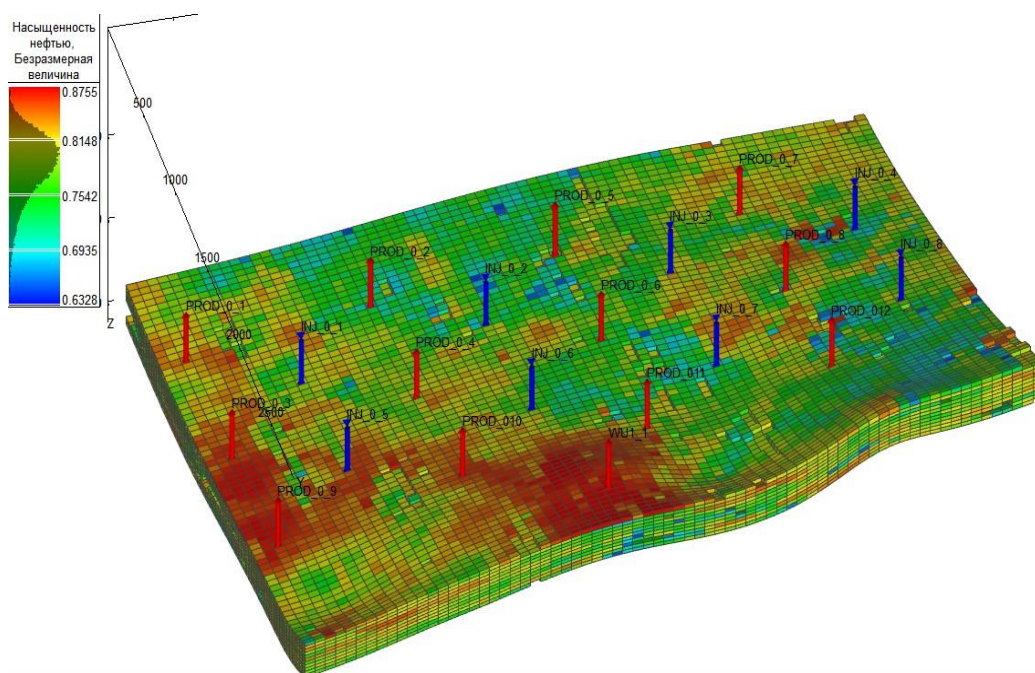


Рисунок 4.1 – Геологическая модель месторождения X для моделирования

Распределение пористости на моделируемой модели показано на рисунке 4.2 ниже. Средняя пористость на месторождении X составляет около 0,013. Давление в моделируемом месторождении X постоянно и составляет 254 бар, как показано на рисунке 4.3 ниже.

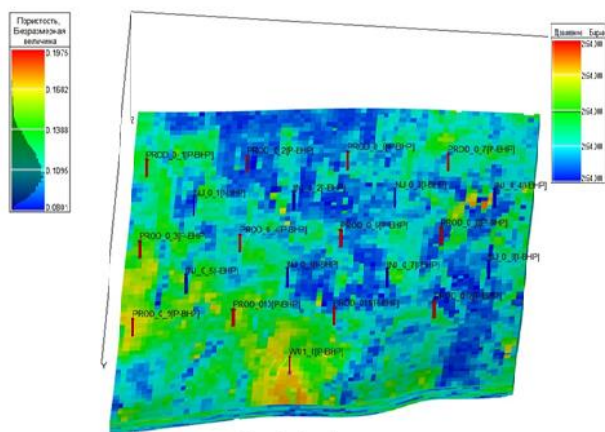


Рисунок 4.2 – Профиль распределения пористости в 3D

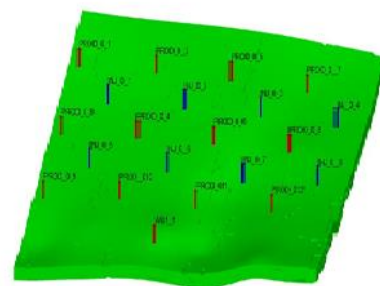


Рисунок 4.3 – Давление на моделируемое месторождение X в 3D.

Профиль проницаемости в направлении X и Y колеблется от 1,002 до 99,98мкм и показан на рисунке 4.4, в то время как распределение проницаемости в направлении Z достигает 0,70 и показано на рисунке 4.5.

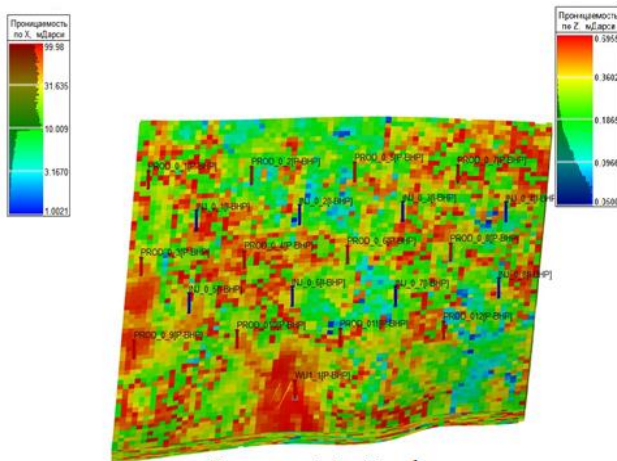


Рисунок 4.4 – Профиль проницаемости в направлении X и Y

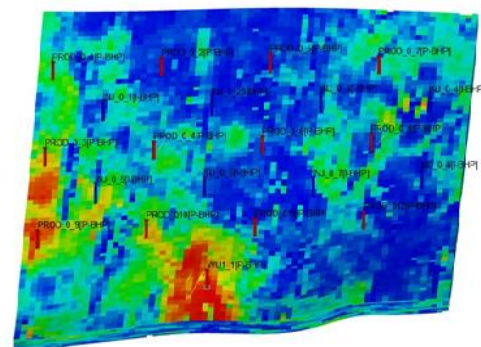


Рисунок 4.5 – Профиль проницаемости в направлении Z

Для моделирования трещин в tNavigator требуются проницаемость пропанта и функция потока.

Проницаемость пакета пропанта в трещинах предсказывает свободный поток добываемой жидкости из виртуальных соединений созданных трещин в ствол скважины.

Таблица 4.1 – Виды проппантов и их соответствующего давления

Давление, Бар	Проппант 1 (мД)	Проппант 2 (мД)
30	1180	3500
50	1000	2500
100	900	2000
150	800	1500
200	700	1300
250	550	1000
300	450	800
350	300	600
400	200	400
450	100	100
1150	0	0

Время промывки проппанта моделируется с помощью параметра "Flowfunc", и в этой модели оно установлено 365 дней, что означает, что время, когда гидроразрыв пласта наиболее эффективен, составляет один год.

4.3 Результаты моделирования

Геометрия трещины характеризуется ее азимутальным углом, который описывает угол, под которым начинается трещина, ширину отверстия, полудлину и высоту.

При определении влияния геометрии трещины принимается пятиточечная система разработки (четыре нагнетательные скважины и одна эксплуатационная скважина) на продуктивность нефти на группе М месторождения X анализируются три сценария.

1. Постоянная высота, постоянная полудлинна и изменение ширины.
2. Постоянная высота, постоянная ширина и изменение полудлины.
3. Постоянная высота, с изменением ширины и полудлины

Графики и таблицы накопленной производительности нефти и жидкости и дебиты нефти и жидкости для группы скважин анализируются после применения технологии гидроразрыва пласта на основе случаев, приведенных в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Кейс сценарии, проанализированные в этой диссертации

Параметры	Базовый кейс	Кейс 1 ($W=0.02\text{мм}, 0.04\text{мм}, 0.06\text{мм}$ $0.08, 0.1\text{мм}$)				Кейс 2($X_f=200\text{м},$ $300\text{м}, 400\text{м}, 500\text{м}$)			
Азимут ($^\circ$)	110 $^\circ$	110 $^\circ$	110 $^\circ$	110 $^\circ$	110 $^\circ$	110 $^\circ$	110 $^\circ$	110 $^\circ$	110 $^\circ$
Высота 1	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Высота 2	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Полудлина1 , X_f	100	100	100	100	100	200	300	400	500
Полудлина 2 , X_f	100	100	100	100	100	200	300	400	500
Ширина(мм)	0.02	0.04	0.06	0.08	0.1	0.02	0.02	0.02	0.02
Пропант	2	2	2	2	2	2	2	2	2
'Flowfunc'(время)	365	365	365	365	365	365	365	365	365

Технология гидроразрыва пласта была выполнена на продуктивной скважине группы М на временном этапе 01.01.2009 года. Группа М имеет 4 нагнетательные скважины(Inj 0_2, 0_3, 0_6 и 0_7) и одну добывающую скважину (PROD 0_6). Гидравлический разрыв на (PROD 0_6) показан в виде прямоугольника. Поперечное сечение трещины на эксплуатационной скважине 6 на временном шаге показано на рисунке (4.7) ниже.

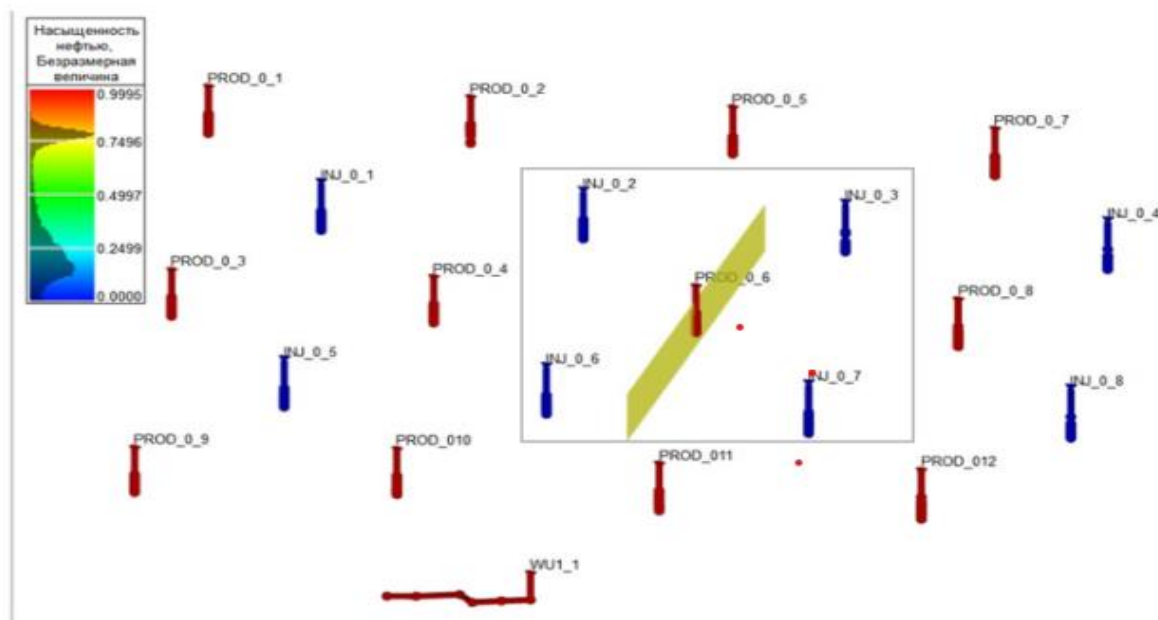


Рисунок 4.7 – Поперечное сечение технологии гидроразрыва пласта на скважинах

Дебит добычи нефти и жидкости после базового сценария гидроразрыва пласта представлены ниже на рисунок 4.8. Гидроразрыв пласта был проведен в 3-й месяц добычи на месторождении (01.01.2019), средний дебит нефти за три

Кейс 1: Постоянная высота трещины и постоянная полудлинны трещины с изменением ширины трещины

Из таблицы 4.2, графики дебит нефти и жидкости и накопленной продуктивности нефти и жидкости в конце разработки для кейса 1, где ширина трещины увеличивается с 0,02 по 0,1, представлены на рисунках 4.10 - 4.18 соответственно.

На рисунке 4.10 показана дебит нефти для кейса 1, где величина ширины равен 0,04. Видно, что Средний дебит нефти за три месяца после ГРП был зафиксирован на уровне 342,58 м³/сут а жидкость 372,52 м³/сут.

На рисунке 4.11 ниже показана накопленный объем добычи нефти и жидкости на месторождении X в зависимости от времени кейс 1.

Накопленный объем добычи нефти достигла 196,71тыс. м³ с 385,89 тыс. м³ в конце разработки после гидроразрыва пласта.



Рисунок 4.10 – Дебит добычи нефти и жидкости гидроразрыв пласта Кейса 1 (W=0.04)

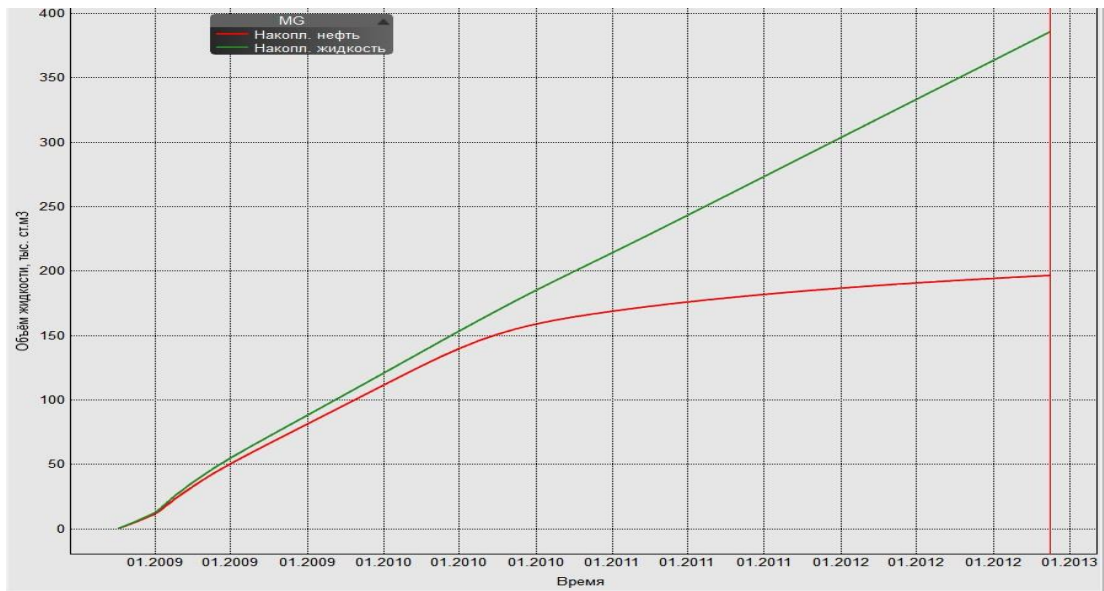


Рисунок 4.11 – Накопленная объем нефти и жидкости в кейс 1 ($W=0.04$) в зависимости от времени.

Дебит нефти и жидкости для кейса 1, где величина ширины равен 0,06 показывает что средний дебит нефти за три месяца после ГРП был зафиксирован на уровне $369,57 \text{ м}^3/\text{сут}$ а жидкость $404,06 \text{ м}^3/\text{сут}$.

На рисунке 4.13 ниже показана накопленный объем добычи нефти и жидкости на месторождении X в зависимости от времени кейс 1. Накопленный объем добычи нефти достигла $199,19 \text{ тыс. м}^3$ с $389,79 \text{ тыс. м}^3$ в конце разработки после гидроразрыва пласта.

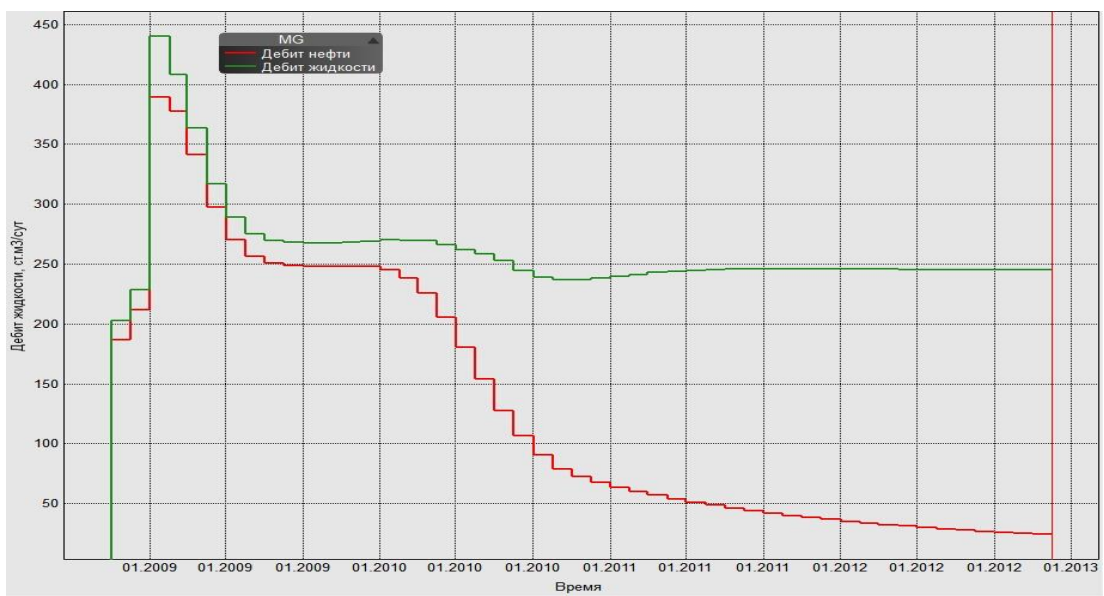


Рисунок 4.12 – Дебит добычи нефти и жидкости гидроразрыв пласта Кейса 1 ($W=0.06$)

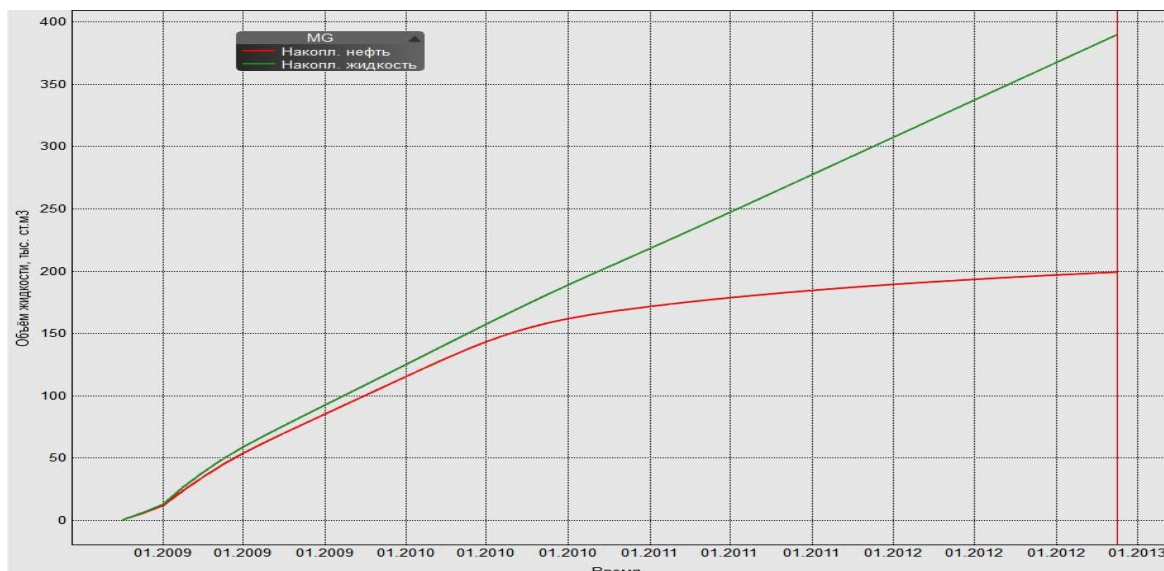


Рисунок 4.13 – Накопленная объем нефти и жидкости в кейс 1 ($W=0.06$) в зависимости от времени.

На рисунке 4.14 показана дебит нефти и жидкости для кейса 1, где величина ширины равен $0,08$. Видно, что Средний дебит нефти за три месяца после ГРП был зафиксирован на уровне $389,0 \text{ м}^3/\text{сут}$ а жидкость $427,22 \text{ м}^3/\text{сут}$.

На рисунке 4.15 ниже показана накопленный объем добычи нефти и жидкости на месторождении X в зависимости от времени кейс 1.

Накопленный объем добычи нефти достигла $201,19 \text{ тыс. м}^3$ а $392,982 \text{ тыс. м}^3$ жидкости в конце разработки после гидроразрыва пласта.

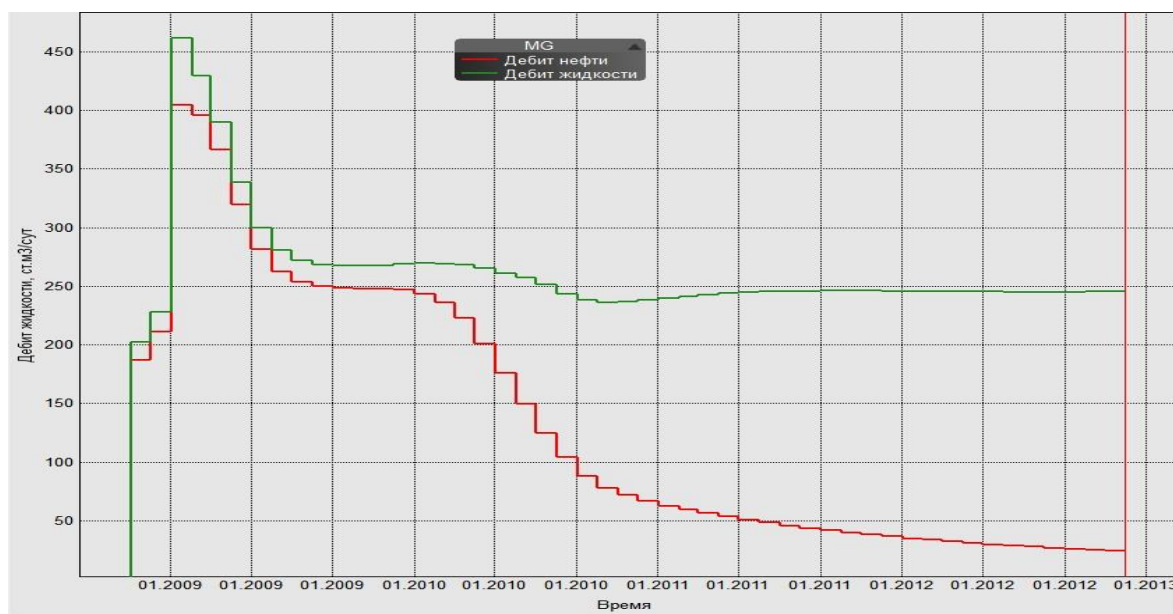


Рисунок 4.14 – Дебит добычи нефти и жидкости гидроразрыв пласта Кейса 1 ($W=0.08$)

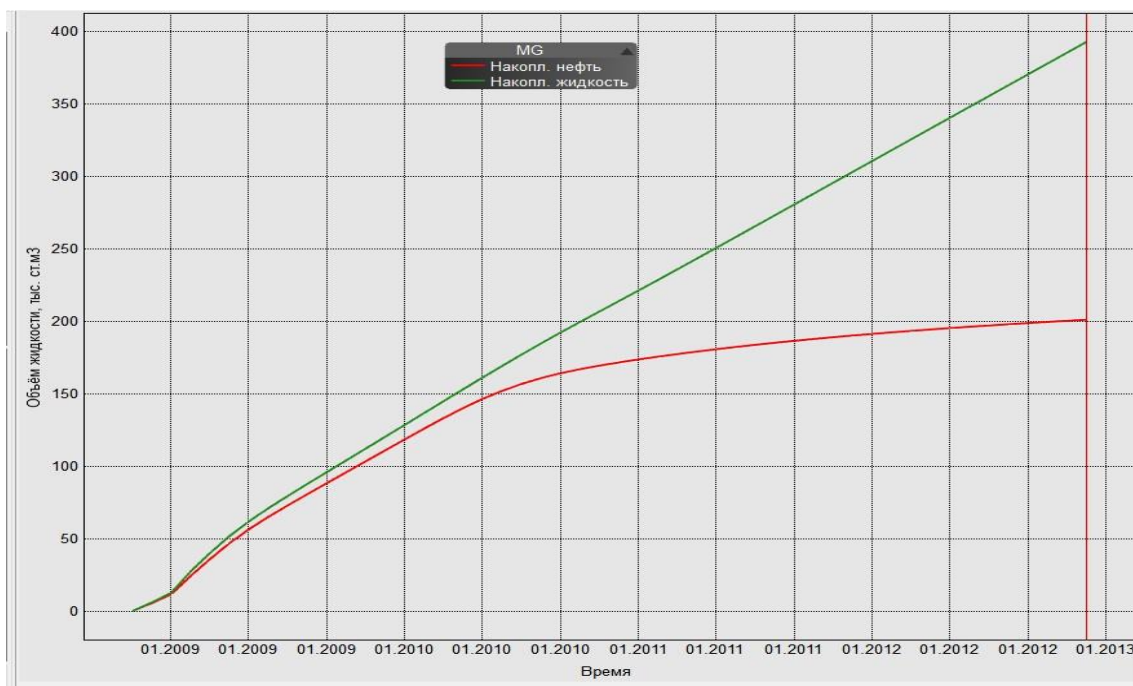


Рисунок 4.15 – Накопленная объем нефти и жидкости в кейс 1 ($W=0.08$) в зависимости от времени.

На рисунке 4.16 показана дебит нефти и жидкости для кейса 1, где величина ширины равен 0,1. Видно, что Средний дебит нефти за три месяца после ГРП был зафиксирован на уровне $403,78 \text{ м}^3/\text{сут}$ а жидкость $445,40 \text{ м}^3/\text{сут}$.

На рисунке 4.18 ниже показана накопленный объем добычи нефти и жидкости на месторождении X в зависимости от времени кейс 1.

Накопленный объем добычи нефти и жидкости достигла $202,870 \text{ тыс. м}^3$ $395,687 \text{ тыс. м}^3$ в конце разработки после гидроразрыва пласта.

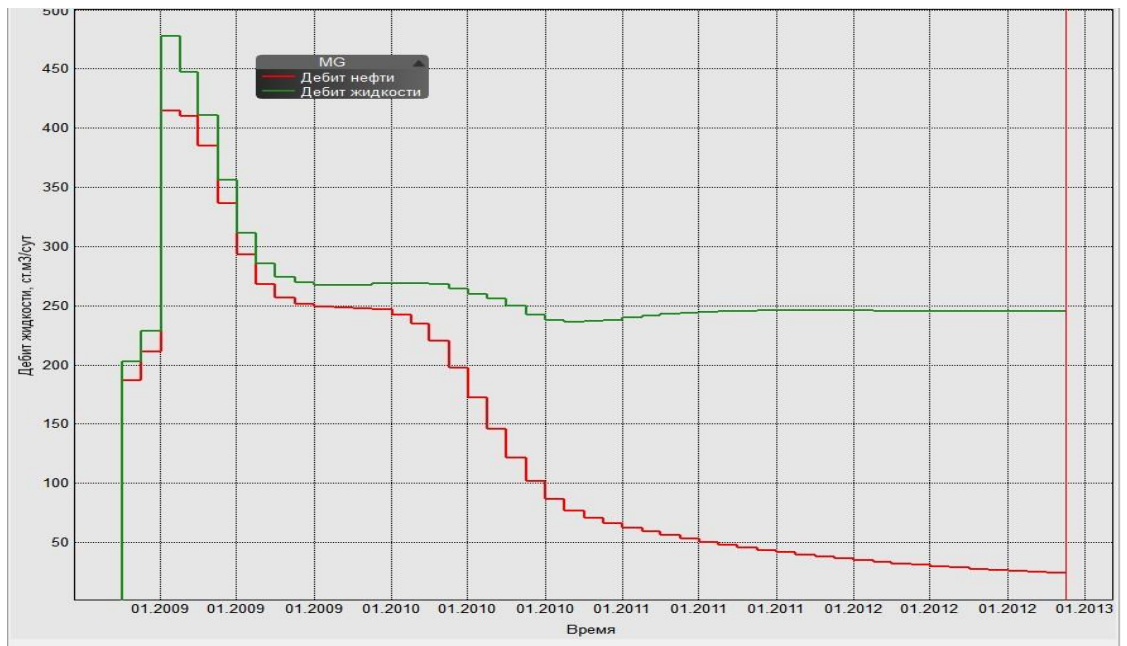


Рисунок 4.16 – Дебит добычи нефти и жидкости гидроразрыв пласта Кейса 1 ($W=0.1$)

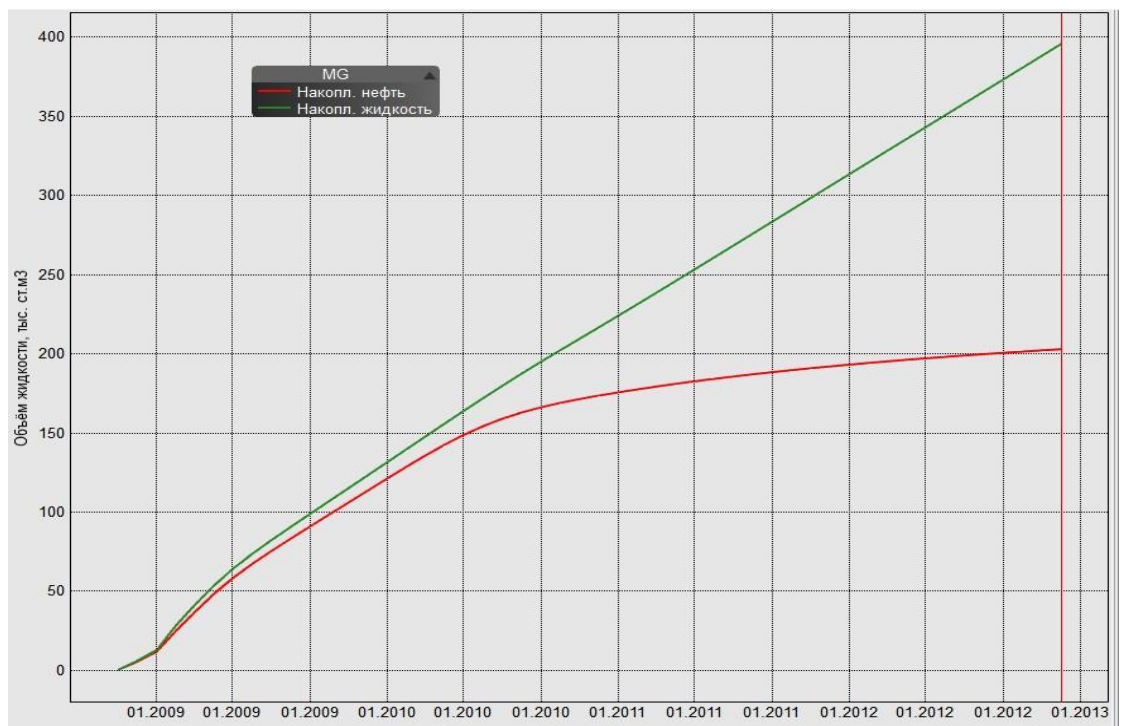


Рисунок 4.17 – Накопленная объем нефти и жидкости в кейс 1 ($W=0.1$) в зависимости от времени.

Кейс 2: Постоянная высота трещины и постоянная ширина трещины с изменением полудлинны трещины

В кейсе 2 полудлины трещины увеличивается постепенно с 200м до 500м от значения базового кейса 100м. Результаты показаны на приведенных ниже графиках.

На рисунке 4.18 показана дебит нефти и жидкости для кейса 2, где величина полудлины равен 200м.

Заметим, что средний дебит нефти за три месяца после ГРП с расширенным полудлины был достигала $354,85 \text{ м}^3/\text{сут}$ а жидкость $385,51 \text{ м}^3/\text{сут}$.

На рисунке 4.19 ниже показана накопленный объем добычи нефти и жидкости на месторождении X в зависимости от времени кейс 2 при $X_f=200\text{м}$.

Накопленный объем добычи нефти и жидкости достигла $197,465 \text{ тыс. м}^3$ $386,850 \text{ тыс. м}^3$ в конце разработки после гидроразрыва пласта.

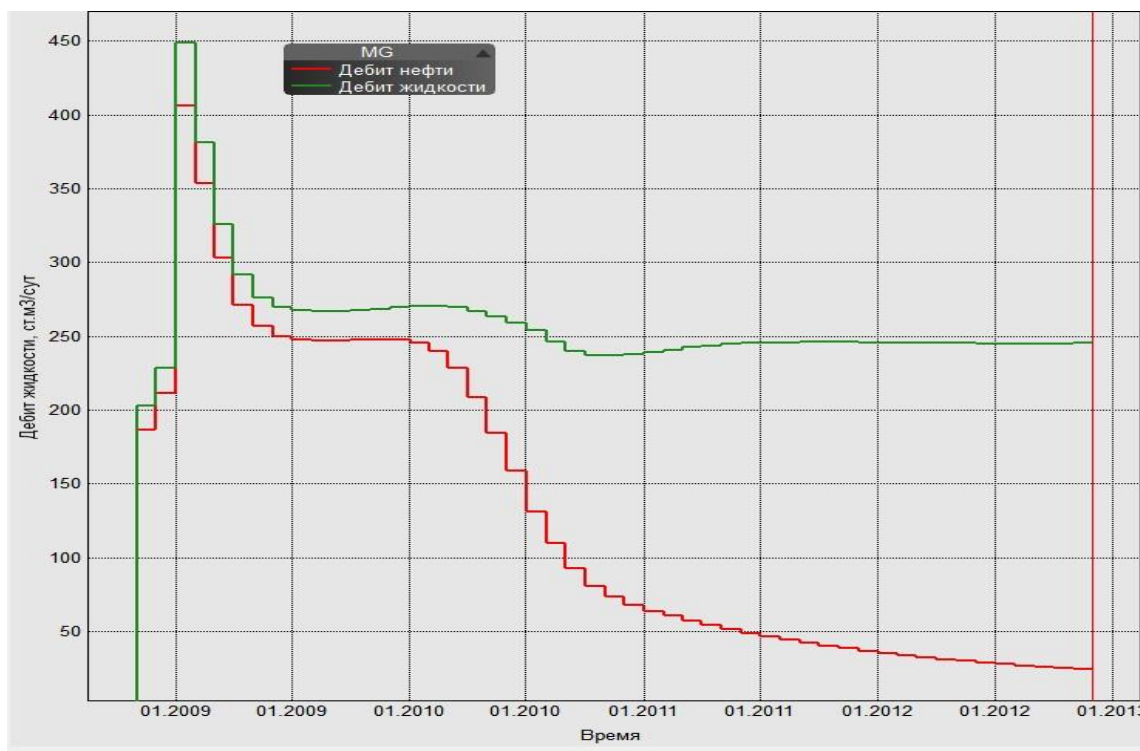


Рисунок 4.18 – Дебит нефти и жидкости гидроразрыв пласта в кейсе 2 ($X_f = 200 \text{ м}$) в зависимости от времени.

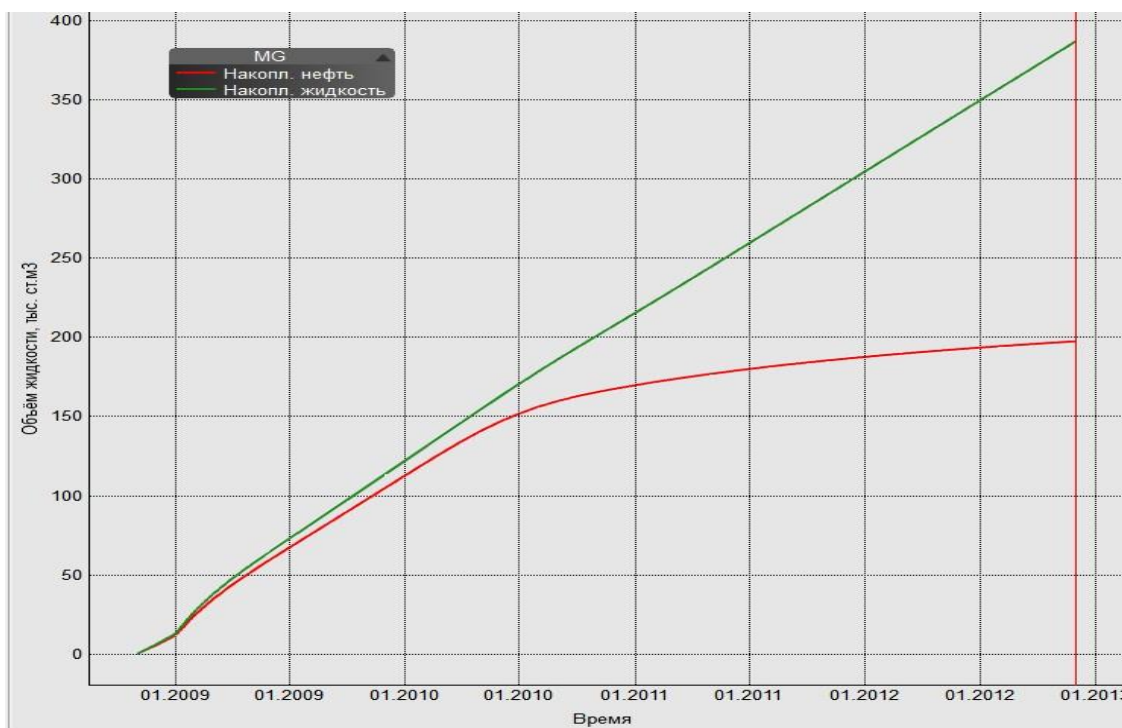


Рисунок 4.19 – Накопленная объем нефти и жидкости в кейс 2 ($X_f=200$ м) в зависимости от времени.

На рисунке 4.20 показана дебит нефти и жидкости для кейса 2, где величина полудлины равен 300м.

Заметим, что средний дебит нефти за три месяца после ГРП с расширенным полудлины был достигала 404,68 м³/сут а жидкость 440,92 м³/сут.

На рисунке 4.21 ниже показана накопленный объем добычи нефти и жидкости на месторождении X в зависимости от времени кейс 2 при $X_f=300$ м.

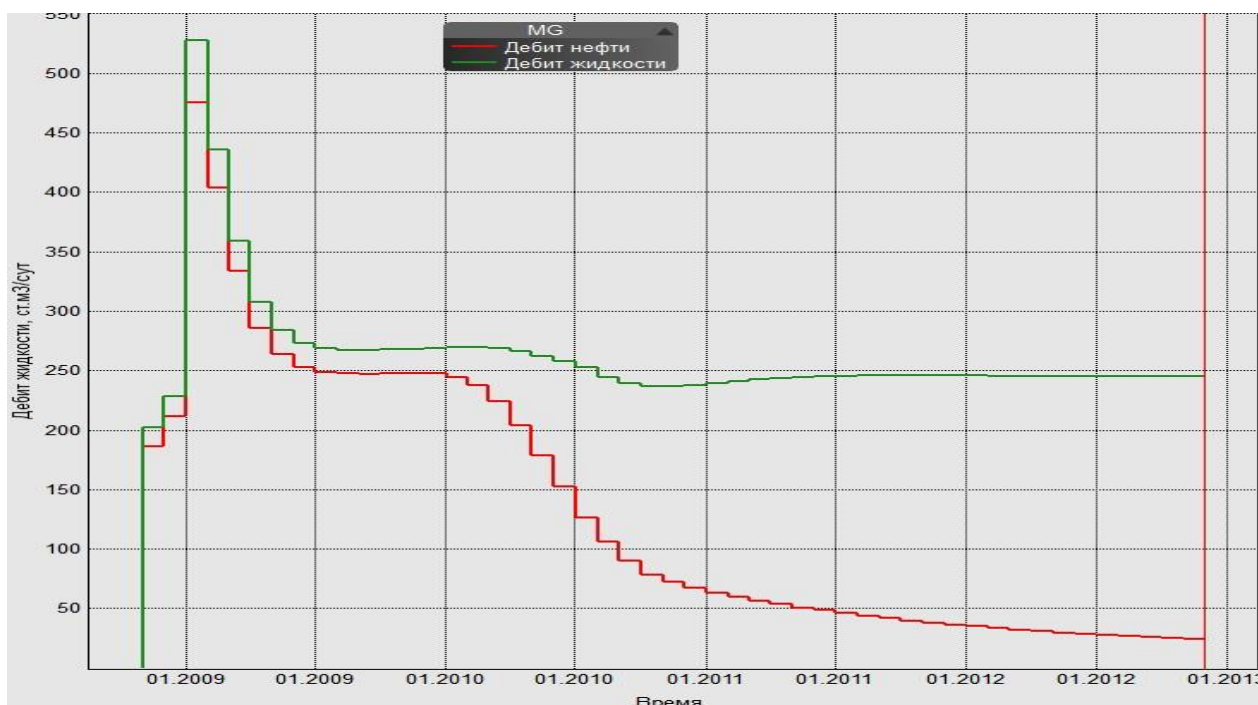


Рисунок 4.20 – Дебит нефти и жидкости гидроразрыв пласта в кейсе 2 ($X_f = 300$ м) в зависимости от времени.

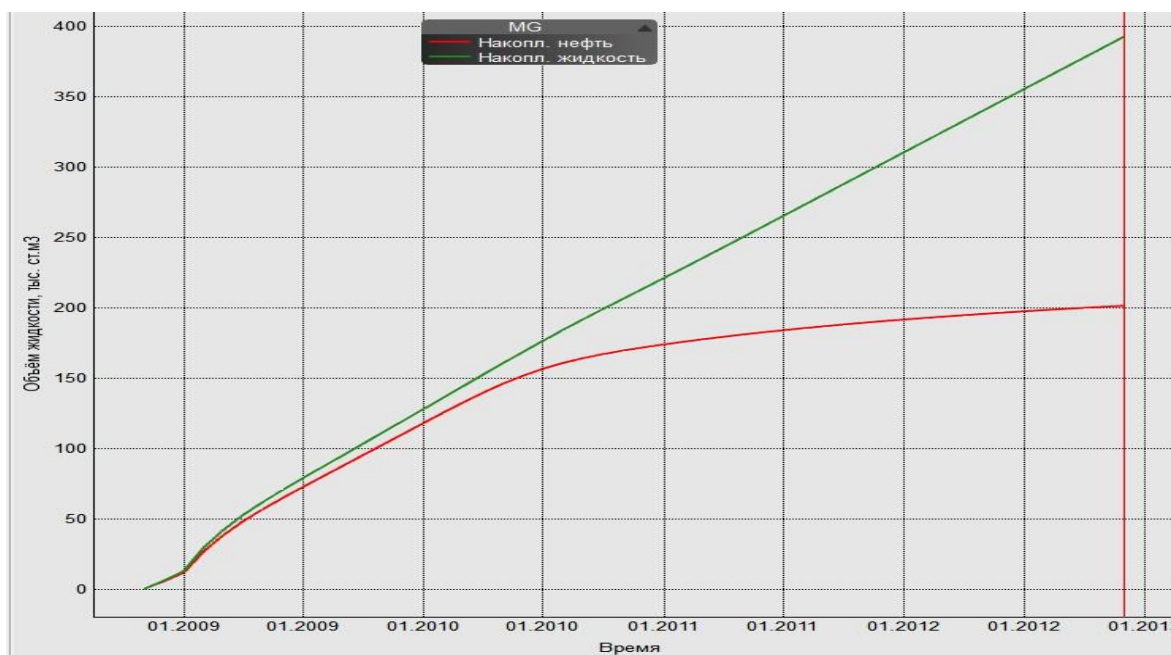


Рисунок 4.21 – Накопленная объем нефти и жидкости в кейсе 2 ($X_f = 300$ м) в зависимости от времени.

А на рисунках 4.22 - 4.25 представлены дебиты и накопленные объемы нефти и жидкости по полудлине $X_f = 400$ м и 500 м соответственно.

При $X_f = 400$ м, Средний дебит нефти за три месяца после ГРП составила $438,76 \text{ м}^3/\text{сут}$, а жидкости $483,851 \text{ м}^3/\text{сут}$. Накопленные объемы нефти и жидкости равны $204,344 \text{ тыс. м}^3$ и $397,067 \text{ тыс. м}^3$ соответственно.

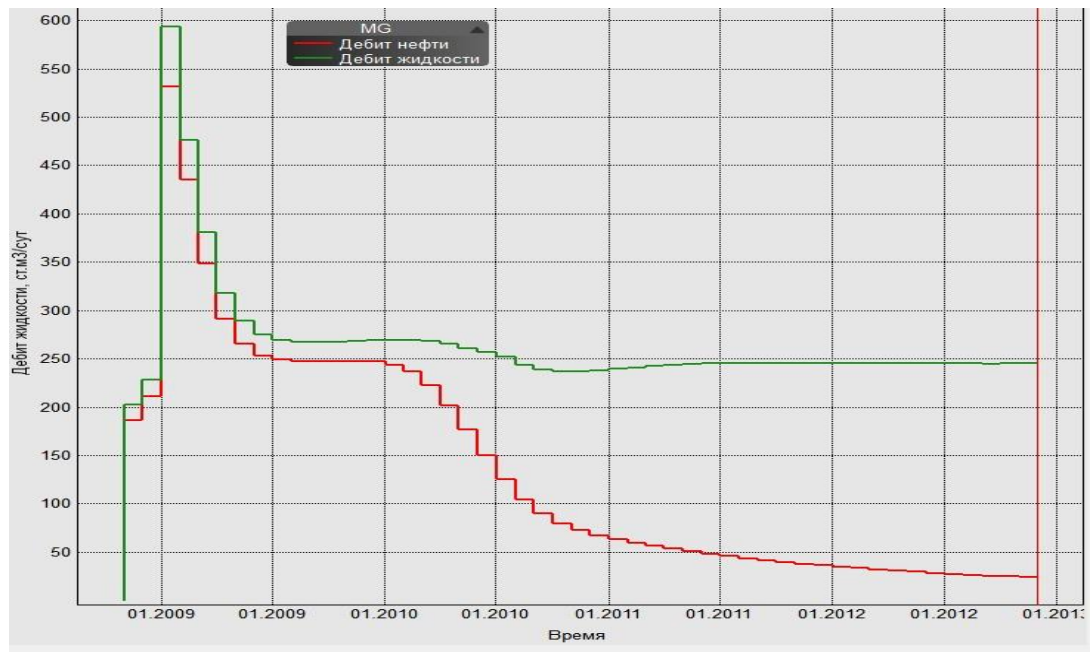


Рисунок 4.22 – Дебит нефти и жидкости гидроразрыв пласта в кейсе 2 ($X_f = 400$ м) в зависимости от времени.

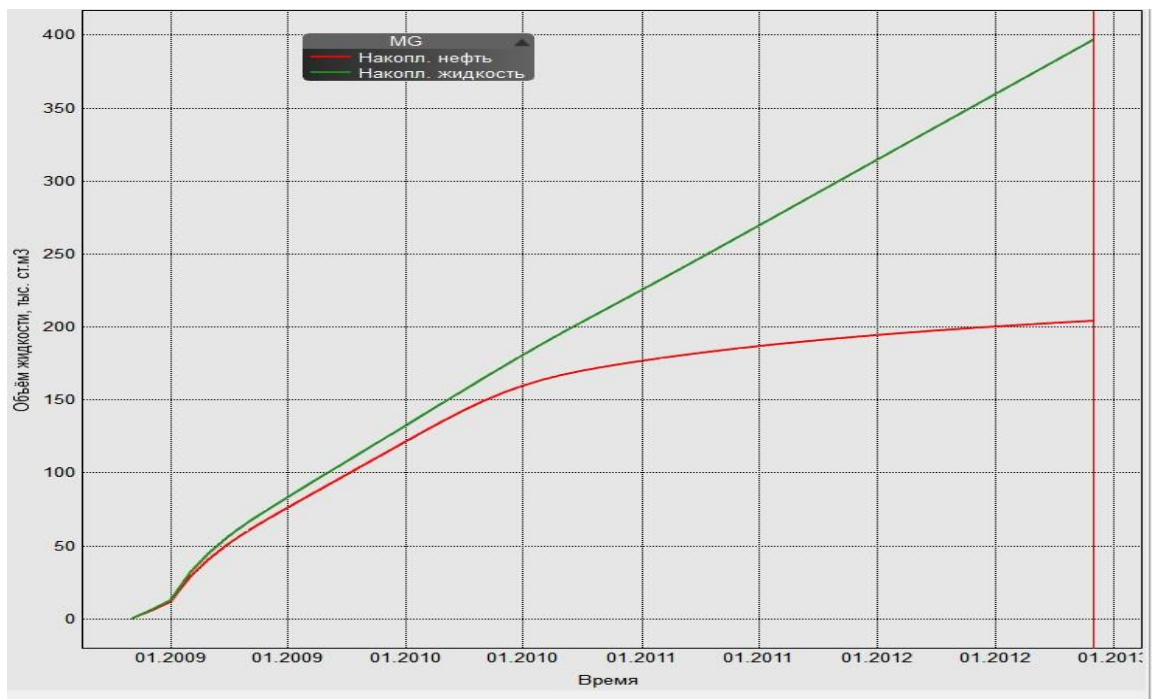


Рисунок 4.23 – Накопленная объем нефти и жидкости в кейс 2 ($X_f = 400$ м) в зависимости от времени.

При $X_f = 500$ м, Средний дебит нефти за три месяца после ГРП составила $463,626 \text{ м}^3/\text{сут}$, а жидкости $517,84 \text{ м}^3/\text{сут}$. Накопленные объемы нефти и жидкости равны $207,041 \text{ тыс. м}^3$ и 400871 тыс. м^3 соответственно.



Рисунок 4.24 – Дебит нефти и жидкости гидроразрыв пласта в кейсе 2 ($X_f = 500$ м) в зависимости от времени.

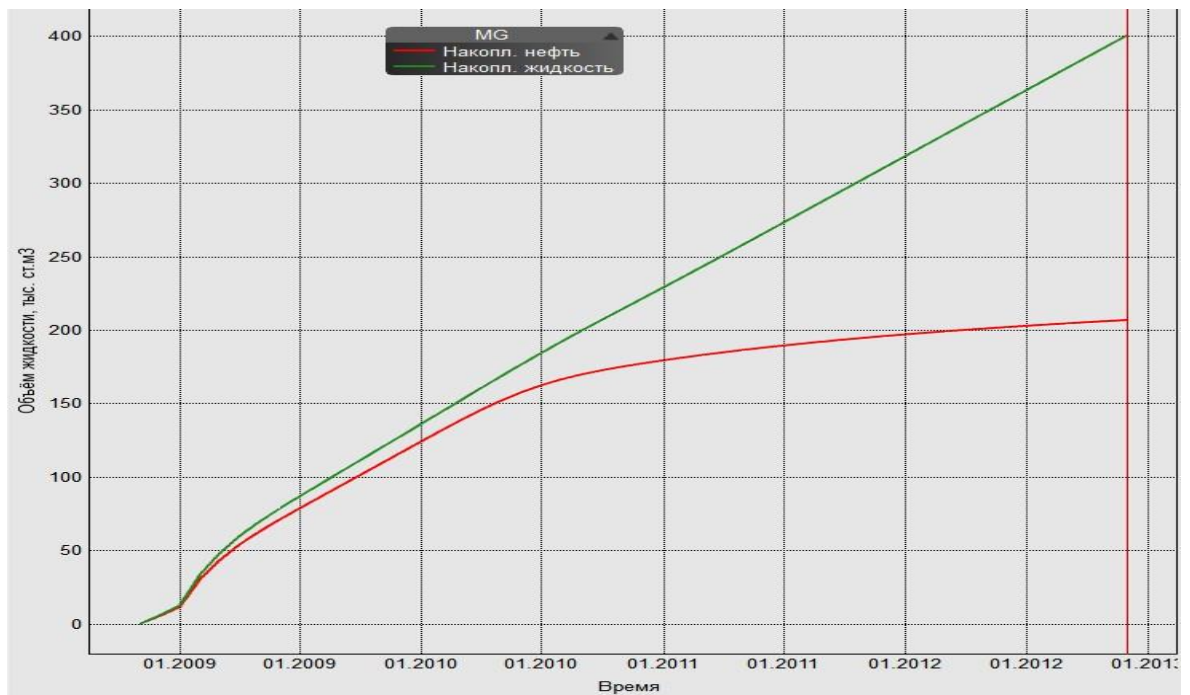


Рисунок 4.25 – Накопленная объем нефти и жидкости в кейсе 2 ($X_f = 500$ м) в зависимости от времени.

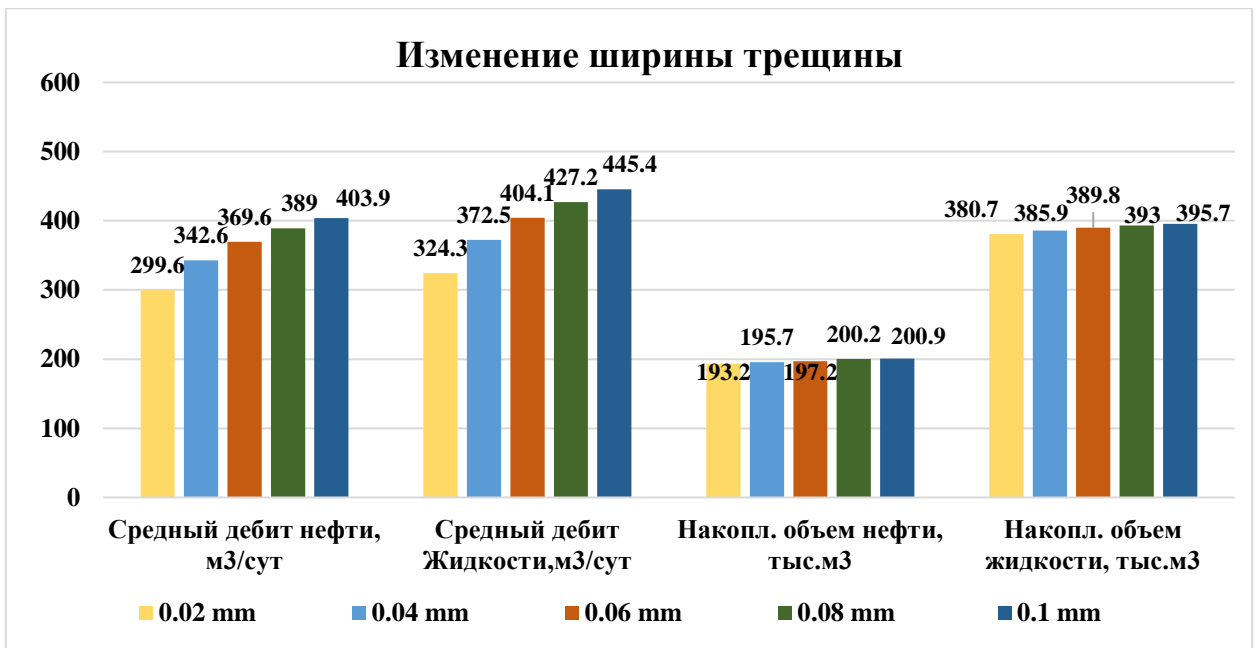


Рисунок 4.26 – Дебиты и накопленные объемы нефти и жидкости при изменении ширины трещины

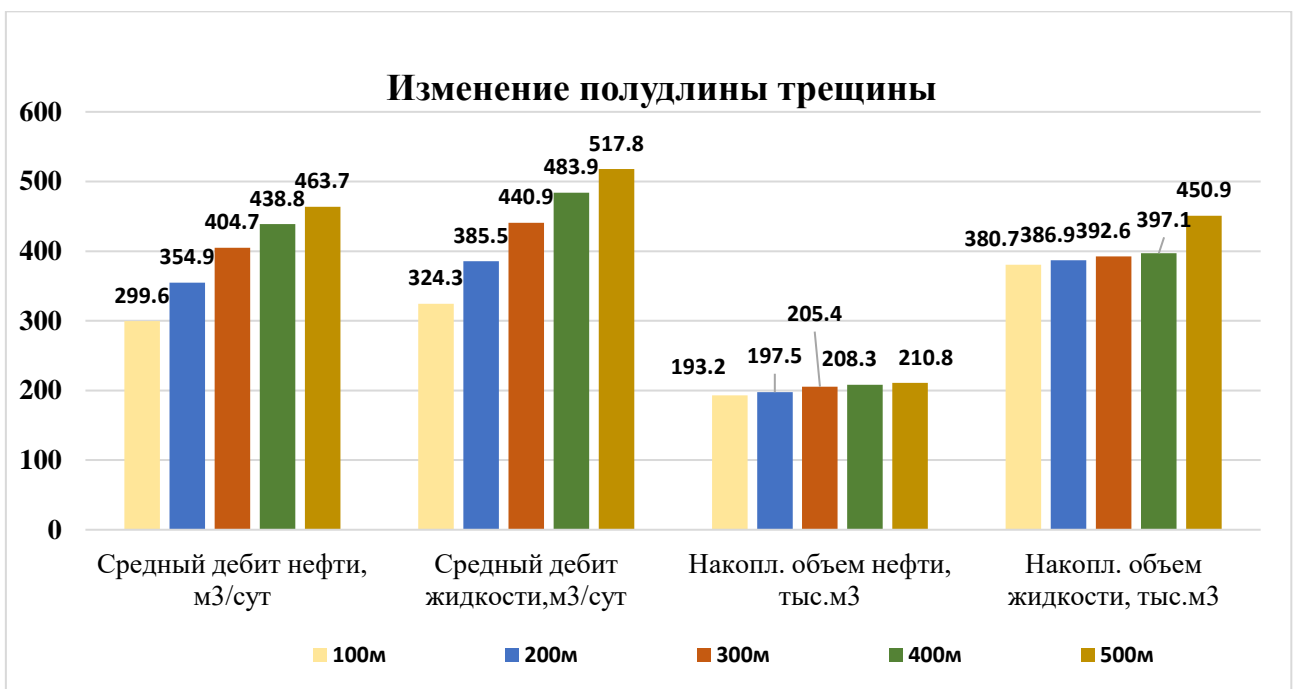


Рисунок 4.27 – Дебиты и накопленные объемы нефти и жидкости при изменении ширины трещины.

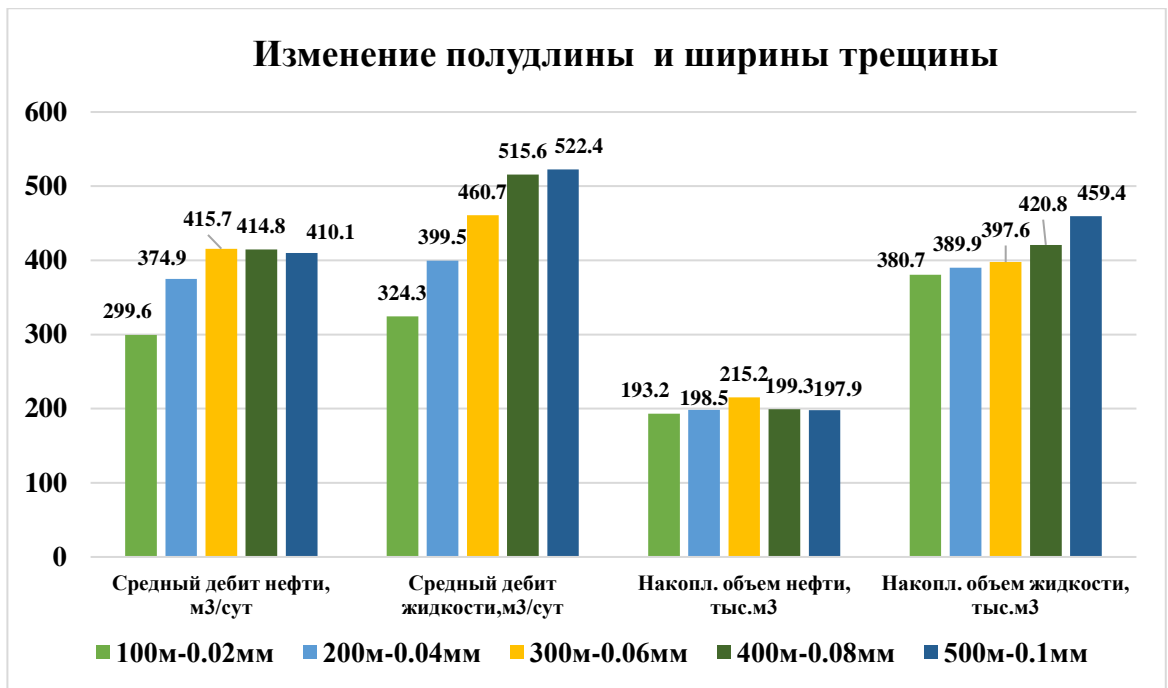


Рисунок 4.28 – Дебиты и накопленные объемы нефти и жидкости при изменении ширины и полудлины трещины.

4.4 Обсуждение результатов

- Для кейса 1 средний дебит нефти и жидкости увеличивается с увеличением ширины трещины. Дебит воды, добываемая в первые три месяца после гидроразрыва, была в целом очень низкой ($40 \text{ м}^3/\text{сутки}$) для всех вариаций ширины трещины по сравнению со средним дебитом нефти. ($350 \text{ м}^3/\text{сутки}$). Накопленный объем добычи нефти и жидкости на конец четырехлетнего периода прогноза составил 200,9 и 395,7 тыс. м^3 соответственно.
- Кейс 2, где полудлина трещины изменяется с постоянной шириной и высотой, дебит нефти и жидкости увеличивается с увеличением полудлины. Общий объем добытой жидкости в конце периода моделирования был значительно выше, чем в кейсе 1, поскольку он составил 210,8 тыс. м^3 для нефти и 450,9 тыс. м^3 для жидкости.
- С увеличением полудлины и ширины трещины при гидроразрыве пласта было видно, что дебит нефти и жидкости увеличивается, и то же самое относится к кумулятивной объёме продуктивности жидкостью. Наибольшая добыча нефти была зафиксирована в случае, когда длина трещины составляет 300 м, а ширина - 0,06 мм соответственно. Самый высокий кумулятивный объем нефти был зафиксирован на уровне 215,2 тыс. м^3 в конце года добычи. однако в тех случаях, когда длина и ширина трещины составляет 400 м-0,08 мм и 500 м-0,1 мм, объем жидкости увеличился, но добыча нефти упала.

Глава 5. Финансовый менеджмент

5.1 Экономическая эффективность операции гидроразрыва пласта на месторождении X

Прежде чем проект будет успешно реализован, он сначала проходит экономическую проверку, чтобы проверить, является ли он экономически эффективным. Поскольку большинство нефтяных компаний заинтересованы в новых безопасных технологиях, основой их работы является максимизация продуктивности нефтегазовых месторождений, что приводит к увеличению прибыли для компании и ее сотрудников.

Экономическая целесообразность и эффективность этого проекта обсуждаются в этой главе. Обсуждается стандартная продолжительность работ по гидроразрыву, методология и эффективность новых технологий, а также их экологические и социальные эффекты от этих методов. Также решается полная стоимость выполнения этой работы по гидроразрыву пласта и рассчитываются налоги. Исходные данные, использованные при расчете экономических показателей проекта показаны в таблицы 5.1 и 5.2.

Таблица 5.1 – Данные для экономических расчетов

Перечень показателей	Единицы измерения	Значение
Количество выполненных операций по гидроразрыву пласта	шт.	10
Дополнительная добыча нефти	тыс.т	95,3
Стоимость одной операции ГРП	тыс.руб	4675
Цена реализации нефти на внутреннем рынке	руб.т	6500
Норма дисконта	%	15
Период расчета ГРП	год	3

Расчет стоимости процесса гидроразрыва пласта на одну скважину производится на основе сметы затрат и нормативов. Для расчетов 1 год принимается равным 365 дням.

Таблица 5.2 – Данные по экономической эффективности на месторождения X

Скв	Параметры до ГРП		Параметры после ГРП						Прогноз добычи нефти без ГРП, т	Добыча нефти после ГРП за 3-г, т	Доп. добыча нефти за счет ГРП, т
	Qн, т/сут	Qж, т/сут	2016 г.		2017 г.		2018 г.				
			Qн, т/сут	Qж, т/сут	Qн, т/сут	Qж, т/сут	Qн, т/сут	Qж, т/сут			
3657	4.5	12.5	10.5	25	11.1	24	8.9	22	4927.5	11132.5	6205
4365	3.2	7.6	12.8	28	11.9	27	10.7	23.9	3504	12921	9417
4482	4.7	13	14.9	36	13.5	33	12.5	32	5146.5	14928.5	9782
2534	7.2	9.2	15	17.4	15.6	16.8	13.2	15.4	7884	15987	8103
2210	3.2	7.8	7.9	17	7.6	16	6.9	16	3504	8176	4672
3522	11	33	21.4	55	21.5	47	19.4	44	12045	22739.5	10694.5
2784	5.1	14	18.2	45	18.2	41	15.6	39	5584.5	18980	13395.5
3814	24	54.9	38.8	78	36	71	33.9	68	26280	39675.5	13395.5
2544	4.5	15.8	9.2	29	8.5	27	7.7	25	4927.5	9271	4343.5
3745	18.4	36.5	34.6	63	31.5	60	29.1	53.9	20148	34748	14600
ИТОГО			66904,5		64021		57633,5		93951	188559	94608

5.2.1 Выручка от реализации

Цена нефти, реализуемой на внутреннем рынке, считается равной 6500 руб/т без учета НДС. Выручка от реализации продукции (В_t) рассчитывается путем умножения стоимости реализованной цены нефти на объем ее добычи с месторождения X в t-м году как в уравнении (5.1).

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

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

Общее количество добытой нефти до гидроразрыва составляет 31317 руб/год. За 2016-2018 годы, прирост выручки от реализации дополнительной нефти является:

$$V_1 = (66904.5 - 31317) * 6500 = 231\,318\,750 \text{ руб за 2016 год.}$$

$$V_2 = (64021 - 31317) * 6500 = 212\,576\,000 \text{ руб за 2017 год.}$$

$$V_3 = (57633.5 - 31317) * 6500 = 171\,057\,250 \text{ руб за 2018 год.}$$

Прирост выручки за 3 года составил **614 952 000** рублей.

5.2.2 Эксплуатационные затраты

Эксплуатационные расходы рассчитываются с конкретными значениями на основе стандартов и технологических показателей с использованием видов затрат – статей затрат или элементов затрат.

Таблица 5.2 - Нормативы эксплуатационных затрат

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

Расчёт эксплуатационных затрат:

Обслуживание нефтяных скважин:

$$Z_{об} = 310500 \cdot 10 = \mathbf{3\ 105\ 000\ руб.} \text{ за 1 год.}$$

$$Z_{об} = 3105000 \cdot 3 = \mathbf{9\ 315\ 000\ руб.} \text{ за 3 расчётных года.}$$

Затраты на энергию по извлечению дополнительной жидкости после ГРП на каждый год расчётного периода:

$$Z_{эл/эн} = 76686,5 \cdot 5,05 = \mathbf{387266,83\ руб.}, \text{ за 2016г.}$$

$$Z_{эл/эн} = 68401 \cdot 5,05 = \mathbf{345425,05\ руб.}, \text{ за 2017г.}$$

$$Z_{эл/эн} = 66174,5 \cdot 5,05 = \mathbf{334181,23\ руб.}, \text{ за 2018г.}$$

Итого энергетические затраты за 3 года – **1066873,1 руб.**

Расходы на закачку воды за каждый год расчетного периода:

$$Z_{зак} = 76686,5 \cdot 76,9 = \mathbf{5897191,85\ руб.}, \text{ за 2016г.}$$

$$Z_{зак} = 68401 \cdot 76,9 = \mathbf{5260036,9\ руб.}, \text{ за 2017г.}$$

$$Z_{зак} = 66174,5 \cdot 76,9 = \mathbf{5088819,05\ руб.}, \text{ за 2018г.}$$

Итого расходы по закачке воды за 3 года – **16 246 047,8 руб.**

Расходы на сбор и транспорт нефти на каждый год расчётного периода:

$$З_{сб.} = 76686,5 \cdot 10,3 = 789870,95 \text{ руб.}, \text{ за } 2016\text{г.}$$

$$З_{сб.} = 68401 \cdot 10,3 = 704530,3 \text{ руб.}, \text{ за } 2017\text{г.}$$

$$З_{сб.} = 66174,5 \cdot 10,3 = 681597,35 \text{ руб.}, \text{ за } 2018\text{г.}$$

Итого затраты на сбор и транспорт нефти за 3 года – **2 175 998,6 руб.**

Затраты на подготовку нефти в течение 3 года:

$$З_{подг.} = 76686,5 \cdot 71,5 = 5\,483\,084,75 \text{ руб.}, \text{ за } 2016\text{г.}$$

$$З_{подг.} = 68401 \cdot 71,5 = 4\,890\,671,5 \text{ руб.}, \text{ за } 2017\text{г.}$$

$$З_{подг.} = 66174,5 \cdot 71,5 = 4\,731\,476,75 \text{ руб.}, \text{ за } 2018\text{г.}$$

Итого за 3 года = **15 105 233 руб.**

Расходы на техническое обслуживание и эксплуатацию оборудования (включая ремонт подземных скважин) за каждый год расчетного периода:

$$З_{ПРС} = 76686,5 \cdot 360,4 = 27\,637\,814,6 \text{ руб.}, \text{ за } 2016\text{г.}$$

$$З_{ПРС} = 68401 \cdot 360,4 = 24\,651\,720,4 \text{ руб.}, \text{ за } 2017\text{г.}$$

$$З_{ПРС} = 66174,5 \cdot 360,4 = 23\,849\,289,8 \text{ руб.}, \text{ за } 2018\text{г.}$$

Итого за 3 года = **76 138 824,8 руб.**

Общие текущие затраты:

$$З_{тек.} = З_{об} + З_{эл/эн} + З_{зак} + З_{сб} + З_{подг} + З_{ПРС}$$

Текущие затраты	2016	2017	2018	за 3 года
З _{об}	9315000	9315000	9315000	27945000
З _{эл/эн}	387266,83	345425,05	334181,23	1066873,11
З _{зак}	5897191,9	5260036,9	5088819,05	16246047,8
З _{сб}	789870,95	704530,3	681597,35	2175998,6
З _{подг.}	5483084,8	4890671,5	4731476,75	15105233
З _{ПРС}	27637815	24651720,4	23849289,8	76138824,8
ИТОГО	49510229	45167384,15	44000364,18	138677977,3

5.3 Капитальные вложения

При гидроразрыве пласта капитальные вложения в основном вкладываются в эти области:

- бурение эксплуатационных и нагнетательных скважин;
- Затраты на скважинное оборудование;
- Наземное нефтепромысловое оборудование;
- Внешние полевые коммуникации

Необходимы капитальные вложения, которые, как ожидается, будут осуществлены в течение первых лет эксплуатации. Капитальные вложения определяются как сумма денежных средств, приобретенных компанией для достижения своих целей, таких как продолжение или начало деятельности. Это также может относиться к приобретению компанией постоянных основных средств, таких как основные средства (PP&E).

Во время одной работы по гидроразрыву пласта, инженер по гидроразрыву использует около 4 насосных агрегатов; песковоз; манифольд; блендер; станцию управления; лабораторию; комплект трубных труб; головку колонны; извлекаемый пакер и скребок. Персонал для проведения необходимого проектирования: инженер-геолог и лаборант.

Персонал, доступный во время работы по гидроразрыву пласта, - это инженер-геолог, лаборант, ведущий работ по ГРП, 8 операторов насосных агрегатов, 2 оператора блендера, 2 машиниста для управления автогидроподъемника и оператор песковоза.

5.3.1 Стоимость аренды спецтехники для гидроразрыва пласта

Во время гидроразрыва пласта стоимость арендованного оборудования для проведения операции гидроразрыва пласта рассчитывается в этом разделе в зависимости от типа и количества оборудования, почасовой стоимости продолжительности использования и вида используемого транспорта.

Таблица 5.4 - затраты на доставку различных оборудования по гидроразрыву.

Вид техники	Кол-во, шт	Время доставки, час	Стоимость 1 час доставки, руб	Сумма, руб.
Насос	2	4	25170	100680
Станция контроля и управления	1	4	12585	50340
Блендер	1	4	12585	50340
Песковоз	1	4	12585	50340
Блок манифольдов	1	4	12585	50340
Установка автоматизированной подачи химреагентов	3	4	37755	151020
Кроссовер, промывочная труба	1	4	12585	50340
Бункер под гравий, 40т	2	4	25170	100680
ИТОГО				604080

В таблице 5.5 при расчете стоимости аренды спецтехники для процесса гидроразрыва пласта используется количество используемого оборудования, а также почасовая стоимость этого арендуемого оборудования.

$$Z_{\text{спец}} = V_p * C \quad (5.2)$$

$Z_{\text{спец}}$ – Затраты на аренду спецтехники, руб; V_p – Время, час; C – стоимость на 1 час, руб.

Таблица 5.5 - Затраты на материалы и услуги для одной работы по гидроразрыву пласта.

Вид техники	Количество, шт	Нормативное время задания, час	Стоимость за час, руб	Сумма, руб.
Насос	2	32,4	3276	212284,8
Станция контроля и управления	1	32,4	3010	97524
Блендер	1	32,4	3450	111780
Песковоз	1	32,4	3677	119134,8
Блок манифольдов	1	32,4	2967	96130,8
Установка подачи химреагентов	3	32,4	3652	354974,4
Кроссовер, промывочная труба	1	32,4	3286	106466,4
Бункер под гравий ,40т	2	32,4	4276	138542,4
ИТОГО				1236837,6

Общие затраты на специальное оборудование рассчитываются путем суммирования затрат на аренду, а также затрат на его доставку до места эксплуатации, как показано ниже:

$$Z_{\text{спец}} = 604080 + 1236837,6 = \mathbf{1840917,6}$$

5.3.2 Стоимость материалы и реагенты для гидроразрыва пласта

Реагенты, используемые при гидроразрыве пласта, включают брекеры, соли, буферы и поверхностно-активные вещества и рассчитываются на основе количества и качества используемых реагентов, влияющих на цену и приведенных в таблице 5.6.

$$Z_{\text{реаг}} = N_p * C_{\text{реаг}} \quad (5.3)$$

Где N_p – норма расхода реагента, т.; $C_{\text{реаг}}$ – цена реагента включая транспортные и закупочные расходы (ТЗР), без НДС, руб./т.

Таблица 5.6 – Хим-реагенты и пропанты для ГРП

Реагент	Концентрация реагента	Норма расхода на 1 скв.- операцию	Цена с учетом ТЗР, без НДС руб/ед	Сумма, руб
Соль 7%	0,52 кг/м ³	53,52 кг	681,3	36463,18
Брекары гели	0,1 кг/м ³	14 кг	559,96	7839,44
ПАВ	4,65 л/м ³	434,3л	501,7	217888,31
Геллянты	20,05 кг/м ³	2465,7л	524,21	1292544,60
Буферы	16 л/м ³	1845л	615	1134675
Итого				2689410,53
Пропант		35,7т	22420	800394
Итого				3 489 804,53

Общая стоимость материалы и реагенты для проведения ГРП на одну скважину = **3 489 804,53 руб.**

5.3.3 Трудовые затраты

Во время операций по гидроразрыву пласта на месторождении работают пять основных профессиональных сотрудников: ведущий инженер, инженер-лаборант, инженер-электрик, мастер и механик.

Выплаченные им деньги приведены в таблице 5.7. Заработная плата выплачивается с учетом районных коэффициентов, времени, затраченного на работу, и тарифных ставок.

Таблица 5.7 – Расчет заработной платы специалистов

Профессия	Кол-во	Тарифная ставка руб./час	Время проведения ГРП, ч.	Тарифный фонд ЗП, руб.	Районный Коэф. 180%+ 80%	Премия 150%	ЗП с учетом надбавок, руб
Ведущий инженер	1	344,42	32,4	11159,21	29013,94	5579,60	45752,75
Инженер лаборант	1	302,12	32,4	9788,69	25450,59	4894,34	40133,62
Инженер электрик	1	302,12	32,4	9788,69	25450,59	4894,34	40133,62
Мастер	1	243,97	32,4	7904,63	20552,03	3952,31	32408,97
Механик	1	219,61	32,4	7115,36	18499,95	3557,68	29172,99
Итого:				45756,57	118967,1	22878,3	187601,96

Общие затраты на заработную плату специалистов составляют **187601,96 руб.**

5.3.4 Страховые взносы

Страховые взносы играют важную роль в нефтяной промышленности, особенно в операциях по гидроразрыву пласта. Поскольку профессиональные

опасности довольно широко распространены в нефтегазовой отрасли, эта работа оказывается очень прибыльной благодаря внебюджетным фондам, таким как Фонд социального страхования(ФСС), Пенсионный фонд (ПФР) и фонд обязательного медицинского страхования (ФОМС) от несчастных случаев на производстве, который является обязательным.

В таблице 5.8 в качестве показателя уровня профессиональных опасностей, а также оказания других услуг, связанных с добычей нефти и газа, выбран класс III с тарифом 0,4 для оказания услуг по добыче нефти и газа (код ОКВЭД – 11.20.4).

Таблица 5.8 – Расчет страховых взносов при проведении ГРП

Показатель	Ведущий инженер	Инженер лаборант	Инженер электрик	Мастер	Механик
Количество работников	1	1	1	1	1
Зарплата, руб	45752,75	40133,62	40133,62	32408,97	29172,99
ФСС (2,9%)	1326,83	1163,87	1163,87	939,86	846,02
ФОМС (5,1%)	2333,39	2046,81	2046,81	1652,86	1487,82
ПФР (22%)	10065,61	8829,4	8829,4	7129,97	6418,06
Страхование от несчастных случаев на производстве и несчастных случаев на производстве заболеваний (0,4%)	183,01	160,53	160,53	129,64	116,69
Всего, руб	13908,84	12200,62	1200,62	9852,33	8868,59
ИТОГО					57030,99

5.3.4 Косвенные затраты

Накладные или косвенные затраты-это затраты, которые компании должны нести, чтобы поддерживать бесперебойную работу. Это относится к конкретной области работы и может отличаться. В нефтяной промышленности накладные расходы составляют 20% прямых затрат.

Накладные или косвенные расходы рассчитываются по приведенной ниже формуле:

$$Z_{\text{мер}} = Z_{\text{реаг}} + Z_{\text{зп}} + Z_{\text{соц}} + Z_{\text{спец}} \quad (5.3)$$

Где $Z_{\text{реаг}}$ – Расходы на реагенты, $Z_{\text{зп}}$ – Расходы на заработную плату $Z_{\text{соц}}$ – Расходы на страховые взносы, руб; $Z_{\text{спец}}$ – Расходы на доставку спецтехники, руб.

Таблица 5.8 – Затраты на проведение ГРП с установкой фильтра.

Затраты	Сумма, руб
Аренда/доставка спецтехники	1840917,6
Реагенты и Материалы	3 489 804,53
Заработная плата	1 87601,96
Страховые взносы	57030,99
Итого	5575355,08 руб
Накладные расходы 20%	1115071,02 руб
Общая сумма	6690426,10 руб

5.4 Экономическая эффективность данного проекта

Условные переменные затраты-это затраты, которые зависят от объема производства. Переменные затраты сравниваются с постоянными затратами, которые складываются в общую стоимость проекта.

При дополнительной добыче нефти затраты, связанные с добычей, влияют на срок окупаемости, и именно тогда вступают в силу условные переменные, формула представлена ниже.

$$Z_{\text{доп}} = Q_{\text{н.доп}} * Z_{\text{пер}} \quad (5.4)$$

где $Q_{\text{н.доп}}$ – объем дополнительно добытой нефти, т; $Z_{\text{пер}}$ – условно-переменные затраты на добычу 1 т нефти, руб/т

$$Z_{\text{доп}} = 94608 * 2635 = \mathbf{249\ 292\ 080\ \text{руб}}$$

Далее, чтобы найти прибыль и срок окупаемости, суммируем прямые затраты на событие и условные переменные, используя формулу:

$$Z_{\text{общ}} = Z_{\text{мер}} + Z_{\text{доп}} \quad (5.5)$$

$$Z_{\text{общ}} = 5575355,08 + 249\ 292\ 080 = \mathbf{254867435,1\ \text{руб}}$$

5.4.1 Платежи и налоги

Нефтегазовый сектор, действующий в Российской Федерации, регулируется рядом налоговых законов, и значения приведены в таблице (5.5) ниже.

Таблица 5.9 - Ставки налогов и вычетов

Показатели	Ед. изм.	Значения
Налог на добавленную стоимость	%	18,0
Единый социальный налог	%	26

Продолжение таблицы 5.9

Налог в страховой фонд	%	0,5
Налог на добычу полезных ископаемых	Руб.	419*(Ц-9)*Р/261*Кв
Налог на имущество	%	2,2
Добровольное личное страхование	%	3,0
Ставка налога на прибыль	%	24,0
Подоходный налог	%	13,0
Прочие налоги (экология, пользование водными ресурсами, аренда земли)	тыс.руб./скв	0,159

Ставка налога на добычу полезных ископаемых за три года основана на объеме добычи нефти в каждом году, а также на стоимости нефти.

Налог на дорожный фонд за каждый год:

$$\text{Ндор.} = 6500 \cdot (66904,5 - 31317) \cdot 0,01 = \mathbf{2\ 313\ 187,5 \text{ руб.}}, \text{ за 2016г.}$$

$$\text{Ндор.} = 6500 \cdot (64021 - 31317) \cdot 0,01 = \mathbf{2\ 125\ 760 \text{ руб.}}, \text{ за 2017г.}$$

$$\text{Ндор.} = 6500 \cdot (57633,5 - 31317) \cdot 0,01 = \mathbf{171\ 0572,5 \text{ руб.}}, \text{ за 2018г.}$$

Итого = 6 149 520 руб.

Налог в страховой фонд за 3 года:

$$\text{Нстр.} = 6500 \cdot (66904,5 - 31317) \cdot 0,05 = \mathbf{115\ 659\ 37,5 \text{ руб.}}, \text{ за 2016г.}$$

$$\text{Нстр.} = 6500 \cdot (64021 - 31317) \cdot 0,05 = \mathbf{106\ 288\ 00 \text{ руб.}}, \text{ за 2017г.}$$

$$\text{Нстр.} = 6500 \cdot (57633,5 - 31317) \cdot 0,05 = \mathbf{85\ 528\ 62,5 \text{ руб.}}, \text{ за 2018г.}$$

Итого=30 747 600 руб

Налог на добычу полезных ископаемых за 3 года

$$\text{Ндпи} = 6\ 500 \cdot 35\ 587,5 \cdot 21,3/100 = \mathbf{49\ 270\ 893,75 \text{ руб.}}, \text{ за 2016г.}$$

$$\text{Ндпи} = 6\ 500 \cdot 32\ 704 \cdot 21,3/100 = \mathbf{45\ 278\ 688 \text{ руб.}}, \text{ за 2017г.}$$

$$\text{Ндпи} = 6\ 500 \cdot 26\ 316,5 \cdot 21,3/100 = \mathbf{36\ 435\ 194,25 \text{ руб.}}, \text{ за 2017г.}$$

Итого = 130 984 775,8 руб.

Общие платежи и налоги, включенные в стоимость нефти:

За 2016=63150018,7; За 2017=58033248; За 2018=45159629,23

$$\text{Нплат.} = \text{Ндор} + \text{Нстр} + \text{Ндпи} \quad (5.6)$$

Общая сумма платежей и налогов за 3 года – **166 342 896 руб.**

Амортизационные отчисления по скважинам на каждый год расчетного периода:

$$\text{Аскв.} = 2\ 601\ 223 \cdot 6,7/100 = 174\ 281,98 \text{ руб. за 2016г.}$$

$$\text{Аскв.} = 2\ 350\ 641 \cdot 6,7/100 = 157\ 492,95 \text{ руб. за 2017г.}$$

Аскв. = 2 177 287,1 · 6,7/100 = 145 878,2 руб. за 2018г.

Итого амортизационные отчисления по скважинам за 3 года:– **477653,127руб.**

Налоги и платежи, отчисляемые в бюджет:

Налог на добавленную стоимость на каждый год расчётного периода:

Нндс = 6 500 · 35587.5 · 18/100 = 41637375 руб., за 2016г.

Нндс = 6 500 · 32704 · 18/100 = 38263680 руб., за 2017г.

Нндс = 6 500 · 26316.5 · 18/100 = 30790305 руб., за 2018г.

Общая сумма платежей по налогу на добавленную стоимость за 3 года – **110 691 360 руб.**

Налог на имущество организаций ежегодно в течение 3 года

Ним. = 2 350 641 · 2,2/100 = **51 714,102 руб.**, за 2016г.

Ним. = 2 177 287,1 · 2,2/100 = **47 900,3 руб.**, за 2017г.

Ним. = 2 066 808,9 · 2,2/100 = **45469,80 руб.**, за 2018г.

Итого за 3 года– **145084,20 руб.**

Текущие расходы плюс налоги и платежи (без амортизационных отчислений):

$$З_{\text{тек}+\text{н}} = З_{\text{тек}} + \text{Нплат.} \quad (5.7)$$

$$З_{\text{тек}+\text{н}} = 138677977,3 + 67\,881\,895,9$$

Итого за 3 года – **206559873,2 руб.**

5.4.2 Прибыль от реализации

Общая сумма денежных средств /доходов, полученных предприятием от реализации на месторождении X без учета расходов и налогов, называется прибылью от реализации.

При расчете прибыли в качестве первого в отчетном году учитывается обязательное уменьшение единовременных доходов и расходов. Скидки рассчитываются, когда прибыль за каждый год делится на соответствующий понижающий коэффициент:

$$П_t = \sum_{i=1}^T \frac{Bt - \Delta t - Ht}{(1 + E_H)^{t - tp}} \quad (5.8)$$

Где $П_t$ – прибыль от реализации продукции;

T – расчетный период оценки деятельности предприятия;

Vt – выручка от реализации продукции;
 $Эt$ – эксплуатационные расходы с амортизацией;
 Ht – размер налогов;
 En – норматив дисконтирования, доли ед.;
 t, tp – текущий и расчетный год соответственно

Общая сумма эксплуатационных затрат на добычу нефти за год рассчитывается как:

$$З_{\text{эксп.}} = З_{\text{тек+н}} + А_{\text{скв}} \quad (5.9)$$

$З_{\text{эксп.}} = 49\,684\,510,98$ руб., за 2016г.; $З_{\text{эксп.}} = 45\,324\,877,1$ руб., за 2017г.;

$З_{\text{эксп.}} = 44\,146\,242,38$ руб., за 2018г.

Итого за 3 года = 139 155630,5 руб.

Прибыль от реализации по годом:

$$Пt = Vt - (З_{\text{эксп.}} + \text{Нндс} + \text{Ним}) \quad (5.10)$$

За 2016г,

$$Пt = 231318750 - (49\,684\,510,98 + 41637375 + 51714,102) = \mathbf{139945149,9 \text{ руб}}$$

За 2017г,

$$Пt = 212576000 - (45324877,1 + 38263680 + 47900,3) = \mathbf{128939542,6 \text{ руб}}$$

За 2018г,

$$Пt = 171057250 - (44146242,38 + 30790305 + 45469,80) = \mathbf{96075232,82 \text{ руб}}$$

Общая прибыль за 3 года,

$$Пt = \mathbf{364\,959\,925,3 \text{ руб}}$$

Налог на прибыль по годом составляется:

За 2016г,

$$\text{Нпр.} = 139945149,9 \text{ руб} * 0,24 = \mathbf{33586835,98 \text{ руб}}$$

За 2017г,

$$\text{Нпр.} = 128939542,6 \text{ руб} * 0,24 = \mathbf{30945490,22 \text{ руб}}$$

За 2018г,

$$\text{Нпр.} = 96075232,82 \text{ руб} * 0,24 = \mathbf{23058055,88 \text{ руб}}$$

Общая прибыль за 3 года

$$\text{Нпр.} = \mathbf{87590382,08 \text{ руб}}$$

Прибыль предприятия по годом;

$$\text{Ппр.} = \text{Пт} - \text{Нпр}$$

$$\text{Ппр.} = 106358313,9 \text{ руб.}, \text{ за } 2016\text{г.}; \text{ Ппр} = 97994052,38 \text{ руб.}, \text{ за } 2017\text{г.};$$

$$\text{Ппр.} = 73\,017\,176,94 \text{ руб.} \text{ За } 2018\text{г.}$$

Итого за 3 года – **277369543,2руб.**

Дисконтированная прибыль по годом :

$$\text{Ппр.диск.} = \text{Ппр.}/1,15.$$

$$\text{Ппр.диск.} = 92485490,35 \text{руб.}, \text{ за } 2016\text{г.};$$

$$\text{Ппр.диск.} = 85212219,46 \text{ руб.}, \text{ за } 2017\text{г.};$$

$$\text{Ппр.диск.} = 63493197,34 \text{ руб.}, \text{ за } 2018\text{г}$$

Итого за 3 года расчётного периода – **241 190 907,1 руб.**

5.5 Движение наличных средств

Дисконтированные денежные потоки, определяемые как сумма уменьшенных текущих годовых денежных потоков к начальному году:

$$\text{NPV} = \sum_{i=1}^T \frac{(\text{Пт} + \text{Ат}) - \text{Кт}}{(1 + E_H)^{t-tp}} \quad (5.11)$$

$$\text{За } 2016, \text{ NPV}_1 = 57162043,6 \text{ руб};$$

$$\text{За } 2017, \text{ NPV}_2 = 50585269,1 \text{ руб};$$

$$\text{За } 2018, \text{ NPV}_3 = 40284029,2 \text{ руб};$$

Общая NPV = **14803141,9 руб**

Положительная чистая приведенная стоимость указывает на то, что прогнозируемая прибыль, полученная в результате этого проекта, превышает ожидаемые затраты, и поэтому предполагается, что инвестиции с положительным NPV являются более прибыльными.

5.5.2 Индекс доходности

Индекс доходности (PI) - отношение общего чистого дохода к общему объему капитальных вложений:

$$\text{PI} = \sum_{i=1}^T \frac{(\text{Пт} - \text{Ат}) / (1 + E_H)^{t-tp}}{\text{Кт} / (1 + E_H)^{t-tp}} \quad (5.12)$$

Для определения индекс доходности (PI):

$$\text{PI} = (66\,058\,867,7 / 1,15) / (42\,440\,560 / 1,15) = 1,7$$

При положительном индексе рентабельности и $PI > 1$ он показывает эффективность проекта.

5.6 Сравнение технико-экономических показателей на месторождении X без гидроразрыва пласта и с гидроразрывом пласта

Для экономических расчетов были рассчитаны такие показатели, как NPV, различные формы налогов и чистая прибыль для 10 скважин, рассчитанных на 3 года. Результаты технико-экономического анализа приведены в таблице (5.10) ниже:

Таблица 5.10 – Результаты технико-экономического анализа технологии с проведением и без проведения ГРП

Показатели	Без ГРП	с ГРП
Срок разработки (годы)	3	3
Проектная добыча нефти (тыс.т)	94,0	188,60
Доп. Нефти после ГРП(тыс.т)	-	94,60
Накопленная закачка воды (тыс.м ³)	211,30	211,30
Затраты на проведении ГРП с установкой фильтра (млн.руб)	-	6,69
Затраты на материалы и услуги для одной работы по гидроразрыву пласта. (млн.руб)	-	12,4
Затраты на специальное оборудование (млн.руб)	-	1,24
Эксплуатационные затраты с учетом амортизационных отчислений(млн.руб)	190,9	401,6
Прирост выручки за 3 года(млн.руб)	364,96	614,95
Общая прибыль от реализации(млн.руб)	155,23	249,99
Дисконтированный поток на наличности (млн.руб)	106,4	224,5
Индекс доходности ед.	-	1,7
Налог на добавленную стоимость %	-	20

По результатам расчётов эффективным по основным экономическим параметром является вариант с применением ГРП, при котором инвестор получает дополнительный дисконтированный доход в размере 118,1 млн. руб.

Дополнительная добыча нефти за 3 года составит 94,60 тыс. м³.

Глава 6 Социальная ответственность

Введение

Нефтяное месторождение X, как и любые другие месторождения Томскнефти и Газпромнефти, имеет подробные правила безопасности, которые сотрудники регулярно соблюдают. Правила обеспечивают безопасность и защиту от всевозможных опасностей и вреда, которые могут возникнуть на рабочем месте. Единая система управления промышленной безопасностью и охраной труда является неотъемлемой частью интегрированной системы управления производством ОАО "Томскнефть" и устанавливает единые требования к безопасной организации работ в области промышленной безопасности и охраны труда.

Все сотрудники, включая руководителей компании, регулярно проводят мероприятия по обеспечению промышленной безопасности. К таким мерам относятся технические и санитарно-гигиенические мероприятия, организационные, регулярные проверки по обеспечению промышленной безопасности, охраны труда и безопасной рабочей среды на производственных объектах филиалов.

Контроль за соблюдением работниками установленных правил и норм техники безопасности, инструкций по охране труда вышестоящими органами управления и нормативных актов осуществляется в соответствии с документами государственного надзора.

Целью данной главы является анализ норм безопасности жизнедеятельности, промышленной безопасности, экологической безопасности, а также правовых и организационных вопросов промышленной безопасности на месторождении X применительно к процессу гидроразрыва пласта.

6.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Работа оператора в нефтегазовом секторе носит практический характер и может быть опасной, поэтому операторы, выполняющие технологию гидроразрыва пласта, всегда должны быть начеку и не отвлекаться. Поэтому

работа делится на две смены по 12 часов каждая. Рабочая смена оператора добычи нефти не должна превышать 12 часов.

Посторонние работники, дети и подростки не должны находиться рядом с машинами и оборудованием. Каждый сотрудник должен получить два комплекта спецодежды, что является обязательным.

В случае поломки оборудования оператору разрешается устранять только незначительные неполадки, однако в случае серьезных поломок он обязан уведомить об этом лиц, ответственных за ремонт.

Работа на нефтегазовых месторождениях относится к категории вредных, так как вероятность возникновения проблем со здоровьем выше, чем в других отраслях промышленности, поэтому наряду с повышением заработной платы, дополнительными оплачиваемыми отпусками и льготными пенсионными взносами должны предоставляться различные льготы и компенсации за причиненный ущерб.

Работа производственного оператора требует частого контакта с оборудованием, которое должно отвечать определенным требованиям. Для снижения и устранения несчастных случаев, вызванных несоблюдением правил техники безопасности, прилагаемых к оборудованию, оператор производства обязан пройти обучение технике безопасности перед использованием оборудования. Кроме того, они должны быть одеты в защитную одежду при работе с этим оборудованием.

Для обеспечения удобного выполнения оператором своей работы и обязанностей условия труда должны соответствовать требованиям в ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны [32], в котором учитывается комфортное выполнение работы в положении сидя или стоя или в обоих положениях.

Рабочая среда, дизайн рабочих задач и дизайн оборудования рабочего места являются факторами, которые, как считается, поддерживают продуктивность сотрудников на нефтяном месторождении X. Балансирование рабочей нагрузки с возможностями персонала, достаточные перерывы между

рабочими сменами, независимо от того, являются ли они официальными или нет, в значительной степени включены в трудовую жизнь сотрудников для управления их стрессом.

ГОСТ Р ИСО 6385-2007 [33] рассматривает три основных аспекта; здоровье и комфорт работников, Безопасность работников и эффективность и производительность труда работников.

6.2 Производственная безопасность

6.2.1 Анализ выявленных вредных и опасных факторов

Виды работ, выполняемых оператором по гидроразрыву пласта (ГРП), и связанные с ними вредные и опасные факторы, а также нормативные документы, рассматриваются в таблице 6.1.

Таблица 6.1—Опасные и вредные факторы, которые могут возникнуть при гидроразрыве пласта

Источник фактора и виды работ	Факторы (по ГОСТ 12.0.003-74)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1. Полевые работы: отбор проб из нефтяных скважин;	1. Движущиеся машины и механизмы;	1. Повышенная запыленность и загазованность воздуха в рабочей зоне;	ГОСТ 12.1.005-88 [34];
2. Работа с оборудованием под давлением;	2. Отклонение показателей климата на открытом воздухе	2. Подвижные части производственного оборудования;	ГОСТ 12.01.003-83 [35];
3. Снятие показаний с телеметрических приборов;	3. Повышенный уровень шума и вибраций на рабочем месте;	3. Сосуды и аппараты под давлением;	ГОСТ 24346-80 [36];
4. Работа с машинами и механизмами;	4. Недостаточная освещенность рабочей зоны;	4. Пожаробезопасность;	ВСН34-82 [37];
5. Закачка рабочих жидкостей в пласт	5. Токсическое и раздражающее воздействие на человека химических веществ.	5. Электробезопасность	ГОСТ 12.4.011-89 [38]; ГОСТ Р 52630-2012 [39];
	6. Повреждения в результате контакта с насекомыми.		ГОСТ 12.2.003-91 [40]; ГОСТ 12.2.062-81 [41]; ГОСТ 12.1.004-91 [42];

6.2.2 Анализ вредных производственных факторов

Рабочее пространство для обработки гидроразрыва пласта расположено в непосредственной близости от устья скважины, где расположено обслуживаемое оборудование (насосные агрегаты, трубопроводы, танкеры, коллекторный блок), а также инструмент и принадлежности для выполнения ремонтных работ в производстве.

Работы по гидроразрыву пласта обширны и сложны в том плане, что при отсутствии должной осторожности они могут вызвать ряд опасных и вредных производственных факторов, приводящих к травмам и другим внезапным ухудшениям здоровья и заболеваниям или вызывающих снижение продуктивности.

В ГОСТ 12.1.005-88 [32] регламентируются все опасные и вредные производственные факторы, которые могут возникнуть при проведении операций гидроразрыва пласта. Повышенное содержание газа в воздухе рабочей зоны.

При работе насосной установки и скважин через сальники и фланцевые соединения просачиваются вредные вещества: углеводороды C_1-C_{10} и сероводород (H_2S) смешиваются с углеводородами/жидкостью, выделяющейся из пласта. Также выброс вредных веществ в воздух иногда происходит во время технологических процессов и производственных работ (глушение, вызывание притока, промывка после гидроразрыва пласта).

Содержание вредных веществ в воздухе регулируется системой норм охраны труда с использованием предельно допустимых концентраций (ПДК) отдельных веществ в воздухе. В таблице 6.2 приведены ПДК для различных видов пыли по ГОСТ 12.1.005-88 [34].

Таблица 6.2 – приведены ПДК для различных видов пыли

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

ГОСТ 12.1.005 – 88 [34] регламентирует предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ, допустимые в воздухе рабочей зоны. Превышение ПДК может вызвать нарушение работы нервной системы, что приводит к бессоннице, брадикардии, утомляемости. Сероводород считается очень токсичным.

В случае превышения допустимого уровня запыленности и загазованности воздуха необходимо принять меры по предотвращению отравления организма человека. Воздействие высоких уровней загрязнения воздуха может привести к различным неблагоприятным последствиям для здоровья.

Способы снижения загрязнения воздуха и газов в рабочей зоне включают ограничение использования токсичных веществ в технологических процессах, мониторинг воздушной среды, герметизацию оборудования и ношение средств защиты органов дыхания во время работ, к которым относятся респираторы, фильтрующие противогазы маски или марлевые повязки.

а) Анализ показателей микроклимата

Низкие температуры ниже -45°C со скоростью 2 м/с считаются достаточно низкими, чтобы прекратить работу на открытом воздухе, так как низкая температура, высокая влажность и высокая скорость воздуха при других климатических условиях рабочей зоны влияют на организм человека таким образом, что могут снизить производительность труда, а также вызвать осложнения со здоровьем.

При скорости более 15 м/с все виды наружных работ прекращаются при любых, даже небольших, отрицательных атмосферных температурах из-за опасности нарушения функции дыхания, нарушения целостности слизистых оболочек глаз, носа, верхних дыхательных путей, возможности быстрого обморожения кожи, незащищенных участков тела [34].

Нормы климатических параметров при работе на открытом воздухе зависят от климатических регионов, тяжести и времени выполняемых работ.

Параметры не нормируются на открытых площадках, но определяются конкретные меры по снижению их неблагоприятного воздействия на организм работника.

В полевых условиях используются следующие средства индивидуальной защиты:

- спецодежда (перчатки, обувь, головные уборы), обладающая высокими теплозащитными свойствами, воздухо-непроницаемостью, низкой влагонепроницаемостью и масло-непроницаемостью;

Коллективная защита на нефтяном месторождении:

- сокращение времени пребывания персонала в зоне воздействия вредных факторов;

- доставка на работу и с работы должна осуществляться в изолированном транспорте;

- для периодического обогрева и отдыха сотрудников предусмотрены специально оборудованные помещения. Расстояние от рабочего места до отопительного помещения должно быть не более 150 м для открытых площадок и 75 м для неотапливаемых помещений [3].

в) Повышенный уровень шума и вибрации

Превышение допустимого уровня шума может создавать физический и психологический стресс, снижать производительность труда, мешать общению и концентрации внимания, а также способствовать несчастным случаям и травмам на рабочем месте, затрудняя восприятие предупреждающих сигналов.

Воздействие высокого уровня шума может привести к постоянной потере слуха. Ни хирургия, ни слуховой аппарат не могут исправить полную потерю слуха. Опасно не только постоянное присутствие повышенного уровня шума во время работы, но и кратковременное воздействие слишком громких звуков.

В России вероятность развития профессиональных заболеваний, вызванных избыточным шумом, определяется в процессе проведения специальной оценки условий труда (СУТ). Согласно используемому методу, шум ниже 80 дБ считается безвредным (не влияющим на здоровье).

Управление по охране труда и гигиене труда (OSHA) устанавливает правовые ограничения на шум на рабочем месте в Соединенных Штатах. Допустимый предел воздействия шума составляет 90 дБ для всех работников в течение 8 часов в день. При увеличении уровня шума на 5 дБ время, в течение которого человек может подвергнуться воздействию этой же дозы, сокращается вдвое.

Например: OSHA допускает 8 часов экспозиции до 90 дБ, но только 2 часа экспозиции при уровне звука 100 дБ. 'NIOSH' рекомендует ограничить 8-часовое воздействие менее чем 85 дБ. При 100 дБ 'NIOSH' рекомендует менее 15 минут экспозиции в день.

Работодатели ОАО "Томскнипинефть" и ОАО "Газпром" предпринимают конкретные шаги по защите своих работников, следуя рекомендациям в соответствии с [34]:

- Оценка шума проводится регулярно . Эта оценка охватывает как громкость, {дБ (А)}, так и частоту, {Гц}, для планирования правильного управления.
- Меры безопасности принимаются для предотвращения или контроля рисков в рабочей зоне. Например, инженерный контроль через проектирование и планировку рабочего места. Процедурный контроль для сотрудников, пострадавших от шумового загрязнения, осуществляется таким образом, чтобы снизить риск, позволяя только минимальному количеству необходимого персонала входить в шумную часть рабочей зоны.
- По возможности устраните воздействие шума на источник путем изменения технологического процесса или оборудования.
- Контроль воздействия шума – ограничение времени/продолжительности воздействия путем изменения процесса для пострадавших сотрудников.
- Средства индивидуальной защиты – СИЗ) предоставляются.

- Предоставляется информация и обучение для информирования рабочей силы об опасностях и необходимых мерах предосторожности, которые необходимо принять в рабочей зоне.

- Эффективность мер по борьбе с шумовым загрязнением регулярно контролируется и анализируется путем измерения уровня шума и проведения санитарного надзора за работниками, и выявляется, что они подвергаются значительному риску из-за проблемы с шумом.

с) Недостаточная освещенность рабочей зоны

Оператор по гидроразрыву пласта ежемесячно большую часть работы перемещается по территории производственных объектов, совершая многократные подъемы на находящиеся на высоте площадки. В связи с этим в цехах применяется освещение территории и отдельных рабочих мест посредством прожекторов.

С целью создания достаточного уровня освещенности и безопасных условий труда установлена норма освещенности нефтегазовых объектов. Рекомендованные типы прожекторов представлены в таблице 6.3.

Таблица 6.3 – Рекомендуемые типы прожекторов для освещения предприятий нефтяной промышленности [3].

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

д) Анализ Электробезопасности на месторождении X

На месторождении X основным источником электропитания, используемым для питания электрооборудования, такого как станция управления и насосные машины, является электрический ток. Сотрудники обучаются тому, как защитить себя от поражения электрическим током.

Электрооборудования, используемые ОАО "Томскнипнефть" на месторождении X при гидроразрыве пласта, согласуются с общими стандартами, приведенными в ГОСТ Р 12.1.019-2009 [43].

Чтобы свести к минимуму и устранять поражение электрическим током, токоведущие провода на нефтяных месторождениях изолированы.

Электрооборудование имеет элементы для защитного заземления металлических токовых деталей, которые имеют возможность проводить поражения живой.

Разряды молнии подаются для отключения оборудования от центральной сети, когда части его, доступные для прикосновения, находятся под напряжением во время молнии.

Оборудование предназначено для отключения во избежание ошибочных действий во время операций в случае выброса;

Также на местах принимаются предупреждающие уведомления и знаки, окрашенные в сигнальные цвета и другие средства сигнализации для информирования работников об уровне опасности оборудования.

Поток напряжения в контурах на месторождении X работает под безопасным сверхнизким напряжением, когда номинальное напряжение не превышает 42 В (между отдельными проводниками или между проводником и землей), без нагрузки напряжение не превышает 50В.

В случае неблагоприятных условий, когда опасность поражения электрическим током очень высока, напряжение, используемое для питания ручных ламп, регулируется ниже 12В.

Класс электрической защиты на нефтяном месторождении X является классом III, поскольку электрооборудование подключается непосредственно к источнику питания, а более высокое напряжение преобразуется в безопасное сверхнизкое напряжение с помощью изолирующего трансформатора или преобразователя с отдельными обмотками.

Расчет заземления

Расчет одного заземляющего элемента для опоры воздушной линии напряжением 380 вольт.

Исходные данные

Материаль- сталь

Форма - круглый вал диаметром 18 мм

Длина стержня (L) - 3,5м

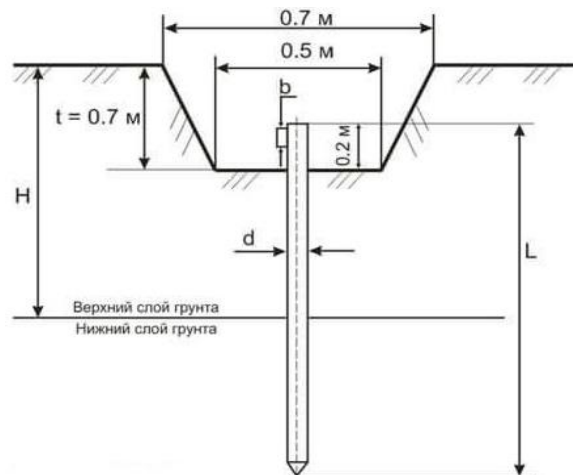
Глубина траншеи(t) - 0,5м

Коэффициент промерзания грунта (ψ)=1,45

Нормированное сопротивление=30Ом

Удельное сопротивление качества грунта (Глина, ρ_r)= 60Ом на метр

Расчет



а) Фактическое удельное сопротивление (ρ_ϕ) = $\rho_r * \psi = 60 * 1,45 = 87 \text{ Ом*м}$

б) Проникание штыря в грунт(**h**)= $0,5l+t = 0,5*3,5+0,7 = 2,45\text{м}$

в) Сопротивление распространению тока для горизонтального заземляющего проводника:

$$R_1 = \frac{\rho_\phi}{2\pi l} \left(\ln \frac{2l}{d} + \frac{1}{2} \ln \frac{4h+l}{4h-l} \right) = \frac{87}{2*3.14*3.5} \left(\ln \frac{2*3.5}{0.05} + \frac{1}{2} \ln \frac{4*2.45+3.5}{4*2.45-3.5} \right)$$
$$= 3.96 * (4.94) = 19.6 \text{ Ом}$$

Нормированное сопротивление, соответствующее ПУЭ, должно быть менее 30 Ом., поэтому $R_1 \approx 20 \text{ Ом}$ является нормальным для одного вертикального заземлителя, где ВЛ - $U \approx 380 \text{ В}$.

е) Анализ пожарной безопасности

Пожарная безопасность является одной из ключевых мер безопасности, к которой серьезно относятся на месторождении X, это делается для устранения возникновения пожара, тем самым обеспечивая пожарную безопасность работников на рабочем месте и материальных ценностей одновременно.

Объекты на месторождении имеют системы пожарной безопасности, и их уровни пожарной опасности четко обозначены. Зоны возгорания обозначаются знаками, и на площадке звучит громкая пожарная тревога. Огнетушители размещаются на наблюдательных пунктах, и работникам регулярно напоминают о мерах пожарной безопасности на рабочем месте.

Во время технологии гидроразрыва пласта ящики с песком, лопаты, ведра и огнетушители ОНП-10, ОУ-2, ОУ-5 размещаются на измерительных установках и обслуживаются сотрудником по технике безопасности.

Места для курения находятся дальше от хранилищ горючих веществ, также допустимое количество хранения инвертных материалов на рабочем месте соответствует инструкциям ГОСТ[10]. Также очистка этих горючих материалов устанавливается на основе стандартов.

После рабочего дня рабочие выключают все гаджеты, а инспектор по технике безопасности затем проверяет все эти вилки, чтобы предотвратить вспышку пожара.

Меры пожарной безопасности на площадке X следуйте четырем основным группам ниже:

- 1) предотвращение пожаров, т. е. исключение причин их возникновения;
- 2) ограничение масштабов распространения огня;
- 3) успешная эвакуация людей и имущества из очага пожара;
- 4) создание условий для эффективного тушения пожара.

Токсическое и раздражающее воздействие на организм человека химических веществ

Помимо больших объемов воды, при гидроразрыве пласта также используются различные химические вещества. В дополнение к большим объемам воды при гидроразрыве пласта также используются различные химические вещества, которые обычно составляют всего 0,5 и 2,0% от общего объема жидкости для гидроразрыва пласта.

Например, для проведения гидроразрыва пласта объемом четыре миллиона галлонов потребуется от 80 до 330 тонн химических веществ. Используемые химические вещества имеют различные формы, как показано в таблице (3).

Таблица 6.3— Химические вещества, используемые при гидроразрыве пласта

Тип добавки	Описание назначения	Примеры Химических агенты
Проппант	держит трещины открытыми, чтобы увеличить поток жидкости в ствол скважины	Песок также может быть спеченным бокситом, оксидом циркония, керамическими шариками.
Кислота	растворяет цемент на перфорированных интервалах перед закачкой жидкости для гидроразрыва пласта.	Соляная кислота с концентрацией менее 29%
Брекер	разрывает связи и вязкость жидкости для гидроразрыва пласта.	Пероксодисульфаты
Микробициды и бактерициды	Это снижает скорость роста бактерий в этих химических жидкостях, которые могут производить сероводород, возможно, загрязняя метан или населяя эффективность жидкостей, несущих проппант в трещины.	Глутаральдегид, (2-Бром-2-нитро-1,2-пропандиол)
Буфер и агент контроля pH	Максимизирует эффективность добавок, например, сшивателей, регулируя уровень pH жидкостей.	Карбонат калия или натрия, также уксусная кислота.
Ингибитор коррозии	Уменьшает образование ржавчины на стальных трубах, обсадных колоннах скважин, инструментах и резервуарах (используется только в жидкостях гидроразрыва пласта, содержащих кислоту).	Бисульфат аммония (поглотители кислорода), Метанол
Кросслинкеры и Сшиватели	Вязкость жидкости увеличивается при использовании фосфатных эфиров в комбинации с металлами. Эти металлы называются сшивающими агентами. Повышенная вязкость жидкости гидроразрыва позволяет жидкости переносить больше проппанта в трещины.	Гидроксид калия; боратные соли
Поверхностно-активное вещество	Снижает поверхностное натяжение жидкости разрыва пласта, тем самым способствуя восстановлению жидкости.	Метанол; изопропанол; этоксилированный спирт
Фрикционный редуктор	Позволяет закачивать жидкости разрушения с оптимальными скоростями и давлениями за счет минимизации трения.	Сополимер акрилата натрия с акриламидом; полиакриламид (ПАМ); нефтяные дистилляты.
Гелеобразователь	Сгущает жидкость гидроразрыва пласта, когда она несет проппанты.	Гуаровая камедь; нефтяной дистиллят.

Известно, что многие химические вещества жидкости гидроразрыва пласта токсичны для людей и диких животных, а некоторые из них вызывают рак.

Потенциально токсичные вещества включают нефтяные дистилляты, такие как керосин и дизельное топливо (которые содержат бензол, этилбензол, толуол, ксилол, нафталин и другие химические вещества); полициклические ароматические углеводороды; метанол; формальдегид; этиленгликоль; гликолевые эфиры; соляную кислоту и гидроксид натрия.

6.3 Экологическая безопасность

Фактическая практика гидроразрыва пласта является лишь малой частью общего процесса бурения, заканчивания и добычи нефтегазовой скважины.

Любой вид бурения нефтяных и газовых скважин может дополнительно вызвать:

- снижение качества воздуха
- шум
- световое загрязнение ночного неба
- ландшафтные изменения, такие как фрагментация лесов
- нарушение коридоров дикой природы и местообитаний

К экологическим вопросам, непосредственно связанным с гидроразрывом пласта, относятся:

- доступность воды
- разливы химических веществ на поверхности
- воздействие добычи песка для использования в процессе гидроразрыва пласта
- ухудшение качества поверхностных вод в результате удаления сточных вод.
- ухудшение качества подземных вод индуцированная сейсмичность от закачки отработанных флюидов в глубокие утилизационные скважины.

а) Защита атмосферы

К отраслям, наиболее загрязняющим атмосферу в нефтяной промышленности, относятся: буровые установки, нефтегазовые месторождения, установки подготовки нефти и газа, нефтеперерабатывающие заводы,

газокомпрессорные станции, нефтепроводы различного уровня, станции хранения углеводородов и др.

В целях снижения загрязнения атмосферного воздуха принимаются следующие меры:

- высокоэффективной четырёхступенчатой системы очистки бурового раствора и шлама;
- реагентов и материалов не ниже IV класса опасности, согласно «Критериям отнесения опасных отходов к классу опасности для окружающей природной среды» (приказ Министерства природных ресурсов РФ № 511 от 15 июня 2001 г.);
- конструкция и обвязка бурового оборудования (буровые насосы, шламовые насосы, запорная арматура и др.), исключающая утечку жидкости через сальники при проведении буровых и ремонтных работ.

Для строительства объектов нефтегазового комплекса предусмотрены следующие мероприятия:

- использование транспортных средств с высокими экологическими показателями, потребляющих небольшое количество топлива, оснащенных нейтрализаторами для нейтрализации выхлопных газов и силовыми установками, обеспечивающими минимальные удельные выбросы загрязняющих веществ в атмосферу;
- контроль токсичности и уровня дымности выхлопных газов автомобильных двигателей в соответствии с действующими нормативами, проведение мероприятий по их снижению;
- обеспечение регулярного технического осмотра и технического обслуживания транспортных средств;
- разработка оптимальной схемы транспортного потока, позволяющей минимизировать выбросы выхлопных газов;
- выбор оптимального режима работы машин при выполнении технологических процессов с учетом того, что работа строительных машин характеризуется частыми изменениями режимов нагрузки двигателей, а

минимальная токсичность отработавших газов дизелей составляет 60-70% от рабочей нагрузки;

- заправка транспортных средств закрытым способом;
- использование электроприводов в буровых установках и электрических земснарядах при добыче полезных ископаемых.

В целях снижения пылевых выделений при пересыпке и перемещении грунта автотранспортом и автотракторной техникой предусмотрено:

- строительство объектов в холодный период года, обуславливающий высокую влажность грунта;
- погрузку материалов экскаваторами с наименьшей высоты выгрузки;
- разработку грунтов естественной влажности и увлажненных, при необходимости дополнительное увлажнение пылящих грунтов при разработке и транспортировке материалов;
- ведение работ небольшими захватами.

в) Защита гидросферы

Гидросфера при гидроразрыве пласта защищается за счет уменьшения разлива нефти, просачивания химических веществ в близлежащие воды и других химических веществ, способных загрязнять гидросферу.

В целях сохранения гидросферы при выполнении технологии гидроразрыва пласта реализуются следующие меры:

1. Применение качественных и надежных антикоррозийных трубопроводов на участках перехода через водные объекты.
2. Установка запорной арматуры в трубопроводах через водные преграды по обоим берегам рек и ручьев.
3. Строительство водопропускных труб (27 штук).
4. Для уменьшения воздействия на растительность вокруг берегов рек и их окрестностей строительные-монтажные работы проводятся в зимний период.

5. Строительство трубопроводов в зимний период, также снижающее воздействие на дно и берега водных объектов;

6. Периодические технические проверки условий прохождения трубопроводов через водные преграды;

7. Обеспечение мероприятий по защите трубопроводов от коррозии (применение труб с усиленной внешней защитной изоляцией и внутренним антикоррозионным покрытием);

8) Использование резервуарных препаратов для ликвидации свежих нефтяных загрязнений.

с) **Защита литосферы**

Литосфера разрушается или загрязняется в результате гидроразрыва пласта, когда отходы этой технологии не утилизируются должным образом.

Когда у компаний появляется избыток неиспользуемых жидкостей для гидроразрыва пласта, они либо используют их на другой работе, либо выбрасывают.

Таблица 6.4 – Соображения по выбытию

Жидкости ГРП или добавки	Рекомендуемая утилизация
Пенообразователь F104 Ингибитор Коррозии Органическая кислота Прерыватель Биоцид В69	Объект по удалению опасных отходов
Вода гелеобразующий агент	
Хлорид калия M117	Полигон опасных отходов
Метановая добавка J473	Сжигание, утилизация, закачка в скважину или другие приемлемые методы в соответствии с местными правилами.
Боратный Кросслинкер J532	В утилизационный коодецю Небольшие количества могут быть приемлемы в санитарной канализации.

По окончании работ участок скважины и одежда рабочих должны быть проверены и необходимо убедиться в отсутствии опасных концентраций радиоактивных веществ.

6.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Во время гидроразрыва пласта аварийными ситуациями, которые могут возникнуть на месторождении, являются:

а) естественного характера:

- наводнение наводнения
- лесные и торфяные пожары
- ураганы
- метели и снежные заносы

б) Техногенная природа:

- отключение электроэнергии;
- пожар на объекте;
- нарушение герметичности устройств и трубопроводов, прохождение сальников насосов, клапанов, что приводит к загазованности, утечке нефтепродуктов, возможности отравления продуктами горения, пожару, взрыву.

Главной опасностью такого рода в рыболовстве является непредвиденное возникновение пожаров, которые могут привести к трагическим последствиям. Пожары могут возникать в результате открытого огня, искр от электрооборудования, сильного перегрева, ударов и трения, а также различных видов разрядов электрического тока.

Для предотвращения возникновения пожарных ситуаций между отдельными объектами нефтяных и газовых месторождений необходимо поддерживать противопожарные габариты:

- от устья скважины до насосных станций и резервуаров не менее 40 м, до газокompрессорной станции 60 м, до общественных зданий - 500 м.
- Определите опасную зону. Вывести из опасной зоны людей, не занятых управлением технологическим процессом и не участвующих в ликвидации аварии. Выставляют посты, предупреждающие знаки на путях возможного появления людей и техники. Оказать первую помощь пострадавшим;

- Вывезти оборудование с территории кустарника скважины или закрыть его;
- Отсечь аварийный участок, закрыть клапаны на скважине и в АГЗУ, сбросить давление с поврежденного участка;
- Начать ремонтно-восстановительные работы;
- При возникновении открытого фонтана вызовите аварийную бригаду для ликвидации открытых фонтанов. Дальнейшая работа должна вестись под руководством штаба по ликвидации открытых фонтанов.

Раз в пять лет составляется и утверждается план ликвидации последствий аварий, а также проводятся ежемесячные занятия по устранению и сокращению возможных аварий. Результаты занятий заносятся в журнал за подписью ответственного лица из числа инженерно-технических работников.

Выводы

В данной работе исследуются основные правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при гидроразрыве пласта, проанализированы вредные и опасные факторы и меры по снижению воздействия промышленных аварий. Поскольку гидроразрыв пласта имеет репутацию экологически неблагоприятного явления, в данной главе рассматриваются аспекты обеспечения экологической безопасности, а также безопасности в чрезвычайных ситуациях для работников на месторождении.

Суть данной главы заключается в анализе уровня воздействия на человека различных химических веществ различной концентрации и обсуждении предельно допустимых концентраций вредных веществ, освещенности, уровня шума и т. д. на месторождения X, где проводится гидроразрыв пласта.

Глава 7. Заключение

В этой магистерской диссертации была рассмотрена теория гидроразрыва пласта и механика трещинообразования и показано, что при технологии гидроразрыва пласта геометрия гидравлических трещин играет значительную роль в эффективности добычи нефти. Было доказано, что чем больше геометрия трещины, тем больше доступ к пласту и тем выше добыча. Это позволяет сделать вывод о том, что технология гидроразрыва пласта является надежным методом интенсификации скважин.

В результате моделирования было установлено, что:

1. Увеличение ширины трещины при сохранении постоянной ее высоты и полудлиной привело к постепенному увеличению среднего дебита нефти на 19,26 м³/сут, а также их накопленных объемов добычи нефти на 15 тыс.м³.

2. Увеличение полудлины трещины при постоянной ширине и высоте привело к более высоким средним дебиты добычи на 3,2%, чем в случае кейса 1. Это связано с тем, что более большое значение полудлины имеет большую площадь контакта в массиве породы пласта, тем самым увеличивая проницаемость на более широкой площади, чем в случае увеличения ширины.

3. Было определено, что оптимальной геометрией трещины для скважины на месторождении X будет считаться трещина с полудлиной 300м и шириной 0,06мм из-за совокупного объема добычи нефти в 215,2 тыс. м³ в конце периода добычи, что примерно на 5,4% выше, чем в базовом кейсе.

Было очевидно, что при большей геометрии трещины (в случаях, когда $Xf-W= 400 \text{ м}-0,08 \text{ мм}$ и $500 \text{ м}-0,1 \text{ мм}$) накопленная добыча нефти была на 3,84% и 4,19% соответственно ниже, чем в случае оптимальной геометрии трещины, но накопленная добыча жидкости в конце разработки была зафиксирована на 2,83% и 7,21% выше чем оптимальной.

Это означает, что увеличение полудлины трещины должно удерживаться в продуктивных пластах коллектора, поскольку невыполнение этого требования может вызвать преждевременное повышение обводненности на месторождении.

Финансовые расчеты работы по ГРП показали, что НДС составил 20%, в то время как общая прибыль от продаж после гидроразрыва пласта была зафиксирована на уровне 364,96 млн руб.

Рекомендации

1. Основываясь на результатах этого исследования, рекомендуется сохранять высоту и ширину трещины как можно более постоянными, увеличивая при этом полудлину трещины для более высоких дебитов нефти и совокупных объемов.

2. Полудлину трещины не рекомендуется делать слишком большой, поскольку используется больше пропантов, что делает ее дорогостоящей, а также не гарантирует дополнительную добычу нефти.

Список используемых источников

1. Проект пробной эксплуатации месторождения «ТомскНИПИнефть», – 2011г.
2. Технические паспорта скважин месторождениях[Text]/ОАО «ТОМСКНЕФТЬ» ВНК, 1999-2008гг.
3. Технологические режимы работы скважин месторождения X.- ОАО «ТОМСКНЕФТЬ ЦДНГ-10
4. Отчет о производственной деятельности ЦДНГ-10 – ОАО «Томскнефть» ВНК, – 1998 - 2012гг.
5. Guo B. Petroleum Production Engineering, A Computer-Assisted Approach First Edition/ B. Guo, W.C. Lyons, A. Ghalambor//Gulf Professional Publishing – 2007. – 312 p.
6. Guo B. Petroleum Production Engineering, Second Edition/ B. Guo, L. Xinghui, T. Xuehao//Gulf Professional Publishing, 2017 – P. 19-36.
7. Hubbert, M. K. Mechanics of hydraulic fracturing/ M. K. Hubbert, D.G. Willis – Petroleum Transactions – 1957. – АИМЕ 210:153-168p.
8. Николаевич Б. А. Динамика трещины гидроразрыва пласта в неоднородной пороупругой среде[Text]/ Б. А. Николаевич – Новосибирск, 2016 – 94с.
9. Бадмажапович О. Б. Обоснование технологии гидравлического разрыва пласта на примере Приобского нефтяного месторождения (ХМАО) / О.Б. Бадмажапович. – Томск, 2019 – 131с.
10. Xu W. Characterization of Hydraulically-Induced Fracture Network Using Treatment and Micro-seismic Data in a Tight-Gas Formation [Text] / W. Xu, J. L. Calvez, M. Thiercelin, A Geo-mechanical Approach. Paper S{E 125237 was presented at the 2009 SPE Tight Gas Completions Conference, San Antonio, –15-17 June 2009. SPE-125237.
11. Weng, X., Modeling of Hydraulic-Fracture-Network Propagation in a Naturally Fractured Formation/ X Weng, O. Kresse, C. Cohen, R. Wu, H. Gu – 2011, *SPE Prod & Oper* 26(04): 368-380. <http://dx.doi.org/10.2118/140253-PA>

12. Economides M. J., Reservoir Stimulation/ M. J. Economides, K. G Nolte, third edition. West Sussex: John Wiley & Sons Ltd – 2000.
13. Crosby, D.G. Single and Multiple Transverse Fracture Initiation from Horizontal Wells/ D.G. Crosby, M.M. Rahman, M.K. Rahman, and S.S. Rahman, Journal of Petroleum Science and Engineering 35.3-4 – 2002: 191-204.
14. Anderson T. L. Fracture Mechanics: Fundamentals and Applications [Text]/ T. L. Anderson, Boca Raton: CRC, – 1995.
15. Valkó P. Hydraulic Fracture Mechanics [Text]/ P. Valkó, M.J. Economides, Chichester: Wiley, – 1995.
16. Zoback T., Reservoir Geomechanics [Text]/ T. Zoback, D. Mark. Cambridge: Cambridge UP – 2007.
17. Hubbert M. K., Mechanics of Hydraulic Fracturing [Text]/ M. K. Hubbert, & D. G. Willis, Society of Petroleum Engineers – 1957.
18. Hoek, E., Empirical strength criterion for rock masses [Text]/ E. Hoek, E. T. Brown, Journal of Geotechnical Engineering Division, ASCE 106 (GT9), 1013–1035 – 1980.
19. Michael A., Hydraulic Fracturing Optimization: Experimental Investigation of Multiple Fracture Growth Homogeneity via Perforation Cluster Distribution/ A. Michael –Texas, 2016 – 109p.
20. Kirsch G., Die theorie der elasticitaet und die beduerfnisse der festigkeitskehre [Text]/ G. Kirsch, VDI-Z 42, 707 – 1898
21. Haimson B., Initiation and Extension of Hydraulic Fractures in Rocks/ B. Haimson, C. Fairhurst, Society of Petroleum Engineers– 1967. doi:10.2118/1710 - PA
22. Serres C., Modeling fractures as interfaces for flow and transport in porous media [Text]/ C. Serres, C. Alboin, J. Jaffre, and J. Roberts, Technical Report, Inst. de Radioprotection et de Surete Nucleaire, Dept. d'Evaluation de Surete, 92-Fontenay aux Roses – France, 2002.
23. Martin V., Modeling fractures and barriers as interfaces for flow in porous media [Text]/ V. Martin, J. Jaffre, and J.E. Roberts, SIAM Journal on Scientific Computing – 2005.

24. Adachi J., Computer simulation of hydraulic fractures [Text]/ J. Adachi, E. Siebrits, and J. Desrochers, *Int. J Rock Mech & Mining* – 2007.
25. Van de Hoek P.J., A simple and accurate description of non-linear fluid leak-off in high-permeable fracturing [Text]/ P.J. Van de Hoek, SPE annual technical conference – 2000.
26. Aghighi M. A., fully coupled fluid flow and geomechanics in the study of hydraulic fracturing and post-fracture production/ M.A. Aghighi, " Ph.D. diss., The University of New South Wales–2007.
27. Advani, S.H., Variational Principles for Hydraulic Fracturing [Text]/ S.H. Advani, T.S. Lee, and R.H. Dean, *Journal of Applied Mechanics* – 1992, No. 4, 819–826.
28. Batchelor G. K., An Introduction to Fluid Dynamics/G. K. Batchelor, Cambridge Univ. Press, Cambridge, UK – 1967
29. Carter E., Optimum fluid characteristics for fracture extension in drilling and production practices/ E. Carter, G. Howard, C. Fast, Tulsa Oklahoma – 1957, 261p.
30. Perkins T. K., Widths of hydraulic fractures/ T. K Perkins and L.R. Kern. / *JPT* 222:937 – 1961.
31. Nordgren R. P., Propagation of a vertical hydraulic fracture/R. P. Nordgren, *SPEJ*, no. 3009:306 314. – 1972.
32. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
33. ГОСТ Р ИСО 6385-2016 Эргономика. Применение эргономических принципов при проектировании производственных систем.
34. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны
35. ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности
36. ГОСТ 24346-80 Вибрация. Термины и определения
37. ВСН 34-82 Отраслевые нормы проектирования искусственного освещения предприятий нефтяной промышленности.

38. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ Оборудование производственное. Общие требования безопасности

39. ГОСТ Р 52630-2012 Сосуды и аппараты стальные сварные. Общие технические условия

40. ГОСТ 12.1.003-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования

41. ГОСТ 12.2.062-81 ССБТ. Оборудование производственное. Ограждения защитные

42. ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования

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

44. Гарантии права работников на труд в условиях, соответствующих требованиям охраны труда, [Электронный ресурс], Режим доступа: <http://tkodeksrf.ru/ch-3/rzd-10/gl-36/st-220-tk-rf>. Дата обращения: 20.04.2021г.

Приложение А

(справочное)

Predicting the efficiency of hydraulic fracturing operations, taking into account the modeling of the technological parameters of a well at Field X.

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ93	Баффуор Присцилла		

Руководитель ВКР

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

Консультант-лингвист отделения иностранных языков ШБИП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Уткина А.Н.	к.филос.н		

Introduction

Unlike other methods of field intensifications, hydraulic fracturing on oilfield X has proven to be effective in increasing oil production.

Hydraulic fracturing is the creation of fractures by pumping viscous fluids under high pressure on wells with high productivity potential but low permeable and damaged wellbores. Due to its efficiency potential, it is the most common form of enhanced oil recovery method in the Siberian region of Russia.

Hydraulic fracturing on Field X was first carried out by service companies Schlumberger LLC and BJ services in January 2006. From 2006 to 2011, 47 fracking operations were performed in all, of which 11 were in 2006, 9 in 2007, 12 in 2008, 10 were performed in 2009 and 5 in 2010.

The main focus of this dissertation is to predict the efficiency of hydraulic fracturing taking into consideration the different parameters of fracture geometry, specifically the opening width and half-length variations and how it affects the cumulative oil and water productivity on the same group of wells.

Since fracture is initiated perpendicular to minimum horizontal stress, its height is considered constant based on the PKN model of fracture geometry.

Simulation

To study hydraulic fracturing efficiency with variations in the opening width, fracture half-length and constant height of the initiated fractures on oilfield X, a synthetic reservoir model with porosity ranging from 0.08 to 0.2 (Figure 2) and an average permeability of 65 mD. Permeability is equal for the X and Y directions but the $Z=0.1 * \text{Perm X}$. (Figure 3, 4). The reservoir grid is fine with dimensions ($dX=75\text{m}$., $dY=70\text{m}$ and $dZ=11\text{m}$).

The total active blocks of the model are 52626 out of 55440. 21 wells, 700m apart, are distributed in a five-spot injection pattern that is four production wells in the form of a square with an injection well sitting in the center. Black oil is considered in this reservoir model. The forecast for the fracturing job on this model of oilfield X is

four years from 01.11.2008 - 01.12.2012. The reservoir model is shown in the figure below.

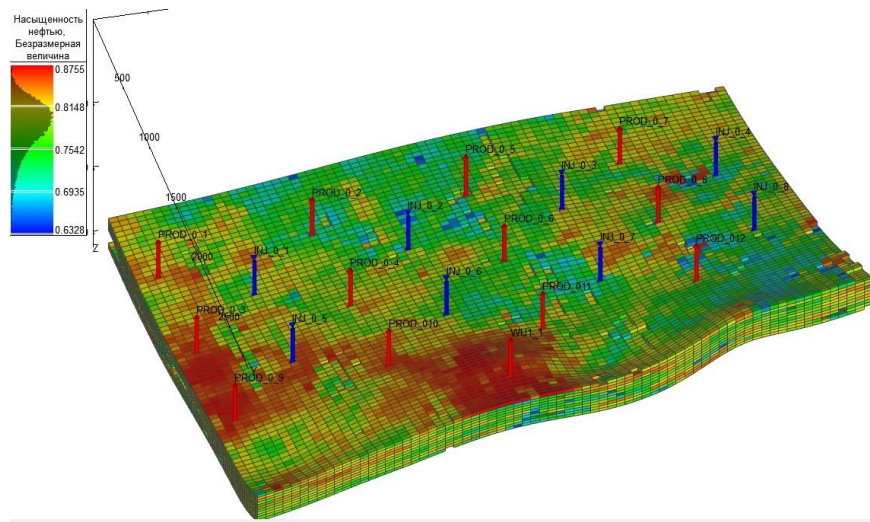


Figure 1 – Geological model of Field X for simulation

The porosity distribution on the simulated model is shown in Figure 2 below.

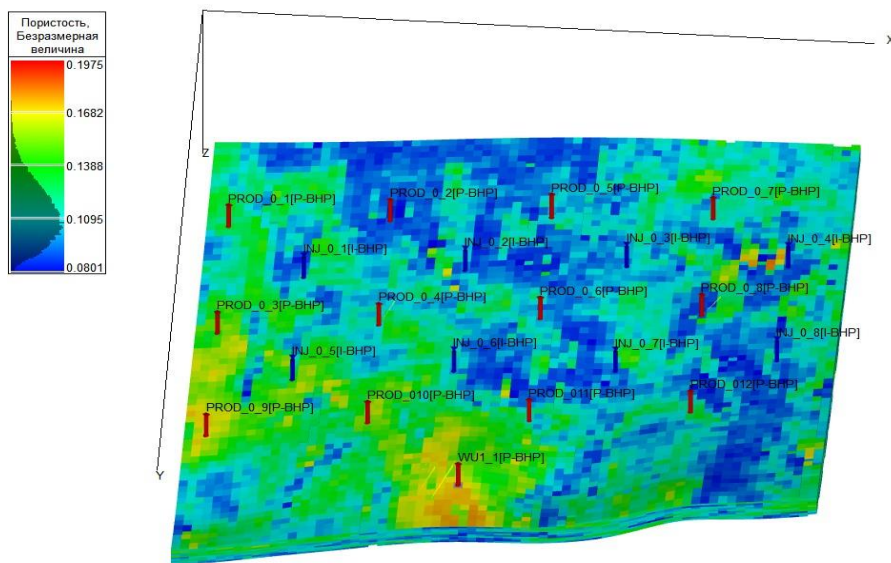


Figure 2 – Porosity distribution profile in 3D.

The permeability profile in the X and Y direction ranges from 1.002 to 99.98 mD and shown in figure 3 whereas the permeability distribution in the Z direction reaches 0.70 and shown in figure 4.

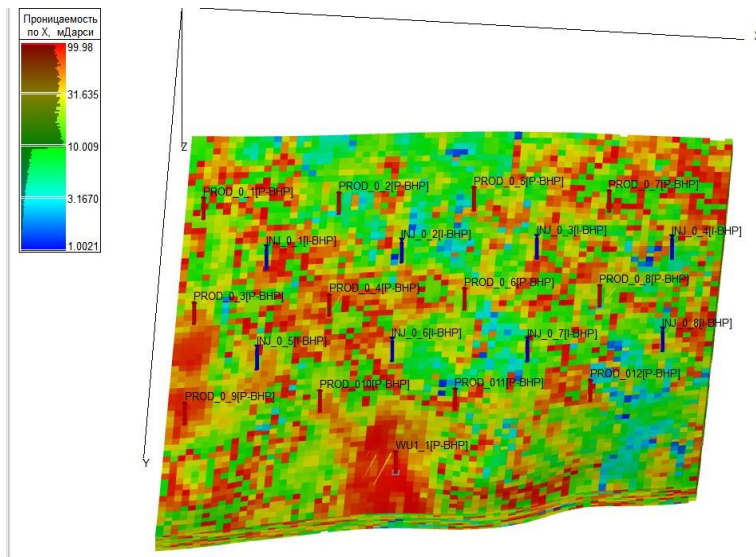


Figure 3—Permeability profile in the X and Y direction in 3D.

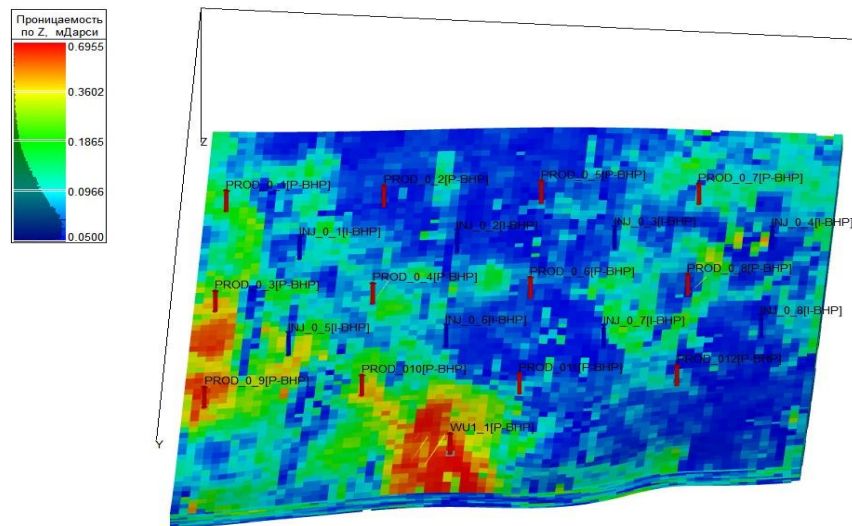


Figure 4—Permeability profile in the Z direction in 3D.

The pressure on the simulated field X is constant at 254 bar as shown in figure 5 below.

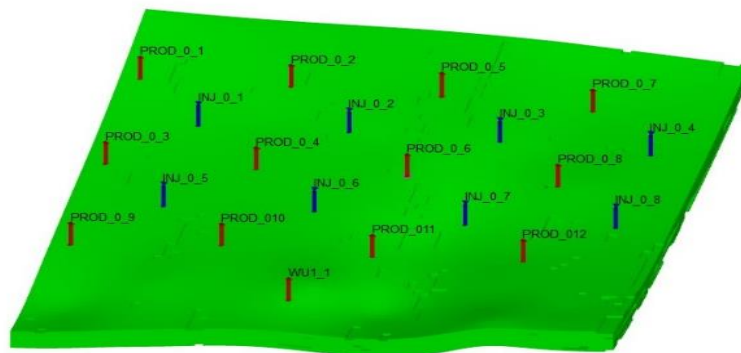


Figure 5— Pressure on the simulated field X in 3D.

For modeling fractures in tNavigator, proppant permeability and flow function are required. The permeability of proppant pack in fractures predicts the free flow of produced liquid from virtual connections of fractures created to the wellbore.

Proppant washing out time is modelled with the ‘Flowfunc’ parameter and it is set at 365 days in this model, this means that the time where the fracturing job is most effective is one year.

4.2 Simulation results

Fracture geometry is characterized by its Azimuth angle which describes the angle at which a fracture is initiated, opening width, half-length and height.

Two case scenarios are analyzed in determining the effects of fracture geometry of five-spot well placement system (four injection wells and one production wells) on oil productivity on field X.

1. Constant height, constant half-length and changing width.
2. Constant height, constant width and changing half-length.
3. A control case with changing width and half-length.

Graphs and tables of cumulative oil and liquid productivity and oil and liquid productivity rates for the group of wells are analyzed after the hydraulic fracturing technology based on the cases in table 2.

Table 4.2– Cases analyzed in this dissertation

Parameters	Base case	Case 1 (W=0.02mm, 0.04mm, 0.06mm,0.08mm, 0.1mm)				Case 2 (X _f =200m, 300m,400m, 500m)			
		110 _o	110°	110°	110°	110°	110°	110°	110°
Azimuth angle (°)	110°	110 _o	110°	110°	110°	110°	110°	110°	110°
Height 1	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Height 2	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Half-length 1, X _f	100	100	100	100	100	200	300	400	500
Half length 2, X _f	100	100	100	100	100	200	300	400	500
Width (mm)	0.02	0.04	0.06	0.08	0.1	0.02	0.02	0.02	0.02
Proppant	2	2	2	2	2	2	2	2	2
‘Flowfunc’(time)	365	365	365	365	365	365	365	365	365

The hydraulic fracturing technology was performed on the field X at a time step

of 01.01.2009. The hydraulic fracture is shown as a rectangle in the group M where there are 4 injection wells (Inj 0_2, 0_3, 0_6 и 0_7) and one production well (PROD 0_6). The cross-section of the fractures the wells fractured at the time step is shown below in figure 7.

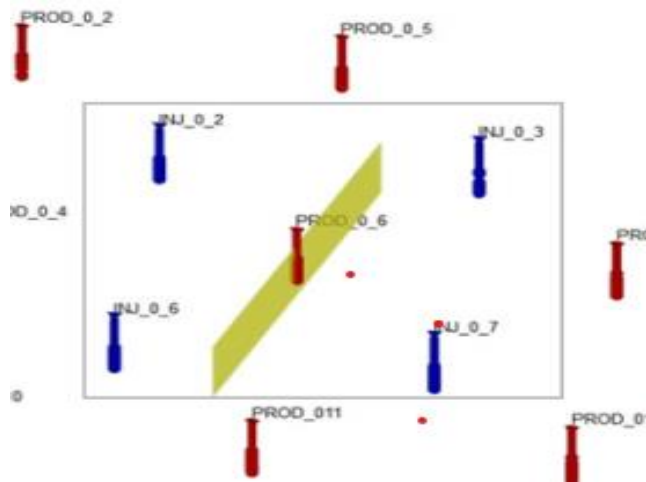


Figure 6 – Fracturing technology cross-section on wells

The oil and liquid production rates after the base case hydraulic fracturing scenario is presented below in figure 8 average flowrate for three months after the hydraulic fracturing is 299.59 m³/day and that of liquid is 324.29 m³/day.

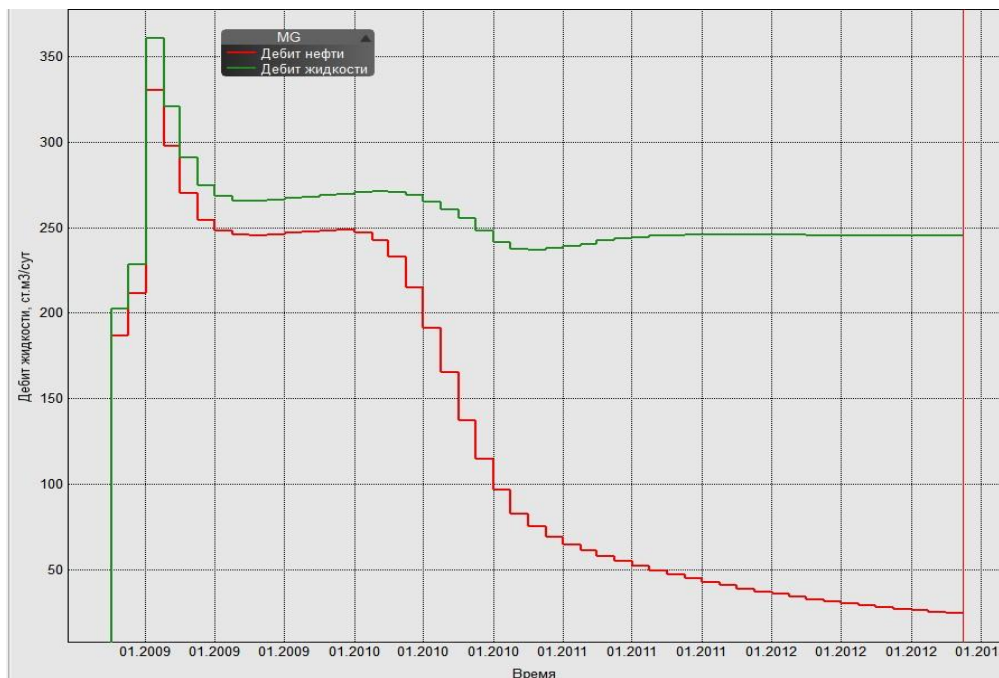


Figure 8 – Oil and liquid production rate hydraulic fracturing of the Base Case scenario.

The figure 9 below shows the cumulative oil and liquid productivity of field X against time of the base case scenario. The oil cumulative productivity reached 193.196 m³/day and 380645m³ respectively.

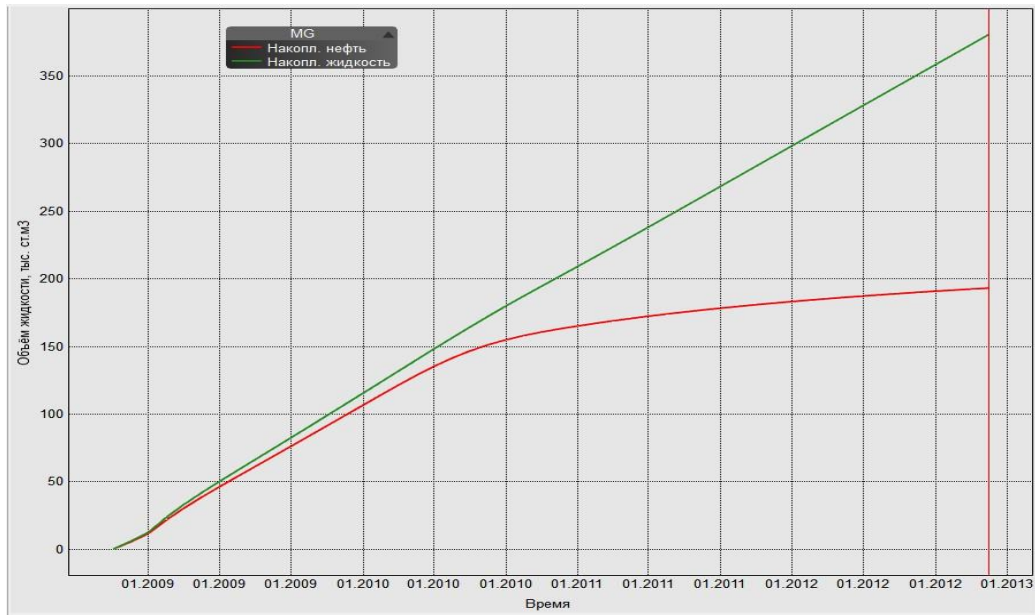


Figure 9 – Cumulative oil and water productivity of Base Case scenario against time.

Case 1

From table 2, case one took into consideration the variation of fracture width. The results are then presented in the form of figures and charts. Width of fracture varies evenly from 0.02mm (as in Base case) to 0.1mm.

With width=0.04mm, the oil and liquid flow rate is shown in figure 10. It can be seen that, for the first three months after hydraulic fracturing, average oil and liquid flowrate were recorded at 342.58 m³/day and 372.52 m³/day respectively whereas that of the cumulative oil and liquid production reached 196.71 thousand m³ and 385.89 thousand m³ as shown in figure 11 below.

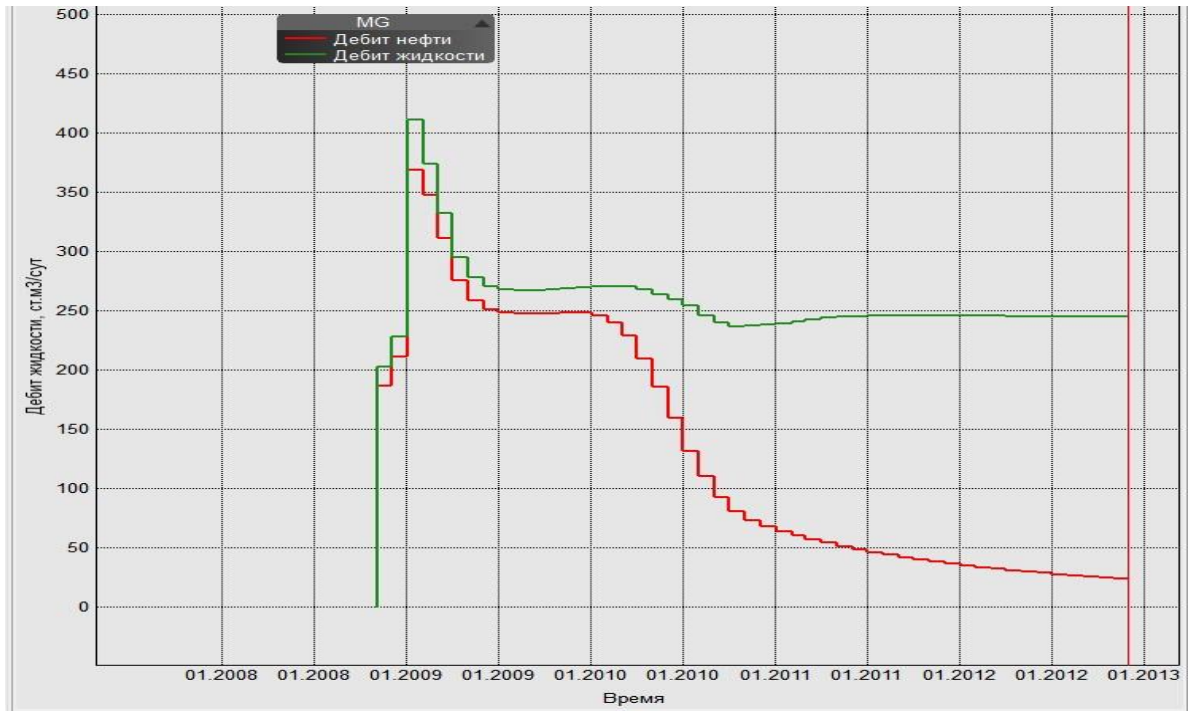


Figure 10 – Oil and liquid production rate hydraulic fracturing of Case 1 (width = 0.04)

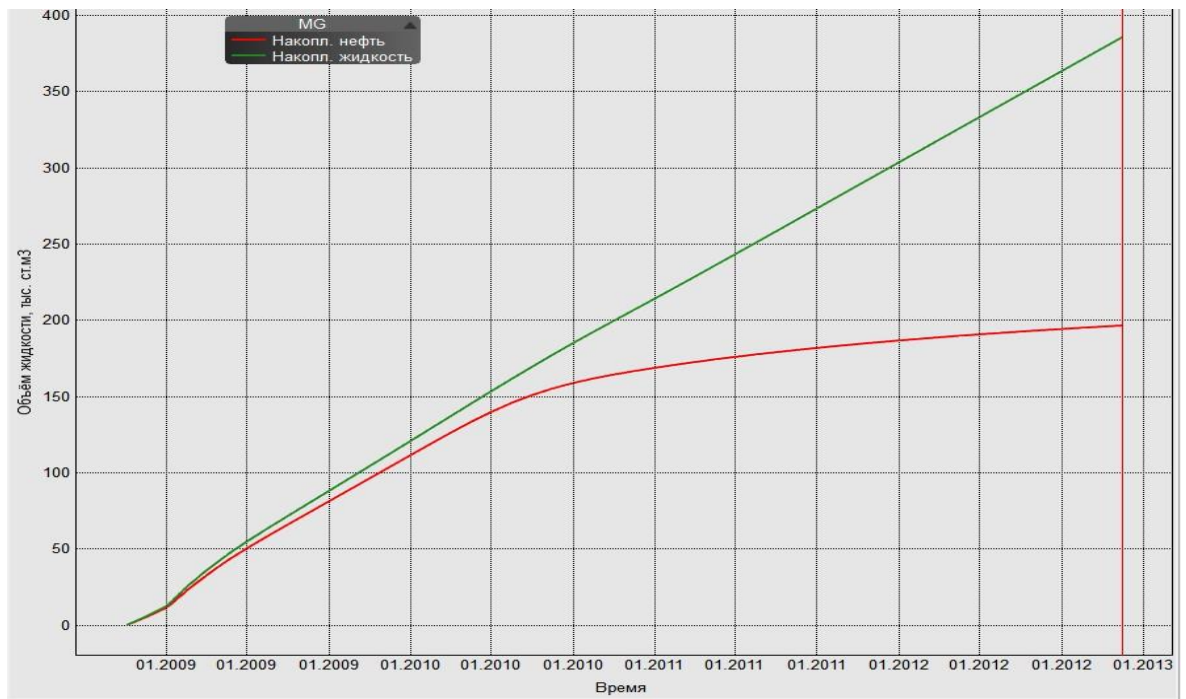


Figure 11 – Cumulative oil and liquid production volume after hydraulic fracturing of Case 1 (width = 0.04)

At width = 0.06 mm, the cumulative volumes of oil and liquid as well as their flowrates rates are shown in the figures 12 and 13 below. The oil and liquid flowrates reached 369.57 m³/day and 404.06 m³/day whilst oil and liquid cumulative volumes were recorded at 199.19 thousand m³ and 389.79 thousand m³ respectively.

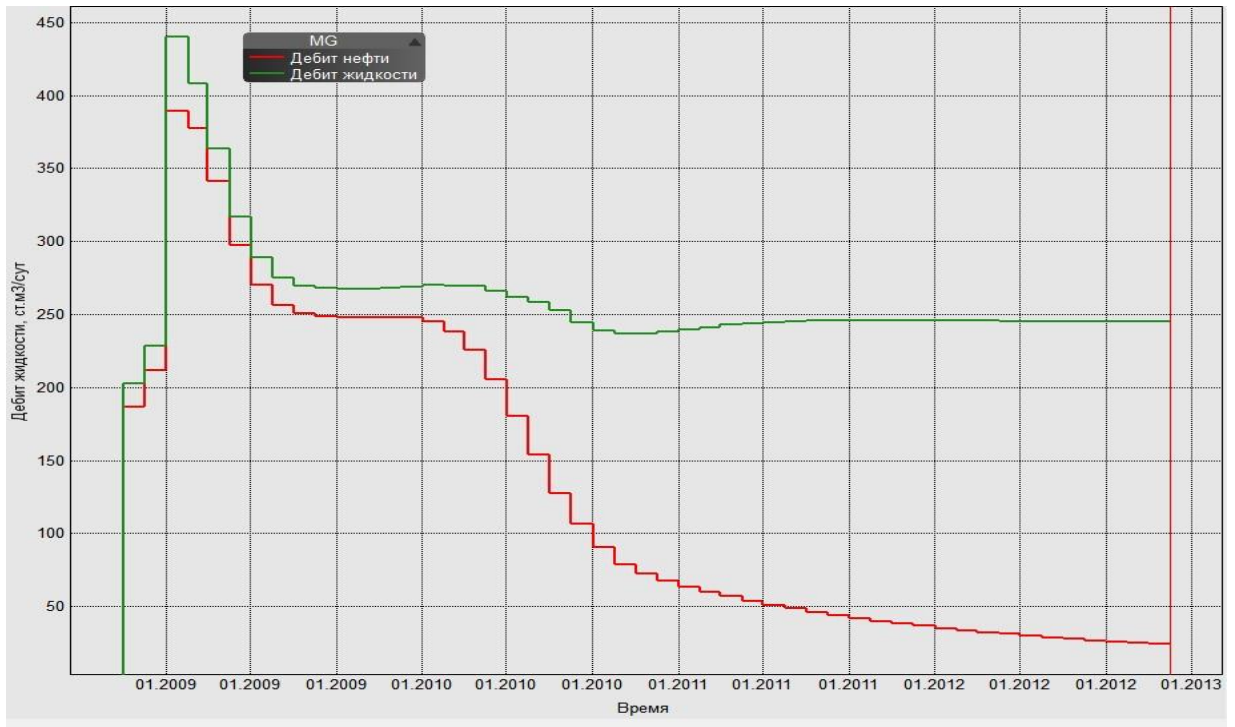


Figure 12 – Oil and liquid production rate hydraulic fracturing of Case 1 (width =0.06mm) against time.

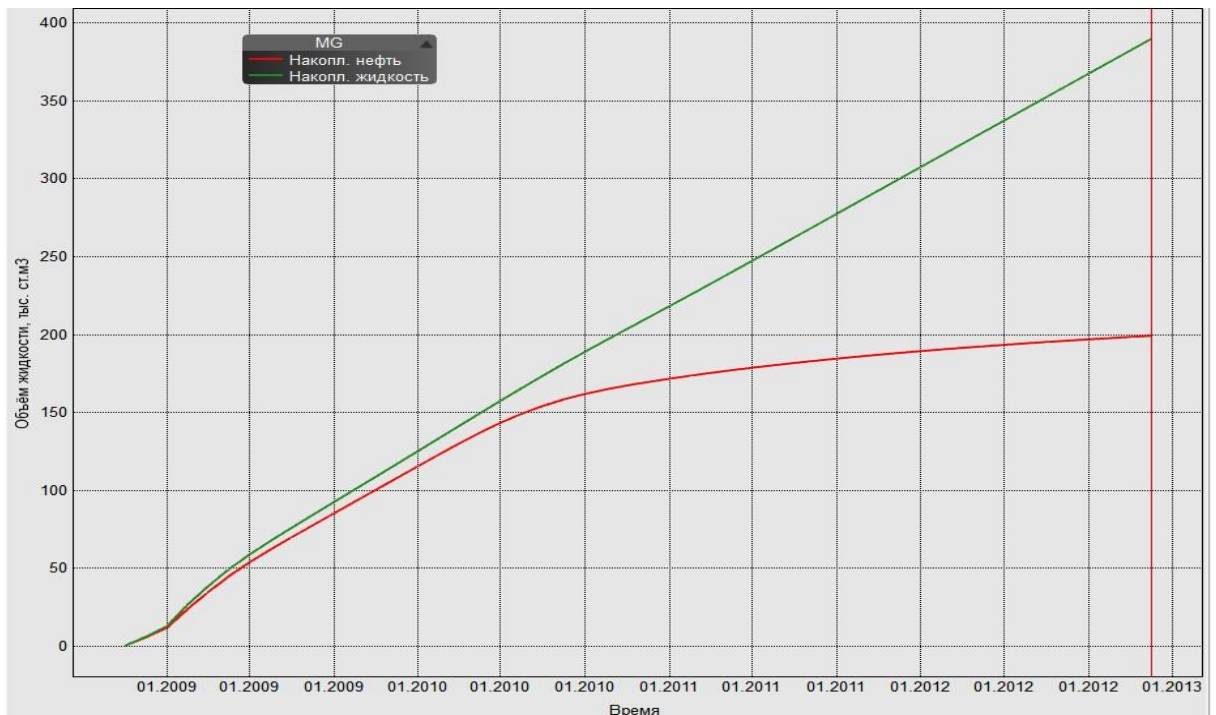


Figure 13 – Cumulative oil and liquid production volume after hydraulic fracturing of Case 1 (width = 0.06mm) against time

Figure 14 shows the oil and liquid flow rate for case 1, where the width value is 0.08. It can be seen that the average oil flow rate for three months after hydraulic fracturing was recorded at 389.0 m³/day and the liquid at 427.22 m³ / day.

Figure 15 below shows the accumulated volume of oil and liquid production at field X as a function of the time of case 1. The accumulated volume of oil production reached 201.19 thousand m³ and 392.982 thousand m³ of liquid after hydraulic fracturing.

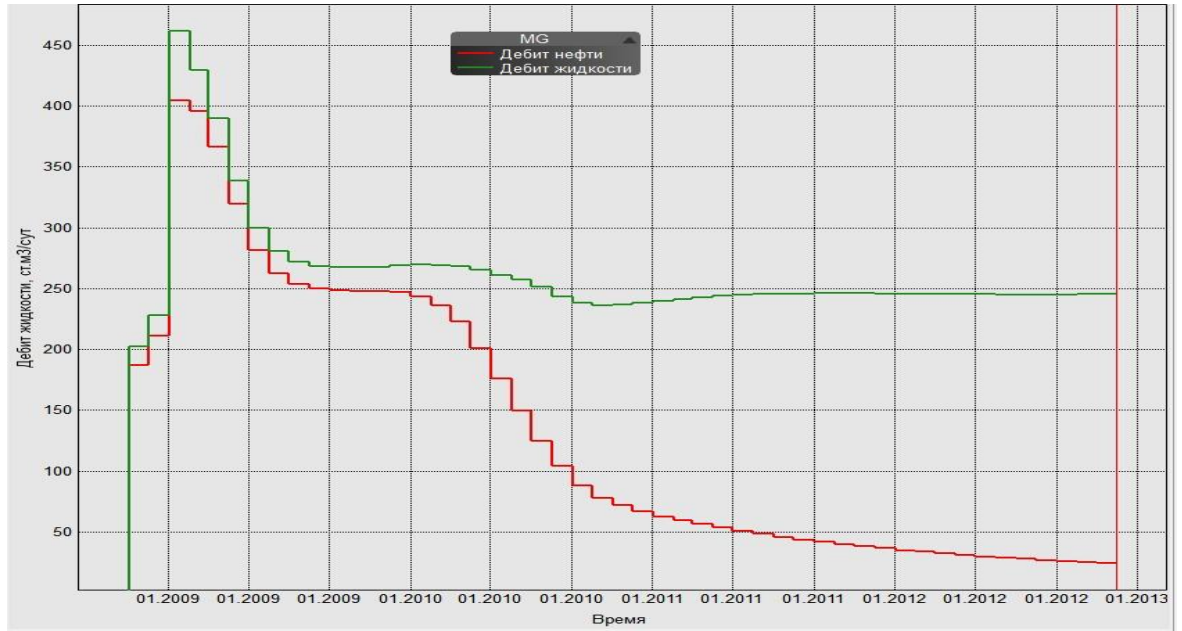


Figure 14 – Oil and liquid production rate hydraulic fracturing of Case 1 (width = 0.08 mm) against time

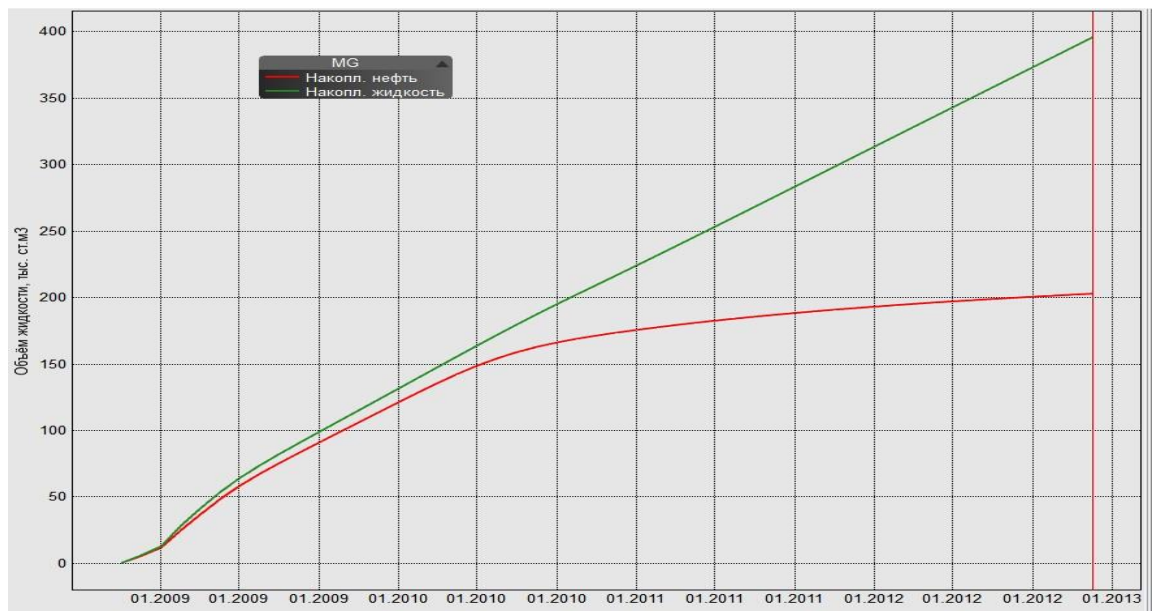


Figure 15 – Cumulative oil and liquid production volume after hydraulic fracturing of Case 1 (width = 0.08 mm) against time

Figure 16 shows the oil and liquid flow rate for case 1, where the width value is 0.1mm. It can be seen that the average oil flow rate for three months after hydraulic fracturing was fixed at 403.78 m³/day and the liquid at 445.40 m³ / day respectively.

Figure 17 below shows the accumulated volume of oil and liquid production on field X as a function of the time for case 1 where width =0.1mm. The accumulated volume of oil and liquid production reached 202,870 thousand m³ 395,687 thousand m³ at the end of development after hydraulic fracturing.

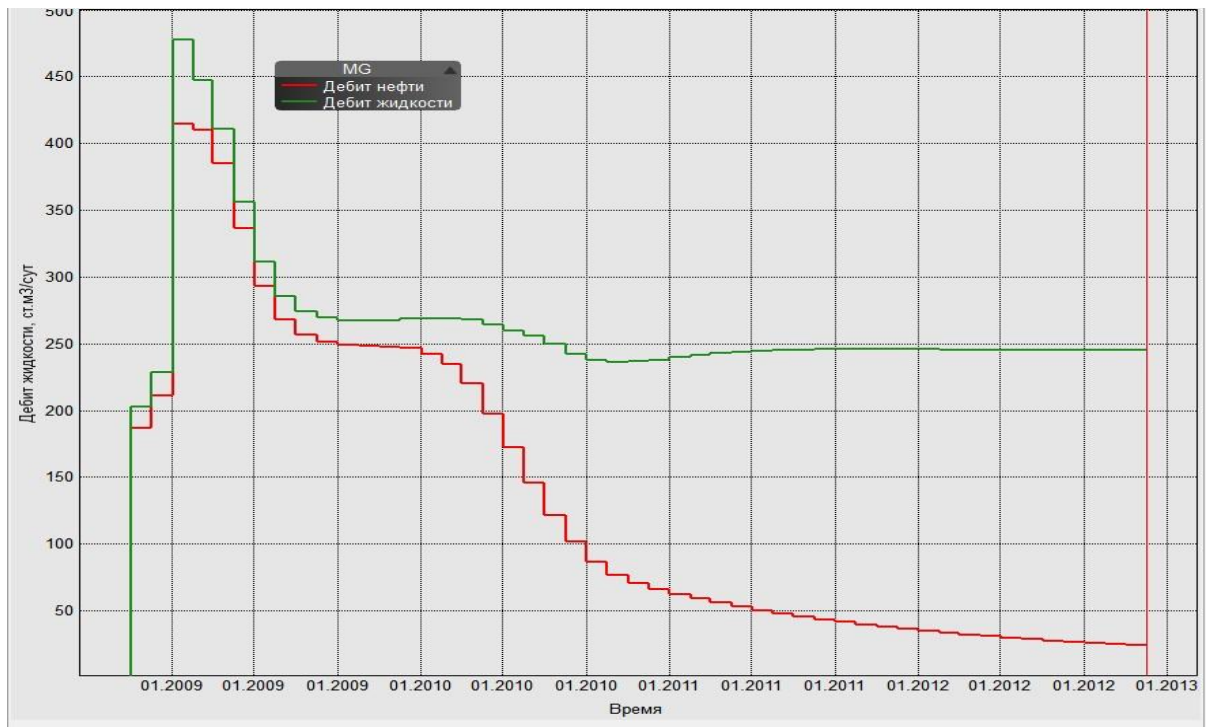


Figure 16 – Oil and liquid production rate hydraulic fracturing of Case 1 (width =0.1mm) against time.

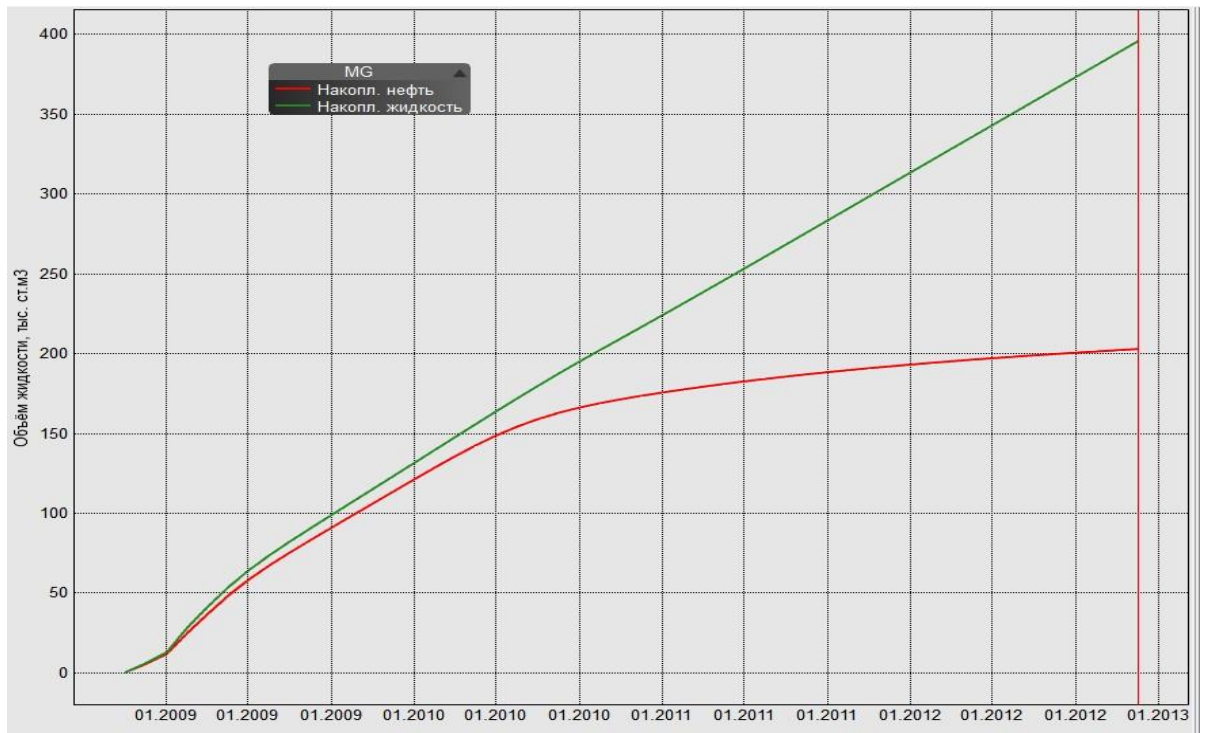


Figure 17 – Cumulative oil and liquid production volume after hydraulic fracturing of Case 1 (width = 0.1 mm) against time.

Case 2: Constant fracture height and width with changing fracture half-length

In case 2, the fracture half-length increases gradually from 200m to 500m from the value of the base case 100m. The results are shown in the graphs below.

Figure 18 shows the flowrate of oil and liquid for case 2, where the value of the half-length is 200 m.

Note that the average oil flowrate for three months after hydraulic fracturing with extended half-length was 354.85 m³/day and the liquid was 385.51 m³ / day.

Figure 19 below shows the accumulated volume of oil and liquid production at field X for case 2 against time at $X_f = 200m$.

The accumulated volume of oil and liquid production reached 197,465 thousand m³ 386,850 thousand m³ at the end of development after hydraulic fracturing.

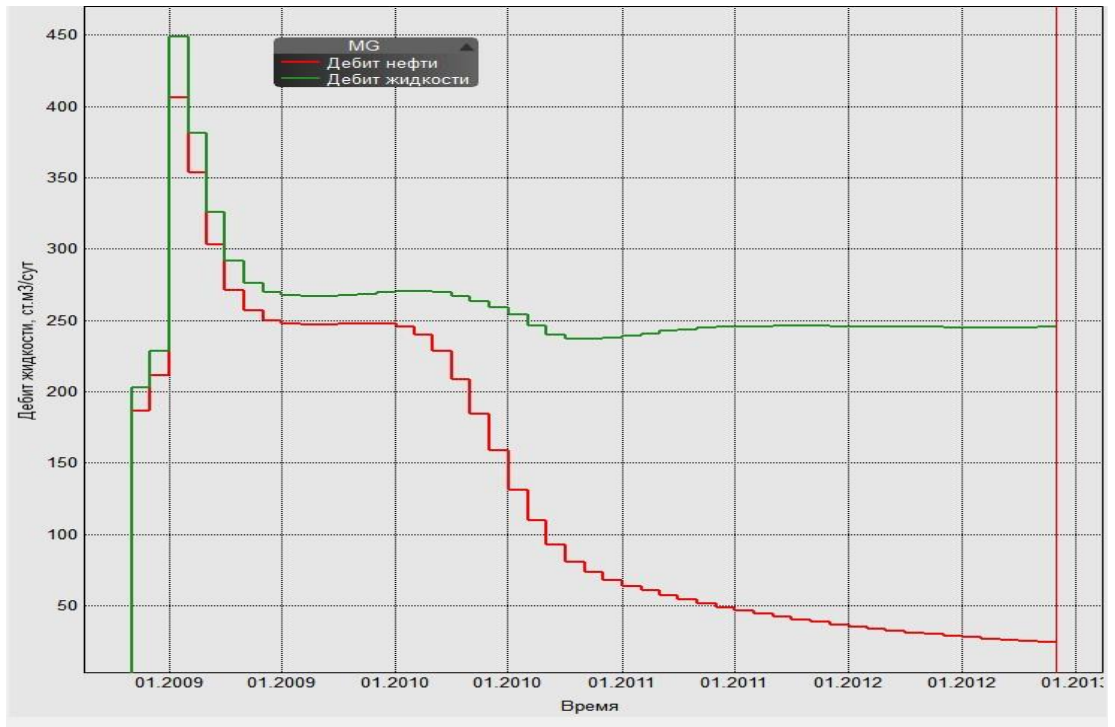


Figure 18- Oil and liquid flow rate hydraulic fracturing in case 2 ($X_f = 200$ m) as a function of time.

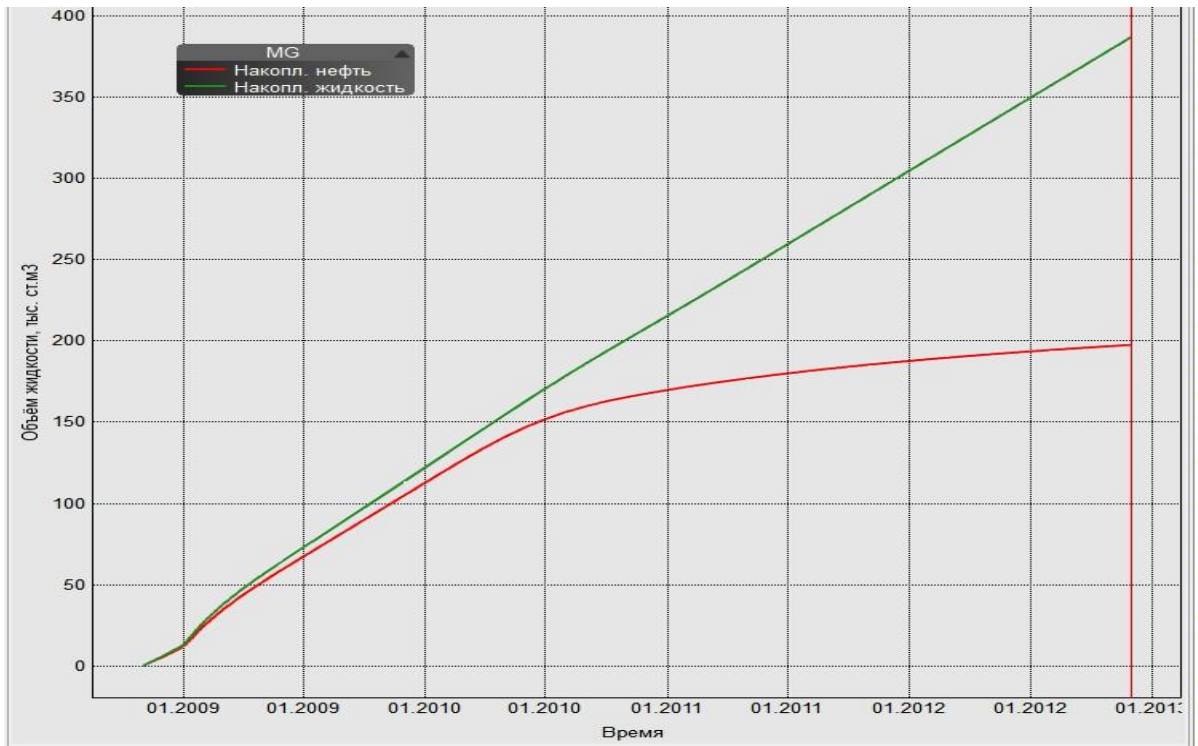


Figure 19 – Cumulative oil and liquid production volume after hydraulic fracturing of Case 2 ($X_f = 200$ m) against time.

The vertical well is fractured with half-length ranging from 200m to 500m. The summary of oil and liquid flowrates as well as accumulated volumes of oil and liquid are shown in the table 4 below. The Chart figure 20 and 21 shows the summary of case

1 and case 2, comparing the values obtained in each case specifically that of the variations of width and half-length.

Table 4.4 – Summary of results from simulation

Fracture half-length	Average oil flowrate m ³ /day	Average liquid flowrate m ³ /day	Cum. oil prod. thousand m ³	Cum. liquid prod. thousand m ³
0.02 mm	299.59	324.29	193.2	380.7
0.04 mm	342.58	372.52	195.7	385.9
0.06 mm	369.57	404.06	197.2	389.8
0.08 mm	389	427.22	200.2	393
0.1 mm	403.78	445.4	200.9	395.7

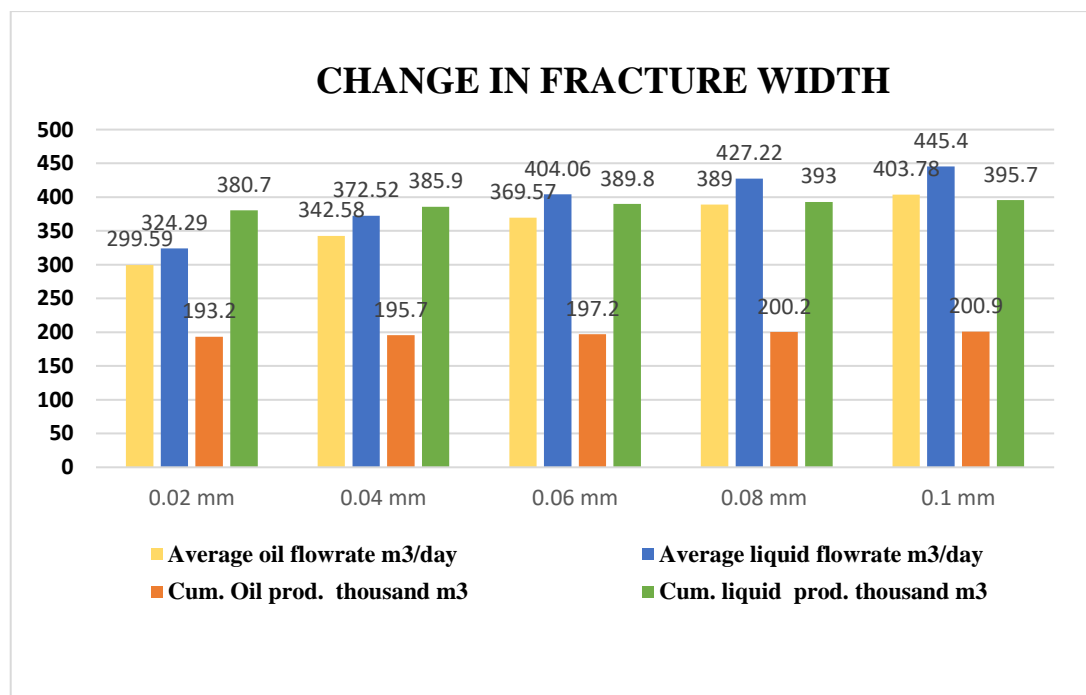


Figure 20 – Summary of results from simulation with width variation

Table 5 – Summary of results from simulation

Fracture half-length	average oil flowrate m ³ /day	average liquid flowrate m ³ /day	Cum. oil prod. thousand m ³	Cum. liquid prod. thousand m ³
100m	299.6	324.3	193.2	380.7
200m	354.9	385.5	197.5	386.9
300m	404.7	440.9	205.4	392.6
400m	438.8	483.9	208.3	397.1
500m	463.7	517.8	210.8	450.9

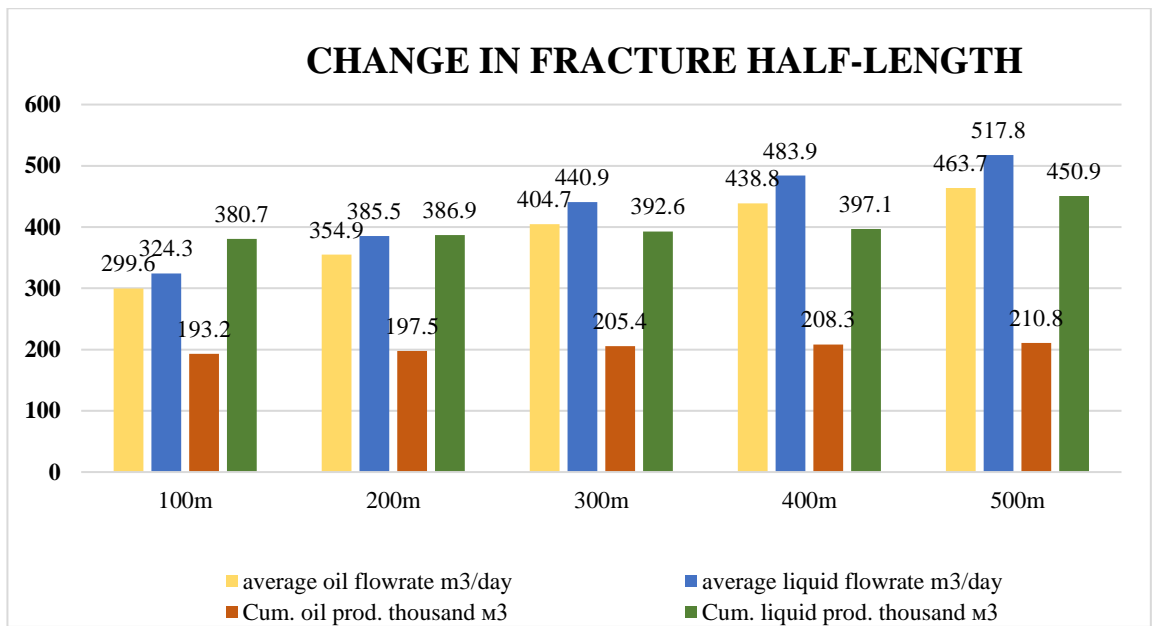


Figure 21 – Summary of results from simulation with half-length variation

Discussion of results

- For case 1, average oil and liquid flowrate increases as fracture width increases. The water produced in the first three months after the hydraulic fracturing was generally very low for all fracture width variations as against an average oil flowrate in m³/day. The oil and liquid cumulative production volume at the end of the four-year period of prediction was recorded at 200.9 and 395.7 thousand m³ respectively.

- Case 2, where fracture half-length changes with constant width and height, the oil and liquid flowrates increase with increasing half-length. The total volume of liquid produced at the end of the simulation period was significantly higher than in case 1 as it recorded 210.8 thousand m³ for oil and 450.9 thousand m³ for liquid.

After simulation, it was established that:

- Increasing the width of fractures while keeping its height and half-length constant, resulted in the gradual increase in average oil and liquid flowrate as well as their cumulative production volumes.

- The increase in fracture half-length with constant width and height resulted in a higher average production rates than in the case of CASE 1, this is because a longer half-length has more contact area in the rock mass of the reservoir thereby increasing permeability in a wider area than in the case of increase width.

It was evident that in longer fracture half-lengths ($X_f = 400\text{m}$ and 500m) in the case where each geometry is increased with constant height, cumulative oil volume at the end of the production year was higher than all the other cases by 3-6% and therefore considered optimum.

This implies that increasing fracture half-length and width should be contained in the productive cells of the reservoir as failure to do so may cause an early rise in water cut in the oilfield.