

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

Институт Природных ресурсов

Направление подготовки 21.04.01 Нефтегазовое дело

Кафедра Проектирования объектов нефтегазового комплекса

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Построение многовариантных геолого-гидродинамических моделей карбонатного трещиноватого коллектора (на примере нефтяных месторождений Томской Области)

УДК 552.578.2.061.4:552.54.

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ЦМ51	Коригов Рамазан Мусаевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Мищенко М.В.	К.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
доцент	Мищенко М.В.	К.Г.-М.Н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ПОНК	Меркулов В.П.	К.Г.-М.Н., ДОЦЕНТ		

Томск – 2017 г.

Планируемые результаты обучения

Код результата	Результаты обучения
1	2
P1	Способность использовать естественнонаучные, математические, экономические, юридические и инженерные знания в области геологии, разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений
P2	Способность определять, формулировать и решать междисциплинарные инженерные задачи в области нефтегазовых технологий с использованием профессиональных знаний и современных методов исследования
P3	Способность планировать и проводить исследования в сложных и неопределённых условиях с использованием современных технологий, а также критически оценивать полученные данные
P4	Способность анализировать нестандартные ситуации и быстро выбирать оптимальные решения при разработке нефтяных и газовых месторождений
P5	Способность использовать творческий подход для разработки новых идей и методов проектирования объектов нефтегазового комплекса, а также модернизировать и совершенствовать применяемые технологии нефтегазового производства
P6	Способность разрабатывать многовариантные схемы для достижения поставленных производственных целей, с эффективным использованием имеющихся технических средств
P7	Способность анализировать и систематизировать современные технологические и научные достижения нефтегазовой отрасли, а также выявлять их актуальные проблемы
P8	Способность эффективно работать индивидуально и в качестве члена команды, а также руководить командой, формировать задания, распределять обязанности и нести ответственность за результаты работы
P9	Способность самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в своей профессиональной деятельности
P10	Владеть иностранным языком как средством профессионального общения, на уровне, позволяющем работать в интернациональной среде

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

Институт Природных ресурсов

Направление подготовки 21.04.01 Нефтегазовое дело
 (специальность)

Кафедра Проектирования объектов нефтегазового комплекса

УТВЕРЖДАЮ:
 Зав. кафедрой ПОНК
 _____ Меркулов В.П.
 (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
2ЦМ51	Коригов Рамазан Мусаевич

Тема работы:

Построение многовариантных геолого-гидродинамических моделей карбонатного трещиноватого коллектора (на примере месторождений Томской Области)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	6119/с от 18.07.2017

Срок сдачи студентом выполненной работы:

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

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>	нормативные документы, фондовая и периодическая литература, монографии, учебники
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i>	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение, Социальная ответственность, Заключение
Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	Мировая карта стресса (www.world-stress-map.org)
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант

Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Профессор Белозеров В.Б.
Социальная ответственность	Доцент Мищенко М.В.
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	

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

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Мищенко М.В.	к.г.-м.н.		28.06.2017

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ЦМ51	Коригов Рамазан Мусаевич		28.06.2017

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

Студенту:

Группа	ФИО
2ЦМ51	Коригов Рамазан Мусаевич

Институт	Природных ресурсов	Кафедра	ПОНК
Уровень образования	магистратура	Направление/специальность	21.04.01. нефтегазовое дело

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Материальные затраты
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Эксплуатационные затраты
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Налоги НДС и НДСП, Ставка дисконтирования 10 %

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ	Экономические расчеты затрат и прибыли от внедрения различных способов решения исходной проблемы
2. Разработка устава научно-технического проекта	Методическая рекомендация по оценке эффективности инвестиционных проектов
3. Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок	Анализ целесообразности применения различных методов решения проблемы
4. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности	Сравнительная характеристика

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. «Портрет» потребителя результатов НТИ
2. Сегментирование рынка
3. Оценка конкурентоспособности технических решений
4. Диаграмма FAST
5. Матрица SWOT
6. График проведения и бюджет НТИ
7. Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности НТИ
8. Потенциальные риски

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Белозеров В.Б.	д.г.-м.н.		28.06.2017

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ЦМ51	Коригов Рамазан Мусаевич		28.06.2017

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2ЦМ51	Коригов Рамазан Мусаевич

Институт	Природных ресурсов	Кафедра	ПОНК
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, механического 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) – опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической, пожарной и взрывной природы) – негативного воздействия на окружающую природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу) – чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, экологического и социального характера) 	<p>Рабочая зона – объекты месторождения У</p> <p>Вредные факторы - метеоусловия, вредные вещества, освещение, электромагнитные поля.</p> <p>Опасные факторы – пожар, взрыв, температурное воздействие, высокие давления.</p> <p>Негативные воздействия на окружающую природную среду – загрязнение атмосферы, гидросферы, литосферы.</p> <p>Чрезвычайные ситуации – пожары, взрывы, химические отравления</p>
<p>2. Знакомство и отбор законодательных и нормативных документов по теме</p>	<p>Нормативно-правовые акты Российской Федерации, «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».</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>Неправильное использование вредных реагентов может стать причиной химического отравления организма человека</p> <p>Безопасное использование растворителей подразумевает использование средств индивидуальной защиты и коллективной защиты</p>
<p>2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной 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>Пожароопасность, взрывоопасность, ГНВП, опасность поражения молнией, поражение электрическим током (защитное заземление и зануление), работа с химическими реагентами, механические травмы.</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); 	<p>Оценка воздействия месторождения на состояние земельных ресурсов, атмосферный воздух, состояние поверхностных вод.</p>

<ul style="list-style-type: none"> – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды. 	<p>Характеристика месторождения как источника образования отходов производства и потребления. Расчет количества вредных веществ, поступающих в атмосферный воздух. Комплекс мер по охране окружающей среды.</p>
<p>4. Защита в чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> – перечень возможных ЧС на объекте; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий 	<p>Возможные ЧС на объектах месторождения У: пожары, взрывы, отравления вредными веществами. Меры по предупреждению химических отравлений Меры предосторожности при различных путях поступления вредных веществ в организм</p>
<p>5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны 	<p>Меры безопасности при эксплуатации производственных объектов. Организация работ с органическими растворителями.</p>
Перечень графического материала:	
При необходимости представить эскизные графические материалы к расчётному заданию (обязательно для специалистов и магистров)	

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Мищенко М.В.	к.г.-м.н.		28.06.2017

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ЦМ51	Коригов Рамазан Мусаевич		28.06.2017

Реферат

Выпускная квалификационная работа на 79 страниц, 32 рисунка, 1 таблицы, 1 приложения и 19 источников литературы

Ключевые слова: трещиноватые карбонатные коллектора, непрерывная сеть трещин, дискретная сеть трещин, двойная пористость, двойная проницаемость, классификация Нельсона трещиноватых, коллекторов методы описания трещиноватого коллектора и трещин.

Объектом исследования является естественно трещиноватые коллектора, разновидности порового пространства, источники информации для их описания, методы применяемого моделирования данных коллекторов. а также блок месторождения У, ограниченного разломами и характеризующегося развитием трещиноватости.

В ходе работы проведён обзор основных источников информации для описания трещиноватых карбонатных коллекторов, составлена методология моделирования трещиноватых коллекторов в зависимости от классификации коллектора по Нельсону, а также смоделировано месторождение У Томской области.

Результат работы применим в области в области анализа трещиноватости, прогнозирования зон повышенной трещиноватости, проектирования разработки и прогнозирования поведения трещиноватых карбонатных коллекторов

Важность работы заключается в оптимизации процесса геологического и гидродинамического моделирования карбонатных трещиноватых коллекторов.

Abstract

Key words: fractured carbonate reservoir, discrete fracture network, dual porosity, dual permeability, Nelson`s classification of fractured reservoirs, methods of carbonate reservoir descriptions

Subject of investigation: Naturally fractured carbonate reservoirs, types of carbonate reservoir porosity, sources of carbonate reservoir description, approaches of fractured carbonate reservoir modeling, confined by faults block of U-Field and its fracture systems

During the work investigation of the main sources of information for carbonate reservoir description is provided, constructed the methodology of fractured carbonate reservoir modeling according to the type of fractured reservoir with respect to Nelson classifications and the block of U-field modeled using arranged methodology with comparing the results to history of one well.

Results of the work can be applied in the fracturing analysis field, localization of fractured zones and forecasting of fractured carbonate reservoir behavior.

The main importance of the work is optimization of the geological and dynamic model construction for fractured carbonate reservoirs.

Оглавление

Планируемые результаты обучения.....	2
Реферат.....	8
Abstract.....	9
Введение.....	12
Обзор литературы и состояние проблемы трещиноватых коллекторов.....	13
1. Трещиноватые карбонатные коллектора.....	14
1.2. Форма карбонатных резервуаров.....	14
1.3. Пористость в карбонатах.....	15
1.4. Природа трещин в природных трещиноватых коллекторах	17
2. Характеризация трещиноватых карбонатных коллекторов.....	23
3. Моделирование карбонатных трещиноватых коллекторов.....	29
3.1. Типизация трещиноватых коллекторов.....	29
3.2. Геометризация карбонатных коллекторов.....	30
3.3. Распределение параметров в модели.....	31
3.4. Моделирование трещин.....	32
4. Матрица методов моделирования трещиноватых карбонатных коллекторов в зависимости от сложности порового пространства коллектора.....	43
5. Применение результатов исследования на примере месторождения У.....	46
5.1. Общие сведения о месторождении.....	47
5.2. Геологическая характеристика месторождения	48
5.2.1. Тектоника.....	49
5.3. Исходные данные.....	50
5.4. Анализ тектонической карты и данных сейсморазведки.....	51

5.5. Анализ результатов интерпретации данных геофизического исследования скважин.....	54
5.6. Анализ результатов интерпретации данных электрического микроимиджера.....	56
5.7. Геологическое моделирование.....	59
5.8. Simulation.....	63
6. Results of investigation.....	64
7. Финансовый менеджмент и ресурсоэффективность.....	67
8. Социальная ответственность.....	69
8.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов производственной среды.....	69
8.2. Метеоусловия.....	69
8.2. Вредные газы и химические реагенты.....	70
8.3. Пожарная безопасность.....	70
Заключение.....	74
Список использованных источников.....	76
Приложение А.....	79

Введение

В карбонатных коллекторах сосредоточено около 60% мировых извлекаемых запасов нефти, а также около 30% мировой дневной добычи нефти производится именно из карбонатных коллекторов. Однако, большинство нефти остаётся в недрах, т.к. в среднем коэффициент извлечения нефти из данного вида коллекторов составляет 20%. Очевидно, что мировая добыча из карбонатных месторождений только возрастает, т.к. многие терригенные залежи нефти находятся на последнем этапе своей разработки. Данный факт обуславливает необходимость в методике их моделирования для дальнейшей разработки.

Существует много проблем связанных с моделированием и прогнозом поведения карбонатных резервуаров. Некоторые виды методов геофизических исследований скважин, такие как, например метод спонтанной поляризации не действует в данных резервуарах, а показания других не достаточно надёжны. Всё это связано с тем, что карбонаты подвержены вторичным изменениям, чем и обуславливается их сложное поровое строение. Т.е. разные виды пустотного пространства влияют на фильтрационно-ёмкостные свойства по-разному, тогда как терригенные коллектора в этом плане характеризуются тотальным доминированием межзерновой пористости. Как результат различные виды пустотного пространства должны быть воспроизведены при моделировании. Главная проблема здесь заключается в идентификации и моделировании трещиноватости, которая весьма часто характерна для карбонатных формаций и играет главную роль в фильтрации флюида.

Существуют различные методы моделирование трещиноватых карбонатных коллекторов. Ввиду разнообразия данного типа резервуара применимость методов не всегда оправдана. Таким образом, главной целью данной работы является создание матрицы методов моделирования трещиноватых карбонатных коллекторов и применение данной методики на примере реального месторождения с имеющимися данными разработки, с которыми можно будет сравнить результаты.

Обзор литературы и состояние проблемы трещиноватых коллекторов

Как уже было отмечено, роль карбонатных трещиноватых коллекторов в современной нефтяной индустрии растёт. Вместе с этим наблюдается рост необходимости прогнозирования поведения данных видов резервуаров. В связи с этим ввиду плохих фильтрационных свойств матрицы карбонатных коллекторов стоит необходимость в моделировании трещин и их адекватном представлении.

В литературных источниках, отечественных и зарубежных, описаны различные методы моделирования трещиноватых коллекторов [9, 10, 11, 13]. Каждый из методов имеет свои особенности, и применим в различных условиях.

Известно, что карбонатные коллектора могут быть классифицированы в зависимости от присутствующего в них типа пустотного пространства и влияния трещин на фильтрационно-ёмкостные свойства. Одной из таких классификаций является классификация Нельсона, которая типизирует трещиноватые коллектора в зависимости влияния трещин на поток флюида [8].

Каждому из этих коллекторов необходим свой подход моделирования. Подходы моделирования различаются, как на стадии геологического моделирования, так и на стадии гидродинамического моделирования.

В случае с геологическим моделированием задача стоит в представлении трещин, которые могут быть представлены в более простом виде, т.е. в виде непрерывной сети трещин [15]. Более сложная модель трещин представляется путём генерации дискретной сети трещин, где трещинам задаются различные параметры присущие им в реальности [13].

На стадии гидродинамического моделирования наиболее часто в случае трещиноватых карбонатных коллекторов, задача стоит в выборе между моделями двойной пористости и двойной проницаемости [15, 18]. В первом случае флюид может течь из матрицы только в трещины, через которые он попадает в скважину и поднимается на поверхность. Во втором случае флюид также как из трещин может на прямую течь в скважину из матрицы

1. Трещиноватые карбонатные коллектора

Более чем 90 % карбонатных отложений исследованных на сегодняшний день предполагается, что имеют органическое происхождение и относятся к морской среде осадконакопления [1].

В большинстве случаев карбонаты, сформированные в морских условиях, представляют собой скелетный материал, который был отложен под воздействием биохимических процессов относящихся к организмам, таким как водоросли, моллюски и кораллы, чей рост контролируется такими параметрами как свет, температура и наличие питательных веществ.

Другой вид отложения карбонатного осадка в морских условиях, это биотически вызванный процесс осаждения. Продуктом таких процессов являются различные карбонатные илы, которые согласно классификации Данома (Dunham 1962) играют роль матрицы в карбонатных породах.

С точки зрения моделирования наиболее важными факторами карбонатных коллекторов являются их форма и пористость. Оба данных параметра изначально зависят от организмов строителей, а также в меньшей степени места осаждения. И как уже было отмечено в связи с высокой растворимостью данных коллекторов под влиянием диагенеза и различных вторичных процессов они характеризуются различными видами порового пространства главную роль, из которых играют трещины.

1.2. Форма карбонатных резервуаров

Форма карбонатных резервуаров, в большей степени зависит от организмов, которые секретируют карбонатные скелет. Основными продуктами этих секретов являются различные органические постройки, наиболее часто представленные коралловыми рифами. Органические постройки, такие как рифы часто представляют собой коллектора с весьма хорошими фильтрационно-ёмкостными свойствами, что обуславливается тем, что первичная пористость здесь сохранена и не закупорена цементом или каким-либо другим осадком. Рифы характеризуются наивысшим коэффициентом нефтеотдачи среди других видов

карбонатных коллекторов. Вертикальная проницаемость тоже обычно достаточно хорошая. Большая система пор характерна для креста рифа. Наиболее крупные карбонатные месторождения мира в большинстве случаев характеризуются коллекторами, представленными барьерными рифами – это такие месторождения как Киркук в Ираке и Голден Лэйн в Мексике [1]. Нужно отметить, что изучение залежей рифовых массивов в особенности на стадии поисков, разведки и до разведки представляет собой достаточно трудоёмкий процесс. Для целей исследования залежей органогенных построек прибегают к помощи месторождений аналогов, по которым имеется достаточно обширная история разработки и опыт. Всё это позволяет оптимизировать процесс характеристики рифовых залежей углеводородов.

1.3. Пористость в карбонатах

Хотя основная цель данной работы, связана с моделированием трещин в карбонатных коллекторах, другие виды пустотного пространства также должны быть рассмотрены т.к. матричная пористость также влияет на фильтрационно-емкостные свойства резервуаров. Карбонатные коллектора характеризуются высокой степенью неоднородности, что и проявляется в разнообразии видов пористости в данных типах коллекторов. Данные виды пористости сформированы различными физико-химическими и органическими процессами, что приводит к образованию помимо межзерновой и межкристаллической пористости, трещин, пор растворения, пор связанных с особенностями анатомии организмов, чьи скелетные образования слагают осадок и т.д. В следующем списке представлены наиболее основные виды пор в карбонатных резервуарах [3].

1. Межгранулярная пористость – вид пористости обозначающий пустотное пространство между зёрнами, обломками минералов и пород. Нужно отметить, что происхождение данного вида пор в карбонатах может быть как первичным (синседиментационным), так и вторичным в результате, например, растворения зёрен менее стабильных минералов.

2. Кавернозная пористость – связана с растворением химически менее устойчивых минералов. Данный вид пористости влияет на емкость резервуара, но ввиду того, что поры образовавшиеся таким образом по большей части изолированы друг от друга, они не оказывают особого воздействия на фильтрацию флюида.
3. Каналы растворения – механизм образования данного вида пор аналогичен отмеченному выше. В результате растворения образуются протяжённые каналы, которые могут играть важную роль в фильтрации флюида в случае хорошей соединенности каналов и их широком распространении в объеме коллектора.
4. Интрагранулярная пористость – пористость, связанная с микропористостью скелетов организмов или окаменелостями. Например, поры в строении криноидов или кораллов, проходы в наружных скелетах организмов таких как двустворки. В карбонатных осадках богатых биокластами пористость данного типа имеет тенденцию присутствовать в высоких пропорциях. Данные поры связаны в пределах одного биокласта, но в целом также изолированы друг от друга, что также делает их плохими проводниками флюида.
5. Фенестральная или окончатая пористость – пористость сформировавшаяся пузырьками газа выходящими наружу. Данный вид пористости характерен для междюнных плоскостей, где накапливаются водоросли, и всё время наблюдается влажность.
6. Подкрышковая пористость – первичная пористость, связанная с отложением ракушек, при котором остаются пустоты в углублениях данного ракушечного материала. Данный вид пористости может характеризоваться хорошими фильтрационно-емкостными свойствами.
7. Межкристаллическая пористость связана с перекристаллизацией минералов, например кальцита в доломит или арагонит и следующим за этим легким уменьшением в объеме, что приводит к тому, что

кристаллы доломита, к примеру, могут не заполнить весь объём минерала, из которого он прекристаллизовался.

8. Трещинная пористость – наиболее важный вид пористости, который распространён в карбонатных коллекторах. Одной из причин подверженности трещиноватости, карбонатных пород является относительно ранняя цементация их осадка, что в свою очередь обуславливает их хрупкую манеру поведения. Наиболее важным параметром трещин с точки зрения ФЕС является их высокая проницаемость, тогда как матричная пористость может придавать хорошие ёмкостные свойства, поры в большинстве случаев здесь изолированы.

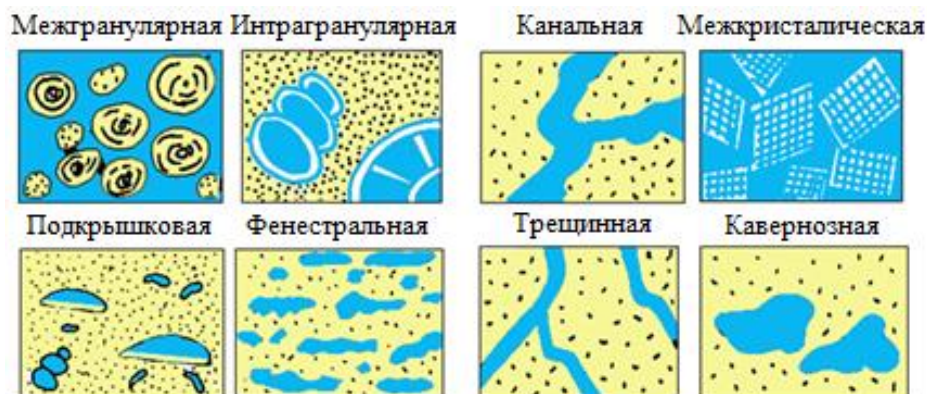


Рисунок 1. Виды пористости в карбонатах

Таким образом, рассматривая карбонатные резервуары с точки зрения фильтрационно-ёмкостных свойств коллектора, наибольшее внимание должно быть уделено трещинам и каналам, т.к. они вносят наибольший вклад в процесс фильтрации флюида. Исходя из выше сказанного, для адекватного представления трещиноватых карбонатных коллекторов в модели для начала методы идентификации и моделирования трещин должны быть изучены и рассмотрены.

1.4. Природа трещин в природных трещиноватых коллекторах

Трещины представляют собой продукт напряжения, приложенного к породам с хрупкими геомеханическими свойствами. Они образуются, когда

приложенный стресс начинает превышать предел эластичности горных пород, за которым происходит разрыв (Рис. 3).

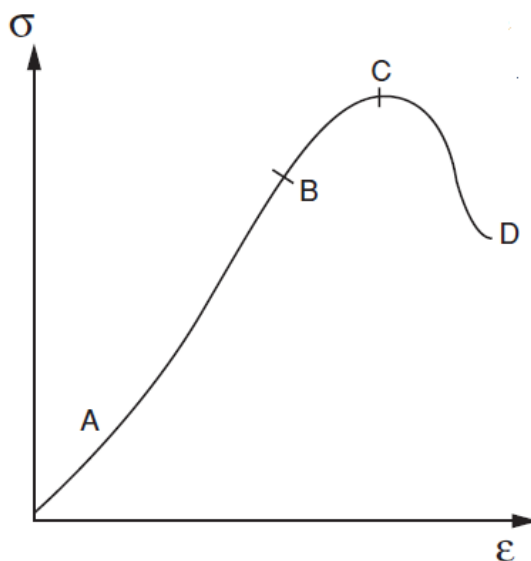


Рисунок 3. График зависимости растяжения от приложенного напряжения.

АВ – эластична, ВС – пластичное поведение породы, С – максимальное напряжение, которое порода выдерживает без нарушения сплошности, CD – нарушение сплошности [4].

Таким образом, механические свойства пород, слагающих коллектор, имеют важное значение т.к. разные породы с точки зрения механики горных пород ведут себя по-разному.

При исследовании природы трещин для лучшего понимания необходимо начать с регионального масштаба. Региональные трещины происходят под влиянием следующих трёх основных процессов:

1. Тектоническое сжатие
2. Региональное растяжение
3. Увеличение порового давления, происходящее в результате сжатия горных пород и приводящее к природному гидроразрыву, способствующему активному распространению трещин в пространстве.

Типичные характеристики присущие региональным трещинам:

1. Распространяются на обширных территориях
2. Перпендикулярны напластованию

3. Обычно происходят без значительного смещения блоков

Все трещины и системы трещин характеризуются следующими параметрами:

1. Апертура – открытость трещин
2. Высота
3. Длина
4. Ориентация
5. Плотность расположения

Группа по соседству расположенных трещин, имеющих примерно одинаковую ориентацию, называется системой трещин. Регулярные трещины, расположенные субпараллельно зовутся систематическими, тогда как нерегулярные трещины относятся к не систематическим трещинам.

В зависимости от типа механического воздействия приложенного к горным породам выделяется три типа разломных трещин (Рис. 4):

1. Трещины растяжения
2. Трещины продольного смещения
3. Трещины поперечного смещения

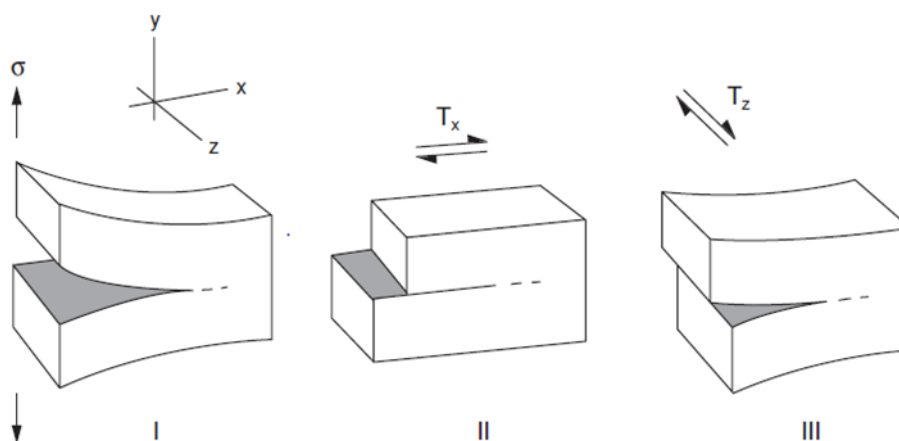


Рисунок 4. Основные типы трещины в зависимости от типа механического воздействия.

Особенностью трещин растяжения является то, что для них не характерно смещение. Также возможный механизм их образования заключается в том, что нормальные напряжения, приложенные с разных сторон, действуют с разной силой, что приводит к растяжению образуемому разрыв параллельно главному напряжению. Такие трещины также могут относиться к синседиментационным трещинам, образующимся при скольжении огромной массы пород по склону карбонатного шельфа. Также нужно отметить, что такие трещины имеют тенденцию быть заполненными карбонатным осадком или цементом. В этом случае они играют роль барьеров для потока флюида, но в случае карбонатных коллекторов есть вероятность, что данный заполняющий материал может быть менее химически устойчив вследствие чего происходит его растворение.

Также в некоторых случаях движение разломов может заново открыть трещину, что приводит к увеличению проницаемости породы. Вдобавок, апертура трещин может увеличиться коррозионным потоком флюида после захоронения осадка. Перечисленные выше процессы могут значительно увеличить фильтрационно-ёмкостные свойства коллектора.

В случае расположения коллектора ближе к поверхности, чем изначально в результате, например, поднятия и эрозии, нарушается баланс равновесия напряжений приложенных к породе. Данный баланс стремится уравновеситься, что приводит к образованию новых систем семиортогональных вертикально ориентированных систем трещин. Такие системы трещин часто можно встретить в карбонатных отложениях.

Трещины смещения образуются в результате движения плоскостей трещин относительно друг друга. Движение может происходить как продольно плоскости смесителя, так и поперёк (Рис. 4). Трещины смещения часто относят к приразломным трещинам. Нужно отметить данный тип трещин обычно подразумевает высокую проницаемость, если не редкий случай, когда они заполнены цементом. Нужно также подытожить, что все типы трещин характеризуются высокими свойствами проводимости флюида в особенности, если присуще значительная их вертикальная и латеральная связанность.

Ещё одним механизмом образования трещин является процесс складкообразования. Такие трещины называю трещинами, относящимися к складкам. Трещины относящиеся к складкам, по большому счёту представлены процессом растяжения. Стирнс и Фридман (1972) выделили два основных типа систем трещин относящихся к складкам (Рис. 5) [6]:

1. Система смежных трещин, образовавшаяся в результате действия главного напряжения σ_1 вдоль падения напластования на крыле складки, а второстепенные напряжения σ_3 и σ_2 параллельно плоскости напластования и перпендикулярно напластованию соответственно (Рис. 5 – А).
2. Системы смежных трещин, образовавшихся в результате действия главного напряжения σ_1 вдоль плоскости напластования параллельно шарниру складки и второстепенных напряжений σ_3 и σ_2 вдоль падения напластования на крыле складки и перпендикулярно напластованию соответственно (Рис. 5 – В).

В случаи первого типа трещин относящихся к складкам трещины обычно характеризуются высокой протяжённостью в вертикальном и горизонтальном направлении, что способствует движению флюида на значительные расстояния.

Во втором случае трещины характеризуются тем, что они обычно короткие в длину. Но несмотря на это они обычно обладают весьма хорошими фильтрационными свойствами, что обусловлено высокой плотностью их расположения. Другой плюс данного вида систем трещин является, то что они связаны в направлении примерно параллельном простираению плоскости напластования, что обуславливает возможность дренирования резервуара без нагнетания воды из под интервала расположенного ниже уровня водо-нефтяного контакта [1].

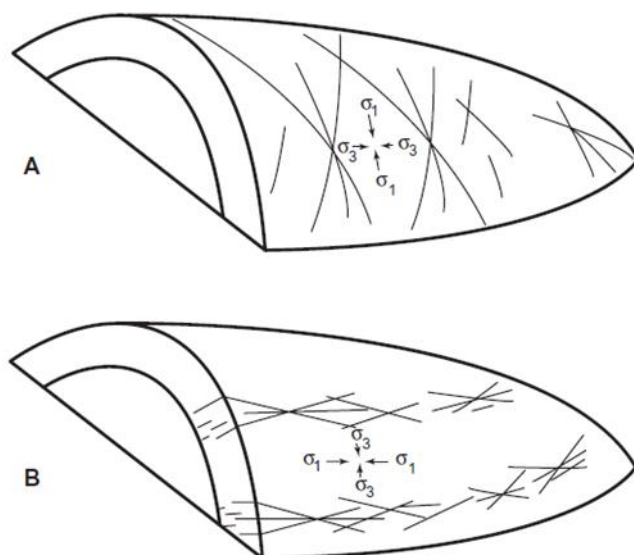


Рисунок 5. Типы систем трещин, относящиеся к складкам [6].

2. Характеризация трещиноватых карбонатных коллекторов

Характеризация карбонатных коллекторов, как впрочем, и терригенных осуществляется с помощью информации полученной из таких источников, как сейсморазведка, анализ керна, комплекс методов геофизических исследований скважин, испытание пласта, петрофизический анализ. Нужно отметить, в случае сейсморазведки используются специальные методы интерпретации, атрибутивный анализ. Одним из наиболее действенных методов описания трещиноватости является использование пластовых микроимиджеров FMI/UBI.

Описание трещиноватых коллекторов должно начинаться с региональных масштабов т.к. знание основных направлений регионального стресса позволяет охарактеризовать наиболее вероятную ориентацию главных разломов и трещин, исходя из чего, можно проанализировать и более мелкомасштабную трещиноватость. Одним из примеров являются карты региональных стрессов как например мировая карта распределения стресса (Приложение А). Таким образом, процесс характеристики начинается с описания регионального состояния стресс информация, о котором даётся в следующем виде [5]:

1. Карта региональных стрессов (World Stress Map [Приложение 1] – в масштабе более 10 км
2. Карты линеамент и зон деформаций – в масштабе от нескольких сотен метров до нескольких километров

Более детальная информация идёт из изучения обнажений и месторождений аналогов. Такая информация может быть представлена в виде карты обнажений, в масштабе, варьирующем от меньше метра до нескольких метров. Нужно отметить, что представительность обнажений по отношению к породам, залегающим глубоко в недрах, должна быть тщательно проверена. Связано это в первую очередь с тем, что история захоронения обнажения, скорее всего, сильно отличается от истории тех пород залегающих глубоко в недрах. Этим обуславливается, то, что обнажения могут характеризоваться новыми системами трещин, которые образовались в результате уменьшения стресса и

нарушения баланса напряжений приложенного к нему изначально. Т.е. это означает, что трещины в обнажения должны быть проверены на то, что они обзывались изначально или это постседиментационные, образовавшиеся в результате поднятия и эрозии системы трещин. Также необходимо сделать на карстифицированные резервуары. Процесс всегда карстификации происходит ближе к дневной поверхности в субэраляных условиях. Как результат присутствие карстовых форм можно принимать как признак не глубокого залегания пород при карстификации. Как заключение нужно сказать, что анализ информации, полученный из выше перечисленных, источников позволяет представить концептуальную модель резервуара.

Следующим источником информации для описания трещиноватого коллектора служат данные сейсморазведки. Сейсмика позволяет выявить присутствие крупных разломов и трещин, используя например такой сейсмический атрибут, как Анттракинг, или анализ зависимости амплитуды отражения от удаления. В идеальном варианте сейсморазведка по карбонатным трещиноватым коллекторам должна быть проведена с замером скоростей, как продольной, так и поперечной волны, и определением объёмной плотности целевых пород, т.к. данные параметры в трещиноватых зонах значительно отличаются от интервалов не затронутых трещинами. Нужно отметить, что высока вероятность того, что залеченные трещины растяжения не будут идентифицированы сейсморазведочными данными [5].

Также важным источником информации для описания трещин являются различные скважинные методы, основные из которых перечислены в следующем списке:

1. Анализ керна
2. FMI/UBI
3. Комплекс методов геофизический исследований скважин
4. Испытание

Из выше перечисленного списка анализ керн и пластовый микроимиджер (FMI) является методами, идентифицирующими трещины на прямую. Наиболее надёжным из этих двух методов, конечно же, является анализ керн, который позволяет определить, угол наклона, плотность расположения и тип трещин в керне, а также идентифицировать другие виды пористости. Также можно в масштабе керн, что не надёжно, оценить индивидуальное влияние матрицы и трещин на поток флюида в коллекторе. Основным недостатком является то, что нет возможности отбора керн по всему интервалу.

Интерпретация данных показаний пластового микроимиджера позволяет геологу выявить присутствие трещин, их ориентацию, плотность расположения, количество систем трещин, а также определить открытые они или закрытые, измерить апертуру трещин. И всё это по всему целевому интервалу. Одним из недостатков данного метода является то, что он даёт детальную информацию в крупном масштабе. Это говорит о том, что влияние данных трещин на поток может быть весьма не значительным по сравнению с крупными разломами и трещинами, что обуславливает необходимость в дополнительных исследованиях с привлечением других методов. Электрические пластовые микроимиджеры имеют наибольшее распространение из данного вида исследования. Также существуют акустические микроимиджеры, которые используются в случаи скважины бурящийся с применением раствора на нефтяной основе. На рисунке 6 показано типичное изображение, полученное при помощи электрического пластового микроимиджера [6]. Одним из косвенных методов анализа трещин является спектральная шумометрия (SNL), которая на данном этапе, позволяет определить поток флюида путем распознавания акустического шума, продуцируемого флюидом, текущим по трещинам или каналам растворения [7].

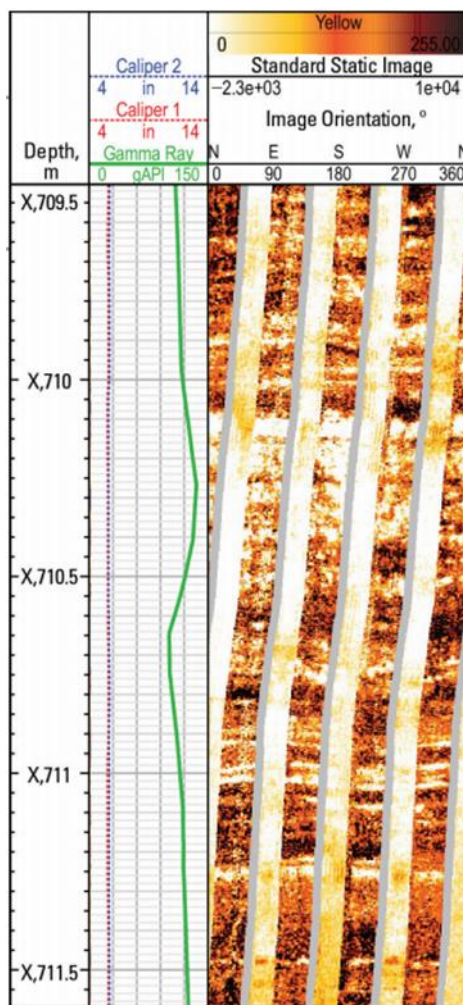


Рисунок 5. Типичное изображение FMI (www.slb.com/fmi-hd)

Комплекс методов геофизических исследований скважин и испытание пласта представляют собой косвенные методы выявления и характеристики трещин в карбонатных коллекторах. Типичный набор методов ГИС для описания трещиноватого коллектора это – акустический каротаж, каверномер, газовый каротаж, гамма каротаж и т.д. Тот факт, что амплитуда продольной акустической волны значительно уменьшается при прохождении во флюиде, в особенности, если данный флюид заполняет трещины, представляет возможным выявление трещиноватой зоны с помощью акустического каротажа. Общая пористость породы, которая может быть определена также с помощью акустического каротажа и радиоактивного, используется для описания структуры порового пространства коллектора. Увеличение общей пористости относительно эффективной, что является признаком увеличения вторичных пустот, служит хорошим критерием для типизации карбонатного коллектора. Данное процесс

становится более надежным, если в выявленном интервале наблюдается увеличение времени бурения и присутствие доломита в буровом растворе. Также интервалы увеличения диаметра скважин, обнаруженные при помощи квернмера, могут образовываться в трещиноватых интервалах из-за свойства крошения присущего трещиноватым породам. В свою очередь в трещиноватых интервалах может наблюдаться потеря бурового раствора, на что должно обращать внимание.

Очередным методом идентификации трещиноватых зон является использование данных испытания пласта. Чаще всего для этих целей используется кривая восстановления давления, т.к. для построения кривой падения давления необходимо поддержания постоянного дебита в скважине, что представляет собой более затруднительный процесс, чем просто остановить скважину и осуществлять замеры. Пример кривой восстановления давления в виде графика зависимости времени Хорнера от давления представлен на рисунке 6.

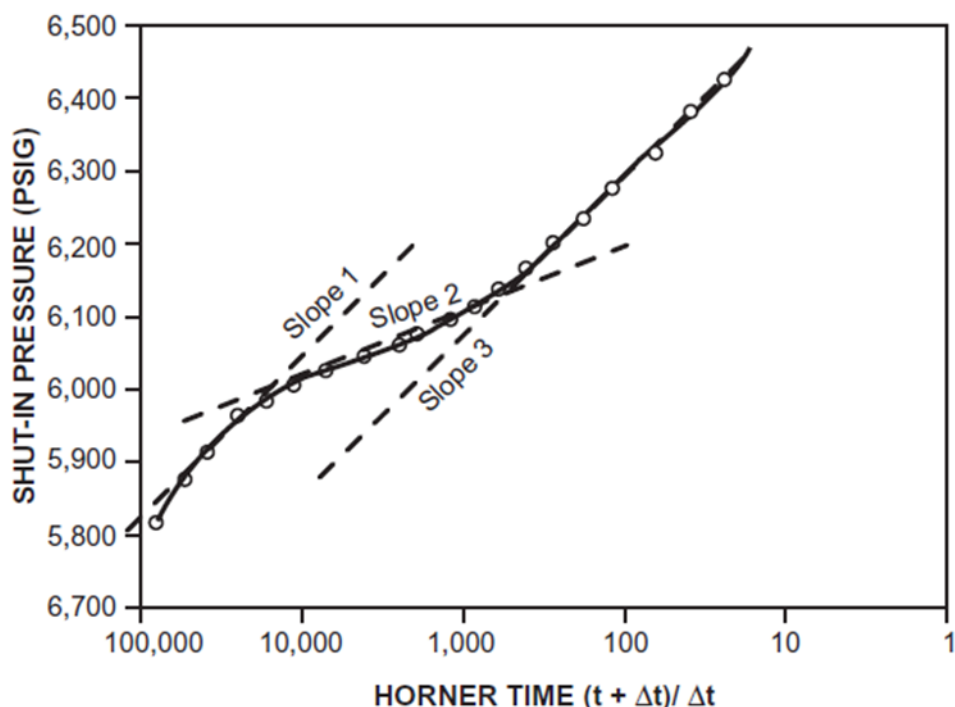


Рисунок 6. Кривая восстановления давления [6]

На графике (Рис. 6) показана кривая, разделённая на три сегмента с разными наклонами. Первый сегмент характеризуется кривой, на которую

оказывает влияние эффект ствола скважины является индикатором потока по трещинам. Второй сегмент представлен кривой меньшего наклона, отражающей перетеки между трещинами и матрицей. Когда поток из матрицы достигает стабильного уровня, устанавливается равновесие в потоке между матрицей и трещинами. Третий сегмент кривой на рисунке 6 как раз отражает данную стадию.

С помощью данных испытания пласта трещины, выявленные методами, описанными ранее, могут быть оценены на предмет их влияние на фильтрацию флюида. Но стоит помнить, что первый сегмент кривой может являться результатом простого уменьшения проницаемости в результате, например, литологического замещения. В связи с этим можно использовать результаты испытания пласта в комбинации с показаниями спектральной шумометрии, другим методами ГИС, а также данными сейсморазведки. Последний может помочь сделать вывод, о том является ли зона с повышенной проницаемостью трещиноватой.

3. Моделирование карбонатных трещиноватых коллекторов

Было отмечено, что трещиноватые карбонатные коллектора относятся к сложным месторождениям, где главная роль в транспортировке флюида принадлежит трещинам, что обусловлено физико-химическими и механическими свойствами карбонатов. Данные факты обуславливают некоторые отличительные особенности карбонатных резервуаров в сравнении с другими типами коллекторов:

1. Массивный тип коллектора
2. Большая толщина карбонатной формации
3. Высокие пропорции эффективных толщин пластов

Вышеперечисленные особенности должны быть учтены при моделировании данного вида коллекторов в особенности в процессе геометризации пластов.

3.1. Типизация трещиноватых коллекторов

Нельсон в 2001 году выделили 4 главных типа природных трещиноватых коллекторов (Рис. 2) [8]:

1. Коллектора, в которых основная пористость и проницаемость обеспечивается трещинами, тогда как матрица характеризуется незначительными значениями данных параметров.
2. Матрица обеспечивает высокие ёмкостные характеристики, тогда как основной поток флюида происходит по трещинам
3. Матрица характеризуется высокой пористостью и проницаемостью при этом трещины обуславливают анизотропию потока.
4. Матрица характеризуется высокой пористостью и проницаемостью, тогда как трещины играют роль непроницаемого барьера.

Выделенные Нельсоном типы коллекторов как можно понять качественно отличаются характером насыщения и условиями фильтрации. Нужно отметить, что на практике часты случаи, когда резервуар представлен несколькими видами

коллекторов и задачей геолога при моделировании в этом случае является выявления соотношения разных типов коллекторов и их пространственное распространение в залежи. Как уже частично было упомянуто в предыдущих главах каждый тип коллектора из перечисленных выше характеризуется своей особенностью структуры порового пространства, взаимоотношением вторичных и первичных пустот. Данный фактор коррелируется с фильтрационно-емкостными свойствами пород. В особенности проницаемостью и нефтенасыщением.

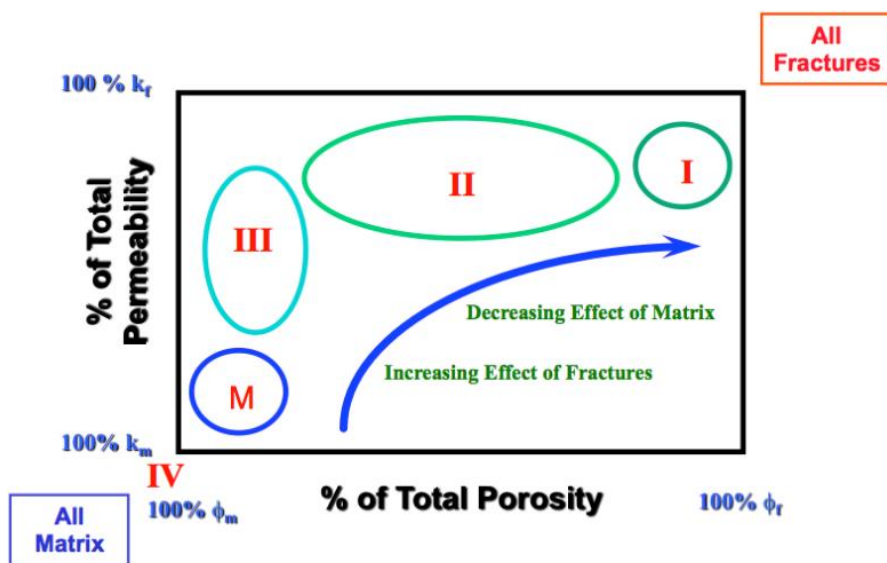


Рисунок 7. Классификация Нельсона природных трещиноватых коллекторов [8].

3.2. Геометризация карбонатных коллекторов

Геометризация резервуара производится в два этапа, первый внешний и второй внутренний. Внешняя геометризация коллектора проводится заданием форм и размеров моделируемого объекта с помощью ввода оцифрованных поверхностей, которые и определяют данные параметры, в базу данных. Роль таких поверхностей играют структурные карты кровли и подошвы продуктивного пласта, поверхности контактов между флюидами, плоскости тектонических нарушений и т.д.

При осуществлении внутренней геометризации формируется пакет параллельных слоёв идентичной толщины. Каждый из этих слоёв представляет собой зональную карту распределения выделенных фаций и типов резервуаров. Толщина слоя может варьировать в зависимости от определённых условий. Слои могут характеризоваться определённым количеством точек наблюдения. Данные точки представляют собой пункты, в которых произведена кодировка типа коллектора. В случае попадания в слой точек относящихся к разным типам коллектора, то присваивается тот тип, который представлен наибольшим количеством точек. Послойные зональные карты строятся при помощи статистического распространения показателей. Направление простирания слоёв определяется какой-либо реперной поверхностью.

В случае наследованных структур роль такой реперной поверхности могут играть структурные карты по кровле пласта. Для резервуаров, в которых кровля пласта не соответствует истинному напластованию горных пород, причиной чему могут служить тектонические подвижки или нарушения, различные эрозионные процессы, должна задаваться поверхность, играющая роль реперной и отражающая реальное напластование пород, определённая с помощью, например корреляций или палеопостроений. В случае рифовых массивов, трещиноватых выступов фундамента и др. образования характеризующиеся отсутствием выраженного напластования роль репера может играть геологическая поверхность [19].

3.3. Распределение параметров в модели

По результатам анализа керна, комплекса методов ГИС каждый выделенный коллектор подвергается распределению в его объёме параметров пласта статистическим образом на основе гистограмм распределения характеризующего каждый параметр в отдельности. Параметры представляют собой главным образом пористость, проницаемость и начальную нефтенасыщенность. Данные параметры вводятся в модель, и конкретное значение параметра задаётся в точке или в ячейке как случайная величина,

лежащая в диапазоне определённом с помощью гистограммы распределений. Таким образом, помимо типа коллектора для каждой ячейки также определяются фильтрационно-ёмкостные особенности [19].

3.4. Моделирование трещин

С точки зрения масштабов трещин, для определения главного тренда ориентации трещин и возможных видов трещин исходя из вида геомеханического воздействия первым шагом для описания геометрии трещин, должны рассматриваться данные сейсморазведки. Анализ глубинной геологии с помощью сейсмоки поможет выявить трещиноватую структуру, разрывные нарушения и складки. В случае складок зная условия стресса из региональной карты напряжений, например, уже на данном этапе представляется возможным предположить наличие какой-либо системы трещин. Используя региональную карту стрессов с отмеченными структурами можно также локализовать крупные разломы исходя из чего, зная тип механического воздействия, проанализировать возможный тип трещиноватости относящейся к разломам. Также одним из основных путей описания систем трещиноватости является изучение обнажений, которые служат наглядным примером систем трещин в массиве пород. При их использовании как аналогов должны быть определены трещины, на которые не должны ссылаться при описании трещин в реальном коллекторе. Как уже было отмечено в данной работе. Это такие трещины, которые образовались из-за расположения геологического тела ближе к дневной поверхности. Для выделения трещин относящихся к образованным в недрах, можно использовать результаты интерпретации керн, микроимиджеров, месторождений аналогов показывающих систем трещин реальных коллекторов, которые при сравнении с обнажениями могут дать результат.

На следующем этапе количество систем трещин уточняется, и определяются параметры трещин и их систем. Для определения апертур трещин традиционно используются результаты измерения, произведённые по керну. Измерение происходит после соответствующей подготовке образца керн путём

помещение его под микроскоп и осуществление замеров. Недостаток данного метода заключается в том, что количество образцов керна ограничено и при этом, они не могут быть использованы для дальнейшего анализа. Более точным методом определения открытости трещин является компьютерная рентгенография образца [9].

Интенсивность трещин, расположения определяется путём построения векторной и диаграммы. Ориентация трещин оценивается при помощи визуализации результатов в виде розы диаграммы (Рис. 8).

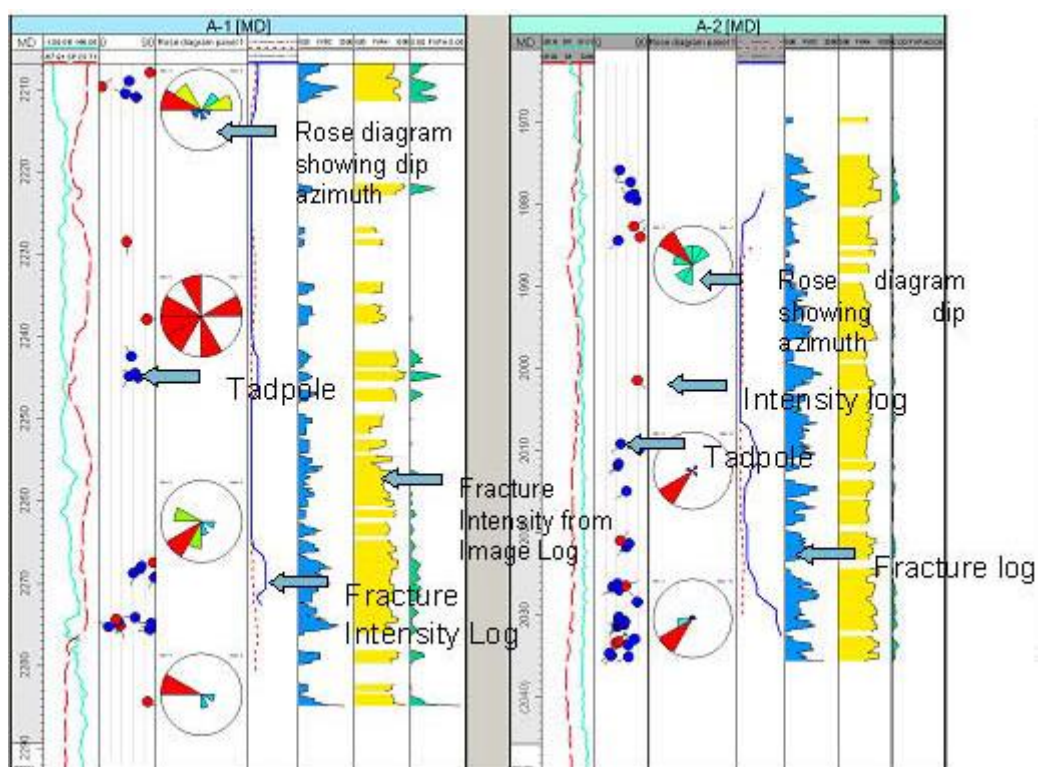


Рисунок 8. Векторная и роза диаграмма. [10].

Используя Стерео Нэт диаграмму анализируются углы и азимуты падения трещин (Рис. 9). Анализируя выше перечисленные данные можно сделать вывод о количестве систем трещин. После выделения и описания трещин и их систем производится статистическое распределение трещин в объёме коллектора. Для этих целей отображаются каротажи интенсивности трещин (Рис. 8) [10].

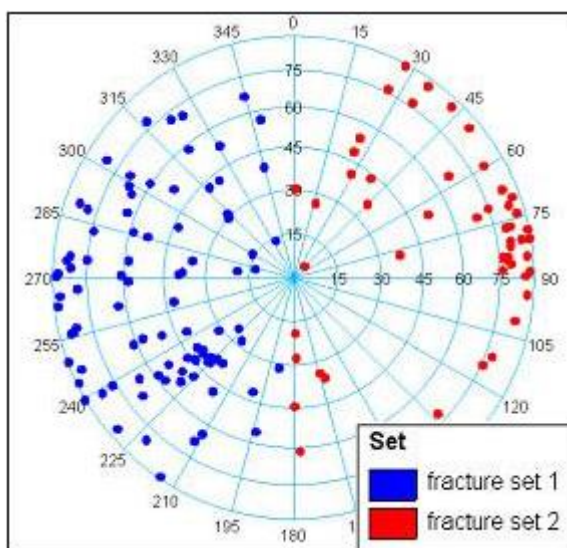


Рисунок 9. Стерео Нэт диаграмма [10].

Чувствительность горной породы к стрессу, это очередной фактор, которому должно уделяться внимание. Это связано с тем, что с добычей нефти происходит уменьшение порового давления флюида в коллекторе, что в свою очередь ведёт к уменьшению таких параметров, как апертура трещин и как следствие проницаемость уменьшается, что влияет на фильтрацию флюида. Таким образом, должен быть проведён анализ чувствительности породы к стрессу, что позволить приблизительно спрогнозировать значение выше упомянутых параметров. Такой анализ проводится в лабораторных условиях. Анализу главным образом подвергается керновый материал. Также в процессе закачки воды в пласт некоторые не активные трещины под воздействием давления закачиваемой жидкости могут быть реактивированы. Данный фактор также может быть косвенно спрогнозирован, зная стрессовые характеристики пород.

Наиболее надёжным методом, по которому можно оценить степень влияния трещины на фильтрацию флюида является испытание пласта. Одной из его главных особенностей является то, что данный анализ охватывает большой объём породы. Зная влияние пустотных сред матрицы и трещин в отдельности на емкостные и фильтрационные свойства резервуара, представляется возможным отнесение коллектора резервуара к тому или иному типу по Нельсону.

Соответственно типу трещиноватого коллектора по Нельсону используются следующие модели пористости в процессе моделирования коллектора:

1. Модель одинарной пористости (ОД)
2. Модель двойной пористости (ДП)
3. Модель двойной проницаемости (ДП/ДП).

Моделью одинарной пористости представляется резервуар или его часть, в которой только один тип пустотного пространства участвует в процессе циркуляции флюида. До того, как использовать данную модель, как было отмечено ранее, должно быть оценено влияние каждого типа пористой среды на поток, а также контраст проницаемостей между матрицей и трещинами. Главными двумя преимуществами данной модели является то, что, во-первых, требуется намного меньшее количество ячеек, чем для остальных моделей и во-вторых расчёт значительно меньше времени. Модель одинарной пористости определённо подходит для четвёртого типа коллектора по Нельсону, где трещины и разлому играют роль барьеров для фильтрующегося флюида.

В случае третьего типа коллектора по Нельсону также может быть использована модель одинарной пористости. Но в этом случае есть вероятность, что добыча нефти до прорыва воды может быть значительно преувеличена т.к. вытеснение нефти в модели одинарной пористости происходит более равномерно, чем в случае модели двойной пористости. В реальности же трещиноватые коллектора эксплуатируемые с помощью заводнения имеют тенденцию к раннему прорыву воды и незначительное вытеснение флюида из матрицы. Одним из решений данной проблемы может служить локальное измельчение ячеек сетки, где трещины представляются более мелкими ячейками с большими значениями проницаемости. Это опять-же приведёт к увеличению времени расчёта модели. Другое решение это модификации кривых относительной фазовой проницаемости по воде и по нефти [8].

Частным случаем модели одинарной пористости, при котором моделируются только трещины, является, так называемая, модель представления

матрицы в виде трещины. Данная модель может быть использована для моделирования около скважного пространства в трещиноватых коллекторах или моделирования притока после проведения гидроразрыва пласта.

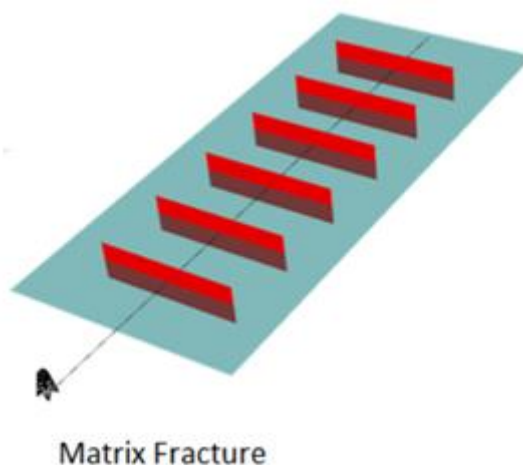


Рисунок 10. Модель одинарной пористости, при которой коллектор представляется трещинами (Thomas Doe, Chunmei Shi et al 2014)

В модели двойной пористости трещинная пористость и матричная пористость задаются в отдельности. Для каждой из этих видов пористости задаются в индивидуальном порядке фильтрационно-ёмкостные свойства. Модель характеризуется высоким значением пористости матрицы относительно трещин, тогда как фильтрация флюида обеспечивается только трещинами. Градиент давления здесь задаётся для матрицы и трещин также в отдельности. Углеводороды не фильтруются из матрицы в скважину напрямую. Сначала происходит переток из матрицы в трещину, а затем по трещинам углеводороды фильтруются в ствол скважины. Это обуславливает необходимость расчёта и оценки перетоков между матрицей и трещинами. Как заключение модель двойной пористости предполагает моделирование двух типов пористой среды в виде блоков матрицы и сети трещин (Рис. 11). Главное преимущество модели двойной пористости это то, что она более репрезентативна по отношению к сложным трещиноватым карбонатным коллекторам, где два или более вида пустотных сред участвует в фильтрации флюида в коллекторе. Недостатком можно считать то, что расчёт модели из-за более сложного подхода требует большего времени.

Существует также модель двойной пористости (Рис. 12). Данную модель можно назвать также частным случаем модели двойной пористости. Главной её особенностью является то, что фильтрация флюида здесь может происходить как из матрицы в трещины и в затем в скважину, так и напрямую из матрицы в ствол скважины.

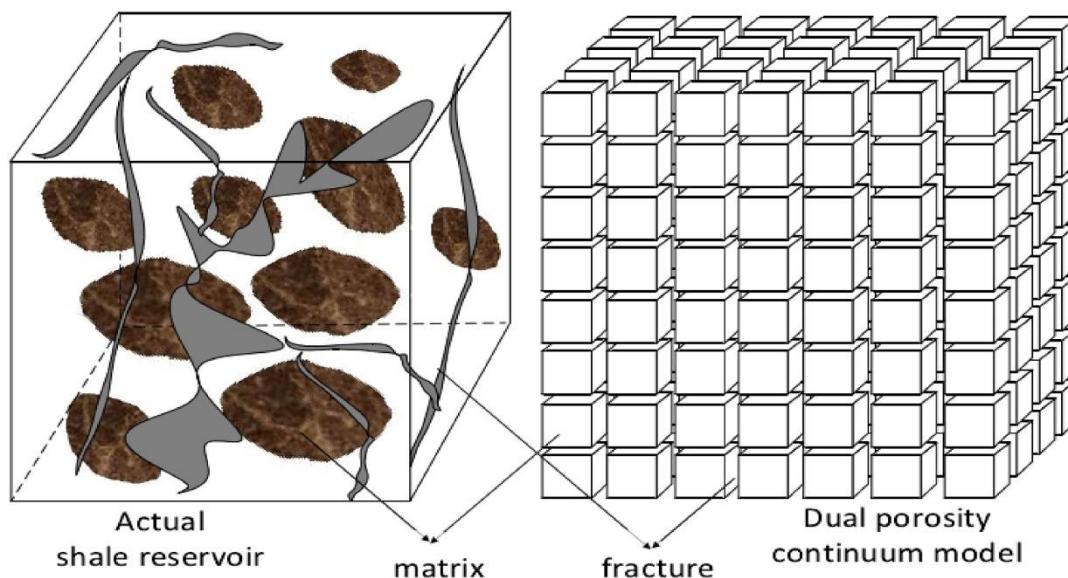


Рисунок 11. Модель двойной пористости. Непрерывная сеть трещин [15]

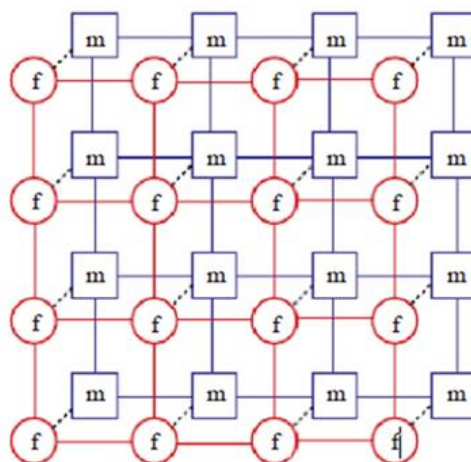


Рисунок 12. Схема модели двойной пористости в трещиноватом коллекторе [18].

Существует два основных подхода представления трещин в модели:

1. Непрерывная сеть трещин (CFN)
2. Дискретная сеть трещин (DFN)

Подход с использованием непрерывной сети трещин относится к модели двойной пористости и характеризуется присутствием матричной и трещинной сред, каждая из которых характеризуется своим уравнением баланса масс [13]. Подход чаще всего применяется, когда наблюдается недостаток информации для описания трещиноватой среды, что характерно, например, для стадии разведки. Система трещин здесь представляется как непрерывная продолжительная среда, когда индивидуальные параметры трещин не учитываются. Влияние трещин на фильтрацию флюида симулируется путём осреднения эффекта трещин по всей непрерывной среде. Один из недостатков данного подхода является, то что индивидуальные геометрические и фильтрационно-ёмкостные свойства трещин здесь не учитываются, и в модели дренируется часть резервуара большая, чем в реальности. Данные минусы подхода не позволяют также учесть неопределённости, связанные с геометрией и ориентацией трещин. Как следствие перетоки из матрицы в трещины могут быть оценены не точно. Другое проблемой связанной с моделированием непрерывной сети трещин обуславливается тем, что резервуар с изолированными друг от друга трещинами будет смоделирован весьма не представительно.

Таким образом, при применение CFN подхода для моделирования карбонатных трещиноватых коллекторов геолог сталкивается со следующими недостатками метода:

1. Не применим для моделирования коллектора с изолированными друг от друга трещинами
2. Не применим для моделирования маленького количества крупных трещин
3. Не учитывает индивидуальные параметры трещин

Подход с построением дискретной сети трещин представляет собой более сложный метод моделирования трещин, в котором есть возможность воспроизведения нескольких систем трещин. Данный метод представления трещин позволяет смоделировать трещины наиболее близко к реальности.

Трещины в данном случае представляются согласно их геометрии и путям фильтрации флюида обеспечиваемыми ими. С помощью подхода можно представить трещины как связанные, так и изолированные. Связанность трещин зависит от таких параметров как интенсивность расположения трещин и их геометрия (Рис 13).

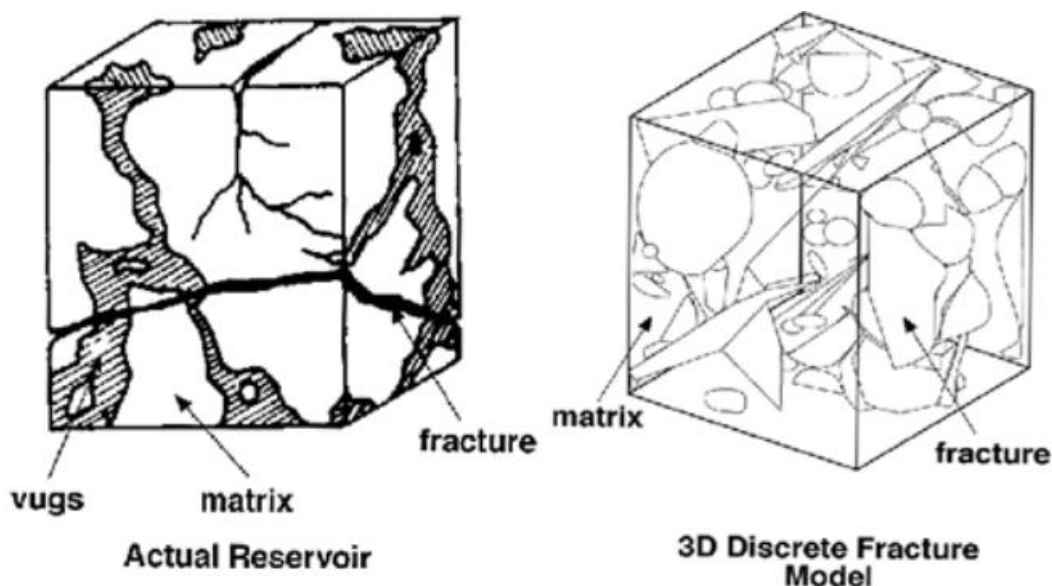


Рисунок 13. Дискретная сеть трещин [13]

После определения параметров трещин и степени их связанности трещины случайно распределяются по модели, и генерируется дискретная сеть трещин. Для достижения статистически более надёжного результата производится определённое количество реализаций. Количество реализаций также остаётся частным вопросом. В итоге подход с генерацией дискретной сети трещин обеспечивает более реалистичное представление трещиноватой среды т.к. в какой-то мере учитывает индивидуальные особенности трещин, такими как ориентация и геометрия, которыми и контролируется фильтрация флюида.

В реальном коллекторе могут присутствовать разные системы трещин с разными длинами трещин и ориентацией. Данный факт обуславливает возможную высокую неоднородность резервуара с точки зрения транспортировки углеводородов. Иногда стоит необходимость в моделировании тысяч трещин. При этом каждый сегмент системы трещин может характеризоваться индивидуальной разностью давлений, что зависит от длины трещины. Это

обуславливает разный уровень притока с каждой трещин или системы трещин [12]. Таким образом, это способствует к увеличению времени расчёт модели, что является одной из главных недостатков данного подхода. Как уже было отмечено при моделировании трещин существуют неопределённости, основные из которых перечислены в следующем списке:

1. Геометрия трещин,
2. Апертура
3. Ориентация
4. Плотность распределения в пространстве.

Перечисленные параметры оказывают значительное влияние на фильтрационные свойства коллектора и неопределённости, связанные с ними должны быть учтены при моделировании. Влияние данных параметров может быть прояснено иллюстративно. На рисунке 14 изображены два случая фильтрации флюида, первый с ориентацией трещин параллельно потоку и второй с трещиной направленной перпендикулярно течению жидкости.

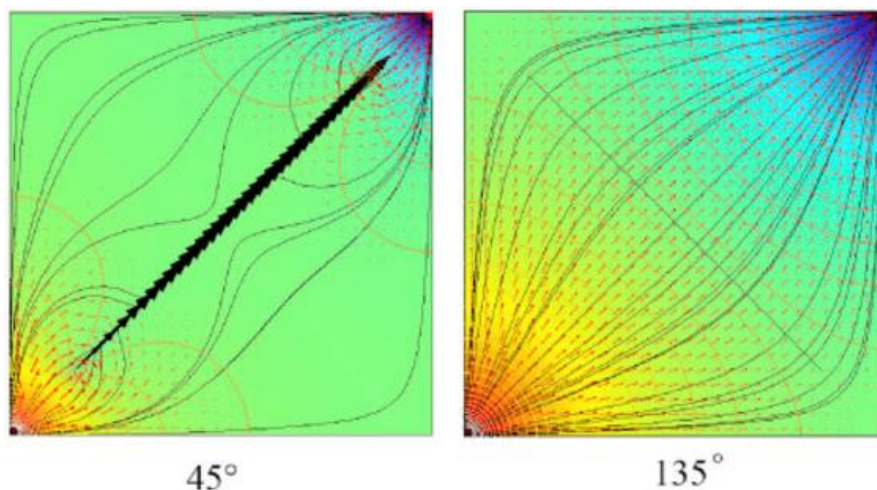


Рисунок 14. влияние ориентации трещины на фильтрацию жидкости [15].

Как становится ясно из рисунка 13, ориентация трещины значительно меняет распределения давления в регионе. В случае, когда трещина направлена параллельно потоку (45 градусов на рисунке 14) скорость фильтрации выше и основной поток осуществляется по трещине, тогда как при перпендикулярной

ориентации трещины давление равномерно распределено по региону и трещина уменьшает проницаемость.

На рисунке 15 можно наглядно посмотреть влияние длины трещины на фильтрационные свойства коллектора.

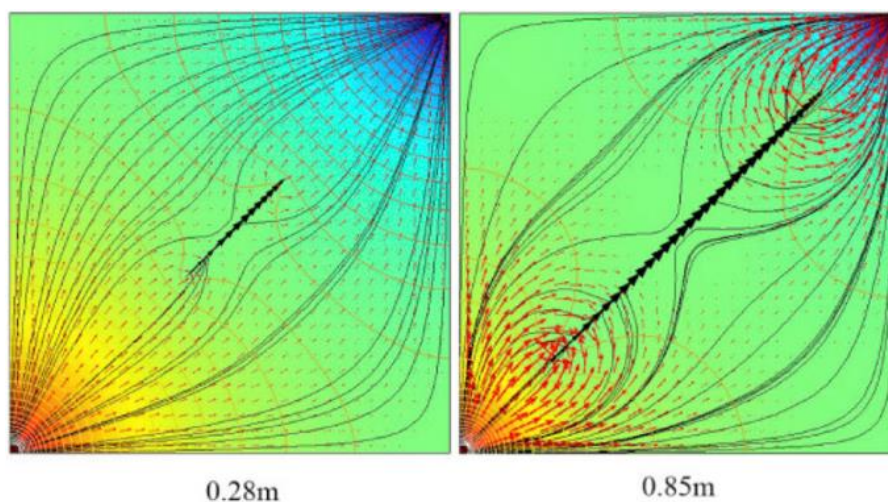


Рисунок 15. влияние длины трещины на степень фильтрации флюида [15].

Из рисунка понятно, что при длине трещины равной 0.28 метров давление по региону затрагивается весьма не значительно, что говорит о том, что вклад трещины в транспортировку флюида от нагнетательной к добывающей скважине не значителен. Во втором случае, когда трещина составляет в длину 0.85 метров, видно, что давление по региону значительно перераспределилось из-за его падения рядом с концом трещины со стороны нагнетательной скважины. Что приводит к неравномерному распределению потока, который по большей части происходит по трещине. Это подтверждается не равномерным распределением линий потока (тёмные изолинии на рисунке 15).

На рисунке 16 наглядно показано влияние апертуры трещины на фильтрационные свойства коллектора. В случае открытости трещины на 1мм наблюдается значительный вклад данной трещины в транспортировку жидкости. Мы видим, что большая часть изолиний потока (тёмные линии на рисунке 16) сконцентрирована в непосредственной близости трещины, что связан с тем, что весь поток осуществляется по данной трещине. Во втором случае, когда апертура трещины составляет 0.05 мм, наблюдается более равномерное распределение

давление по региону и как следствие равномерное распределение изолиний потока флюида по региону. Это главным образом связано с тем, что в связи низким значением открытости трещины она не производит достаточно значительной транспортировки жидкости для того, чтобы как-то изменить картину потока.

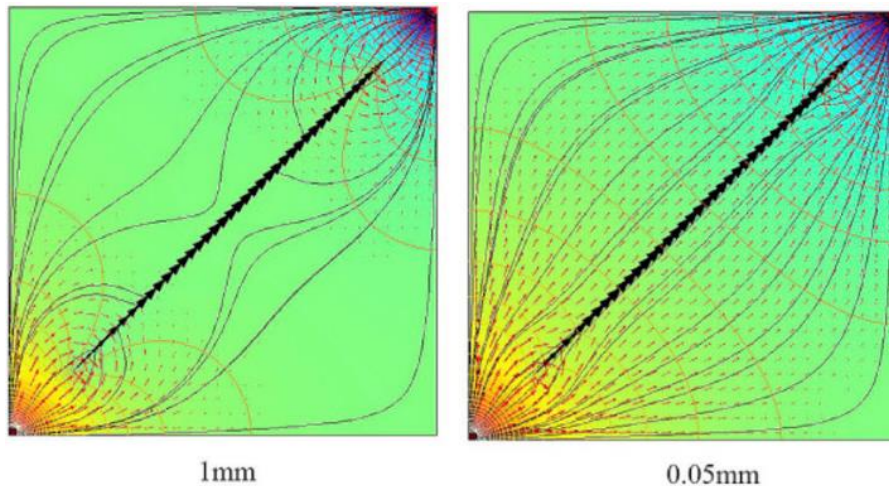


Рисунок 16. Влияние апертуры трещины на фильтрационные свойства коллектора [15]

Нужно отметить, для внедрения влияния дискретной сети трещин на проницаемость и пористость в модели необходимо после генерации данной дискретной сети произвести апскейлинг трещин в ячейки сетки. После процесса апскейлинга на выходе получаются кубы трещинной пористости, проницаемости в трёх направлениях, а также куб характеризующий переток флюида из матрицы в трещины – куб сигма-фактора. Для осуществления данного действия используется метод Ода, который имеется в функционале программы Petrel Software.

4. Матрица методов моделирования трещиноватых карбонатных коллекторов в зависимости от сложности порового пространства коллектора

По итогу проделанной выше работы была составлена методология моделирования карбонатных трещиноватых коллекторов в зависимости от сложности порового пространства и имеющихся данных для описания трещиноватого резервуара. Таким образом, процесс начинается с региональной характеристики стресса района исследуемого месторождения. Состояние стресса исследуемого региона поможет предположить примерную ориентировку трещин. Анализируются данные сейсморазведки, применяются различные сейсмические атрибуты наиболее часто используемый для описания трещин, из которых является атрибут Ант Трекинг. Используя сейсмические данные, делаются выводы о диапазоне длин явных трещин, а также обосновывается трещиноватость в межскважинном пространстве. Также производится обзор месторождений аналогов и исследуется обнажения, если такие есть в наличии. Данный обзор позволит наметить возможные системы трещин, которые могут присутствовать. Проанализировав всю информацию из выше описанных источников можно обдумать концептуальную модель трещиноватого коллектора.

Следующим этапом анализируется информация, идущая из скважин. Это в первую очередь керновый материал, комплекс методов геофизического исследования скважин, пластовые микроимиджеры, Данные источники позволяют определить литологию коллектора, выявить доломитизированные интервалы, параметры трещин такие как, длина, высота, апертура, интенсивность и плотность их расположения. А также с помощью данных испытания пласта определить влияние матрицы и трещин на фильтрацию флюида, что в свой очередь позволит определить тип коллектора по классификации Нельсона.

Исходя из полученной, из выше описанных источников, информации обдумываются подходы к моделированию, что в первую очередь сводится к выбору модели пустотного пространства. В случае только одного типа пористой среды играющей роль в фильтрационно-ёмкостных свойствах флюида

принимается модель одинарной пористости. Если же помимо матрицы в содержании и транспортировке флюида учувствуют каналы и трещины используется модель двойной пористости, при которой флюид из матрицы течёт в трещины и затем в скважину. В случае, когда флюид может течь в скважину, как из трещин, так и напрямую из матрицы принимается модель двойной проницаемости. Зная индивидуальные характеристики трещин, плотность их расположения делается решение относительно выбора подхода к моделированию трещин (непрерывная сеть трещин, дискретная сеть трещин). Дискретная сеть трещин воспроизводит влияние трещин в коллекторе более представительно и реалистичней.

Исходя из проделанной работы, была составлена схема моделирования карбонатных трещиноватых коллекторов в зависимости от сложности пустотного пространства коллектора (Рис 17).

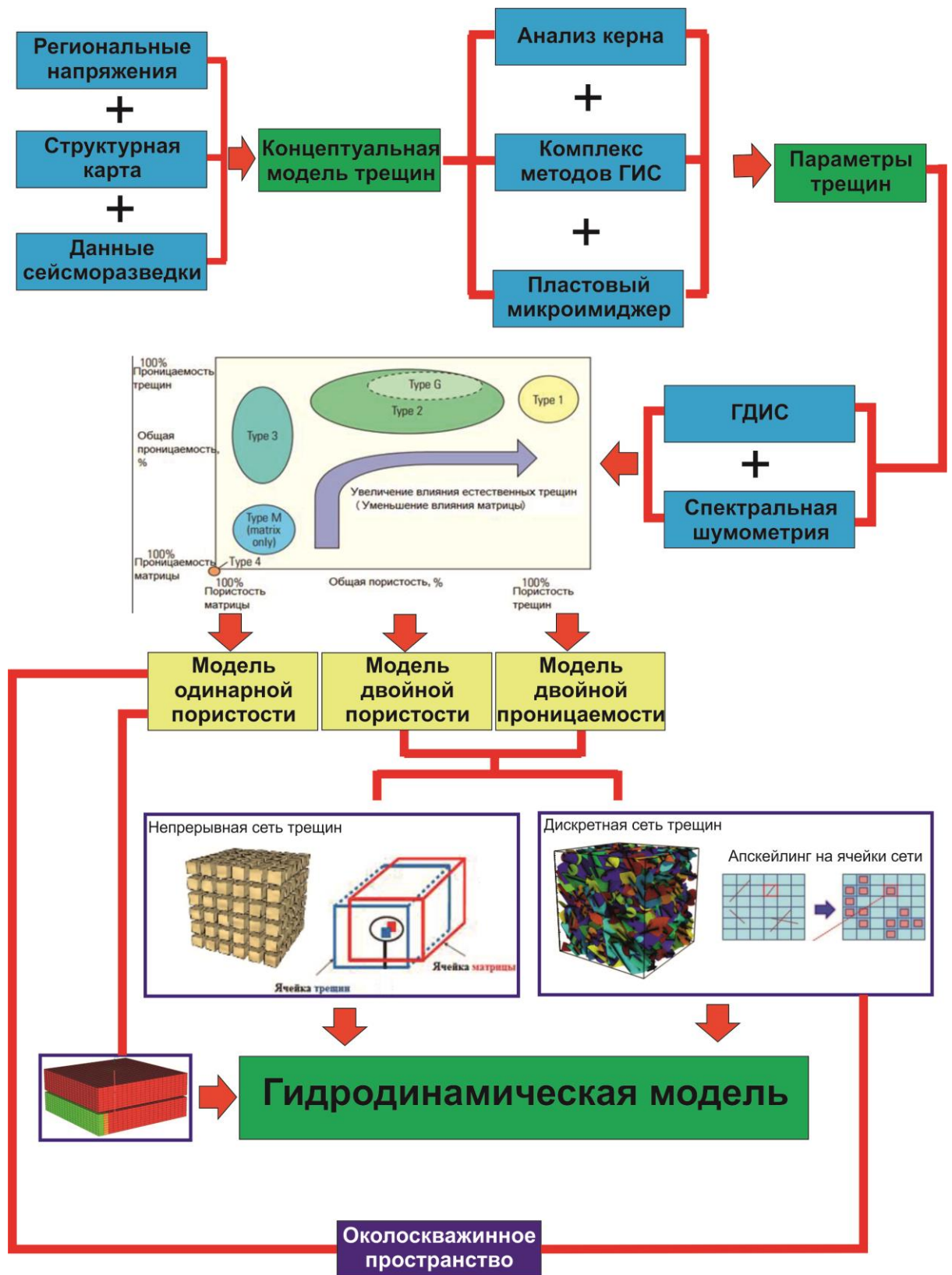


Рисунок 17. Матрица применимости методов моделирования карбонатных трещиноватых коллекторов в зависимости от сложности порового пространства.

5. Применение результатов исследования на примере месторождения У

Для проверки составленной методики моделирования трещиноватых карбонатных коллекторов в текущей работе было принято Месторождение У расположенное в Томской области. Моделируется, ограниченный разрывными нарушениями, блок пласта М, сложенного карбонатными отложениями Девонской системы.

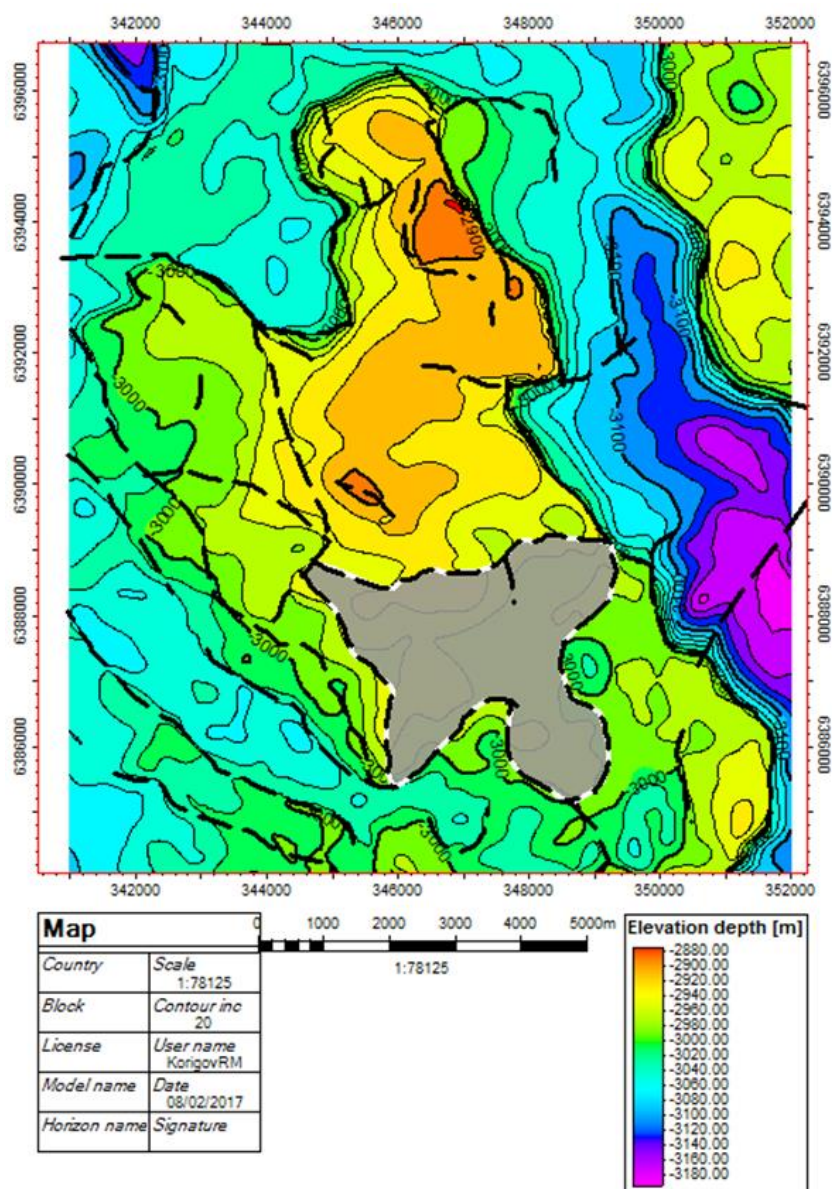


Рисунок 18. Структурная карта по кровли пласта М месторождения У.

Серым цветом закрашен целевой блок текущей работы

5.1. Общие сведения о месторождении

Объект исследования – нефтегазоконденсатное месторождение У в административном отношении расположена в Парабельском районе Томской Области

У нефтегазоконденсатное месторождение в административном отношении находится на территории Парабельского района Томской области. В 60 км восточнее месторождения расположен ближайший населённый пункт – посёлок Пудино, в котором присутствует больница, почта, радиорелейная связь и телеграф. Город нефтяников Кедровый с населением 3000 человек, в районе которого имеется аэропорт, располагается в 60 км к востоку от объекта исследований.

В период навигации Посёлок Пудино в транспортном отношении имеет сообщения с областным центром осуществляемое посредством водного транспорта по рекам Обь, Парабель, Чузик. Зимой передвижение между Пудино и районом Месторождения осуществляется автомобильным транспортом по зимникам и вездеходно-тракторным дорогам

Район характеризуется слабой экономической освоённостью. Основное занятие местного населения это животноводство, промысловая охота, лесозаготовки. В последнее десятилетия значительная часть населения привлечена на работы в нефтепромыслах.

К югу от месторождения в 1,5 км от работающей установки подготовки нефти находится нефтепровод, связанной с главным магистральным трубопроводом Александровское – Томск – Анжеро-Судженск.

Район характеризуется резко континентальным климатом с длительной зимой при температурах опускающихся до -55 градусов по Цельсию и непродолжительным летом с максимальной температурой +35 градусов по Цельсию. Среднегодовая температура составляет -1.2 градуса по Цельсию.

Речная сеть представлена рекой Посмандар и её основным притоком рекой Чебачья, а также мелкими ручьями. Местность района расположения месторождения характеризуется значительной заболоченностью.

Таким образом, месторождение характеризуется удалённостью, труднодоступностью и слабой экономической освоенностью.

5.2. Геологическая характеристика месторождения

Литолого-стратиграфическая характеристика целевого пласта М+М1

Разрез месторождения У характеризуется участием в строении разреза доплатформенных палеозойских образований и мезозойско-кайнозойских осадочных отложений относящихся к платформенному чехлу. Продуктивными отложениями месторождения главным образом являются осадочные породы девонской системы, а также коры выветривания и отложения нижнего и среднего отделов юрской системы. Целевой пласт М относится к Девонским отложениям и коре выветривания, которые и будут описаны в данном разделе.

Палеозойская группа – Pz

Палеозойская группа представлена отложениями среднего и верхнего Девона. Данные отложения накапливались в зоне, где происходило сочленение склона шельфа и мелководной равнины. Осадок сложен карбонатными породами Герасимовской и Лугинецкой свит, между которыми наблюдается слой глин, которые места достигает толщины в 100м.

Герасимовская свита (D_{2gr1-2}) – представлена карбонатными фациями мелководья эпиконтинентального шельфа, характеризующегося, происшедшим значительным привнесением глинистого материала. Свита состоит из кремовых и серых известняков, доломитов, массивных и слоистых, сгустковато-комковатых. Также присутствуют обломки караллов и раковин двустворок.

Лугинецкая свита (D_{3lg}) имеет широкое распространение по площади. Отложения данной свиты согласно перекрывают известняки Герасимовской свиты. Накопление осадка происходило преимущественно на склоне шельфа. Породы свиты представлены разнообразными карбонатными отложениями, такими как пелитоморфные известняки, мелкозернистые кристаллизованные доломиты, местами тонкозернистые известняки чередуются с тоно-

микрозернистыми известняками. Также встречаются оолитовые известняки. В одной из скважин вскрыто 207 метров отложений Лугинецкой свиты.

Кора выветривания

Девонские карбонатные отложения характеризуются тем, что местами на них, с угловым несогласием, залегают породы коры выветривания, содержащие бокситы. Мощность данных отложений достигает 38 м.

Нужно отметить, что продуктивный пласт М, являющийся целевым в данной работе включает себя отложения данной коры выветривания и Лугинецкой свиты.

5.2.1. Тектоника

Месторождение У локализовано на юге Западно-Сибирской плиты. Разрез характеризуется двумя структурными этажами, представленными первый доюрскими образованиями и второй мезозойско-кайнозойским чехлом. Месторождение находится в центре Нюрольского погружного блока принадлежащему Межевскому срединному массиву. Погружной блок покрывают среднепалеозойские толщи карбонатов, терригенно-карбонатных и терригенных отложений, характеризующиеся значительной мощностью. Наблюдается моноклиналиное погружение палеозойских пород месторождения У направлении запада по углом падения варьирующим в пределах 5-25 градусов.

По отложениям верхнего структурного этажа данное месторождение отнесено к Чузикско-Чижапской мезоседловине, которая является промежуточной структурой второго порядка. Площадь данной структуры составляет около 2380 квадратных километров. Мезодендловину также осложняют локальные поднятия, присутствующие в значительных количествах.

Для структур осадочного комплекса присущ унаследованный характер, что подтверждается отображёнными ими структурными элементами фундамента, которые постепенно выполаживаются вверх по разрезу. Данный факт говорит о том, что в мезозое и кайнозое происходила активизация тектонических движений.

Нужно отметить также, что все структурные элементы, которые лежат ниже Мезозойских пластов являются преимущественно унаследованными и имеют пликативную природу.

5.3. Исходные данные

А) Геологическая модель с кубами матричной пористости, матричной проницаемости, нефтенасыщенности, а также песчанности, построенная с помощью программы Petrel Software включающая в себе:

1. Скважины, пробуренные в целевом блоке
2. Структурная карта по кровле целевого пласта М и кровли коры выветривания
3. Контур водо-нефтяного контакта

Б) Тектоническая и структурная карта, на которой отмечено главное направление стресса в районе месторождения, что позволит предположить ориентацию главных разломов и трещин.

В) Данные сейсморазведки (карта атрибута Ант-Тракинг), по которому выделяются:

1. Явные трещины
2. Их ориентация
3. Возможная минимальная длина явных трещин
4. Интенсивность трещин в межскважинном пространстве

Г) Комплекс методов геофизического исследования скважин:

1. Многозондовый индукционный каротаж АИТ
2. Микробоковой каротаж МБК
3. Ядерно-магнитный каротаж в сильном поле,
4. Прибор комплексного каротажа (РЕХ) с регистрацией следующих кривых: ГК, ННК, ГГКп, ГГКс, ПС, ДС,

5. Прибор акустического каротажа DSI в режиме регистрации кривых интервального времени продольной, поперечной и Стоунли волн.

Д) Проинтерпретированные данные замеров пластового электрического микроимджера (FMI), которым даны:

1. Углы падения трещин
2. Азимуты падения трещин
3. Простираие трещин
4. Ориентация трещин
5. Диапазон апертур
6. Трещинная пористость

5.4. Анализ тектонической карты и данных сейсморазведки

На рисунке 19 изображены основные структурные элементы района месторождения. Под цифрой 1 показан контур месторождения У. Из рисунка понятно, что структуры района месторождения имеют тенденцию быть удлинёнными с простираием оси примерно по азимуту 340-160 градусов. Таким образом, становится логичным направление стресса, показанное голубой стрелкой, которое приложено в ЮВ-СЗ направление. Отсюда можно предположить возможное простираие главных трещин, которые как результат, должны быть направлены примерно параллельно главному стрессу, а также возможна система трещин перпендикулярно направленная по отношению к главному стрессу.

На тектонической карте Томской области, показанной на рисунке 20 отчётливо виднеются основные разломы и их ориентация. Согласно данной карте в районе можно выделить две основные системы разломов:

1. Разлому ориентированные примерно в СВ-СЗ направлении
2. Разломы ориентированные примерно в СЗ-СВ направлении

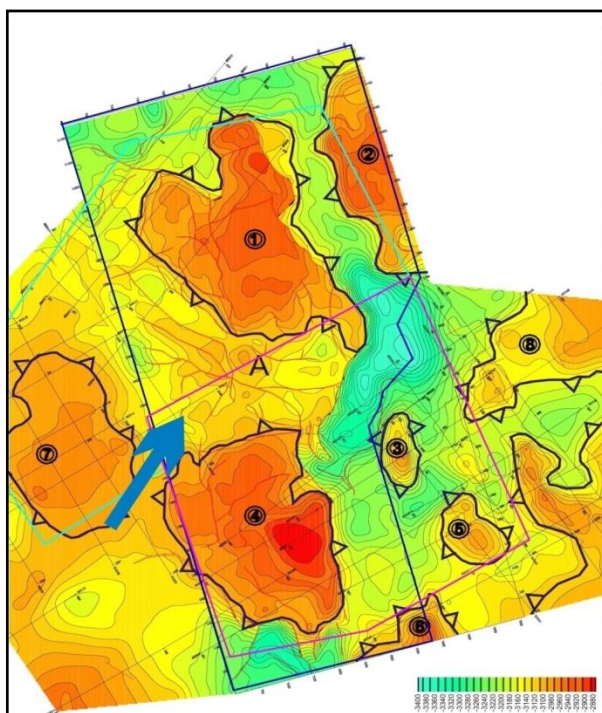


Рисунок 19. Список структур первого порядка: А-чужик-Чужапская мезодендроваина, Структуры 3, 4 порядка: 1- Структура месторождения У, голубая стрелка показывает основное направление стресса. (Halliburton International Inc, 2007)

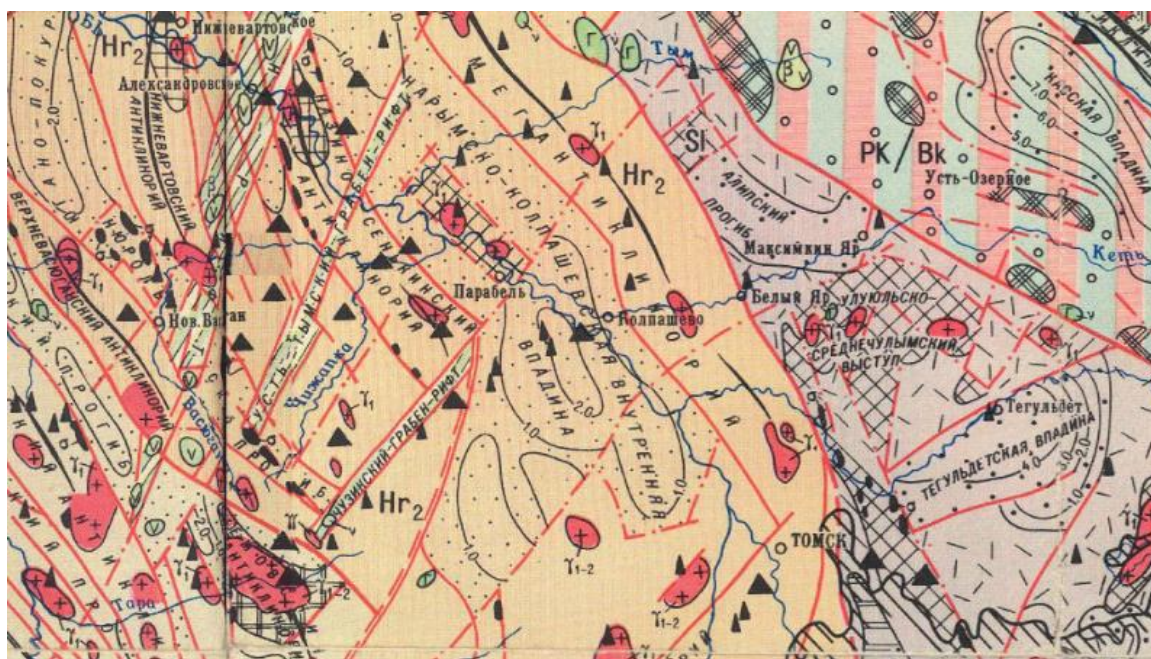


Рисунок 20. Вырезка из тектонической карты фундамента Западной Сибири Томской Области (В. С. Сурков, 1974)

Как можно судить, данные не противоречат суждениям, идущим исходя из направления главных стрессов.

По данным сейсморазведки была построена карта атрибута Ант-Тракинг (Рис 21). На данной карте отчётливо выделяется серия основных разломов, ряд которых ограничивает целевой блок текущей работы. Также по атрибуту можно выделить второстепенные разломы и трещины, которые наблюдаются между крупных разломов. Данные трещины также делятся на две системы трещин, первая из которых характеризуется трещинами со средним азимутом примерно равным 310 градусов и трещины из второй системы направлены приблизительно на 74 градуса. Также, исходя из масштаба карты, был сделан вывод о том, что минимальная длина явной трещины, выделяемая по сейсмическим атрибутам равна 500 м. Максимальная длина трещин, в целевом блоке, равняется 1500-2000 м. Карта атрибута Ант-Тракинг также подтверждает выводы, сделанные исходя из направления главного стресса и по тектонической карте.

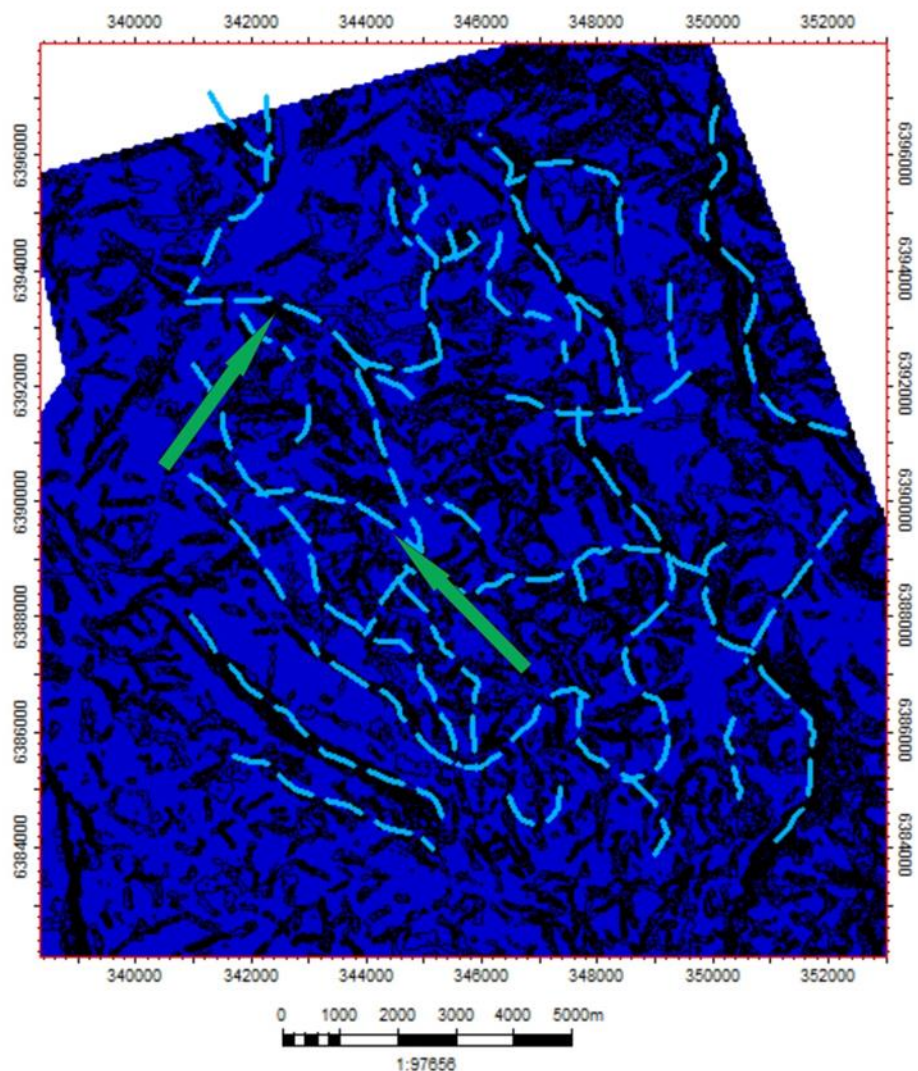


Рисунок 21. Карта сейсмического атрибута Ант-Тракинг

5.5. Анализ результатов интерпретации данных геофизического исследования скважин

С помощью комплекса методов геофизического исследования скважин была проведена оценка пористости и проницаемости в интервале 3148-3210 м. результаты интерпретации данных каротажей показали, что пласт М состоит из трещиноватых известняков. Для уточнения литологии были построены графики зависимостей фото-электрического фактора от плотности и нейтронной пористости от плотности (Рис 23, 22)

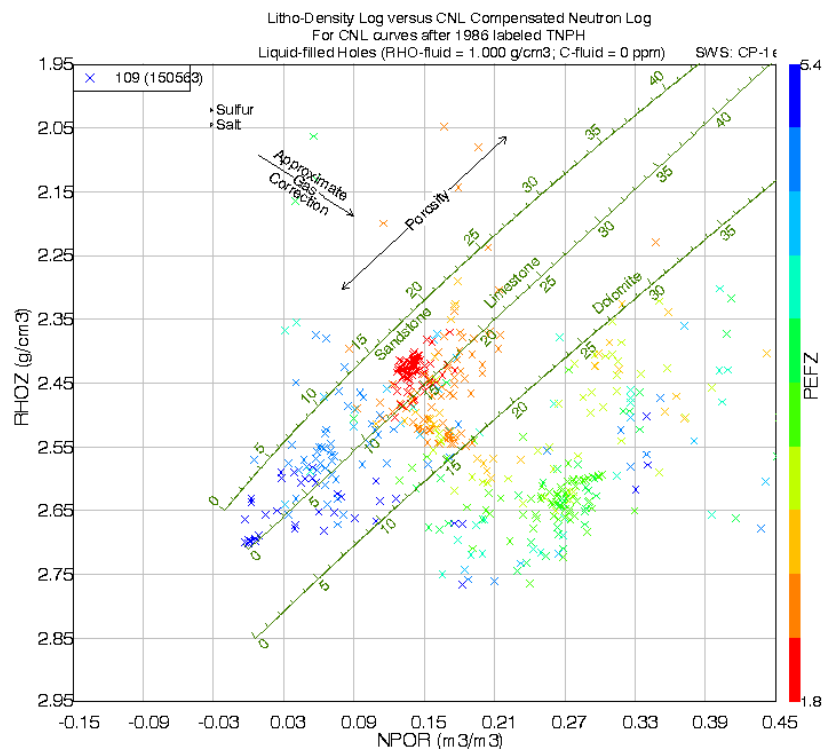


Рисунок 22. График зависимости нейтронной пористости (Ось X) от плотности (Ось Y)

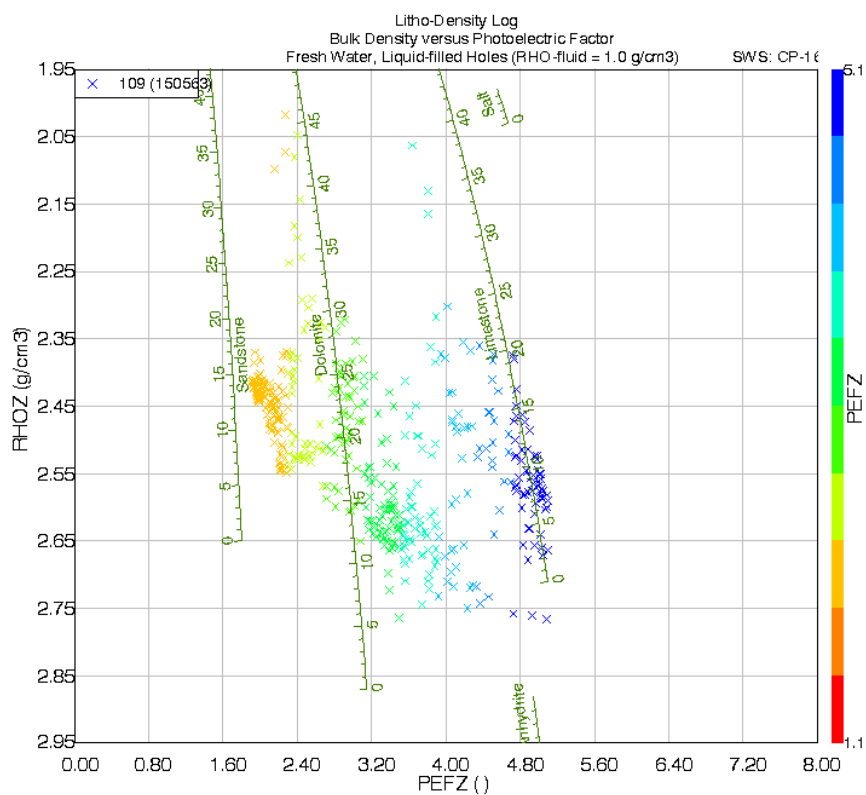


Рисунок 23. График зависимости фото-электрического (ось X) фактора от плотности (Ось Y)

Итогом интерпретации данных ГИС являются следующие результаты.

1. Коллектор пласта М сложен трещиноватыми известняками
2. Средняя пористость коллектора составляет 10 %
3. Среднее значение нефтенасыщенности коллектора составляет 60 %

5.6. Анализ результатов интерпретации данных электрического микроимджера

Для данной работы, как уже было отмечено выше, были предоставлены проинтерпретированные данные замеров электрического микроимджера (FMI). По результатам данной интерпретации были выделены трещины, которые в большинстве оценены как открытые т.к. в результате проникновения раствора, наблюдается пониженное сопротивление по ним (Рис. 24). Наличие закрытых трещин также допускается. Большинство трещин сформированы под углом к напластованию и некоторые из них вдоль напластования. В целом углы падения трещин выше углов падения пластов. Значение углов падения трещин варьируют от 56 до 80 градусов. Азимут простирания трещин в среднем варьирует в пределах от 10-40 градусов до 190 – 220 градусов.

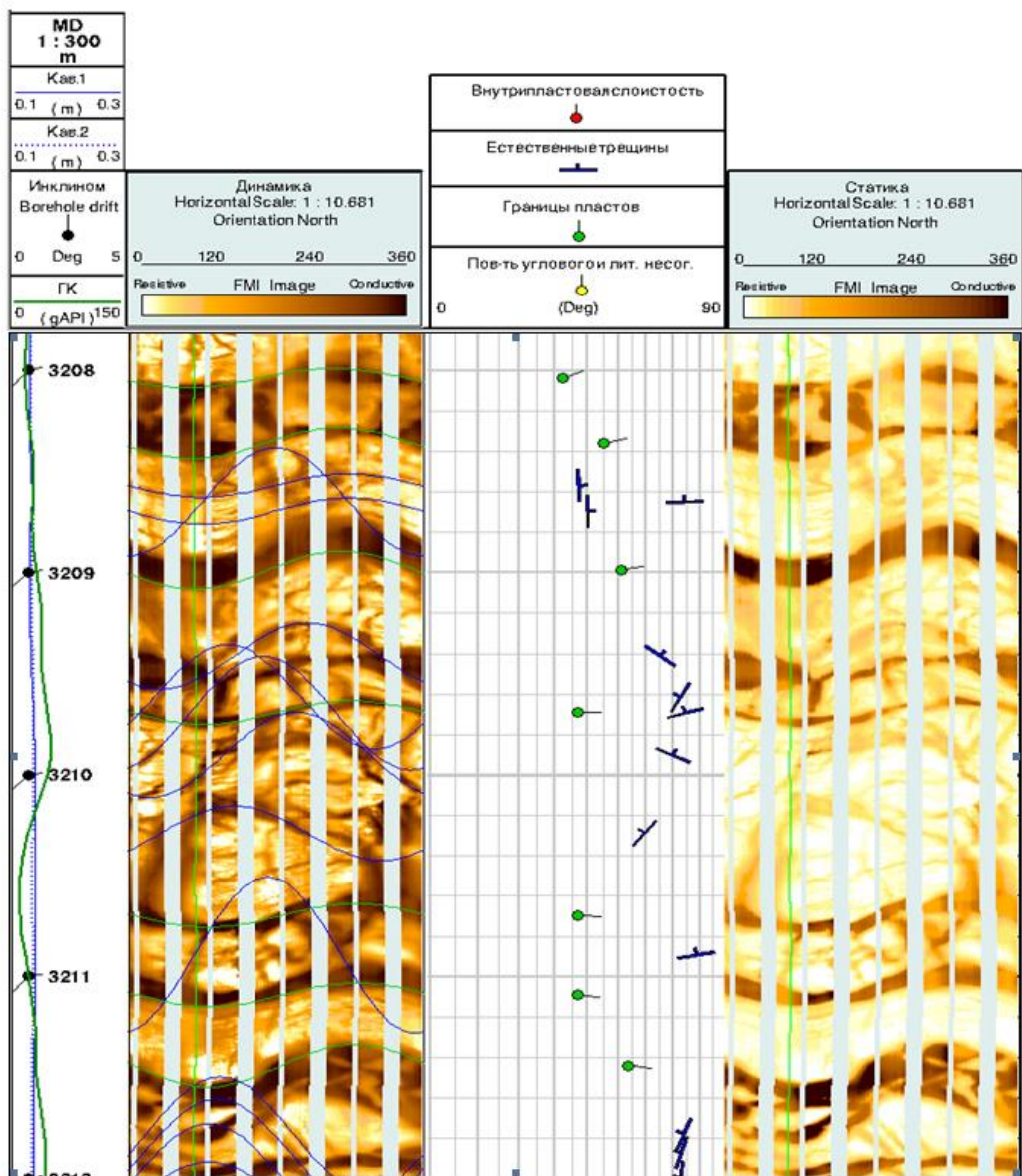


Рисунок 24. Естественные трещины на имидже FMI

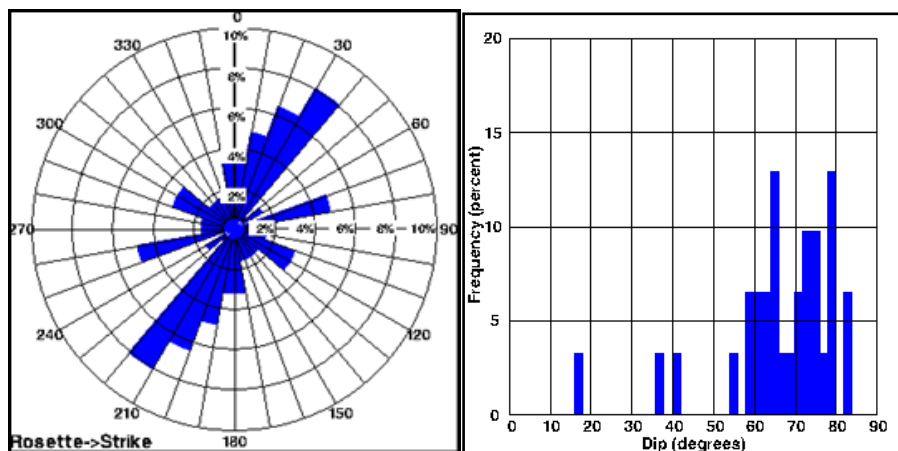


Рисунок 25. Распределение азимутов простирания в интервале исследования (Справа) и . Гистограмма распределения величин углов в интервале исследования (Слева)

В таблице 1 показаны азимуты простирания трещин, а также углы их падения, выделенные по данным электрического микроимиджера. Была построена гистограмма распределения азимутов простирания трещин (Рис. 26). Данная гистограмма показала бимодальное распределение, что соответствует выводам, сделанным ранее о существовании двух систем трещин. Две моды первая равна 70 градусов, а вторая 307 градусов. Данным системам соответствуют средние углы падения 60 градусов и 74 градуса соответственно.

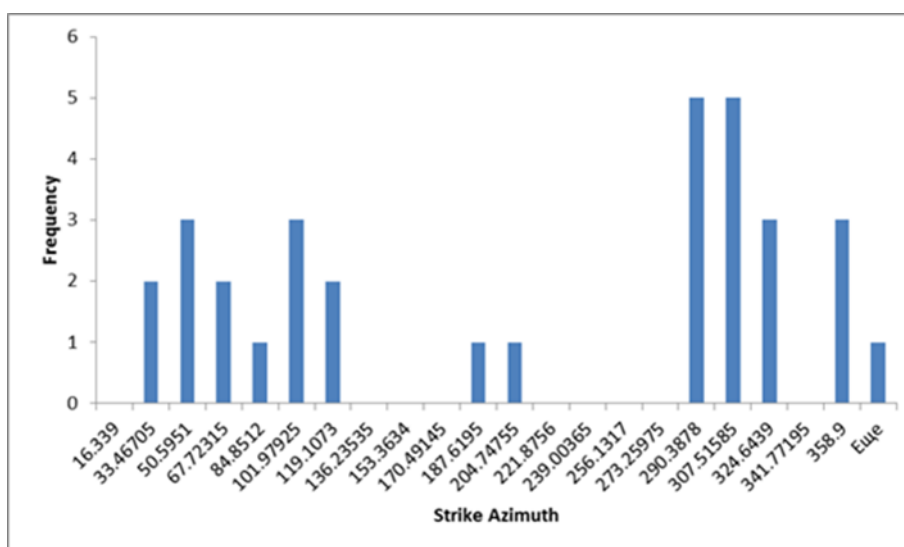


Рисунок 26. Гистограмма распределения значений азимутов падения трещин

Средняя апертура трещины по данным интерпретации FMI равняется 0,1 мм с максимальным значением, достигающим 0,4 мм. Трещинная пористость также согласно данным электрического микроимиджера не должна превышать 0,4%.

Процедура моделирования осуществляется с помощью программного пакет Petrel. Параметры определённые выше были использованы в качестве входных данных для построения модели. К сожалению данные испытания пласта не были доступны для данной работы, что говорит о том, что тип коллектора будет определён менее точно. Исходя из того, что трещины открыты и являются довольно протяжёнными, был сделан вывод о том, что они играют значительную роль в фильтрации флюида, и однозначна, используется модель двойной

пористости. Параметры трещин также хорошо известны, исходя из чего, есть возможность замоделировать их в виде дискретной сети трещин.

Таблица 1. Азимуты падения и углы падения трещин по данным FMI

Depth	Strike Azimuth	Dip Angle
3217.41	288.00	59.80
3217.17	73.72	77.64
3215.55	202.79	68.91
3212.57	309.77	71.35
3212.11	276.89	66.96
3212.00	276.81	73.10
3211.87	287.38	73.24
3211.78	290.89	74.25
3210.90	349.50	78.89
3210.29	308.69	59.54
3209.90	24.57	70.06
3209.70	343.69	74.70
3209.62	300.28	72.89
3209.41	37.48	65.37
3208.70	88.42	40.08
3208.65	358.90	74.45
3208.57	87.20	37.34
3207.45	58.67	17.78
3205.77	113.33	65.22
3205.18	286.08	83.46
3204.97	35.09	61.76
3204.91	112.40	82.77
3204.67	46.73	61.78
3204.64	306.14	79.36
3204.41	306.14	78.81
3204.10	299.10	79.47
3203.09	343.22	62.84
3202.86	67.62	62.74
3202.33	185.06	54.82
3202.13	16.34	65.75
3200.60	320.04	64.67
3199.79	91.65	31.84

5.7. Геологическое моделирование

Для распределения трещин в пространстве и их ориентации был задан поверхностных тренд, представленный картой сейсмического атрибута Ант-Трекинг. Плотность распределения трещин, апертура и пористость, которые были определены по результатам интерпретации данных электрического микроимджера, полученными из скважины 109 были апскейлины на ячейку сети и распространены по блоку в целях получения кубов этих параметров. Данные

кубы также в дальнейшем были использованы как тренды для распространения трещин по кубу. Например, куб плотности распределения использовался в качестве тренда для задания плотности распределения трещин в пространстве. Также в программном продукте Petrel в окне моделирования сети трещин к имеющимся трендам были заданы средние значения параметров – апертура, максимальная длина, форма, а также максимальная длина неявной трещины, которая равна минимальной длине явной трещины, определённой ранее по данным сейсморазведки (карта атрибута Ант-Трекинг) и принятой равной 500 м тогда как максимальная длина трещины равна 1000 м.

Таким образом, задав параметры – длину, апертуру плотность распределения, угол падения и азимут падения, а также все возможные поверхностные тренды, тренды в виде куба какого-либо параметра была стохастически сгенерирована дискретная сеть трещин (Рис. 26).

Нужно также отметить, что были построены варианты дискретной сети трещин, где максимальная длина трещины равнялась 700 и 1300 м. Был сделан вывод что длина трещин, которая было заключено, что варьирует в пределах от 700 до 1300 метров исходя из анализа карты атрибута Ант-Тракинг, не оказывает значительное влияние на пористость и проницаемость в данном диапазоне.

Однако значительное влияние оказывает среднее значение апертуры трещин. По результатам интерпретации данных микроимиджера полученной из отчёта компании недропользователя было дано значение апертуры трещин равное 0,1 мм. Были проверены также значения апертуры равной 0,05мм и 0,15мм. Визуально различия по сгенерированной сети трещин не выявлено (Рис. 27).

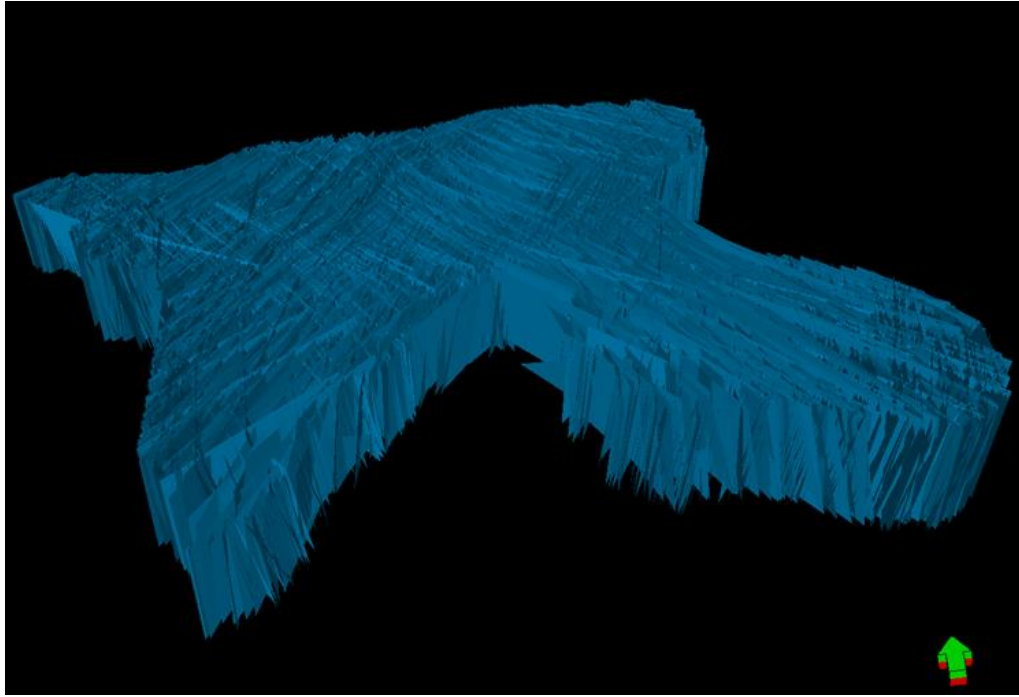


Рисунок 27. Сгенерированная дискретная сеть трещин блока ограниченного разломами на месторождении У

После построения дискретной сети трещин для трёх вариантов значений апертур, с длиной трещины равной 1000 м и апертурой 0,1мм, следующим шагом, был предпринят апскейлинг данных сети в ячейки сетки. Апскейлинг был произведён с помощью метода Ода для всей сети трещин, и на входе были получены кубы проницаемости в трёх направлениях, пористости, сигма-фактора (параметр, отвечающий за перегородки из матрицы в трещину). Полученные кубы, наряду с имеющимися кубами параметров матрицы коллектора, использовалась в дальнейшем для гидродинамического моделирования

Таким образом, для контроля качества полученных кубов, средние значения трещинной пористости для трёх вариантов сетей трещин с разными значениями апертур, полученные после апскейлинга дискретных сетей трещин на ячейки сети, были сравнены со средней пористостью, полученной по данным интерпретации замеров электрического микроимиджера по скважине 109. На рисунке 28 и 29 показаны шкалы пористости, полученные из двух данных источников. Как можно видеть из рисунка 28 значения пористостей по модели и

по данным микроимиджеров при апертуре равной 0,1 мм в целом сходятся. Значения данных пористостей равны 0,09 % и 0,11% соответственно.

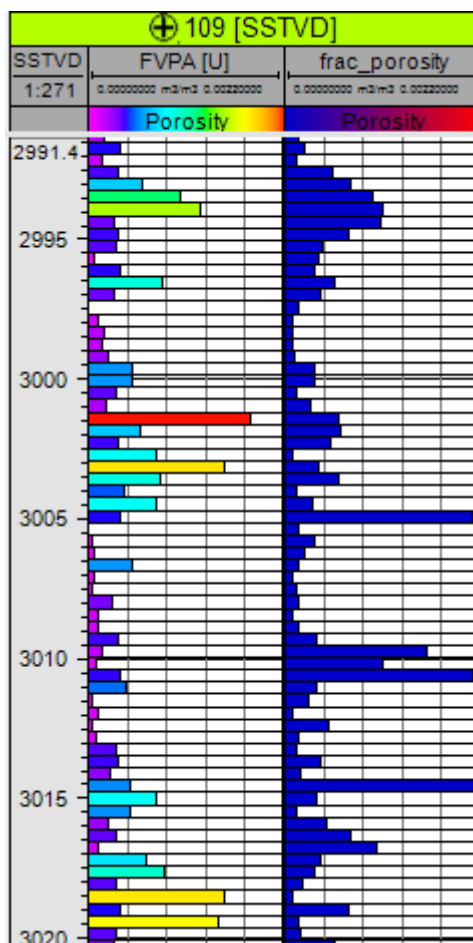


Рисунок 28. Пористость по данным интерпретации FMI (слева) и пористость, полученная после апскейлинга DFN на ячейки сети (справа) с апертурой равной 0,1мм

На рисунке 29 показаны пористости при значениях апертур 0,05мм и 0,15 мм. Исходя из данных значений, можно сделать вывод, что значения данных апертур не репрезентативны и гидродинамическая модель, построенная по ним, не будет адекватно прогнозировать добычу. Нужно также отметить, что апертура оказывает значительное влияние на проницаемость.

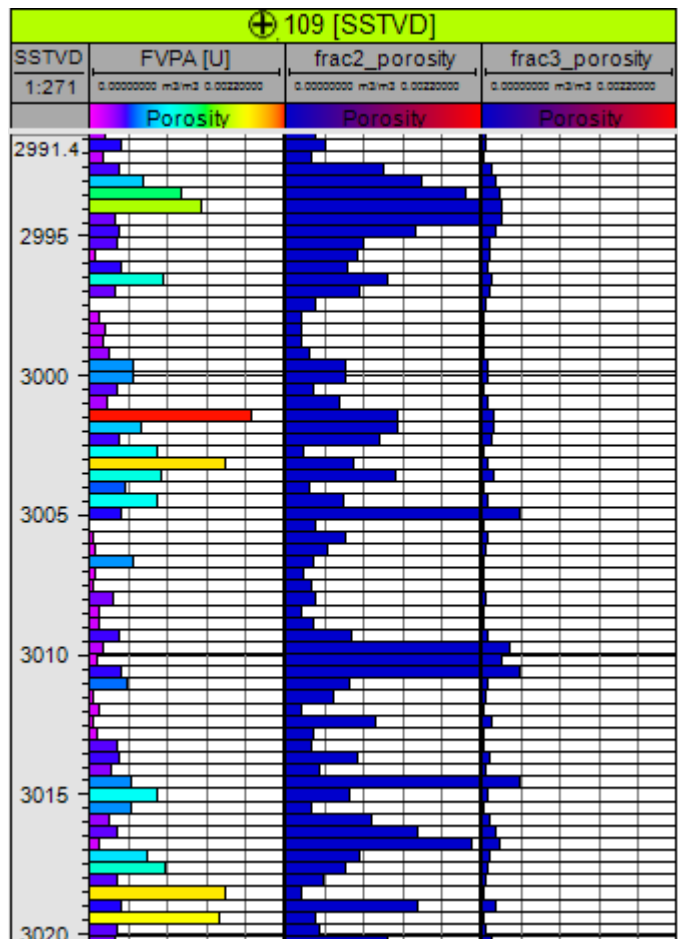


Рисунок 29. Пористость по данным интерпретации FMI (FVPA) и пористость, полученная после апскейлинга DFN на ячейки сети для значений апертур 0,15мм (frac2_porosity) и 0,05мм(frac3_porosity)

6. Финансовый менеджмент и ресурсоэффективность

Процесс моделирования коллекторов в первую очередь связан с экономической составляющей добычи углеводородов. Стоит необходимость в планировании расходов и капитальных затрат, что в дальнейшем скажется на затраченных средствах.

Поведение углеводородных резервуаров не представляется возможным предсказать в точности, но примерное его моделирование вполне достижимо. Это зависит от достоверности информации полученной о месторождении. В случае карбонатных трещиноватых коллекторов, данный процесс ещё сильно затрудняется ввиду сложности их поведения. С точки зрения экономики приходится осуществлять большие затраты на тщательный анализ месторождения.

При характеристике трещиноватых карбонатных коллекторов средства затрачиваются на дополнительные методы исследования, т. е. помимо комплекса методов геофизического исследования в скважинах, испытания пласта, сейсморазведки, которая весьма важна в случае описания трещин и разломов стоит необходимость проведения замеров с помощью пластовых микроимджеров как электрических, так и акустических. Также часто прибегаю к таким эксклюзивным методам исследования скважин, как спектральная шумометрия. Все эти методы влекут за собой дополнительные затраты.

Если все выше перечисленные методы осуществлены качественно с затратой необходимых средств, в дальнейшем это может позволить сэкономить куда больше, чем было затрачено, т.к. в случае карбонатных месторождений намного больше случаев изолированных скоплений залежей углеводородов, которые должны быть достоверно локализованы и запланирована их разработка. Чем хуже данные, тем больше вероятность забурения сухой скважины, что существенно ударит по бюджету.

Еще одной стороной, которая влечёт за собой дополнительные материальные и денежные средства это различные методы повышения нефтеотдачи пласта, часто необходимое для разработки карбонатных резервуаров. Чаще всего это обработка различными кислотными растворами нацеленная на растворение пород и действенно в случае карбонатов из-за их растворимости под воздействием, например соляной кислоты. Опять-же это проводится с целью дальнейшей долгосрочной экономии средств.

7. Социальная ответственность

Данный раздел выпускной квалификационной работы посвящается анализу и разработке мер по обеспечению безопасности и благоприятных условий для персонала работающего на производственных объектах месторождения У.

8.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов производственной среды

Выявлены следующие опасные производственные факторы:

- тяжелые метеоусловия;
- воздействие на человеческий организм вредных веществ (растворители, сырая нефть);
- повышенная загазованность (углеводородные газы, CO₂);
- травмы в процессе работы;
- большая взрывопожаропасность производства.

8.2. Метеоусловия

Одной из особенностей условий работы операторов по добычи нефти, является то, что их работа в основном протекает в открытом воздухе. Им часто приходится перемещаться между объектами и взбираться на специальные конструкции расположенные на определённой высоте. Известно, что погодные условия значительно влияют на здоровье, самочувствие и трудоспособность человека.. Исходя из этого одним из важнейших факторов работы в Западной Сибири, характеризующейся суровым климатом, являются погодные условия. Низкие температуры окружающей среды ведут к нарушению теплового баланса, что влечёт за собой переохлаждение организма и как следствие заболевание человека. Данный фактор также приводит к уменьшению подвижности организма вызванной интенсивной его теплоотдачей. Как результат сковывается движение, что не есть хорошо в данном виде работ.

Нормирование метеорологических параметров устанавливает ГОСТ 12.1.005 – 88.

Необходимо также отметить, что ввиду того, что основные виды работ протекают в открытом воздухе стоит проблема токсичной опасности т.к. добываемая нефть и её компоненты, а также разнообразные химические реагенты испускают пары и могут являться взрывоопасными. В связи с этим персоналу должны быть обеспечены средства обезопасивающие их токсичных газов. Также им должна предоставляться спецодежда в зависимости от времени года.

8.2. Вредные газы и химические реагенты

Как уже было отмечено, работа на производственных объектах не безопасна и одной из причин этому являются вредные газы и токсичные пары. Источниками данных смесей обычно становятся нарушения герметичности фланцевых соединений вследствие процессов коррозии или износа. Также причиной может стать превышение максимально допустимого давления или неисправность клапанов работающих в качестве предохранителей. Известно, что токсичные пары газа и нефти способны вызывать различные отравления. В связи с этим необходимо поддерживать микроклимат рабочих мест согласно правилам ГОСТ 12.1005-88 ССБТ "Воздух рабочей зоны. Общие санитарно-гигиенические требования".

8.3. Пожарная безопасность

Пожары на рабочем месте также представляют собой вероятный инцидент на скважине. В связи с этим должны предприниматься меры противопожарной безопасности.

Все процессы, на рабочем месте требующие пребывания рабочих внутри машинных аппаратов или других емкостей должны быть по мере возможности механизированы или автоматизированы, т.е. должно быть достигнуто минимальное непосредственное участие человека. Общие требования по

обеспечению пожарной безопасности на месторождении регламентированы по ГОСТ 12.1.004-91 Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность. Общие требования .

8.4. Охрана окружающей среды

Безопасность окружающей среды также должна быть учтена в ходе производственных работ. На экологическую составляющую могут влиять различные выбросы нефти, что может испортить почву и растительность, также выбросы газов в атмосферу.

Меры по защите окружающей среды предусматривают процесс утилизации попутного газа. Также одним из факторов являются канализационные отходы. Должны быть предприняты меры по не допущению превышения ПДК данными отходами в местах их слива (рек, сточных вод, канав).

Также должны предприниматься меры по рациональному использованию недр, которые подразумевают в основном сокращение потребления воды для нужд производства и буровых работ с использованием циркуляции жидкости. Должны быть предприняты меры по недопущению потери бурового раствора. Такие меры обеспечиваются системой ПДД направленной на поддержания равновесия давлений в недрах геологической среды.

Меры по охране животного и растительного мира, а также рациональному их использованию:

Для обеспечения сохранности флоры и фауны в районе месторождения необходимы мероприятия по рациональному использованию земель при постройке и расширению обустройства месторождений, которые включают в себя:

- Размещение инженерных сетей в едином коридоре с минимально доступными, по нормам строительства, расстояниями в целях сокращения площади изымаемых угодий до 30 %;

- Земли, изымаемые в краткосрочное пользования должны быть подвержены рекультивационным мероприятиям;
- Расстановка искусственных сооружений, обеспечивающих сохранность поверхностного стока;
- На кустовых площадках предусматриваются устройства герметизированной дождевой канализации с системой отвода стоков в дренажно-канализационные ёмкости с последующей очисткой сточных вод на очистных сооружениях УПН месторождения;
- Вода после промывки трубопроводов сбрасывается в дренажно-канализационные ёмкости предусматривающийся на кустовых площадках.

Следующие технологические решения направлены на обеспечение экологической безопасности:

- Автоматизация технологических процессов позволяющих работать без постоянного присутствия работников обслуживающего персонала.
- исключение постоянных выбросов на факел при нормальном режиме работы,
- Выбор наиболее оптимальных параметров источников выбросов позволяет достичь большего рассеивания загрязняющих веществ,
- Система сбора и транспортировки углеводородов должна быть тщательно герметизирована, также предусматривается подземная укладка технологических трубопроводов.
- Полный контроль сварочных швов на соединениях трубопроводов,
- Защита оборудования трубопроводов от коррозии,
- После монтажа оборудование испытывается на прочность и герметичность,

- С целью сокращения площади разлива нефти в случае выброса производится обустройство земляного вала вокруг кустовых площадок,
- Комплекс подготовительных работ, связанных например с рубкой леса и кустарников, планировкой площадок производится в зимнее время,
- Вокруг района работ на определённой площади производится вырубка леса с целью не допущения распространения пожара в случае его возникновения.
- Организация обращения с отходами в рамках, регламентируемых законодательством в области охраны окружающей среды.

Также необходима установка урн на территории участка работ с целью сбора в них мусора, обёрточных материалов и мелкой тары. Накопленный мусор в дальнейшем вывозится на полигон ТБО

Заключение

В ходе данной работы был проведён анализ источников информации для описания трещиноватых карбонатных коллекторов на предмет их моделирования. Сделан вывод о том, что для характеристики трещин в карбонатных коллекторах необходимыми методами, которые должны быть проведены, являются главным образом сейсморазведка и пластовые микроимиджеры, как электрические, так и акустические. Основываясь на результатах интерпретации данных методов, представляется возможным типизация карбонатного коллектора по классификации Нельсона, который выделил четыре типа трещиноватых коллектора в зависимости от роли трещин в фильтрационно-ёмкостных свойствах пород. Для каждого из этих типов коллектора предпринимаются свои подходы в моделировании. Исходя из этого, составлена матрица применимости методов моделирования карбонатных трещиноватых коллекторов (Рис. 17).

Имея данные результатов интерпретации электрического микроимиджера по скважине 109 месторождения У, а также комплекс методов геофизического исследования скважин, данных сейсморазведки тектонической карты и карты основных структур и направления главного стресса в районе месторождения месторождение У было классифицировано по Нельсону и отнесено к 4-му типу коллектора, когда основной объём жидкости в пласте содержится в порах а фильтрация проходит исключительно по трещинам.

По составленной матрице методов применимости моделирования трещиноватых карбонатных коллекторов в зависимости от сложности порового пространства для блока месторождения У была сгенерирована дискретная сеть трещин, т.к. основные параметры трещин были известны. Её презентативность была подтверждена сравнением полученных значений пористости по кубу рассчитанному методом Ода путём апскейлинга сети трещин на ячейку сетки со значениями пористости по данным результатов интерпретации электрического микроимиджера. Нужно отметить, что были построены несколько вариантов дискретных сетей трещин с варьирующими значениями максимальной длины

трещин от 700 до 1300. Данный диапазон был определён по результатам интерпретации карты сейсмического атрибута Ант-Тракинг. Был сделан вывод, что в данном диапазоне длина трещин не имеет влияния на общую среднюю трещинную пористость и проницаемость из-за высокой плотности распределения трещин. Также были сгенерированы сети трещин для трёх средних величин раскрытости трещин: 0,05 мм, 0,1 мм и 0,15 мм, где 0,1 мм является результатом интерпретации данных электрического микроимиджера. Было отмечено, что апертура оказывает ощутимое влияние на фильтрационно-ёмкостные свойства трещин, а также подтверждена правильность данных микроимиджера путём сравнение полученной трещиной пористости с пористостью определённой по результатам интерпретации данных микроимиджера (Рис. 28, 29).

Построенная геологическая модель в дальнейшем была использована для гидродинамического моделирования. После построения модели результаты дебитов притока нефти и в целом жидкости, а также накопленная добыча нефти воды и в целом жидкости по скважине 25 были сравнены с историей разработки (Рис. 31, 32). Сравнение показало, что модель довольно таки адекватно воспроизводит поведение коллектора. Имеющиеся расхождения по всей вероятности являются результатом неопределённостей параметра интенсивности распределения трещин, возможная непроницаемость многих трещин из-за заполнения их цементом, апертурой и длин трещин.

В связи с выше сказанным по месторождению У рекомендуется провести измерения электрическим микроимиджером по скважинам 206, 208 и 236, которые располагаются в центре и по краям разбуренного блока. Также необходимы результаты испытания пласта, которые не были предоставлены.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Clyde H. Moore, William J., 2013, Wade Developments in Sedimentology Carbonate Reservoirs Porosity and Diagenesis in a Sequence Stratigraphic Framework 1-374 p.
2. AAPG Wiki [Электронный ресурс]– 01.08.2016 – http://wiki.aapg.org/Carbonate_reservoir#cite_note-V-O-32, свободный – Carbonate reservoir – Яз. Англ. Дата обращения: 11.08.2017 г
3. Andy Gardiner, 2016, Reservoir Sedimentology Manual, Edinburg, UK, Heriot Watt University
4. Rock Mechanics. 2005, Edinburg, UK, Heriot Watt University Manual
5. Tom Bratton, Dao Viet Canh, Nguyen Van Que Nguyen V. Duc, Paul Gillespie, David Hunt, Bingjian Li, Richard Marcinev, Satyaki Ray, Bernard Montaron, Ron Nelson, David Schoderbek, Lars Sonneland, 2006., The Nature of Naturally Fractured Reservoirs
6. Ahr, Wayne M., 2008, Geology of carbonate reservoirs : the identification, description, and characterization of hydrocarbon reservoirs in carbonate rocks – USA, Texas A&M University
7. Dr. Arthur Aslanyan, Dr. Irina Aslanyan, Rosa Minakhmetova, Yulia Maslenikova, R. Karantharath and Badar Al Hadhrami, Zaaïma Al Gafri 2015, Integrated Formation MicroImager (FMI) and Spectral Noise Logging (SNL) for the Study of Fracturing in Carbonate Reservoirs – TGT Oil&Gas Service, Petroleum Development in Oman, 2015 SPE-177616-MS
8. M.R. Jalali* , M.B. Dusseault, Coupling, 2012, Geomechanics and Transport in Naturally Fractured Reservoirs – Waterloo, Ontario, Canada University of Waterloo ISRM-ARMS5-2008-153
9. Yuting Duan, Yingfeng Meng, Pingya Luo, Wanyong Su, 1998, Stress Sensitivity of Naturally Fractured-porous Reservoir with Dual-porosity – Southwest Petroleum Institute and Daixu Tang Shengli Oil Field SPE-50909-MS

10. Subrata K. Chakraborty, Mega Ardhiani Puspa 2008, 3D modeling and characterization of naturally fractured reservoirs an integrated approach – Indonesian Petroleum Association. IPA08-E-027

11. Junling Fang, Fengde Zhou, Zhonghua Tang , 2017, Discrete Fracture Network Modelling in a Naturally Fractured Carbonate Reservoir in the Jingbei Oilfield – China, China University of Geosciences.

12. Rishi Parashar, Donald M. Reeves Computation of Flow and Transport in Fracture Networks on a Continuum Grid Desert Research Institute – Reno, NV, USA 5 p.

13. Thomas Doe*, Chunmei Shi, Cristian Enachescu, 2014, Discrete Fracture Network Simulation of Production Data from Unconventional Wells – USA, Colorado, Denver, Golder Associated Inc., and, Golder Associated GmbH. URTEC-1923802-MS

14. A.S.A. Shahid , P.A. Fokker, V. Rocca, 2015, A Review of Numerical Simulation Strategies for Hydraulic Fracturing, Natural Fracture Reactivation and Induced Microseismicity Prediction – Politecnico di Torino, Italy and TNO, The Netherlands

15. Bin Liang, Hanqiao Jiang, Junjian Li, Changcheng Gong ,2015, A systematic study of fracture parameters effect on fracture network permeability based on discrete-fracture model employing Finite Element Analyses – Journal of Natural Gas Science and Engineering, 711-722 p.

16. Хамзина А.Ф., 2012, «Проект геоэкологических исследований масштаба 1:25000 на территории геологического отвода Двойного нефтяного месторождения (Томская область)» - Томск, Томский Политехнический Университет

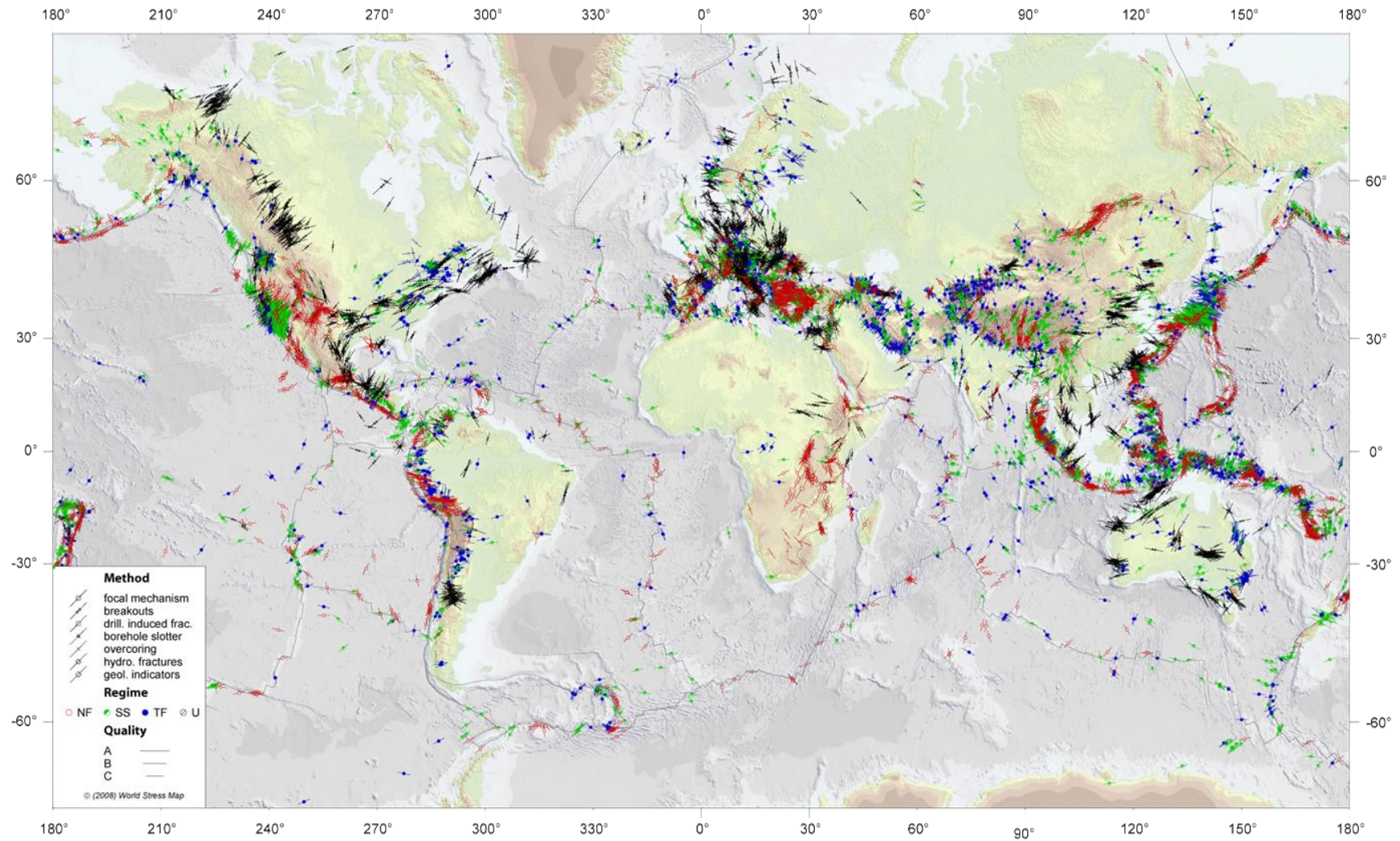
17. Геологическая библиотека GeoKniga [Электронный ресурс] / Карта тектонического районирования: Карта тектонического районирования фундамента Сибирской платформы, масштаб: 1:5000000; Ред. Гришин М.П., Сурков В.С. – 1979 г –URL: <http://www.geokniga.org/taxonomy/term/2947>, свободный - Карта тектонического районирования фундамента Сибирской платформы – Яз. рус. Дата обращения: 11.08.2017

18. Qingdong Zeng and Jun Yao 2015, Numerical Simulation of Fluid-Solid Coupling in Fractured Porous Media with Discrete Fracture Model and Extended Finite Element Method – China, Qingdao, School of Petroleum Engineering, China University of Petroleum

19. Дорофеев Н. В., 2015, Моделирование строения и формирования сложно построенных залежей нефти и газа и минимизация рисков их освоения – Москва, «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» – 173 с

20. WSM World stress map [Электронный ресурс] / WSM quality ranking scheme, database description and analysis guidelines for stress indicator; Edited by Oliver Heidbach – 2014 г – URL: http://www.world-stress-map.org/fileadmin/wsm/pdfs/WSM_STR_16_01.pdf , свободный – Яз. Англ. Дата обращения: 12.08.2017

Приложение А



Мировая карта распределения главных стрессов [20].