

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

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

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Анализ распространения трещин гидравлического разрыва пласта (ГРП) после проведения повторного многостадийного ГРП на горизонтальных скважинах на примере нефтяного месторождения Нюрольской впадины

УДК 622.276.66:622.831(571.16)

ж

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ61	Набокин Илья Роландович		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Белозеров В.Б.	Д.Г.-М.Н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Белозеров В.Б.	Д.Г.-М.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ведущий эксперт ЦППС НД ТПУ	Меркулов В.П.	К.Г.-М.Н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ведущий эксперт ЦППС НД ТПУ	Чернова О.С.	К.Г.-М.Н.		

Томск – 2018 г.

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

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

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП

(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Магистерской диссертации

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

Студенту:

Группа	ФИО
2ТМ61	Набокину Илье Роландовичу

Тема работы:

Анализ распространения трещин гидравлического разрыва пласта (ГРП) после проведения повторного многостадийного ГРП на горизонтальных скважинах на примере нефтяного месторождения Нюрольской впадины	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№7260/с от 08.08.2018

Срок сдачи студентом выполненной работы:	15.08.2018
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i></p>	Краткое геолого-геофизическое описание месторождения, отчеты о проведении гидравлического разрыва пласта на вертикальных и горизонтальных скважинах, данные по добыче нефти и жидкости скважин.
--	---

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Литературный обзор опубликованных источников по исследуемой тематике; анализ проведенных операций ГРП; анализ поля напряжений; расчет направления трещин повторного ГРП; экономическая оценка оптимальной операции.
Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	Иллюстрации поля напряжений, Презентация
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	д.г.-м.н., профессор Белозеров В.Б.
Социальная ответственность	к.г.-м.н., ведущий эксперт ЦППС НД ТПУ Меркулов В.П.
Специальные вопросы	заведующая лабораторией нефтегазового дела ЦППС НД ТПУ Фофанова Е.А., инженер лаборатории геологии ЦППС НД ТПУ Коношонкин Д.В.
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
1 Литературный обзор и постановка проблемы	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	27.06.2018
---	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Белозеров В.Б.	д.г.-м.н.		27.06.2018

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ61	Набокин Илья Роландович		27.06.2018

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

Студенту:

Группа	ФИО
2ТМ61	Набокину Илье Роландовичу

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	ОНД
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	21.04.01 Нефтегазовое дело

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Капитальные вложения и эксплуатационные затраты на строительство скважины и проведение гидравлического разрыва пласта.
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	Схема начисления амортизации, ставка работы буровой бригады и бригады капитального ремонта скважин
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Ставка дисконтирования 15% Налоги 45% от выручки

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ</i>	Технико-экономическое обоснование проведения операции
2. <i>Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок</i>	Расчет операционных затрат
3. <i>Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности</i>	Обоснование эффективности инвестиционного проекта

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Чистый дисконтированный доход по годам
2. Дерево решений.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	27.06.2018
--	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Белозеров В.Б.	д.г.-м.н.		27.06.2018

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ61	Набокин Илья Роландович		27.06.2018

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2ТМ61	Набокину Илье Роландовичу

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	ОНД
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	21.04.01 Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<p>1. Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, используемого оборудования) на предмет возникновения:</p> <ul style="list-style-type: none"> – вредных проявлений факторов производственной среды (метеоусловия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрации, электромагнитные поля, ионизирующие излучения и т.д.) – опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической, пожарной природы) – чрезвычайных ситуаций социального характера 	<p>Рабочим местом является кустовая площадка, основными вредными факторами которой является попутный газ (метан), кроме того разливы нефти и газопроявления которые опасны для человека – возникновения пожаров и окружающей среды – разливы нефти. Также исследуемая операция связана с повышенными давлениями, необходимые для разрыва горных пород. Химические реагенты, применяемые для операции опасны для человека (при попадании на кожу или в глаза)</p>
<p>2. Список законодательных и нормативных документов по теме</p>	<p>ППБ 01-03 СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03 СН 276-74 СНиП 21-01-97 СП 1.13130.2009</p>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; – действие фактора на организм человека; – приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); – предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства) 	<p>Работники предприятия подвержены опасности связанной с большими давлениями при проведении операции, взрывоопасными и химическими веществами.</p>
<p>2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой произведённой среды в следующей последовательности</p> <ul style="list-style-type: none"> – механические опасности (источники, средства защиты); – термические опасности (источники, средства защиты); – электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты); – пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения) 	<p>Был произведен анализ опасностей связанный с большими давлениями, взрывоопасными и химическими веществами</p>

<p>3. Охрана окружающей среды:</p> <ul style="list-style-type: none"> - защита селитебной зоны - анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); - анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); - анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); - разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды. 	<p>Проанализированы факторы связанные с охраной окружающей среды, в том числе разливами нефти и пожарами.</p>
<p>Перечень графического материала:</p>	
<p>При необходимости представить эскизные графические материалы к расчётному заданию (обязательно для специалистов и магистров)</p>	

<p>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</p>	<p>27.06.2018</p>
--	-------------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
<p>Ведущий эксперт ЦППС НД ТПУ</p>	<p>Меркулов В.П.</p>	<p>К.Г.-М.Н.</p>		<p>27.06.2018</p>

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
<p>2ТМ61</p>	<p>Набокин Илья Роландович</p>		<p>27.06.2018</p>

Запланированные результаты обучения

Код	Результаты обучения
1	2
P1	Применять естественнонаучные, математические, гуманитарные, экономические, инженерные, технические и глубокие профессиональные знания в области современных нефтегазовых технологий для решения прикладных междисциплинарных задач и инженерных проблем, соответствующих профилю подготовки
P2	Планировать и проводить аналитические и экспериментальные исследования с использованием новейших достижений науки и техники, уметь критически оценивать результаты и делать выводы, полученные в сложных и неопределённых условиях; использовать принципы изобретательства, правовые основы в области интеллектуальной собственности
P3	Проявлять профессиональную осведомленность о передовых знаниях и открытиях в области нефтегазовых технологий с учетом передового отечественного и зарубежного опыта; использовать инновационный подход при разработке новых идей и методов проектирования объектов нефтегазового комплекса для решения инженерных задач развития нефтегазовых технологий, модернизации и усовершенствования нефтегазового производства
P4	Выбирать оптимальные решения в многофакторных ситуациях, владеть методами и средствами технического моделирования производственных процессов и объектов нефтегазовой отрасли; управлять технологическими процессами, обслуживать оборудование, использовать любой имеющийся арсенал технических средств, обеспечивать высокую эффективность при разработке нефтегазовых объектов
P5	Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности; активно владеть иностранным языком на уровне, позволяющем работать в интернациональной среде, разрабатывать документацию и защищать результаты инженерной деятельности
P6	Работать эффективно в качестве члена и руководителя команды, умение формировать задания и оперативные планы всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, нести ответственность за результаты работы; координировать работу групп по извлечению и совершенствованию добычи нефти, газа и газового конденсата, передавать знания через наставничество и консультирование
P7	Внедрять, эксплуатировать и об-служивать современные машины и механизмы для реализации техно-логических процессов нефтегазовой области, обеспечивать их высокую эффективность, соблюдать правила охраны здоровья и безопасности труда, выполнять требования по защите окружающей среды
P8	Контролировать выполнение требований регламентов для обеспечения добычи нефти, газа и газового конденсата
P9	Совершенствовать, разрабатывать мероприятия и/или подготавливать бизнес-предложения по технологическому процессу и технологическим мероприятиям при добыче нефти, газа и газового конденсата
P10	Корректировать программы работ по добыче нефти, газа и газового конденсата, выбирать и принимать решения в нестандартных ситуациях, опираясь на государственные стандарты в области нефтегазодобычи

РЕФЕРАТ

Магистерская диссертация содержит 97 страниц, 44 Рисунка, 4 Таблицы, 27 источников и 2 приложения.

Ключевые слова: ГОРИЗОНТАЛЬНАЯ СКВАЖИНА, ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАЗРЫВ ПЛАСТА, МНОГОСТАДИЙНЫЙ ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАЗРЫВ ПЛАСТА, ПОВТОРНЫЙ ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАЗРЫВ ПЛАСТА, ПОЛЕ НАПРЯЖЕНИЙ.

Объектом исследования является пласт Ю₁¹ верхневасюганской подсвиты месторождения *N*, в который пробурены вертикальные и горизонтальные скважины, в которых был произведен гидравлический разрыв пласта.

Целью работы является определение направления распространения трещин повторного гидравлического разрыва пласта (ГРП) в зависимости от времени работы скважины и дальнейший дизайн оптимальной операции.

В процессе работы произведен анализ существующей литературы по исследуемой теме, выявлены не разрешенные вопросы на настоящий момент. Методика расчета изменения поля напряжений в результате отбора флюда была предложена и обоснована. Произведено моделирование поля напряжений для различных типов скважин, а также гидродинамическое моделирование.

В результате исследования определен дизайн оптимальной операции как для вертикальной, так и для горизонтальной скважин.

Результаты работы могут быть внедрены в процесс выбора времени проведения геолого-технологических мероприятий компании ООО «Газпромнефть НТЦ», так как на данный момент методика не используется.

Проведенное исследование необходимо для разработки месторождений с использованием гидравлического разрыва пласта.

Экономическая значимость решаемого вопроса заключается в увеличении дебита скважин, а также вовлечении неохваченных запасов в разработку.

В будущем планируется внедрение методики.

ABSTRACT

Master's thesis includes 97 pages, 44 figures, 4 tables, 27 references and 2 appendices.

Key words: HORIZONTAL WELL, HYDRAULIC FRACTURING, MULTISTAGE HYDRAULIC FRACTURING, REFRACTURING, STRESS FIELD.

The objects of the study is U_1^1 horizon of Verhne-Vasyoganian formation, which is penetrated by vertical and horizontal wells which were hydraulically fractured.

The aim of the study is to determine the direction of fracture propagation which was induced during refracturing treatment depending on well flowing time and to design following optimal treatment.

The analysis of exist literature about the theme was made and the exist problems were determined during the study. The method of stress field changing estimation due to the was proposed and approved. Stress field modelling around various types of wells and following simulation study in order to select the most effective treatment were performed.

As a result of the study the most effective treatment design and time for that were determined for both vertical and horizontal wells.

The results of the study can be used in order to determine the rime of well treatment by LLC «Gazpromneft», since the methodology is not in use now.

The study is useful for development of the oil and gas fields where hydraulic fracturing is necessary treatment in order to make the development economically viable.

Economical relevance of the study consists of flow rate and recovery increase, which positively affect economics of the field development.

The implementation of the study is planning in the future in the company.

ОПРЕДЕЛЕНИЯ ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

ГРП – гидравлический разрыв пласта

КМПВ - корреляционный метод преломленных волн

МГРП – многостадийный гидравлический разрыв пласта

ЧДД – чистый дисконтированный доход

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	13
1 Литературный обзор и постановка проблемы.....	15
2 Характеристика исследуемого объекта	32
2.1 Общая характеристика.....	32
2.2 Геолого-геофизическая характеристика.....	33
2.3 Литологическая и стратиграфическая характеристика.....	35
2.4 Тектоническая характеристика.....	42
2.4.1 Строение фундамента Западно-Сибирской плиты.....	43
2.4.2 Строение осадочного чехла.	44
2.5. Нефтегазоносность.....	46
2.6 Физико-химические свойства нефти.....	53
3 Анализ распределения главных напряжений и направления распространения трещин повторного ГРП.....	54
3.1 Входные данные	54
3.2 Анализ поля напряжений вблизи вертикальной скважины.....	56
3.2.1 Изменение поля напряжений в результате распространения трещины ГРП.....	56
3.2.2 Изменения поля напряжений в результате отбора флюида	58
3.2.3 Сопоставление фактических данных и результатов моделирования .	60
3.3 Анализ поля напряжений вблизи горизонтальной скважины	65
3.3.1 Изменение поля напряжений в результате проведения первичного МГРП.....	66
3.4 Оценка неопределенностей геомеханических и геологических параметров	74
3.5 Техничко-технологический аспект проведения повторного многостадийного ГРП в горизонтальных скважинах.....	77
4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	81
5 Социальная ответственность	84

5.1 Общая характеристика рассматриваемых работ.....	84
5.2 Система пожарной безопасности при проведении операции.....	84
5.2.1 Мероприятия по обеспечению безопасности добровольной пожарной дружины	85
5.3 Санитарные зоны и санитарно-бытовые помещения	88
5.3.1 Водоснабжение и канализация	88
5.3.2 Отопление и вентиляция	89
5.3.3 Электроснабжение и электроосвещение	89
5.3.4 Заземление и молниезащита	90
5.3.5 Связь	91
5.4 Аварийные утечки и разливы горючих жидкостей	91
Заключение	93
Список использованных источников	94
Приложение А	97
Приложение Б	117

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время в результате научного прогресса увеличивается бурение горизонтальных скважин с целью увеличения дебита флюида, а также извлечения запасов нефти и газа. С данным процессом неразрывно связано проведение многостадийного гидравлического разрыва пласта (МГРП), которое позволяет кратно увеличить продуктивность скважин. Однако, одним из наиболее значимых недостатков технологии является снижение дебита в результате около скважинных процессов, соответственно, для поддержания добычи углеводородов необходимо производить повторные МГРП, которые в 80% случаев являются не успешными.

Следовательно, необходимо решить проблему не успешности повторных операций, связанную со «слепым» проведением. Для этого необходимо рассмотреть, как геомеханические аспекты, включающие изменение поля напряжений вблизи скважины, так и технико-технологические аспекты, связанные с выбором заканчивания скважин.

Объектом исследования выбран пласт Ю₁¹ месторождения N, на котором были проведены повторные операции ГРП и МГРП, оказавшиеся не эффективными в результате не учета изменения поля напряжений.

Таким образом, с целью решения вопроса требуется проанализировать литературные источники, касающиеся данной темы, определить методику решения, оценить изменение поля напряжений в результате механического воздействия и в результате отбора флюида, а также установить время проведения оптимальной операции. Кроме того, новизной работы является моделирование течения жидкости в коллекторе посредством течения тепла в сплошной среде.

Основными защищаемыми положениями работы являются:

- направление трещины повторного ГРП полностью контролируется полем напряжений вблизи скважины, которое изменяется в результате проведения первичной операции и отбора флюида из пласта;

- изменение поля напряжений в результате отбора флюида возможно оценить посредством течения тепла в сплошной среде.

В результате проведённая работа и предлагаемая методика позволит компании, разрабатывающей месторождение N увеличить эффективность повторных операций, следовательно, поддерживать добычу углеводородов и вовлечь запасы, не охваченные разработкой на данный момент.

Автор выражает благодарность кураторам работы, Екатерине Фофановой и Дмитрию Коношонкину за значимые комментарии, консультации во время работы и получение необходимой информации. Так же Автор хотел бы отметить вклад Татьяны Деевой, директора курса «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений», в получение необходимого программного обеспечения и данных для работы.

1 Литературный обзор и постановка проблемы

Основным фактором, определяющим распространение трещин при гидравлическом разрыве пласта (ГРП), является ориентация главных напряжений. В настоящее время известно, что напряжения изменяют направление во время жизни месторождения. Этот факт был установлен много лет назад путем наблюдения за направлением гидравлических трещин, вызванным после повторного ГРП на вертикальных скважинах. Многие исследования проводились с целью оценки и прогнозирования переориентации стрессов. Напряженное поле вокруг вертикальной скважины достаточно хорошо рассмотрено в настоящее время, и в диссертации будет приведена только одна статья, которая может быть использована в качестве базового исследования для вертикальных скважин. С другой стороны, проблема переориентации напряжений вокруг горизонтальных скважин довольно сложна и должна изучаться как комплексное исследование, включающее геомеханику, технико-технологические аспекты и моделирование.

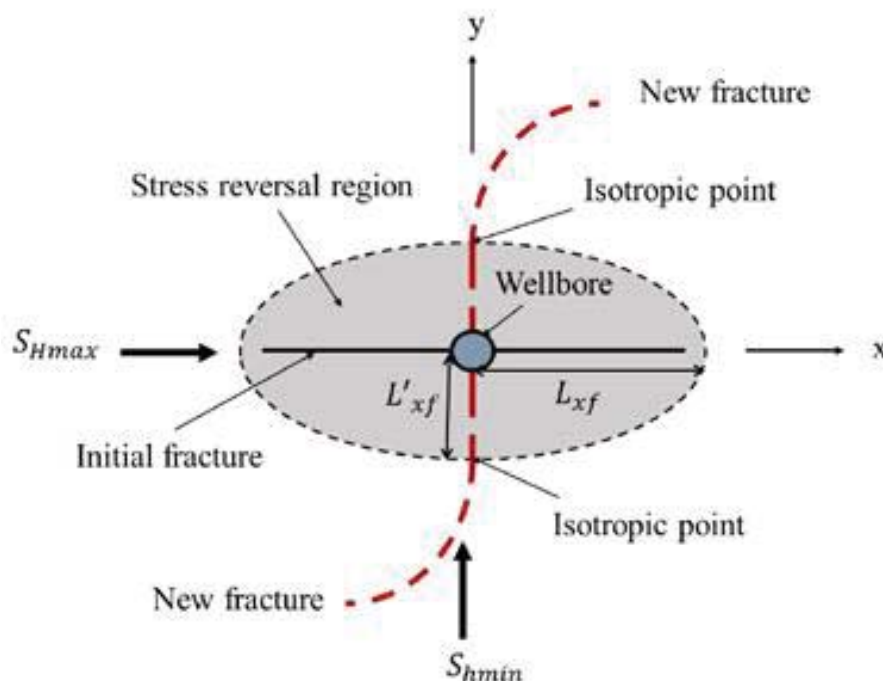


Рисунок 1.1 – Схема переориентации трещин при повторном ГРП [1]

Схема распространения трещины повторного ГРП представлена на Рисунке 1.1.

Согласно Н. Расселу [1], переориентация напряжений вокруг скважины определяется двумя процессами: иницированием и распространением трещины (механический эффект), а также течением флюида, которое изменяет поровое давление в резервуаре (пороэластичный эффект). Автор провел исследование с помощью численного моделирования, которое учитывает, как механические, так и пороупругие эффекты, чтобы оценить влияние перераспределения поля напряжений вблизи вертикальной скважины. Исследование было основано на реальных данных о разработке месторождения *Codell*. Было определено, что для вертикальных ранее обработанных скважинах последующие трещины могут распространяться перпендикулярно первому разрушению горных пород. Кроме того, указывается на возможность доступа к зонам резервуара, которые менее истощены. Точность построенной модели была подтверждена с помощью скважинных измерений. Тем не менее, изменчивость характеристик обработанных скважин, пробуренных на месторождении *Wattenberg*, наблюдалась при некотором снижении продуктивности скважин, тогда как другие были восстановлены до начальных темпов добычи. Авторы выявили влияние истории добычи и начальных характеристик ГРП на дальнейшие обработки скважин. Была построена трехмерная численная модель, которая сочетает механические и пороупругие эффекты, которые использовались для интерпретации измерений наклона трещины и истории добычи. Данные из тематического исследования месторождения *Wattenberg* использовались для составления руководящих принципов выбора кандидатов, выбора сроков операции по ГРП и оценки увеличения добычи после ГРП. Наиболее ценные результаты работы указаны на Рисунках 1.2 и 1.3. Как видно из Рисунка 1.2 вблизи трещины, направление максимального горизонтального напряжения поворачивается на 90° от его *in situ* направления. Переориентация напряжений не ограничивается областью отмены стресса. Распределение напряжений, возникающее в результате механического открытия трещины, отличается от

распределения напряжения, возникающего в результате пороупругих напряжений. Было доказано, что вне области изменения напряжения направление максимального горизонтального напряжения указывает на разрыв (радиальную ориентацию), в то время как оно ориентировано в орторадиальном направлении в случае пороупругих эффектов (Рисунок 1.2).

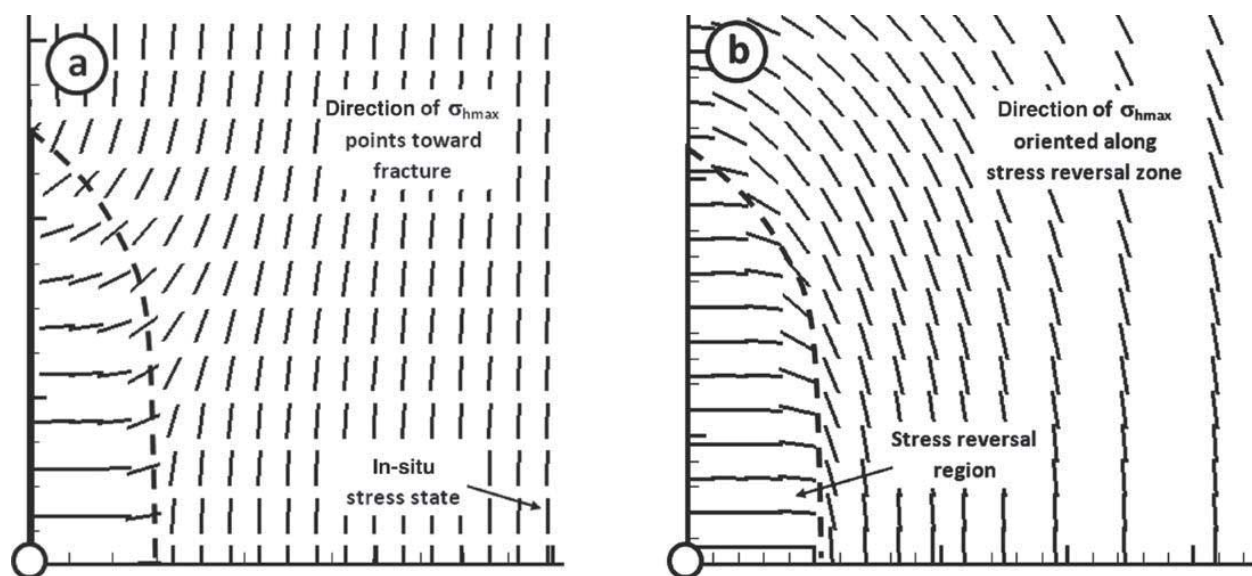


Рисунок 1.2 - Сравнение изменения поля напряжений в результате а) механического эффекта и б) в результате пороупругого эффекта [1]

Отмечается, что сразу же после начала добычи направление переориентации максимального напряжения приводит к сокращению области изменения напряжения (Рисунок 1.3). Для полной переориентации требуется всего несколько часов добычи. Впоследствии область инверсии стресса растет. В более поздние времена добычи реориентация пороупругого напряжения уменьшается, в результате чего степень изменения напряжения уменьшается до его первоначального значения.

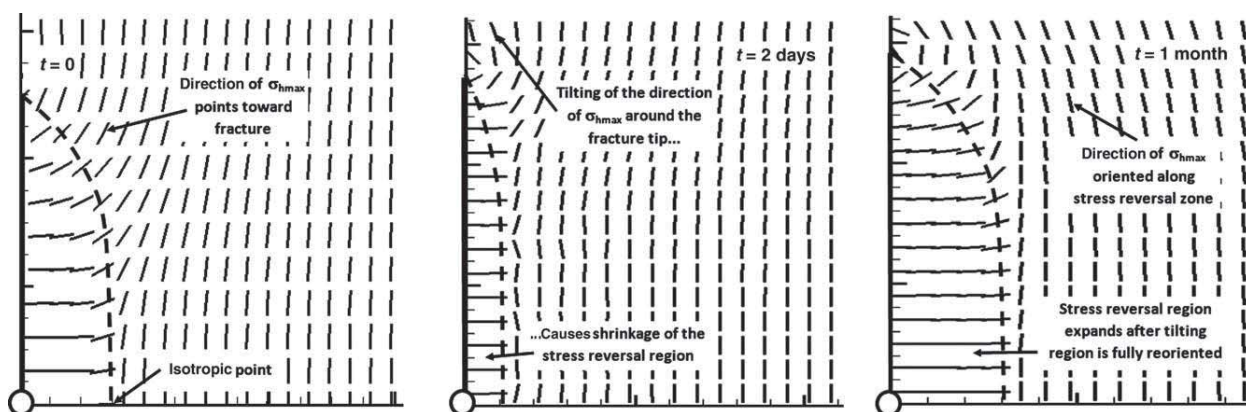


Рисунок 1.3 - Эволюция изменения поля напряжений в результате разработки месторождения [1]

Как отмечено выше, многостадийные ГРП на горизонтальных скважинах и последующие повторные МГРП являются достаточно сложными, и первая обработка должна быть точно рассчитана из-за эффекта *stress shadowing*. Эффект *stress shadowing* - это явления переориентации напряжений, близкие к разрушению, которые вызваны механическим воздействием инициирования и распространения трещины.

Д. Кумар и А. Гассеми в статье [2] изучили трехмерные комбинированные пороупругие и механические аспекты распространения трещины в горизонтальных скважинах. Они использовали трехмерную численную модель, основанную на двух методах: разрыва смещения для потока жидкости через пористую среду и метод конечных элементов для моделирования потока. Было проанализировано распространение трещины на основе линейной упругой механики разрушения. Кроме того, однородность и изотропия массы горных пород принимались с постоянными пороупругими физическими свойствами, а жидкость для гидроразрыва считалась несжимаемой и демонстрировала поведение Ньютона. Имеются численные примеры множественного распространения трещин из горизонтальных скважин в статье. Результаты, полученные в ходе исследования, показывают, что наряду с свойствами пород пласта и напряженностью *in situ* различие между трещинами оказывает сильное влияние на эволюцию множественного распространения трещин. Кроме того,

моделирование нереализованных зон между близко расположенными горизонтальными скважинами демонстрируют тот факт, что изменение напряжений и порового давления из-за истощения пласта в основном зависит от анизотропии напряжений, пороупругих свойств пласта и сроков стимуляции или добычи скважины продолжительность.

Основные результаты исследования представлены на Рисунках 1.4-1.7. Созданная сеть трещин и распределение раскрытия трещины после завершения второй стадии показаны на Рисунке 1.4. Вид сбоку развернутой геометрии трещины и распределение максимальных горизонтальных напряжений и их ориентация в поперечном сечении вдоль плоскости xu показаны на Рисунке 1.5. Индуцированные сдвиговые напряжения и распределение давления пор в резервуаре показаны на Рисунке 1.6 и 1.7 соответственно.

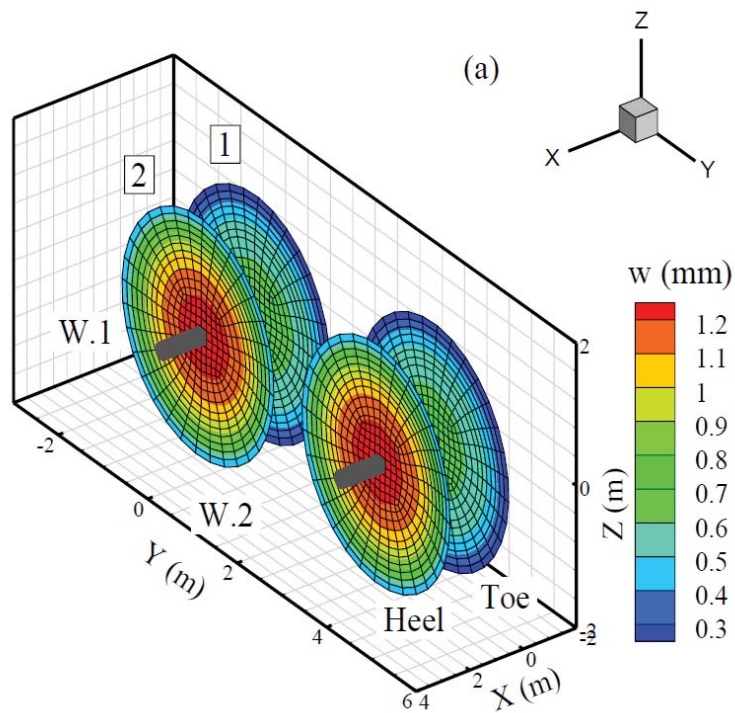


Рисунок 1.4 - Распределение ширины трещины [2]

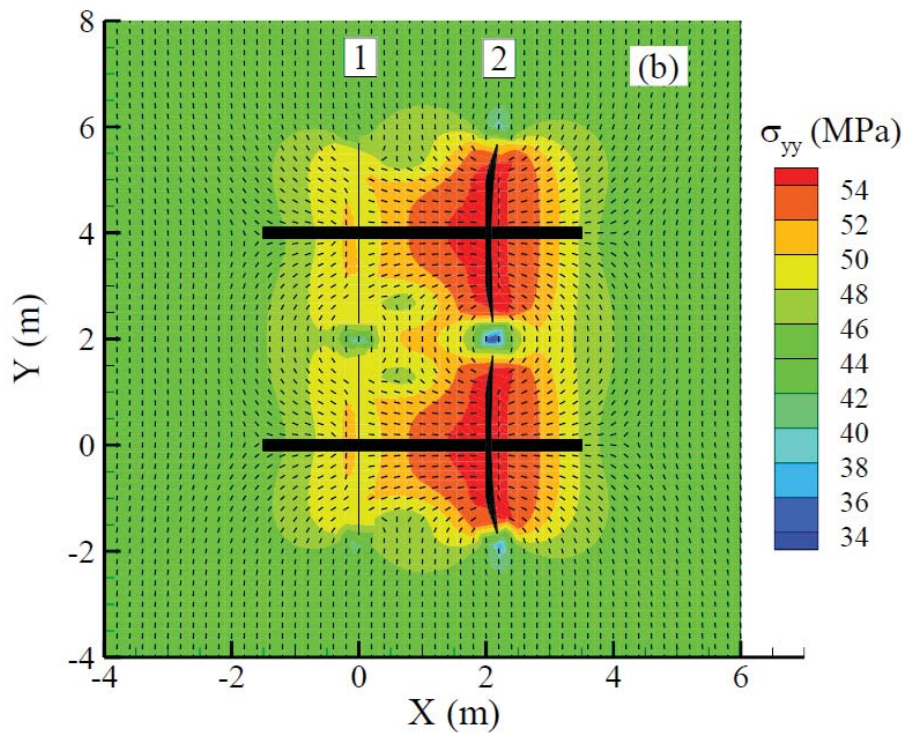


Рисунок 1.5 – Распределение максимального горизонтального напряжения [2]

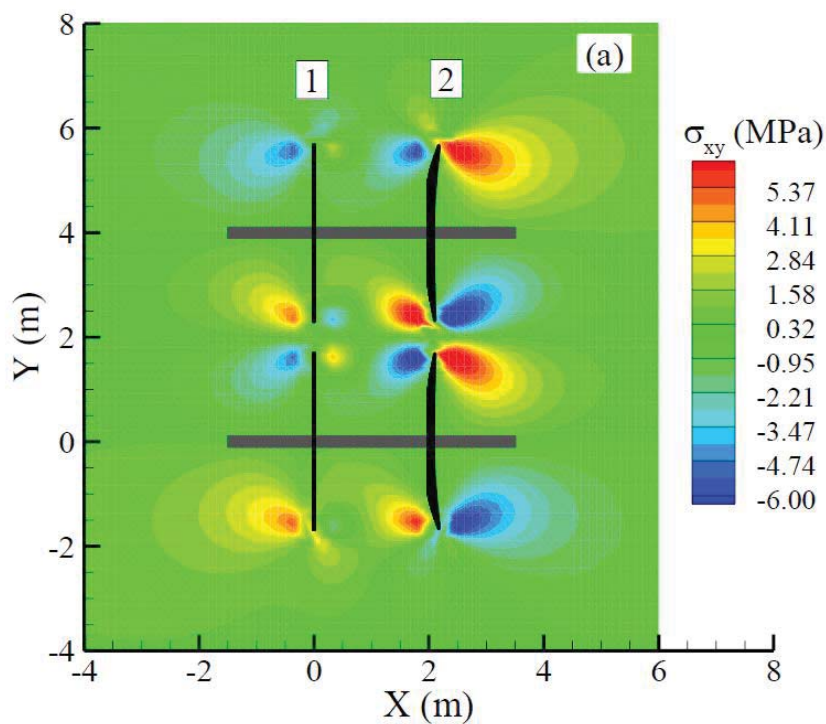


Рисунок 1.6 – Распределение индуцированного сдвигового напряжения [2]

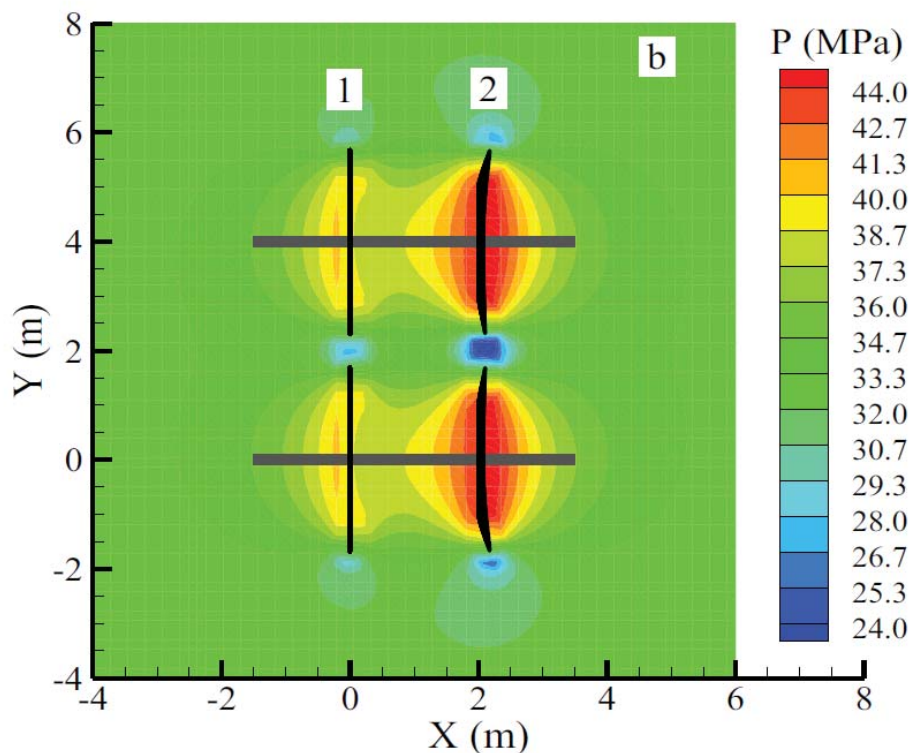


Рисунок 1.7 - Распределение порового давления [2]

Создание трещин без смещения вызывает симметричные сжимающие и сдвиговые напряжения вокруг трещин, которые будут удерживать распространение трещины в самой плоскости, как показано в части первой стадии на Рисунке 1.6. Однако при создании трещин стадии 2 трещины стадии 1 индуцируют эффект *stress shadowing*, которые изменяют основные направления напряжений для трещин стадии 2. Следовательно, результирующие трещины слегка отклоняются от вертикальной плоскости и генерируют кривую геометрию трещины, как показано в части 2 этапа на Рисунке 1.4 и на Рисунке 1.5. Из Рисунка 1.5 видно, что внешние концы трещин ступени 2 показывают больший изгиб по сравнению с внутренними наконечниками, что можно объяснить наличием высоких растягивающих напряжений, создаваемых вблизи внутренних концов. Трещины стадии 2 имеют тенденцию закрывать ранее созданные трещины ступени 1 из-за индуцированных сжимающих напряжений. Следовательно, трещины 1-й стадии на Рисунке 1.4 показывают меньшее

открытие по сравнению с трещинами второй ступени. Основной график напряжений на Рисунке 1.5 показывает, что концевые трещины выровнены в направлении максимальных главных напряжений. Из Рисунка 1.5 также видно, что индуцированные напряжения вызывают изменение основного направления напряжения, главным образом, вблизи концевых трещин, тогда как основные направления напряжений вблизи центральных областей трещины остаются неизменными. Изменение основных направлений напряжений вблизи концевых трещины происходит главным образом из-за индуцированных сдвиговых напряжений в этих зонах, как показано на Рисунке 1.6. Распределение изменения пластового давления после разрыва пласта 2-го этапа показано на Рисунке 1.7. Замечено, что площадь вблизи трещин ступени 2 показывает более высокое изменение порового давления по сравнению с областью трещины первой ступени, которая непосредственно связана с их отверстиями разрыва. Здесь важно отметить, что в этом случае трещины ступени 1 имеют больше времени для диффузии жидкости по сравнению с трещинами стадии 2; следовательно, изменение пор из-за диффузии жидкости должно быть выше для трещин первой ступени. Однако ввиду малой диффузии преобладает изменение порового давления из-за механической деформации. Постоянные граничные условия давления жидкости на предыдущей стадии разрыва препятствуют полному закрытию трещин первой ступени. Фактически, трещины стадии 1 будут закрываться примерно до 50-60%, возникающих в результате разрыва пласта первой стадии. Это еще одна причина того, что при переломах первой ступени меньше перепада давления пор по сравнению с трещинами второй ступени.

Д. Кумар и остальные в своей работе [3] изучили переориентацию напряжений вокруг горизонтальных скважин, которые влияют на ориентацию трещины МГРП. Они отметили, что уменьшение давления пор вдоль горизонтальной скважины с трещинами является неоднородным, что приводит к анизотропным изменениям пласта и, возможно, изменению напряжения. В работе основное внимание уделяется уплотняющему бурению, и было отмечено,

что трещины от уплотняющих скважин могут распространяться перпендикулярно начальным трещинам. Полевые данные, использованные в исследовании, показали, что трещины могут пересечь существующие трещины, что отрицательно влияет на добычу. Проведен трехмерный полносвязный анализ изменений пороупругих напряжений в напряжении *in situ* и их возможная переориентация вокруг гидравлических трещин в горизонтальных скважинах. Авторы использовали симулятор (GeoFrac3D) для инициации трещин и моделирования добычи жидкости, после чего они моделировали многоступенчатый гидравлический разрыв пласта с учетом изменения порового давления. Они продемонстрировали роль напряжения и порового давления и порообразующих свойств пласта в зависимости от времени стимуляции и продувки скважины в нормальном режиме трещин. Исследование отличается от других, реализуя единую численную модель, которая может моделировать как стадию гидравлического разрыва, так и выпуск жидкости. Создана геометрия геологической трещины, которая, как правило, заполняет ось скважины, которая изменяет максимальное горизонтальное направление напряжений на Рисунке 1.8.

А. Гассеми и остальные представили работу [4], в которой рассмотрели распределение трехмерного напряжения и порового давления вокруг гидравлической трещины. Они численно вычислили явления для анализа возможности разрыва пласта из-за повышения давления. Авторы представили численную модель, которая включает метод конечных элементов и метод разрушения порообразования. Они представляют собой математические уравнения, определяющие взаимодействия напряжений и порового давления.

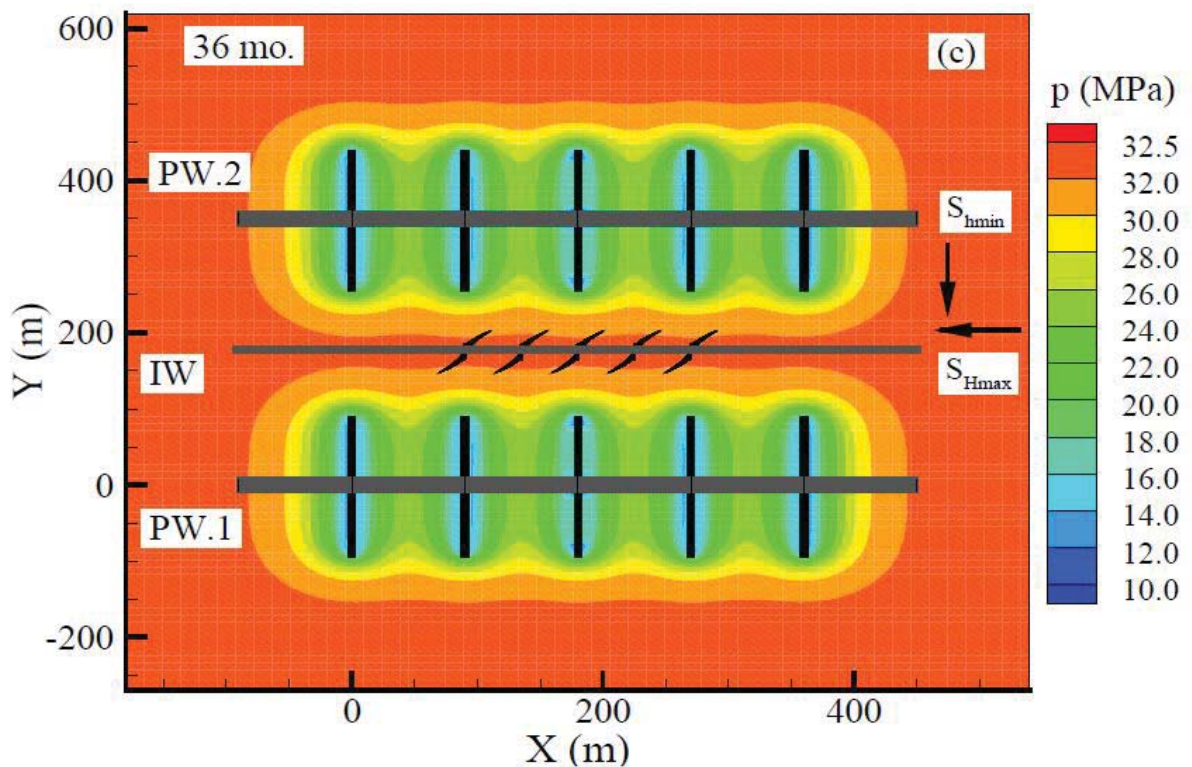


Рисунок 1.8 - Распространение трещин многостадийного ГРП после 36 месяцев добычи [3]

А. Резае в статье [5] выполнил полностью связанный двухмерный метод разупрочнения пористости, чтобы исследовать процесс образования трещин ГРП в горизонтальных скважинах. Автор отметил, что истощение резервуара вблизи старых трещин непосредственно влияет на состояние стресса и, в конечном счете, на распространение вновь созданных трещин. Упоминается необходимость пороупругого анализа для определения руководящих принципов процесса образования трещин, в частности, для понимания расширения истощения резервуара и, в конечном итоге, ориентации новых, а также старых трещин. Автор предложил полностью связанный подход для моделирования всего процесса распространения вторичной трещины в истощенной области между двумя первоначальными трещинами в одном и том же стволе скважины. Этот подход не требует использования многоступенчатого рабочего процесса, который регулярно используется для моделирования процесса. Максимальный критерий растягивающего напряжения используется для распространения

гидравлического разрыва в бумаге. Предлагаемый метод проверяется с использованием доступных аналитических решений для режимов нагружения при полном напряжении и поровом давлении при переломе линии в дренированных и недренированных условиях. Кроме того, были изучены тестовые примеры многофакторных горизонтальных скважин для расчета временной эволюции полей напряжений и порового давления вокруг старых трещин и для понимания влияния этих полей на путь распространения вновь созданных трещин. Кроме того, изучается влияние истощения порового давления на путь распространения вновь созданных трещин в обходной области ствола скважины. Полученные результаты показали, что истощенные участки вокруг старых трещин сильно зависят от степени и тяжести перераспределения напряжений и истощения порового давления. Было отмечено, что успешное создание новых трещин может произойти только в определенные временные рамки. Результаты исследования дают представление о поведении вновь созданных трещин в истощенных зонах. Они также уточняют взаимосвязь между изменением напряжения и истощением резервуара в горизонтальных скважинах. Наиболее ценный результат исследования представлен на Рисунке 1.9, в котором направление трещины представлено в зависимости от времени производства. Авторы выделяют новый излом в сторону существующих переломов.

В статье [6] А. Абдуллахипур отметил, что многие проблемы в горных породах, которые естественным образом заполнены насыщенными трещинами и порами (с одним или несколькими флюидами), лучше поняты в пороупругой структуре. Было указано, что метод разрыва смещения (DDM) особенно идеален для проблем, связанных с переломами и разрывами. Однако DDM в первоначальной форме ограничивается проблемами упругости. В работе получены фундаментальные решения пороупругого DDM. Кроме того, он вводит численную формулировку и реализацию для пороэластичного DDM в коде с постоянным элементом пороэластичного DDM (CEP-DDM). Точность и обоснованность предлагаемого решения и недавно разработанный код проверяется аналитическим решением в краткосрочной и долгосрочной

перспективе. Численные результаты показали хорошее согласие с аналитическими результатами в короткие промежутки времени (недренированный отклик) и длительное время ($t = 8000$ с) (дренированный отклик). Схема распространения трещины для проблем распространения трещины вводится и демонстрируется в примере, который позволяет коду следить за распространением трещины во времени и пространстве.

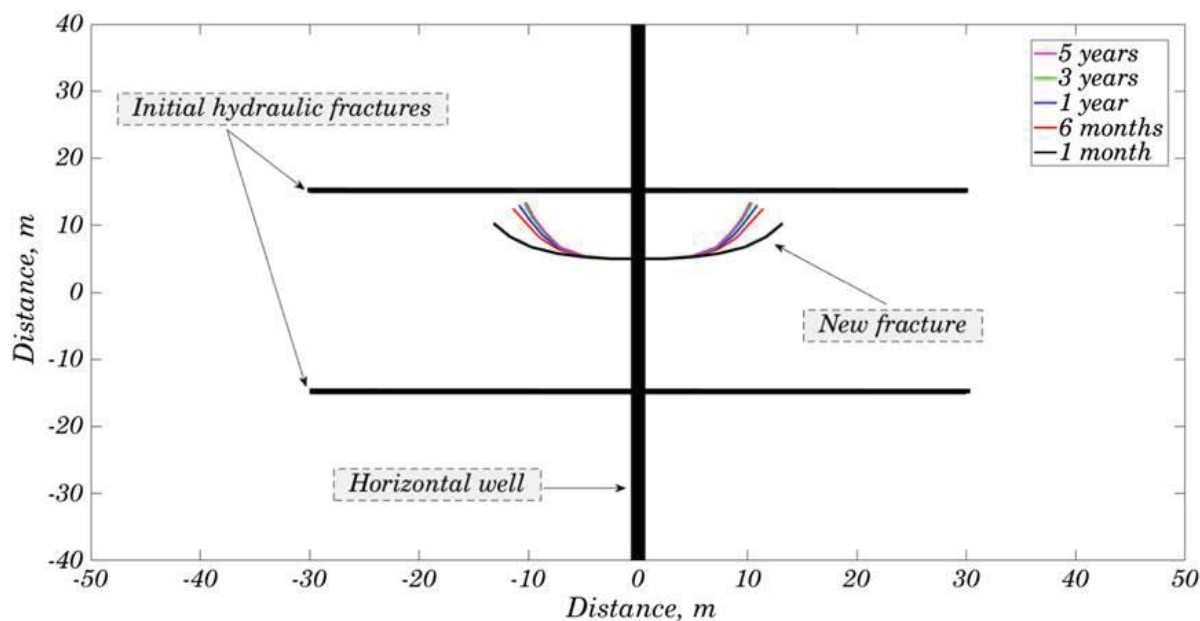


Рисунок 1.9 – Сравнение между образованием трещин в различные промежутки времени [5]

Д. Кумар и А. Гассеми в своей статье [7] отметили, что численное моделирование многоступенчатого гидравлического разрыва обычно пренебрегает пороупругими эффектами. Однако в случае резервуаров с низкой проницаемостью, где гидравлический разрыв обычно осуществляется с использованием жидкостей с относительно низкой вязкостью и высокой скоростью впрыска, необходимо включить связанные порообразующие механизмы для лучшего понимания процесса разрыва пласта, который может включать разрушение горных пород и реактивацию естественных переломов. В статье они представили полностью связанный трехмерный пороупругий анализ множественного распространения трещины из горизонтальных скважин.

Численная модель использовала метод косвенного граничного элемента разрыва смещения для пороупругого отклика породы, метод конечных элементов для потока трещиноватой текучей среды и метод линейной упругой разрушения для трещины. Модель, которая использовалась в исследовании, объясняет механические взаимодействия между множественными трещинами, распространение смешанного режима, диффузию жидкости в матрицу коллектора и влияние диффузии жидкости на механический отклик горных пород. Модель проверена аналитическими решениями, а также приведены численные примеры одновременного и последовательного ГРП одиночных и множественных горизонтальных скважин в формировании медно-никелевого мела. Результаты показывают, что созданная геометрия сети трещин сильно зависит от механических взаимодействий между трещинами. Также показано, что пороупругий эффект увеличивает чистое давление разрушения и приводит к уменьшению объема трещины. Пороэластическая модель иллюстрирует переходный характер теней напряжений и особенно полезна для анализа рефракции, поскольку он легко вычисляет изменения напряжений из-за истощения запасов.

А. Голами и С. Рахман [8] обеспечили основу для изучения распространения трещин в присутствии других разрывов и различной анизотропии низкопроницаемых углеводородных образований и помогают улучшить стратегии проектирования многоступенчатого разрыва в статье «Влияние порового давления на переориентацию напряжений и отклонение гидравлической трещины». Они заявили, что механизм взаимодействия гидравлических трещин и влияние локальных неоднородностей на конечную траекторию растущих гидравлических трещин еще не изучены. Была разработана полностью связанная пороупругая модель на основе конечных элементов для исследования поведения размножения смешанных режимов роста гидравлических разрывов. Модель использует явное представление о трещины, которое позволяет учитывать влияние параметров, связанных с горными породами и жидкостью. Кроме того, исследовано влияние геометрии трещины и

явления утечки. Авторы использовали рафинированную сетку вокруг трещины, которая обеспечивает дополнительное преимущество более детального распределения напряжений, изменения порового давления и обратного напряжения в окрестности перелома и, в частности, на вершине трещины. Наклон потенциального отклонения трещин оценивался на основании фундаментального правила, согласно которому трещины распространяются перпендикулярно направлению минимального горизонтального напряжения. Это исследование показывает, что повышение давления поперечных гидравлических разрывов приводит к переориентации локальных главных напряжений, особенно в окрестности наконечников трещины. Кроме того, было замечено, что изменение характеристик потока явно влияет на эволюцию напряжения сдвига вокруг наконечников трещин, что потенциально может привести к трещине I и II смешанного режима и, следовательно, отклонению трещины. Наличие локальных неоднородностей, таких как ранее существовавшие трещины и/или трещины, является основным источником такого перераспределения и переориентации перенапряжения, вызванного поровым давлением, и потенциального отклонения гидравлических разрывов. Они указали, что большинство существующих моделей игнорируют или упрощают влияние связи давления и давления пор, а также геометрии трещины и потока жидкости в пределах трещины. Кроме того, утечка жидкости из гидравлической трещины в пласт, который является контролирующим фактором при разрыве, часто рассматривается с использованием аналитических моделей. Воспользовавшись полностью связанной пористой моделью наряду с явно дискретизированным переломом, это исследование дает более реалистичное представление о сложных процессах трещиннообразовании многоступенчатых операций по разрыву, особенно в присутствии геомеханических сложностей пласта.

Учитывая всю изученную литературу, можно заключить, что перераспределение напряжений вокруг вертикальной скважины хорошо изучено и не является сложным явлением. Более того, он был полностью исследован

различными учеными. Оценка переориентации напряжений вокруг горизонтальной скважины довольно сложна. Прежде всего, с технологической точки зрения, инициирование трещин ГРП является более сложным. Во-вторых, необходимо точно оценить площадь, подверженную *stress shadowing* эффекту, чтобы выполнить первоначальный ГРП с почти плоскими трещинами. В-третьих, в большинстве случаев жидкость имеет тенденцию протекать через трещины, что приводит к истощению анизотропного давления вокруг горизонтального ствола скважины и может вызвать изменение напряжения.

Кроме того, большинство авторов использовали метод конечных элементов, связанный с методом разрыва смещения, чтобы решить проблему механики и пороупругости. Тем не менее, они обеспечивают только определение распространения трещины при рассмотрении поля напряжений, и ни один из них не дает реальных данных после обработки. Другими словами, полностью изучена только теоретическая сторона проблемы.

На основании изученных литературных источников, возможно отметить, что существует два способа реализации подхода: построение трехмерной численной модели, включающей геомеханику и поток жидкости или написание кода, посредством которого уравнения могут решаться численно. В настоящее время нет симулятора, который объединяет физику. Тем не менее, существует множество программ, в которых геомеханика и поток жидкости могут быть решены отдельно, но сочетание изменения направления напряжения очень сомнительно. С другой стороны, для написания кода необходимы дополнительные знания, которые выходят из нефтяной инженерии. Более того, визуализация результатов будет достаточно сложной. Таким образом, трудно решить проблему с помощью применяемых методов.

Однако известно, что поток жидкости в пористой среде и тепловой поток регулируются аналогичными уравнениями и законами. А. Норрис в статье [13] отметил, что сходство между уравнениями пороупругости для жидкости с насыщенной пористой средой и уравнениями термоупругости было отмечено много раз в литературе. Действительно, Биот был глубоко осведомлен о связи,

внесшей фундаментальный вклад в обе области; в частности, ему приписывается первое последовательное развитие динамической теории пороупругости. Автор отметил, что соответствие между теориями особенно полезно в том смысле, что имеется более значительная литература по проблемам термоупругости, и многие из доступных результатов могут быть непосредственно переведены в область пороупругости. Например, используется эквивалентность для получения известных результатов в термоупругой литературе для получения явных и простых выражений для решения основного точечного источника в двумерной и трехмерной динамической пороупругости. Отмечается, что вопрос об определении одного из параметров связи в пороупругих конститутивных уравнениях для составной среды полностью аналогичен задаче нахождения коэффициента теплового расширения в композиционном материале, для которого уже известны несколько применимых результатов. Связь между решениями любой теории также обсуждается другими авторами. В статье исследуется связь между параметрами в статических уравнениях двух теорий. Рассматривая теорию термоупругости, которая включает энтропию как полевую переменную, можно сделать полное соответствие между теориями. Эквивалентность означает, что результаты для эффективной теплоемкости композиционного материала имеют прямые последствия для одного из модулей в теории Био.

Было выбрано программное обеспечение ANSYS, так как это программное обеспечение может сочетать структурное и термическое моделирование и доступно.

Чтобы обобщить данный раздел, блок-диаграмма, представленная на Рисунке 1.10, определяет весь процесс моделирования работы в программном обеспечении ANSYS.

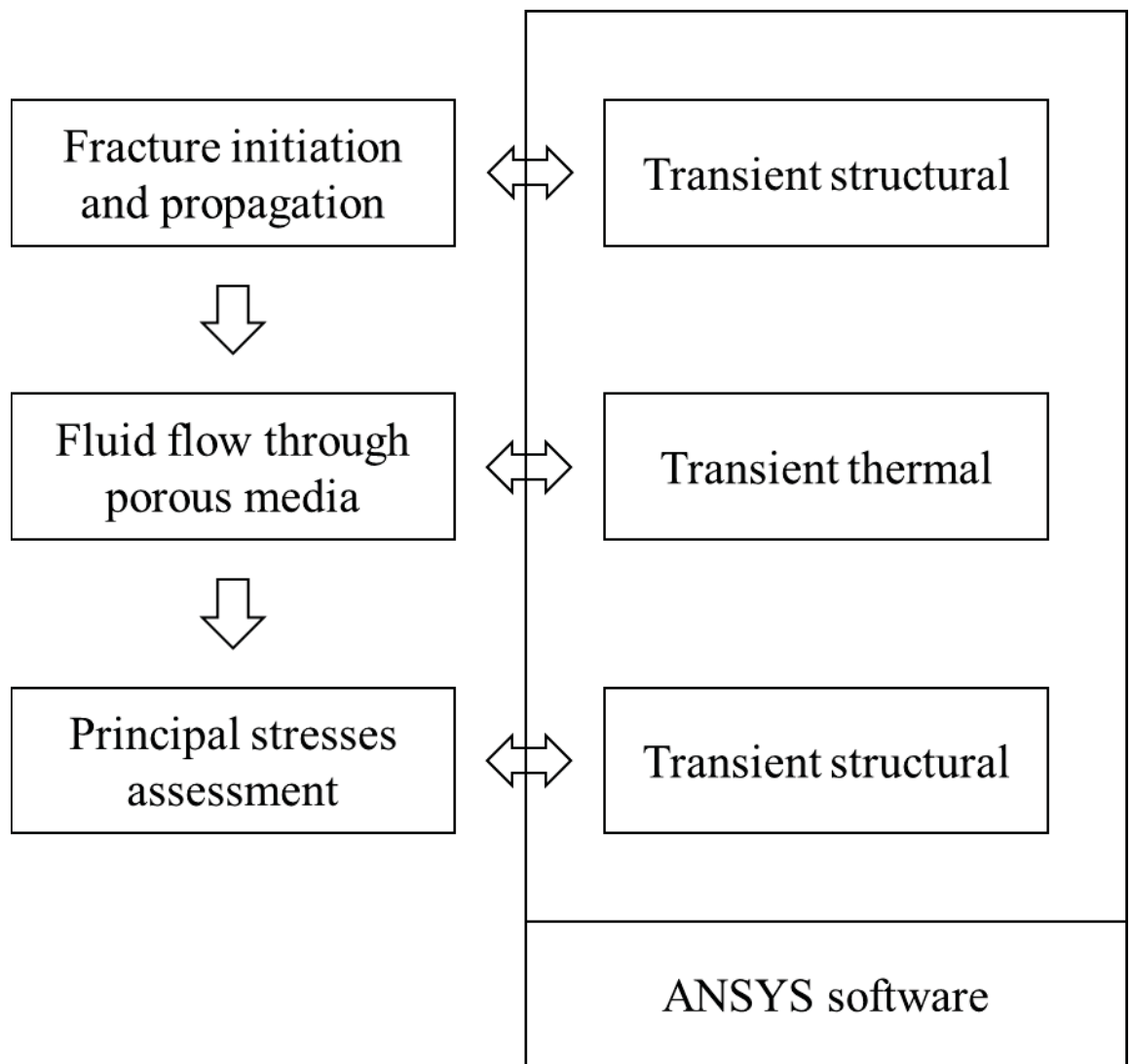


Рисунок 1.10 - Блок схема моделирования

2 Характеристика исследуемого объекта

Краткая геолого-геофизическая характеристика объекта представлена из отчета об проведении сейсмических работ лицензионного участка месторождения *N* [14].

2.1 Общая характеристика

Месторождение *N* располагается на территории Томской области, более точно на границе Парабельского и Каргасогского районов.

На расстоянии около 40 километров располагаются ближайшие населенные пункты, при этом центр области, город Томск, находится в 460 километрах на юго-восток. Районный центр, поселок Парабель, расположен в 190 километрах на северо-восток. В поселке имеется аэропорт с грунтовой взлетно-посадочной полосой.

С позиции географии – месторождение находится вблизи рек Большой Екыльчак и Квензер. Данные реки относятся к Обскому бассейну, несудоходны и являются источниками пресной воды. Территория месторождения и ближайших участков представляет собой болотистую местность, глубиной до нескольких метров. Рельеф пологий с небольшим изменением абсолютных отметок (от +90 до +130 метров).

Район характеризуется континентальным климатом со среднегодовой температурой в районе ноля градусов, коротким летом и продолжительной холодной зимой (абсолютный минимум температуры зарегистрирован в районе -60°C).

В пределах исследуемого участка наличие многолетнемерзлых пород не обнаружено, но зарегистрировано присутствие сезонной мерзлоты, глубина которой варьируется до нескольких метров.

Растительный мир представлен лесами смешанного типа, здесь произрастают как лиственные, так и хвойные деревья. Животный мир

представлен различными обитателями. При этом, на участке отсутствуют особо охраняемые территории.

Население района занято в основном в нефтедобывающей и деревообрабатывающих областях. В добавок, охота и рыболовство так же развито. В настоящее время проводится геологическое изучение и разведка территории.

Обеспечение граждан и промышленности производится водным транспортом, по крупным, судоходным рекам либо автомобильным зимником в соответствующее время года. Нефть, добываемая на месторождении, транспортируется в магистральный нефтепровод через нефтепровод, проходящих через месторождение.

С целью хозяйственных либо питьевых нужд, вода добывается из пластов новомихайловской или атлымской свит, так как они более всех пригодны для питья. Водоносные горизонты залегают в районе нескольких десятков метров глубины и имеют внушительные запасы воды. С целью поддержания пластового давления вода добывается из горизонтов сеноманских отложений, ввиду наибольшей совместимости по химическому составу с пластовой водой.

Вблизи месторождения отсутствуют другие источники полезных ископаемых.

2.2 Геолого-геофизическая характеристика

Начало исследований района геолого-геофизическими методами положено в 50-х и 60-х годах 20 века. В начале 50-х годов на всей территории Томской области была проведена геологическая съемка. Магнитная и гравиметрическая разведки являлись основными методами геофизических исследований. Кроме того, были построены несколько опорных скважин для изучения и расчленения разреза осадочного чехла.

В середине 50-х годов исследуемый район был покрыт аэромагнитной съемкой и гравиразведкой. В результате исследований были выявлены основные

характерные особенности геологического строения, составлена структурно-тектоническая карта фундамента и определены приблизительные контуры структур I порядка.

С начала 60-х годов начинается более точное изучение маршрутными, региональными и площадными методами. За короткий промежуток времени такими исследованиями была покрыта вся территория области, в результате которых произведено районирование осадочного чехла и фундамента Западно-Сибирской плиты.

В середине 60-х годов была выделена Лугинецкая структура, осложняющая одноименное поднятие, и была подготовлена под бурение. В 1966 году первой скважиной было открыто Лугинецкое газоконденсатно-нефтяное месторождение.

Наиболее крупные структуры западной части Томской области были закартированы в результате сейсморазведочных работ начала 70-х годов. Результатом явилось открытие новых месторождений, приуроченных к антиклиналям, осложняющим верхнеюрские отложения. В результате проведенных поисково-разведочных работ были выявлены и подготовлены под глубокое бурение структуры Каймысовского свода, Средневасюганского и Пудинского мегавалов и структуры, осложняющие Нюрольскую впадину.

В 1975 году были пробурены Северо-Мыльджинская и Лугинецкая параметрические скважины, после чего на изучаемой территории проведена более точная гравиметрия.

После этого в середине 70-х, начале 80-х годов получены дополнительные сведения о строении фундамента плиты, и построена карта его литологического состава. На территории Нюрольского осадочного бассейна выполнен ряд региональных профилей КМПВ.

Кроме того, следует уточнить что геолого-геофизическая изученность крайне разнородна: по степени и качеству проведенных работ и изученности района возможно выделить четыре района. В настоящее время в соответствии с

программой геолого-геофизических работ исследованием района занимается компания ПАО «Газпронефть-Восток».

Первая поисковая скважина на на Западно-Лугинецком локальном поднятии пробурена в 1986 году. Всего в пределах Западно-Лугинецкого и лицензионного участка N пробурено на данный момент 43 поисковые и разведочные скважины.

Палеозойский фундамент на участке вскрыт лишь в нескольких скважинах, поскольку большинство скважин были ориентированы на поиск залежей углеводородов отложениях верхней юры, которые представляют собой основным продуктивные интервалы на территории Томской области.

2.3 Литологическая и стратиграфическая характеристика

В исследуемом районе возможно выделить три структурных этажа: древний архей-палеозойский, пермско-триасовый и мезозойско-кайнозойский этажи. При этом пермско-триасовый этаж относят к фундаменту плиты в качестве верхнего яруса.

Фундамент Западно-Сибирской плиты характеризуется сложным и разнородным тектоническим строением. Структуры палеозоя были сформированы во время различных циклов тектогенеза, в результате полного консолидирования Урало-Сибирского Кратона.

Необходимо отметить, что изучаемый район расположен в пределах Нюрольской структурно-фациальной зоны.

Палеозойская эратема – PZ

Отложения палеозоя представлены корой выветривания и доюрским основанием и имеют сложный, меняющийся по латерали состав. На территории изучения породы вскрыты 26 скважинами, большинство из которых располагается в пределах Нижнелугинецкой площади. Отложения коры выветривания представлены преимущественно глинистой толщей. Мощность

отложений сильно варьирует до нескольких десятков метров, при этом в отдельных скважинах кора выветривания отсутствует.

Доюрские образования, подстилающие кору выветривания, представлены девон-карбонными карбонатными и терригенными породами, в разной степени метаморфизованными, а также триасовыми эффузивами и вулканогенными отложениями основного, среднего и кислого состава.

Отложения палеозойского комплекса в исследуемом районе и на сопредельных территориях вскрыты скважинами на Западно-Лугинецком, Лугинецком, Нижнелугинецком, Мыльджинском, Восточно-Мыгинском месторождениях и месторождении N.

Анализ кернового материала, полученного в скважинах Западно-Лугинецкого лицензионного участка и в скважинах соседних площадей, позволяет отметить, что образования коренного палеозоя представлены здесь четырьмя основными типами пород: эффузивными породами, преимущественно кислого состава, глинистыми известняками, органогенными известняками, кремнистыми известняками.

Отложения доюрского комплекса также вскрыты некоторыми скважинами и на соседних площадях. На Рыбальном участке породы этого комплекса вскрытые параметрической скважиной, представлены отложениями коры выветривания, зелёными хлоритизированными рассланцованными породами. Ниже по разрезу вскрыты магматические породы основного состава.

Несмотря на отбор кернового в отдельных скважинах, большинство отложений доюрского комплекса не имеют точной возрастной датировки. Отражающий горизонт Ф2 является поверхностью подошвы осадочного чехла.

Мезозойско-кайнозойские отложения – Mz-Kz

Отложения платформенного чехла на исследуемой территории залегают на денудированной и выветренной поверхности доюрских образований несогласно, со стратиграфическим перерывом. В геологическом строении осадочного комплекса принимают участие отложения юры, мела, палеогена, а также неогеновые и четвертичные отложения.

Юрская система J

Отложения несогласно залегают на доюрских породах. На исследуемой территории нижнеюрские отложения отсутствуют, юрская система выделена в объеме среднего и верхнего отделов.

Средний отдел

Отложения позднего тоара, аалена, байоса, бата и раннего келловея развиты на территории повсеместно, объединены в тюменскую свиту.

Тюменская свита (аален – верхний бат). Исследуемая территория относится к приграничной части Нюрольской структурно-фациальной зоне, частично относясь и к Колпашевской структурно-фациальной зоне. Тюменская свита представлена средней и верхней подсвитами, при этом нижняя подсвита в районе работ практически отсутствует.

В разрезе тюменской свиты выделено 14 песчаных пластов Ю₂-Ю₁₄, которые отделены друг от друга угольными пластами У₂-У₁₃, угленосные уровни служат литостратиграфическими маркерами. Пласты Ю₂-Ю₁₄ представлены гравийно-галечниковыми, песчаными, алевроитовыми, глинистыми фациями заливов и эстуариев, речных русел и т.д. Наиболее выдержанные по простиранию и значительны по толщине - У₅ и У₁₀. Пласты У₁₂₋₁₃ на площади работ не вскрыты, пласт У₁₁ вскрыт лишь на территории Западно-Лугинецкого месторождения. Наибольшее латеральное распространение и значительную мощность имеет угольный пласт У₁₀, который является региональным сеймостратиграфическим репером.

Нижняя подсвита. В районе исследований вскрыт угольный пласт У₁₁ и лишь на юго-западе территории, где горизонт залегают непосредственно на доюрском основании, выше залегают песчаный пласт Ю₁₁, также приуроченный лишь к юго-западной части территории и выклинивающийся практически на всей исследуемой территории. Выше по разрезу выделен угольный пласт У₁₀, и на большей части территории непосредственно залегающий на доюрском основании. Общая мощность отложений нижней подсвиты колеблется от 11 метров в районе месторождения N и до 57 метров в районе Западно-Лугинецкого

месторождения, то есть с северо-запада на юго-восток исследуемой территории. Угольные пласты имеют толщину нескольких метров. Высокая глинизация пластов сказывается на их низких коллекторских свойствах. Отражающий горизонт Γ^{a11} является поверхностью кровли пласта Ю₁₁.

Средняя подсвита включает в себя комплекс отложений между угольными реперами У₆₋₉ байосского возраста. Для разрезов верхней подсвиты отличительными особенностями является наличие мощных угленосных реперных горизонтов, служащими при корреляции скважин и имеющими значительное латеральное простирание. Все песчаные пласты выделяются и коррелируются с помощью данных угленосных реперов.

Песчаники данной подсвиты характеризуются значительной мощностью и латеральной выдержанностью. Песчаные пласты генетически связаны с аллювиально-пойменными седиментационными циклами, вследствие чего, при значительных толщинах, песчаники не имеют латерального прослеживания.

Пласт Ю₁₀ характеризуется как регионально выдержанный, залегает в подошве среднетюменской подсвиты и подстилаемый пластом У₁₀. Песчаный пласт Ю₁₀ представлен песчаниками светло-серыми, от мелко- до крупнозернистых, средне-крепкоцементированными, неоднородными как по площади, так и по разрезу.

Общая мощность отложений средней подсвиты достигает до 70 метров, причем увеличение мощности наблюдается в южной части исследуемой территории. Отражающие горизонты Γ^{a11} и Γ^{a10} являются поверхностями кровли пластов Ю₁₁ и Ю₁₀ соответственно.

В верхней подсвите байос-батского возраста выделяются песчаные пласты Ю₂ - Ю₆. Для отложений характерны маломощные, но многочисленные пласты углей. Нижняя граница подсвиты проводится здесь по кровле углистой пачки У₇, а верхняя контактирует с морскими глинистыми породами васюганской свиты. В состав подсвиты входят углистые пачки У₂₋₆.

Байос-батские песчаники характеризуются в основном косою слоистостью, кроме того в некоторых случаях возможно выделить

горизонтальную слоистость. С точки зрения гранулометрии, встречаются песчаники от мелкой до крупной зернистости, полевошпатово-кварцево-грауваккового, кварц-грауваккового состава с остатками обугленного растительного детрита. Цемент глинистый, глинисто-известковый, порового, порово-плёночного, реже базального типа. В составе глинистого вещества присутствует каолинит, гидрослюда, в меньшей степени - хлорит. В верхней части байос-батских отложений (пласты Ю₂-Ю₄) часто отмечаются следы взмучивания и оползания осадка, ходы роющих организмов и знаки придонной ряби, имеются находки макро- и микрофауны.

По сравнению со средней подсвитой, верхняя характеризуется увеличением доли песчаного материала. По площади пласты не выдержаны. Общая мощность отложений верхней подсвиты достигает до 60 метров, причем увеличение мощности наблюдается как в северо-восточной, так и в южной части исследуемой территории.

Общая мощность отложений тюменской свиты в районе исследований изменяется от 133 м до 195 м. Отражающие горизонты I^{a5} и I^b являются поверхностями кровли пластов Ю₅ и Ю₂ соответственно.

Верхний отдел

Отложения оксфордского, киммериджского и титонского ярусов, развитые на территории повсеместно, объединены в васюганскую свиту.

Васюганская свита. Согласно «Схеме структурно-фациального районирования нижней и средней юры Западной Сибири» [14] исследуемый район относится к Пурпейско-Васюганскому структурно-фациальному району. Представлена неравномерным переслаиванием песчаников, алевролитов, в подчиненном значении – углистыми аргиллитами и углями. Свита прослеживается повсеместно, согласно залегает на отложениях тюменской свиты. Васюганская свита имеет четко выраженное двучленное строение.

Отложения васюганской свиты, представлены шестью пластами: Ю₁¹, Ю₁², Ю₁^м, Ю₁³, Ю₁⁴, Ю₂⁰. По каротажным данным в разрезе васюганской свиты выделяются три циклита: надугольная, межугольная и подугольная пачки.

Нижневасюганская подсвета может быть охарактеризована глинистым составом с небольшими прослойками пачаника и алевролита. Пахомовская пачка, сложенная песчано-алевролитовым материалом, выделяется в основании подсветы. Данный пласт является базальным горизонтом позднеюрской морской трансгрессии. Его толщина в пределах площади изменяется от 5 до 22 м. Разрез пласта по керновым данным представлен темносерыми аргиллитами, а также алевролитами песчанистыми, илистыми, пятнистыми, линзовиднослоистыми.

Верхневасюганская подсвета сложена переслаиванием аргиллитов, алевролитов, песчаников и углей. Подсвета представлена несколькими песчаными горизонтами, которые в совокупности слагают нефтегазоносный пласт Ю₁. Кроме того, на основании палеогеографии и изучения процессов осадконакопления территории в подсвете выделяют подугольную и надугольные пачки, относящиеся к регрессивному и трансгрессивному циклам осадконакопления.

В подугольной толще выделяют горизонты Ю₁⁴-Ю₁³, которые на некоторых площадях являются нефтегазоносными. На ряде площадей согласно [15] эти горизонты объединены и формируют единый песчаный пласт, индексируемый как Ю₁³⁻⁴. В основании подугольной толщи на исследуемой территории выделяется пласт Ю₁⁴, представленный песчаниками, алевролитами и аргиллитами с включениями углисто-растительного детрита в нижней части. Пласт Ю₁³ в пределах Нижнелугинецкого участка является относительно однородным по литологическому составу и представлен песчаником массивным, тогда как на Западно-Лугинецкой площади пласт Ю₁³ представлен алевролитами с включениями углисто-растительного детрита и песчаниками мелко-среднезернистыми массивными и косослоистыми за счет включений углисто-растительного детрита. В пределах Западно-Лугинецкого и Нижнелугинецкого участков мощность подугольной пачки достигают 60 м, в пределах площади N мощность подугольной толщи не превышает 45 м, между пластами Ю₁³ и Ю₁⁴ отсутствует глинистая перемычка, пласты формируют единый песчаный пласт

(нерасчлененных пластов Ю₁³ и Ю₁⁴). Циклиты Ю₁³ и Ю₁⁴ сформировались в прибрежно-морских условиях.

Конечной точкой регрессии соответствует угольный пласт лимнического типа генезиса. Континентальная пачка представлена чередованием не выдержанных по латерали прослоев углей, которые могут замещаться аргиллитами и углистыми аргиллитами, реже алевролитами и песчаниками, - межугольная пачка Ю₁^м. Пласт Ю₁^м сформировался в континентальных условиях. Мощность межугольной пачки составляет от 5 до 23 метров.

В пределах верхней надугольной пачки выделяется два пласта Ю₁¹ и Ю₁², в верхней части они представлены песчаниками и алевролитами, которые постепенно переходят в углистые глины и, в целом, представляют собой два трансгрессивных цикла. Подошва надугольной пачки приурочена к кровле первого верхнего угольного пропластка, однако в ряде скважин он представлен глинисто-углистой пачкой или прослоем углистого аргиллита. Мощность надугольной пачки варьирует от 14 до 33 метров. Сокращение мощностей происходит в южном и юго-западном направлениях, где наблюдается увеличение изменчивости литологического состава пластов Ю₁¹ и Ю₁². Пласт Ю₁² сформировался в условиях переходного режима осадконакопления от континентальных к морским отложениям, Ю₁¹ сформировался в прибрежной полосе мелководного морского бассейна.

Таким образом, в литофациальном отношении горизонт Ю₁ является региональным и в его составе снизу-вверх выделяется три зональных циклита: нижний - регрессивный, сформировавшийся в эпоху раннеоксфордской регрессии моря (пласты Ю₁³ и Ю₁⁴); средний – континентальный (пласт Ю₁^м, перекрытый угольным пластом У₁) и верхний зональный циклит (пласты Ю₁¹ и Ю₁²) – трансгрессивный, сформированный в эпоху позднеоксфордской трансгрессии моря. Отражающие горизонты П_{ю1}¹ и П_{ю1}³ являются поверхностями кровли пластов Ю₁¹ и Ю₁³ соответственно.

Георгиевская свита (верхний оксфорд – нижний титон) в пределах исследуемой территории очень маломощная (до 3 метров). Отложения

представлены морскими глинами темно-серыми до черных, аргиллитоподобными, тонкоотмученными с редкими линзами песчаников (горизонт Ю₁⁰) морского генезиса.

Баженовская свита (титон – нижний берриас) сложена глубоководно-морскими битуминозными аргиллитами, темно-серыми с коричневым оттенком, плотными, плитчатыми, участками с обильными включениями раковин морской фауны – аммонитов, пелеципод и др. В керне скважин определены остатки аммонитов и двустворчатых моллюсков. Высокобитуминозные отложения свиты относятся к фациям доманикового типа и, по представлению большинства специалистов, являются нефтематеринскими. Свита является наиболее ярким реперным горизонтом, четко выделяется в разрезах скважин по данным ГИС. Толщина отложений свиты на исследуемой территории изменяется от 15 до 18 метров. Отражающий горизонт П^б является поверхностью кровли баженовской свиты (пласт Ю₀).

2.4 Тектоническая характеристика

Исследуемый район приурочен к территории Западно-Сибирской плиты, являющейся, в свою очередь, элементом Урало-Сибирской платформы. Западно-Сибирская низменность, сложенная отложениями значительной мощности является эпигерцинской плитой молодой платформы. Урало-Сибирская платформа характеризуется двухъярусным строением. В ее строении выделяется гетерогенный доюрский фундамент и мезозойско-кайнозойский осадочный чехол. [16, 17].

Ранняя-средняя юра определяется как начало постепенного погружения осадочного чехла, т.е. начало его образования. Фундамент, подстилающий ортоплатформенный чехол, определяется как значительно гетерогенный в тектоническом, вещественном и возрастном отношении. В строении фундамента выделяется два структурных этажа. Кроме того, отмечается повсеместная распространенность нижнего, геосинклинально-складчатого этажа. Что касается

верхнего этажа, данный этаж может быть охарактеризован локальной распространенностью.

В строении нижнего структурного этажа фундамента выделяется некоторое количество ярусов, что некоторые исследователи связывают с неоднократным протеканием циклов тектогенеза.

Рифтогенный процесс проявлялся в пределах Западно-Сибирской плиты во время мезозоя и кайнозоя. С данным временем связывают образование плитного сооружения. Эпигеосинклинальный этаж основания плиты осложнен отрицательными формационно-структурными районами, в ряде которых встречаются орогенные и постгеосинклинальные впадины и прогибы, кроме того, впадины, относящиеся к областям допалеозойской складчатости. В данные зоны так же могут быть включены грабен-рифты, сформировавшиеся в триасе, сформированные в результате континентального рифтогенеза, после чего был сформирован мезозойско-кайнозойский осадочный бассейн.

2.4.1 Строение фундамента Западно-Сибирской плиты.

Данная область относится к Центральной Западно-Сибирской геосинклинально-складчатой системе. Континентальная земная кора послужила базисом образования раннепалеозойской складчатой системы.

Опорные скважины, вскрывающие геосинклинальные формации палеозоя, а также молассы и вулканические горные породы верхнего палеозоя и раннего мезозоя, которые характерны для этапов горообразования. Позднепалеозойский возраст гранитоидов был подтвержден с помощью изотопных исследований. Аномалии гравиразведки, конкордантность структур фундамента и структур осадочного чехла, а также противоположность структур поверхности фундамента свидетельствует об относительно недавней консолидации.

Изучаемая территория относится к сложному району сочленения нескольких крупных структур I порядка: Нюрольская впадина, Пудинский и Васюганский мегаантиклинории.

2.4.2 Строение осадочного чехла.

Структуры осадочного чехла имеют унаследованный характер фундамента. В первоначальной стадии образования осадочного чехла унаследованные движения характеризуются как более интенсивные.

Геологическое строение осадочного чехла на изучаемой территории характеризуется широким развитием тектонических нарушений, особенно в кровле доюрского основания. Основные разломы, контролирующие залежи нефти и газа, имеют субмеридиональное простирание и затрагивают почти всю осадочную толщу. Генерализованные ориентировки систем тектонических нарушений: субмеридиональная, субширотная, северо-западная и северо-восточная. Такие направления согласуются, в первом приближении, с простиранием крупных тектонических элементов доюрского основания, получивших развитие в непосредственной близости от района отчётных работ: Назинского антиклинория, Усть-Тымского грабен-рифта [18].

Тектоническая активность прекращается вместе с накоплением осадочных отложений в нижней части осадочного. Дизъюнктивы становятся менее протяжёнными, малоамплитудными, но ориентировка остаётся унаследованной. При анализе вертикальных временных срезов на уровне отражающих горизонтов I^b и II^a отмечается, что практически отсутствуют основные признаки амплитудных дизъюнктивов – видимые смещения осей синфазности. О наличии тектонических нарушений на уровне верхнеюрских отложений свидетельствуют только локальные изменения динамических характеристик отражённых волн.

В соответствии со схемой тектонического районирования мезокайнозойского платформенного чехла центральной части Западно-Сибирской плиты площадь исследований находится в пределах тектонических элементов первого порядка Нюрольской мегавпадины, Шингинской мегаседловины и Пудинского мегавала.

Согласно тектонической карте юрского структурного яруса Томской области (рисунок район исследований находится на границе двух

надпорядковых структур: Обь-Васюганской гряды и Колтогоро-Нюрольского жлоба.

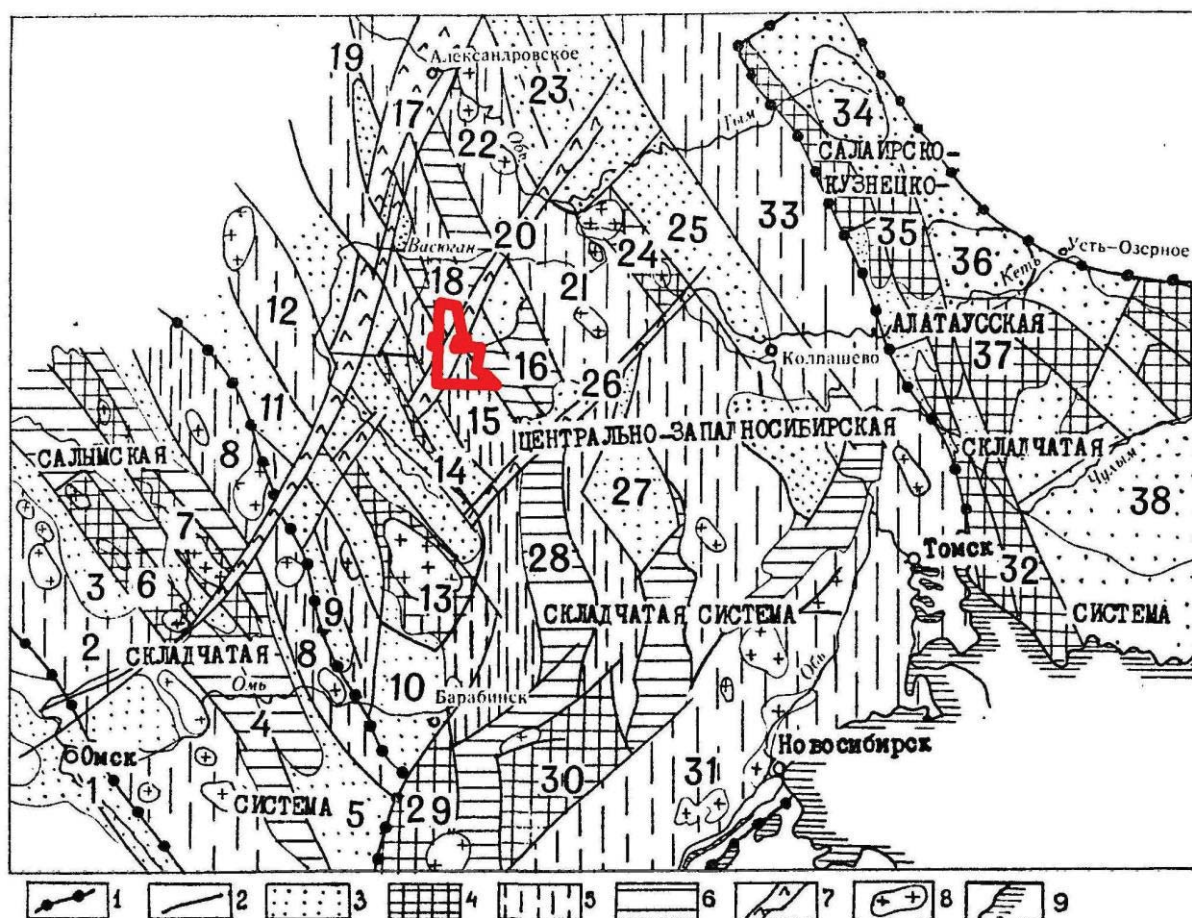


Рисунок 2.1 – Структурно-формационная зональность доюрского фундамента [15]

Одним из структурных элементов I порядка, относящимся к Обь-Васюганской гряде, является Средневасюганский мегавал.

Шингинская мезоседловина, незамкнутая структура II порядка, является районом столкновения Обь-Васюганской антеклизы и Пудинского мезоподнятия. Структура осложнена положительными структурами IV порядка (Западно-Шингинской, Южно-Шингинской, Верхнешингинской и Шингинской).

Пудинское мезоподняtie – структура II порядка – продолжением Обь-Васюганской гряды. Мезоподняtie вытянуто в северо-западном направлении и осложнено Лугинецким куполовидным поднятием (структура III порядка). Лугинецкая структура приурочена к относительно крупному однородному выступу доюрского основания и имеет изометрическую форму. К ней приурочены структуры IV порядка (Нижнелугинецкая, Западно-Лугинецкая, Лугинецкая, Северо-Лугинецкая и Восточно-Лугинецкая структуры).

В рельефе доюрского основания форма и размеры Пудинского мезоподнятия и Лугинецкого куполовидного поднятия значительно не варьируют. [19].

Согласно литературным данным, значительная часть тектонических элементов в Томской области отображается на различных стратиграфических уровнях, их амплитуда значительно уменьшается от нижележащих отложений к вышележащим. В частности, амплитуда поднятий по горизонту V не превышает 20-25% амплитуд структур, выделенных по горизонту Φ_2 . Это свидетельствует о том, что по мере формирования отложений чехла происходит выравнивание структур более молодых отложений.

2.5. Нефтегазоносность

Исследуемая территория в основном располагается в пределах Пудинского нефтегазоносного района (НГР), северной своей частью захватывая Средневасюганский НГР Васюганской нефтегазоносной области (НГО).



Рисунок 2.2 - Схема нефтегазового районирования.

Васюганская НГО является нефтегазовой областью, в отличие от других НГО Томской области. В тектоническом отношении нефтегазоносные районы – Средневасюганский, Пудинский – приурочены к одноименным крупным структурам и отвечают положительным тектоническим элементам, Ньюрольский НГР – к депрессионной зоне.

Согласно исследованиям В.А. Конторовича [19], начальные извлекаемых запасы распределены по нефтегазоносным комплексам Томской области следующим образом: подавляющий объем нефти и газа заключен (около 60%) в верхнеюрских пластах, около 20% в нижнемеловых отложениях, 9% - в нижнесреднеюрских горизонтах и остальные запасы заключены в отложениях зоны контакта палеозоя и мезозоя. Такое же распределение характерно для остаточных извлекаемых запасов нефти и газа.

В пределах Васюганской НГО залежи углеводородов продуктивными являются отложения верхней части палеозоя, средней, верхней юре и неокомские отложения.

Доюрский нефтегазоносный комплекс. Исторически сложилось, что нефтегазоносность Западной Сибири связывалась с отложениями палеозоя и только открытие Березовского месторождения газа показало на перспективность доюрского основания. Дальнейшие поисковые работы показали на ограниченность распространения и сложность тектоники потенциально первично нефтегазоносных палеозойских отложений в юго-восточной части Западно-Сибирской плиты.

Разведанные месторождения углеводородов, связанные с доюрским временем в большей части представлены магматическими и метаморфическими горными породами. Нефть и газ здесь связывают с миграцией углеводородов из нижних горизонтов чехла. Однако наибольшие притоки связывают с карбонатами, органогенными доломитовыми известняками, а также корой выветривания.

К примеру, на Останинском месторождении, расположенном юго-восточнее исследуемой территории, углеводороды были определены в коре выветривания и глинисто-кремнистых, глинисто-карбонатных и карбонатных отложениях.

Скважины, пробуренные на Мыльджинском месторождении, вскрывшие палеозойские отложения (порфириты, выветрелые органогенные известняки) при испытании скважин нижней части тюменской свиты, коры выветривания и интервалов палеозоя показали приток нефти и воды. Также были отмечены незначительные проявления газа в кровле фундамента.

Речное газоконденсатное месторождение расположено западнее месторождения N и приурочено к группе локальных поднятий (Речное, Лучистое, Змеиное), выделенных на структурной террасе, осложняющей южный склон Средневасюганского мегавала.

На Лугинецком месторождении испытание коры выветривания, соответствующей палеозойскому переходному комплексу, и верхней части основания Западно-Сибирской плиты показало приток нефти. Более того, была выявлена залежь в сводовой части структуры. На сегодняшней стадии изученности трудно делать какие-либо выводы о геометрии обнаруженной залежи, т.е. о том, имеют ли кора выветривания и зона трещиноватости площадное распространение в своде поднятия или их развитие связано с линейно вытянутыми зонами разломов в фундаменте.

На Западно-Лугинецком месторождении отложения доюрской группы вскрыты разведочными скважинами. По данным керна, породы представлены карбонатными, глинисто-кремнистыми и метаморфизированными породами. Кроме того, в некоторых скважинах вскрыты эффузивные породы, представленные темно-серыми (до черного с буроватым оттенком), плотными, крепкими, массивными диабазовыми порфиритами с вкрапленниками плагиоклаза, каоцитизированными на границе с подстилающими глинистыми сланцами.

В пределах месторождения *N* доюрский комплекс так же вскрыт разведочными скважинами. По данным исследования керна отложения представлены глинисто-кремнистыми и метаморфизованными породами.

В пределах Нижнелугинского поднятия доюрские отложения вскрыты разведочными. Породы представлены известковистыми доломитами и тонким переслаиванием (до 1 метра) известняков с аргиллитами. На Нижнелугинецком месторождении в двух скважинах проведены испытания в доюрских отложениях. Значимых дебитов не получено. На Западно-Лугинецком месторождении испытано 8 объектов в 7 скважинах.

Таким образом, на исследуемой территории на данном этапе исследований продуктивность доказана в коре выветривания. В остальной части доюрских отложений нефтегазоносность не подтверждена. На территории Томской области, в целом, перспективы нефтеносности пород доюрского основания плиты следует связывать с наиболее благоприятными сейсмофациями

«раздробленных карбонатов», приуроченных к положительным структурам по фундаменту (отражающий горизонт Φ_2).

Среднеюрский нефтегазоносный комплекс. Данный комплекс связан с песчаными горизонтами тюменской свиты. В пределах исследуемой территории промышленных залежей не установлено.

На соседнем Лугинецком месторождении была доказана нефтеносность пласта Ю₂. Нефтегазоносность пластов, залегающих ниже горизонта Ю₂, не была подтверждена по геофизическим исследованиям и испытаниям в разведочных скважинах. Глинистая толща баженовской свиты является региональной покрывкой для юрских отложений Томской области. Глинистые и углистые пропластки, встречающиеся между песчаными пластами являются локальными реперами.

Отложения тюменской свиты в разрезе Южно-Мыльджинского месторождения характеризуются большим количеством песчаных пластов (от Ю₂ до Ю₇), толщиной от 3 до 18 м (Ю₅). Коллекторские свойства определены только для пласта Ю₂. В разрезе тюменской свиты подтверждается наличие коллекторов, но пласты водоносные.

На Западно-Лугинецком месторождении из пласта Ю₁₀ получен приток высоковязкой нефти дебитом, признаки нефтегазоносности по керну отмечены в пластах Ю₈ и Ю₉.

Отложения пластов Ю₂-Ю₃, вскрытые скважинами на исследуемой территории, характеризуются плохими коллекторскими свойствами, представляющими собой глинисто-песчанистые коллектора с эффективными мощностями, редко превышающими один метр. По данным ГИС в большинстве скважин выделено насыщение «вода», в некоторых скважинах месторождения выделено насыщение «неясно». Пласты Ю₈₋₉ на исследуемой территории также характеризуются алевритовым и глинистым составом, по данным ГИС в скважинах вскрыта «вода».

Верхнеюрский нефтегазоносный комплекс. В состав келловей-волжского комплекса входят отложения васюганской, георгиевской и баженовской свит.

Келловей-волжский комплекс пород является, как указывалось выше, основным нефтегазоперспективным комплексом на юго-востоке Западной Сибири.

Рассматривая распределение нефтегазоносности васюганской свиты всей Томской области, одной из наиболее продуктивных является надугольная толща. Нефтеносность пласта Ю₁ связана с нефтегазоматеринскими отложениями баженовской свиты.

В рамках коллекторов васюганской свиты выделяются покрышки, характеризующиеся различной степенью выдержанности в разрезе и латерали: локальные, зональные и региональные покрышки.

Как отмечалось ранее, аргиллиты баженовской свиты являются региональной покрышкой Томской области, в том числе и для верхнеюрского нефтегазоносного комплекса. Межугольная толща является преимущественно зональной покрышкой, так как сложена алевролитом-глинистыми разностями. Что касается локальных покрышек, то к ним относятся глинистые отложения, встречающиеся в интервалах коллектора.

Необходимо отметить, что большинство открытых месторождений относятся к локальным поднятиям, которые контролируются общим структурным фактором для пластов горизонта Ю₁. Однако, более глубокое рассмотрение строения указывает, что в некоторых случаях определяющую роль играет стратиграфический фактор, который обусловлен фациальной неоднородностью.

С верхнеюрским нефтегазоносным комплексом связаны ближайшие к району работ месторождения нефти Верхнесалатское, Южно-Мыльджинское, Северо-Лугинецкое, Лугинецкое, Останинское, Рыбальное, Мыгинское и др.

Промышленная нефтегазоносность Нижнелугинецкого месторождения доказана в верхнеюрских пластах группы Ю₁. Нефтеносность пластов Ю₁¹ и Ю₁² установлена при совместном испытании в скажине, где получена нефть с газом.

На месторождении N в открытом стволе испытан интервал, соответствующий пластам Ю₁¹, Ю₁², при средней депрессии на пласт 152.9 атм.

за 80 минут открытого периода получено 1.8м^3 сильно газированной нефти. Литологически породы коллектора представлены песчаниками светло-серыми, с бурым и буроватым оттенком, средне-мелкозернистыми и мелкозернистыми, алевритистыми и алевритовыми, с глинистым цементом, а также алевролитами светло-серыми, со слабым буроватым оттенком, мелко-крупнозернистыми, песчаными, с глинистым цементом.

Месторождение нефти N открыто в 1971 г сводовой скважиной, давшей фонтан нефти из пластов Ю_1^1 и Ю_1^2 горизонта Ю_1 васюганской свиты. По данным ГИС пласты неоднородные, имеют несколько повышенное кажущееся сопротивление. Пористость по лабораторным данным составляет 13-15.5%, проницаемость порядка 5-9 миллидарси.

Таким образом, на месторождении N продуктивен пласт Ю_1^1 (надугольная пачка). На Нижнелугинецком –пласты Ю_1^1 , Ю_1^2 , Ю_1^M , Ю_1^3 (в надугольной, межугольной и в подугольной пачках пласта). Согласно литературным данным, как правило, в Томской области продуктивны и подугольная, и надугольная пачки. Существует несколько представлений о причинах непродуктивности подугольной пачки в Томской области. Одно из представлений [19] связывает непродуктивность подугольной толщи с повышенной мощностью межугольной пачки, сложенной, в большей степени, углями, которые являются препятствиями при миграции нефти из баженовской свиты. Вторым представлением является тектоническое. Миграция нефти из нефтематеринской баженовской свиты в нижележащие пласты васюганской свиты происходила «по трещинам» в периоды активизации тектонических движений. На интенсивность процесса миграции углеводородов мог повлиять тот факт, что Нижнелугинецкое месторождение и месторождение N приурочены к разным тектоническим структурам, испытывавшим различную степень тектонической активности.

Нижнемеловой нефтегазоносный комплекс. Данный комплекс занимает второе место по запасам неф и газа на территории Томской области, что свидетельствует, о перспективности прибрежно-морских песчаных пластов

вартовской, алымской свит, шельфовых коллекторов куломзинской и тарской свит, а также глубоководно-морских песчаных резервуаров ачимовских отложений [21].

В отношении приуроченности нефтегазоносности нижнемеловых отложений как к структурно-тектоническим элементам территории, так и к нефтегазоносным районам следует отметить, что к Средневасюганскому НГР приурочены нефтегазопроявления, выделенные в ачимовских отложениях. В ачимовских пластах открыто Мыльджинское газоконденсатное месторождение.

На исследуемой территории в неокомском разрезе выделены два самостоятельных нефтегазоперспективных комплекса: клиноформный и шельфовый.

Испытание в открытом стволе проведено в скважине месторождения N в интервале пласта Б₁₅ куломзинской свиты. Получено 3.2 м³ слабогазированной пластовой воды без признаков жидких УВ.

Нефтегазоносность нижнемеловых отложений в пределах исследуемой площади не установлена. По данным проведенного испытания пластов покурской, киялинской, тарской и куломзинской свит в скважинах на площади N и соседних участках выявлена их водоносность.

2.6 Физико-химические свойства нефти

Согласно ГОСТ Р 51858-2002 [22] нефть, добываемая на месторождении N относится к типу особо легких нефтей (828 кг/м³). Кроме того, нефть имеет незначительную вязкость (0,86 сПз) в пластовых условиях. Объемный коэффициент нефти равен 1,231, а газовый фактор 88 м³/т. Общая сжимаемость системы составляет $1,23 \cdot 10^{-10}$ 1/Па, давление насыщения нефти газом равно 107 атм.

4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

В настоящее время в нефтегазовых компаниях возрастает использование дерева решений с целью выбора оптимальной стратегии разработки или операции. Дерево решений - это способ представления логического хода выбора наиболее экономически целесообразного варианта с учетом стоимостных и вероятностных факторов. При этом для его построения требуется организовать решение в последовательную цепь решений либо событий. Ценность, выражаемая в узлах дерева решений, оценивается с помощью ожидаемого стоимостного исхода. Дерево решений состоит из последовательной цепи узлов принятия решения и вероятности.

Входными данными для данного раздела являются добыча скважины и принятые экономические параметры, представленные в Таблице 4.1.

Таблица 4.1 Исходные данные

Статья расхода	Значение
Налоги	0,45
Подготовка добытой жидкости, руб/т	85
Сбор и транспорт добытой жидкости, руб/т	
Электроэнергия, руб/т	30
Стоимость одной стадии ГРП, руб	14000000
Стоимость ежегодных ремонтных работ, руб	2500000
Ставка дисконтирования	0,15
Стоимость нефти, \$	43,8
Курс доллара, руб	64,2

Данные по добыче жидкости и нефти приняты из раздела 3. Основными вариантами которые будут рассмотрены:

- 1) ситуация без проведения повторного МГРП (1 вариант);

2) проведение повторного пятистадийного МГРП на 13 месяце работы скважины с двумя возможными вариантами: благоприятный исход (2 вариант) и неблагоприятный исход (3 вариант);

3) первоначальное проведение трехстадийного МГРП, затем проведение повторного двустадийного МГРП с двумя возможными вариантами: благоприятный (4 вариант) и неблагоприятный (5 вариант).

Расчет экономической эффективности производился на основании определения чистого дисконтированного дохода (ЧДД) в каждом варианте, при этом в рассматриваемых вариантах капитальные затраты идентичны (строительство скважины, затраты на разработку месторождения), при этом эксплуатационные затраты различны (проведение первичного МГРП, затраты на транспортировку и подготовку жидкости).

Формула расчета ЧДД:

$$\text{ЧДД} = \sum_{n=1}^N \frac{\text{ДП}_n}{(1+d)^n} - \sum_{n=1}^N \text{И}_n \cdot (1+d)^n$$

где ДП_n – денежный поток, образованный в результате продажи нефти в n-м году;

d – ставка дисконта, учитывающая затраты на страхование рисков, покрытие инфляционных процессов, стоимость капитала, привлекаемого для реализации инвестиционного проекта;

И_n – начальные инвестиции.

Изменение чистого дисконтированного дохода по годам представлено на Рисунке 4.1.

Таким образом, вычислено (Рисунок 4.2), что наиболее экономически выгодным вариантом является не проведение повторного МГРП, ввиду больших затрат на проведение операций, которые не окупаются добычей нефти.

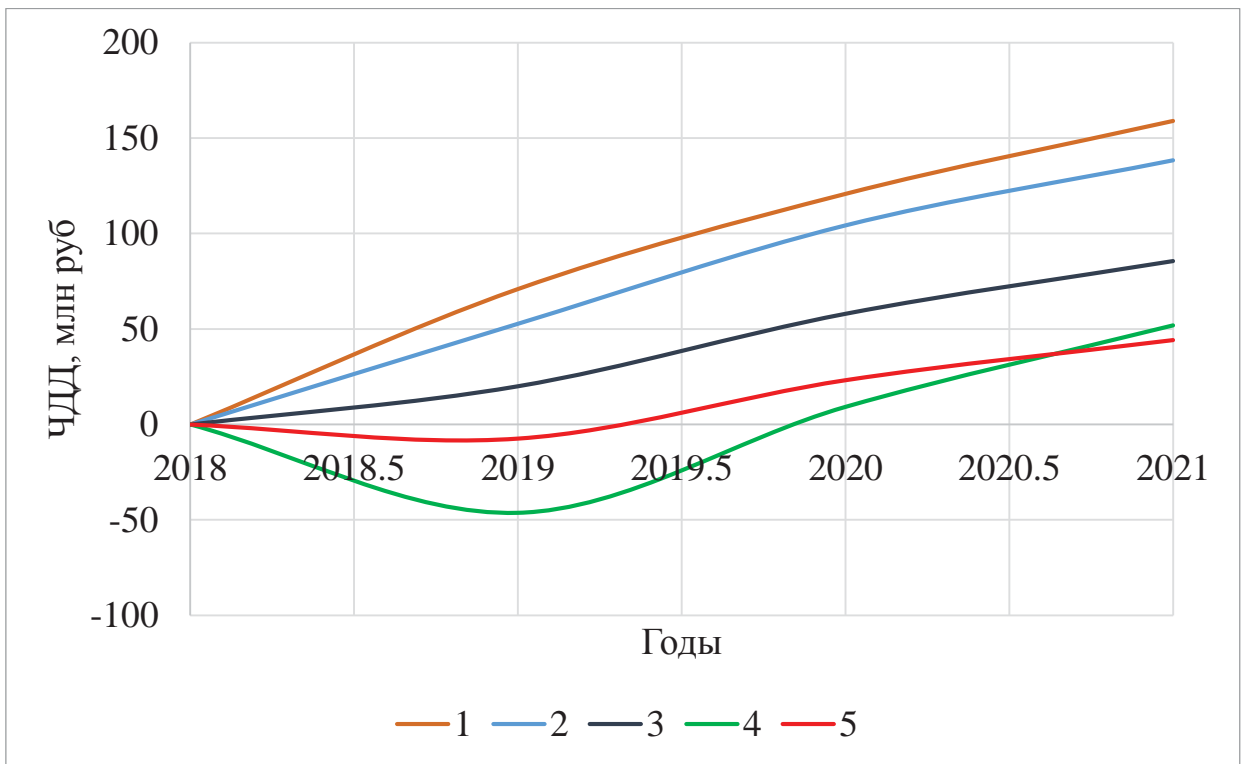


Рисунок 4.1 - Изменение ЧДД по годам

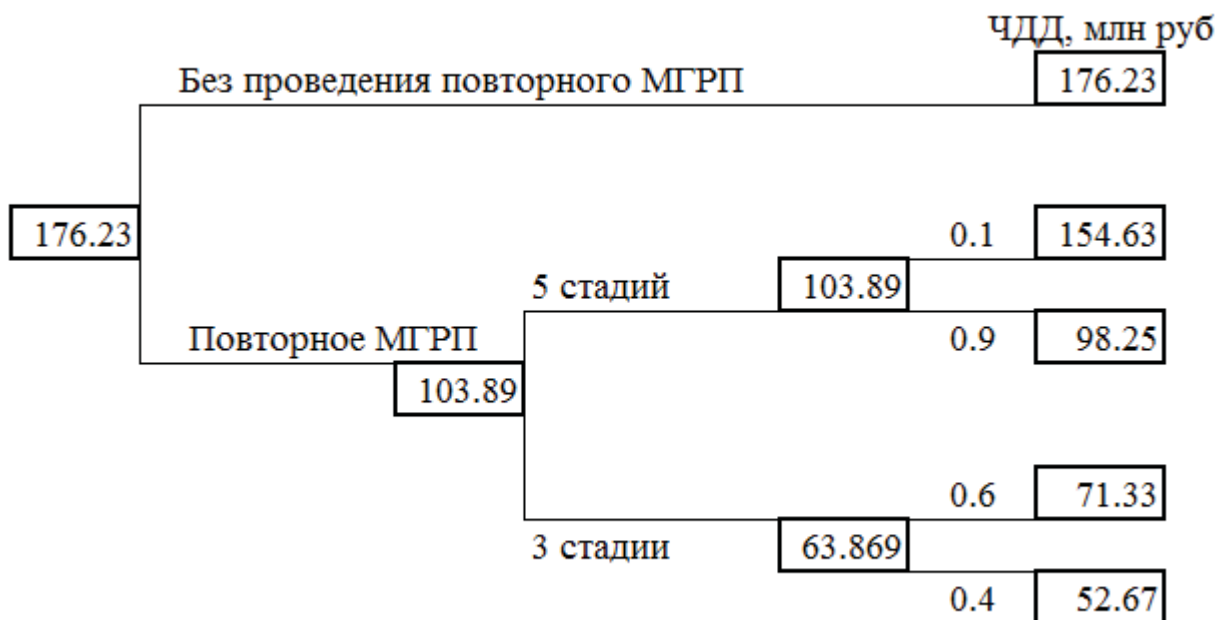


Рисунок 4.2 - Дерево решений

5 Социальная ответственность

5.1 Общая характеристика рассматриваемых работ

Рассматриваемая операция, повторный многостадийный гидравлический разрыв пласта является опасной для жизни человека и окружающей среды так как связана с повышенными давлениями (от 25 до 30 МПа) на устье скважины. При этом, в результате стечения обстоятельств может произойти широкий спектр аварийных ситуаций, таких как газо-нефтепроявление, пожар, экологическое бедствие. В добавок, вещества, используемые для проведения операции имеют сложное химическое строение и вредоносны для человека и природы. Ввиду сложности операции, необходимо задействование большого количества работников, от слаженности действий и квалифицированности которых зависит успешность проведения операции.

5.2 Система пожарной безопасности при проведении операции

Система обеспечения пожарной безопасности разрабатывается с целью:

- исключение условий возникновения пожара;
- обеспечение пожарной безопасности людей;
- обеспечение пожарной безопасности материальных ценностей;
- обеспечение пожарной безопасности людей и материальных ценностей одновременно.

Предотвращение образования горючей среды обеспечивается одним из следующих способов или их комбинацией:

- максимально возможным применением негорючих и трудногорючих веществ и материалов (укрытие буровой и привышечных сооружений, включая ДЭС, теплогенераторы, жилые вагон-дома, столовая, бытовые помещения);
- изоляцией горючей среды;

- поддержанием безопасной концентрации в среде окислителя и (или) горючих веществ (контроль за содержанием углеводородов в воздухе, применение вентиляции для исключения образования опасных по воспламенению концентраций углеводородов);

Целью создания системы предотвращения пожаров в зданиях, сооружениях, наружных установках и на территории буровой площадки является исключение условий возникновения пожаров. Исключение условий возникновения пожаров достигается исключением условий образования горючей среды и (или) исключением условий образования в горючей среде (или внесения в нее) источников зажигания, в соответствии со Статьей 48 «Технического регламента о требованиях пожарной безопасности».

5.2.1 Мероприятия по обеспечению безопасности добровольной пожарной дружины

В соответствии с требованиями п. 8.1 [23] перечень мероприятий по обеспечению безопасности добровольной пожарной дружины при ликвидации пожара включает следующие мероприятия: конструктивные, объемно-планировочные, инженерно-технические, организационные.

Учитывая отдаленность объекта от населенных пунктов или производственных объектов, имеющих формирование пожарной охраны и полного отсутствия подъездных путей в летнее-осенне-весенний период, организацией тушения пожаров на объекте (включая лесные пожары) будет заниматься добровольная пожарная дружина, сформированная из состава бригады под руководством мастера, обученная, экипированная, прошедшая соответствующее оформление (издание приказа по предприятию, медицинское обследование и страхование всех членов добровольной дружины).

Для обеспечения безопасности добровольной пожарной дружины при ликвидации пожара:

- устройство пожарных проездов и подъездных путей для пожарной техники (ЦА-320 М), совмещенных с функциональными проездами и подъездами;
- устройство минерализованной полосы и обвалования, ограничивающих территорию пожароопасных объектов буровой площадки;
- устройство на въездах на территорию буровой площадки и на территорию пожароопасных объектов переездов через обвалование препятствующие растеканию горящих нефтепродуктов;
- размещение на территории буровой площадки пожарных емкостей;
- размещение на территории буровой площадки пожарного поста с необходимой численностью личного состава добровольных пожарных формирований (ДПД), оснащенных пожарной техникой и средствами тушения пожара.

В случае возникновения пожарной ситуации пожаротушение осуществляется бригадой, проходящей обучение и аттестацию в установленном порядке.

Рабочая площадка обеспечена первичными средствами пожаротушения в соответствии с требованиями [24].

5.2.2 Обеспечение эвакуации людей при пожаре

Обеспечение своевременной эвакуации людей достигается объемно-планировочными решениями зданий, нормативным количеством эвакуационных путей и выходов, протяженностью и соответствием геометрических размеров которых, позволяет организовать беспрепятственное движения людей при возникновении пожара.

Так как высота и площадь зданий, отнесенных к классу функциональной пожарной опасности Ф1.2, Ф3.6 не превышает 15 м и 300 м² соответственно, а численность людей в них не превышает 20 человек, в соответствии п. 5.3.12 и 7.1.12 [25] из них предусмотрен один эвакуационный выход шириной 0,8 м и

высотой 1,9 м на прилегающую территорию. С буровой площадки, блока ОЦГС, насосного блока, ДЭС должно быть не менее двух выходов.

Количество людей в зданиях категории А, (блоки буровой установки), отнесенных к классу функциональной пожарной опасности Ф5.1 превышает 5 человек в смену, но не превышает 50 человек в смену, в соответствии с требованиями п. 9.1.2, 9.2.12 и 4.2.5 [25] из каждого блока предусмотрено два эвакуационных выхода шириной 0,8 м и высотой 1,9 м на прилегающую территорию.

Количество людей в зданиях категорий Г и Д отнесенных к классу функциональной пожарной опасности Ф5.1, не превышает 5 человек в смену, расстояние от наиболее удаленной точки помещения до выхода на лестницу не превышает 25 м, в соответствии с требованиями п.9.1.2, 9.2.4 и 4.2.5 [25] допускается иметь один эвакуационный выход. Приняты эвакуационные выходы шириной не менее 0,8 м и высотой не менее 1,9 м с выходом на прилегающую территорию.

Открывание дверей всех эвакуационных выходов и других дверей на путях эвакуации из жилых, административно-бытовых и производственных зданий, размещаемых на кустовой площадке в соответствии п. 4.2.6 [25] предусмотрено по направлению выхода из здания.

Расстановка технологического оборудования и мебели обеспечивает, в соответствии с п. 4.3.4 [25], габаритные размеры путей эвакуации из жилых, административно-бытовых и производственных зданий с высотой не менее 2,0 м и шириной не менее 1,0 м (к одиночным рабочим местам не менее 0,7 м).

Кроме того, на обеспечение эвакуации людей при пожаре направлены следующие проектные решения:

- отделка стен с использованием негорючих материалов в соответствии с требованиями п. 4.1.3 и 4.3.2 [25];
- применение систем и средств индивидуальной защиты людей от воздействия опасных факторов пожара;

- монтаж световых указателей "Выход", установленных над выходами из помещений и подключенных к сети аварийного электроосвещения.

5.3 Санитарные зоны и санитарно-бытовые помещения

Согласно положениям санитарных норм проектирования промышленных предприятий, [26] объекты строительства и ремонта скважин по санитарной классификации относятся к третьему классу.

Ввиду удаленности кустовых площадок от населенных мест, их размещение на непригодных для использования в сельском хозяйстве землях, специальных мероприятий по созданию санитарно-защитных зон не предусматривается.

Жилые, бытовые и административные вагончики для вахтовых бригад следует располагать на расстоянии, равном высоте вышки плюс 10 метров, но не менее 60 метров от устья скважины.

В соответствии с [27] кустовая площадка оборудуется санитарно-бытовыми помещениями.

5.3.1 Водоснабжение и канализация

Добыча нефти ведется вахтовым способом. Период работы вахты - 15 дней. Количество персонала на буровой - до 30 человек. Для размещения персонала предусмотрены бытовые помещения (блок-контейнеры полной заводской готовности производства). Обеспечение водой для технических целей предусматривается из ближайших водоемов через водопроводы. Питьевая вода при отсутствии на промысле водоочистных сооружений - привозная.

Уборные запроектированы наружные, отдельно стоящие с септиком. Хозбытовые сточные воды столовой и банно-прачечного комплекса собираются в септик, с последующей утилизацией.

Производственно-дождевые сточные воды с технологических площадок через дождеприемник и самотечную сеть направляются в котлованы сточных буровых вод (БСВ).

5.3.2 Отопление и вентиляция

Продолжительность отопительного периода - 289 суток. Источниками теплоснабжения жилых поселков являются собственные котельные.

Отопление рабочих помещений (блок-контейнеров) дизельных электростанций осуществляется за счет тепловыделений работающих дизель-генераторов.

5.3.3 Электроснабжение и электроосвещение

Источниками электроснабжения являются внутрипромысловые электросети. Кроме того, бригада имеет оборудование аварийной электростанцией АСДА-200, АСДА-100. Возможно применение дизель генераторного привода ДТГУ-1250Р.

Основными потребителями электроэнергии являются следующие объекты: буровая установка, насосы котельной, освещение территории, бытовые помещения, столовая, баня.

По надежности электроснабжения объекты отнесены к 3 категории. Наружное освещение площадки предусмотрено прожекторами, установленными на опорах линии ВЛ-0,4 кВ. Все электродвигатели поставляются комплектно с технологическим оборудованием. Питание потребителей электроэнергии предусмотрено от дизельной и низковольтных распределительных пунктов (ПР). Все электрооборудование выбрано с учетом среды, в которой оно эксплуатируется.

Все электрооборудование блочно-комплектных устройств: осветительная арматура, пускозащитная аппаратура, установка изделий длительного

изготовления, силовая и осветительная проводка, цепи управления и аппаратура управления и т. д. поставляется заводами-изготовителями.

Электрические сети 0,4 кВ от распределительных щитов до проектируемых сооружений выполняются на деревянных опорах. Для освещения территории кустовой площадки предусматриваются светильники типа РКУ 18-250.

5.3.4 Заземление и молниезащита

Для защиты людей от поражения электрическим током при повреждении изоляции предусмотрено защитное заземление (зануление) всех нетоковедущих металлических частей электрооборудования.

Для зануления используются нулевые проводы, соединенные с глухозаземленной нейтралью. В качестве заземляющего устройства используются:

- естественные заземлители - металлические сваи-трубы, обсадные колонны скважин;
- искусственные заземлители - электроды длиной 5 м, диаметром 12 мм, ввинченные в грунт и соединенные между собой полосовой сталью 4x40 мм на глубине 0,5 м.

Заземление осуществляется с помощью нулевых защитных проводников в качестве которых используются: нулевые рабочие проводники, четвертая жила кабеля.

С целью уравнивания потенциалов в помещениях и наружных установках, в которых применяются заземление или зануление, все строительные и производственные конструкции, стационарно проложенные трубопроводы всех назначений, металлические корпуса технологического оборудования присоединены к сети заземления и зануления.

Заземление кабельных конструкций обеспечивается электрическим контактом траверсы с опорными металлическими конструкциями эстакады и последних с естественным заземлителем - ростверками.

Молниезащита металлических блоков и сооружений выполняется присоединением их к устройству заземления в двух точках стальной полосой сечением 4х40 мм.

Молниезащита сооружений со взрывоопасной средой предусмотрена молниеприемниками, установленными на опорах и молниеотводах.

5.3.5 Связь

На проектируемых объектах предусмотрены следующие виды связи:

- спутниковая связь телефонный номер для передачи речевых сообщений и информации в электронном виде с использованием «модема»;
- устройство переговорное, сигнализирующее (для буровых бригад).

5.4 Аварийные утечки и разливы горючих жидкостей

Возможны в случае нарушения правил безопасной эксплуатации склада ГСМ и блока сбора и сжигания продукции испытания скважины, например, при неисправности запорной арматуры. Наиболее вероятной является утечка из одной емкости, то есть 50 м³ для склада ГСМ

Аварийные утечки и разливы горючих жидкостей представляют опасность только в случае последующего возникновения пожара. При этом очаг пожара может распространиться на весь склад ГСМ и площадку сжигания продуктов испытания скважины. При пожаре на складе ГСМ возможен взрыв емкостей с горючим. Сбор продуктов освоения скважины осуществляется после сепарирования в открытые емкости, поэтому возникновение взрыва в результате пожара на блоке сбора продукции испытания скважины не будет.

Для предотвращения поступления углеводородных жидкостей за пределы склада ГСМ и площадки сжигания продуктов испытания скважины (ловушка под выкид ПВО) по их периметру сооружается обваловка. Объем обвалованных площадок внутри обваловки превышает суммарный объем емкостей, в которых могут находиться углеводородные жидкости.

Площадки склада ГСМ и сжигания продуктов испытания расположены на безопасном расстоянии от других объектов. Последствия локальных утечек и разливов ликвидируется путем сбора загрязненных снега, грунта и захоронения их в ловушке. Аварийные утечки и разливы негорючих жидкостей.

В данном случае этот вид аварий не представляет реальной опасности поскольку технологические жидкости и жидкие отходы производства являются не токсичными и негорючими. Кустовая площадка расположена на горизонтальном участке местности, за пределами контуров зоны ближайшего водотока. Вся технологическая площадка по периметру имеет обваловку высотой 0,8 метров.

Таким образом, при разрушении ловушки для сточных вод и максимальном разливе топлива на складе ГСМ, обвалованной площади будет достаточно, чтобы не допустить выхода разлившейся жидкости за пределы буровой площадки и загрязнения ближайшего водотока. Последствия локальных утечек и разливов ликвидируется путем сбора загрязненных снега, грунта и захоронения их в ловушках.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате проделанной комплексной работы, включающей геомеханические и технико-технологические аспекты проведения повторного МГРП на горизонтальных скважинах, было установлено, что проведение повторной операции необходимо проводить повторное МГРП в течение первых 12-15 месяцев работы скважины для обеспечения оптимального распространения трещин.

Кроме того, в результате обзора литературы выявлено, что в Российской нефтегазодобывающей отрасли данному вопросу не отводится должного внимания, в результате чего, эффективность повторных операций достаточно низкая.

Для расчета переориентации поля напряжений вблизи скважины было предложена методика использования течения тепла в сплошной среде, применение которой было доказано в ходе исследования.

В добавок, с экономической точки зрения в текущих условиях месторождения N было определено, что проведение повторной операции менее экономически эффективны по сравнению с отсутствием проведения данной операции.

Для дальнейшей работы рекомендуется проработать более детально дизайн компоновки заканчивания горизонтальной скважины, который позволит проводить МГРП и повторные операции с большей эффективностью. Проработка данного аспекта позволит значительно повысить экономику разработки месторождения и извлечение запасов нефти и газа.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Roussel, N., Sharma, M., Role of stress reorientation in the success of refracture treatments in tight gas sands (SPR 134491). SPE Annual technical conference and exhibition, New Orleans, USA, 30 September – 2 October, 2013. – 10 p.
2. Kumar D., Ghassemi, A. 3D Poroelastic Simulation and Analysis of Multiple Fracture Propagation and Refracturing of Closely-Spaced Horizontal Wells (ARMA 16-136). 50th US Rock Mechanics/Geomechanics Symposium, Houston, USA, 26-29 June, 2016. – 12 p.
3. Kumar D., Ghassemi, A. 3D Geomechanical Analysis of Refracturing of Horizontal Wells (UTREC 2697487). Unconventional Resources Technology Conference, Austin, USA, 24-26 July, 2017. – 14 P.
4. Ghassemi, A. Zhou, X.X., and Rawal, C. 3D Poroelastic Analysis of Rock Failure around a Hydraulic Fracture (ARMA 10-506). 44th US Rock Mechanics Symposium and 5th U.S.-Canada Rock Mechanics Symposium, Salt Lake City, 27–30 June, 2010. – 7 p.
5. Rezaei, A. Analysis of refracturing in horizontal wells: Insights from the poroelastic displacement discontinuity method. International journal for numerical and analytical methods in geomechanics, 20 April, 2017. – 22 p.
6. Abdollahipour, A., Fatehi Marji, M., Yarahmadi Bafghi, A., Gholamnejad, J. Time-dependent crack propagation in a poroelastic medium using a fully coupled hydromechanical displacement discontinuity method. Springer Science and Business Media Dordrecht, 10 February, 2016. – 17 p.
7. Kumar, D., Ghassemi, A. Three-Dimensional Poroelastic Modeling of Multiple Hydraulic Fracture Propagation from Horizontal Wells. International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences, Volume 105, May 2018. – 18 p.
8. Gholami, A., Aghighi, M.A., Rahman, S.S. Effect of pore pressure on stress reorientation and hydraulic fracture deviation (ISRM13). 13th International Congress of Rock Mechanics, Montreal, Canada, 10-13 May, 2015. – 13 p.

9. Biot MA. General theory of three-dimensional consolidation. Journal of applied physics. 1941, 12(2): 155-164.
10. Cleary MP. Fundamental solutions for a fluid-saturated porous solid. Int J Solids Struct. 1977, 13(9): 785-806.
11. Ghassemi A. Three-dimensional poroelastic hydraulic fracture simulation using the displacement discontinuity method. Ph.D. Thesis: University of Oklahoma; 1996.
12. Semnani SJ, White JA, Borja RI. Thermoplasticity and strain localization in transversely isotropic materials based on anisotropic critical state plasticity. International journal for numerical and analytical methods in geomechanics. 2016, 40(18): 2423-2449.
13. Norris, A. On the correspondence between poroelasticity and thermoelasticity. New Jersey, 12 August, 1991. – 4 p.
14. Решение 6-го Межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири, 2003 г., СНИИГГиМС, г. Новосибирск, 2004 г.
15. Конторович В.А., Калинина Л. М. Условия формирования и модель геологического строения келловей-оксфордских отложений в зоне замещения морских отложений континентальными (на примере Чузикско-Чижапской зоны нефтегазоаккумуляции). Геология нефти и газа. – 2006. – № 5.
16. Геология и полезные ископаемые России. Западная Сибирь. Т.2. под ред. Конторовича А.Э., Суркова В.С. Изд-во ВСЕГЕИ, г. Санкт-Петербург, 2000 г.
17. Жеро О.Г. Тектоника доюрского фундамента Западно-Сибирской плиты в связи с нефтегазоносностью палеозоя и триас-юрских отложений. Диссертация на соискание ученой степени доктора геолого-минералогических наук, г. Новосибирск, 1984 г.
18. Котова В.З., Предеин С.А., Фомина А.А., Черепанов Е.Е., Подсчет начальных геологических запасов нефти и растворенного газа

Нижнелугинецкого нефтяного месторождения, ООО «Газпромнефть-Восток», г. Тюмень, 2013 г.

19. Конторович В.А. Тектоника и нефтегазоносность мезозойско-кайнозойских отложений юго-восточных районов Западной Сибири (Томская область), Диссертация на соискание ученой степени доктора геолого-минералогических наук, г. Новосибирск, 2000 г.

20. Гутман И.С., Чернова Л.И., Алексеева А.Д., Бирюкова Ю.В., Подоплелов М.А. и др. Пересчет запасов нефти, газа, конденсата, сопутствующих компонентов и создание ТЭО КИН Лугинецкого месторождения Томской области, ОАО «Томскнефть» ВНК, ЗАО «Союзинформ», Москва, 2006 г.

21. Даненберг Е.Е., Белозеров В.Б., Брылина Н.А., Геологическое строение и нефтегазоносность верхнеюрско-нижнемеловых отложений юго-востока Западно-Сибирской плиты (Томская область), ТПУ, г. Томск, 2006 г.

22. ГОСТ Р 51858-2002. Нефть. Общие технические условия. – Введен 01.07.2002. – Москва : Стандартинформ, 2002. – 10 с.

23. СНиП 21-01-97. Пожарная безопасность зданий и сооружений. – Введен 01.01.1998. – Москва : Стандартинформ, 1998. – 38 с.

24. СП 9.13130.2009. Техника пожарная. Огнетушители. Требования к предприятиям. – Введен 01.05.2009. – Москва : ФГУ ВНИИПО МЧС России, 2009. – 35 с.

25. СП 1.13130.2009. Системы противопожарной защиты. Эвакуационные пути и выходы. – Введен 01.05.2009. – Москва : ФГУ ВНИИПО МЧС России, 2009. – 40 с.

26. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03. Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов. – Введен 25.09.2007. – Москва : Стандартинформ, 2007. – 25 с.

27. СН 276-74. Инструкция по проектированию бытовых зданий и помещений строительного-монтажных организаций. – Введен 27.08.1974. – Москва : Стройиздат, 1974. – 16 с.

Приложение А

Раздел (1) (Literature overview and problem statement)

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ61	Набокин Илья Роландович		

Консультант школы отделения (НОЦ) ИШПР, ОНД:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Белозеров В.Б.	д.г.-м.н.		

Консультант – лингвист отделения (НОЦ) школы ИШПР, ОНД:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Максютин К.Ю.	к.п.н		

1 Literature overview and problem statement

The major factor controlling fracture propagation during hydraulic fracturing treatment is the principal stresses orientation. Nowadays it is known fact that stresses change the direction during the field life. This fact was established many years ago by observation of the direction of hydraulic fractures, which had induced after refracturing treatment of vertical wells. Many studies were conducted for the purpose of stress reorientation assessment and prediction. Stress field around vertical well is fully considered now and only one paper will be introduced in the dissertation, which can be used as basis research for the vertical wells. On the other hand, the problem of stress reorientation around horizontal wells is rather complicated and must be studied as a complex research including geomechanics, production technology and simulation.

The diagram of refracturing of the vertical well is presented in the figure 1.1

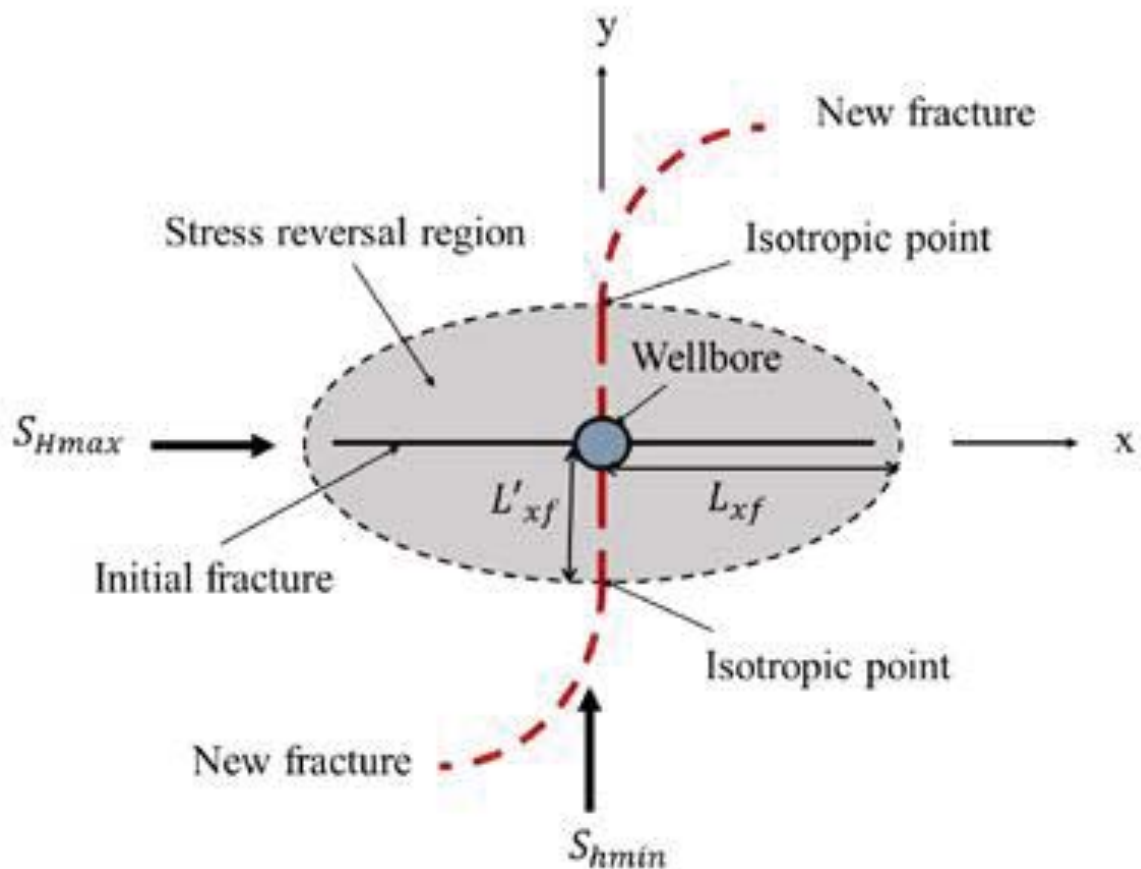


Figure 1.1 - Schematic showing refracture reorientation concept [1]

According to Roussel [1], reorientation of stresses around a well are governed by two processes, which are fracture initiation and propagation (mechanical effect) and fluid production or injection that alter pore pressure of a reservoir (poroelastic effect). Authors were performed the research by means of numerical modelling which takes in account both mechanical and poroelastic effects in order to estimate the redistribution effects of fractured vertical well. The study was based on real field data from Codell tight gas formation. They determined that for vertical previously fractured well further fractures might propagate perpendicularly to the first fracture, if the stress field is disturbed. Moreover, the ability to access the zones of a reservoir that are less depleted is pointed out. Accuracy of built model was confirmed by means of tiltmeter measurements. However, the performance variability of refractured wells drilled in the Wattenberg field was observed with some wells underperforming while others was restored to initial production rates. The authors stated the impact of production history and initial fracture performance on the further fracturing treatments. Three-dimension numerical model, which couples mechanical and poroelastic effects was introduced, which was used to interpret tiltmeter measurements and production history of Codell field. The data from the Wattenberg field case study was used in order to make the guidelines to select candidate wells, choose timing of the refracture operation and evaluate the production increase after the refracturing. The most valuable results of the work are pointed out on the figures 1.2 and 1.3. As can be seen from the figure 1.2 in the vicinity of the fracture, the direction of maximum horizontal stress is rotated 90° from its in-situ direction. Stress reorientation is not limited to the stress-reversal region. The stress distribution resulting from the mechanical opening of a fracture differs from that resulting from poroelastic stresses. It was shown that outside the stress-reversal region, the direction of maximum horizontal stress points toward the fracture (radial orientation), while it is oriented in the orthoradial direction in the case of poroelastic effects (Figure 1.2).

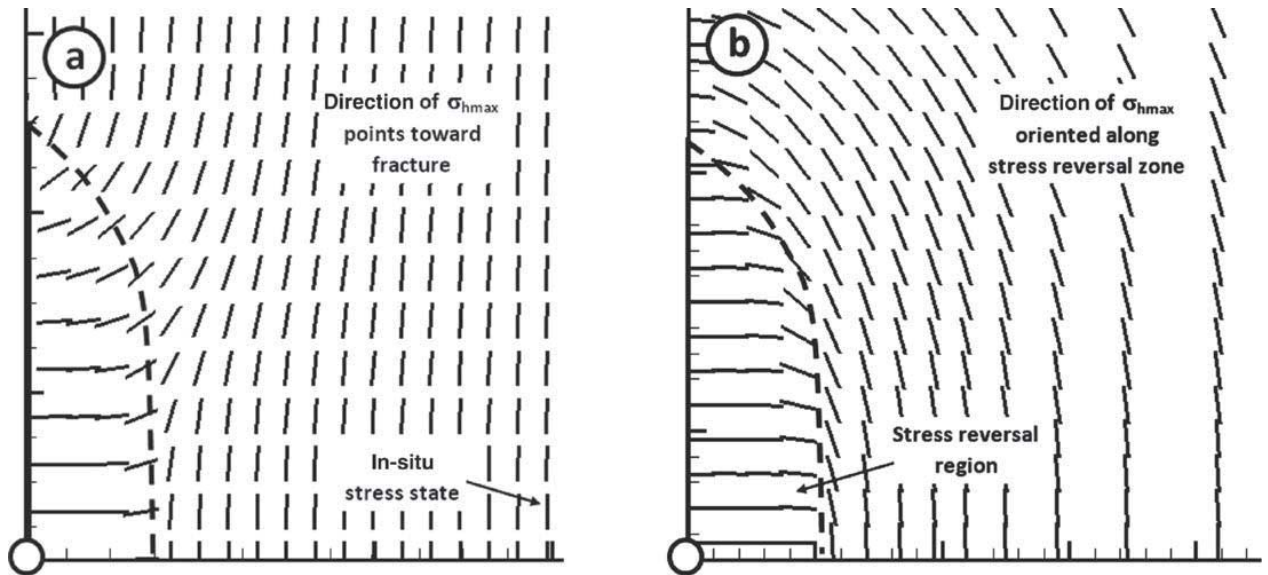


Figure 1.2 - Comparison of stress reorientation resulting from (a) mechanical effects and (b) poroelastic effects (direction of maximum horizontal stress) [1]

It is noted that immediately after production is started, the direction of maximum stress reorients, causing the stress-reversal region to shrink (Figure 1.3). It takes only a few hours of production for the direction of maximum stress to fully reorient. Subsequently, the stress-reversal region grows back. The partial uncoupling of the flow and stress calculation exaggerates the shrinkage of the stress-reversal region. At late production times, poroelastic stress reorientation decreases, causing the extent of the stress reversal to decrease toward its initial value.

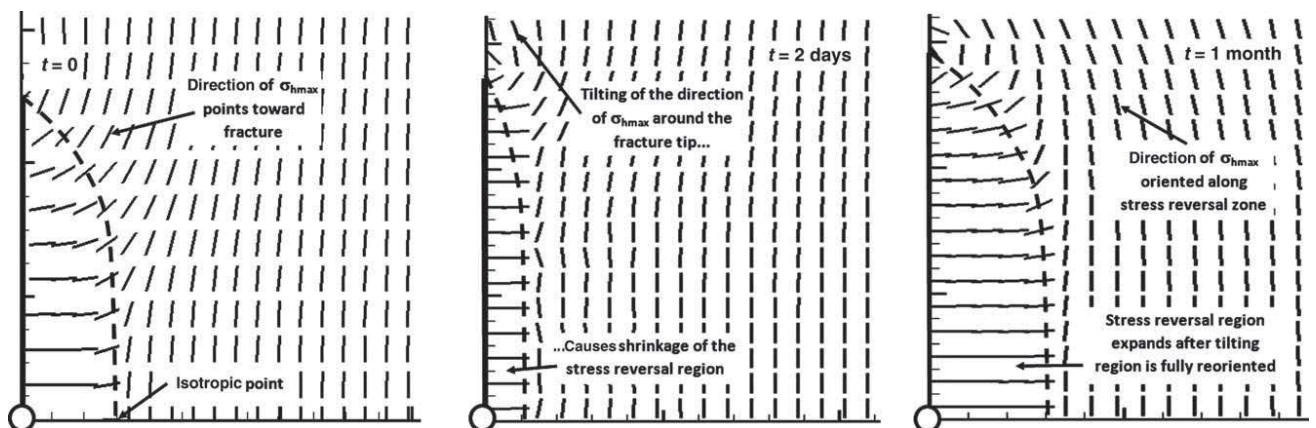


Figure 1.3 - Evolution of the direction of maximum horizontal stress at early production times [1]

As it is noted above horizontal well fracturing and refracturing are sufficiently complicated and the first fracturing treatment must be assessed accurately due to stress shadowing effect. Stress shadowing effect is the stress reorientation phenomena close to the fracture which is caused by mechanical impact of fracture initiation and propagation.

Kumar and Ghassemi provide the article [2] studied three-dimensional combined poroelastic and mechanical aspects of fracture propagation from horizontal wells. They used three-dimensional numerical model which was based on both displacement discontinuity method for fluid flow through porous media and finite element method for the fracture fluid flow simulation. They analyzed fracture propagation on the basis of the linear elastic fracture mechanics. Furthermore, homogeneity and isotropy of the rock mass were assumed with constant poroelastic physical properties and the fracturing fluid is assumed incompressible and shows Newtonian behavior. There are numerical examples of multiple fracture propagation from the horizontal wells in the paper. The results obtained through the study show that along with reservoir rock properties and in-situ stresses state, the spacing among fractures has a strong influence on the evolution of multiple fracture propagation. Moreover, undepleted zones refracturing between closely spaced horizontal wells was simulated and the results demonstrate the fact that the change of stresses and pore pressure due to reservoir depletion mainly depends on the stress anisotropy, reservoir poroelastic properties, and the timing of infill well stimulation or production duration.

The main results of the study are presented in the figures 1.4-1.7. The created fracture network and distribution of the fracture aperture after completion of the second stage are shown in figure 1.4. The side view of the propagated fracture geometry and distribution of the maximum horizontal stresses and their orientation in a cross-section along xy-plane are shown in figure 1.5. The induced shear stresses and the reservoir pore pressure distribution are shown in figure 1.6 and figure 1.7, respectively.

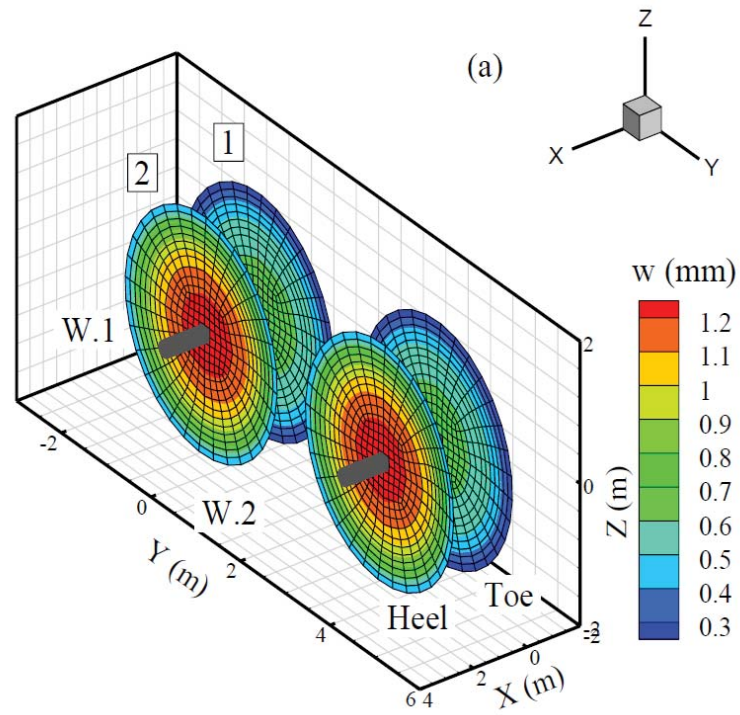


Figure 1.4 – Distribution of fracture opening [2]

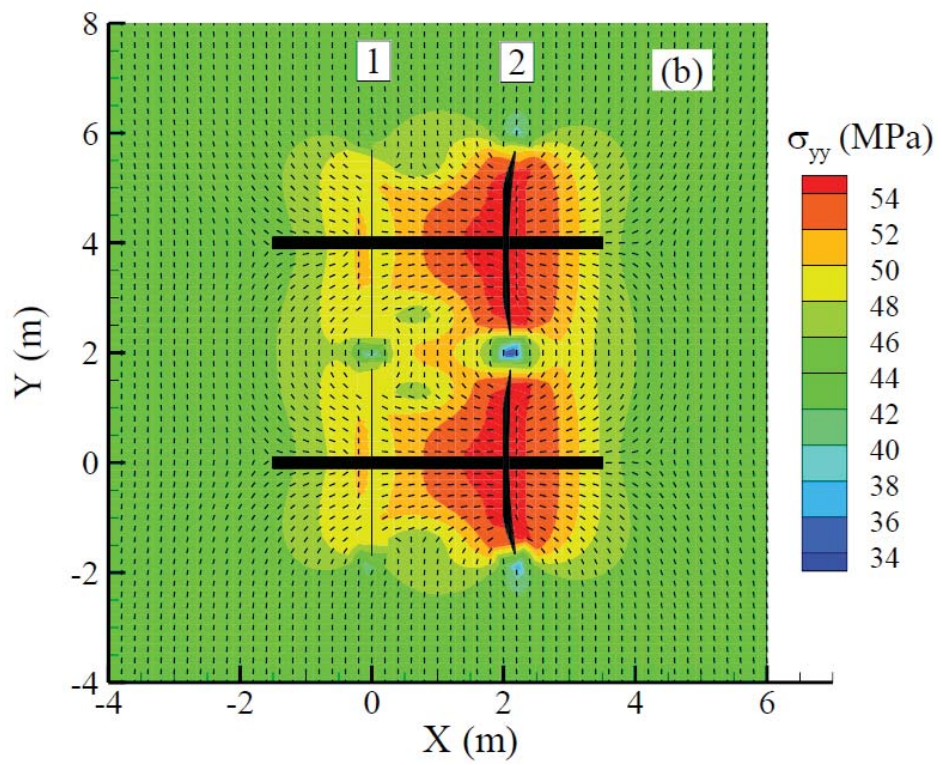


Figure 1.5 – Maximum principal stress distribution [2]

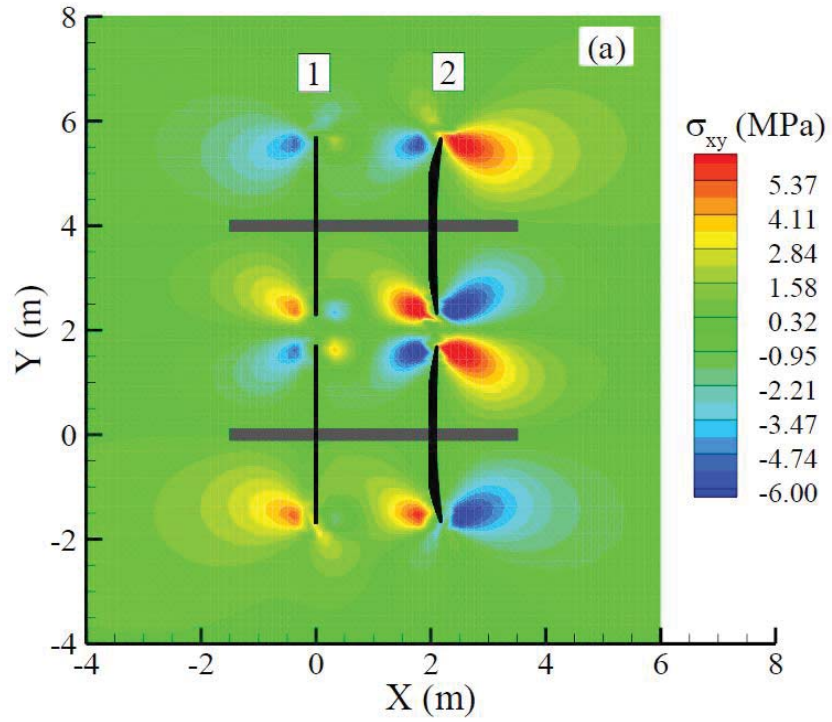


Figure 1.6 – Distribution of induced shear stress [2]

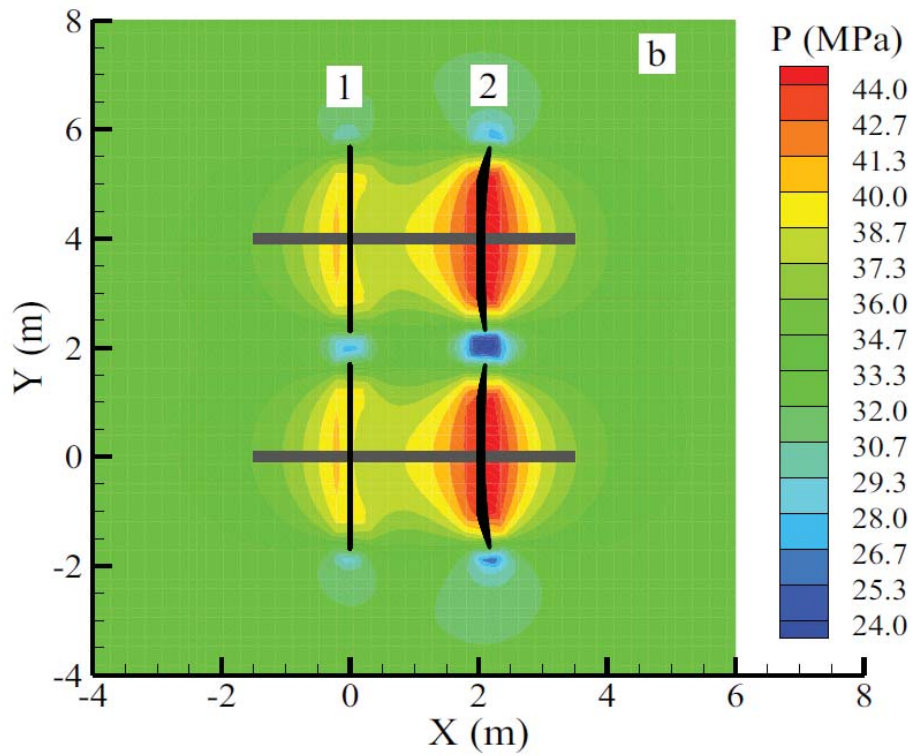


Figure 1.7 – Reservoir pore pressure distribution after second stage of fracturing [2]

The creation of fractures without offset induces symmetric compressive and shear stresses around the fractures which will cancel out and keep the fracture propagation in the plane itself as shown in stage 1 part of Fig. figure 1.6. However, during creation of stage 2 fractures, the stage 1 fractures induces stress shadowing effects which alters the principal stress directions for the stage 2 fractures. Hence, the resultant fractures are slightly deviated from the vertical plane and generate a curved fracture geometry as shown in stage 2 part of figure 1.4 and figure 1.5. It is observed from figure 1.5 that the outer tips of the stage 2 fractures are showing more curving as compared to the inner tips, which can be explained by looking high tensile stresses created near the inner tips. The stage 2 fractures tend to close previously created stage 1 fracture due to induced compressive stresses. Hence, stage 1 fractures in figure 1.4 shows less opening as compared to stage 2 fractures. The principal stress plot in figure 1.5, shows that the fractures tips are align in the direction of the maximum local principal stresses. From figure 1.5 it is also noticed the induced stresses are causing the principal stress direction reversal or alteration mainly near the fracture tips, whereas the principal stress directions near the fracture central areas remains unchanged. The principal stress directions change near the fracture tips are mainly occurring due to induced shear stresses in these zones as shown in figure 1.6. The distribution of reservoir pressure change after stage 2 fracturing is shown in figure 1.7. It is noticed that area near to the stage 2 fractures shows higher pore pressure change as compared to stage 1 fracture region, which is directly related to their fracture apertures. It is important to mention here that in this case, the stage 1 fractures have more time for fluid to diffusion as compared to the stage 2 fractures; hence, the pore change due to fluid diffusion should be higher for the stage 1 fractures. However, due to the small diffusivity, the pore pressure change due to mechanical deformation is dominating in this case. The constant fluid pressure boundary conditions from the previous stage of fracturing, prevents complete closure of stage 1 fractures. In fact, the stage-1 fractures will close up to approximately 50-60% of the fracture apertures resulting from stage 1 fracturing. Which is another reason for having less pore pressure change near stage 1 fractures as compared to stage 2 fractures.

Kumar et al. in their paper [3] studied the stress reorientation around the horizontal wells which affect the fracture orientation of infill horizontal wells. They pointed out that pore pressure decrease around horizontal fractured well is non-uniform which causes to anisotropic reservoir stresses variations and possibly stress reversal. The paper is focused on infill drilling and it was observed that fractures from infill wells tend to curve and could propagate perpendicularly to the initial fractures. Field data used in the study showed that infill well fractures can cross the existing fractures that negatively affects production. Three-dimensional fully-coupled analysis of poroelastic stress variations in in-situ stress and their possible reorientation around hydraulic fractures in the horizontal wells were considered. The authors were using single simulator (GeoFrac3D) for fracture initiation and fluid production modelling, after that, they modelled multistage hydraulic fracturing of infill wells taking into account pore pressure alteration. They demonstrated the roles of stress and pore pressure and reservoir poroelastic properties on the timing of infill well stimulation and production in normal faulting stress regime. The study differs from others by implementing the single numerical model which can simulate both hydraulic fracturing stage and fluid production. There are created fracture network geometry which tend to infill well axis which is altered maximum horizontal stress direction on the figure 1.8.

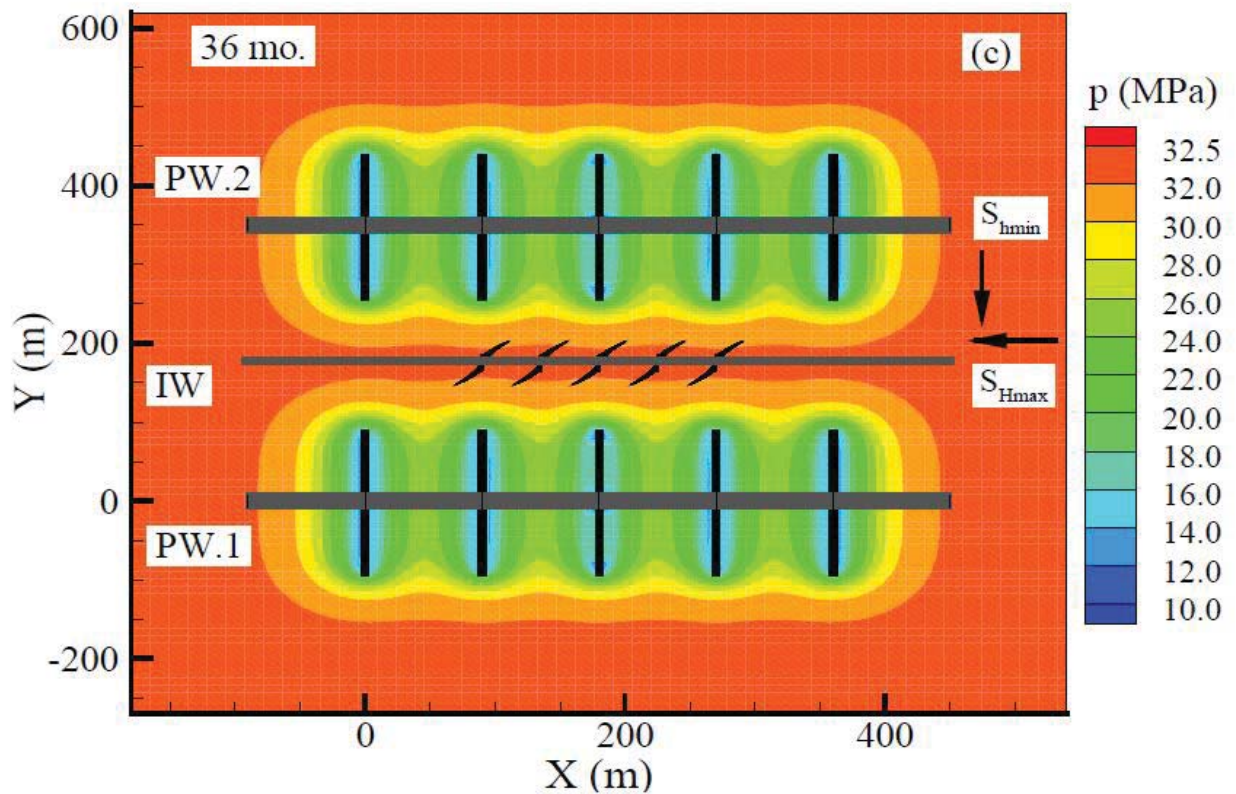


Figure 1.8 – Multiple fracture propagation from the infill well after 36 months of production [3]

Ghassemi et al. present the paper [4], in which they considered three-dimensional stress and pore pressure distributions around a hydraulic fracture. They numerically calculated the phenomena in order to analyze the possibility of formation breakdown due to hydraulic fracture pressurization. The authors presented numerical model which incorporates finite element method and the poroelastic displacement discontinuity method. They represent mathematical equations which defines the stress and pore pressure interactions. Moreover, the study was based on Barnett shale data.

Ali Rezaei in the paper [5], performed a fully coupled two-dimensional poroelastic displacement discontinuity method in order to investigate the refracturing process in horizontal wells. The author pointed out that the pore pressure depletion in the vicinity of old fractures directly affects the state of stress and eventually the propagation of newly created hydraulic fractures. The necessity of a poroelastic analysis to identify guidelines for the refracturing process, in particular to understand

the extension of the pore pressure depletion, and eventually, the orientation of new as well as old fractures is mentioned. The authors proposed a fully coupled approach to model the whole process of child fracture propagation in a depleted area between 2 parent fractures in the same wellbore. This approach omits the need of using multistep workflow that is regularly used to model the process. The maximum tensile stress criterion is used for hydraulic fracture propagation in the paper. The proposed method is verified using available analytical solutions for total stress and pore pressure loading modes on a line fracture in drained and undrained conditions. Moreover, test cases of multifractured horizontal wells was studied to calculate the time evolution of the stress and pore pressure fields around old fractures and to understand the effect of these fields on the propagation path of newly created fractures. Furthermore, the effect of the pore pressure depletion on the propagation path of the newly created fractures in the bypassed area of the same wellbore is studied. The results which was obtained showed that the depleted areas around old fractures are highly affected by the extent and severity of the stress redistribution and pore pressure depletion. It was observed that a successful creation of new fractures may only happen in certain time frames. The results of the study provide insights on the behavior of newly created fractures in depleted zones. They also clarify the relationship between stress change and pore pressure depletion in horizontal wells. The most valuable result of the study is presented in the Figure 1.9, in which fracture direction is represented depending on production time. Authors highlight the new fracture curving towards exist fractures.

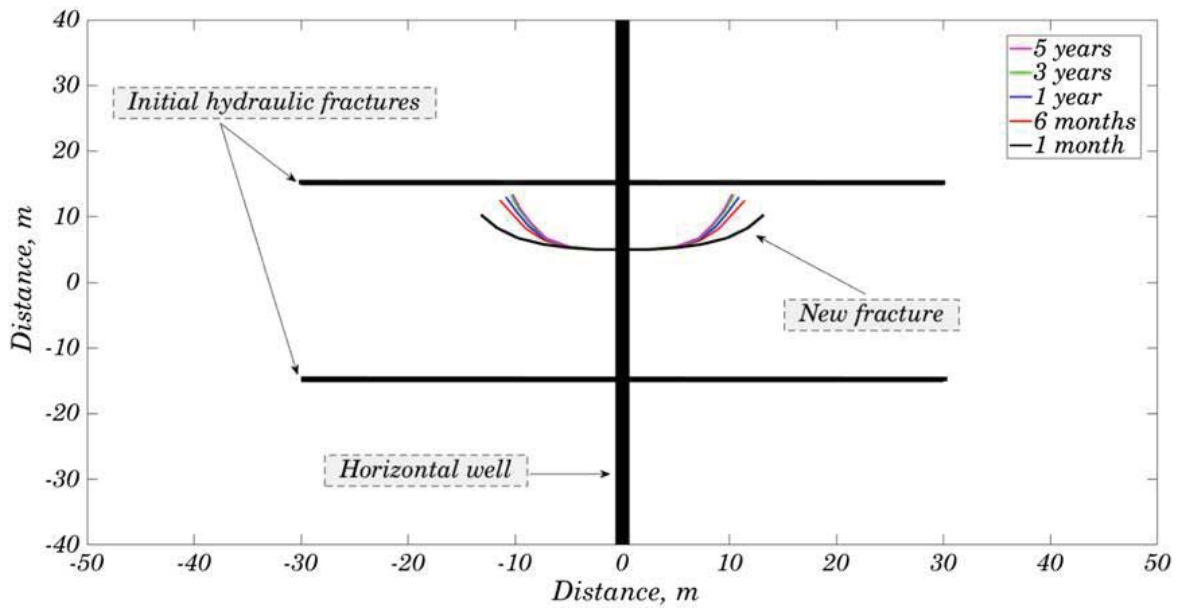


Figure 1.9 – Comparison between progradation of new fracture for different time periods [5]

Abdollahipour stated in the paper [6] that many problems in subsurface rocks which are naturally filled with saturated cracks and pores (with one or more fluid phases) are better understood in a poroelastic framework. It was pointed out that displacement discontinuity method (DDM) is particularly ideal for problems involving fractures and discontinuities. However, the DDM in its original form is limited to elastic problems. The paper derives fundamental solutions of a poroelastic DDM. In addition, it introduces a numerical formulation and implementation for the poroelastic DDM in a code named constant element poroelastic DDM (CEP-DDM). The accuracy and validity of the proposed solution and the newly developed code is verified by an analytical solution at short-time and long-time. Numerical results showed good agreement with analytical results at short time (undrained response) and long time ($t = 8000$ s) (drained response). A crack propagation scheme for crack propagation problems is introduced and demonstrated in an example which enables the code to follow crack propagation in time and space.

D. Kumar and A. Ghassemi in their article [7] stated that numerical simulations of multistage hydraulic fracturing usually neglect poroelastic effects. However, in case of low permeability reservoirs, where hydraulic fracturing is usually carried-out using

relatively low viscosity fluids and high injection rates, coupled poroelastic mechanisms need be included for better understanding of the fracturing process, which can involve rock failure and/or reactivation of natural fractures. In the paper, they presented a fully coupled three-dimensional poroelastic analysis of multiple fracture propagation from horizontal wells. The numerical model used the indirect boundary element method of displacement discontinuity for poroelastic response of the rock, the finite element method for fracture fluid flow, and the linear elastic fracture mechanics approach for fracture propagation. The model which was used in the study accounts for the mechanical interactions among multiple fractures, mixed-mode propagation, fluid diffusion into the reservoir matrix, and the effects of fluid diffusion on the rock mechanical response. The model is verified with analytical solutions, and numerical examples of simultaneous and sequential fracturing of single and multiple horizontal wells in the Niobrara Chalk formation are presented. The results show the created fracture network geometries are strongly influenced by the mechanical interactions among the fractures. It is also demonstrated that the poroelastic effect increases the net fracture pressure and causes a reduction in fracture volume. The poroelastic model illustrates the transient character of stress shadow, and is particularly useful for refracturing analysis since it readily calculates the stress variations due to reservoir depletion.

A. Gholami and S. Rahman [8] provided a foundation for studying the growth of fractures in presence of other discontinuities and different anisotropies of low permeable hydrocarbon formations and helps to improve the design strategies for multistage fracturing in the paper «Effect of pore pressure on stress reorientation and hydraulic fracture deviation». They stated that the mechanism of hydraulic fractures interaction and the impact of local heterogeneities on ultimate trajectory of the growing hydraulic fractures are not yet understood in depth. A fully coupled poroelastic Finite Element based model was developed to investigate the mixed mode propagation behaviour of growing hydraulic fractures. The model takes advantage of an explicit representation of the fracture which enables us to take the effects of rock and fluid related parameters into account. Moreover, impact of fracture geometry and leak-off

phenomenon was investigated. The authors used refined mesh around the crack which provides the added advantage of more detailed stress distribution, pore pressure change and back stress in the vicinity of the fracture and in particular at the fracture tip. The potential deviation propensity of the fractures was evaluated based on the fundamental rule that fractures propagate perpendicular to the direction of the minimum horizontal stress. This study shows that pressurization of transverse hydraulic fractures results in the reorientation of local principal stresses, particularly in vicinity of fracture tips. Moreover, it was observed that the variation of flow patterns clearly influences the evolution of shear stress around the fracture tips which will potentially lead to mixed-mode I and II fracturing and consequently, fracture deviation. The presence of local heterogeneities such as preexisting fissures and/or fractures is a main source of such pore pressure induced stress redistribution and reorientation and potential deviation of hydraulic fractures. They pointed out that most existing models ignore or simplify the effect of pore pressure/stress coupling as well as the fracture geometry and fluid flow within the fracture. Also, the fluid leak-off from the hydraulic fracture into the formation, which is a controlling factor in fracture growth, is often considered using analytical models. Taking advantage of a fully coupled poroelastic model along with an explicitly discretized fracture, this study provides a more realistic insight into the complex fracture propagation processes of multistage fracturing operations particularly in presence of reservoir geo-mechanical complexities.

Considering all found literature it may be said that stress redistribution around vertical well is well studied and is not very complex study. Moreover, it has been investigated fully by different scientists. Assessing stress reorientation around horizontal well is rather complex. First of all, refracturing treatment is more complex from technological point of view. Secondly, stress shadowing area have to be estimated accurately in order to perform initial fracturing with almost planar fractures. Thirdly, in most cases fluid tends to flow through fractures what leads to anisotropic pressure depletion around horizontal wellbore and can cause stress reversal.

In addition, most authors used finite element method coupled with displacement discontinuity method in order to solve the problem of mechanics and

poroelasticity. However, they provide only the determination of the fracture propagation in considering stress field and none of them provide real data after refracturing treatment. In other words, only theoretical side of the problem is fully studied.

Furthermore, the following theoretical overview is made. A poroelastic medium is distinguished by five material properties: the shear modulus G , the drained Poisson ratio ν , the undrained Poisson ratio ν_u , Skempton pore pressure coefficient B , and the permeability coefficient κ [9]. Skempton coefficient is defined as the ratio of induced pore pressure over the variation of confining pressure under undrained condition, and the permeability coefficient is the ratio of rock permeability k over the dynamic fluid viscosity μ (ie, k/μ). In addition to these material properties, four sets of equations are required to properly model a poroelastic medium. These equations are often called field equations [11] and consist of constitutive equations, force-equilibrium equations, Darcy law, and continuity equation [10]. These field equations were used to introduce the theory of poroelasticity by Biot [9]. Constitutive equations relate stress, strain, and pore pressure. Unlike elastic media, two constitutive equations need to be considered for poroelasticity. The first equation is the relationship between a load and the corresponding response of the solid phase, while the second equation is the response of the fluid phase. The constitutive equations of a poroelastic medium for the total stress tensor $\bar{\sigma}$ and for the pore pressure p in the case of plane strain are given by

$$\bar{\sigma} = 2G\bar{e} + \left(\frac{2G\nu}{1-2\nu}tr(\bar{e}) - \alpha p\right)\bar{I}, \quad (1.1)$$

$$p = -\frac{2GB(1-\nu_u)}{3(1-2\nu_u)}tr(\bar{e}) + \frac{2GB^2(1-2\nu)(1+\nu_u)^2}{9(\nu_u-\nu)(1-2\nu_u)}\zeta, \quad (1.2)$$

where $\bar{e} = 0.5(\nabla u + \nabla u^T)$ is the strain tensor for the displacement u , $tr e$ is the volumetric strain, \bar{I} is the identity tensor, and ζ is the variation of fluid content defined as the increment of fluid volume per unit volume of the porous medium [9]. It also should be

noted that in the equations, mechanics convention is used (i.e., tensions are treated as positive and pore pressure is positive in compression). There α is Biot constant and it is equal to

$$\alpha = \frac{3(\nu_u - \nu)}{B(1-2\nu)(1+\nu_u)} = 1 - \frac{K_m}{K_s} \quad (1.3)$$

where K_s and K_m are the solid and porous matrix bulk moduli, respectively. The other equations needed to model a poroelastic medium in the hypothesis of quasi-static deformation are equilibrium equation:

$$\nabla \bar{\sigma} = -F, \quad (1.4)$$

Darcy's law:

$$q = -\kappa(\nabla p - f), \quad (1.5)$$

Continuity equation:

$$\frac{d\zeta}{dt} + \nabla q = \gamma, \quad (1.6)$$

where F and f are the bulk and fluid body forces, respectively, q is the specific discharge, and γ is the volume rate of injection from the fluid source. From the above equations of plane strain quasi-static poroelasticity, two diffusion-like equations may be derived and are given by

$$G\nabla^2 u + \frac{G}{1-2\nu_u} \nabla \bar{e} - \frac{2GB(1+\nu_u)}{3(1-2\nu_u)} \nabla \zeta = F, \quad (1.7)$$

$$\frac{d\zeta}{dt} - c\nabla^2 \zeta = \frac{\kappa B(1+\nu_u)}{3(1-\nu_u)} \nabla F - \kappa \nabla f + \gamma, \quad (1.8)$$

where c is the generalized diffusion coefficient given by

$$c = \frac{2\kappa B^2 G(1 - \nu)(1 + \nu_u)^2}{9(1 - \nu_u)(\nu_u - \nu)}$$

Equation 1.7 is also referred to as the Navier equation of poroelasticity, and it is obtained by combining Equations 1.1 and 1.6, while Equation 1.8 is obtained by combining Equations 1.2, 1.5, and 1.6 [10]. Main assumptions in the above equations are that the fracturing fluid and the reservoir fluid have the same rheology, rock is assumed to be homogeneous, and any deformation in the rock occurs according to a quasi-static plane strain condition. For the effect of a cohesive zone in front of the fracture tip, rock plasticity, and transversely isotropic rocks, one may be referred to Semnani et al [12]. Equations 7 and 8 are used as the building blocks of the poroelastic displacement discontinuity method. From them, fundamental solutions and displacement discontinuity solutions may be derived.

There is two ways of implementing the approach: building three-dimensional numerical model which incorporates geomechanics and fluid flow or writing a code by means of which the equations may be solved numerically. Nowadays, there are no available simulator which couples both physics. However, there are a lot of software using which geomechanics and fluid flow can be solved separately, but the combination of stress direction changing is very questionable. On the other hand, in order to write the code some extra knowledge is necessary, which is out of the petroleum engineering. Moreover, the visualization of results will be sufficiently complicated. In such a manner, it is hard to solve the problem by means of employed methods.

However, it is known fact that fluid flow and porous medium and heat flow are governed by almost similar equations and laws. Norris in the article [13] stated that the similarity between the equations of poroelasticity for a fluid saturated porous medium and the equations of thermoelasticity had been noted many times in the literature. Indeed, Biot was intimately aware of the connection having made fundamental

contributions in both fields; in particular, he is credited with the first consistent development of a dynamic theory of poroelasticity. The author marked that the correspondence between the theories is particularly useful in that there appears to be a more substantial literature on problems in thermoelasticity, and many of the available results can be directly translated into the realm of poroelasticity. For instance, the equivalence to draw upon known results in the thermoelastic literature to obtain explicit and simple expressions for the fundamental point source solution in two-dimensional (2D) and 3D dynamic poroelasticity is used. It is noted that the question of determining one of the coupling parameters in the poroelastic constitutive equations for a composite medium is completely analogous to the problem of finding the coefficient of thermal expansion in a composite material, for which there are several applicable results already known. The relation between solutions of either theory is also discussed by other authors. The connection between the parameters in the static equations of the two theories is explored in the paper. By considering the theory of thermoelasticity which includes entropy as a field variable it is possible to make a complete correspondence between the theories. The equivalence means that results for the effective heat capacity of a composite material have direct implications for one of the moduli in the Biot theory.

The other form of equation 1.1:

$$\sigma_{i,j} = \lambda_{fr} tr(e)\bar{\bar{I}} + 2G\bar{e} + \alpha p_f \bar{\bar{I}},$$

where $\lambda_{fr} = \lambda - \frac{C}{M}$

C and M are elastic moduli,

λ is Lamé parameter.

Thermoelasticity governing equation is:

$$\sigma_{i,j} = \lambda_{fr} tr(e)\bar{\bar{I}} + 2G\bar{e} + 3\alpha_T K \Delta T \bar{\bar{I}}, \quad (1.9)$$

where K – bulk modulus,

α_T – coefficient of thermal expansion,

T – temperature.

Making the obvious identifications it may be pointed out that pore pressure changing corresponds to temperature changing and $\alpha = 3K\alpha_T$.

Moreover, the diffusivity equation for fluid flow, which connects pore pressure perturbations in time to pressure perturbations in space:

$$\frac{dP}{dt} = \frac{k}{\mu\phi c_t} \frac{d^2P}{dx^2}$$

where k – permeability,

μ – fluid viscosity,

ϕ – reservoir porosity,

c_t – total compressibility of the system,

corresponds to thermal diffusivity, which connects temperature perturbations in time to temperature perturbations in space:

$$\frac{dT}{dt} = \frac{k_T}{\rho C_p} \frac{d^2T}{dx^2}$$

where k_T – thermal conductivity,

ρ – reservoir rock density,

C_p – heat capacity.

Making the obvious identifications it may be pointed out that fluid flow diffusivity corresponds to thermal diffusivity and $\frac{k}{\mu\phi c_t} = \frac{k_T}{\rho C_p}$. Consequently, fluid flow and corresponding pore pressure depletion may be simulated by coupling structural and thermal simulation. It is necessary to take into account that pore pressure depletion is

usually considered in atmospheres or megapascals. Therefore, correspondence between pressure and temperature must be made accurately.

For the reason of structural and thermal simulation ANSYS software is chosen, since this software can couple structural and thermal simulation and is available.

To sum up the section, the block-diagram, which is presented in the figure 1.10, determines the whole simulation process of the work in the ANSYS software.

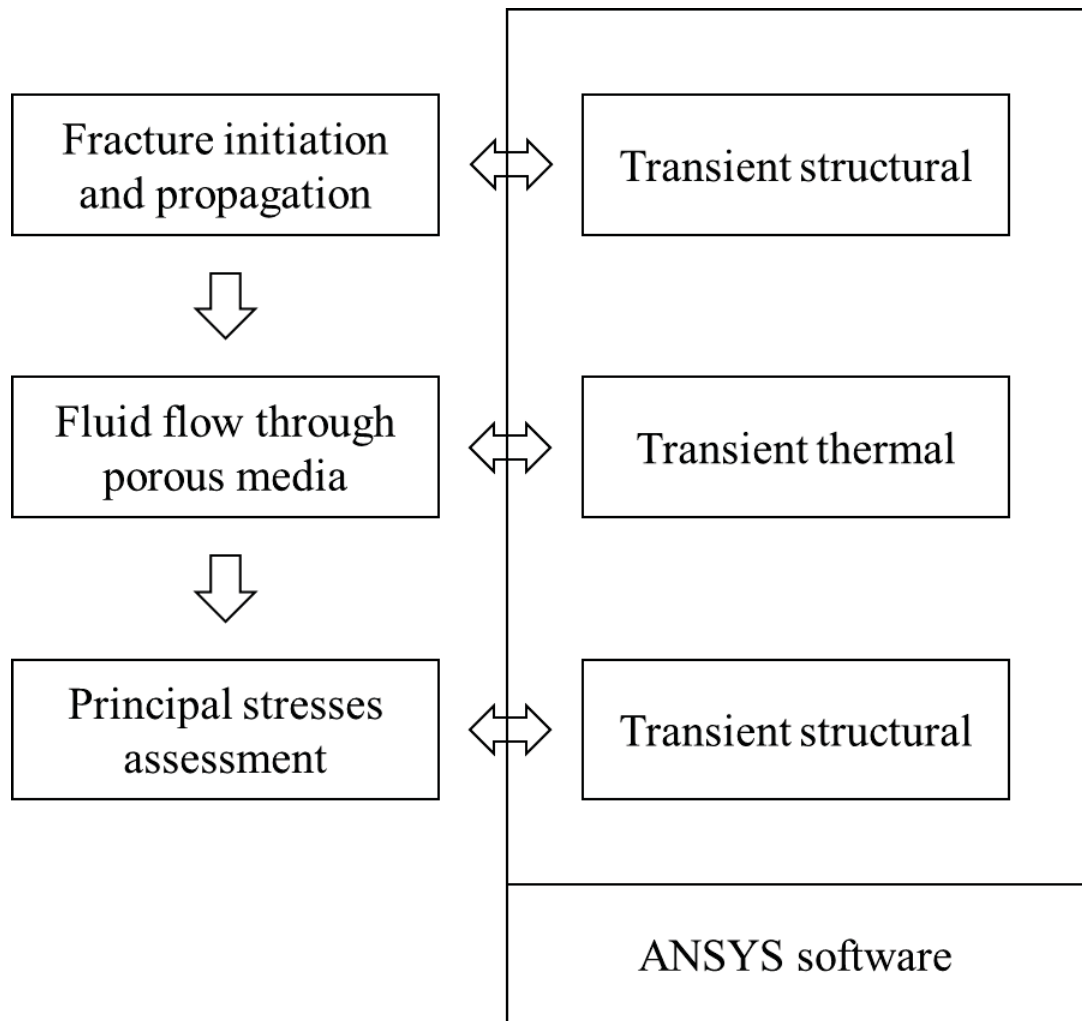


Figure 1.10 - Simulation block-diagram

Приложение Б

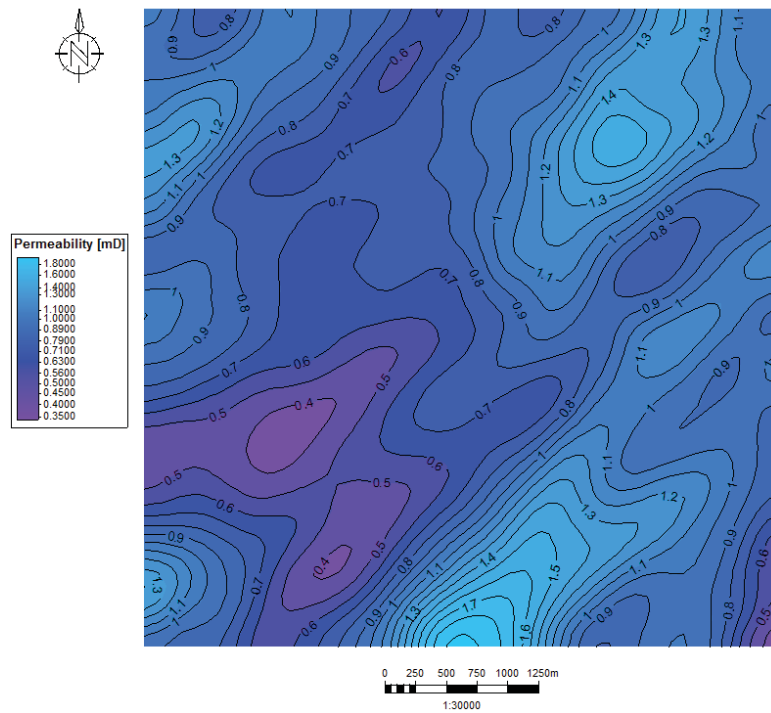


Рисунок Б 1 - Карта средней проницаемости

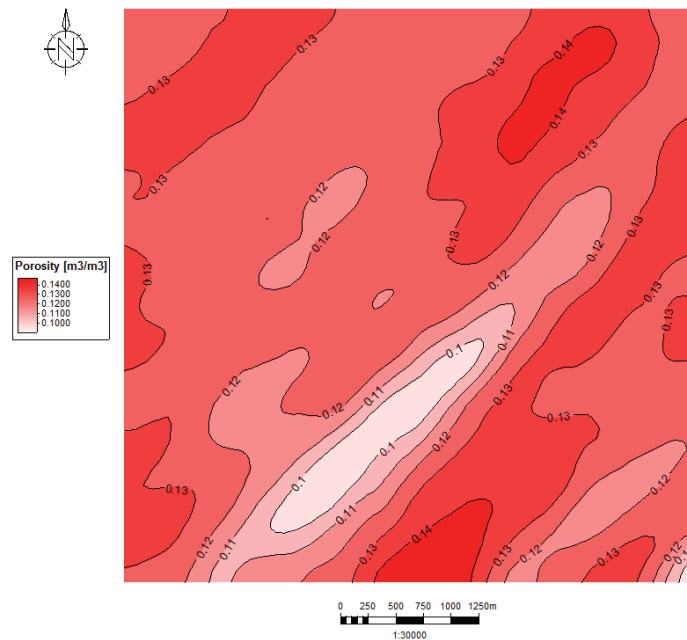


Рисунок Б 2 - Карта средней пористости

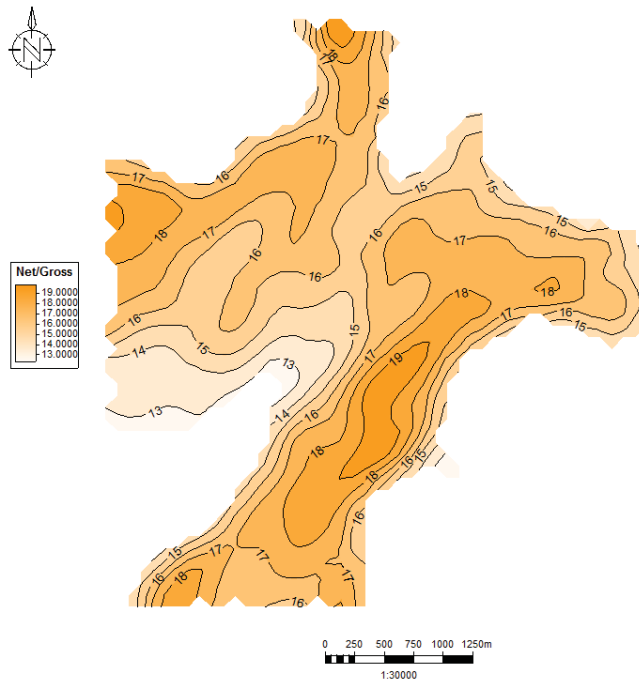


Рисунок Б 3 - Карта эффективных нефтенасыщенных толщин

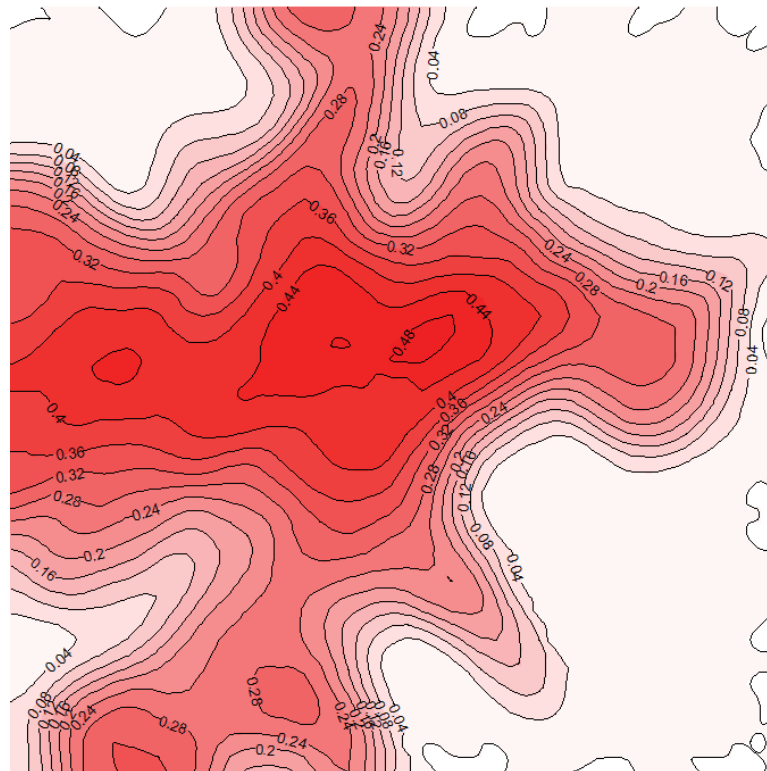


Рисунок Б 4 - Карта начальной водонасыщенности