

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 : 21.01.04 нефтегазовое дело
 Отделение школы (НОЦ) : Нефтегазового дела

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Прогнозирование гидравлического разрыва пласта низкопроницаемых коллекторов на основе математического моделирования на месторождении X

УДК 622.276.66(519.876)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ93	Мади Новел		02.06.2021г

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Зятиков Павел Николаевич	д.т.н.		02.06.2021г

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
аспирант	Соловьев Василий Васильевич	аспирант		02.06.2021г

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Романюк Вера Борисовна	к.э.н.		02.06.2021г

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Сечин Александр Иванович	д.т.н.		02.06.2021г

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Зятиков Павел Николаевич	д.т.н.		02.06.2021г

Томск – 2021 г.

Результаты освоения образовательной программы

Универсальные компетенции выпускников и индикаторы их достижения

Категория компетенции	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; 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, 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	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»	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

	газового конденсата. 3. Контроль и сопровождение выполнения работ по техническому обслуживанию и ремонту, диагностическому обследованию оборудования по добыче углеводородного сырья. 4. Организация и контроль за проведением геолого-промысловых работ	ОТФ Е «Руководство работами по добыче углеводородного сырья» 19.021 Профессиональный стандарт «Специалист по промысловой геологии» (Утвержден приказом Минтруда России от 10.03. 2015 № 151н); ОТФ В «Организация геолого-промысловых работ»	ПК(У) -3. Способен оценивать эффективность инновационных технологических решений в процессе выполнения производственных показателей при разработке и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений углеводородного сырья	И.ПК(У) -3.1. Оценивает повышение эффективности добычи углеводородного сырья и проведения геолого-промысловых работ в процессе выполнения производственных показателей при разработке и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений
			ПК(У)-4. Способен обеспечивать безопасную и эффективную эксплуатацию и работу технологического оборудования нефтегазовой отрасли	И.ПК(У) -4.1. Обеспечивает эффективную эксплуатацию технологического оборудования, конструкций, объектов, агрегатов, механизмов в процессе добычи углеводородного сырья в соответствии с требованиями нормативной документации
			ПК(У)-5. Способен участвовать в управлении технологическими комплексами, принимать решения в условиях неопределенности	И.ПК(У) - 5.1. Руководит персоналом подразделений по добыче углеводородного сырья и геолого-промысловых работ в процессе разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений
Тип задач профессиональной деятельности: научно-исследовательский				
19 Добыча, переработка, транспортировка нефти и газа	1. Составление текущих и перспективных планов по проведению геолого-промысловых работ 2. Разработка и контроль выполнения производственных планов и программ	19.007 Профессиональный стандарт «Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата» (Утвержден приказом Минтруда России от 03.09.2018 № 574н); ОТФ Е «Руководство работами по добыче углеводородного сырья» 19.021	ПК(У)-6. Способен применять полученные знания для разработки и реализации проектов и научно-исследовательских работ различных процессов производственной деятельности на основе методики проектирования в нефтегазовой отрасли, а также инструктивно-нормативных документов	И.ПК(У) -6.1. Разрабатывает текущие 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>научно-исследовательских работ (НИР) 3.Разработка плановой, проектной и методической документации для геолого-промысловых работ</p>	<p>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>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 <small>(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)</small>
--

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ93	Мади Новел

Тема работы:

Прогнозирование гидравлического разрыва пласта низкопроницаемых коллекторов на основе математического моделирования 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 Геология месторождения Глава 2 Гидравлический разрыв пласта Глава 3 Математические модели размеров трещин при ГРП Глава 4 Совместная модель для моделирования течения жидкости и деформации трещин Глава 5 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.

	Глава 6 Социальная ответственность Заключение Список публикаций Список использованных источников ПРИЛОЖЕНИЕ Mathematical models of fracture sizes during hydraulic fracturing (analysis)
Перечень графического материала	Схема размещения нефтяных и нефтегазоконденсатных месторождений Томской области, Диаграмма деформаций материала, Форма и ориентация трещины, Изменение давления во время разрыва, Схематическое изображение геометрии разрушения KGD, Схематическое изображение псевдо-трехмерной геометрии трещин на основе ячеек, Геометрия важных компонентов, используемых для расчета ширины трещины, Схема коллектора и трещины как компонентов, составляющих пороупругую среду, Численный алгоритм решения разработанной сопряженной модели для моделирования гидроразрыва пласта
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.филол.н, доцент ОИЯ ШБИП
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
Раздел на английском языке: Приложение Collaborative model for modeling fluid flow and fracture deformation	
Разделы на русском языке: 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
доцент ОНД ИШПР	Мищенко Мария Валериевна	к.г.-м.н		15.03.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ93	Мади Новел		15.03.2020

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА

«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСООБЪЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ93	Мади Новел

Инженерная школа природных ресурсов		Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	Магистр	Направление/специальность	21.04.01 «Нефтегазовое дело» профиль <u>«Надежность газонефтепроводов и хранилищ»</u>

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

<i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>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.</i>
<i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>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.</i>
<i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>Ставка налога на прибыль 20 %; Страховые взносы 30%; Налог на добавленную стоимость 18%</i>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	<i>Расчет капитальных и текущих затрат и финансового результата реализации проекта</i>
<i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	<i>График выполнения работ</i>
<i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	<i>Расчет экономической эффективности внедрения новой техники или технологии</i>

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

<i>Организационная структура управления Линейный календарный график выполнения работ Графики динамики и сравнения показателей</i>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	07.03.2021
---	-------------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Романюк В.Б.	к.э.н, доцент		27.03.2021г

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ93	Мади Новел		02.06.2021г

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ93	Мади Новел

ШКОЛА	ИНПР	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	21.04.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»

Тема дипломной работы: «Прогнозирование гидравлического разрыва пласта низкопроницаемых коллекторов на основе математического моделирования на месторождении X»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности <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. 	Приводится перечень НТД, используемой в данном разделе.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Производственная безопасность Анализ показателей шума и вибрации <ul style="list-style-type: none"> • установление соответствие показателей нормативному требованию; Анализ показателей микроклимата <ul style="list-style-type: none"> • показатели температурные, скорости движения воздуха, запыленности. Анализ освещенности рабочей зоны <ul style="list-style-type: none"> • типы ламп, их количество, соответствие нормативному требованию освещенности; • при расчете освещенности указать схему размещения светильников на потолке согласно проведенному расчету. Анализ электробезопасности <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. Анализ пожарной безопасности <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. 	Для всех случаев вредных и опасных факторов на рабочем месте указать ПДУ, ПДД, допустимые диапазоны существования, в случае превышения этих значений: <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. При отклонении показателя предложить мероприятия.
2. Экологическая безопасность: <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 	Наличие отходов (металлическая стружка, абразивная пыль, черновики бумаги, отработанные картриджи принтера, обрезки электромонтажных проводов) потребовали разработки методов (способов) утилизации перечисленных отходов. Наличие радиоактивных отходов также

окружающей среды.	требует разработки их утилизации.
3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях: <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. 	Рассматриваются 2 ситуации ЧС: 1) природная – сильные морозы зимой; 2) техногенная – исключить несанкционированное проникновение посторонних на рабочее место (большая вероятность проведения диверсии). Предусмотреть мероприятия по обеспечению устойчивой работы производства в том и другом случае.
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: <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. 	Приведены: <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	26.02.20 г.
--	-------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ТПУ		Д.т.н.		26.02.2021 г.

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ93	Мади Новел		09.05.2021 г.

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 119 с., 21 рис, 12 табл, 49 источников.

Ключевые слова: Гидравлический разрыв пласта (ГРП), Размеры трещин, симуляция, Прогнозирование, эффективность, питон Математическое моделирование

Объектом исследования является месторождение нефти с низкой проницаемостью, на котором был проведен гидроразрыв пласта с целью увеличения добычи нефти.

Цель работы – разработать имитационную модель гидроразрыва с использованием вариационного подхода к гидроразрыву в качестве механической модели, что позволяет использовать единую расчетную область для представления как трещины, так и коллектора, и устраняет необходимость явной идентификации трещины и направления распространения.

В процессе исследования была рассмотрена группа сложных математических моделей деформации и течения жидкости, а алгоритм был сформулирован с использованием языка программирования Python, связывающий поток жидкости, деформацию и изменение размеров трещины в процессе гидроразрыва пласта. Для получения более точного моделирования размеров трещин, опираясь на сложных математических моделях.

В результате была получена модель, которая прогнозирует распространение трещин в процессе гидроразрыва пласта, где степень неопределенности по сравнению с результатами, полученными в результате фактического процесса гидроразрыва пласта на том же месторождении, оценивается в 18,7 процента.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: Процесс моделирования и формулировка окончательного алгоритма были выполнены с использованием языка программирования Python.

Область применения: Предложенная модель может быть использована при моделировании гидроразрыва пласта на месторождениях с низкой проницаемостью.

Экономическая эффективность/значимость работы : позволяет сократить затраты на программное обеспечение для моделирования и эксплуатационные расходы за счет выбора идеальных исходных данных для процесса гидроразрыва пласта.

В будущем планируется : учитывая, что ширина трещины является основным связующим звеном между моделями потока и механическими моделями, расчет ширины может быть улучшен за счет разработки более надежного алгоритма, который минимизирует ошибки. Хотя наш алгоритм вычислений запрограммирован параллельно, его нелокальная структура увеличивает общее время реализации связанной модели. Эффективность реализации можно повысить. Важно отметить, что это задача по информатике.

Список физических и математических символов

$V(t)$ - Скорость фильтрации.

C - Коэффициент фильтрации.

t_0 - Мгновенная скорость фильтрации.

σ_i - Эффективные основные ограничения.

Σ_i - Всего основных ограничений.

C_m - Сжимаемость матрицы.

C_b - Сжимаемость пористой породы.

E - Модуль Юнга.

ν - Коэффициент Пуассона.

G - Модуль сдвига.

E - Коэффициент пропорциональности.

ε - Упругая деформация.

X_f - Половина длины трещины.

\bar{w}_f : ширина трещины

H_f : Высота трещины

K : Проницаемость пласта.

K_f : Проницаемость трещины.

q : скорость закачки.

μ : вязкость жидкости

h_f : Высота трещины

α : Коэффициент Биот

\bar{u} : вытеснение твердых тел

P_r : давление пластовой жидкости

M : модуль Биот

K_T : объемный модуль всего каркаса

K_s : объемный модуль матрицы

K_f : объемный модуль жидкости

ϕ : пористость породы

$\partial_D \Omega$: границы давления

$\partial_N \Omega$: границы потока

p_0 : начальное пластовое давление

\bar{p} - граничное давление

\vec{n} - вектор нормали к границам

q_Γ - удельная компонента скорости

σ_{vol} - объемное напряжение

ϵ_{vol} - объемная деформация

Γ - геометрия трещины

\vec{m}_Γ - тангенциальное направление в вершине трещины

p_f - поток коллектора

СОДЕРЖАНИЕ

Результаты освоения образовательной программы	2
Универсальные компетенции выпускников и индикаторы их достижения	2
РЕФЕРАТ	12
Введение	18
Актуальность темы исследования	18
Цель исследования	19
Задачи	19
Объект исследования	20
Научная новизна	20
Методология и методы исследования	20
Практическая значимость работы	20
Раздел 1 - Геология месторождения	22
1.1. Общие сведения о месторождении	22
1.2. Геолого-физическая характеристика месторождения	24
1.3. Физико-гидродинамическая характеристика продуктивных пластов	30
1.4. Физико-химические свойства пластовых флюидов	32
1.5. Запасы нефти и газа	35
1.6. Осложняющие факторы	36
Раздел 2 - Гидравлический разрыв пласта	37
2.1. введение	37
2.2. Ключевые понятия, связанные с гидроразрывом	37
2.2.1 Жидкость для гидроразрыва пласта	37
2.2.2. Агент поддержки	38
2.2.3. Классификация используемых параметров	39
2.3. Реализация гидроразрыв пласта:	39
2.3.1. Подготовка скважины	39
2.3.2. Процедура безопасности перед работой	40
2.3.3. Тест на приемистость	40
2.3.4. Другие этапы процесса	41

2.5. Проблемы гидроразрыва пласта.....	42
Раздел 3 - Математические модели размеров трещин при ГРП	44
3.1. Ограничения:	44
3.2. Механические свойства горных	44
3.2.1. Модуль Юнга (E).....	45
3.2.2. Коэффициент Пуассона (ν) :.....	45
3.2.3. Коэффициент сдвига (G) :.....	47
3.3. Описание трещины	47
3.3.1 Форма и ориентация трещины:	47
3.3.2. Размерная проводимость трещины:	47
3.4. Давление инициирования и растяжения трещины:.....	49
3.5. Модел KGD и PKN	49
3.6. Уравнения для прогнозирования размеров трещин по модели KGD	52
Раздел 4 - Совместная модель для моделирования течения жидкости и деформации трещин.....	54
4.1. введение.....	54
4.2. Модель потока коллектора.....	54
4.3. Решение с расщеплением фиксированного напряжения для сопряженного течения и деформации.....	56
4.4. Модель потока жидкости для гидроразрыва.....	58
4.5. Гидравлическое соединение коллектора и трещины	58
4.6. Представление дебита скважины в регуляризованной трещине	59
4.7. Расчет ширины трещины	61
4.8. Численный алгоритм решения ГРП.....	62
4.9. Анализ полученные результаты	64
4.9.1 Влияние коэффициента Биот на распространение трещин	64
4.9.2. Влияние проницаемости коллектора на распространение трещин	66
4.9.3. Влияние вязкости жидкости на распространение трещин	68
4.9.4. Выводы.....	71
Раздел 5 – финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	72
5.1. Введение.....	72

5.2. Исходные данные для расчета эффективности внедрения	73
5.1.1. Набор экономических показателей для проекта и его нормативно- правовая база.	74
5.1.2. Прибыль от реализации	79
5.2. Чистая приведенная стоимость и Индекс доходности	82
5.2.1. Чистая приведенная стоимость	82
5.2.2. Индекс доходности	82
5.3. Расчет экономической эффективности внедрения ГРП	84
5.3.1 Экономический результат проекта	84
5.3.2. Сравнение технико-экономических показателей до и после ГРП.....	85
5.4. Выводы	86
Раздел 6 - социальная ответственность	87
6.1. Производственная безопасность	88
6.1.1. Анализ производственных факторов опасных и вредных.....	88
6.1.2. Обоснование мероприятий направленных на снижение возможности воздействия на работника опасности и вреда (работающего).....	90
6.2. Экологическая безопасность.....	91
6.2.1. Анализ влияния объекта исследования на окружающую среду.....	91
6.2.2. Анализ влияния процесса эксплуатации объекта на окружающую среду.....	93
6.2.3. Обоснование мероприятий по защите окружающей среды	94
6.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях	95
6.3.1 Безопасность в чрезвычайных ситуациях при проведении ГРП	95
6.3.2. Анализ вероятных ЧС, которые могут возникнуть на производстве при внедрении объекта исследований.....	96
6.4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	98
Выводы по разделу	99
Выводы.....	101
Рекомендации.....	102
Список литературы	104
Приложение 1 : Mathematical models of fracture propagation during hydraulic fracturing	109

Введение

Актуальность темы исследования

Гидравлический разрыв моделируется благодаря использованию простых численных моделей для описания геометрии и распространения трещин. Полевые испытания предоставляют доказательства взаимодействия и слияния нескольких трещин, сложной геометрии трещин и путей распространения. Такое сложное поведение свидетельствует о том, что простые модели не могут служить инструментами прогнозирования. Кроме того, другие часто используемые модели разрабатываются без учета пороупругих эффектов, даже если распространяющаяся трещина гидроразрыва вызывает деформацию окружающей пористой среды. Строгая модель гидроразрыва пласта, способная воспроизводить реалистичное поведение трещины, должна связывать деформацию породы, распространение трещины и поток жидкости как в трещине, так и в коллекторе.

В этой диссертации разработан полностью связанный симулятор гидроразрыва пласта путем объединения моделей потока пласта-трещины с механической моделью деформации пласта.

Деформация трещины коллектора моделируется с использованием вариационной модели трещины, которая обеспечивает единую основу для одновременного описания деформации и распространения трещины, а также деформации коллектора.

Цель исследования

Основная цель данной диссертации - Разработка имитационной модели с использованием языка Python для объединения механической модели деформации пласта с потоком пластовых флюидов и жидкости гидроразрыва, именно модель может дать более точные результаты в процессе прогнозирования распространения трещин и эффективности гидроразрыва пласта.

Задачи

- Формулировка связи между потоком жидкости и деформацией при ГРП с математической точки зрения.
- Формулировка алгоритма на языке Python для применения изученных математических моделей при моделировании процесса гидроразрыва пласта.
- Изучение влияния взаимосвязи между потоком жидкости и деформацией на эффективность гидроразрыва пласта с проверкой достоверности результатов предложенной модели.

Объект исследования

Объектом исследования являются в породах нефтяных месторождений с низкой проницаемостью, которые требуют процесса гидроразрыва пласта для увеличения добычи нефти. Предмет исследования

Научная новизна

Необходимость учета влияния развития трещины при ГРП на результаты операции.

Разработан набор математических моделей, с помощью которых можно моделировать процесс распространения трещин.

Сформулирован алгоритм моделирования параллельное моделирование гидравлического разрыва пласта, которое объединяет пластовый поток и поток жидкости для гидроразрыва с вариационной моделью трещины, описывающей пласт и деформацию трещины.

Методология и методы исследования

Исследование проводилось посредством таких методов, как математический анализ, численные методы, компьютерное моделирование с помощью самостоятельно разработанных программ. В качестве теоретической базы используются общие законы и основные концепции для моделирования трещин в процессе гидроразрыва пласта, а также факторов, влияющих на распространение трещин.

Практическая значимость работы

На основе математических моделей и языка программирования Питон была выполнена прогнозная оценка распространения трещин в горных породах с малой проницаемостью

На основе первичных данных и опираясь на математические модели распространения трещин и размеров трещин в дополнение к математическому моделированию деформации пласта породы и математическому моделированию потока через трещину, был получен набор графических результатов, которые иллюстрируют влияние как потока жидкости гидроразрыва, так и влияния деформации породы на распространение трещин.

Раздел 1 - Геология месторождения

1.1. Общие сведения о месторождении

Нефтяное МР, приуроченное к одноимённой возвышенности (см. Рис 1.1), находится на территории Томской обл. (Каргасокский р-н), частично (небольшой участок на юго-западной оконечности) – на территории Омской обл., географически расположенной в Западной Сибири.

В северо-восточном направлении от МР (на расстоянии 70 километров) расположен ближайший населённый пункт – посёлок Новый Васюган, в котором транспортная и коммуникационная инфраструктура представлены: телеграфом, почтовым отделением, а также небольшим аэродромом. Следует отметить, что экономическое развитие территории оставляет желать лучшего. На территории МР недостаточно развита дорожная сеть; в восточном направлении, в 60-ти километрах, проложена бетонная дорога между Каймысовской группой нефтяных МР, включающей Катальгинское, Первомайское и ряд других месторождений, Игольско-Таловым МР, посёлком Новый Васюган и городом Стрежевым. Между Крапивинским и Игольско-Таловым МР, начиная с 2009-го года, функционирует дорога, действующая в течение всего года.

Анализируемая территория относится к зоне резко континентального климата, характеризующегося коротким, но достаточно жарким летом и долгой морозной зимой; при этом межсезонный температурный перепад составляет от –50 до +30 градусов по Цельсию. Объём атмосферных осадков, в среднем выпадающих в течение года, составляет 500 миллиметров, что соответствует показателям зоны избыточного увлажнения. Снежный покров сохраняется с октября по май; толщина его, в среднем, составляет от одного до полутора метров. Грунт на территории района промерзает на глубину от 0,8 до 1,6 метра (на болотистых участках – на 0,4 метра).

Рельеф на территории района является типично равнинным, слабовсхолмленным; абсолютные значения рельефа повышаются в

направлении с севера на юг и колеблются в пределах от +93 до +125 метров. Территория в целом сильно заболочена, особенно высока заболоченность речных пойм, составляющая до 60 процентов. В восточной и южной частях территории МР широко распространено редколесье смешанного, хвойно-лиственного состава, включающее такие породы, как сосна, кедр, берёза, осина и др.

Из ближайших нефтяных МР в разработке находятся: в 77-ми километрах к юго-востоку – Игольско-Таловое; в семи километрах к северу – Западно-Моисеевское; в 11-ти километрах к северу – Лесмуровское; в 16-ти километрах к северу – Двуреченское. Кроме того, в 17-ти километрах к востоку и 24-х километрах к юго-востоку расположены незначительные МР – соответственно, Тагайское и Карайское. В 10-ти километрах к югу и 25-ти километрах к юго-востоку расположены подготовленные к разработке мелкие нефтяные МР – соответственно, Западно-Карайское и Федюшкинское.

Начиная с весны 2002-го года МР соединено с УПН Пионерного посёлка нефтепроводом Ду-635. На территории действует развитая сеть ЛЭП. Энергоснабжение на территории обеспечивается ВЛЭП 110 КВ, ведущей от Игольско-Талового МР.

На территории имеется необходимый для обустройства МР строительный лес; необходимые для отсыпки лежневых оснований дорог и кустов в границах МР материалы (пески и супеси) добываются на территории Лесмуровского МР карьерным способом.

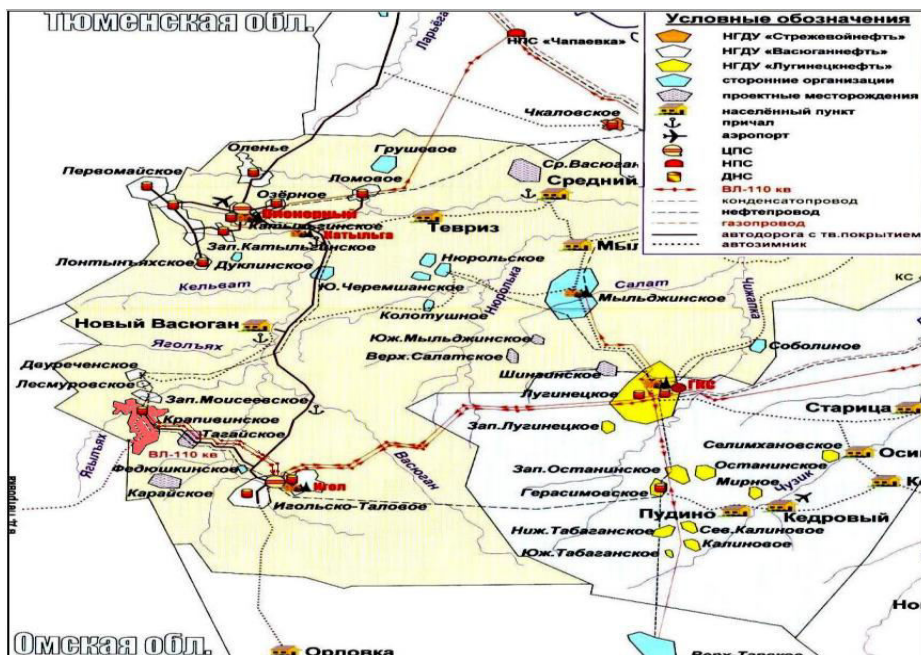


Рисунок 1.1. Схема размещения нефтяных и нефтегазоконденсатных месторождений Томской области

В пределах анализируемого МР, в целях поддержания давления внутри пласта и обеспечения технического водоснабжения скважин, могут использоваться подземные воды Покурской свиты, т.е. регионально выдержанного сеноманского водоносного комплекса отложений. Воды отложений Новомихайловской палеогеновой свиты, в свою очередь, могут использоваться для пищевых и бытовых целей. Поверхностные воды местных рек (после прохождения надлежащей санитарной обработки) также пригодны для удовлетворения бытовых потребностей.

МР находится в собственности Открытых акционерных обществ «Томскнефть» и «Газпром нефть»; на рубеже между двумя областями, согласно договорённости, совместными усилиями обеих компаний формируется ряд нагнетательных нефтяных скважин.

1.2. Геолого-физическая характеристика месторождения

Геологическую структуру территории Крапивинского МР формируют отложения, относящиеся к 2-м структурным уровням – палеозойскому

складчатому фундаменту и мезо-кайнозойскому платформенному чехлу. Отложения чехла несогласно, со стратиграфическим перерывом залегают на денудированной и выветренной поверхности фундамента; посредством бурения разведочных скважин данные отложения были вскрыты и исследованы, что отражено на рис. 1.2 , 1.3, 1.4. Стратиграфическое расчленение разреза проводилось в соответствии с данными глубоких скважин; основания работ составляли утверждённые Межведомственным стратиграфическим комитетом корреляционные схемы.

Для проведения исследований использовались образцы керна нефтенасыщенного коллектора пластов Ю₁² и Ю₁³, вскрытых на Крапивинском МР посредством бурения различных скважин.

Анализ отложений пласта Ю₁³ был проведён в промежутке с 2763,4 по 2781,2 метра; отложения в нижней части пласта сформированы алевритами и песчаниками мелкой зернистости, в верхней части – песчаниками средней и крупной зернистости. Повсеместно в породах пласта присутствует глинистый матрикс; в целом, структура пласта относится к псаммитовой и алевропсаммитовой.

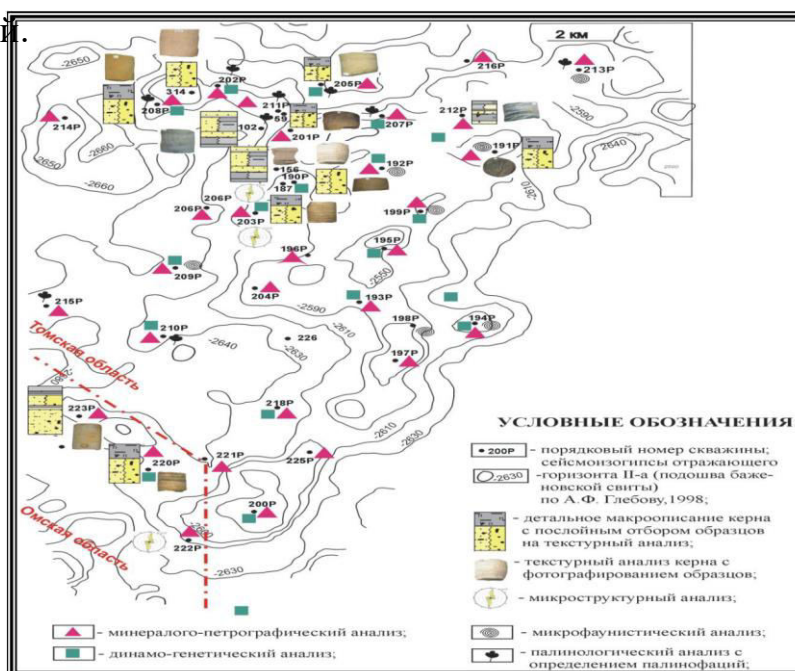


Рисунок 1.2. Схема литологической изученности

В целом, формирующий алеврито-песчаные породы терригенный материал характеризуется различной формой зёрен – полуугловатой, окатанной и полуокатанной.

По результатам проведения на контрольных образцах керна комплексного литологического и петрофизического анализа можно прийти к определённым заключениям:

- баровые песчаники характеризуются слоистой структурой (микро- и макронеоднородной), максимально выраженной в приуроченной к кровле резервуара проницаемой части разреза;
- главным образом, пласт Ю₁³ сформирован песчаниками средней и крупной зернистости, обломочно-осадочный материал которых складывался в условиях устьевого бара, т.е. характерной для морского побережья прибойной активности.

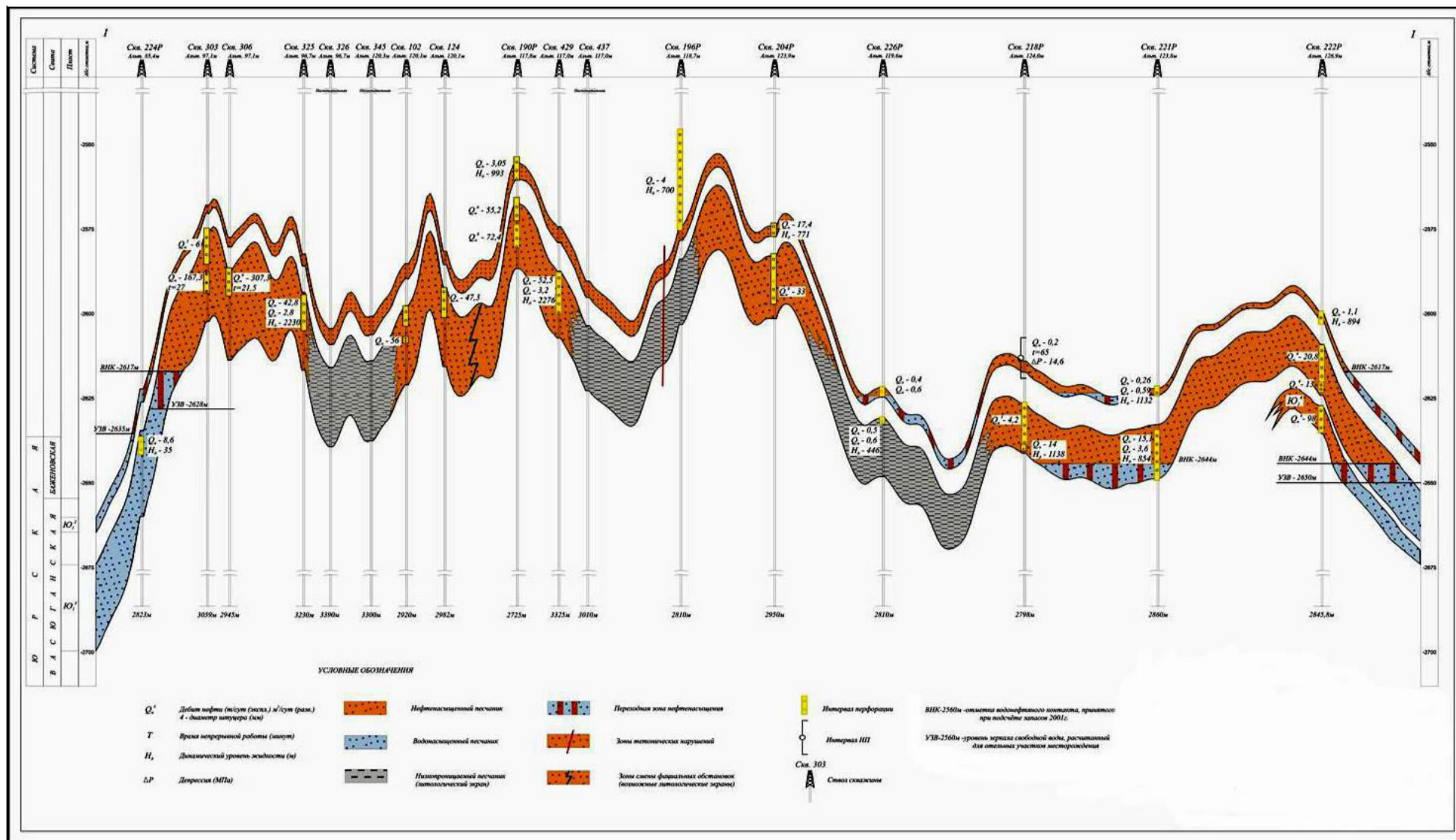


Рисунок 1.3. Геологический разрез пластов по данным геологоразведочного бурения

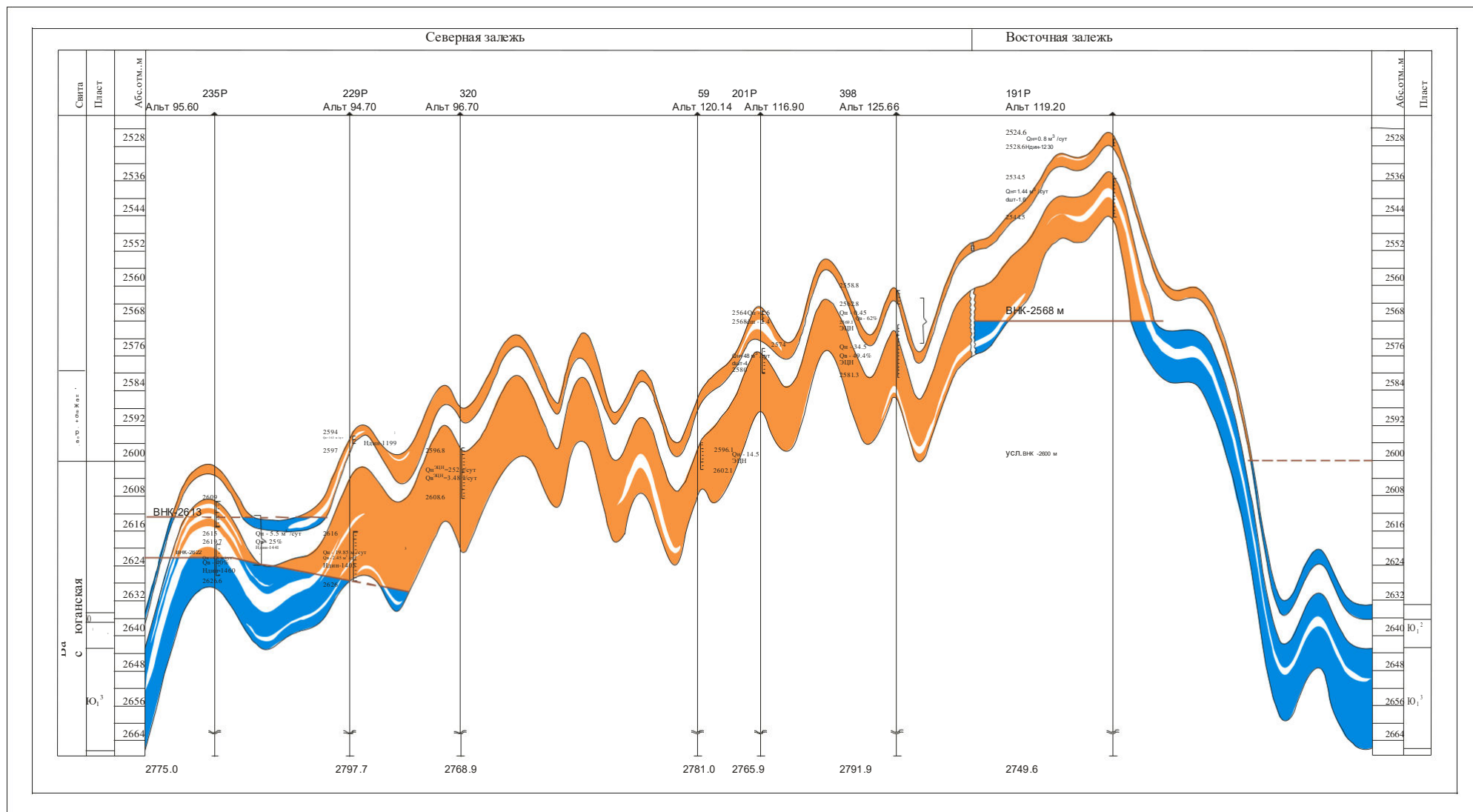


Рисунок 1.4. Геологический разрез по данным геологоразведочного бурения

Согласно результатам анализа микроструктуры, направление береговой линии может быть определено как северо-восточное, что соответствует предлагаемой для северной оконечности Крапивинского поднятия фациальной модели структуры барового осадочного комплекса. Присутствие составляющих потоковых фаций северо-западного направления может быть обусловлено наличием осложняющих морское побережье разрывных течений. По разрезу для динамических и фациальных условий осадконакопления в указанных пластах характерна, в целом, пространственно-временная изменчивость.

Основу технологической схемы разработки МР, применяемой на текущий момент, составляет литологическая модель пласта Ю₁³, в соответствии с которой мозаичный характер распределения нефтяных залежей связан с присутствием в теле накопителя серии зон с низкими показателями проницаемости, которые, по сути, выступают как фронтальные экраны. Бурением скважины установлено, что ранее считавшаяся единой северная залежь разделена зоной малопроницаемых пород на две обособленных.

По результатам детальной корреляции пласт был разделен на 3 литологических пачки (далее по тексту – литопачки или пачки): Ю₁^{3А}, Ю₁^{3Б} и Ю₁^{3В} (А, Б и В). Пачки А и Б представляют собой единое геологическое тело с общим водонефтяным контактом и в большинстве скважин плотный прослой между ними отсутствует.

Пачка Ю₁^{3В} в основании разреза формируется песчаниками с тонкими прослойками глинистых и алевритовых пород; прерывистая горизонтально-слоистая структура обеспечивается за счет присутствия глины, слюды, а также растительного детрита. Главным образом, аллотигенные составляющие представлены полевым шпатом и кварцем; в меньшем объеме имеются обломки пород (кварциты, силициты, глины и пр.). Отдельные слои породы обогащены буро-красным растительным детритом. Цемент пленочно-поровый, поровый глинистый и глинисто-гидрослюдистый.

Структура пласта Ю₁², в числе прочего, формируется алевропесчаными породами; характер слоёв (волнисто-горизонтальный, волнисто-косой, прерывистый) обусловлен присутствием в отложениях глинистых прослоек, сочетаемых с такими элементами, как слюда, сидерит, обугленный растительный детрит. Состав пласта относится к псаммитовой и алевропсаммитовой; в обломочной части встречаются: полевые шпаты (калиевые), кварц, плагиоклазы, гранитоиды, сланцы, алевролиты и пр. Практически все присутствующие породы характеризуются пиритизацией. Цементация пленочно-поровая глинистая и гидрослюдистая. Широко развиты растительные остатки и ОВ, фиксируемые в межзерновом и поровом пространстве в виде бурых пятен. Породы слабопроницаемые.

В составе пласта вскрыта одна нефтяная залежь, кроме юго-восточного склона, охватывающая почти всю зону поднятия. Залежь является пластовой сводовой; на юго-восточном склоне поднятия она литологически ограничена. В среднем, эффективная толщина пласта составляет 2,5 метра; данный показатель относительно невелик и ограничен интервалом 0,6-6,6 метра. Водонефтяной контакт в залежи является наклонным и на большей части площади МР соответствует отметке 2617 метров. Показатели неоднородности в пласте составляют: средний показатель песчаности – 0,868, средняя расчлененность – 2,1.

1.3. Физико-гидродинамическая характеристика продуктивных пластов

Продуктивные пласты характеризуются такими показателями, как общая, эффективная и нефтенасыщенная толщины, открытая пористость и проницаемость (накопительные качества), песчаность и расчленённость (показатели неоднородности); указанные характеристики представлены в табл.

1.1.

Показатели промышленной нефтеносности МР обусловлены характеристиками терригенных отложений регионально продуктивного горизонта Ю₁, а именно – пластом Ю₁² надугольной толщи и пластом Ю₁³ подугольной толщи, которые по всей площади разделены непроницаемыми углисто-глинистыми отложениями пласта Ю₁^{МУ}, толщина которых составляет от 4-х до 10-ти метров.

Практически по всей площади развит пласт Ю₁². 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.

В большинстве опробованных скважин притоки безводной нефти составили от 0,2 до 3 м³/сут при динамических уровнях от 534 до 112 м.

притоки безводной нефти составили от 0,2 до 3 м³/сут при динамических уровнях от 534 до 112 м. При опробовании в процессе бурения пласта Ю₁² при депрессии 14,6 МПа получено 0,2 м³/сут нефти.

Значения показателей скважин по продуктивности невысоки и составляют интервал 0,07-2,51 (в м³/сут.Мпа); среднее значение – 0,5 м³/сут.Мпа; значения показателя газового фактора составляют от 24 до 36 (в м³/м³); значения пластового давления – в интервале 26,4-27,6 (в Мпа).

Показатели неоднородности по пласту: средний показатель песчаности – 0,868, средняя расчлененность – 2,1.

Основным разрабатываемым объектом выступает пласт Ю₁³, где специфика геологической структуры нефтяных залежей состоит в следующем:

- локальное распространение в рамках покровного латерально развитого накопителя;
- высокие показатели вариативности фильтрационно-емкостных свойств резервуара по площади и по разрезу;
- снижение в большей части скважин фильтрационно-емкостных качеств по мере продвижения от кровли к подошве.

В верхней части пласта породы отличаются достаточно высокими значениями ёмкостно-фильтрационных показателей. По всей видимости, повышение показателя пористости может быть обусловлено процессами деформации. В указанном интервале пачка Ю₁^{3В} характеризуется невысокими значениями коллекторских показателей.

Таблица 1.1 – Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов Крапивинского месторождения

Толщина	Наименование	Пласты			
		Зоны пласта 1-2 Ю ₁	Зоны пласта 3А Ю ₁	Зоны 3Б пласта Ю ₁	Зоны пласта 3В Ю ₁
		по пласту в целом	по пласту в целом	по пласту в целом	по пласту в целом
Общая	Средняя, м	4,4	6	7,56	5,48
Эффективная	Средняя, м	2,5	5,7	6,4	4,72
Нефтенасыщенная	Средняя, м	2,5	5,7	6,86	4,39
Коэффициент песчаности, доли ед.		0,868	0,949	0,886	0,89
Коэффициент расчлененности, доли ед.		2,1	1,29	1,24	1,3
Проницаемость, мкм ² x 10 ⁻³		5,8	119,4	15,22	10,12
Пористость, доли ед.		0,15	0,173	0,153	0,151
Нефтенасыщенность, доли ед.		0,54	0,669	0,603	0,535

1.4. Физико-химические свойства пластовых флюидов

Все нефти, согласно результатам анализа, характеризуются низким содержанием газа, что обуславливает низкое давление насыщения.

По результатам анализа поверхностных проб нефти наблюдается достаточно обширный диапазон значений показателей плотности; вместе с тем, результаты анализа глубинных и поверхностных проб соответствуют друг другу.

Между глубиной и составом асфальтенов отмечается достаточно очевидная корреляция, используя которую, можно прогнозировать качество нефтезапасов, относящихся к категории С2. В таблицах 1.2 , 1.3 представлены, соответственно, характеристики и состав нефти.

Содержание асфальтенов в нефти выше абсолютной отметки в 2580 метров, исходя из результатов анализа, будет низким; низким будет также уровень плотности такой нефти. Следует отметить повышенное содержание асфальтенов в нефти Крапивинского МР.

Таблица 1.2 – Характеристика нефти

№№ п/п	Наименование	Ед. изм.	Количество
1.	Плотность нефти в пластовых условиях	кг/м ³	770-804
2.	Плотность нефти в поверхностных условиях	кг/м ³	848-853
3.	Вязкость пластовой нефти	мПа·с	1,153-2,1
4.	Вязкость нефти в стандартных условиях		
	при 20 °С	мПа·с	7,06-9,56
	при 50 °С	мПа·с	3,39-4,6
5.	Массовое содержание (среднее значение):		
	серы	% массов	0,52-0,814
	смола силикагелевых	% массов	5,2-7,75
	асфальтенов	% массов	1,8-4,4
	парафинов	% массов	1,81-4,0
6.	Температура плавления парафина	°С	47,3-55
7.	Выход фракций		
	100 °С	% об.	6
	150 °С	% об.	14-20
	250 °С	% об.	23-39
	300 °С	% об.	39,5-52
8.	Газовый фактор (среднее значение)	м ³ /т	27-36,2
9.	Температура застывания	°С	-10
10.	Обводнённость	%	5-50
11.	Содержание мех. примесей	мг/дм ³	180-300

Таблица 1.3 – Компонентный состав нефтяного газа, разгазированной из пластовой нефти при дифференциальном разгазировании пластовой нефти Крапивинского месторождения

Наименование	Молекулярная концентрация, %		
	Выделившийся газ	Сепарированная нефть	Пластовая нефть
Двуокись углерода	1,45-2,3	0,11	0,34-0,54
N ₂ + редкие	3,18-3,9	-	0,5-0,88
CH ₄	3,38-56,6	0,07-0,11	7,35-16,23
C ₂ H ₆	6,76-15,47	0,3-0,7	1,84-2,57
C ₃ H ₈	8,83-17,24	2,03-3,99	4,46-5,64
i-C ₄ H ₁₀	1,09-3,79	1,1-1,76	1,46-4,48
n-C ₄ H ₁₀	3,02-6,7	3,09-3,89	1,73-3,82
i-C ₅ H ₁₂	0,47-1,87	1,32-2,67	1,22-3,11
n-C ₅ H ₁₂	0,39-1,6	1,45-3,6	1,312,85
C ₆ H ₁₄ + остаток	0,51-0,86	84,44-87,95	65,99-76,87
Плотность, кг/м ³	0,97-1,112	848,1-848,4	772,8-804

Интервал минерализации воды составляет 26,4-35,15 (в г/дм³); среднее значение – 31,6 г/дм³. Состав воды является характерным для горизонта верхней юры. В соответствии с классификацией Сулина В.А., вода относится к хлор-кальциевому типу.

Таблица 1.4 – Состав и свойства пластовой воды Крапивинского месторождения

Наименование параметра	Количество исследованных		Диапазон изменения	Рекомендуемое значение
	Скважин	проб		
Плотность, г/см ³	13	19	1,018-1,024	1,021
Водородный показатель, рН	13	19	6,4-7,8	7,1
Содержание ионов, мг/дм ³				
Cl ⁻	13	19	15443-20945	18770
HCO ₃ ⁻	13	19	775-1427	1120
CO ₃ ²⁻	13	19		<3
Na ⁺ + K ⁺	13	19	9910-12562	11400
Ca ²⁺	13	19	896-380	528

Окончание таблицы 1.4

Наименование параметра	Количество исследованных		Диапазон изменения	Рекомендуемое значение
	Скважин	проб		
Mg ²⁺	10	17	30-620	316
J	7	9	1,1-5,2	2,3
Bг	7	9	53,5-117,7	81,2
Минерализация, г/дм ³	13	19	26,4-35,16	31,6
Тип воды			Хлор-кальциевый	Хлор-кальциевый

1.5. Запасы нефти и газа

Согласно «Классификации запасов нефти и горючих газов» месторождение относится к категории средних, по сложности геологического строения – к группе очень сложных.

На 01.01.2001 года на государственном балансе РФ числились следующие запасы нефти:

- балансовые по категории С1 - 76520 тыс. т, извлекаемые 24234 тыс. т
- балансовые по категории С2 - 28809 тыс. т, извлекаемые 8207 тыс. т, растворенного газа:
 - категории С1 - 587 млн. м³,
 - категории С2 - 232 млн. м³.

2001 г. по результатам пробной эксплуатации месторождения запасы были представлены на рассмотрение в ГКЗ, утверждены (протокол заседания комиссии № 642 от 13.05.01)(рисунок 1.5 и 1.6). В связи с бурением новых скважин в последующие годы на Томской территории месторождения осуществлялись приросты запасов по обоим пластам. В целом по месторождению начальные балансовые запасы нефти по категориям В+С₁ увеличились на 24,2%, категории С₂ уменьшились на 21,2%, что говорит о том, что, в основном прирост запасов осуществлялся за счет перевода запасов в промышленную категорию.

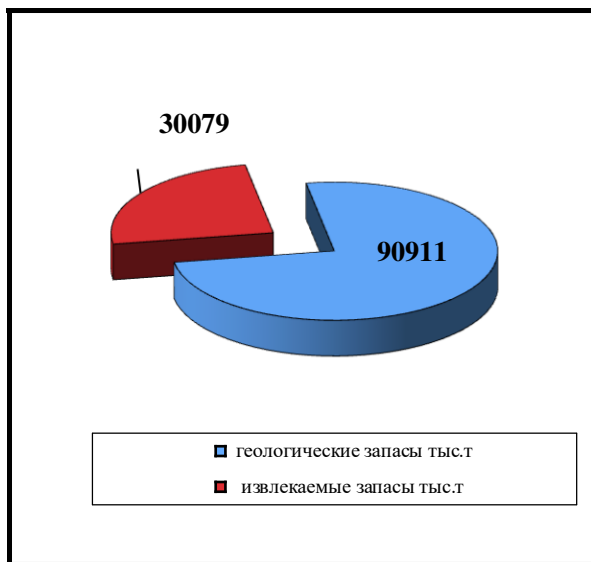


Рисунок 1.5. Запасы нефти на май 2001

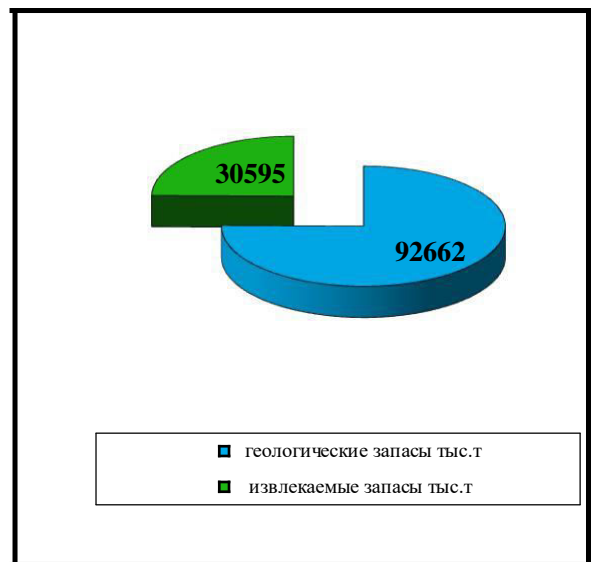


Рисунок 1.6. Запасы нефти на январь 2009

Запасы по месторождению увеличились в целом на 0,8%. Утверждённые запасы (на 1.01.2013г.):

- Геологические по категории В+С₁ Ю₁² 30727 тыс.т., Ю₁³ 124138 тыс.т
- по категории С₂ Ю₁² 3323 тыс.т.
- Начальные извлекаемые по категории В+С₁ Ю₁² 8434 тыс.т. Ю₁³ 48312 тыс.т.
- По категории С₂ Ю₁² 857 тыс.т.
- Остаточные извлекаемые по категории В+С₁ Ю₁² 8282 тыс.т. Ю₁³ 32741 тыс.т.
- по категории С₂ Ю₁² 857 тыс.т.

1.6.Осложняющие факторы

Высокая неоднородность коллектора по напластованию и простиранию привела к неравномерной выработке запасов; слабо вовлечен в разработку низкопродуктивный пласт Ю₁², для решения этой проблемы необходимо совершенствовать дизайн ГРП несвоевременное формирование системы ППД привело к преждевременному обводнению продукции и образованию закупоренных целиков нефти.

К возможным осложняющим факторам на Крапивинском месторождении относятся, прежде всего, влияние пластовой температуры t 91-100⁰ С и вынос механических примесей из призабойной зоны пласта.

Раздел 2 - Гидравлический разрыв пласта

2.1. введение

Гидравлический разрыв пласта - это операция, которая заключается в создании после разрыва породы проницаемого дренажа, простирающегося как можно дальше в пласте для облегчения потока в направлении скважины.

Этот процесс применяется в случае, если дебит скважины недостаточен; из-за низкой естественной проницаемости породы (несколько десятков миллидарс для нефтяных месторождений, еще меньше для газовых месторождений) или из-за засорения, которое трудно удалить с помощью подкисления, чтобы иметь контраст достаточная проводимость между трещиной и пластом.

ГРП подходит только для достаточно консолидированных пластов (песчаники, известняк), в отличие от пластичных пластов (глины, очень мало консолидированных песков). Кроме того, это настоятельно не рекомендуется, когда он рискует способствовать прибытию нежелательной жидкости, более или менее близкой (наличие границы раздела) .

В благоприятном случае мы можем ожидать повышения производительности или приемистости, которое стабилизируется примерно от 3 до 4 (без учета эффекта засорения).

2.2. Ключевые понятия, связанные с гидроразрывом

2.2.1 Жидкость для гидроразрыва пласта

Выбор жидкости, ее подготовка на месте, выбор скорости ее впрыска и определенных условий существенно влияют на результаты гидравлического разрыва пласта.

Жидкость для гидроразрыва должна обладать следующими свойствами:

- Имейте минимальные потери давления в трубопроводе.
- Хорошее транспортное качество шаров.
- имеют слабую фильтрацию.

- После закрытия трещины он должен ухудшиться, чтобы облегчить рассыпание.

Успех гидроразрыва зависит главным образом от вязкости и фильтрации.

а- вязкость

Определяется экспериментально в лаборатории.

б- фильтрация

Теория и опыт показывают, что скорость фильтрации при постоянной δP подчиняется закону:

$$V(t) = \frac{c}{\sqrt{t-t_0}}$$

2.1

Где:

$V(t)$: Скорость фильтрации.

C : коэффициент фильтрации.

t_0 : Мгновенная скорость фильтрации.

$t - t_0$: Время фильтрации.

2.2.2. Агент поддержки

ГРП создает проницаемый сток с обеих сторон скважины; и это зависит от поддерживающего агента, чтобы обеспечить его проницаемость и поддерживать его в условиях эксплуатации скважины, то есть в условиях ограничений и температуры пласта, а также в присутствии пластовых жидкостей.

Чтобы соответствовать этим требованиям, проппанты должны иметь:

- Хороший размер частиц и форма, способная генерировать хорошую проводимость.
- Механическая стойкость к действующим на месте напряжениям (стойкость к деформации и разрыву).

- Химическая стойкость в основных условиях с течением времени (устойчивость к коррозии и эрозии).
- Плотность, совместимая с оптимальным переносом (седиментация).

2.2.3. Классификация используемых параметров

а- Параметры знать:

- ограничения.
- проницаемость грунта.
- пористость пласта.
- модуль Юнга.
- Рыбный модуль.
- Интерфейсы WOC & GOC (контакт с водой и газом).

б- Параметры на выбор:

- Скорость впрыска.
- ГРП (вязкость, фильтрация).
- Вспомогательный агент (тип, размер частиц и концентрация).

с- Параметры для получения

- Расширение X_f трещины.
- толщина W_f .
- Поддерживаемая высота H_f .
- Проводимость ($K_f \cdot W_f$).

перед началом гидроразрыва любой скважины необходимо знать профиль напряжения (ограничения) этой скважины, чтобы правильно нацелиться и контролировать трещину. Отмечу, что это самая рискованная и дорогая техника.

2.3. Реализация гидроразрыв пласта:

2.3.1. Подготовка скважины

- Скважинные тесты для оценки текущего Kh и состояния истощения.

- Механическая очистка после определения верхнего осадка.

- Очистка соляной кислотой для очистки труб, а затем

извержение колодца.

2.3.2. Процедура безопасности перед работой

- Испытание под давлением всех линий при 10000 фунтов на квадратный дюйм.

- Испытание кольцевых линий 7 " при 5000 фунтов на квадратный дюйм.

- Испытание кольцевых линий 95/8 при 5000 фунтов на квадратный дюйм.

Эти давления должны поддерживаться не менее 10 минут.

- Установите предохранительный клапан для 7-дюймового безымянного пальца, надавите на

3800 фунтов на квадратный дюйм и еще один для 95/8.

- Откройте главный клапан устья скважины, затем увеличьте давление на 95/8 на 500 фунтов / кв. Дюйм и сохраняйте это давление во время работы.

- Увеличьте давление на 7 дюймов до 1000 фунтов на квадратный дюйм и поддерживайте это давление от 2500 до 3000 фунтов на квадратный дюйм во время работы.

2.3.3. Тест на приемистость

Это тест, который непосредственно предшествует фактическому лечению. Он состоит из закачки жидкости в пласт при низкой скорости потока и увеличения ее по частям небольшими шагами. Поток поддерживается в течение некоторого времени, пока давление не стабилизируется, а затем следует небольшой перепад давления. ISIP (Instantaneous Shut In Pressure) для каждой впрыскивания наносится на график в

зависимости от скорости впрыска для получения давления расширения трещины.

Жидкости теста на приемистость:

- очищенная вода.
- Гелированный рассол или нет.
- дизельное или сырое.

Этот тест на приемистость позволяет:

- Проверьте, поглощает ли пласт впрыскиваемую жидкость.
- Определить градиент гидроразрыва, а затем давление в головке.

2.3.4. Другие этапы процесса

- Инъекция переформатирование для растворения асфальтенов вокруг скважины и улучшения характеристик породы в контакте с кислотой. (Для скважин с асфальтеновой проблемой).
- Очищенная вода (Spacer) представляет собой водяной колпачок, отделяющий формат кислоты.
- Закачка 15% -ной кислоты HCl, чтобы облегчить начало разрушения и попытаться устранить повреждение при приближении к скважине, которая может существовать.
- Линейная инъекция геля для достижения максимальной скорости обработки перед инъекцией сшитого геля.
- Впрыск сшитого геля с максимальной скоростью обработки
- Переместите сшитый гель с линейным гелем.
- Регистрация падения давления.
- Запись температурного профиля от 4 часов до 6 часов после прекращения прокачки.
- Основное лечение ГРП:

- Типичная обработка подразделяется на три отдельных этапа.
- Развитие трещины.

Необходимая поддержка: как только насосы останавливаются, трещина постепенно закрывается (более или менее быстро) под действием фильтрации жидкости через

стены трещины, то мы должны будем держать трещину открытой, используя проппанты, которые являются проппантом.

- Инъекция PROPPANT, который является агентом поддержки.
- Смещение или промывка всего вспомогательного средства линейным гелем.

2.5. Проблемы гидроразрыва пласта

Несмотря на прогресс в технологии ГРП, ее реализация на месте все еще сталкивается с проблемами, на которые мы ссылаемся:

Явление извилистости

Существование извилистости вокруг скважины, главным образом, связано с искривлением пути, начатого от скважины до конца трещины. Это может быть вызвано либо:

- плохим цементированием.
- по распределению напряжений по сравнению с перфорацией.

Создание такой траектории в скважине вызывает повышение забойного давления во время закачки и в некоторых случаях преждевременное отключение.

Засорение

Обработка ГРП, предназначенная для повышения продуктивности пласта, может стать источником засорения пласта. Это:

Жидкости для гидроразрыва

Жидкость для гидроразрыва может вызвать повреждение пласта и / или проводимости трещины:

- образование эмульсии с пластовым флюидом.
- Высокая вязкость, которая вызывает плохое кровотоечение.
- Остатки, оставшиеся на месте после разложения жидкости.

Агенты поддержки:

Факторы, которые могут значительно повлиять на проницаемость, создаваемую Процветающим:

- Нерастворимые остатки, изначально содержащиеся в жидкости или образовавшиеся во время разложения жидкости в трещине и в порах пласта.
- Задержка Провайдера в обучении, что связано с плохим выбором вспомогательных агентов.

Screen-Out :

Увеличение давления с момента, когда шарики достигают дна, происходит из-за отсутствия экрана на входе (преждевременно)

другие проблемы:

- прорывы газа и воды из-за распространения трещины на участки, затронутые соседними нагнетательными скважинами.
- Трубно-кольцевая связь при эксплуатации.

Раздел 3 - Математические модели размеров трещин при ГРП

3.1. Ограничения:

Как правило, формации подвержены различным ограничениям, которые объединяются друг с другом, чтобы сохранить эти породы в состоянии сжатия, цитируем (Рис 3.1)

- Всего основных ограничений (Σ_i).
- Эффективные основные ограничения (σ_i).

Эти ограничения связаны между собой следующими отношениями:

$$\sigma_i = \Sigma_i - \alpha P \quad (i = 1, 2, 3) \quad 3.1$$

$$\alpha = 1 - \frac{C_m}{C_b} \quad 3.2$$

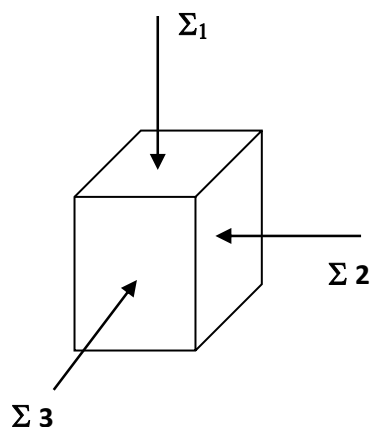


Рис.3.1. Модель ограничений

где :

P : Слой давления.

C_m : Сжимаемость матрицы.

C_b : Сжимаемость пористой породы.

$\alpha \approx 1$.

3.2. Механические свойства горных

Породы характеризуются:

- Модуль Юнга (E).
- Коэффициент Пуассона (ν).
- Модуль сдвига (G).

3.2.1. Модуль Юнга (E)

Жесткость материала называется модулем Юнга, отмеченным (E), он характеризуется наклоном кривой $\sigma = F(\epsilon)$. Когда модуль Юнга увеличивается, ширина трещины уменьшается, однако длина увеличивается.

Модуль Юнга или упругость - это отношение между растягивающим (или сжимающим) напряжением σ и деформацией упругого материала ϵ .

Этот отчет определяет коэффициент пропорциональности E.

$$E = \frac{\sigma}{\epsilon} \quad 3.3$$

Это выражается в : $[N/mm^2]$.

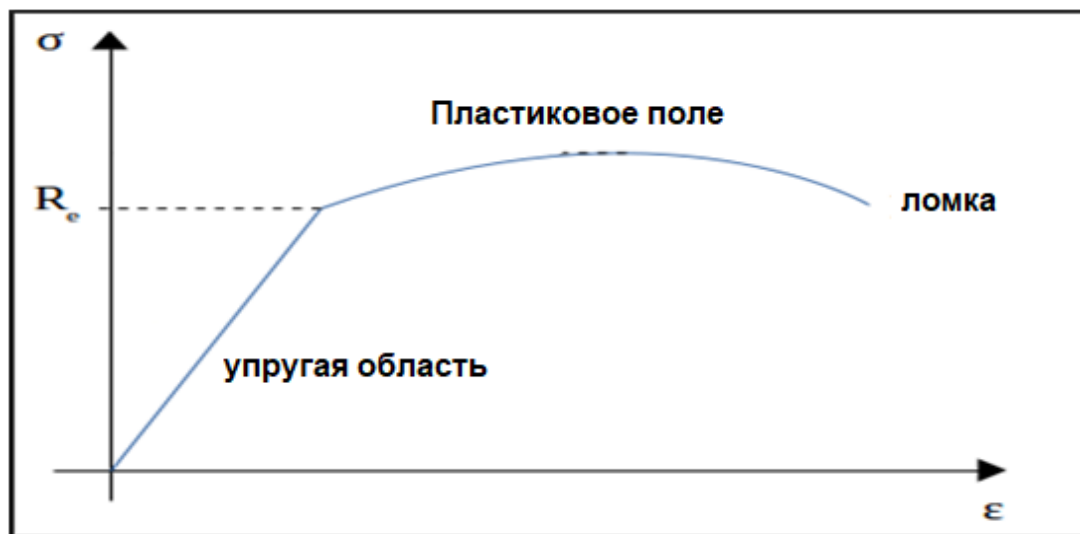


Рис.3.2. Диаграмма деформаций материала

R_e : предел упругости, то есть напряжение, от которого материал начинает необратимо деформироваться.

Так что, если ценность этого модуля высока, материалы более жесткие.

3.2.2. Коэффициент Пуассона (ν) :

Безразмерный коэффициент, определяемый как соотношение между изменением поперечного размера (изменение диаметра) и изменением

осевого или продольного размера (изменение длины), когда образец подвергается сжатию

$$\nu = \frac{\left(\frac{\Delta d}{d}\right)}{\left(\frac{\Delta l}{l}\right)} \quad 3.4$$

Безразмерный коэффициент (ν), определяемый как соотношение между изменением бокового размера (изменение диаметра) и изменением осевого размера (изменение длины).

Осевая деформация:

$$\varepsilon_1 = (L_1 - L_2) / L_1 \quad 3.5$$

боковая деформация:

$$\varepsilon_2 = (D_1 - D_2) / D_1 \quad 3.6$$

- коэффициент Пуассона :

$$\nu = -\frac{\varepsilon_2}{\varepsilon_1} \quad 3.7$$

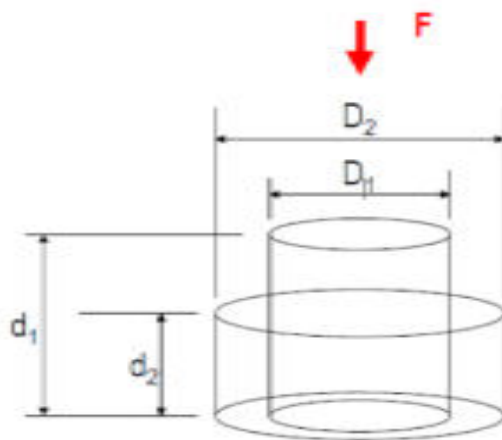


Рис.3.3. Деформации при сжатии

Коэффициент Пуассона варьируется в зависимости от характера горных пород, как указано в таблице следующее:

Таблица 3.1. Значения коэффициента Пуассона для определенных типов пород

Тип рок	Y
Песчаник	0.15 - 0.25
Кальцит	0.20 - 0.30
Мергель	0.40 - 0.45
Продам	0.30 - 0.40

3.2.3. Коэффициент сдвига (G) :

В практическом моделировании часто полезно использовать модуль сдвига, отмеченный (G).

$$G = \frac{E}{2(1+\nu)} \quad 3.8$$

Где :

E : Модуль Юнга.

ν : коэффициент Пуассона.

3.3. Описание трещины

3.3.1 Форма и ориентация трещины:

Полевые эксперименты показывают, что гидроразрыв пласта развивается вдоль горизонтальной или вертикальной плоскости.

На глубинах менее 600 м можно получить трещины в горизонтальных плоскостях. На глубинах более 600 м вес отложений вызывает развитие трещины только в вертикальных плоскостях.

3.3.2. Размерная проводимость трещины:

Размерная проводимость трещины представлена соотношением:

$$F_{CD} = \frac{K_f W_f}{K X_f} \quad 3.9$$

X_f : Продолжение трещины (половина длины).

W_f : Толщина разрушения.

H_f : Поддерживаемая высота.

K : Проницаемость пласта.

K_f : Проницаемость трещины.

Для оптимального разрушения достаточно $2 < F_{CD} < 10$.

Выполнение операции гидроразрыва основано на трех измерениях:

Длина трещины (X_f) :

Это расстояние между скважиной и точкой в конце трещины, поэтому оно может быть длиной или половиной длины трещины в зависимости от того, имеет ли последняя одно или два симметричных крыла.

Толщина трещины (W_f) :

Это расстояние между двумя вертикальными гранями трещины.

Высота трещины (H_f) :

Это расстояние по вертикали между двумя точками, связанными с нулевой толщиной. Все это касается вертикального разрушения, так как для горизонтального разрушения у нас будет высота, которая заменяет толщину, и противоположную.

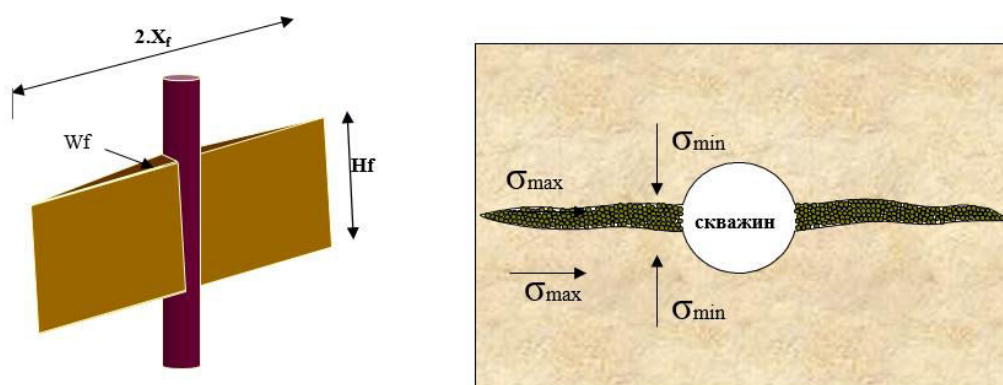


Рис.3.4. Форма и ориентация трещины

3.4. Давление инициирования и растяжения трещины:

(Рис.3.5) представляет собой схематическую кривую эволюции давления при гидроразрыве. Он разделен на две части:

- Инъекционная часть.
- Заключительная часть.

В первой части представлен пик, за которым следует плато, которое соответствует точке зарождения трещины и ее распространению.

Вторая часть начинается с внезапного падения давления, за которым следует стабильность. Они соответствуют соответственно:

- Мгновенное закрытое давление (ISIP) из-за остановки насосов.
- Период закрытия трещины.

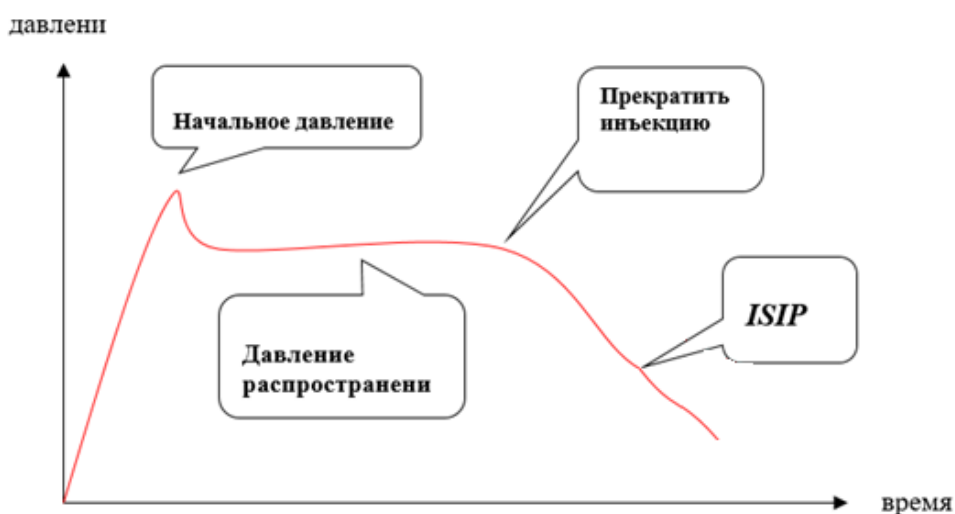


Рис.3.5. Изменение давления во время разрыва.

3.5. Модел KGD и PKN

Разработка первых упрощенных теоретических моделей началась в 1950-х годах. Одной из новаторских работ, которые будут опубликованы в этой области, были работы Перкинса и Керна, которые адаптировали классическое решение для трещины плоской деформации Снеддона для разработки так называемой модели ПК (рисунок.3.1). Позже Nordgren

адаптировал модель РК для разработки модели PKN, которая включала в себя эффекты потери жидкости. Христианович, Желтов, Герцма и де Клерк независимо разработали так называемую модель KGD (плоская деформация) (рисунок.3.7). Модель радиальной или пенни-формы (рисунок. 3.6) с постоянным давлением жидкости была решена Снеддоном. Грин и Снеддон исследовали проблему плоской эллиптической трещины при постоянном нагружении (напряжении в дальней зоне или внутреннем давлении) .

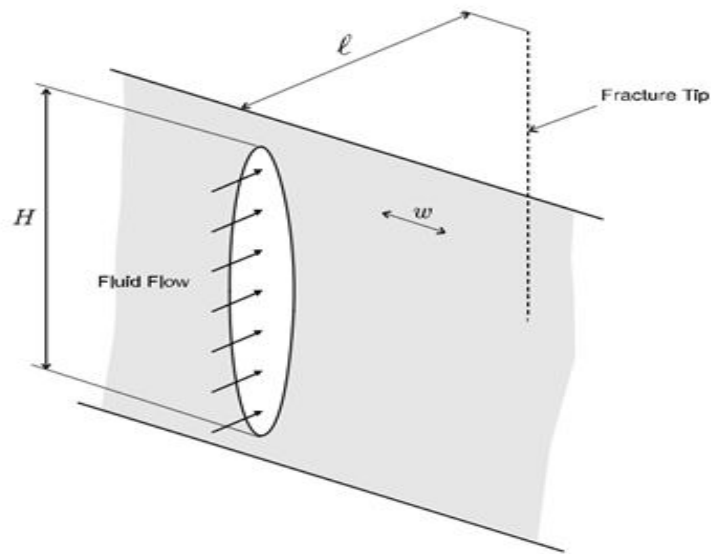


Рис3.6 Схематическое изображение геометрии трещины по модель PKN

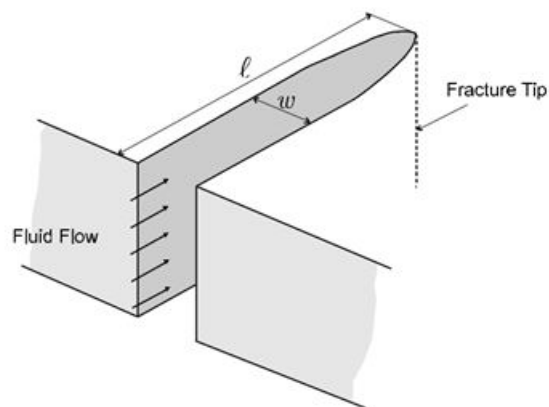


Рис 3.7 Схематическое изображение геометрии разрушения KGD

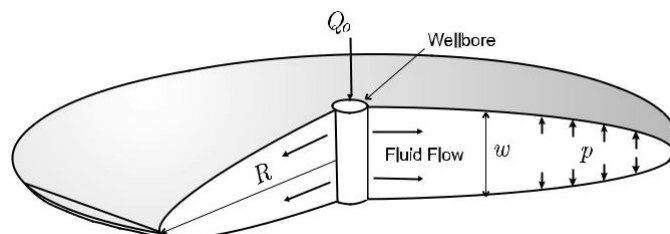


Рис 3.8 Схема, показывающая геометрию радиального разрушения

Модель PKN применима для длинных трещин с ограниченной высотой и эллиптическим вертикальным поперечным сечением, в то время как модель KGD для расчета ширины не зависит от высоты и используется для коротких трещин, где плоскостная деформация

Допущения применимы к горизонтальным участкам. Радиальная модель применима в условиях однородного пласта, где область нагнетания является практически точечным источником (например, когда ориентация скважины находится в направлении минимального ограничивающего напряжения или когда жидкость нагнетается из короткого перфорированного участка в пласт пласта, который может считаться бесконечным по сравнению с размером перелома). Данеши расширил модель KGD для случая степенных жидкостей, а Спенс и Шарп правильно добавили в модель прочность. Вариации KGD, PKN и радиальных моделей обычно использовались для схем лечения еще в 1990-х годах и до сих пор иногда используются сегодня, хотя их в значительной степени заменили так называемые псевдо-3D (P3D) модели, которые описаны в подробнее ниже.

Первоначально обработка ГРП состояла из закачки небольшого объема жидкости (VOF) для проверки целостности ствола скважины и «разрушения пласта». За этим последовало несколько тысяч галлонов нагруженной проппантом суспензии. Модели не использовались в дизайне обработки, но увеличение производства было в целом значительным, хотя большое количество обработок приводило к преждевременному перекрытию проппанта или «отсеиванию». Прошло почти десять лет (1960–1970), прежде чем простые модели ширины разрушения (KGD и PKN) были использованы для оценки объема прокладки, необходимого для получения адекватной ширины трещины, чтобы обеспечить проникновение проппанта. В течение этого периода Говард и Фаст представил метод, использующий параметры

потерь жидкости для гидроразрыва для расчета проникновения в трещину. Позднее были разработаны простые компьютерные модели с использованием геометрии KGD и PKN с переносом проппанта. Они послужили ориентирами в проекте обработки и предоставили метод, показывающий чувствительность к критическим входным параметрам скорости впрыска, объемов обработки, вязкости жидкости и утечки, а также послужили основой для изменения этих параметров, чтобы увеличить проникновение расклиниваемой трещины. а также для минимизации перекрытия пропантов и отсеиваний. В то же время размер лечения значительно увеличился . В конце 1970-х годов цена на нефть и газ возросла, что сделало экономически целесообразным использование пластов с низкой проницаемостью. В некоторых скважинах требовались массивные обработки (в диапазоне от сотен тысяч галлонов жидкости и до миллиона фунтов проппанта). Относительная стоимость этих обработок трещин к общей стоимости скважины увеличилась с 10% до 50%. Эти большие обработки указали на недостатки в существующих моделях и обосновали необходимость дополнительных исследований в области моделирования трещины.

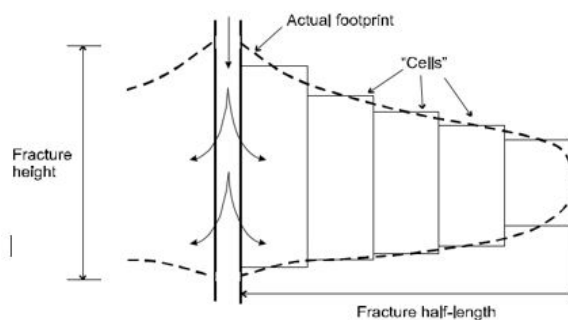


Рис 3.9 Схематическое изображение псевдо-трехмерной геометрии трещин на основе ячеек

3.6. Уравнения для прогнозирования размеров трещин по модели KGD

Уравнение для прогнозирования длины трещины

$$x_f = 0.539 \left(\frac{q^3 E_f}{\mu h_f^3} \right)^{1/6} t^{2/3} \quad 3.10$$

Где :

X_f : длина трещины [м].

q : скорость закачки [барр. / Мин]

μ : вязкость жидкости.

E' : Модуль Юнга.

h_f : Высота трещины [м]

t : Время впрыска [мин].

Уравнение для прогнозирования средней ширины трещины

$$\bar{w} = 1.91 \left(\frac{\mu q^3}{E' h_f^3} \right)^{1/6} t^{1/3} \quad 3.11$$

Где :

\bar{w} : ширина трещины [мм].

h_f : Высота трещины [м]

t : Время впрыска [мин].

E' : Модуль Юнга.

μ : вязкость жидкости [m].

Раздел 4 - Совместная модель для моделирования течения жидкости и деформации трещин

4.1. введение

Моделирование гидравлического разрыва требует связи между механической моделью и моделью потока. Взаимосвязь между обеими моделями представлена на Рисунке 4.1. В данной работе в качестве механической модели используется вариационная модель разрушения.

В этой главе представлена составляющая потока жидкости модели гидроразрыва пласта, выделенная красным прямоугольником на Рисунке 4.1. Этот компонент рассчитывает поток как в пласте, так и в трещине, в отличие от некоторых других симуляторов гидроразрыва, которые моделируют только поток жидкости для гидроразрыва и используют модель Картера для учета потерь жидкости в окружающую среду. Однофазный, ньютоновский поток предполагается как в трещине, так и в коллекторе.

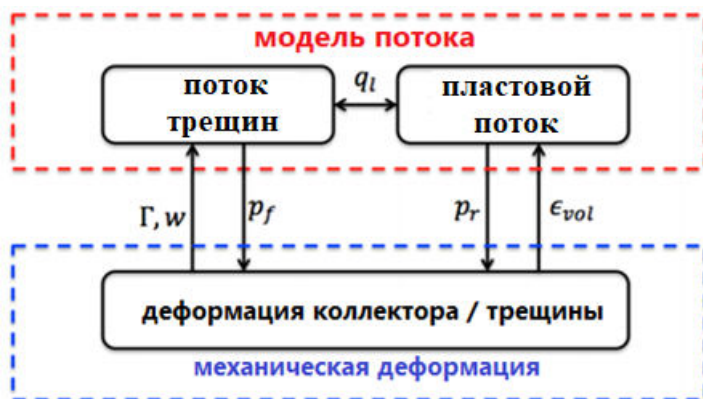


Рисунок 4.1: Геометрия важных компонентов, используемых для расчета ширины трещины.

4.2. Модель потока коллектора

Структура для включения взаимодействия между деформацией и потоком жидкости была впервые представлена Биот (1941) и нашла все более широкое применение при добыче жидкости из нефтяных пластов (Zheng, Burrige, and Burns 2003; Lewis 1998). Согласно модели, сцепление вводится через концепцию эффективного напряжения Биот в уравнении сохранения

количества движения и через вклад объемной деформации в поток при сохранении массы жидкости.



Рисунок 4.2: Схема коллектора и трещины как компонентов, составляющих поропругую среду.

Уравнение баланса массы, разработанное на основе теории поропругости Биот для слабосжимаемой однофазной среды, течения в деформируемой среде. В модели поропругости прирост содержания жидкости в поропругой среде (ζ) определяется выражением

$$\zeta = \alpha \nabla \vec{u} + \frac{P_r}{M} \quad 4.1$$

Где α , \vec{u} , P_r и M , Коэффициент Биот, вытеснение твердых тел, давление пластовой жидкости и модуль Биот соответственно. M далее задается соотношением

$$\frac{1}{M} = \frac{\alpha - \phi}{K_s} + \frac{\phi}{K_f} \quad 4.2$$

$$\alpha = 1 - \frac{K_T}{K_s} \quad 4.3$$

$$\frac{1}{M} + \frac{\partial p_r}{\partial t} + \alpha \frac{\partial \epsilon_{vol}}{\partial t} - \nabla \cdot \frac{K}{u} \nabla p_r = q_{rs}$$

$$\vec{q}_r = - \frac{K}{u} p_r$$

Где K_T , K_s и K_f являются объемным модулем всего каркаса, объемным модулем матрицы зерна/породы и объемным модулем жидкости. ϕ это пористость породы.

Начальные и граничные условия.

Начальное условие таково, что $p_r = p_0$, где p_0 это начальное пластовое давление. Граничное условие давления или потока также применяется к границам коллектора, так что

$$\partial_D\Omega \cap \partial_N\Omega = \emptyset \text{ and } \partial_D\Omega \cup \partial_N\Omega = \partial\Omega \quad 4.4$$

где $\partial_D\Omega$ и $\partial_N\Omega$ - границы давления и потока соответственно

Для граничного условия давления

$$p_r = \bar{p} \text{ в } \partial_D\Omega \quad 4.5$$

Для граничного условия потока

$$\vec{q}_r \cdot n = q_r \text{ в } \partial_N\Omega \quad 4.6$$

где \vec{n} - вектор нормали к границам, q_r - удельная компонента скорости, нормальная к $\partial_N\Omega$ и \bar{p} граничное давление, указанное на $\partial_D\Omega$.

Следствием гидравлической связи между пластом и трещиной является постоянное давление жидкости в пороупругой области. Поскольку трещина является границей коллектора, это условие означает, что давление жидкости гидроразрыва представляет собой пластовое давление на границе пласт-трещина.

$$p_r = p_f \text{ в } \Gamma \quad 4.7$$

4.3. Решение с расщеплением фиксированного напряжения для сопряженного течения и деформации

Для фиксированной геометрии трещины совместное численное решение, проведенное для получения p и u в пороупругой области. В данной работе метод разделения фиксированного напряжения используется для решения этой связанной задачи течения коллектора и деформации в области расчетной области с $\nu = 1$. Этот метод выбран по двум причинам.

- 1- Его безусловная стабильность необходима для решения этой сложной проблемы с несколькими уровнями взаимосвязей; поток из коллектора / трещины, связанный с пластом / деформация трещины.
- 2- Вариационный решатель трещин, который также моделирует деформацию коллектора, является внешним автономным пакетом.

Основным входом в механическую модель является давление жидкости, определяемое в расчетной области. Таким образом, он не содержит модификаций уравнений деформации, которые позволят использовать дренированные и недренированные отдельные методы решения.

В методе фиксированного напряжения сначала решается уравнение неразрывности для вычисления давления жидкости p_r . После этого p_r переносится в вариационную модель трещины для решения относительно u . На этапе решения давления деформация коллектора отделяется от потока жидкости за счет поддержания постоянного объемного напряжения. Метод фиксированного напряжения действует следующим образом:

$$\sigma_{vol} = \frac{\sigma_x + \sigma_y + \sigma_z}{3} \quad 4.8$$

$$\epsilon_{vol} = \nabla \cdot \vec{u} = \epsilon_x + \epsilon_y + \epsilon_z$$

где σ_{vol} и ϵ_{vol} объемное напряжение и объемная деформация, определяемые :
так что из линейной пороупругости

$$\sigma_{vol} = \alpha p_r = k \epsilon_{vol} \quad 4.9$$

$$\left(\frac{1}{M} + \frac{\alpha^2}{k} \right) \frac{\partial p_r}{\partial t} - \nabla \cdot \frac{K}{\mu} \nabla p_r = q_{rs} - \frac{\alpha}{k} \frac{\partial \sigma_{vol}}{\partial t} \quad \text{в } \Omega/\Gamma \quad 4.10$$

Уравнение 4.11 представляет собой модель потока, решенную в рамках итеративного метода сцепления с фиксированным напряжением. Как видно из правой части, модель потока отделена от деформации. С левой стороны, однако, объемное напряжение действует как дополнительный источник и представляет вклад деформации коллектора в диффузию жидкости. Учитывая, что одной из основных переменных в механической модели является \vec{u} , необходимо учитывать вклад σ_{vol} в терминах \vec{u} . Для достижения этого для уравнения 4.10, решаемого на заданном уровне итераций $k + 1$, используется σ_{vol} , полученный на предыдущем уровне итерации k . Следовательно

$$\left(\frac{1}{M} + \frac{\alpha^2}{k}\right) \frac{\partial p_r^{k+1}}{\partial t} - \nabla \cdot \frac{K}{\mu} \nabla p_r^{k+1} = q_{rs} - \alpha \frac{\partial \epsilon_{vol}^k}{\partial t} + \frac{\alpha^2}{k} \frac{\partial p_r^k}{\partial t} \text{ в } \Omega/\Gamma \quad 4.11$$

4.4. Модель потока жидкости для гидроразрыва

Математическая модель потока жидкости в трещине выглядит следующим образом.

$$\frac{\partial w}{\partial t} + \nabla_\Gamma \cdot (w \vec{q}_f) + q_l = q_{fs} \text{ в } \Gamma \quad 4.12$$

$$w \vec{q}_f = -\frac{w^3}{12\mu} \nabla_\Gamma p_f \text{ в } \Gamma \quad 4.13$$

$$q_l = -[[\vec{q}_\Gamma]] \cdot \vec{n}_\Gamma \text{ в } \Gamma \quad 4.14$$

$$\vec{q}_f \cdot \vec{m}_\Gamma = 0 \text{ в } \partial\Gamma \quad 4.15$$

$$w = -[[\vec{u}]] \cdot \vec{n}_\Gamma \quad 4.16$$

Уравнения 4.12, 4.13 - это баланс объема и кубический закон, который связывает поток жидкости и градиент давления. Как показано на рисунке 3.1, связь между механической моделью и потоком жидкости гидроразрыва осуществляется через ширину трещины (w), геометрию трещины (Γ) и давление жидкости гидроразрыва (p_f). Кроме того, поток жидкости из коллектора и трещины связан с потерей жидкости (уравнение 4.14) от трещины к коллектору. Уравнение 4.14 гарантирует, что утечка жидкости является следствием решения полномасштабной диффузии жидкости в пласте. Для математического удобства и для выполнения граничных условий для задачи о трещине не допускается потеря жидкости из вершины трещины, как описано уравнением 4.15, \vec{m}_Γ - тангенциальное направление в вершине трещины, $\partial\Gamma$

Уравнение неразрывности трещины по давлению жидкости гидроразрыва получается как:

$$\frac{\partial w}{\partial t} - \left[(\vec{n}_\Gamma \times \nabla) \cdot \frac{w^3}{12\mu} (\vec{n}_\Gamma \times \nabla_\Gamma p_f) \right] + q_t = q_{fs} \quad 4.17$$

4.5. Гидравлическое соединение коллектора и трещины

Уравнения потока пласта и трещины, полученные на основе анализа методом конечных элементов, представлены здесь уравнениями 4.17 и 4.18 соответственно. Подобно вычислению p_r в модели потока коллектора, p_f вычисляется на уровне одной итерации выше механической модели. Следовательно, ширина трещины имеет индекс k .

$$\int_{\Omega/\Gamma} \left(\frac{1}{M} + \frac{\alpha^2}{k} \right) \frac{\partial p_r^{k+1}}{\partial t} \psi_r dV + \frac{K}{\mu} \int_{\Omega/\Gamma} \nabla p_r^{k+1} \cdot \nabla \psi_r dV = \int_{\Omega/\Gamma} q_{rs} \psi_r dV - \alpha \int_{\Omega/\Gamma} \frac{\partial \epsilon_{vol}^k}{\partial t} \psi_r dV + \frac{\alpha^2}{k} \int_{\Omega/\Gamma} \frac{\partial p_r^k}{\partial t} \psi_r dV - \int_{\partial_N \Omega} q_n \psi_r ds + \int_{\Gamma} q_l \psi_r ds \quad 4.16$$

$$\int_{\Gamma} \frac{(w^k)^3}{12\mu} [\nabla_{\Gamma} p_f^{k+1} \cdot \nabla_{\Gamma} \psi_f] ds = - \int_{\Gamma} \frac{\partial w^k}{\partial t} \psi_f ds + \int_{\Gamma} q_{fs} \psi_f - \int_{\Gamma} q_l^k \psi_f ds \quad 4.18$$

Компонент утечки устраняется путем добавления уравнений 4.17 и 4.18 для получения

$$\int_{\Omega/\Gamma} \left(\frac{1}{M} + \frac{\alpha^2}{k} \right) \frac{\partial p_r^{k+1}}{\partial t} \psi_r dV + \frac{K}{\mu} \int_{\Omega/\Gamma} \nabla p_r^{k+1} \cdot \nabla \psi_r dV + \int_{\Gamma} \frac{(w^k)^3}{12\mu} [\nabla_{\Gamma} p_f^{k+1} \cdot \nabla_{\Gamma} \psi_f] ds = \int_{\Omega/\Gamma} q_{rs} \psi_r dV - \alpha \int_{\Omega/\Gamma} \frac{\partial \epsilon_{vol}^k}{\partial t} \psi_r dV + \frac{\alpha^2}{k} \int_{\Omega/\Gamma} \frac{\partial p_r^k}{\partial t} \psi_r dV - \int_{\partial_N \Omega} q_n \psi_r ds - \int_{\Gamma} \frac{\partial w^k}{\partial t} \psi_f ds + \int_{\Gamma} q_{fs} \psi_f ds \quad 4.19$$

Для повышения устойчивости полученной численной модели предлагается модификация, аналогичная подходу, используемому при выводе модели фиксированного напряжения. Предлагаемая модификация, которая показана в уравнении 4.20, использует сжимаемость Биот ($1/M$) в качестве стабилизирующего члена. Кроме того, чтобы предотвратить влияние v -область на модель потока при отсутствии раскрытия трещины (то есть $w \leq 0$, например, до раскрытия трещины под действием напряжений на месте), минимальная проницаемость в каждом блоке сетки является проницаемостью коллектора.

$$\int_{\Omega} \left(\frac{1}{M} + v^2 \frac{\alpha^2}{k} \right) \frac{\partial p^{k+1}}{\partial t} \psi dV + \frac{K}{\mu} \int_{\Omega} \nabla p_r^{k+1} \cdot \nabla \psi_r dV + \int_{\Omega} \frac{(w^k)^3}{12\mu} (\nabla_{\Gamma} p^{k+1} \cdot \nabla_{\Gamma} \psi) |\nabla v| dV = \int_{\Omega} v^2 q_{rs} \psi dV - \int_{\Omega} v^2 \frac{\partial \epsilon_{vol}^k}{\partial t} \psi dV + \frac{1}{M} \int_{\Omega} (1 - v^2) \frac{\partial p^k}{\partial t} \psi dV + \frac{\alpha^2}{k} \int_{\Omega} v^2 \frac{\partial p^k}{\partial t} \psi dV - \int_{\partial_N \Omega} q_n \psi dV + \int_{\Omega} \psi q_{fs} |\nabla v| dV - \int_{\Omega} \psi \frac{\partial w^k}{\partial t} |\nabla v| dV \quad 4.20$$

4.6. Представление дебита скважины в регуляризованной трещине

\tilde{q}_{rs} и \tilde{q}_{fs} являются коллекторами и источниками / стоками жидкости гидроразрыва в модели связанных потоков. Как и при традиционном моделировании пластовых скважин, оба могут быть смоделированы либо как ограничения по дебиту, либо как ограничения по забойному давлению. В этой работе условие постоянного расхода используется как единственное ограничение как для пластовых, так и для трещинных скважин. Математически условия дебита пластовой скважины моделируются как точечные источники / приемники с использованием дельта-функции Дирака, как показано ниже.

$$\tilde{q}_{rs} \sum_{i=1}^n \tilde{Q}_{r,i} \delta(\vec{x} - \vec{x}_{r,i}) \quad 4.21$$

С другой стороны, моделирование дебита для скважин с трещинами отличается от моделирования для пластовых скважин. Поскольку при вариационном подходе местоположения трещин идентифицируются не по конкретным точкам, а по гладкому фазовому полю, используется регуляризованное представление дебита скважины с трещинами.

Для двумерной области

$$\tilde{q}_{fs} \simeq \begin{cases} \sum_{i=1}^m \frac{\tilde{Q}_{f,i}}{2\pi\tilde{\varepsilon}^2} & \text{if } |\vec{x} - \vec{x}_{f,i}| \leq th/2 \\ \sum_{i=1}^m \frac{\tilde{Q}_{f,i} \exp^{-|\vec{x} - \vec{x}_{f,i}|/\tilde{\varepsilon}}}{2\pi\tilde{\varepsilon}^2} & \text{if } |\vec{x} - \vec{x}_{f,i}| \geq th/2 \end{cases} \quad 4.22$$

Для трехмерной области

$$\tilde{q}_{fs} \simeq \begin{cases} \sum_{i=1}^m \frac{\tilde{Q}_{f,i}}{4\pi\tilde{\varepsilon}^3} & \text{if } |\vec{x} - \vec{x}_{f,i}| \leq th/2 \\ \sum_{i=1}^m \frac{\tilde{Q}_{f,i} \exp^{-|\vec{x} - \vec{x}_{f,i}|/\tilde{\varepsilon}}}{4\pi\tilde{\varepsilon}^3} & \text{if } |\vec{x} - \vec{x}_{f,i}| \geq th/2 \end{cases} \quad 4.23$$

\tilde{q}_r и \tilde{q}_f являются безразмерными версиями Q_r и Q_f , которые представляют собой объемные скорости закачки с единицами измерения m^3 / c для трехмерных задач и m^2 / c для двумерных задач. \vec{x}_r и \vec{x}_f - местоположения n

коллекторов и m скважин с трещинами. th - толщина представления трещины фазового поля, то есть толщина области трещины с $v = 0$.

4.7. Расчет ширины трещины

Ширина трещины (\tilde{w}) вычисляется с использованием уравнения 4.24. ширина трещины определяется по всем ячейкам и $\tilde{w} \geq 0$ применяется для предотвращения взаимопроникновения поверхностей трещин. На рисунке 4.3 показаны необходимые компоненты, используемые в алгоритме расчета ширины трещины. Уравнение 4.24 предполагает, что для вычисления \tilde{w} для конкретной ячейки с необходимы три компонента. Эти; нормаль к локальной трещине \vec{n}_Γ в опорной ячейке, линия s , по которой вычисляется интеграл, и полудлина b линии s . Центр s - это центр опорной ячейки с. s имеет ориентацию $\vec{n}_\Gamma = \tilde{\nabla}v/|\tilde{\nabla}v|$ и простирается на длину b от центра опорной ячейки $\pm \vec{n}_\Gamma$

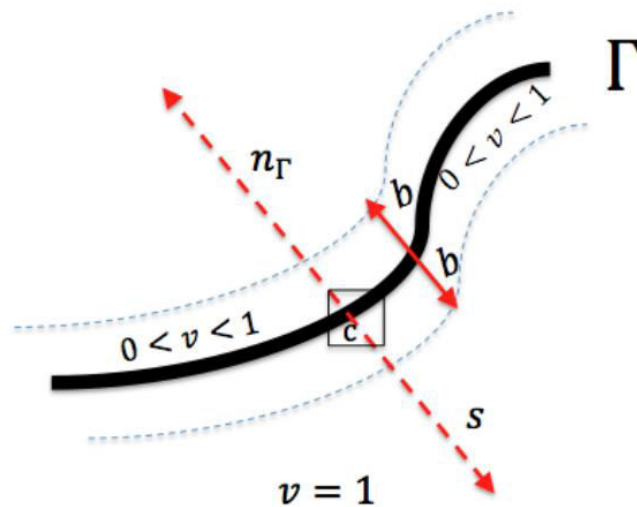


Рисунок 4.3: Геометрия важных компонентов, используемых для направлений расчета ширины трещины.

Самый простой выбор b - это тот, который гарантирует, что s сокращается во всей области вычислений. Однако в этом нет необходимости, поскольку области с постоянными значениями v не вносят вклад в интеграл. Кроме того, это создает проблемы, если разрезать несколько трещин.

$$\tilde{w} = \int_{-b}^b \vec{u} \cdot \vec{\nabla} u d\tilde{x} \quad 4.24$$

При открытых переломах, $\tilde{w} > 0$ для ячеек в области перехода v , $\tilde{w} = 0$ для ячеек с постоянным значением v . Следовательно, численный алгоритм для реализации уравнения 4.24 выполняется только на ячейках с $0 < v < 1$, поскольку ячейки за пределами этой области не вносят вклад в модель потока в трещине, поскольку они имеют $|\vec{\nabla} v| = 0$. Это означает, что b можно выбрать так, чтобы для контрольной ячейки на одном конце переходной области с $v \approx 1$, s проходит по поверхности перелома и покрывает всю область $v < 1$. когда b и s определены, s дискретизируется так, чтобы $\vec{u} \cdot \vec{\nabla} v$ выбирается в дискретных точках для ввода в уравнение 4.24.

4.8. Численный алгоритм решения ГРП

Точечная сходимость общего численного решения к решению трещины невозможна в подходе фазового поля, поскольку трещина не идентифицируется ни на каком конкретном наборе уровней фазового поля, а в переходной области, определяемой как $0 < v < 1$. Это почему ширина трещины в точке не определяется скачком смещения в этой точке в расчетной области. Скорее, это сумма (интеграл) всех нормальных компонентов смещения вдоль линии, которая пересекает переходную область или поверхность трещины (см. Уравнение 4.24). Используя ту же идею, давление разрыва в любой точке x_s по длине трещины вычисляется как.

$$\tilde{p}_f(x_s) = \frac{\int_s \tilde{p} \vec{u} \cdot \vec{\nabla} u d\tilde{x}}{\int_s \vec{u} \cdot \vec{\nabla} u d\tilde{x}} \quad 4.25$$

где s - линия интегрирования, ортогональная трещине в точке x_s .

На рисунке 4.4 показан численный алгоритм решения модели сопряженного гидроразрыва пласта. В основе алгоритма лежат два вложенных цикла. Внутренний цикл выполняет итерацию между решателями \tilde{p} и \vec{u} до сходимости, в то время как внешний цикл решает только V-шаг. Внешний контур использует сходящиеся решения внутреннего контура для

распространения трещины, если достигается критическое давление. Ошибка внутреннего контура определяется как разница между последовательными значениями усредненного по объему давления $\tilde{p} = \frac{\int_s \tilde{p}\vec{u} \cdot \vec{\nabla} u d\vec{x}}{\int_s \vec{u} \cdot \vec{\nabla} u d\vec{x}}$, а ошибка внешнего контура - это разность между значениями v последовательных шагов развития трещины. Как только этап эволюции сходится, начинается вычисление для нового временного шага, и начальные значения для \tilde{p} , \vec{u} и v для первой итерации являются их соответствующими сходящимися решениями из предыдущих временных шагов.

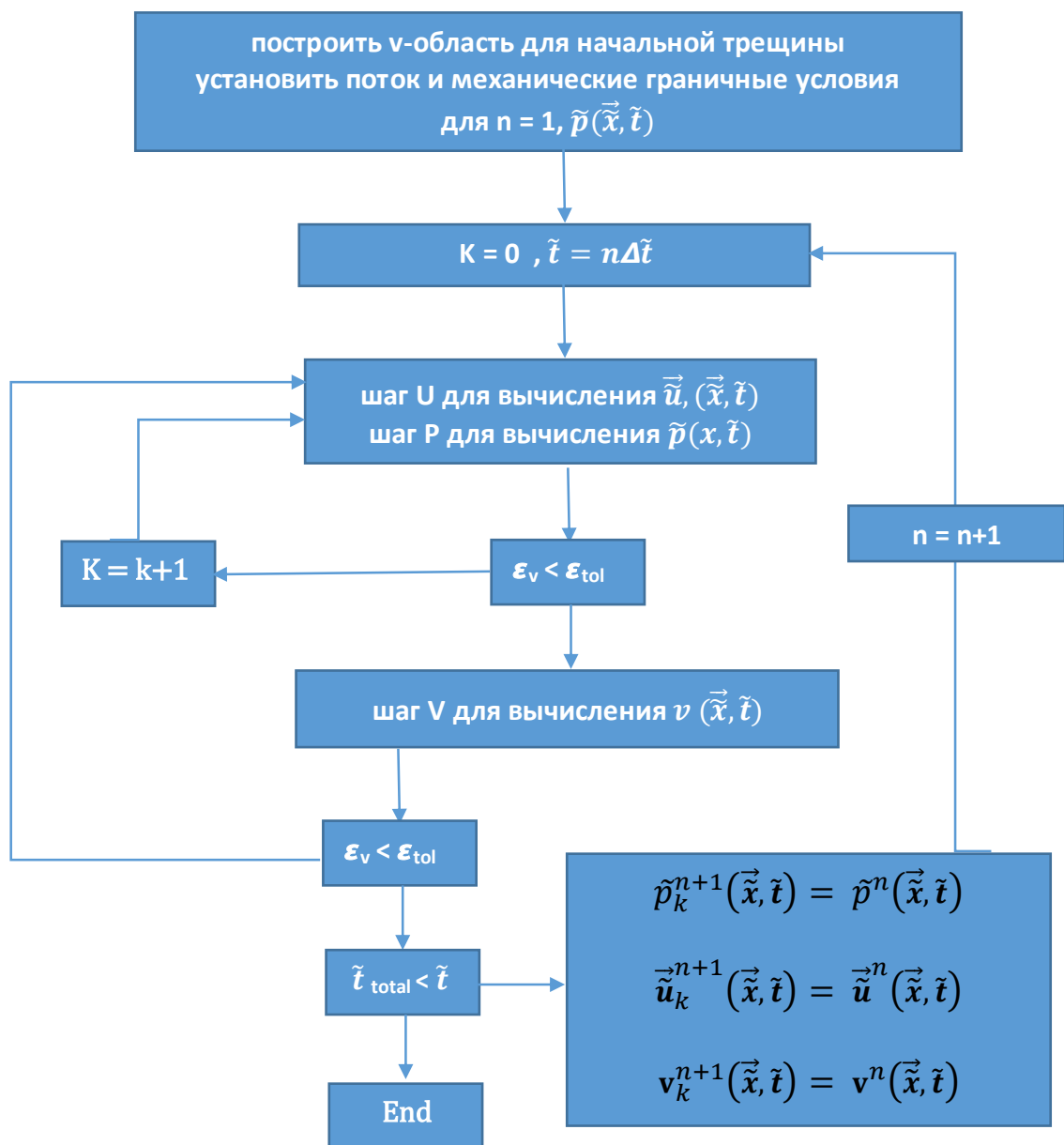


Рис 4.4. Численный алгоритм решения разработанной сопряженной модели для моделирования гидроразрыва пласта.

4.9. Анализ полученные результаты

4.9.1 Влияние коэффициента Биот на распространение трещин

Степень связи между деформацией пласта и потоком жидкости в пласте во время гидроразрыва пласта определяется коэффициентом Биот, α . Зависимость давления жидкости и размеров трещины гидроразрыва от α изучается путем изменения α от 0,4 до 1,0. Параметры, используемые для этого вычисления, такие же, как в таблице 4.1. но с $x = 100$ м ($\tilde{x} = 100$), $\mu = 4 \times 10^{-19}$ ГПа с, начальное давление жидкости 0.14 МПа и размером конечного элемента 401×401 . Численные результаты и аналитическое решение для $M = 0$ показаны.

Таблица 4.1: Коллекторские свойства для верификации модели сопряженной трещины гидроразрыва. Столбец D - это безразмерные входные данные для числовой модели, а столбец о - масштабирование для преобразования безразмерных параметров в физические значения.

параметр	D	о	Физический
x	200	1 м	200 м
u	-	0.014 м	-
p	-	0.014 ГПа	-
δt	0.2	1.41 с	0.283 с
E	17	1 ГПа	17 ГПа
v	0.2	1	0.2
Gc	$5 \cdot 10^{-4}$	$2 \cdot 10^{-4}$ ГПа. м	100 Па.м
K	$1 \cdot 10^{-16}$	$2.83 \cdot 10^{-6}$ м ²	$2.83 \cdot 10^{-22}$ м ²
ϕ	0.2	1	0.2
α	1	1	1
Ks	10	1 ГПа	10 ГПа
Kf	0.625	1 ГПа	0.625 ГПа.с
u	$1 \cdot 10^{-13}$, $1 \cdot 10^{-7}$	$4 \cdot 10^{-6}$ ГПа.с	$4 \cdot 10^{-19}$, $4 \cdot 10^{-13}$ ГПа.с
Qfs	0.05	0.01 м ² /с	$5 \cdot 10^{-4}$ м ² /с

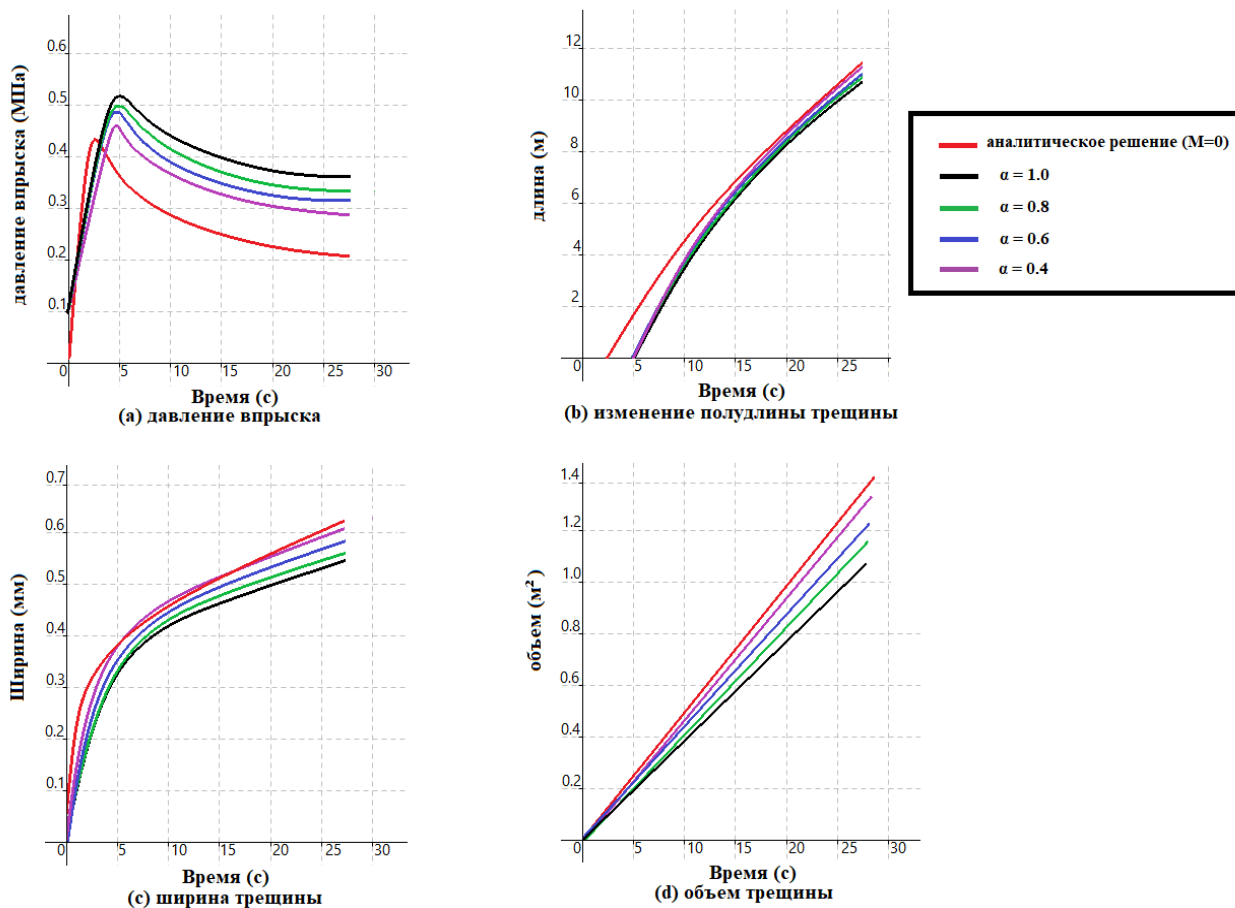


Рисунок 4.8: Графики давления нагнетания, изменения длины трещины, ширина и объема трещины для различных коэффициентов Биот.

на рисунке 4.8. На рис. 4.8a, 4.8b, 4.8c и 4.8d показано изменение во времени давления закачки, изменение полудлины трещины, ширина трещины и объем трещины соответственно. Результаты в этом подразделе станут понятнее, если изучить роль пороупругости. Влияние пороупругости на распространение трещин зависит от уровня сцепления потока и деформации через α . Как упоминалось ранее, пороупругие эффекты возникают в результате обратных напряжений, возникающих в области коллектора, примыкающей к трещине. Эти создаваемые обратные напряжения препятствуют деформации и распространению трещин. Они являются результатом объемного расширения прилегающей области коллектора и того факта, что давление закачки должно преодолевать противодействующую силу давления коллектора в дальней зоне для распространения трещины.

Таким образом, по мере увеличения α в коллекторе давление нагнетания, как показано на рисунке 4.8а, увеличивается, поскольку жидкость для гидроразрыва должна преодолеть противодействующее давление коллектора, прежде чем трещина начнет деформироваться. Фактически, если график давления жидкости для $\alpha = 1,0$ продлить до $t = 0$ с, получается давление нагнетания приблизительно 0,14 МПа. Это означает, что давление закачки жидкости для гидроразрыва должно быть по крайней мере равным поровому давлению в дальней зоне, чтобы трещины открылись.

Коэффициент Биот также влияет на общую геометрию трещины, как показано на рис. 4.8b, 4.8с и 4.8d. Полудлина трещины, отверстие ширина трещины и объем трещины - все уменьшаются с увеличением α , поскольку возрастающий вклад пороупругих эффектов из-за деформации коллектора и порового давления в дальней зоне снижает скорость деформации и распространения трещины. Однако для всех рассмотренных значений α трещины распространялись в направлении исходной ориентации.

В численных расчетах использовались небольшие значения проницаемости коллектора и вязкости жидкости, в то время как аналитические решения предназначены для асимптотического случая нулевой проницаемости и невязкой жидкости. Из графика давления нагнетания видно, что численные результаты приближаются к аналитическому решению, когда α уменьшается до нуля. Это так, поскольку аналитическое решение получено без учета пороупругой связи между трещиной и пластом. Аналогичным образом численные результаты для длины, ширины и объема трещины стремятся к аналитическому решению при уменьшении α .

4.9.2. Влияние проницаемости коллектора на распространение трещин

Во время операций по гидравлическому разрыву пласта количество потерь жидкости для гидроразрыва в окружающий пласт зависит от проницаемости пласта. При использовании модели потока фазового поля

коэффициент утечки не требуется для количественной оценки потерь жидкости. Скорее, потеря жидкости неявно учитывается через связь между пластом и потоком жидкости для гидроразрыва. Влияние проницаемости пласта на давление флюида, геометрию трещины и направление распространения исследуется в этом подразделе с помощью двух наборов численного моделирования с параметрами в таблице 4.1, но с $x = 100$ м. ($\tilde{x} = 100$) и $\mu = 4 \times 10^{-19}$. В первом эксперименте изотропные проницаемости коллектора составляли $k = 2.8 \times 10^{-21} \text{ m}^2$, $5.7 \times 10^{-21} \text{ m}^2$, $1.1 \times 10^{-20} \text{ m}^2$, $1.7 \times 10^{-20} \text{ m}^2$ и $2.3 \times 10^{-20} \text{ m}^2$ соответственно используются. для $\mu = 4 \times 10^{-19}$ ГПа s, это дает $k \mu = 7 \times 10^{-3}$, 1.4×10^{-2} , 2.8×10^{-2} , 4.2×10^{-2} и 5.7×10^{-2} в единицах $\text{m}^2 \text{ s}^{-1} / \text{ГПа}$.

Численные результаты и аналитические решения ($M = 0$) показаны на рисунке 4.9 для давления закачки, изменения полудлины трещины, отверстия ширина трещины и объема трещины соответственно. Из рисунка 4.9а для давления закачки в устье трещины видно, что на критические давления не оказывает существенного влияния проницаемость коллектора для выбранной вязкости жидкости. Однако увеличение проницаемости коллектора затрудняет распространение трещин, поскольку критическое время начала распространения задерживается. Эта задержка связана с большой потерей жидкости в окружающий пласт для расчетов более высокой проницаемости. В результате потребуется закачать большое количество жидкости, чтобы создать давление, достаточное для распространения трещины. Соответственно, скорость распространения трещин ниже для увеличения проницаемости коллектора. Кроме того, большие потери жидкости, возникающие при расчетах более высокой проницаемости, приводят к меньшему раскрытию ширина трещины и меньшему объему трещины соответственно. Увеличение утечки жидкости с более высокой проницаемостью коллектора означает, что трещина гидроразрыва больше распространяется вдоль края $k\tilde{k}$ на Рисунке 4.1. Это отклонение от К-режима

является причиной расхождений между численными и аналитическими результатами по мере увеличения проницаемости коллектора.

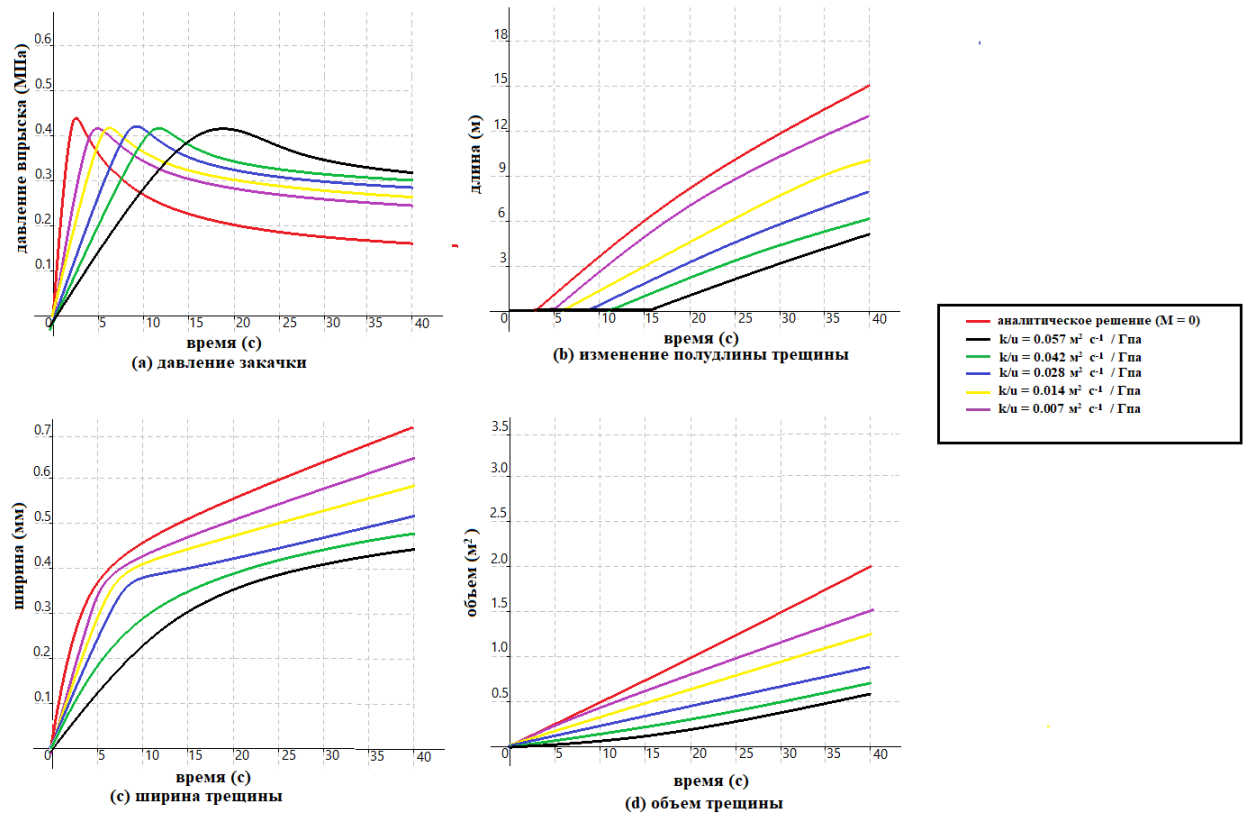


Рисунок 4.9: Графики давления закачки при гидроразрыве, изменения длины трещины, ширина и объема трещины для различных проницаемостей коллектора.

4.9.3. Влияние вязкости жидкости на распространение трещин

Вязкость жидкости для гидроразрыва важна для контроля скорости потери жидкости в пласт во время операций гидроразрыва. Жидкость с высокой вязкостью снижает утечку в пласт. Однако, по сравнению с использованием жидкостей с низкой вязкостью, жидкости с высокой вязкостью создают более высокие градиенты давления внутри трещин.

В этом подразделе исследуется роль вязкости жидкости в давлении жидкости в трещине, геометрии трещины и ее распространении. Расчетная область, начальные и граничные условия и начальная геометрия трещины совпадают.

Используемая вязкость жидкости составляет $\mu = 4 \times 10^{-15}$ ГПа s, 4×10^{-14} ГПа s, 4×10^{-13} ГПа s, 8×10^{-13} ГПа s to 2×10^{-12} ГПа s, что соответствует $k/\mu = 2.5 \times 10^{-1}$, 2.5×10^{-2} , 2.5×10^{-3} , 1.25×10^{-3} и 5×10^{-4} в единицах $m^2 s^{-1}/GPa$ для $2.8 \times 10^{-21} m^2$ проницаемость коллектора.

Остальные параметры такие же, как в таблице 4.1. Помните, что жидкость для гидроразрыва и пластовая жидкость - это одно и то же, с одинаковой вязкостью. Следовательно, вязкость, изменяемая в этом подразделе, - это вязкость жидкости во всей системе.

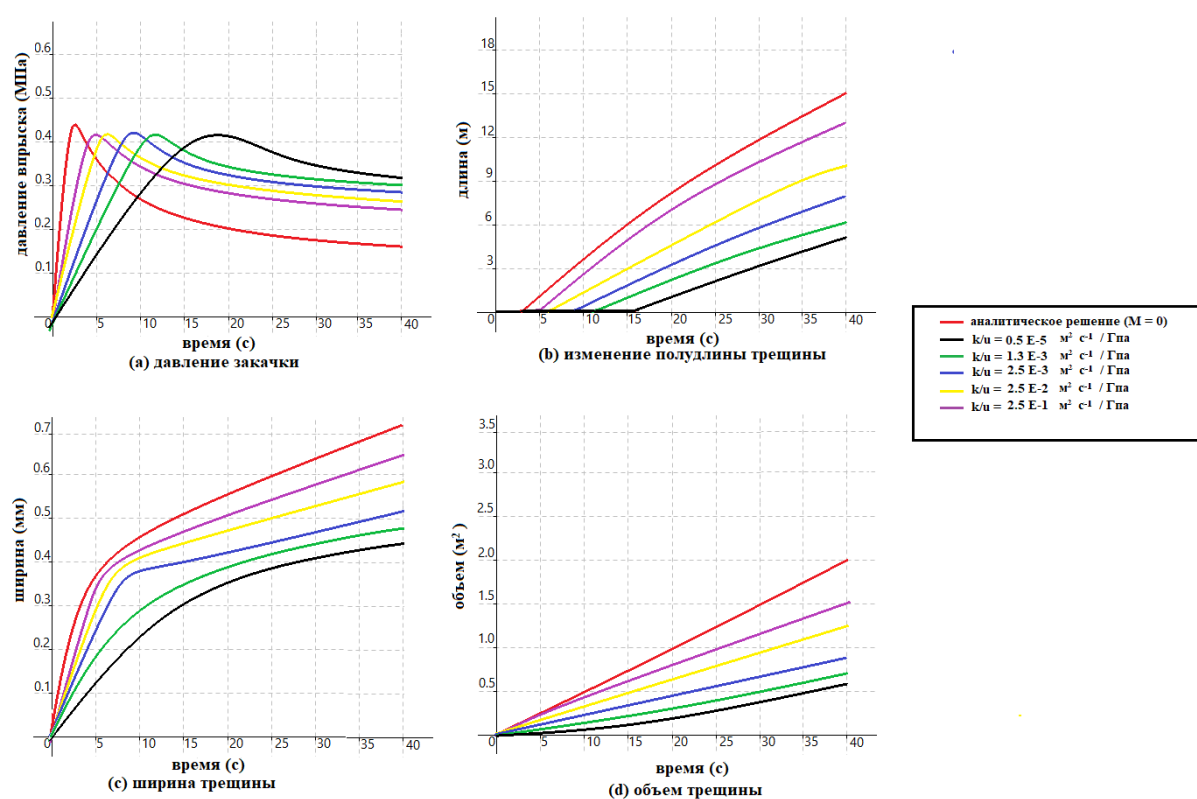
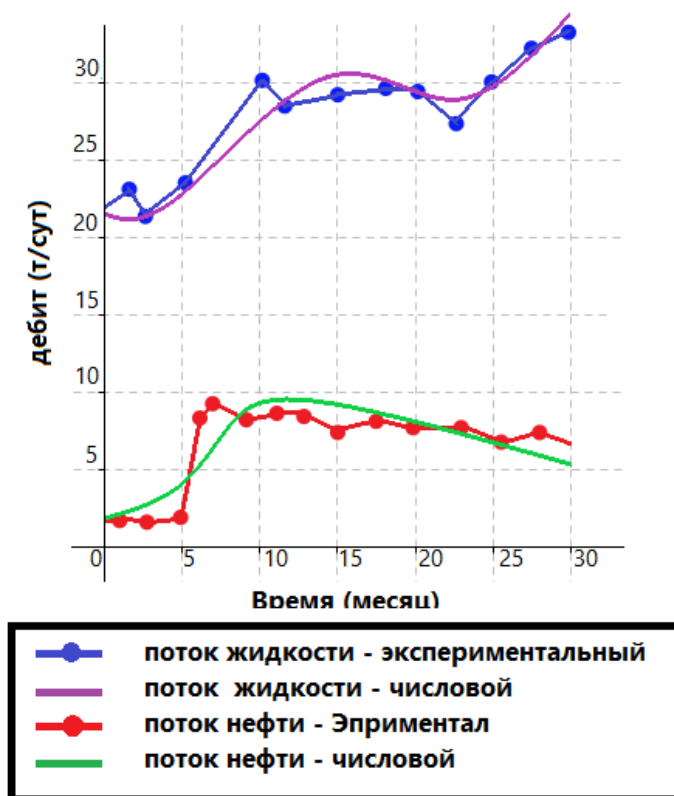


Рисунок 4.12: Графики давления закачки, изменения длины трещины, ширины трещины и объема трещины для различных вязкостей жидкости

Численные результаты для давления закачки, изменения полудлины трещины, ширина трещины и объема трещины показаны на рисунке 4.12. Давление нагнетания увеличивается с увеличением вязкости жидкости. В результате критические давления для распространения трещин также увеличиваются с увеличением вязкости жидкости. Это означает, что скорость распространения трещины ниже при более высокой вязкости жидкости. По

мере уменьшения вязкости жидкости графики давления стремятся к асимптотическому пределу. Этот предел представляет собой решение К-режима для распространения трещин из-за закачки невязкой жидкости. Высокая вязкость жидкости также приводит к уменьшению длины трещины, как показано на Рисунке 4.12b. Как показано на рисунке 4.12c, для трещин меньшей длины из-за более высокой вязкости отверстие ширины трещины увеличивается. В результате геометрия трещины, созданная за счет закачки высоковязких флюидов, стремится к трещине толстой и короткой, то есть короткой длины, но с большим отверстием. График на Рисунке 4.12d показывает созданные объемы трещин, превышающие объем закачанной жидкости. Это результат численных ошибок из-за неадекватного разрешения вычислений для задачи потока и для пути распространения трещины гидроразрыва.



Риунок 4.13 : Сравнение влияния процесса гидроразрыва пласта на добычу нефти после моделирования с предложенной моделью и реальными результатами.

4.9.4. Выводы

- На графике (Рисунок 4.13) мы можем заметить степень сходимости результатов, полученных в результате моделирования с помощью предложенной модели, с результатами, полученными ранее в процессе гидроразрыва пласта в нефтяной скважине. степень неопределенности оценивается в 18,7 процента.
- Влияние коэффициента Биот на распространение трещин изучается путем изменения α от 0,4 до 1,0 , как показано на рис. 4.8b, 4.8c и 4.8d. Полудлина трещины, ширина трещины и объем трещины уменьшаются с увеличением α
- Из рисунка 4.9а видно что увеличение проницаемости коллектора затрудняет распространение трещин, поскольку критическое время начала распространения задерживается.

Эта задержка связана с большой потерей жидкости в окружающий пласт для расчетов более высокой проницаемости. В результате потребуются закачать большое количество жидкости, чтобы создать давление, достаточное для распространения трещины.

- Высокая вязкость жидкости также приводит к уменьшению длины трещины, как показано на Рисунке 4.10b. Как показано на Рисунке 4.10c, при меньшей длине трещины из-за более высокой вязкости ширина трещины увеличивается.

Раздел 6 - социальная ответственность

Введение

В части дается естественная оценка воздействия на экологические сегменты при использовании гидродинамического разрыва на Крапивинском месторождении, в сегменте по дружественному обязательству. эта работа включает меры по обеспечению безопасности населения, защиты климата и загрязнения от возможных неблагоприятных последствий, связанных с предлагаемым использованием гидродинамического крекинга с на Крапивинском месторождении в Томской области.

Участок Крапивинского месторождения находится в Каргасокском районе Томской области, и только его небольшая юго-западная часть будет существенной для Омского района Западной Сибири. месторождение нефти ограничено одноименной аркой.

В денежном отношении регион развит неадекватно. Ближайший населенный пункт - город. Новый Васюган находится в 70 км к востоку от месторождения, где есть небольшой аэровокзал, почтовый центр, радиовещание. Уличная сеть на месторождении развита недостаточно. В 60 км восточнее месторождения проходит сплошная улица, связывающая Каймысовское скопление нефтяных месторождений (Первомайское, Катальгинское и др.)

6.1. Производственная безопасность

6.1.1. Анализ производственных факторов опасных и вредных

Основные моменты взаимодействия трещин с приводом от воды, которое представляет угрозу для обслуживающего персонала из-за необходимости ухода за оборудованием (трубы, краны) под высоким напряжением во время инновационного цикла

Таким образом, перед началом работ весь участок перед колодцем должен быть очищен от обломков и струй, грунта, оборудование устанавливается по формату участка шестерни. Все работники должны быть ознакомлены с планом работы и обучены. На сайте размещены предупреждающие баннеры. Перед началом работы все парии удаляются с сайта, доступ к статье запрещен. Линии, краны должны быть сжаты при составлении демонстрации. Использование поврежденных мер прижима - противозаконно. Перед демонтажем необходимо устранить фактор давления.

Следовательно, перед завершением работ весь участок перед колодцем должен быть очищен от обломков и брызг, земли, оборудование устанавливается на проектную площадку зубчатой передачи. Все работники должны быть довольны планом работы и обучаться. На сайте размещены предупреждающие баннеры. До завершения работы все парии удаляются с сайта, доступ к статье ограничен. Линии, краны должны быть сжаты при составлении демонстрации. Запрещается использовать некорректные проверки коэффициента прессования. Перед демонтажем необходимо смягчить прижимной фактор.

Влияние токсичных реагентов

Во время гидравлического разрушения реагенты используются для улучшения характера работы. При использовании крекинг-жидкости на масляной основе существует риск ядовитой открытости для преподавателей в случае разрыва линии с высоким коэффициентом сжатия, так же как и при истощении этих линий во время демонтажа оборудования. Точно так же, из-за использования огромного количества различного оборудования с этой стратегией, вполне можно предположить, что выхлопные газы также могут быть определены как ядовитые вещества.

Реагенты, используемые в этой стратегии, могут находиться в различных общих состояниях, следовательно, их воздействие на организм можно представить по-разному, например, на респираторную, желудочную или человеческую кожу. Поскольку используемые реагенты относятся к третьему классу ядовитости, их можно отнести к общепасным синтетическим веществам. То есть при адекватной дозе открытости для тела рабочего они могут причинить разный вред, который может спровоцировать упадок благосостояния, потерю сознания и, более того, привести к смерти.

Влияние высокого давления

Наличие высокого давления при ГРП - один из трех наиболее опасных факторов (пожароопасность, поражение электрическим током). Эти факторы влияют как на оборудование, так и на персонал. Источниками высокого давления при ГРП являются как компрессоры, так и бывшие в употреблении трубопроводы высокого давления (клапаны, трубы, устьевое оборудование).

При нарушении целостности магистрали высокого давления может произойти утечка прорывной жидкости, что может привести к отравлению рабочего, а выход из строя компрессорного агрегата может привести к разрушению используемого оборудования и травмированию работника.

6.1.2. Обоснование мероприятий направленных на снижение возможности воздействия на работника опасности и вреда (работающего)

Одной из основных целей мероприятий по защите от вредных и опасных факторов является защита персонала предприятия, поскольку несоблюдение правил безопасности при участии в технологическом процессе может привести как к травмам разной степени тяжести, так и к смерти сотрудника. .

Поэтому необходимо строго соблюдать установленные нормы технологической, пожарной и электробезопасности.

Во избежание аварий и аварий на предприятии необходимо регулярно проводить стажировки, аттестацию и инструктажи сотрудников. Рабочее место должно соответствовать нормам, Принят в соответствии с российским законодательством, быть обеспечено исправным оборудованием и необходимыми показателями.

При проведении ГРП необходимо соблюдать следующие требования:

- допуск к работам по гидроразрыву пласта получают только лица, прошедшие специальную подготовку и проверку знаний; в обязательном порядке проводить инструктаж на рабочем месте;
- Ответственный руководитель ГРП - представитель подрядчика, отвечающий за выполнение как плановых, так и внештатных работ;
- размещение оборудования планируется менеджером таким образом, чтобы минимизировать влияние негативных факторов;
- трубы, шланги и инструменты должны быть уложены стабилизаторами поперечной устойчивости. Территорию необходимо очистить от посторонних предметов, мусора;
- руководство должно иметь портативные средства связи;
- наличие сигнальных знаков с надписями обязательно, рабочие обеспечиваются спецодеждой и касками;
- в ночное время ГРП можно проводить только при достаточном освещении

- неиспользуемые автомобили должны находиться на безопасном расстоянии (50 метров);
- оборудование должно быть в соответствующем техническом и технологическом состоянии, соответствовать требованиям норм и правил и использоваться только по прямому назначению;
- нахождение персонала в опасной зоне строго запрещено;

6.2. Экологическая безопасность

Немаловажным является соблюдение норм и правил, направленных на экологическую безопасность.

Типы влияний на природные ресурсы :

- естественное загрязнение сбросами нефти из-за случайных разливов;
- загрязнение воздуха веществами, передаваемыми при сжигании газа как в факелах, так и в кризисных условиях;
- заражение современной и семейной расточительностью;
- неблагоприятные последствия при разработке и деятельности офисов;

Согласно действующему закону, декларациями и директивами Правительства Российской Федерации во всех отчетах об освоении Столбового месторождения должны быть предусмотрены и реализованы экологические исследования рабочей зоны и основные меры по обеспечению безопасности. практически говоря.

6.2.1. Анализ влияния объекта исследования на окружающую среду

Несмотря на большое значение нефтяных месторождений в жизни человека, необходимо принять множество мер, которые защищают природу и человечество от ошибок, которые невозможно исправить, а также от опасностей, которые могут угрожать безопасности окружающей среды и людей. Поэтому, прежде чем начинать процесс При добыче нефти это

необходимо. Предоставив схему, можно получить нефть с наименьшими затратами и с наименьшим риском для природы и человечества.

- Чтобы завершить разработку плотин в пространстве колодцев, последовательно проверьте состояние плотин вокруг колодцев на предмет создания и наполнения.
- Обеспечение безопасных маршрутов транспортировки топлива.
- Установите воздушный тест на огромных рабочих местах на нефтяных месторождениях, чтобы определить схождение опасного газа.
- Обеспечьте полное использование разбазариваемой воды для бизнеса, выкачивая ее в полезные горизонты на протяжении всего периода улучшения поля.
- Обеспечить полное использование попутного газа, в том числе из последнего периода скважины.
- Промышленная агрессивная вода с сифонной станции рекламодателя, сифонной станции для сточных вод и различных рабочих мест должна быть передана регулирующему органу или для изоляции отсеков.
- Сброс семейной и питьевой воды в водопроводы только после естественной очистки.
- Для предотвращения разливов нефти и газа и открытого водотока крайне важно последовательно проводить организованные профилактические работы по устранению неисправностей, касающихся устройств, плотин и т. Д.
- Вести учет и контроль водопользования, предотвращать разливы за счет свободных связей в водопроводах. При бурении используйте перекрытый водопровод.
- После того, как сбор будет создан, закройте ямы для компоста.
- Обустроить двухфрагментные ямы. В основной части устойчивого механического загрязнения оседают из отложений, жидкие отходы стекают в здание творения.

- При обслуживании колодцев или выполнении каких-либо операций с ними оборудование необходимо собирать в специальные контейнеры.
- Необходимо следить за тем, чтобы из колодца не было утечек, особенно тех, которые могут смешаться с грунтовыми водами
- Необходимы некоторые меры предосторожности, чтобы жидкости не вытекли с рабочей площадки, для отвода жидкостей необходимо соорудить огромную траншею, а перед засыпкой место засыпать защитными материалами.

6.2.2. Анализ влияния процесса эксплуатации объекта на окружающую среду

Во время развития, продвижения, деятельности и содержания полевых офисов раскрываются все аспекты климата. Прежде всего, почва, растительность, поверхностные воды и климат.

Чтобы предупредить последствия экологического загрязнения, предлагаются сопутствующие меры:

- закрытый каркас для сбора и отгрузки нефти. Компьютеризированное закрытие сифонов при возникновении падения коэффициента сжатия и установка запорной арматуры, которая может частично перекрыть определенный участок трубопровода в случае трещины;
- в случае кризиса борьба с разливом осуществляется следующим образом; в случае возникновения средних незапланированных разливов - путем установки заграждений; регулирование огромных объемов разлитой нефти осуществляется по отрывным каналам;
- места для установки инновационного снаряжения должны быть сделаны из предварительно собранных цельных кусков и огорожены забором, а также иметь водозаборные колодцы, которые направляют воду и жидкость, пролитую во время аварии, в конкретное лечебное учреждение;
- При возникновении аварийных ситуаций необходимо:

- провести локализацию разлива и предотвратить его дальнейшее распространение.
- провести оценку объема разлива.

Кризисные разливы в офисе следует локализовать в огражденных регионах. После сбора отложенного масла следует завершить обработку естественными средствами, периодическое освобождение поверхности и лужение семенами овса. Для работы с более полной рекуперацией масла можно использовать определенные сорбенты разных типов.

6.2.3. Обоснование мероприятий по защите окружающей среды

Источниками загрязнения окружающей среды при проведении ГРП могут быть:

- жидкости и синтетические компаунды, используемые в гидроразбивке;
- удаленный актив;
- выхлопные газы используемого оборудования;
- семейные жидкие и сильные отходы;
- ливневая вода, загрязненная нефтепродуктами.

Неблагоприятные последствия при разрыве под давлением могут быть нанесены на грязь, землю, любые поверхностные водоемы, зелень, окружающий воздух.

6.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

6.3.1 Безопасность в чрезвычайных ситуациях при проведении ГРП

При проведении ГРП на производстве возможно возникновение вредных и опасных факторов способных нанести вред окружающей среде, а также повлечь травматизм или гибель работников. Ввиду этого на предприятиях разрабатываются и вводятся мероприятия по предупреждению чрезвычайных ситуаций и несчастных случаев:

- модернизация оборудования;
- усовершенствование различных устройств, устройств блокировки, структур для наблюдения за состоянием защиты электрических организаций, установка устройств, фиксированная проводка освещения, установка маркеров напряжения в организации, электроэнергии, произведенной с помощью устройств контроля трения, и т. Д.
- представление различных структур блокировки и предупреждений, получение знаков благополучия;
- установка дозиметрического наблюдения за радиоактивностью и пр .;
- средства обнаружения дефектов;
- использование методов теле- и радиоуправления механическими циклами, гаджетами, радио для рабочих и т. Д .;
- • моторизация уборки современных помещений и т. Д .;

- содержание согласно предпосылкам правил благополучия механических развязок.

6.3.2. Анализ вероятных ЧС, которые могут возникнуть на производстве при внедрении объекта исследований

Когда в процессе добычи или во время гидроразрыва пласта возникает какая-либо техническая ошибка или неисправность, существует большая угроза того, что объект попадет в аварийную ситуацию из-за рисков, которые могут исходить от производственного оборудования или скважин.

Основные источники риска на нефтяном месторождении:

- Несчастные случаи в результате выхода из строя предохранительных клапанов
- Аварии в результате высокого давления и невозможности его контролировать
- Аварии, вызванные дырами и трещинами, которые могут повлиять на линии передачи, особенно на главную линию передачи

Для предотвращения неожиданных утечек, улучшения условий безопасности и поддержания безопасности сотрудников и связанных с ними рисков существует ряд решений :

- емкостная передача с маслосодержащими товарами оснащена дыхательными и оздоровительными клапанами с противопожарными устройствами, клапанами с ручным и удаленным приводом и сигнализацией высокого уровня отсечки;

- инновационное оборудование оснащено жизненно важными предохранительными клапанами для защиты оборудования от избыточного давления;
- размещены емкости для отходов продувки инновационных устройств и трубопроводов;
- инновационные циклы завершаются в закрытой конструкции, исключающей возможность создания опасной комбинации;
- полная фиксация инновационного цикла подачи и откачки нефтепродуктов;
- Нанесение защитного и упрочняющего покрытия на наружные поверхности подземных трубопроводов.
- монтаж и испытание трубопроводов предусмотрены в соответствии с требованиями РД 39-132-94, СП 34-116-97 и ПБ 03-585-03 «Правила устройства и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов» и СНиП 3.05.05-84 «Технологическое оборудование и технологические трубопроводы»;

Во время работы инновационного оборудования, трубопроводов и арматуры постоянная проверка и модификация даны в понимании составленных планов.

6.4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Время работы администратора создания не должно превышать 12 часов. Поскольку контроль над непрерывной активностью механизма должен производиться каждую секунду, работа координируется в два движения. Дамы, молодые люди и представители без надлежащего доступа к работе не допускаются. У каждого рабочего должно быть два типа одежды. Администратору разрешается решать мелкие проблемы, но в случае возникновения реальных поломок его основная обязанность - информировать начальство, например, о качестве изготовления. архитектор или его доверенное лицо.

Работа на нефтегазовых месторождениях относится к числу разрушительных и небезопасных для здоровья рабочих, соответственно им предоставляются различные льготы и вознаграждения за причиненный вред. Они помнят о ежегодном расширении компенсационных выплат, особых обязательствах по выплате ренты и дополнительном оплачиваемом отпуске.

Администратор создания находится в ежедневном контакте с оборудованием нефтегазового месторождения, что должно соответствовать определенным условиям. Для снижения или устранения бизнес-рисков, план снаряжения должен включать в себя различное защитное оборудование, и он должен гарантировать полезную демонстрацию рабочих обязанностей администратора. Рабочая территория должна соответствовать предпосылкам,

которые учитывают возможность работы в сидячем или стоячем положении или в двух положениях.

Рабочее пространство и рабочая среда должны быть спланированы согласно. План должен учитывать устойчивость рабочих позиций рабочих и их мобильность. Для убедительной презентации служебных обязанностей Важно, чтобы было достаточно места для выполнения различных задач, а также чтобы инструменты для работы были доступны и легкодоступны. Рабочее пространство должно быть хорошо спланировано, чтобы снизить риски и уменьшить усилия, затрачиваемые на работу.

При выполнении работ по крекингу под давлением на нефтяных месторождениях высока вероятность наличия небезопасных и вредных факторов создания, которые могут повлиять на благополучие или уход рабочих, поэтому важно принять меры для защиты от них.

Таблица 1.1 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении работ

Наименование	Факторы		Нормативные документы
видов работ	(ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ с измен. 1999 г.)		
		Вредные	Опасные
1	2	3	4
ГРП	Превышение уровней шума;	Движущиеся машины и системы создания зубчатых колес	ГОСТ 12.1.003-83
	Недостаточная освещенность рабочей зоны;		ГОСТ 12.1.004-91
	Отклонение показателей микроклимата	Мощность (высоковольтная передача)	ГОСТ 12.3.003-86
	Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны.		Бунтарство снаряжения с предметами первой необходимости (поломка оборудования)

Выводы по разделу

- Существо опасных веществ, заметных повсюду, регулируется с помощью набора норм безопасности, связанных со словом, с использованием самой крайней разумной фиксации отдельных веществ, заметных повсюду.
- В случае возникновения заметного со всех сторон превышения допустимой степени остаточного и газового загрязнения важно принять меры по предотвращению нанесения вреда человеческому организму.
- Управляемый давлением администратор взлома каждую смену перемещает большую часть работы через офисы творчества, совершая различные подъемы к ступеням, расположенным на высоте. Таким образом, мастерские используют освещение региона и индивидуальной рабочей среды с помощью прожекторов.
- Помимо прочего, рабочие на нефтяных и газовых месторождениях с конечной целью обеспечения безопасности и предупреждения инфекций должны быть снабжены другим индивидуальным защитным снаряжением . Они должны обеспечивать защиту органов дыхания, слуха, рук, лица и головы, соответственно, рабочие должны быть обеспечены спецодеждой и специальной обувью.
- В соответствии с мерами по обеспечению благополучия, блоки, необходимые для выполнения работ, размещаются на достаточном удалении в любом случае на расстоянии 10 м от устья скважины. В любом случае между фактическими установками должно быть расстояние 1 м, домики должны располагаться вдали от устья скважины.

Выводы

В данной диссертации разработана и численно реализована комбинированная модель для моделирования гидроразрыва пласта. Разработанная численная модель была использована для изучения влияния деформации пласта и взаимосвязи между деформацией и потоком жидкости в пласте и трещинах на распространение трещин и эффективность гидроразрыва пласта.

В численной реализации моделей трещин использовалось гладкое скалярное фазовое поле (v -поле). для представления трещин в расчетной области коллектора. Функционал полной энергии регуляризован по переменной фазового поля. Регуляризованная энергия обеспечила единую основу для моделирования деформации коллектора, взаимодействия и распространения множественных трещин гидроразрыва.

В ходе этого исследования были получены следующие выводы.

- Верификация вариационной модели трещины была проведена путем моделирования распространения трещины гидроразрыва в непроницаемых коллекторах. Аналитические решения этой проблемы были получены для распространения гидравлического разрыва пласта под действием давления и объема. Аналитическое решение для распространения трещин гидроразрыва под давлением показало, что невозможно устойчивое распространение трещин путем произвольного увеличения давления жидкости. Результаты численного моделирования подтвердили нестабильность этой операции. Было проведено

трехмерное объемное моделирование распространения трещины гидроразрыва пласта, и численные результаты хорошо согласуются с аналитическими решениями.

- Предложенная модель была использована для исследования влияния взаимосвязи между деформацией и потоком жидкости на эффективность процесса гидроразрыва пласта, где коэффициент Погрешность был 18,56 %.
- Численный анализ отдельных моделей потока позволил получить единую связанную модель для определения давления жидкости в трещине и пласте. Ширина трещины и объемная деформация были условиями связи между моделями потока и механическими моделями.
- Для верификации связанной модели было решено распространение ГРП в двумерной пороупругой среде. При изучении влияния проницаемости коллектора на процесс гидроразрыва пласта высокая проницаемость коллектора привела к высоким потерям жидкости, уменьшению геометрии трещины и задержке начала распространения трещины. При наличии анизотропной проницаемости пласта трещины ГРП распространялись в направлении с наименьшим гидравлическим сопротивлением. Использование жидкостей с высокой вязкостью для гидроразрыва привело к более высоким давлениям закачки и более коротким трещинам по сравнению с тем, когда использовались жидкости с низкой вязкостью. Кроме того, ширина трещины, созданная из-за высокой вязкости жидкости, была больше, чем из-за низкой вязкости.

Рекомендации

Методы моделирования гидроразрыва пласта на основе фазового поля являются относительно новыми, и эта диссертация входит в число ранних работ в этой области. Этот метод будет и дальше привлекать внимание исследователей и будет значительно расширяться в будущем. Основываясь на опыте, полученном в ходе этого проекта, рекомендации по продолжению исследований по использованию вариационного метода трещин для моделирования гидроразрыва пласта сводятся к следующему: Учитывая, что ширина трещины является основной связью между моделями потока и механическими моделями, расчет ширины может быть улучшено за счет разработки более надежного алгоритма, который сводит к минимуму ошибки наконечника. Хотя наш алгоритм вычисления ширины запрограммирован параллельно, его нелокальная структура увеличивает общее время реализации связанной модели. Эффективность реализации можно повысить. Важно отметить, что это задача по информатике.