

**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
<b>Анализ проницаемости разломов на основе геомеханических параметров продуктивного пласта Северо-Останинского нефтегазоконденсатного месторождения</b>

УДК 551.243.8:553.981(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ЦМ51	Ужегова Юлия Андреевна		

Руководитель

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

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
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		

**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	Ужегова Юлия Андреевна

Тема работы:

**Анализ проницаемости разломов на основе геомеханических параметров  
продуктивного пласта Северо-Останинского нефтегазоконденсатного  
месторождения**

Утверждена приказом директора (дата, номер)

18.07.2017, №6119/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

**Исходные данные к работе**

*(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.).*

Пакет геологической и геофизической информации по исследуемому нефтегазоконденсатному месторождению, тексты и графические материалы отчетов и научно-исследовательских работ, опубликованная и фондовая литература

<p><b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b></p> <p><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></p>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Анализ геологического строения исследуемого месторождения.</li> <li>2. Сейсмическая интерпретация разломов.</li> <li>3. Анализ текущих и падеонапряжений в пределах месторождения с последующей оценкой характера проводимости разломов.</li> <li>4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.</li> <li>5. Социальная ответственность.</li> </ol>
--	--

<p><b>Перечень графического материала</b></p> <p><i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Обзорная карта района работ</li> <li>2. Схема стратиграфического расчленения образований фундамента Нюрольского структурно-фациального района Западно-Сибирской плиты</li> <li>3. Тектоническая карта фундамента Западно-Сибирской плиты (редактор В.С. Сурков, 1981 г, Томская область)</li> <li>4. Структурная карта по отражающему горизонту <math>\Phi_2</math> (кровля палеозойского фундамента) площади исследования с элементами нефтегазоносности</li> <li>5. Графическое представление результатов исследования</li> </ol>
--	---

<p><b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b></p> <p><i>(с указанием разделов)</i></p>	
---	--

Раздел	Консультант
<p><b>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</b></p>	<p>Профессор Белозеров В.Б.</p>
<p><b>Социальная ответственность</b></p>	<p>Доцент Мищенко М.В.</p>

<p><b>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</b></p>
--

<p>4. Results of investigation</p>
------------------------------------

<p><b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b></p>	<p>28.06. 2017</p>
--	--------------------

**Задание выдал руководитель:**

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

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
<p>2ЦМ51</p>	<p>Ужегова Юлия Андреевна</p>		<p>28.06.2017</p>

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

Студенту:

Группа	ФИО
2ЦМ51	Ужегова Юлия Андреевна

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. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>Материальные затраты</i>
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>Капитальные затраты на обустройство месторождения и бурение скважин; Операционные затраты</i>
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>Налоги НДС и НДСП, Ставка дисконтирования 15 %</i>

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

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

**Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):**

1. <i>Прирост ЖУВ за счет бурения новых скважин</i>
2. <i>Прирост ГС+ППН за счет бурения новых скважин</i>
3. <i>Экономическая оценка эффективности бурения новых скважин.</i>

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	28.06.2017
---	------------

**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	Ужегова Юлия Андреевна		28.06.2017

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2ЦМ51	Ужегова Юлия Андреевна

<b>Институт</b>	<b>Природных ресурсов</b>	<b>Кафедра</b>	<b>ПОНК</b>
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"> <li>– вредных проявлений факторов производственной среды (метеоусловия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрации, электромагнитные поля, ионизирующие излучения)</li> <li>– опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической, пожарной и взрывной природы)</li> <li>– негативного воздействия на окружающую природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу)</li> <li>– чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, экологического и социального характера)</li> </ul>	<p style="text-align: center;">Компьютерный кабинет в учебном корпусе Национального исследовательского Томского политехнического университета, г. Томск</p>
<p>2. Знакомство и отбор законодательных и нормативных документов по теме</p>	<p style="text-align: center;">Нормативно-правовые акты Российской Федерации, нормативно-технические документы, принятые в ООО «Томскгазпром», «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"> <li>– физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой;</li> <li>– действие фактора на организм человека;</li> <li>– приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ);</li> <li>– предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства)</li> </ul>	<p>1.1. Камеральные и лабораторные работы:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Отклонение показателей микроклимата в помещении</li> <li>2. Недостаточная освещенность рабочей зоны</li> <li>3. Монотонный режим работы</li> </ol> <p>1.2. Камеральные работы:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Электрический ток</li> </ol>
<p>2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– механические опасности (источники, средства защиты);</li> <li>– термические опасности (источники, средства защиты);</li> <li>– электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты);</li> <li>– пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения)</li> </ul>	

<p>3. <i>Охрана окружающей среды:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– защита селитебной зоны</li> <li>– анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы);</li> <li>– анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы);</li> <li>– анализ воздействия объекта на литосферу (отходы);</li> <li>– разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.</li> </ul>	<p><i>Все работы должны быть выполнены безопасным образом при соблюдении следующих принципов:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– оказание наименьшего негативного воздействия на окружающую среду;</li> <li>– сохранение и рациональное использование природных ресурсов;</li> <li>– обеспечение промышленной безопасности производственных процессов, снижение вероятности возникновения аварийных ситуаций;</li> <li>– оперативное и качественное восстановление нарушений, возникших в результате производственной деятельности на компоненты окружающей среды</li> </ul>
<p>4. <i>Защита в чрезвычайных ситуациях:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– перечень возможных ЧС на объекте;</li> <li>– выбор наиболее типичной ЧС;</li> <li>– разработка превентивных мер по предупреждению ЧС;</li> <li>– разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС;</li> <li>– разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Возникновение пожара;</li> <li>– Причины возникновения пожаров на производстве;</li> <li>– Ликвидация причин пожаров;</li> </ul> <p><i>Организационные мероприятия по обеспечению пожарной безопасности</i></p>
<p>5. <i>Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны</li> </ul>	<p><i>Обеспечение работников нефтегазоконденсатного месторождения безопасностью, материальными и социальными благами на основании законодательства РФ.</i></p>

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

**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	Ужегова Юлия Андреевна		28.06.2017

Код	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

## **Реферат**

Выпускная квалификационная работа содержит 93 страниц текста, 36 рисунков, 10 таблиц, 46 источников.

**Ключевые слова:** трещиноватый коллектор, ориентация разломов, главные нормальные напряжения, палеонапряжения, текущие напряжения, проводимость разломов.

**Объектом исследования** являются напряженные состояния горных пород на текущий момент и на момент их формирования.

**Цель работы:** проанализировать характер проводимости разломов с учетом напряженных состояний горных пород (текущих и палеонапряжений), влияющих на качество проводки горизонтальных скважин.

**В результате исследования** разломы, залегающие в пределах области интереса были охарактеризованы по степени проводимости: от проницаемых к менее проницаемым и непроницаемым.

**Результаты** данной работы могут быть использованы на стадии планирования стратегии бурения при разработке месторождений нефти и газа.

**Экономическая значимость** работы состоит в том, что предложенная методика оценки проводимости разломов позволяет разделять зоны повышенной проницаемости и зоны тектонически экранированные, что позволит оптимизировать стратегию бурения горизонтальных скважин, тем самым снижая ожидаемую стоимость проекта разработки.

**В будущем** планируется перейти от макронеоднородностей к микронеоднородностям, с целью использования данного комплекс исследований на других месторождениях с трещиноватым типом коллектора.



## Принятые сокращения

ЖУВ	— Жидкий углеводород
ГС	— Газ сепарированный
ПНГ	— Попутный газ
ФЕС	— Фильтрационно-ёмкостные свойства
ГНК	— Газонефтяной контакт
ВНК	— Водонефтяной контакт
МОВ	— Метод отраженных волн
МОГТ-2Д	— Метод общей глубинной точки 2Д
НГКМ	— Нефтегазоконденсатное месторождение
Скв.	— Скважина
А.о.	— Абсолютная отметка
SE/ЮВ	— South East/Юго-Восток
SW/ЮЗ	— South West/Юго-Запад
NE/СВ	— North East/Северо- Восток
NW/СЗ	— North West/Северо- Запад
MD	— Measured Depth
TVD	— True Vertical Depth
RHR	— Right Hand Rule

## **Abstract**

**Key words:** fractured reservoir, fault orientation, principal normal stresses, far field stress, present field stress, fault conductivity.

**The investigation is concerned** with analysis the characteristics of the faults conductivity considering paleostress and present stress.

**As a result** of the investigation the faults lying within the area of interest were characterized by the degree of conductivity: conductive, less conductive and non-conductive.

**The results** of the investigation can be used at the planning stage of the drilling strategy in the development of oil and gas fields.

## Оглавление

Реферат .....	8
Принятые сокращения .....	9
Abstract.....	10
Введение.....	13
1. Геологическая характеристика объекта исследования .....	15
1.1 Стратиграфия.....	16
1.2 Тектоника .....	21
1.3 Характеристика нефтегазоносности и геологическое строение продуктивных пластов.....	26
2. Обзор по теме работы и состояние проблемы.....	30
2.1 Обзор методов структурного и катакластического анализа.....	30
2.1.1 Методы структурного анализа.....	30
2.1.2 Методы дислокационного анализа .....	40
3. Методика исследований.....	54
3.1 Сейсмическая интерпретация.....	54
3.1.1 Характеристика основных отражающих горизонтов.....	54
3.1.2 Принципы выделения и трассирования разрывных нарушений .....	56
3.1.3 Определение параметров разломов .....	56
3.2 Анализ палеонапряжений .....	57
3.2.1 Восстановление палеонапряжений методом правых квадрантов.....	57
3.2.2 Построение тектонической модели .....	58
3.3 Анализ текущих напряжений .....	59
3.3.1 Определение вертикального напряжения .....	59
3.3.2 Определение порового давления .....	60
3.3.3 Определение направления горизонтальных напряжений.....	60
3.3.4 Определение минимального горизонтального напряжения.....	61
3.3.5. Определение максимального горизонтального напряжения .....	62
3.4. Анализ проводимости разломов. ....	64

4. Results of investigation .....	67
1.1. Results of seismic interpretation.....	67
1.2. Results of far field stress analysis.....	68
4.3. Results of present stress field analysis. ....	69
1.3. Results of fault conductivity analysis.....	72
5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение .....	74
5.1. Техничко-экономическая оценка бурения и ГТМ.....	74
6. Социальная ответственность .....	78
6.1. Профессиональная социальная безопасность.....	78
6.1.1. Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению (производственная санитария).....	79
6.1.2. Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению (техника безопасности).....	81
6.2. Экологическая безопасность .....	83
6.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях на нефтегазоконденсатном месторождении .....	85
6.4. Законодательное регулирование проектных решений .....	88
Заключение.....	90
Список литературы.....	91

## **Введение**

На сегодняшний день одна из важнейших задач нефтяной и газовой промышленности состоит в эффективной разработке трещиноватых коллекторов, в которых сосредоточены значительные запасы углеводородов. Возросший интерес к месторождениям данного типа обусловлен постепенным истощением основных запасов терригенных месторождений. На территории Томской области в пределах молодой Западно-Сибирской плиты, выявлен целый ряд месторождений, нефтегазоносный потенциал которых приурочен не только к отложениям осадочного чехла, но и к доюрскому комплексу. Данный комплекс представлен породами палеозойского фундамента, корой их выветривания, отложениями триасовых вулканогенов, имеющих сложное тектоническое строение, и осложнённых большим количеством разрывных нарушений, которые генерируют зоны трещиноватости в массиве горной породы.

Палеозойский фундамент имеет сложное комплексное строение и для эффективной разработки месторождения необходимо не только учесть все структурные неоднородности, но и проанализировать какова их роль в модели фильтрации флюида. Комплексным инструментом в решении подобных задач является геомеханический анализ, который включает в себя три ключевых составляющих: анализ геометрии резервуара, анализ свойств горных пород и анализ испытываемых данными породами нагрузок, который включает определение типа тектонического нарушения его ориентации и значений локальных и региональных напряжений, зависящих от тектонической активности региона.

Оценка тектонической активности региона должна осуществляться комплексно. И наряду с существующими значениями напряжений, важно производить оценку палеонапряжений. Такое восстановление позволит проследить тектоническую историю развития объекта исследования и проследить потенциально нефтегазоносные комплексы и их фильтрационно-емкостные характеристики.

На протяжении последних лет был разработан ряд методов для реконструкции палеонапряжений. Большинство из них основаны на измерениях, проводимых на обнажениях, что является затруднительным в рамках изучения доюрского комплекса, для которого все измерения будут проводиться с использованием геофизической информации.

Целью данной работы является разработка комплексного метода реконструкции палеонапряжений на основе геофизической информации и последующего сопоставления полученных данных с существующими значениями напряжениями для оценки проводимости разломов и оптимизации бурения горизонтальных скважин.

Задачи:

- провести геофизическую интерпретацию доюрского комплекса по данным одного из месторождений Томской области;
- реконструировать палеонапряжения в пределах участка исследований;
- провести анализ проводимости трещин;
- сопоставить полученные результаты с режимами работ скважин

Основные положения, выносимые на защиту: важность понимания напряженных состояний в массиве горной породы на характер проводимости разломов и эффективность разработки месторождения.

Научная новизна и практическая значимость полученных результатов заключается в применении существующих методик восстановления палеонапряжений по отношению к геофизическим данным и разработка комплексного метода анализа проводимости разломов для доюрского комплекса месторождения X Томской области.

Вкладом автора в работу является решение поставленных задач и достижение цели – анализом проводимости разломов при помощи комплексных методов геомеханической и геофизической интерпретации.

# 1. Геологическая характеристика объекта исследования

В административном отношении объект исследования нефтегазоконденсатное месторождение X находится на территории Парабельского района Томской области (Рисунок 1.1). Рассматриваемая территория расположена в пределах Нюрольского структурно-фациального района Западно-Сибирской плиты.

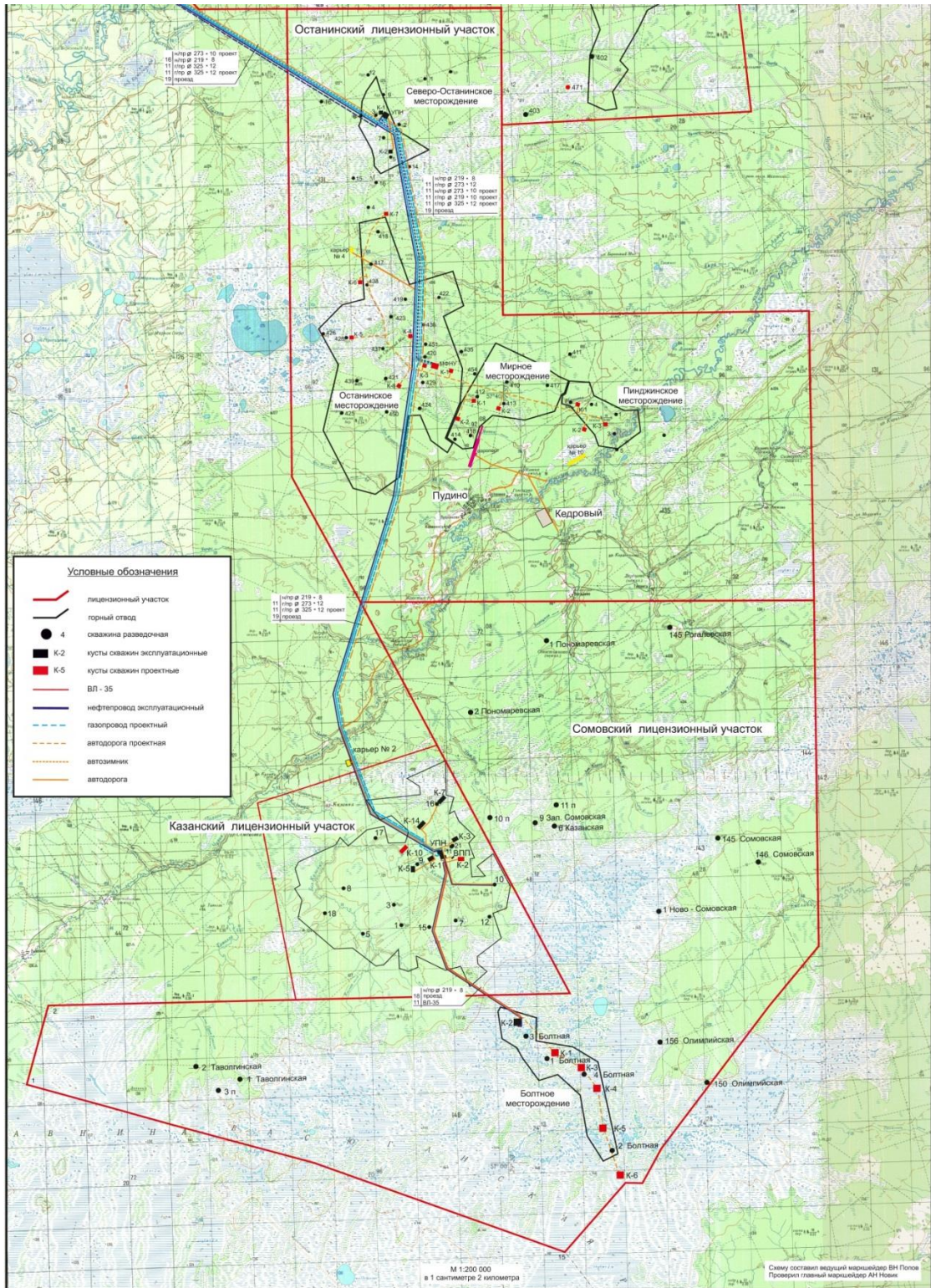


Рисунок 1.1 Обзорная карта района работ

Месторождение открыто в 1977 г. бурением поисковой скважины № 3П, в которой в результате испытания пласта М получен фонтан нефти дебитом 33 м<sup>3</sup>/сут на 6 мм штуцере и газа дебитом 3,8 тыс. м<sup>3</sup>/сут.

Поисково-разведочное бурение в районе месторождения осуществляется с 1974 г., эксплуатационное – с 2010 г. Промышленная продуктивность на месторождении связана с палеозойскими отложениями.

На месторождении было пробурено и испытано 28 скважин, 16 из которых палеозойские поисковые скважины, одна параметрическая скважина и 11 добывающие скважины. Средняя глубина одной скважины 3071 м.

### **1.1 Стратиграфия.**

В геологическом строении месторождения У принимают участие отложения палеозойского фундамента и мезозойского-кайнозойского осадочного чехла.

#### **Палеозойская группа – Pz (образования доюрского фундамента)**

В соответствии с существующим стратиграфическим расчленением в Нюрольском структурно-фациальном районе, в состав которого входит объект исследования[1], палеозойские отложения представлены отложениями ордовика, силура девона и карбона. Сводный литолого-стратиграфический разрез представлен на Рисунок 1.2.

Ордовик. Отложения ордовика выделяются в *павловскую толщу* (карадокский - ашгиллский ярусы). Толща представлена зеленоватыми, пестроцветными, доломитизированными, рассланцованными глинистыми известняками, известковистыми аргиллитами и песчаниками. В известняках изучены кораллы, строматопораты, мшанки, конодонты и брахиоподы.

Силур. К нижнему силуру отнесены глинистые слоистые и массивные известняки, включающие линзы песчаников и алевролитов (*ларинская свита*). В составе верхнего силура описаны как карбонатные породы, так и вулканиты (*межовская свита*).

Среди вулканогенных образований установлены базальтовые и андезитовые порфириты и туфы. Терригенные породы представлены зелеными и тёмными аргиллитами, алевролитами и песчаниками, а карбонатные – слоистыми и массивными известняками. В этих породах заключены остатки табулят, брахиопод, остракод и конодонтов, которые характеризуют лудловский и пржидольский ярусы.



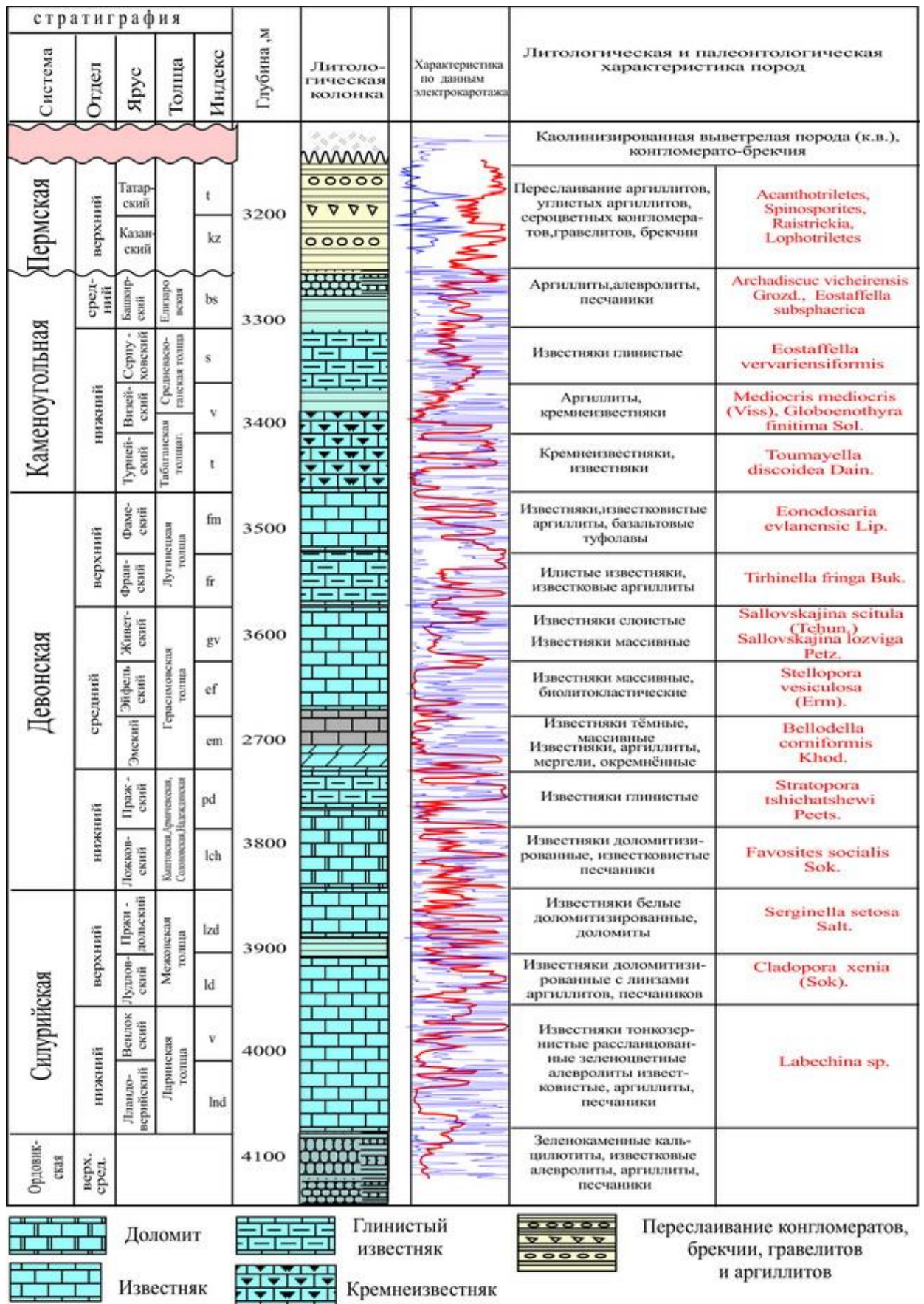


Рисунок 1.2 Схема стратиграфического расчленения образований фундамента Нюрольского структурно-фациального района Западно-Сибирской плиты

Девон. Этот стратиграфический интервал представлен в основном морскими фациями и наиболее полно и разнообразно описан в центральной и западной частях Томской области.

Особый интерес он имеет с позиций нефтегазоносности (Сурков В.С., 1994). На некоторых месторождениях залежи нефти и газа приурочены к зоне контакта палеозойских (девонских) и мезозойских отложений, в то время как ряд других месторождений углеводородов открыт в рифогенных известняках.

*Нижнедевонский комплекс* отложений наиболее разнообразен по составу пород. Он представлен органогенными известняками и доломитами, а также глинисто-кремнистыми породами, где выделяют *кыштовскую, армичевскую, солоновскую, надежденскую свиты*.

*Среднедевонский комплекс* пород по своему литологическому составу более однороден. Его слагают преимущественно органогенные, рифогенные известняки с подчиненными прослоями аргиллитов *герасимовской свиты*.

*Верхнедевонский комплекс* отложений в литологическом отношении очень близок среднедевонскому комплексу. Он также представлен органогенными, рифогенными известняками *лугинецкой свиты* с богатой позднедевонской фауной, местами доломитами, аргиллитами и кремнистыми аргиллитами

Карбон и пермь. В пределах этого стратиграфического интервала выделено два комплекса отложений: нижний представлен преимущественно морскими, а верхний преимущественно континентальными фациями. Нижний комплекс пород по возрасту отвечает турнейскому, визейскому, серпуховскому ярусам раннего карбона (*табаганская свита*) и башкирскому веку среднего карбона (*среднеवासюганская свита*). На московский век среднего карбона в пределах рассматриваемой территории приходится перерыв в седиментации. Таким образом, верхний комплекс ограничен интервалом верхний карбон - пермь.

*Нижнекаменноугольные и башкирские* отложения нижнего комплекса представлены темно-серыми кремнистыми аргиллитами, радиоляритами, кремнистыми слоистыми, а местами фораминиферовыми известняками, в верхней части разреза – аргиллитами, алевролитами и песчаниками. Они охарактеризованы в основном фораминиферами, которые позволяют опознавать в разрезах скважин все четыре яруса.

*Верхнекаменноугольные и пермские* отложения изучены очень слабо. В центральной части рассматриваемой территории выявлены отложения с флористическими остатками и неморскими двустворками. Они представлены сероцветными конгломератами, гравелитами, песчаниками и аргиллитами. Их возраст установлен как позднекаменноугольно-раннепермский по двустворкам и спорово-пыльцевым

комплексам. Здесь же, стратиграфически выше, располагается толща, сложенная красноцветными гравелитами и песчаниками, а также пестроцветными алевролитами и аргиллитами. В этих породах ископаемые остатки не обнаружены. Одними исследователями они включаются в состав перми, а другими относятся уже к триасу.

### **Мезозойская группа – Mz**

Мезозойско-кайнозойские отложения представлены терригенными породами юрской, меловой, палеогеновой и четвертичной систем. Стратиграфия приводится по схеме, принятой решением совещания представителей МРСС 2003 года.. Платформенные отложения с угловым и стратиграфическим несогласием залегают на доюрских образованиях. Базальными стратиграфическими уровнями осадочного чехла в исследуемом районе являются среднеюрские породы нижней и средней подсвит тюменской свиты. Отложения пешковской, тогурской и урманской свит (нижняя-средняя юра) выклиниваются к югу на борту Южно-Пудинского прогиба.

### **Юрская система – J**

По нижней-средней (без келловея) юре исследуемая территория относится к Колпашевскому, а по келловею и верхней юре - к Сильгинскому и Пурпей-Васюганскому фациальным районам. В составе юрской системы выделяют отложения тюменской, васюганской (георгиевской) и баженовской свит.

### **Тюменская свита (нижняя + средняя юра) - J<sub>1-2</sub> tm (аален -байосс-бат)**

Тюменская свита в пределах площади исследования подразделяется на три подсвиты – нижнюю, среднюю и верхнюю.

Нижнетюменская подсвита. представлена сообществом серых, светло-серых косослоистых песчаников с прослоями гравелитов, мелким переслаиванием алевролитов, аргиллитов, мелкозернистых песчаников и углей.

Среднетюменская подсвита представлена неравномерно чередующимися пластами песчаников, алевролитов, аргиллитов, углей.

Верхнетюменская подсвита сложена переслаивающимися сероцветными песчаниками, алевролитами, аргиллитами, часто углистыми.

Формирование свиты связано с континентальными условиями седиментации. По особенности строения аллювиальных ритмов и углисты реперных пропластков, можно выделить два типа речных систем: разветвленная для нижнетюменской подсвиты и меандрирующую для среднетюменской и верхнетюменской подсвит.

### **Васюганская свита – J<sub>3</sub>vs (келловей оксфорд)**

Васюганскую свиту в соответствии с литологической неоднородностью пород её слагающих разделяют на две подсвиты – нижневасюганскую и верхневасюганскую.

Нижневасюганская подсвита раннекелловейского возраста представлена темно-серыми тонкоотмученными аргиллитами с прослоями алевролитов.

Верхневасюганскую подсвиту слагают песчаники и алевролиты с прослоями тонкоотмученных алевролитовых аргиллитов. По своему литологическому строению, обусловленному особенностями тектонического режима осадконакопления, она разделяется на подугольную, межугольную и надугольную толщи, сформированные соответственно в регрессивную, переходную и трансгрессивную фазы развития келловей-оксфордского осадочного бассейна.

#### **Георгиевская свита (*кимериджский ярус*)- J3 gr**

Георгиевская свита (верх верхнего оксфорда, киммеридж) представлена темно-серыми до черных, тонкоотмученными аргиллитами с неравномерной примесью глауконита. Георгиевская свита перекрывает трансгрессивно, с размывом васюганскую свиту.

#### **Баженовская свита (*волжский ярус*) - J3 bg**

На отложениях васюганской и георгиевской свит с незначительным стратиграфическим несогласием (васюганская свита) либо согласно (георгиевская свита) залегают глубоководно-морские отложения баженовской свиты, отвечающие максимуму трансгрессивной фазы осадконакопления. Эти отложения выдержанны по площади и хорошо прослеживаются и интерпретируются по данным ГИС. В литологическом отношении свита представлена тёмно-серыми с коричневатым до чёрного оттенком битуминозными аргиллитами, участками тонкоплитчатыми, иногда алевролитистыми, крепкими, сильно окремнёнными, с прослоями известковых пород.

#### **Меловая система - К**

Отложения меловой системы занимают наиболее значительную часть разреза платформенного чехла.

В стратиграфическом отношении система представлена всеми ярусами как нижнего, так и верхнего отделов. В её составе нижнего мела выделено четыре свиты (*куломзинская, тарская, киялинская, покурская*).

#### **Куломзинская свита (*берриас+валанжин*) - K1 klm**

Морские отложения куломзинской свиты представлены аргиллитами тёмно-серыми с зеленоватым оттенком, иногда плитчатыми, участками – крепкими алевролитистыми, с подчинёнными прослоями алевролитов и песчаников.

### **Тарская свита (*валанжин*) -K<sub>1</sub> tr**

Отложения тарской свиты соответствуют регрессивному циклу развития валанжинского морского бассейна. В основании тарской свиты залегают шельфовые песчаные пласты соответствующих клиноформных комплексов.

### **Киялинская свита – K<sub>1</sub> kls (*готерив барем*)**

Распространена в южных районах ЗСП. Киялинская свита представлена неравномерно переслаивающейся толщей глин, алевролитов и песчаников, формирование которых было связано с континентальной обстановкой осадконакопления.

### **Покурская свита - (*ант+альб+сеноман*) K<sub>1-2</sub> pk**

Выше по разрезу залегает мощная толща континентальных отложений, выделяемая в покурскую свиту. В литологическом отношении свита сложена серыми, тёмно-серыми глинами, алевролитами и светло-серыми, разномерными, полимиктовыми песчаниками различной крепости.

В составе верхнемеловых отложений выделяется четыре свиты: **кузнецовская (*турон*)- K<sub>2</sub> kz**, **ипатовская свита (*верхний турон+коньяк+сантон+кампан*) - K<sub>2</sub> ip**, **славгородская свита (*верхний турон-компан*) – K<sub>2</sub> sl**, **ганькинская (*маастрихт+даний*) - K<sub>2</sub> gn**. Литологически эти свиты представлены морскими отложениями, преимущественно глинами, мергелями, опоками.

### **Кайнозойская группа – Kz**

#### **Палеогеновая система – P**

Палеогеновый комплекс отложений представлен морскими, преимущественно глинистыми породами с прослоями рыхлых песчаников и алевролитов и континентальными (в верхней части разреза), преимущественно песчано-алевритистыми образованиями. В составе морских отложений выделяются три свиты (снизу вверх): **талицкая (*палеоцен*)**, **люлинворская (*эоцен*)** и **тавдинская (*в.эоцен+н.олигоцен*)**, а континентальная толща выделяется в **некрасовскую серию (*ср.+верх.олигоцен*)**.

#### **Четвертичные отложения – Q**

Четвертичные отложения представлены серыми, желтовато-серыми глинами, суглинками, алевролитами и песками.

## **1.2 Тектоника**

Согласно структурно-тектоническому районированию фундамента Западно-Сибирской плиты, рассматриваемая территория объединяет обширную по составу и условиям формирования гамму пород складчатого палеозойского фундамента [1]. Активная дизъюнктивная тектоника, проявившаяся на гетерогенном основании

фундамента, предопределила мозаичное распределение фрагментов тектонических структур различного возраста консолидации.

В соответствии с тектонической картой фундамента (Рисунок 1.3) площадь исследования входит в состав южной части Нижневартовской антиклинорной зоны инверсионного типа, представленной геосинклинальной карбонатно-глинисто-сланцевой формацией. С юго-запада рассматриваемый участок антиклинория граничит с Межовским срединным массивом, а с северо-востока с межгорным прогибом герцинской складчатой системы – Айгольским синклинорием. С северо-запада и юго-востока изучаемая часть антиклинория ограничена системой грабен-рифтов триасового заложения (Усть-Тымским и Чузикским).

Тектоническая активность блоков проявлялась в доплатформенный и ранне платформенный этапы развития. Эти этапы включили герцинскую фазу складчатости (средний верхний карбон-ранняя пермь), последующую денудацию горно-складчатого рельефа с формированием осадочных пород (поздняя пермь) и рифтогенез ранней платформенной стадии развития Западно-Сибирской плиты (ранний-средний триас).

Согласно анализу вещественного состава фундамента [1] изучаемый район входит в состав антиклинорной зоны инверсионного типа, что предполагает наличие на территории в среднем-верхнем палеозое (силур-карбон) осадочного бассейна с карбонатным типом седиментации.

В соответствии с литолого-стратиграфическим сопоставлением разрезов скважин в силуре и нижнем девоне в западной части рассматриваемой территории отлагались преимущественно известняки с подчинённым участием доломитов и эффузивных пород, которые в восточном направлении замещались преимущественно глинистыми известняками. Рассматриваемое пространственное распределение литологических разностей характеризует морской бассейн седиментации с наиболее погруженной восточной частью.

В среднем и верхнем девоне на изучаемой территории в условиях активной разломной тектоники формировался органогенный биогерм, ограниченный с северо-востока открытым глубоководным бассейном, а с юго-запада изолированным мелководным морем.

На активизацию тектонической деятельности указывает наличие в основании органогенной постройки пластовых эффузивов основного состава, толщины которых в разрезе скважин составляет от 10 до 30 метров. Вскрытая мощность биогерма в некоторых скважинах достигает 185 метров.

В карбоне преимущественно карбонатно-эффузивное осадконакопление девона сменилось глинисто-кремнистым и карбонатно-кремнистым. При этом отмечается усиление тектонической активности по разломам фундамента, что отражается в присутствии по разрезу пластовых эффузивов основного состава. Из семи скважин вскрывших отложения карбона, эффузивы выявлены в четырёх. Толщина отдельных пропластков изменяется от 10 до 50 метров. В целом, вскрытая скважинами толщина отложений карбона, с учётом современных углов падения пластов, достигает 295 метров [13].

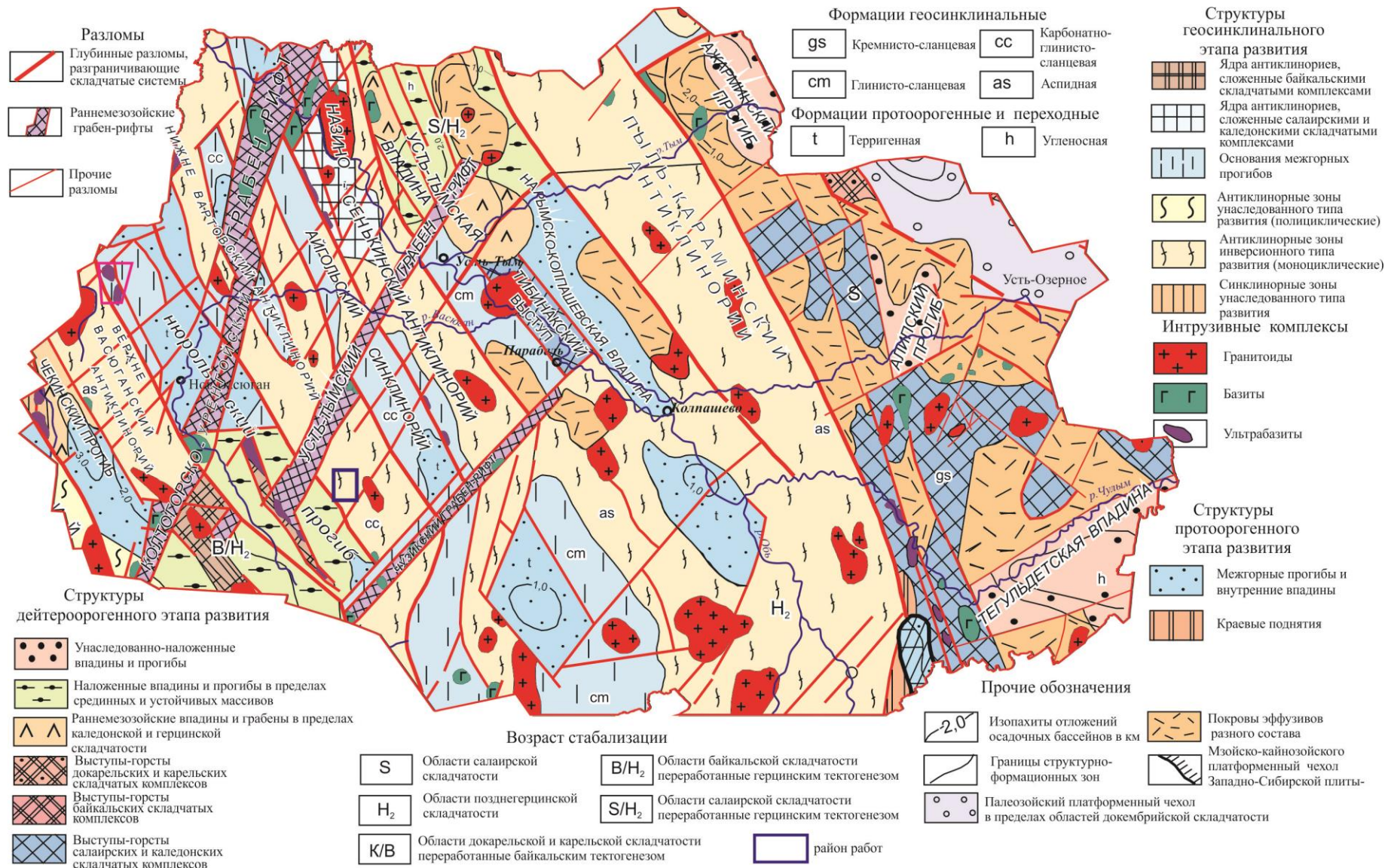


Рисунок 1.3 Выкопировка из тектонической карты фундамента Западно-Сибирской плиты (редактор В.С. Сурков, 1981 г, Томская область)



Эпохи верхнего карбон и нижней перми характеризуются замыканием герцинской геосинклинальной системы, в результате чего осадочный комплекс пород палеозоя испытывал деформации горизонтального сжатия и вертикального подъёма.

Имеющиеся данные распределения толщин отложений нижнего карбона в скважинах позволяют провести прогноз вертикальных перемещений блоков фундамента в рамках выделенной по данным сейсморазведки [2] матрицы разломов.

Так, с учётом вскрытых разрезов кремнисто-карбонатных образований первый, второй, четвёртый и пятый блоки испытывали дифференцированное погружение, а третий и шестой – поднятие.

Учитывая, что исследуемый район территориально граничит с Межовским срединным массивом, палеозойские породы в процессе замыкания геосинклинали претерпели умеренный метаморфизм и напряжённость складкообразования [1]. В соответствии с направлениями проявившихся тектонических напряжений в породах сформировалась тектоническая трещиноватость.

После завершения процесса горообразования территория на протяжении верхнепермской эпохи подвергалась денудации [2]. Выравнивание рельефа способствовало формированию значительной по толщине коры выветривания. Так, реликтовая кора выветривания верхней перми толщиной 20 м, вероятно, вскрыта скважиной 13.

Ранний триас знаменует новый – платформенный этап развития Западно-Сибирской плиты. Начальная его стадия связана с вертикальными подвижками земной коры и последующим рифтогенезом [1].

С учётом генеральной северо-восточной направленности рифтовых систем (Усть-Тымский, Чузикский грабен-рифты), в пределах исследуемой территории закладываются разломы северо-восточной ориентировки и активизируются ранее сформированные в геосинклинальный этапа разломы северо-западной направленности.

Блочные движения раннетриасой эпохи предопределили расчленение рельефа дневной поверхности и последующую его денудацию.

Проявление вертикальных движений триасового периода, вероятно, вновь активизировало трещиноватость первого типа, а выравнивание территории и размывом отложений карбона с образованием триас-нижнеюрских кор выветривания, способствовали поступлению обогащённых магнием вод по системе тектонических трещин в органические карбонаты и последующей их доломитизации.

Наблюдаемая этапность в обновлении тектонической трещиноватости и наличие высоко магниальных вод отразилось в образовании доломитов различной генерации [2].

Современный рельеф эрозионно-тектонической поверхности фундамента исследуемой территории был сформирован как особенностями блоковых подвижек триасового периода, так и избирательной денудацией пород фундамента.

Учитывая, что глинисто-кремнистые и карбонатно-кремнистые породы более устойчивы к процессам физического выветривания, чем карбонатные, выход последних на дневную поверхность должен отразиться на современной структурной карте поверхности фундамента склоновыми и депрессионными зонами.

Результаты литолого-петрографических исследований [2] и проведённые испытания поисковых и разведочных скважин показали, что наиболее перспективными в фильтрационно-емкостном отношении являются доломиты, формирование которых обусловлено стадийной доломитизацией органогенных известняков по системе тектонических трещин образование, развитие и ориентировка которых была обусловлена особенностями тектонического развития территории.

В литолого-тектоническом отношении наиболее перспективными являются тектонические блоки, в пределах которых органогенная постройка «вскрыта» эрозионными процессами.

### **1.3 Характеристика нефтегазоносности и геологическое строение продуктивных пластов**

Так как палеозойские отложения имеют значительную литолого-стратиграфическую неоднородность, как по площади, так и по разрезу, необходимо уточнить особенности геологического строения продуктивных пластов.

Согласно результатам работы ВНИГНИ [2] по генезису продуктивного интервала месторождения, приуроченного к палеозойским отложениям, могут быть сделаны следующие выводы:

1. Формирование нефтегазоносных органогенных известняков в пределах площади исследования связано с биогермом (карбонатной банкой), слагаемым колониальными (строматопоры, мшанки, водоросли, криноидеи) и бентосными (брахиоподы, гастроподы, фораминиферы) организмами.

2. Продуктивная часть коллектора представлена перекристаллизованными разностями доломита серого и белого цвета с коллекторами кавернозно-трещинного типа.

3. Формирование основной фильтрационно-емкостной составляющей коллектора обусловлено образованием на ранней стадии консолидации породы тектонической трещиноватости, которая подвергалась затем интенсивному воздействию процессов доломитизации. В результате первичная трещиноватость была залечена вторичным

минералообразованием. За счёт последующего выщелачивания в этих палеотрещинах образовались и частично сохранились пустоты.

4. По особенностям строения в продуктивной части разреза площади импледования выделяются доломиты трёх генераций: первичный – микротонкозернистый, слагающий массивную непроницаемую матрицу, вторичный – яснокристаллический доломит белого цвета, выполняющий трещины различной раскрытости. Доломит третьей генерации – хорошо оформленные ромбоэдрические кристаллы, между которыми сохранились пустоты. Образование вторичных доломитов связано с процессами циркуляции по трещинам и разломам вод, обогащённых ионами магния.

5. Исходя из порометрических исследований, проницаемость доломитов может быть обусловлена только трещинами. Её величина зависит от раскрытости и характера взаимосвязи трещин.

6. Основное количество трещин с полостями выщелачивания приурочено к доломиту второй генерации.

В качестве основы литологического расчленения разреза образований палеозоя, и в соответствии с имеющимися определениями возраста, в работе ВНИГНИ [2] выделены доломитовая (средне-верхнедевонская), наддоломитовая (каменноугольная) и поддоломитовая (верхнесилур-нижнедевонская) толщи.

Верхняя толща представлена карбонатно-кремнистыми, карбонатно-эффузивными, глинисто-кремнистыми и кремнистыми отложениями каменноугольной системы (карбон). Вскрытая скважинами толщина пачки изменяется от 295 м до 0 м. Среднюю толщу слагают карбонатно-органогенные, карбонатно-эффузивные, карбонатные и карбонатно-глинистые образования среднего и верхнего девона. Её вскрытая мощность в пределах площади исследования составляет от 44 м до 185 м. Нижнюю толщу формируют карбонатно-эффузивные и карбонатно-глинистые породы нижнего девона и, возможно, верхнего силура. Вскрытая скважинами мощность рассматриваемых отложений изменяется от 48 м до 332 м.

В нефтегазоносном отношении промышленная продуктивность разреза связана со средней толщей, где по исследованиям ВНИГНИ выделена карбонатная банка (биогерм), представленная сообществом колониальных (строматопоры, мшанки, водоросли, криноидеи) и бентосных (брахиоподы, гастроподы, фораминиферы) организмов. В верхней части этой органогенной постройки по ряду скважин, в которых биогерм выходит на эрозионную поверхность фундамента, выделены доломиты, являющиеся основным нефтегазоносным объектом на месторождении. Их формирование обусловлено постседиментационной доломитизацией известняков по тектоническим трещинам, неоднократно проявляющейся в

период доплатформенного и платформенного этапов тектонического развития рассматриваемой территории [2].

Отложения среднего-верхнего девона, к которым приурочена карбонатная банка, вскрыты на различных глубинах относительно кровли палеозойского фундамента. Проницаемая составляющая карбонатной банки, соотносимая с доломитами, приурочена к кровельной части биогерма, в зонах его выхода на эрозионно-тектоническую поверхность фундамента.

Формирование карбонатной банки, учитывая наличие значительных по мощности (до 60 м) пластовых эффузивов основного состава в кровельной и подошвенной частях средней толщи, было обусловлено наличием серии тектонических нарушений северо-западного простирания.

Эти тектонические нарушения способствовали формированию ступенчатого профиля погружения морского дна палеозойского осадочного бассейна. Одна из таких приподнятых ступеней, вероятно, и инициировала образования и дальнейшее развитие биогерма.

Как уже было выше отмечено, продуктивность на месторождении связана с зоной доломитизации известняков биогермной постройки. Учитывая это, в качестве потенциально продуктивного пласта выделяется интервал доломитизации биогерма, индексируемого как «пласт М».

Залежь углеводородов контролируется как гипсометрическим положением продуктивного пласта в эксплуатационных и поисковых скважинах, так и блоковым строением фундамента. Покрышкой для скоплений углеводородов служат образования переотложенной коры выветривания, которая представлена непроницаемой мелкообломочной брекчией, состоящей из угловатых преимущественно кремнистых обломков сцементированных глинистым, часто сидеритизированным материалом (2-8 м).

Пространственное развитие доломитизированных органогенных известняков с учётом их сейсмологического прогноза приведено на Рисунок 1.4.

В пределах зоны промышленной нефтегазоносности вскрытая мощность пласта М изменяется от 25 до 312 метров.

По физико-химическим свойствам пластовых флюидов залежь разделена на два региона. Северный блок: тип флюида – нефть с газосодержанием  $246 \text{ м}^3/\text{т}$  и давлением насыщения 22.2 МПа при пластовом 28.6 МПа, отметка ВНК -2713.3. Южный блок: нефть с газосодержанием  $394 \text{ м}^3/\text{т}$  и давлением насыщения 28.6 МПа, отметка ВНК 2701.2, газ (газовая шапка) с конденсатосодержанием  $314 \text{ г}/\text{м}^3$  при пластовом давлении 28.6 МПа, отметка ГНК -2682.8 [3].



Условные обозначения: 1 - скважина поисковая (а), параметрическая (б), эксплуатационная (в); 2 - тектоническое нарушение по данным сейсморазведки; 3 - сейсмоизогины отражающего горизонта  $\Phi_2$  (кровля палеозойского фундамента); 4 - контур антиклинальных поднятий в пределах Северо-Останкинской площади; 5 - участок с доказанной промышленной нефтегазоносностью известняков палеозоя; 6 - "выход" органогенных известняков на эрозионную поверхность фундамента; 7 - изолиния граничных скоростей по преломляющей границе  $\Phi_2$  - подошва доюрского комплекса пород, характеризующая зону доломитизации органогенных известняков

Рисунок 1.4 Структурная карта по отражающему горизонту  $\Phi_2$  (кровля палеозойского фундамента) исследуемой площади с элементами нефтегазоносности

## 2. Обзор по теме работы и состояние проблемы

Параметры трещиноватых коллекторов, такие как ориентация и плотность трещин, влияют на эффективность разработки залежей углеводородов, поэтому начиная с XX века, ученые стремятся при помощи доступной информации о строении залежи (разломы, трещины, складки, типы горных пород и тектонический режим) оценить распределение полей напряжения и деформации в период формирования систем трещин [32]. Наряду с тем, что существует ряд технологий, позволяющих измерить параметры, характеризующие напряжённое состояние горных пород на сегодняшний день, большим вызовом для ученых является восстановление данных параметров в прошлом. Зачастую, данные параметры достаточно неопределенны из-за сложного строения и многостадийных тектонических изменений, поэтому необходимо разрабатывать новые и усовершенствовать уже существующие методы реконструкции палеонапряжений. Большинство этих методов основано на полевых исследованиях горных пород и измерениях, проведенных на обнажениях. В данной главе будут рассмотрены теоретические основы методов восстановления напряжений, а так же сделаны выводы по их применимости в работе с палеозойскими отложениями.

### 2.1 Обзор методов структурного и катакластического анализа

Все множество методов восстановления палеонапряжений можно разделить на две группы согласно физическим принципам, лежащим в их основе, и необходимой информации для их применения:

1. Методы структурного анализа;
2. Методы дислокационного анализа

#### 2.1.1 Методы структурного анализа.

В основе методов структурного анализа лежит теория разрушения Кулона. Основой для инверсии напряжений служит структурный анализ разломов и последующее соотношение структурных элементов с положением главных нормальных напряжений. Для всех методов структурного анализа за исключением метода квазиглавных напряжений входными данными являются положения плоскостей разломов, а также структурных элементов приразломной зоны. Результатом инверсии напряжений являются направления главных нормальных напряжений. Выделяют следующие методы:

- Метод сопряженных пар сколов;
- Метод поясов трещин;
- Метод тектонодинамического анализа;
- Метод квазиглавных напряжений;
- Морфокинематический метод

• Структурно-геоморфологический метод  
Теория прочности Кулона-Мора.

Как известно, любая точка в массиве горных пород испытывает напряжённое состояние, т.е. на данную точку оказывают свое влияние совокупность нормальных и касательных напряжений, действующих по трем взаимно перпендикулярным площадкам (сечениям). Нормальные напряжения  $\sigma$  направлены перпендикулярно к сечению, а касательные  $\tau$  лежат в его плоскости. В основе теории прочности Мора-Кулона (1882) лежит гипотеза Мора о зависимости предельных касательных напряжений от среднего нормального напряжения и гипотеза Кулона о том, что названная зависимость обусловлена внутренним трением в твердом теле формула (1) [15]. Применение данного критерия прочности при известных значениях и ориентации главных напряжений, позволит определить ориентацию плоскости разрывного нарушения. Круг Мора это графический способ для оценки значений касательного и нормального напряжений, необходимых для преодоления предела прочности в горной породе (2.1). Таким образом,  $\tau$  и  $\sigma_n$  можно представить как функцию от  $\sigma_1$  и  $\sigma_3$  через формулу (2) и формулу (3) соответственно.

$$\tau = \sigma_n \cdot \mu + \tau_0 \quad (1)$$

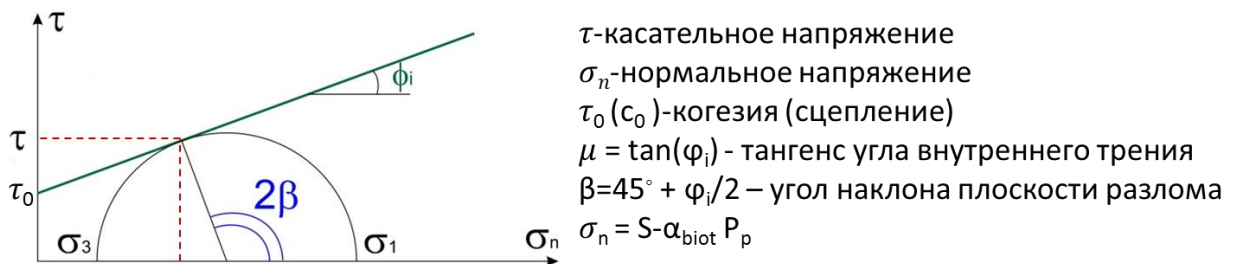


Рисунок 2.1 Графическое представление круга Мора

$$\tau = \frac{\sigma_1 - \sigma_3}{2} \sin 2\beta \quad (2)$$

$$\sigma_n = \frac{\sigma_1 + \sigma_3}{2} - \frac{\sigma_1 - \sigma_3}{2} \cos 2\beta \quad (3)$$

*Метод сопряженных пар сколов.*

Данный метод основан на фундаментальной работе Андерсона [31], в которой он обращает внимание на тот факт, что фактическое положение разломов не соответствует плоскостям максимального касательного напряжения, действующего под углом  $45^\circ$  к осям главных нормальных напряжений (Рисунок 2.2). Используя теорию кулона, Андерсон объясняет данное расхождение наличием нормального напряжения в плоскости

максимального касательного напряжения, которое не позволяет образоваться разлому. Данные выводы были так же подтверждены при разрушении горных пород [32, 33]

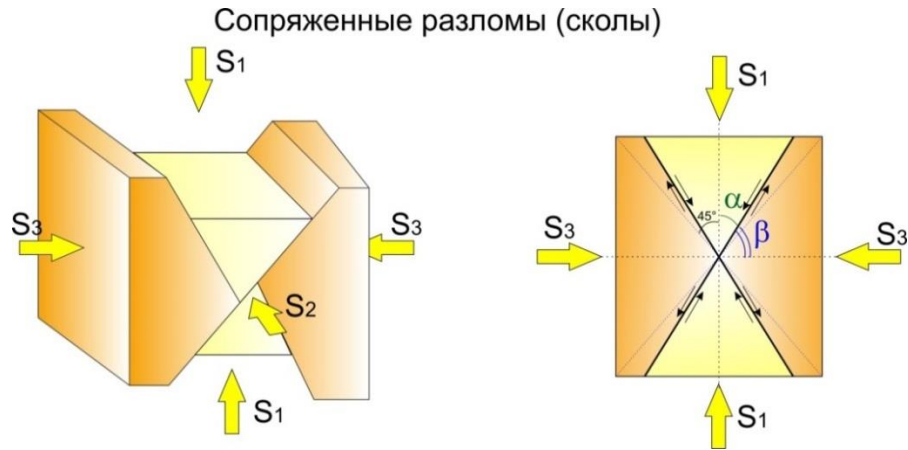


Рисунок 2.2 Образование сопряженных пар разломов и их соотношение с главными нормальными напряжениями согласно Андерсону [31]

Также Андерсон впервые приводит классификацию разломов согласно направлению главных нормальных напряжений (Рисунок 2.3).

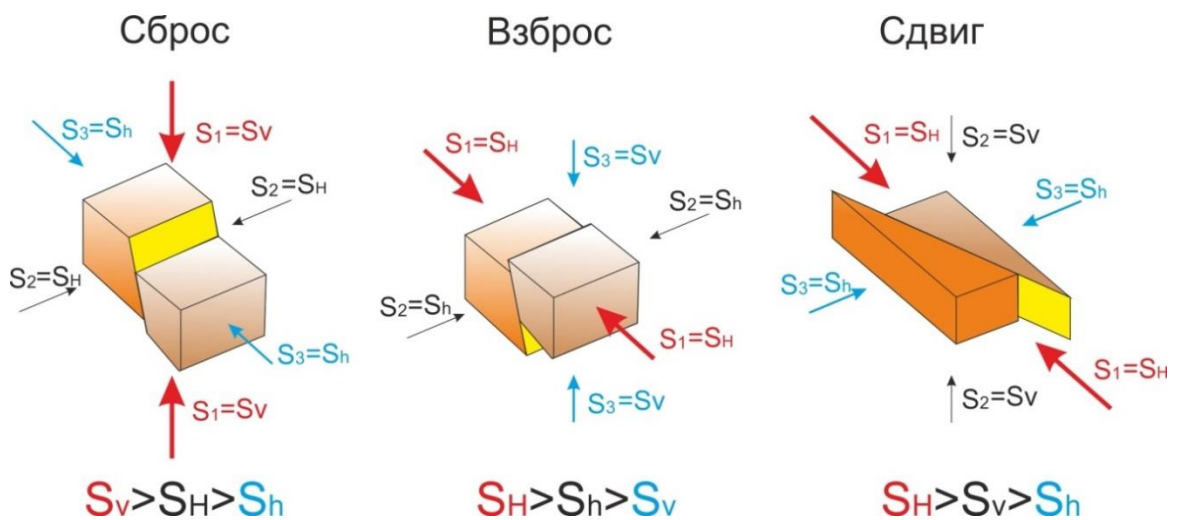


Рисунок 2.3 Классификация разломов по Андерсону [31]

На основе данных принципов М.В. Гзовский [1, 2] разработал методику восстановления напряжений. Сущность методики заключается в выделении сопряженных пар сколов – одновозрастных трещин, сформировавшихся в условиях однородного поля напряжений, и геометрическом определении главных нормальных напряжений согласно схеме, изображенной на Рисунок 2.2. Таким образом, пересечение сопряженных сколов соответствует оси среднего главного нормального напряжения, максимальное главное напряжение определяется как биссектриса острого угла сопряженных трещин, а минимальное главное напряжение определяется как биссектриса тупого угла сопряженных трещин.



### Метод поясов трещин.

Первоначально метод поясов трещин, предложенный Даниловичем [6], был использован им для определения движения блоков разлома при полевых наблюдениях. Данный метод основан на наблюдениях автора при исследовании надвигов в Западном Прибайкалье и Восточном Забайкалье и разломов Восточного Саяна. Даниловичем было показано, что на круговых диаграммах полюса сдвиговых трещин, образованные вблизи более крупного разлома, образуют пояс трещиноватости (Рисунок 2.4).

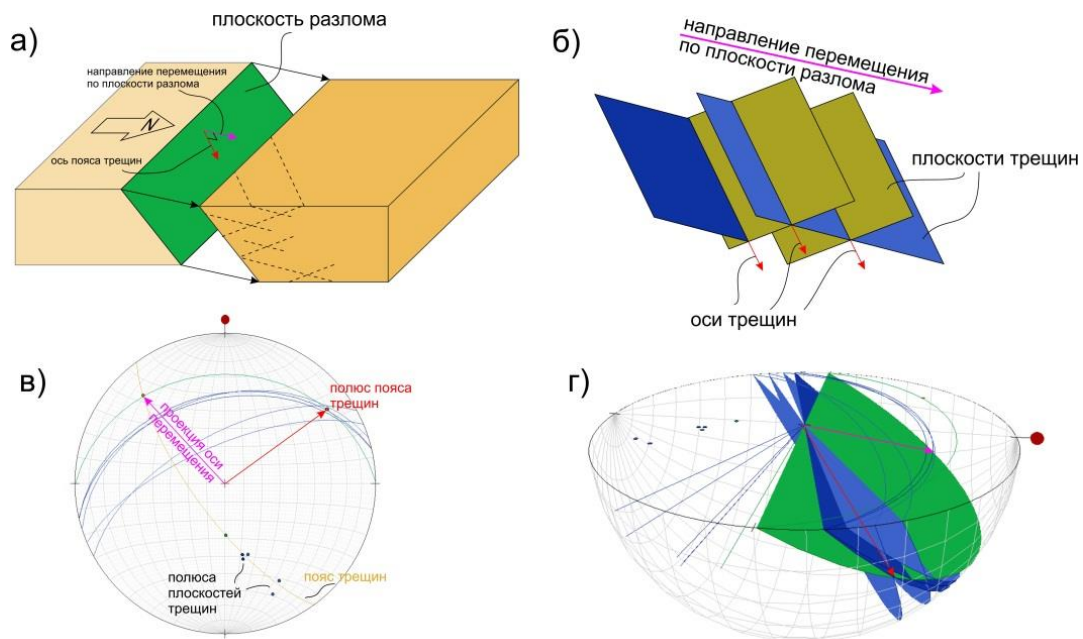


Рисунок 2.4 Обоснование метода поясов трещин:

*а) блок-схема сбросо-сдвига с обозначением направления смещения блоков и оси пояса трещин; б) пространственное соотношение плоскостей трещин, осей трещин и направления смещения разлома; в) отображение плоскости разлома, осей трещин и полюса трещин на стереонете; г) трехмерное представление стереонета с плоскостью разлома и плоскостями трещин.*

Ось полюса пояса трещиноватости перпендикулярна направлению движения разлома и лежит в плоскости разлома. Таким образом, первоначальная задача определения направления смещения разлома заключалась в отображении на стереонете плоскости разлома и лежащей в данной плоскости оси пояса трещиноватости, далее от оси полюса трещиноватости по плоскости разлома откладывался угол  $90^\circ$  и определялось направление движения разлома (Рисунок 2.4, в). Позднее было отмечено, что метод поясов трещин может быть применен для определения оси среднего главного нормального напряжения, поскольку полюс пояса трещиноватости совпадает с выходом проекции среднего главного нормального напряжения.

*Метод тектонодинамического анализа (статический метод Николаева)*

Метод тектонодинамического анализа разработан Николаевым [13, 14]. Согласно теории Кулона, угол образования разлома относительно максимального главного нормального напряжения постоянен при постоянных напряжениях, действующих в изотропном материале. Поэтому любое отклонение от данного угла можно связать со случайными причинами. Тогда частота пространственных залеганий разломов должна иметь нормальное распределение с максимумом, равным теоретическому углу скалывания (Рисунок 2.5, а). Однако, при изучении трещинной тектоники районов Средней Азии, Крыма, Кавказа, Байкальской рифтовой области и Восточно-Европейской платформы, Николаевым было замечено ассиметричное отклонение частоты пространственного залегания разломов (Рисунок 2.5, б). Ассиметричное отклонение пространственного залегания разломов может быть обосновано, при помощи критерия прочности Мора, который имеет криволинейный вид на графике касательных напряжений от эффективных нормальных напряжений (Рисунок 2.5, в). Как видно по данному графику с увеличением давления обжатия (или шаровой компоненты тензора напряжений) угол скалывания закономерно увеличивается. Данный процесс характеризует постепенное увеличение давления обжатия горных пород по мере образования разломов.

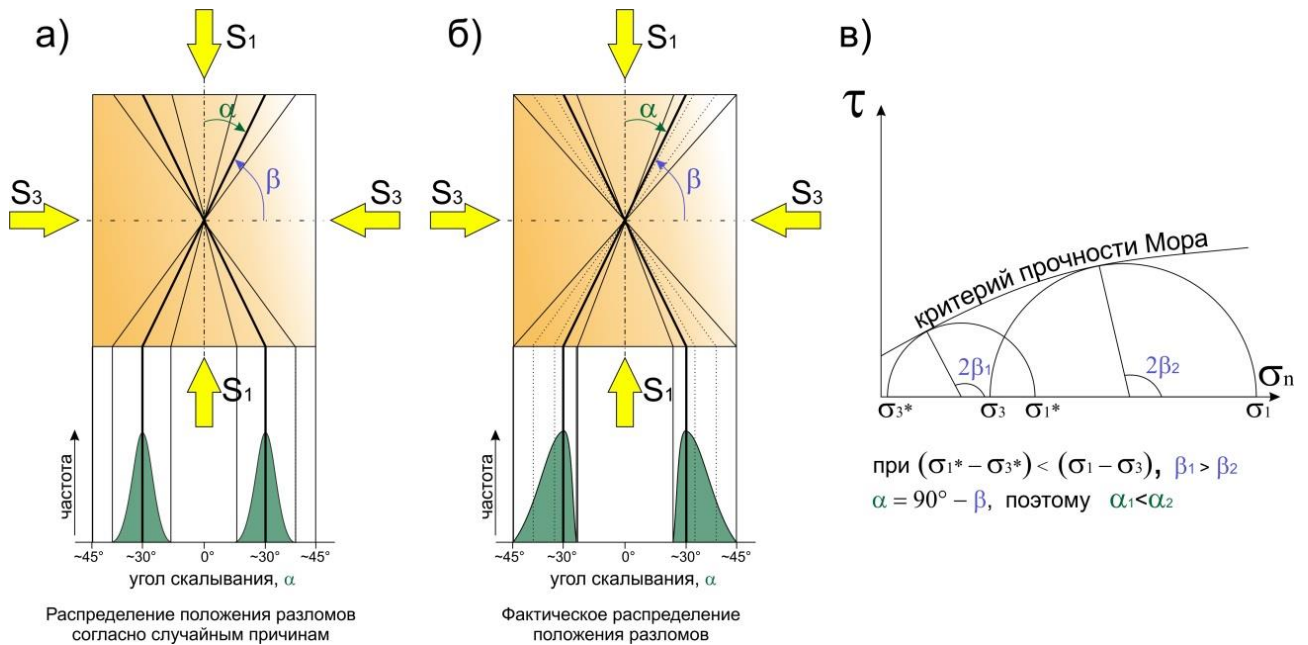


Рисунок 2.5 Распределение положений разломов при случайных причинах отклонения от наиболее вероятного значения (а) фактическое распределение положения разломов (б), критерий прочности Мора, объясняющий фактическое распределение положения разломов (в)

### Метод квазиглавных напряжений

Метод квазиглавных напряжений был предложен Парфеновым (Парфенов, 1981; Парфенов, 1984). Данный метод основан на предположении о том, что образование разлома происходит в плоскости максимальных касательных напряжений, т.е. под углом  $45^\circ$  к главным нормальным напряжениям. Данное допущение позволяет определить положение главных нормальных напряжений исходя из двух пространственных измерений (Рисунок 2.6):

1. Положения плоскости разлома;
2. Направления перемещения по разлому.

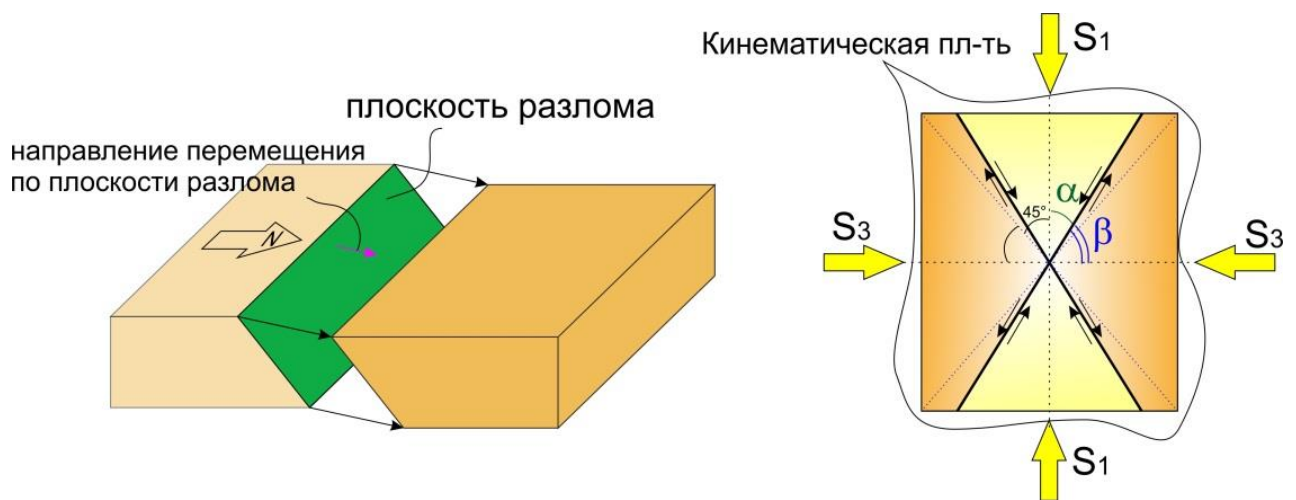


Рисунок 2.6 Блок-схема измеряемых параметров в методе квазиглавных напряжений (слева) и взаимное расположение разлома и главных напряжений на кинематической плоскости (справа)

Данные замеры позволяют определить направление главных нормальных напряжений, поскольку направление перемещения и оси максимального и минимального главных нормальных напряжений лежат в кинематической плоскости, а среднее главное нормальное напряжение перпендикулярно ей (Рисунок 2.7). Однако, поскольку теоретическое положение плоскости разлома отличается от угла  $45^\circ$  на угол трения, деленный пополам, то в данном методе истинное положение осей главных напряжений определяется статистическим способом: определения повторяются для нескольких разломов, а истинное положение осей определяется как центр максимума разбросов (отсюда название метода).

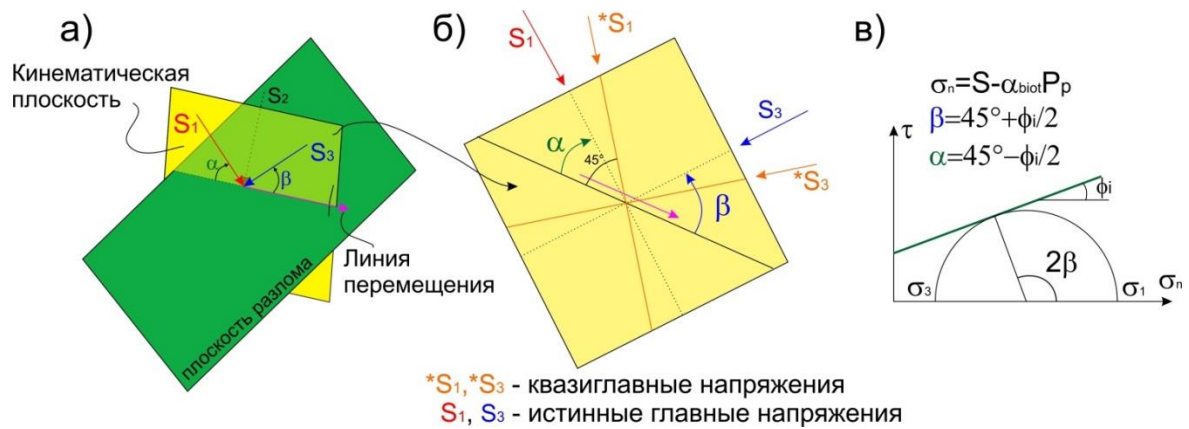


Рисунок 2.7 Соотношение плоскости разлома, линии перемещения, кинематической плоскости и главных напряжений в пространстве (а), вид на кинематическую плоскость (б), критерий разрушения Кулона, показывающий различие в направлениях истинных главных напряжений и квазиглавных напряжений (в)

### Морфокинематический метод

При образовании разлома в приразломной зоне образуется совокупность структур закономерно ориентированных как к плоскости разлома, так и к главным нормальным напряжениям (Рисунок 2.8):

#### 1. Трещины Ридделя:

- $R$  – синтетические (сонаправленные)  $10-15^\circ$  к плоскости разлома. Это трещины, смещение берегов которых совпадает со смещением блоков разломов.
- $R'$  – антитетические (противоположно направленные)  $70-80^\circ$  к плоскости разлома. Это трещины, смещение берегов которых направлено противоположно смещению блоков разломов.

- Следы от включений – пустоты от механической эрозии за счет попадания твердых включений между блоками разломов. Следы от включений параллельны направлению перемещения разлома и перпендикулярны оси среднего главного напряжения.
- Трещины отрыва – трещины, образованные параллельно максимальному главному напряжению и примерно под углом  $\sim 30^\circ$  к плоскости разлома.
- Минерализованные уступы – пустоты на поверхности плоскости разлома, заполненные волокнистыми минералами (часто кварц или кальцит). Аналогично следам от включений минерализованные уступы параллельны направлению перемещения разлома и перпендикулярны оси среднего главного напряжения.
- Сухие уступы – аналогичны минерализованным уступам, но без заполнения.

6. Стиллолиты – поверхность, образованная за счет растворения минералов под давлением и концентрацией в ней нерастворимых минералов. Перпендикулярны оси максимального главного напряжения.
7. Складки волочения – складки, образованные при смещении блоков разломов. Оси складок приблизительно совпадают с осью минимального главного напряжения.

Используя данные закономерности, Гинтов и Исай предложили морфокинематический метод восстановления напряжений, который заключается в картировании (нанесении на плоскость стереонета) морфологических структур приразломной зоны и последующего определения осей главных напряжений (Гинтов, et al., 1984).

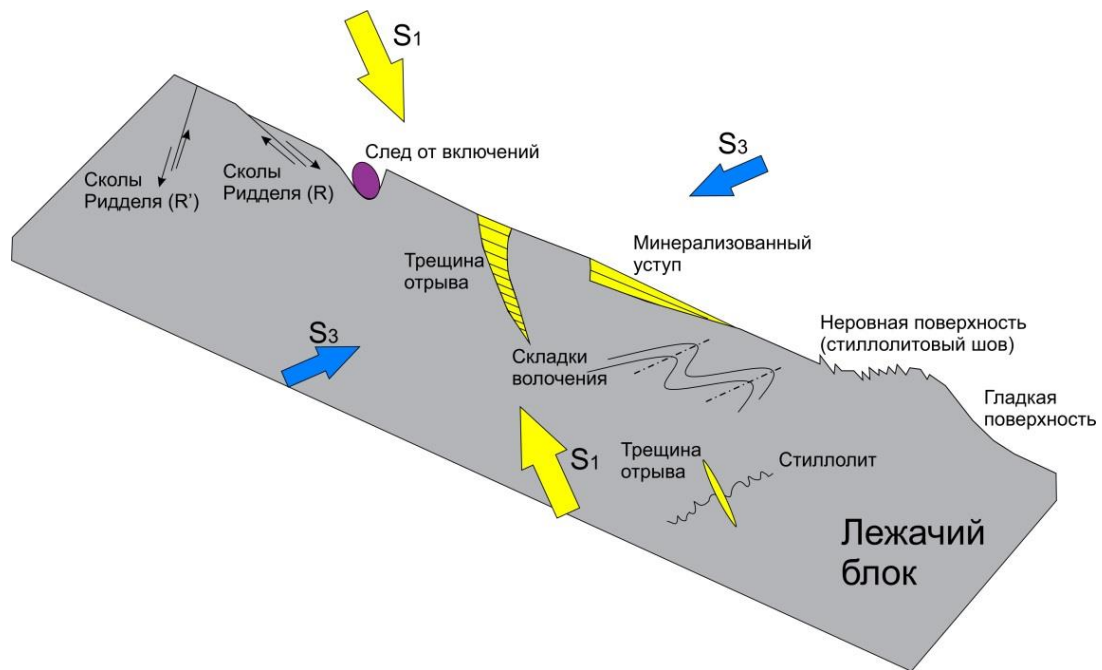


Рисунок 2.8 Морфология приразломной области лежачего блока разлома (Rey)

#### *Структурно-геоморфологический метод.*

Развитие структурно-геоморфологического метода было основано на закономерностях, выделенных для платформенных участков земной коры. Во-первых, было отмечено, что для платформенных участков характерно наличие крутопадающих (практически вертикальных) разломов. Согласно классификации Андерсона (Anderson, 1905), данные разломы являются сдвигами и образуются в условиях, когда максимальное и минимальное главные напряжения лежат в горизонтальной плоскости, а среднее главное напряжение является вертикальным. Во-вторых, было отмечено, что часто вертикальные разломы видны на сейсмике только в верхней части разреза, а также вблизи фундамента, но отсутствуют в средней части осадочного чехла. Такое распределение разломов указывает на выполнение условий разрушения горных пород в верхней и нижней

частях разреза. Обоснование таких условий было выполнено в работах Ребецкого Ю.Л. [17]. Ребецкий вывел аналитические формулы (4) для расчета напряжений, формирующихся в слое (чехле) при продольном сдвиге блоков, расположенных в основании данного слоя (фундаменте):

$$\tau_{xz} = \frac{w_0 K}{4H} \frac{\sin\left(\frac{\pi y}{2H}\right) \operatorname{ch}\left(\frac{\pi x}{2H}\right)}{\operatorname{ch}\left(\frac{\pi x}{H}\right) - \cos\left(\frac{\pi y}{2H}\right)},$$

$$\tau_{yz} = -\frac{w_0 K}{4H} \frac{\cos\left(\frac{\pi y}{2H}\right) \operatorname{sh}\left(\frac{\pi x}{2H}\right)}{\operatorname{ch}\left(\frac{\pi x}{H}\right) - \cos\left(\frac{\pi y}{2H}\right)},$$
(4)

где  $\tau_{xz}$  – касательное напряжение, действующее в горизонтальной плоскости, Па;

$\tau_{yz}$  – касательное напряжение, действующее в вертикальной плоскости, Па;

$w_0$  – величина сдвига фундамента, м;

$K$  – модуль сдвига, Па;

$H$  – толщина слоя (осадочного чехла), м;

$y$  – расстояние по вертикальной оси, с началом в подошве слоя (осадочного чехла) и направленной вертикально вверх, м;

$x$  – расстояние по горизонтальной оси, с началом над линией сдвига и направленной вправо, м;

$\operatorname{sh}$ ,  $\operatorname{ch}$  – гиперболический синус и косинус, соответственно.

Согласно данным формулам распределение касательных напряжений в упругой изотропной среде за счет сдвига фундамента без учета напряжений, вызванных другими причинами, будет соответствовать графикам, представленным на Рисунок 2.9

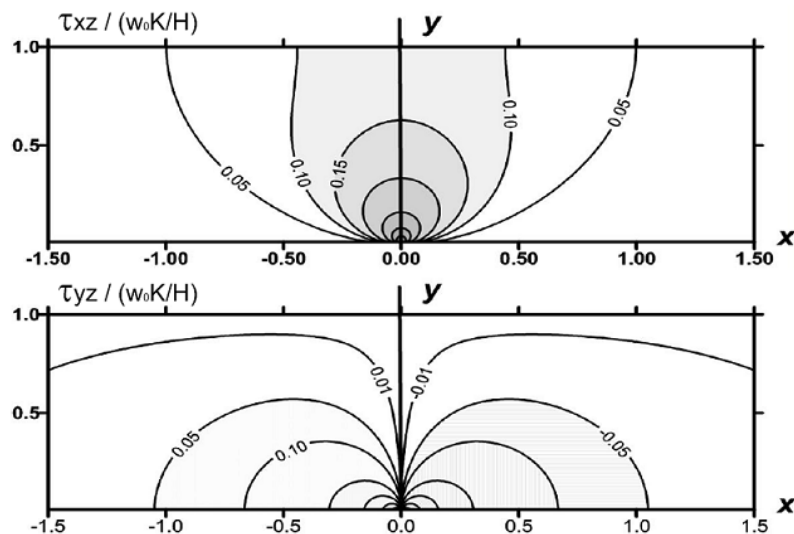


Рисунок 2.9 Распределение касательных напряжений в слое (осадочном чехле) за счет сдвига в его основании (фундаменте). Значения напряжений обезразмерены на  $w_0 K/H$  [19].

Используя принцип суперпозиции, можно сложить данные напряжения с напряжениями, вызванными за счет сил гравитации и выразить результат в виде эквивалентных напряжений, показывающих вероятность хрупкого разрушения (Рисунок 2.10).

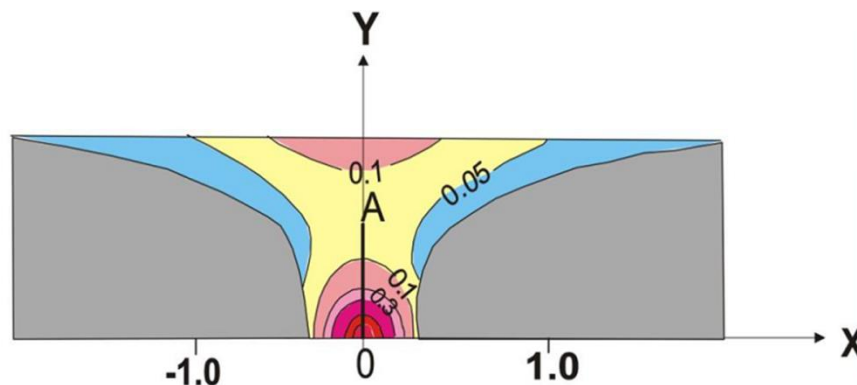


Рисунок 2.10 Распределение эквивалентных напряжений [17]

При построении данного графика автором были использованы следующие параметры:

$$\text{Эквивалентное напряжение: } S_{\text{эк}} = S_1 - kS_3, \quad k = 0.1,$$

$$\text{Безразмерное напряжение за счет гравитации: } S_x = S_y = S_z = -0.25(1-y)$$

Таким образом, при продольном сдвиге фундамента хрупкое разрушение (образование разломов) начинает образовываться в осадочном чехле непосредственно над разломом и вблизи поверхности чехла. Схематическая последовательность образования сдвигов представлена на Рисунок 2.11.

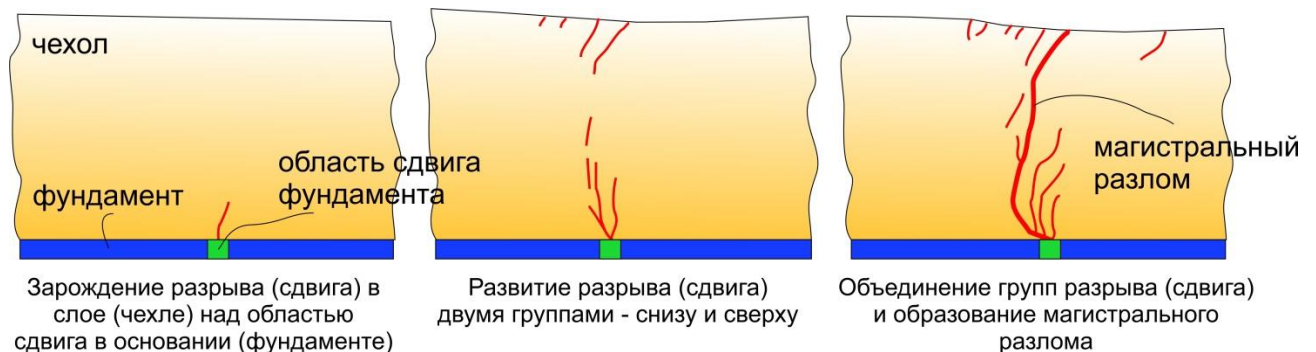


Рисунок 2.11 Развитие разлома в осадочном чехле за счет сдвига фундамента [19]

Основываясь на выше изложенных выводах, Л.А. Сим предложила структурно-геоморфологический метод восстановления напряжений [41]. Данный метод основан на следующих допущениях:

1. В новейший этап тектонического развития для платформ характерно преобладание сдвиговых перемещений по разломам фундамента;
2. Сдвиговые перемещения фундамента проявляются в виде линеаментов рельефа, которые могут быть дешифрованы с использованием карт рельефа, топографических и/или геологических карт, космоснимков или других карт.

Дешифровка линеаментов рельефа позволяет определить ориентацию главных нормальных напряжений на поверхности земли;

3. Ориентация главных нормальных напряжений на поверхности земли совпадает или незначительно отличается от ориентации горизонтальных напряжений, действующих в осадочном чехле и фундаменте.

### **2.1.2 Методы дислокационного анализа**

Методы дислокационного анализа основаны на фундаментальных работах Уоллиса и Ботта [42, 34]. Для данных методов входной информацией являются положения плоскостей разломов и направление смещения блоков разломов. Помимо пространственного положения разломов и направления смещения блоков разломов для использования метода дислокационного анализа, взвешивание на геометрический момент, также требуется знание геометрических размеров разломов. Выделяют следующие методы:

#### **1. Нахождение максимума функции**

- 1.1. Максимум скалярного произведения единичных векторов смещения и касательного напряжения
- 1.2. Максимум скалярного произведения единичного вектора смещения и вектора касательного напряжения
- 1.3. Максимум скалярного произведения векторов смещения и касательного напряжения

#### **2. Нахождение областей допустимых решений**

- 2.1. Графические методы
  - 2.1.1. *Метод M-плоскостей*
  - 2.1.2. *Кинематический метод*
  - 2.1.3. *Метод правых квадрантов*
  - 2.1.4. *Метод правых октантов*
- 2.2. Взвешивание на значение геометрического момента
- 2.3. Метод катакластического анализа

*Допущения Уоллиса и Ботта.*

Методы дислокационного анализа основаны на фундаментальных работах Уоллеса и Ботта (Wallace, 1951; Bott, 1959). Уоллес провел анализ максимальных касательных напряжений, ориентированных под произвольным углом к осям главных нормальных напряжений и представил результаты в виде стереографических проекций (Рисунок 2.12). Основываясь на теории Кулона и результатах испытаний на керне, Уоллес сделал



предположение, что плоскости разломов должны концентрироваться внутри конуса с углом при вершине осевого сечения менее  $90^\circ$  и осью совпадающей с максимальным главным нормальным напряжением. Также Уоллес предположил, что направление смещение разлома должно коррелировать с направлением максимального касательного напряжения в его плоскости, а также, что при наличии нескольких замеров направления смещения блоков разломов, можно определить направление и природу (соотношение) главных напряжений, создавших данные разломы. В свою очередь Ботт обратил внимание на влияние ранее существующих поверхностей ослабления (более старые разломы, трещины, слоистость и т.д.). Ботт сделал предположение, что влияние поверхностей ослабления остается незамеченным до тех пор, пока напряжение в плоскости ослабления не превзойдет прочность данной плоскости. Также Ботт предложил, что трещина (разлом) образуется в той плоскости, где напряжения превзойдут прочность горной породы, а направление смещение блоков этой трещины определяются направлением максимального касательного напряжения, действующего в этой плоскости.

Таким образом, основные допущения методов дислокационного анализа, основанные на выводах Уоллеса и Ботта:

1. Смещение блоков по вновь образованным или ранее существующим разломам происходит в направлении максимального касательного напряжения, действующего в плоскости сдвига (разлома).
2. Смещение на рассматриваемых для восстановления напряжения разломах произошло за счет одного поля напряжений, другими словами, восстанавливаемое напряжение рассматриваемой области было однородно.
3. Направление смещения одного разлома не влияет на направление смещения другого разлома.

Ниже покажем, что методы дислокационного анализа позволяют определить 4 независимых параметра тензора напряжения: направления главных нормальных напряжений (три параметра) и коэффициент формы напряжений ( $R_\sigma$ ).

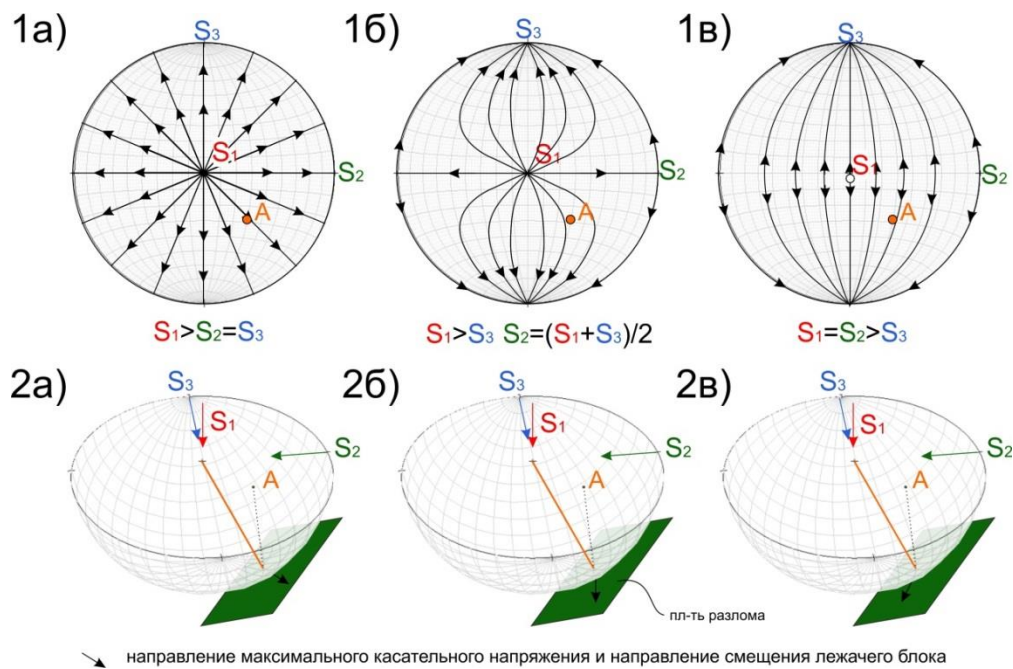


Рисунок 2.12 Направление максимальных касательных напряжений  
в зависимости от напряженного состояния [42]

- 1а) Направления максимальных касательных напряжений при одноосном сжатии;
- 2а) Трехмерное представление направления максимальных касательных напряжений для плоскости с полюсом  $A$  и случая напряжения 1а;
- 1б) Направление максимальных касательных напряжений при условии, что среднее главное напряжение равно половине суммы максимального и минимального главных нормальных напряжений
- 2б) Трехмерное представление направления максимальных касательных напряжений для плоскости с полюсом  $A$  и случая напряжения 1б
- 1в) Направление максимальных касательных напряжений при одноосном растяжении
- 2в) Трехмерное представление направления максимальных касательных напряжений для плоскости с полюсом  $A$  и случая напряжения 1в

Эмпирически доказано (Etchecopar, et al., 1981; Wallace, 1951) (Ramsay, et al., 2000), что направление максимального касательного напряжения в любой плоскости зависит от положения рассматриваемой плоскости, заданной посредством углов Эйлера ( $\psi$ ,  $\theta$ ,  $\phi$  – углы между осью нормали рассматриваемой плоскости и направлением максимальных, средних, минимальных главных нормальных напряжений соответственно), а также от соотношения значений главных нормальных напряжений  $(S_2 - S_3)/(S_1 - S_3)$ . Данное соотношение (формула 5) называется коэффициентом формы тензора напряжений ( $R_\sigma$ ), используемого в зарубежной литературе, в Российской литературе используется коэффициент Лоде-Надаи ( $\mu_\sigma$ ):

$$R_\sigma = \frac{S_2 - S_3}{S_1 - S_3},$$

$$\mu_\sigma = 2 \left( \frac{S_2 - S_3}{S_1 - S_3} - 1 \right) \quad (5)$$

Соотношение тектонических режимов и коэффициентов  $R_\sigma$  и  $\mu_\sigma$  представлено в Таблица 2.1.

Таблица 2.1 Соотношение тектонических режимов и коэффициентов  $R_\sigma$  и  $\mu_\sigma$

	Плоская деформация	Одноосное растяжение	Чистый сдвиг
<i>Соотношение главных нормальных напряжений</i>	$S_1 > S_2 = S_3$	$S_1 = S_2 > S_3$	$S_1 - S_3 = 2(S_2 - S_3)$
Значение коэффициента формы тензора напряжений ( $R_\sigma$ )	0	1	0.5
Значение коэффициента Лоде-Надаи ( $\mu_\sigma$ )	-1	1	0

Таким образом, задача определения направления напряжений в методах дислокационного анализа сводится к тому, чтобы определить такое соотношение главных нормальных напряжений и коэффициента  $R_\sigma$  или  $\mu_\sigma$ , что максимальные касательные напряжения во всех плоскостях рассматриваемых разломов будут наилучшим образом соответствовать реально измеренным направлениям смещения блоков. Данная задача может быть решена, используя компьютерные алгоритмы или графические методы.

### ***Нахождение максимума функции однородности***

*Максимум скалярного произведения единичных векторов смещения и касательного напряжения.*

В данном подходе функция однородности (6) задается как сумма скалярных произведений известного единичного вектора подвижки на поверхности скола и единичного вектора касательного напряжения, действующего на этой же поверхности, ориентация которого обусловлена искомым тензором напряжений:

$$F = \sum_{i=1}^n \frac{\mathbf{s}_i \mathbf{t}_i}{|\mathbf{s}_i| |\mathbf{t}_i|} = \sum_{i=1}^n \frac{|\mathbf{s}_i| |\mathbf{t}_i| \cos \widehat{\mathbf{s}_i \mathbf{t}_i}}{|\mathbf{s}_i| |\mathbf{t}_i|} = \sum_{i=1}^n \cos \widehat{\mathbf{s}_i \mathbf{t}_i} \quad (6)$$

где  $F$  – функция однородности;

$\mathbf{s}_i$  – вектор направления смещения блоков разлома;

$\mathbf{t}_i$  – вектор направления максимальных касательных напряжений для плоскости разлома;

$n$  – количество измерений;

$i$  – порядковый номер измерения.

Как видно из уравнения функции однородности, ее максимальное значение равно количеству измерений (рассматриваемых разломов), участвующих в анализе в том случае, если все смещения по рассматриваемым разломам произошли в условиях однородного поля напряжений.

*Максимум скалярного произведения единичного вектора смещения и вектора касательного напряжения.*

В данном подходе функция однородности (7) задается как сумма скалярных произведений известного единичного вектора подвижки на поверхности скола и вектора касательного напряжения, действующего на этой же поверхности, ориентация которого обусловлена искомым тензором напряжений:

$$F = \sum_{i=1}^n \frac{\mathbf{s}_i \mathbf{t}_i}{|\mathbf{s}_i|} = \sum_{i=1}^n \frac{|\mathbf{s}_i| |\mathbf{t}_i| \cos \widehat{\mathbf{s}_i \mathbf{t}_i}}{|\mathbf{s}_i|} = \sum_{i=1}^n |\mathbf{t}_i| \cos \widehat{\mathbf{s}_i \mathbf{t}_i} \quad (7)$$

где F – функция однородности;

$\mathbf{s}_i$  – вектор направления смещения блоков разлома;

$\mathbf{t}_i$  – вектор направления максимальных касательных напряжений для плоскости разлома;

n – количество измерений;

i – порядковый номер измерения.

В отличие от предыдущего подхода в данной функции однородности учитывается значение максимальных касательных напряжений. Таким образом, разломы, расположенные вблизи плоскостей максимальных касательных напряжений (под углами близкими 45° к  $S_1$ ) будут вносить больший вклад в расчет палеонапряжений.

*Максимум скалярного произведения векторов смещения и касательного напряжения.*

В данном подходе функция однородности задается как сумма скалярных произведений вектора подвижки на поверхности скола и касательного напряжения, действующего на этой же поверхности, ориентация которого обусловлена искомым тензором напряжений:

$$F = \sum_{i=1}^n \mathbf{s}_i \mathbf{t}_i = \sum_{i=1}^n |\mathbf{s}_i| |\mathbf{t}_i| \cos \widehat{\mathbf{s}_i \mathbf{t}_i} \quad (8)$$

где F – функция однородности;

$\mathbf{s}_i$  – вектор направления смещения блоков разлома;

$\mathbf{t}_i$  – вектор направления максимальных касательных напряжений для плоскости разлома;

n – количество измерений;

i – порядковый номер измерения.

В отличие от предыдущих функций однородности в выражении (8) учитываются длины векторов перемещения и величина максимального касательного напряжения на рассматриваемой плоскости. Таким образом, данная функция однородности учитывает величину энергии, рассеиваемой в результате скольжения вдоль рассматриваемых разломов, а наибольший вклад в определение направления главных нормальных напряжений будут

вносить разломы с наибольшими значениями затраченной энергии за счет перемещения по разлому.

### *Нахождение областей допустимых решений*

#### *Метод М-плоскостей*

Метод М-плоскостей предложен Арто. Данный метод является графическим методом определения направления главных нормальных напряжений. Сущность метода заключается в определении совокупности плоскостей, содержащих вектор перемещения и вектор нормали плоскости разлома, называемых М-плоскостями или плоскостями перемещения (Movement planes в зарубежной литературе) [33]. Пересечение М-плоскостей соответствует оси  $S_1$ , оси  $S_2$  и  $S_3$  располагаются в перпендикулярной плоскости, однако их точное направление данный метод определить не позволяет.

#### *Кинематический метод*

Кинематический метод восстановления напряжений был предложен Гущенко О.И. Данный метод основан на том факте, что направление максимальных касательных напряжений в любой плоскости расходуется от оси максимального сжатия ( $S_1$ ) и сходится к оси минимального сжатия или растяжения ( $S_3$ ), что видно из рисунка 2.12. Используя допущения Уоллеса-Ботта о сонаправленности векторов перемещения и максимальных касательных напряжений можно утверждать, что вектора перемещений разломов должны вести себя аналогичным образом. Тогда нанесение на стереограмму векторов перемещений позволит выделить области выхода осей  $S_1$  и  $S_3$  [4, 5].

#### *Метод правых квадрантов*

Метод правых квадрантов был предложен. Исходя из эмпирических уравнений следует, что для одного разлома при любых значениях  $R_\sigma$  существует область возможного выхода оси  $S_1$  и оси  $S_3$ . Данные области составляют 4 квадранта: 2 квадранта сжатия (область возможных выходов оси  $S_1$ ) и 2 квадранта растяжения (область возможных выходов оси  $S_3$ ) на стереографической проекции (Рисунок 2.13) [32].

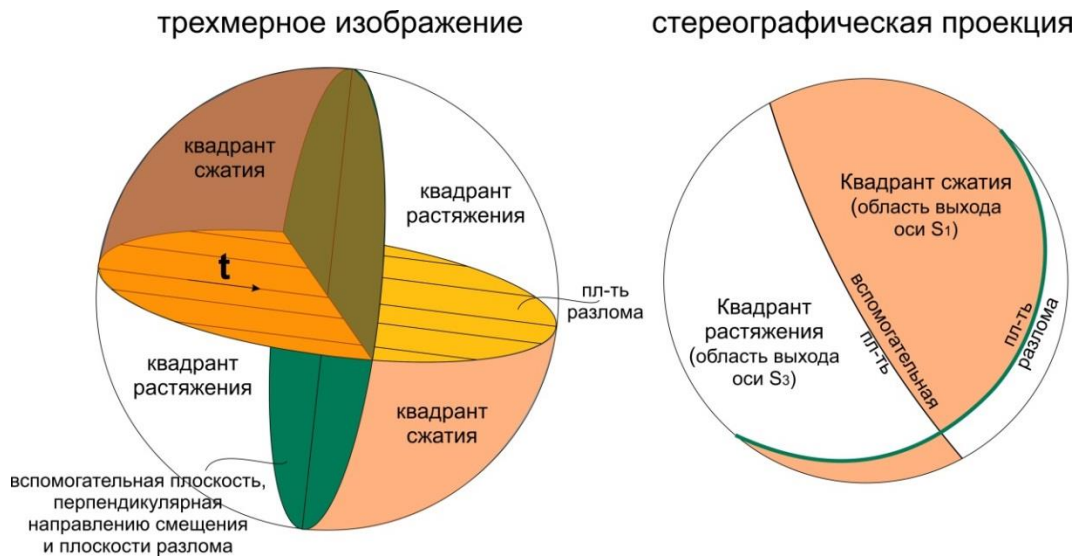


Рисунок 2.13 Области допустимых выходов осей главных нормальных напряжений для одного разлома при использовании метода правых квадрантов [40]

Соответственно, метод правых квадрантов основан на последовательном отображении областей допустимых выходов осей сжатия и растяжения от рассматриваемых разломов на стереографической проекции, что приводит к последовательному уменьшению области возможных выходов осей  $S_1$  и  $S_3$ .

#### *Метод правых октантов*

Метод правых октантов является уточнением метода правых квадрантов. В данном методе накладываются дополнительные ограничения на области допустимых выходов осей  $S_1$  и  $S_3$  (Рисунок 2.14 Области допустимых выходов осей  $S_1$  и  $S_3$  в методе правых октантов (Рисунок 2.14 **Ошибка! Источник ссылки не найден.**) [37]).

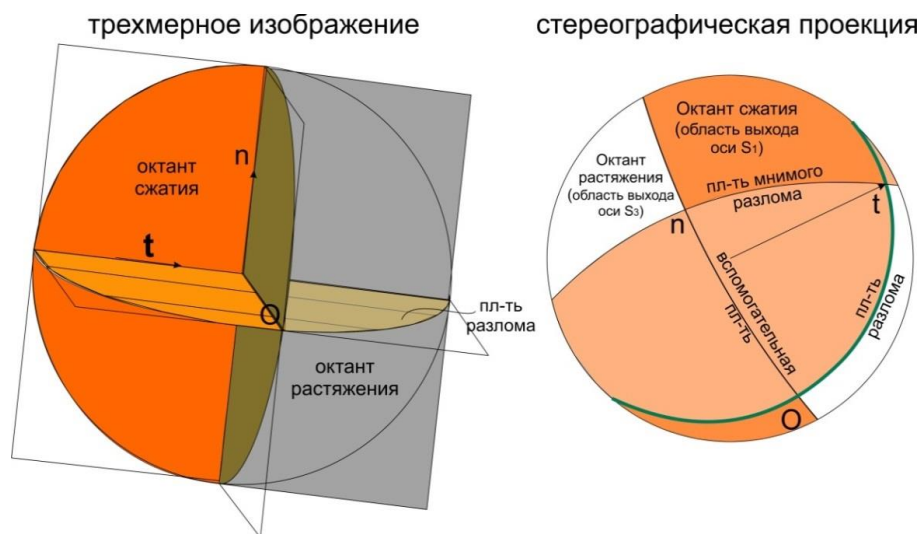


Рисунок 2.14 Области допустимых выходов осей  $S_1$  и  $S_3$  в методе правых октантов

*Взвешивание осей P и T на основе геометрического момента разлома*

Как было показано выше (Метод квазиглавных напряжений), при известной ориентировке плоскости разлома и направления перемещения в данной плоскости можно определить ориентировочные направления главных нормальных напряжений (квазиглавные напряжения). Данные направления будут соответствовать центрам квадрантов сжатия (точка P) и растяжения (точка T), полученных в методе правых квадрантов (Рисунок 2.15). Соответственно, для совокупности разломов можно определить облако точек P и T. Используя методы векторной статистики, можно найти среднее направление для всей совокупности данных точек. В случае определения направлений главных нормальных напряжений наиболее часто используется статистика Бингама.

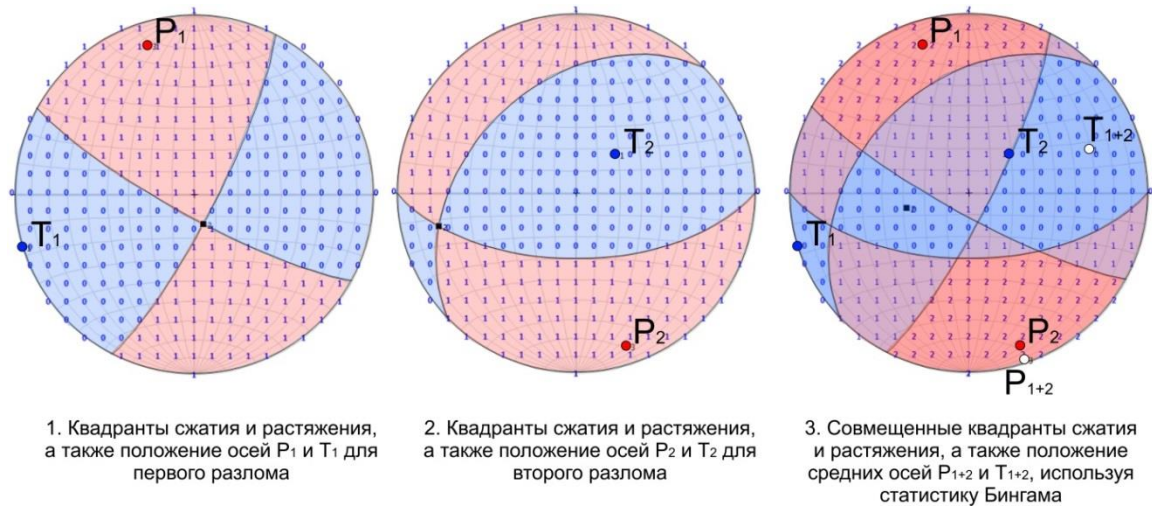


Рисунок 2.15 Пример определения среднего значения осей P и T с использованием статистики Бингама без весовых коэффициентов

При выполнении осреднении направления главных нормальных напряжений в примере, изображенном на рисунке 2.15, все разломы учитывались с одинаковыми весовыми коэффициентами, это означает, что разлом любого масштаба, смещения и направления в пространстве, вносит одинаковый вклад в конечное направление главных нормальных напряжений. Рэндол Маррет и Ричард Альмендингер [38] предложили использовать для осреднения в качестве весовых коэффициентов геометрический момент разломов, определяемый уравнением (9):

$$M_g = Au_{ave} \quad , \quad (9)$$

где A – площадь поверхности разлома, м<sup>2</sup>;  
u<sub>ave</sub> – среднее смещение разлома, м.

Обоснование данного метода основано на следующих принципах. Изменение координат точек системы, называемое деформацией, может быть вызвано за счет перемещения и вращения объекта, содержащего рассматриваемые точки, а также за счет

изменения формы объекта. Перемещение и вращение объекта не приводит к возникновению напряжений в данном объекте и к образованию трещин. Изменение формы объекта приводит к образованию напряжений и к образованию трещин. Деформация системы может быть записана в виде тензора градиента деформации ( $\mathbf{F}$ ), например через уравнение (10):

$$\mathbf{F} = \begin{vmatrix} 3 & 0.5 & 0.2 \\ 0.8 & 2 & 0.6 \\ 0.3 & 0.4 & 1 \end{vmatrix} \quad (10)$$

Данный тензор можно разложить на симметричную часть ( $\mathbf{U}$ ) и матрицу поворота ( $\mathbf{R}_m$ ) (11):

$$\mathbf{U} = \begin{vmatrix} 3 & 0.6 & 0.26 \\ 0.6 & 1.9 & 0.5 \\ 0.26 & 0.5 & 1 \end{vmatrix} \quad \mathbf{R}_m = \begin{vmatrix} 1 & -0.05 & -0.03 \\ 0.05 & 1 & 0.07 \\ 0.03 & -0.07 & 1 \end{vmatrix} \quad (11)$$

Симметричную часть градиента деформаций можно линеаризовать (формула 12):

$$\mathbf{U} = \begin{vmatrix} 3.35 & 0 & 0 \\ 0 & 1.77 & 0 \\ 0 & 0 & 0.78 \end{vmatrix} \quad \mathbf{Q} = \begin{vmatrix} 0.88 & 0.43 & 0.19 \\ -0.47 & 0.80 & 0.36 \\ 0 & -0.4 & 0.91 \end{vmatrix} \quad (12)$$

Тогда значения линеаризованной части ( $\mathbf{U}$ ) будут характеризовать главные компоненты относительной деформации в системе координат, повернутой относительно первоначальной системы координат на углы, характеризуемые матрицей ( $\mathbf{Q}$ ). Соответственно, матрицы  $\mathbf{U}$  и  $\mathbf{Q}$  позволяют определить направления главных нормальных напряжений, вызывающие данную деформацию, а также значения главных нормальных напряжений (при наличии коэффициентов упругости). Маррет и Альмендингер [38] показали, что тензор градиента деформации может быть выражен через геометрический момент разлома через уравнение (13):

$$\mathbf{F} = \frac{1}{V} \sum_{i=1}^N M_{g_i} (\mathbf{s}_i \mathbf{n}_i) \quad (13)$$

где  $\mathbf{F}$  – тензор градиента деформации;

$M_{g_i}$  – геометрический момент  $i$ -того разлома,  $\text{м}^3$ ;

$V$  – объем региона (пород), содержащего все исследуемые разломы,  $\text{м}^3$ ;

$\mathbf{s}_i$  – единичный вектор, сонаправленный с направлением перемещения висячего блока разлома;

$\mathbf{n}_i$  – единичный вектор, сонаправленный с нормалью плоскости разлома;

Как видно из формулы (13), объем рассматриваемых горных пород является масштабируемым параметром тензора  $\mathbf{F}$ , и, поэтому не влияет на направление главных относительных деформаций и, соответственно, на направление главных нормальных напряжений. Тензорное произведение векторов  $\mathbf{s}$  и  $\mathbf{n}$  для любого разлома и последующее



определение собственных векторов соответствует векторам выхода осей Р, Т и ортогонального вектора, найденных в методе правых квадрантов. Таким образом, подход, предложенный Рэндролом Марретом и Ричардом Альмендингером, заключается во взвешивании осей Р и Т, найденных по методу правых квадрантов, на геометрический момент разломов при использовании осреднения Бингама и последующем определении главных компонент симметричной части тензора (связанных с направлением напряжений) и ассиметричной части тензора (связанной с поворотом системы или разломов). Если геометрические моменты всех разломов одинаковы, то осреднение осей Р и Т по методу Бингама даст идентичный результат определения направления главных нормальных напряжений, что и метод Маррета и Альмендингера.

Поскольку данный метод разработан для полевых измерений, для которых достаточно проблематично оценить площадь разлома и среднее перемещение точек разлома, Маррет и Альмендингер предложили использовать следующие эмпирические зависимости (14, 15) для оценки данных параметров:

$$u_{ave} = cu_{max} \quad (14)$$

где  $u_{ave}$  – среднее перемещение точек разлома, м;

$u_{max}$  – максимальное перемещение двух точек разлома, м;

$c$  – эмпирическая константа, изменяется от 0.66 (для эллиптической функции перемещения точек разлома) до 0.33 (для треугольной функции перемещения точек разлома), рекомендуемое значение 0.5.

$$A = \frac{\pi w^2}{4e} = \frac{\pi K^2}{4ec_2c} u_{ave} \quad (15)$$

где  $A$  – площадь поверхности разлома, м<sup>2</sup>;

$w$  – ширина разлома (длина линии пересечения разлома с горизонтальной плоскостью), м;

$e$  – эллиптичность разлома (изменяется от 2 до 3), рекомендуемое значение 2;

$K$  – модуль сдвига, ГПа;

$c_2$  и  $c$  – эмпирические константы  $2 \cdot 10^{-4} \text{ ГПа}^2 \text{ м}^{-1}$  и 0.5 соответственно.

#### *Метод катакластического анализа*

Метод катакластического анализа предложен Ребецким Ю.Л. [18]. В данном методе используются следующие допущения (Рисунок 2.16):

1. Модель среды представляет собой совокупность упругих блоков, разделенных разломами. Объем, содержащий несколько блоков, рассматривается как квазипластическое деформируемое тело.

2. Каждый разлом имеет область упругой разгрузки – это область, в которой произошло уменьшение интенсивности напряжений за счет выделения части упругой энергии в виде акустических волн, тепла, увеличения поверхности частиц горных пород и т.д.

3. Установившийся режим деформирования – тензор напряжений либо постоянен, либо меняется пропорционально одному параметру. Тензор суммарных разрывных деформаций подобен тензору упругих деформаций.

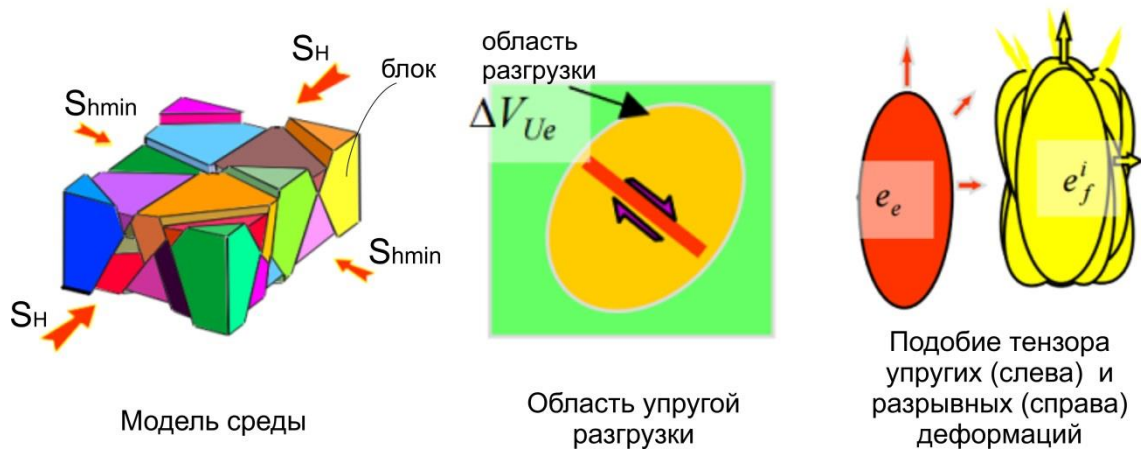


Рисунок 2.16 Основные допущения метода катакластического анализа

В методе катакластического анализа производится разделение всех исследуемых разломов на выборки. Сначала формируется *начальная выборка* разломов. В данную выборку включаются те разломы, области упругих деформаций которых пересекаются. Данную выборку необходимо произвести вручную, поскольку программа StressGeol не производит ее автоматически.

После формирования начальной выборки разломов производится автоматическое выделение *однородных выборок* внутри программы StressGeol на основе:

1. Принципа уменьшения упругой энергии за счет каждого разлома (разлом должен быть ориентирован к искомым направлениям главных нормальных напряжений так, что смещение по нему приведет к общему уменьшению упругой энергии системы).

2. Подобия тензора упругих и разрывных деформаций и упорядоченности квазипластического деформирования (общее удлинение и укорочение системы связано с направлением главных нормальных напряжений и не меняется в процессе деформирования).

Первое условие идентично условию метода правых квадрантов: *в направлении главной максимальной относительной деформации каждый разлом может приводить только к увеличению длины рассматриваемого объема, а в направлении минимальной относительной*

*деформации каждый разлом может приводить только к укорочению длины рассматриваемого объема:*

$$\begin{aligned} \cos \psi \cos \alpha &\leq 0 \\ \cos \phi \cos \gamma &\geq 0 \end{aligned} \quad (16)$$

где  $\psi$  – угол между осью нормали рассматриваемой плоскости и направлением максимального главного нормального напряжения.

$\phi$  – угол между осью нормали рассматриваемой плоскости и направлением минимального главного нормального напряжения.

$\alpha$  – угол между направлением максимального касательного напряжения и направлением максимального главного нормального напряжения.

$\gamma$  – угол между направлением максимального касательного напряжения и направлением минимального главного нормального напряжения.

Второе условие ограничивает область, выделенную по первому условию: *в направлении оси максимального главного нормального напряжения могут формироваться только деформации укорочения, в направлении оси среднего главного нормального напряжения могут формироваться любые деформации (удлинения и укорочения), но по абсолютным значениям не превышать деформаций в ортогональных направлениях, в направлении минимального главного нормального напряжения могут формироваться только деформации удлинения:*

$$\cos \phi \cos \gamma \geq \cos \theta \cos \beta \geq \cos \psi \cos \alpha \quad (17)$$

где  $\psi$  – угол между осью нормали рассматриваемой плоскости и направлением максимального главного нормального напряжения.

$\theta$  – угол между осью нормали рассматриваемой плоскости и направлением среднего главного нормального напряжения.

$\phi$  – угол между осью нормали рассматриваемой плоскости и направлением минимального главного нормального напряжения.

$\alpha$  – угол между направлением максимального касательного напряжения и направлением максимального главного нормального напряжения.

$\beta$  – угол между направлением максимального касательного напряжения и направлением среднего главного нормального напряжения.

$\gamma$  – угол между направлением максимального касательного напряжения и направлением минимального главного нормального напряжения.

Таким образом, выделение однородных выборок позволяет выделить этапы деформации рассматриваемого объема горных пород.

В методе катакластического анализа используется симметричная часть градиента тензора деформаций (U) пример которой показан в выражении (12):

$$\mathbf{U} = 0.5 \sum_{i=1}^N \frac{M_{gi}}{V_i} (\mathbf{s}_i \mathbf{n}_i + \mathbf{s}_i \mathbf{u}_i) \quad (18)$$

где  $\mathbf{U}$  – симметричный тензор градиента деформации;  
 $M_{gi}$  – геометрический момент  $i$ -го разлома (скаляр),  $\text{м}^2$ ;  
 $V_i$  – объем упругой разгрузки  $i$ -го разлома (скаляр),  $\text{м}^3$ ;  
 $\mathbf{s}_i$  – единичный вектор, сонаправленный с направлением перемещения висячего блока разлома;  
 $\mathbf{n}_i$  – единичный вектор, сонаправленный с нормалью плоскости разлома.  
 $\mathbf{s}_i \mathbf{n}_i$  – тензорное произведение векторов.

При этом в методе катакластического анализа принимается, что отношение геометрического момента к объему упругой деформации является константой для любого разлома ( $M_{gi}/V_i = \text{const}$ ). Это позволяет вынести  $M_{gi}/V_i$  за знак суммирования и определить тензор градиента деформаций как сумму тензорного произведения вектора нормали к разлому и вектора перемещения. Собственные вектора данного тензорного произведения сонаправлены с выходами осей Р, Т и ортогональной оси, найденным по методу правых квадрантов.

После того как выделены разломы, относящиеся к одному этапу деформации (однородные выборки), внутри области допустимых выходов осей главных нормальных напряжений выбирается такое положение, которое приводит к максимальному значению выделенной упругой энергии за счет деформации по всем разломам:

$$(\ddot{S}_{ij} - \ddot{S}^*_{ij}) U_{ij} \geq 0 \quad (19)$$

где  $\ddot{S}_{ij}$  – искомый тензор напряжений, нормированный на величину максимальных касательных напряжений;  
 $\ddot{S}^*_{ij}$  – возможный тензор напряжений, нормированный на величину максимальных касательных напряжений;  
 $U_{ij}$  – симметричная часть тензора приращения сейсмотектонических деформаций.

Для каждого отдельного разлома значение энергии деформации рассчитывается следующим образом:

$$dE^a = [(1 - \mu_\sigma) l_{1i} l_{1j} - (1 + \mu_\sigma) l_{3i} l_{3j}] (n_i^a s_j^a + n_j^a s_i^a) \quad (20)$$

где  $dE^a$  – возможное значение выделившейся энергии для одного разлома с порядковым номером  $a$ ;  
 $\mu_\sigma$  – коэффициент Лодэ-Надаи;  
 $l_{ij}$  – направляющий косинус между главным нормальным напряжением и координатной осью;  
 $s_i$  – вектор направления смещения блоков разлома;  
 $n_i$  – вектор, сонаправленный с нормалью плоскости разлома;

Выполнение условия (19) заключается в подборе таких направлений главных нормальных напряжений (внутри областей ограниченных условиями (16) и (17)) и коэффициента Лодэ-Надаи, что суммарная энергия, рассчитанная путем суммирования энергий для всех рассматриваемых разломов по уравнению (20) будет иметь максимальное значение.

### 3. Методика исследований

Для достижения цели и решения поставленных задач были проведены сейсмическая интерпретация исходных данных, анализ палеонапряжений, анализ текущих напряжений и анализ проводимости разломов.

#### 3.1 Сейсмическая интерпретация.

В основе подходов, используемых для описания напряженных состояний, лежат данные о пространственном залегании разломов (азимуты простирания и падения, угол падения), направления перемещений по ним и типы разломов. Такой набор информации можно получить в результате измерений в полевых условиях. Объектом исследования в данной работе являются глубоко залегающие отложения палеозойского фундамента, для изучения которого методы полевой геологии не могут быть применены. Но при помощи данных трехмерной сейсмической съемки, становится возможным получить искомые параметры. Таким образом, первоначальная задача сводится к сейсмической интерпретации данных 3D сеймики по лицензионному участку исследуемой области.

##### 3.1.1 Характеристика основных отражающих горизонтов

Согласно анализу исходной информации, в нефтегазоперспективной части разреза исследуемой территории выделяется серия отражающих горизонтов, приуроченных к акустическим границам, разделяющим сейсмогеологические комплексы.

Остановимся кратко на характеристике основных отражающих горизонтов (Рисунок 3.1):

- «Ф<sub>2</sub>» – кровля доюрского основания;
- «II<sup>a</sup>» – региональный сейсмический репер, сопоставимый с подошвой баженовской свиты (кровля георгиевской свиты);
- «III» – сейсмический отражающий горизонт в низах покурской свиты;
- «IV<sup>B</sup>» – сейсмический отражающий горизонт вблизи кровли ипатовской свиты.

Приуроченный к подошве осадочного чехла отражающий горизонт Ф<sub>2</sub> является наиболее сложным для картирования. Изменчивость литологического состава и акустических свойств горных пород, слагающих доюрское основание и перекрывающих его толщ, а также обилие разрывных нарушений, секущих эту поверхность, отрицательно сказываются на устойчивости волнового поля.

Горизонт II<sup>a</sup> на большей части территории Томской области связан с отложениями баженовской свиты. Благодаря аномальности акустических свойств, выдержанности



### 3.1.2 Принципы выделения и трассирования разрывных нарушений

Прослеживание разрывных нарушений по глубине основывается на входных данных, представленных структурной картой кровли фундамента палеозойских отложений с отображенными на ней разрывными нарушениями [8].

В основу выделения разрывных нарушений на временных разрезах были положены классические сейсмостратиграфические критерии: нарушение осей синфазности отражающих горизонтов, падение энергетического уровня сейсмической записи в соответствии с тектонической историей месторождения.

### 3.1.3 Определение параметров разломов

С целью определить элементы залегания разломов, они были переведены в поверхности. С данных поверхностей в программном продукте Petrel были сняты значения азимутов простирания и падения, а так же углы падения. В данной работе принимается допущение о том, что вектор перемещений в своем направлении и угле падения соответствует азимут и углу падения плоскости разлома.

По результатам сейсмической интерпретации, в пределах области интереса было выделено 17 разрывных нарушений. Параметры разломов приведены в Таблица 3.1 в формате необходимом для дальнейших исследований.

Таблица 3.1 Пример входных данных для метода восстановления палеонапряжений

Номер разлома	Азимут простирания разлома	Угол падения разлома	Азимут вектора перемещения	Угол падения вектора перемещения	Компонента
1	183°	62°	273°	62°	Сбросовая
2	158°	73°	68°	73°	Сбросовая
3	168°	76°	78°	76°	Сбросовая
4	147°	73°	57°	73°	Сбросовая
5	137°	69°	47°	69°	Сбросовая
6	114	78	24	78	Сбросовая
7	119	64	209	64	Сбросовая
8	130	77	40	77	Сбросовая
9	155	78	245	78	Сбросовая
10	128	69	38	69	Сбросовая
11	153	69	63	69	Сбросовая
12	166	73	76	73	Сбросовая
13	146	60	236	60	Сбросовая
14	233	75	53	75	Сбросовая
15	112	74	202	74	Сбросовая
16	153	68	243	68	Сбросовая
17	118	62	208	62	Сбросовая
6	114	78	24	78	Сбросовая
7	119	64	209	64	Сбросовая
8	130	77	40	77	Сбросовая
9	155	78	245	78	Сбросовая
10	128	69	38	69	Сбросовая



### 3.2 Анализ палеонапряжений

Совокупность методов восстановления палеонапряжений весьма обширна, каждый из рассматриваемых методов имеет свои ограничения по входным или исходным данным, а также некоторый диапазон неопределенности в получаемых результатах. Автором было решено использовать метод осей Р и Т, предварительно используя метод правых квадрантов, для определения конкретных положений осей главных нормальных напряжений. Данный метод не является интерпретационным (все вычисления основаны на исходных данных, метод не содержит допущений или эмпирических уравнений и констант).

#### 3.2.1 Восстановление палеонапряжений методом правых квадрантов

В основе метода лежит предположение о том, что оси максимального сжатия и максимального растяжения соответствуют осям главных нормальных напряжений  $\sigma_1$  и  $\sigma_3$ . Для восстановления напряжений данным методом, была выполнена следующая последовательность действий:

1. Составление таблицы, включающей азимут простирания и угол падения рассматриваемых разломов, а также азимут простирания и угол падения вектора перемещения (приложение 1).
2. Отображение плоскости разлома и направления смещения в данной плоскости на стереонете (Рисунок 3.2);
3. Построение вспомогательной плоскости из полюса линии перемещения;
4. Определение квадрантов сжатия и растяжения: если разлом имеет сбросовую компоненту, то квадрант, содержащий центр стереонета является квадрантом сжатия, если разлом имеет взбросовую компоненту, то квадрант, содержащий центр стереонета является квадрантом растяжения. Накрест лежащая часть квадранта имеет тот же знак сжатия или растяжения;
5. Пункты 2-4 выполняются последовательно для всех разломов. Находится область сжатия и растяжения, соответствующая максимальному числу разломов

Центры квадрантов сжатия и растяжения, соответствующих точкам Р и Т, соответственно можно найти облако точек выхода осей Р и Т, а затем, используя методы векторной статистики, можно найти среднее направление для всей совокупности данных точек.

Для графической демонстрации данного метода в рамках проекта была использована программа FaultKin, разработанная профессором Ричардом Альмендингером (<http://www.geo.cornell.edu/geology/faculty/RWA/>).



Рисунок 3.2 Восстановление напряжений методом правых квадрантов (для одного разлома)

### 3.2.2 Построение тектонической модели

Для верификации используемых методов так же было произведено восстановление поля деформаций при помощи модуля Fracture Modelling в программном продукте Petrel, путем построения тектонической модели. Тектоническая модель представляет собой серию одного или нескольких тектонических событий, в результате которых образуется система трещин и разломов. Таким образом, совокупность данных по тектоническим режимам существующих разломов в пределах области исследования позволяет при помощи компьютерных расчетов определить преобладающий тип разрывных нарушений в данном регионе, а так же ориентацию в пространстве максимального горизонтального напряжения ( $\sigma_{Hmax}$ ).

Для построения тектонической модели была выполнена следующая последовательность действий:

- 1) Полученные на этапе сейсмической интерпретации разломы переведены в структурные поверхности;
- 2) Определены элементы залегания (угол падения, азимут падения) разлома и глубина в точке пересечения скважины с данным разломом (Point well data);
- 3) Данные значения присвоены рассматриваемому разлому и обозначен тип разрывного нарушения (Assign observed fractures);
- 4) Построена тектоническая модель, использующая в качестве каркаса структурные поверхности разломов.
- 5) Определена ориентация  $\sigma_{Hmax}$  при помощи автоматических вычислений (Рисунок 3.3)

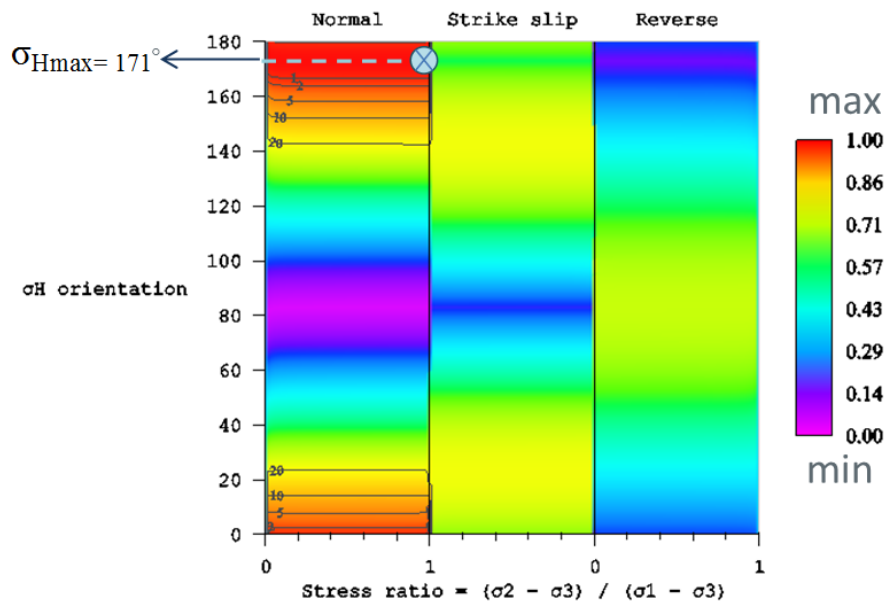


Рисунок 3.3 Графическое представление значения ориентации максимального горизонтального напряжения согласно тектонической модели в интерпретационном окне.

### 3.3 Анализ текущих напряжений

Текущие напряжения так же важны для целей планирования разработки. Используя имеющуюся информацию по скважинным данным, в рамках данного исследования была определена пространственная ориентация главных нормальных напряжений, рассчитаны значения или диапазон их изменений.

#### 3.3.1 Определение вертикального напряжения

Вертикальное напряжение в горных породах вызвано весом вышележащих горных пород. Для расчета значения напряжения на определенной глубине используется следующая формула, которая представляет собой интегрирование плотностного каротажа по глубине [36]:

$$S_v = \int_0^z \rho(z) \cdot g \cdot dz \quad (11)$$

где  $z$  – вертикальная глубина от поверхности до рассматриваемой точки, м;  
 $S_v$  – вертикальное напряжение на глубине  $z$ , Па;  
 $\rho(z)$  – плотность горных пород на глубине  $z$ , кг/м<sup>3</sup>;  
 $g$  – ускорение свободного падения, 9.81 м/с<sup>2</sup>.

### 3.3.2 Определение порового давления

Определение порового давления необходимо для расчета эффективных напряжений при дальнейшем анализе проводимости разломов. Одно из самых распространенных допущений при расчете порового давления – это предположение, что давление является гидростатическим с уровнем на поверхности земли. Тогда поровое давление на любой глубине может быть рассчитано следующим образом:

$$P_p = \int_0^z \rho_w(z) \cdot g \cdot dz \quad (2)$$

где  $z$  – вертикальная глубина от поверхности до рассматриваемой точки, м;

$P_p$  – поровое давление на глубине  $z$ , Па;

$\rho_w(z)$  – плотность жидкости на глубине  $z$ , кг/м<sup>3</sup>;

$g$  – ускорение свободного падения, 9.81 м/с<sup>2</sup>.

Поскольку залежи нефти и газа приурочены в подавляющем большинстве к осадочным горным породам, образованным в водных бассейнах, то зачастую допускается, что жидкостью, находящейся в порах является вода, тогда уравнение (2) упрощается:

$$P_p = \int_0^z (1\,000 \div 1\,150) \cdot g \cdot dz \approx 1000 \cdot g \cdot TVD \quad (23)$$

Данная формула применима только в том случае, когда отсутствуют зоны аномальных давлений. Более точную оценку давления дают методы прямого измерения.

### 3.3.3 Определение направления горизонтальных напряжений

Для определения направления главных горизонтальных напряжений в рамках данного исследования использовались способы, основанные на направлениях вывалов стенки скважин после бурения и на направлениях трещин разрыва после бурения

Разница между главными нормальными горизонтальными напряжениями максимальна возле стенки скважины. При этом в направлении минимального горизонтального напряжения, разница между тангенциальным и радиальным напряжением максимальна. Если напряжения в данной точке превзойдут критерий разрушения горной породы (например, критерия Кулона), то горная порода в данной точке стенки скважины разрушится. С другой стороны на стенке скважины в направлении максимального горизонтального напряжения, тангенциальное напряжение может стать отрицательным и стать ниже прочности горной породы на растяжение. Таким образом, в направлении

максимального горизонтального напряжения могут наблюдаться трещины разрыва после бурения. Для того чтобы определить наличие и направление обвалов стенки скважины, а также трещин разрыва используются микроимаджеры.

### 3.3.4 Определение минимального горизонтального напряжения

Значение минимального горизонтального напряжения было получено на основе анализа профиля давления при проведении мини-ГРП. Данный тест проводится перед основным ГРП для уточнения пластовых параметров (в том числе и для определения минимального горизонтального напряжения) и для последующей корректировки дизайна основного ГРП. График давления от закаченного объема будет аналогичен графику, представленному на Рисунок 3.4.



Рисунок 3.4 График мини-ГРП и ГРП

Анализ графиков данных тестов проводят следующим образом. При закачке флюида в скважину происходит увеличение давления. За счет сжимаемости флюида при увеличении давления, в скважину можно закачать некоторый дополнительный объем жидкости. Поскольку сжимаемость жидкости практически постоянна, то зависимость давления от закаченного объема линейна. В некоторый момент времени в прискваженном пространстве начинает образовываться трещина, за счет этого график давления от объема отклоняется от линейного. При дальнейшем увеличении давления в некоторый момент эффективное давление становится меньше прочности пород на растяжение с отрицательным знаком, и образуется макротрещина ГРП. За счет образования трещины и увеличения объема системы, давление резко падает до уровня, при котором давления достаточно для распространения трещины. Данное давление также включает потери на трение и утечки. Затем насос резко выключают. Если предположить, что флюид мгновенно останавливается, потери на трение

будут равны нулю. Соответственно, мгновенное давление закрытия трещины при условии отсутствия утечек в пласт, а также равномерного распределения давления по всему объему трещины, равно минимальному главному нормальному напряжению. Однако при использовании вязких жидкостей, жидкостей с проппантом (как при основном ГРП) или в случае больших утечек, мгновенное давление закрытия трещины будет выше минимального главного нормального напряжения. Поэтому, используя теорию течения жидкости из трещины, определяется давление закрытия трещины (не мгновенное), которое учитывает утечки флюида в пласт. Считается, что давление закрытия трещины равно минимальному горизонтальному напряжению.

Для скважин, находившихся в разработке в течение некоторого периода времени, давление закрытия трещины необходимо привести к начальному состоянию, при помощи формулы (24).

$$S_{hmin} = S_{hmin\_frac} + \Delta S_{hmin} = S_{hmin\_frac} + \frac{\alpha(1 - 2\nu)}{1 - \nu} \Delta P \quad (24)$$

где  $S_{hmin}$  – минимальное горизонтальное напряжение при начальном поровом давлении, МПа;

$S_{hmin\_frac}$  – минимальное горизонтально напряжение на момент проведения теста мини-ГРП, МПа;

$\Delta S_{hmin}$  – перепад минимального горизонтального напряжения за время разработки до теста мини ГРП, Мпа;

$\alpha$  – константа Биота (=0,84);

$\nu$  – коэффициент Пуассона (=0,28);

$\Delta P$  – перепад давления на момент проведения теста мини-ГРП, МПа(=0,5 МПа).

### 3.3.5. Определение максимального горизонтального напряжения

Для определения максимального горизонтального напряжения используют методику ограничения напряжения [35, 36]. Сущность ее заключается в том, чтобы не определить точное значение максимального горизонтального напряжения, а показать границы возможных значений максимального горизонтального напряжения. Данные границы можно получить при помощи полигона напряжений, который представляет собой графическое представление напряжений удовлетворяющих условию критических напряжений земной коры. На основе критерия прочности Кулона, выраженного через главные нормальные напряжения и принимая сцепление в плоскости разлома равным нулю, получим:

$$\sigma_1 = (\sqrt{1 + \mu^2 + \mu})^2 \sigma_3 \quad (25)$$

А отношение наибольшего эффективного напряжения к наименьшему:

$$\frac{\sigma_1}{\sigma_3} = \frac{S_1 - P_p}{S_3 - P_p} = (\sqrt{1 + \mu^2 + \mu})^2 \quad (26)$$

Тогда учитывая схему Андерсона для относительных значений главных нормальных напряжений:

Для области сбросов: 
$$\frac{\sigma_1}{\sigma_3} = \frac{S_v - P_p}{S_h - P_p} = (\sqrt{1 + \mu^2 + \mu})^2 \quad (27)$$

Для области сдвигов: 
$$\frac{\sigma_1}{\sigma_3} = \frac{S_H - P_p}{S_h - P_p} = (\sqrt{1 + \mu^2 + \mu})^2 \quad (28)$$

Для области взбросов: 
$$\frac{\sigma_1}{\sigma_3} = \frac{S_H - P_p}{S_v - P_p} = (\sqrt{1 + \mu^2 + \mu})^2 \quad (29)$$

Данные уравнения (27-29) можно представить графически в виде полигона напряжений (Рисунок 3.5). Соответственно, зная значение вертикального напряжения, значение минимального горизонтального напряжения, определив тектонические условия рассматриваемой территории и учитывая различную прочность горных пород на одноосное сжатие, можно ограничить возможные значения максимального горизонтального напряжения.

Процедура определения максимального горизонтального напряжения сводится к следующему:

1. Определяется вертикальное напряжение по плотностному каротажу.
2. Определяется минимальное горизонтальное напряжение исходя из мгновенного давления закрытия трещины или давления закрытия трещины.
3. Анализируются результаты интерпретации сейсмичности и региональная геология для определения наиболее вероятного тектонического режима (сброс, сдвиг, взброс).
4. Строится полигон напряжений, на котором проводится линия минимального горизонтального напряжения.
5. Интерпретируются результаты микроимаджеров, выделяются интервалы разрушения стенок скважины и интервалы с трещинами разрыва после бурения.
6. Определяется угол разрушения стенки скважины.
7. Определяются наиболее вероятные прочностные характеристики горных пород в местах разрушения стенки скважины и появления трещин разрыва.
8. На графике полигона напряжений строятся линии по формуле (30)

**Источники ссылки не найден.**

9. Определяется максимальное горизонтальное напряжение.

$$S_{Hmax} = \frac{C_0 + 2P_p + \Delta P_w - S_{hmin}(1 + 2\cos 2\theta_{bo})}{(1 - 2\cos 2\theta_{bo})} \quad (30)$$

где  $\theta_{bo}$  – угол неразрушенной части стенки скважины, градусы;

$P_p$  – поровое давление, Па;

$\Delta P_w$  – разница между пластовым давлением и давлением внутри скважины, Па;

$S_{hmin}$  – минимальное горизонтальное напряжение, Па;

$C_0$  – прочность горных пород на одноосное сжатие.

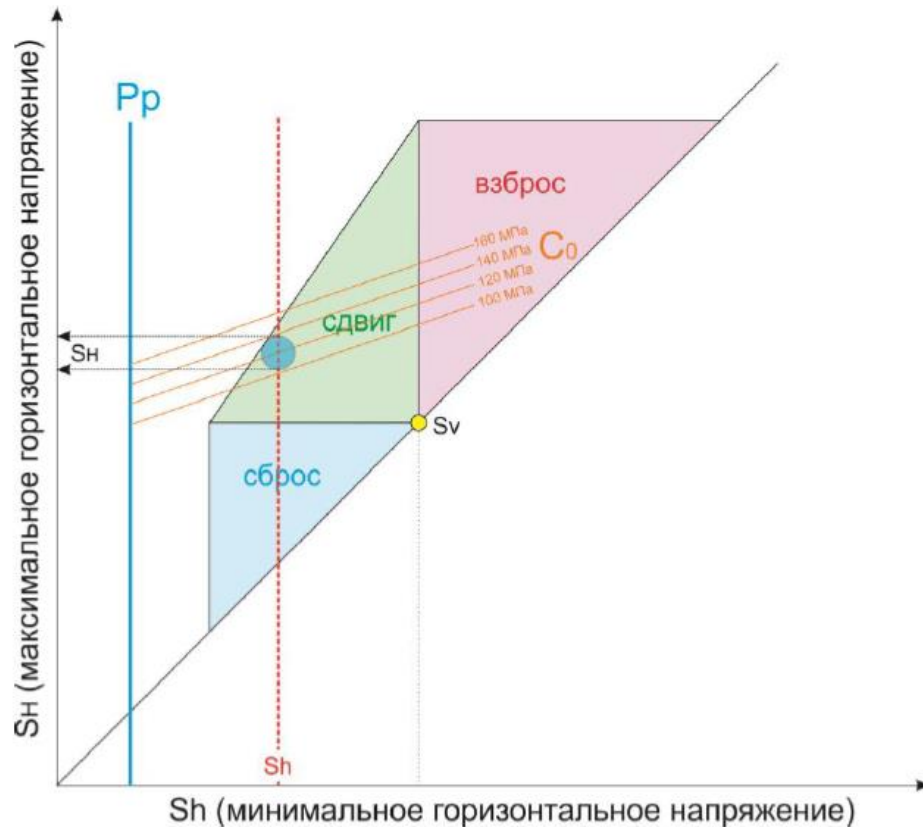


Рисунок 3.5 Определение максимального горизонтального напряжения

### 3.4. Анализ проводимости разломов.

Анализ проводимости разломов сводится к графической интерпретации круга Мора. Согласно критерию Кулона-Мора, существует такое сочетание касательных и нормальных напряжений, при котором массив горной породы достигает предела прочности. Зная ориентацию и значения текущих нормальных напряжений, поровое давление и параметры пространственной ориентации существующих разломов, поместив их на круг Мора, становится возможным определить, какие из разломов максимально приближены к данному критерию прочности (Рисунок 3.6). Таким образом, разломы, находящиеся вблизи круга



мора, наиболее склонны к реактивации (красный цвет на круге Мора), а значит более проводимы, по сравнению с теми разломами, которые находятся в дали от критерия прочности (зеленый цвет на круге Мора).

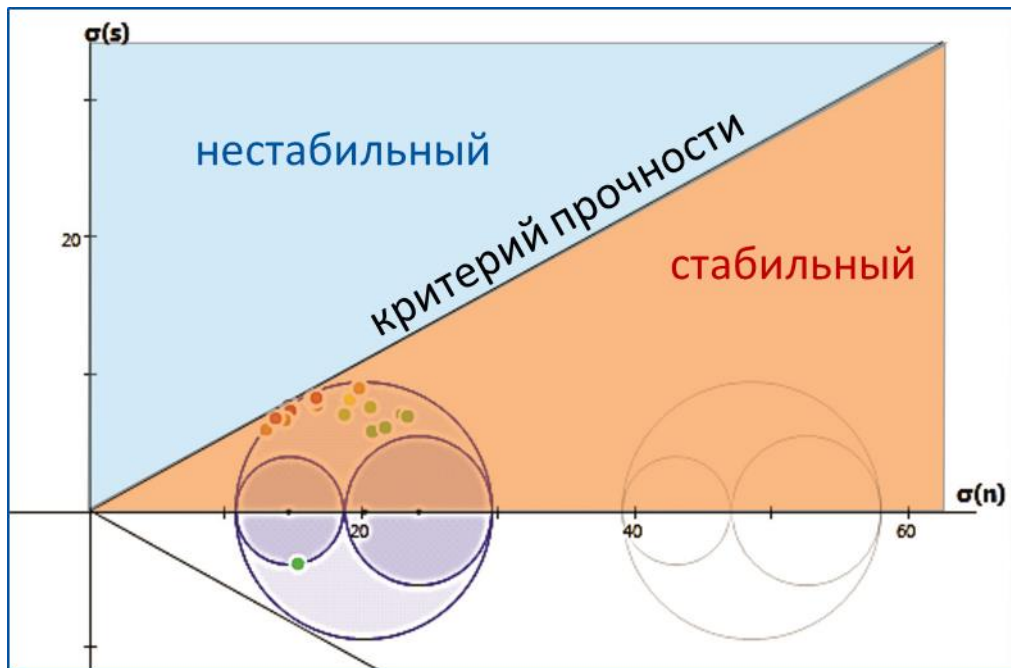


Рисунок 3.6 Графический способ оценки проводимости разломов при помощи кругов Мора

**Раздел 4**  
**Results of investigation**

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ЦМ51	Ужегова Юлия Андреевна		

Консультант кафедры \_\_\_\_\_ ПОНК \_\_\_\_\_ :

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

Консультант – лингвист кафедры \_\_\_\_\_ ПОНК \_\_\_\_\_ :

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Максютин К.Ю.	К.П.Н.		

## 4. Results of investigation

### 1.1. Results of seismic interpretation.

A number of studies were carried out in the area of research, including analysis of global tectonic movements and interpretation of three-dimensional seismic cubes [13]. The obtained data were analyzed and a possible tectonic history was compiled. In general, with rough analysis, it is possible to distinguish several conditional tectonic events.

The first tectonic event can include the events of the middle and late Devonian age ( $D_2$ - $D_3$ ) when active fault tectonics took place during the accumulation of bioherm. Fractures of SE-SW orientation were formed. In the early Carboniferous time (C) tectonic activity increased along the existing NE-SW faults.

The second tectonic event occurred in the late Carboniferous and Early Permian periods ( $C_3$ - $P_1$ ). At the time of block activity and extensional tectonic regime the deformation of horizontal compression and vertical uplifting led to closure of the regional synclinal system.

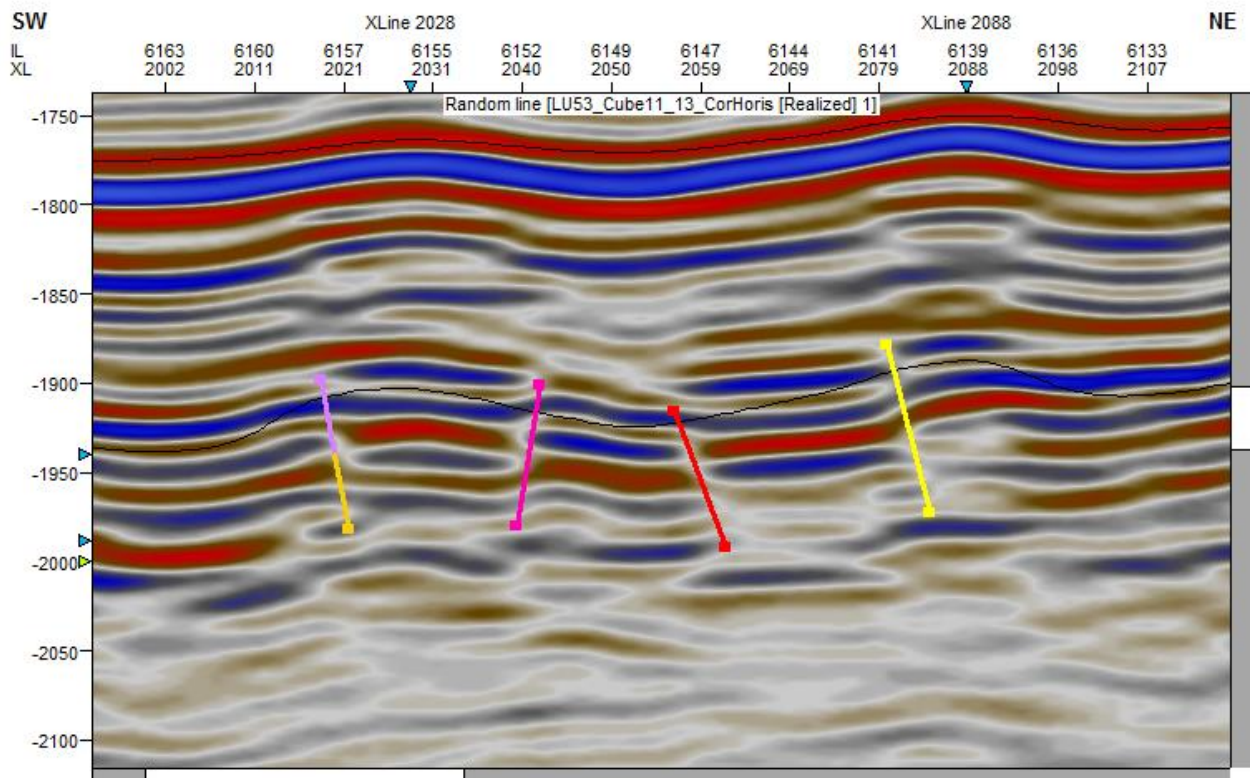


Figure 4.1 Normal and reversed fault on seismic interpretation

In the Triassic, the horsts and grabens origination of the NE-SW orientation was occurred as a result of rifting. These horsts together with the formation of new faults with NE-SW orientation, and the reactivation of old faults with NW-SE orientation characterise the third tectonic event.

According to this particular tectonic history on the base of 3D seismic cube seventeen faults were distinguished. There are two fault types within the area of research that corresponds to the geosyncline closure event with its compressional regime and rifting events with its extensional regime (Figure 4.1).

### 1.2.Results of far field stress analysis.

Following from the seismic interpretation to the paleo stress analysis the principle normal stresses trend and plunge values were defined graphically with the help of stereonet according to the gained fault plane orientation as it was described above (Figure 4.2).

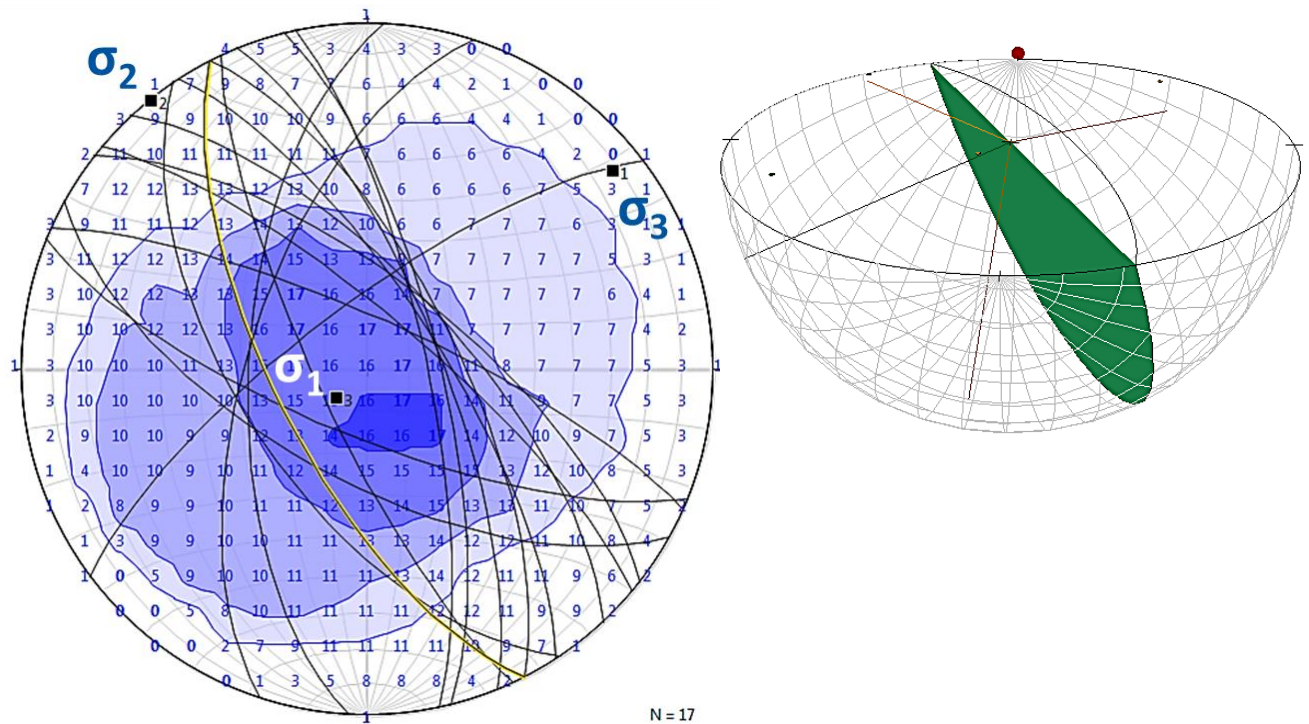


Figure 4.2 Projection of fault planes on stereonet in 2D and 3D dimensions

Table 4.1 Orientation of principal normal stresses according to FaultKin interpretation

Axis	Trend	Plunge
$\sigma_1$	227	80
$\sigma_2$	325	1
$\sigma_3$	51	10

The region of maximum pressure (compression) corresponds to vertical stress ( $\sigma_1$ ) that according to the Andersons diagram (Рисунок 2.3) point out to the fact that the normal fault type is predominant within the area of research. The orientation of maximum horizontal stress ( $\sigma_2$ ) according to the interpretation obtained by means of FaultKin software equal to  $321^\circ$ . Corresponding results were obtained during the tectonic modelling in Petrel software (Рисунок 3.3), where orientation of maximum horizontal stress ( $\sigma_2$ ) equal to  $171^\circ$ . According to the RHR and accounting for measure of inaccuracy equal to 15% the following equation (31) proves the obtained results (Figure 4.3):

$$\sigma_{2\text{FaultKin}} \approx \sigma_{2\text{Petrel}} + 180^\circ \pm 15\% \approx 171^\circ + 180^\circ \pm 27^\circ \quad (31)$$

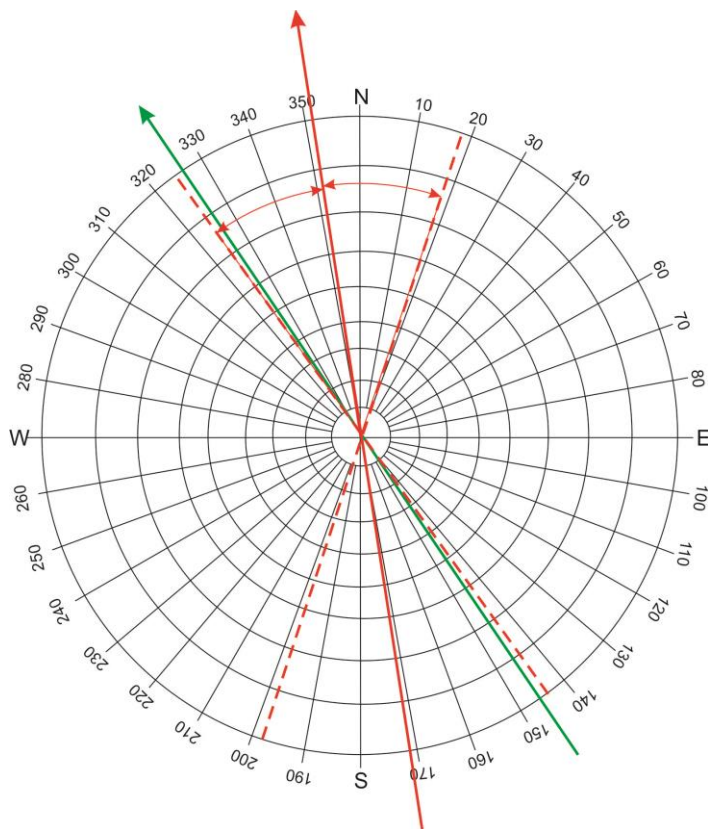


Figure 4.3 Orientation of maximum horizontal stress

#### 4.3. Results of present stress field analysis.

The obtained values that would be described in this chapter were obtained for particular depth. The choice of the depth based on the input data such as microimage log and the interval of its interpretation.

To begin with, the values of the vertical principal stress was converted from the density log as it was described above and at true vertical depth equal to 2769.5 m the vertical stress value equal

to 58.7 MPa. For pore pressure determination the density log was used as well and determined value equal to 27.2 MPa.

Next, the interpretation of microimage log was carried out. There were two intervals with the break outs according to the log data and one interval with fracture evidence. The angle of 63° was chosen as the most probable value (Figure 4.4,

Table 4.2).

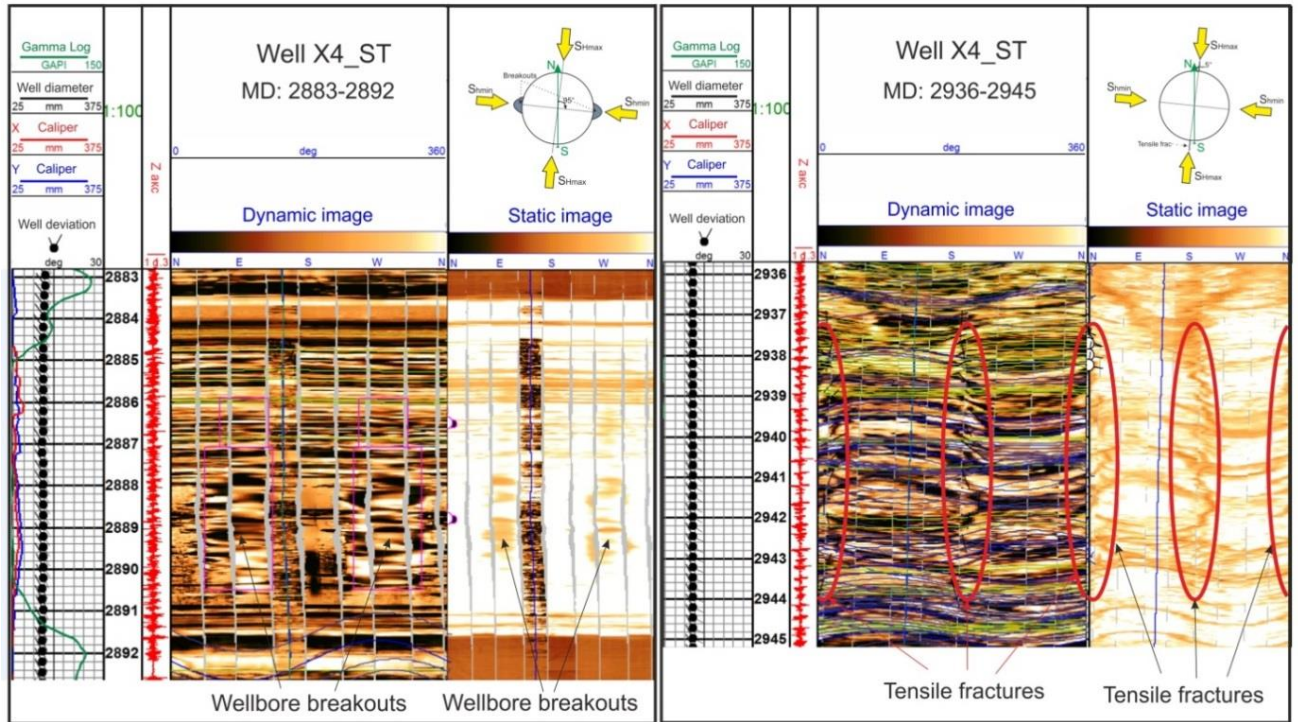


Figure 4.4 Definition of break outs and fractures orientations

Table 4.2 Results of microimage log interpretation at the well X4\_ST

Depth (MD), m.	Indicator type	Orientation	Angle of break out
2886-2887	break out	95 (275)	63
2887-2890.5	break out	95(275)	86
2937-2944	fracture	5 (185)	

After that, the minimum horizontal stress was determined at the point of closure pressure from the plot of pressure dependence from injected volume during the min-fracturing test. This value is equal to 41.39 MPa.

Finally, the maximum horizontal value was determined by means of previously obtained parameters and stress polygon. The result of determination is not one value. It is a range of values according to the uniaxial compressive strength of the rock (Figure 4. 5, Table 4.3).

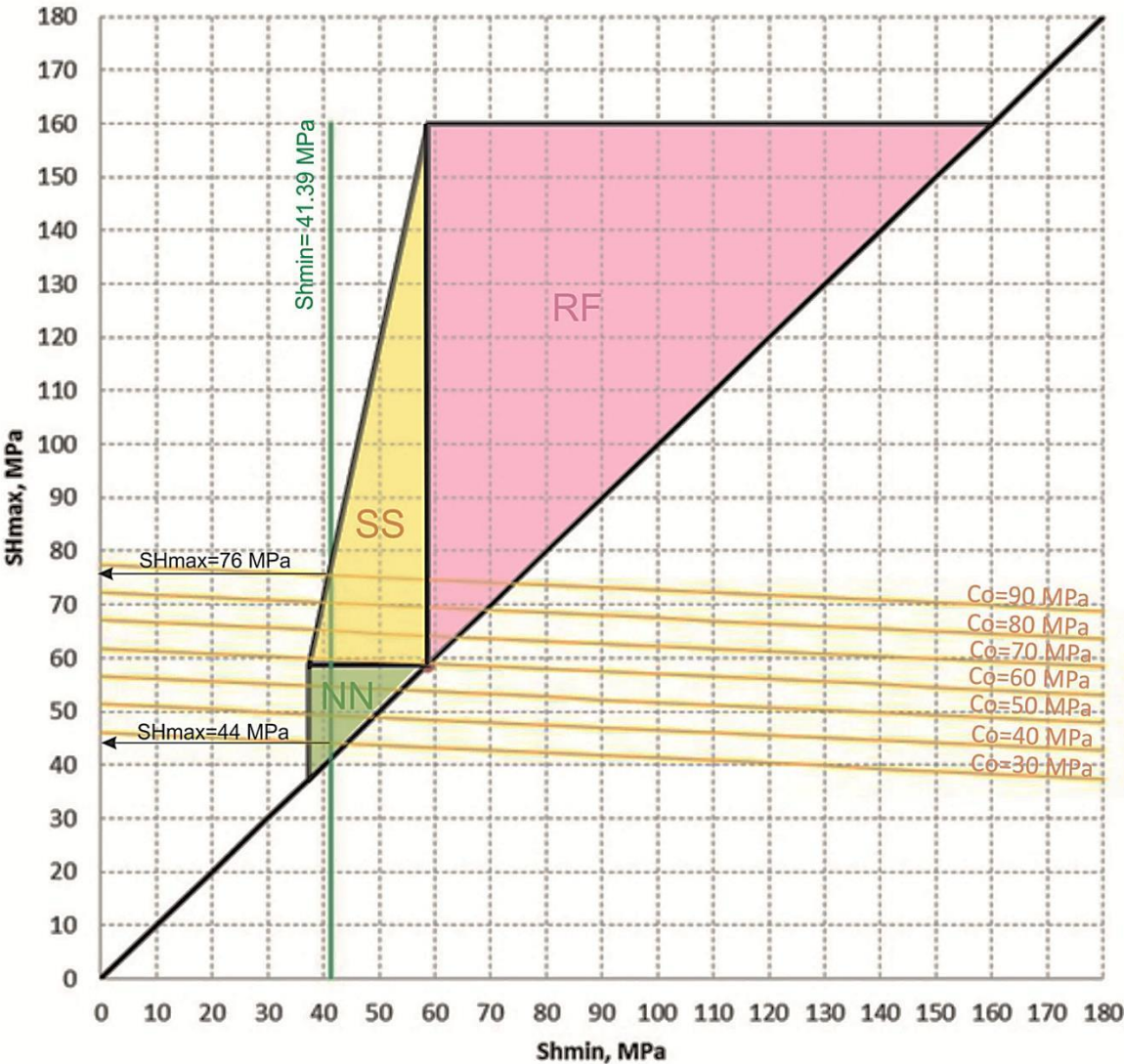


Figure 4. 5 Determination of the maximum horizontal stress using a stress polygon.

Table 4.3 The values of principal normal stresses

Parameters	Values, MPa
$S_v$	58.7
$S_{hmin}$	3.3
$S_{Hmax}$	44-76

### 1.3.Results of fault conductivity analysis.

To conclude all the above mentioned results the map with colored faults were produced. The red color indicates conductive faults, blue color indicate semi-conductive faults whilst green color indicate non-conductive faults. Thus, according to the visualization on the map (figure 4.6) the general trend of conductive and semi conductive faults could be determined as NW-SE.

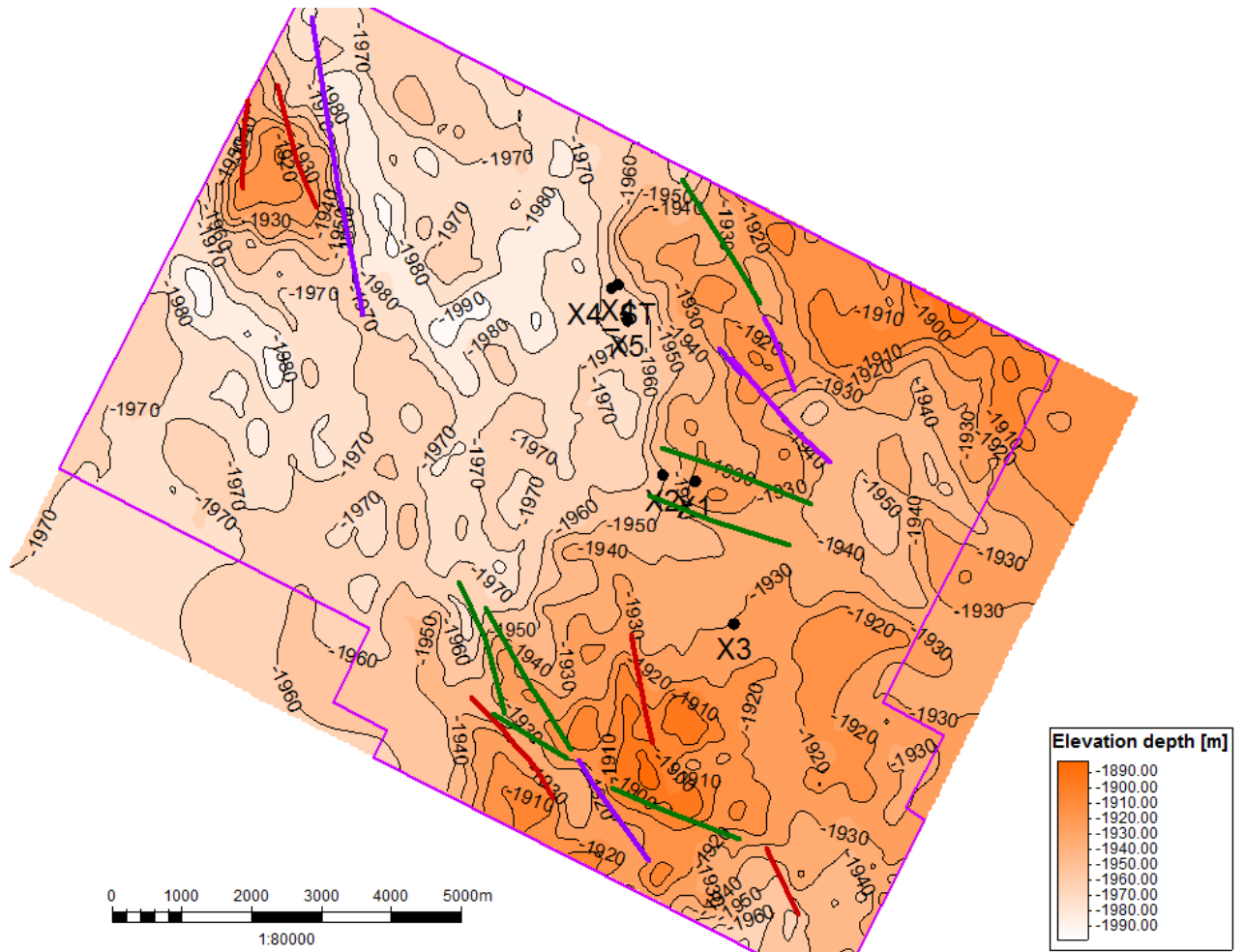


Figure 4.6 Structural map of the basement top with highlighted faults according their conductivity

In order to prove obtained results, the stable production rates of the closest wells were analyzed and imposed over the map with fault indicators. The values of well rates were taken at the stable production regime and were averaged (Table 4. 4).



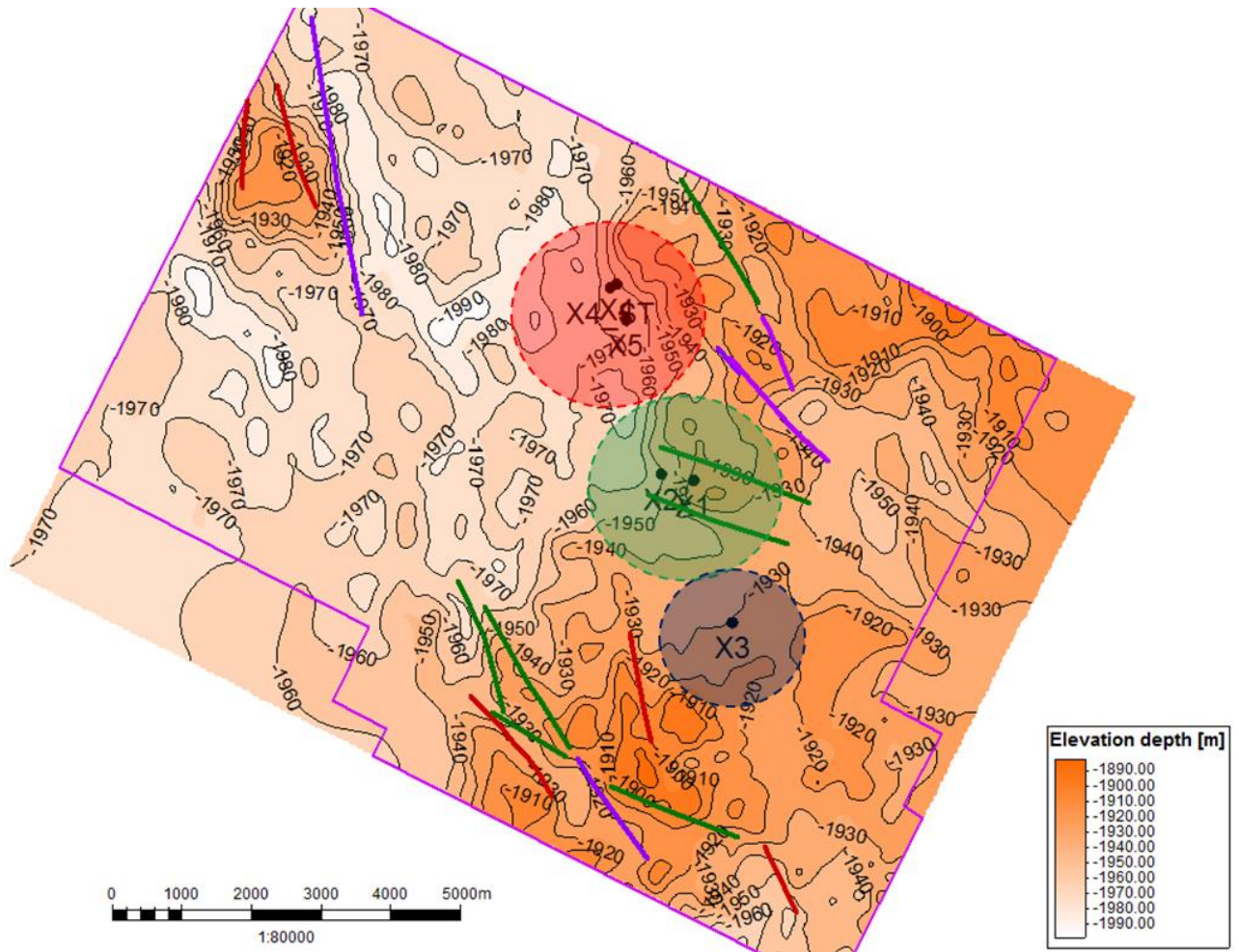


Figure 4. 7 Structural map of the basement top with the liquid rates of wells

Table 4. 4 Stable production rates of the wells

Well	$\bar{Q}$ , cm <sup>3</sup> /day
X5	87
X1	3.3
X3	34.8

Thus, the region with lower rates corresponds to the area with non-conductive faults, whilst the highest and medium rates correspond to the areas that locate close to conductive and semi-conductive faults.

According to the faults indication the most prolific regions for horizontal drilling are determined and the direction of well bore of these wells is suggested being drilled across the strike of faults

## **5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение**

Для эффективной эксплуатации трещиноватых коллекторов на этапе планирования программы управления разработкой необходимо понимание характера трещин и их возможного влияния на поведение резервуара.

Анализ эффективности проводится путем множественной реализации модели месторождения с изменением параметров модели, процессов и возможных сценариев, что позволяет оптимизировать расходы, грамотно организовать финансовый менеджмент, сократить издержки и достичь максимального ресурсоизвлечения. Результаты, полученные в проведенном исследовании, по проводимости разломов будут влиять на конечные результаты данных реализаций. В данной главе рассматривается влияние ГТМ и бурение новых скважин и на их производительности.

### **5.1. Техничко-экономическая оценка бурения и ГТМ**

Коммерческая эффективность оценивалась с использованием системы показателей, отражающих деятельность предприятия применительно к условиям рыночной экономики, с включением в экономические расчеты платежей и налогов, предусмотренных действующим законодательством в области налогообложения. В соответствии с «Методическими рекомендациями по проектированию разработки нефтяных и газонефтяных месторождений», рекомендуется использовать среднеотраслевые цены нефти на внутреннем и внешнем рынках на основе прогнозов, тарифов и цен, представляемых Министерством экономического развития и торговли (МЭРТ) РФ в «Основных параметрах прогноза социально-экономического развития Российской Федерации» на соответствующий период. В соответствии с этим в расчетах принята цена нефти на внешнем рынке 48 \$/bbl и курс доллара 63.3 руб.

В расчетах принято, что весь добываемый природный и попутный газ реализуется на внутреннем рынке, кроме того, предусматривается продажа 70 % конденсата и нефти на внутреннем и 30 % на внешних рынках.

При расчете прибыли от реализации принята цена нефти и конденсата на внешнем рынке 22 180.32 руб. за тонну, на внутреннем рынке 14 036.70 руб. за тонну с учетом НДС, цена на газ 4 052.42 руб./1000 м<sup>3</sup> с учетом НДС (Таблица 5.1.).

Расчеты выполнены в базисных ценах 2017 г.

Таблица 5.1. Исходные данные для расчета экономических показателей

Базовый год	2017
Коэффициент дисконтирования, %	15
Курс доллара (руб./долл.)	63.30
Цена реализации нефти марки "Urals" на внешнем рынке, \$/баррель	48.00
Цена реализации нефти на внутреннем рынке, руб./т.	14 036.70
Цена реализации нефти на внешнем рынке, руб/т	22 180.32
Цена газа (без НДС), руб./1000м <sup>3</sup>	4 052.42
<b>Капитальные расходы</b>	
Бурение наклонно-направленных скв., тыс. руб./м., длина ствола 2500м (с учетом обустройства)	37.6
Бурение водозаборных скв., тыс. руб./м., длина ствола 1800м (с учетом обустройства)	37.6
ГРП, млн. руб.	24.5
<b>Операционные расходы</b>	
Транспортные расходы при экспортной реализации нефти, млн. руб/т	0.000661
Удельные затраты на содержание и эксплуатацию оборудования, млн. руб./скв.	3
Технологическая подготовка газа, млн. руб./млн. м <sup>3</sup>	0.02
Технологическая подготовка нефти, млн. руб./тыс. т. жидк.	0.085
Сбор и транспорт газа, млн. руб./млн. м <sup>3</sup>	0.0027
Сбор и транспорт нефти, млн. руб./тыс. тонн	0.0027
Расходы на энергию по извлечению газа, млн. руб./млн. м <sup>3</sup>	0.0014
Расходы на энергию по извлечению нефти, млн. руб./тыс. тонн. жидк.	0.03
Искусственное воздействие на пласт, млн. руб./ тыс. м <sup>3</sup>	0.0135
<b>Налоги</b>	
Экспортная пошлина, по Закону РФ "Таможенном тарифе" (млн. руб./тыс. тонн)	5.67
НДС, %	18.00
Налог на имущество, %	2.20
Налог на прибыль, %	20.00

Для оценки экономического эффекта от бурения скважин, а также выполнения проектных решений, были произведены расчеты на гидродинамической модели, позволяющие оценить дополнительную добычу от проводимых мероприятий. Были рассчитаны следующие варианты:

Вариант 1 – расчет прогнозных показателей для существующего фонда скважин.

Вариант 2 – дополнительно к варианту 1 предполагает бурение новых скважин согласно планируемой стратегии разработки.

Таким образом сравнивая варианты можно оценить эффект от бурения новых скважин.

При реализации программы бурения, капитальные вложения в разработку за расчетный период составят 1 308.5 млн. руб. Накопленный дисконтированный (с дисконтом 15%) денежный поток составит 30.9 млн. руб. Дисконтированный доход государства

составит 880.6 млн. руб. Расчеты капитальных вложений, эксплуатационных затрат, прибыли от реализации, потоков наличности и отчислений государству представлены на Рисунок 5.3.

Прирост по добыче ЖУВ составит 351.1 тыс. тонн, прирост по ГС+ПНГ составит 96.3 млн. м3, сравнение накопленных показателей представлено на Рисунок 5.1 –Рисунок 5.2

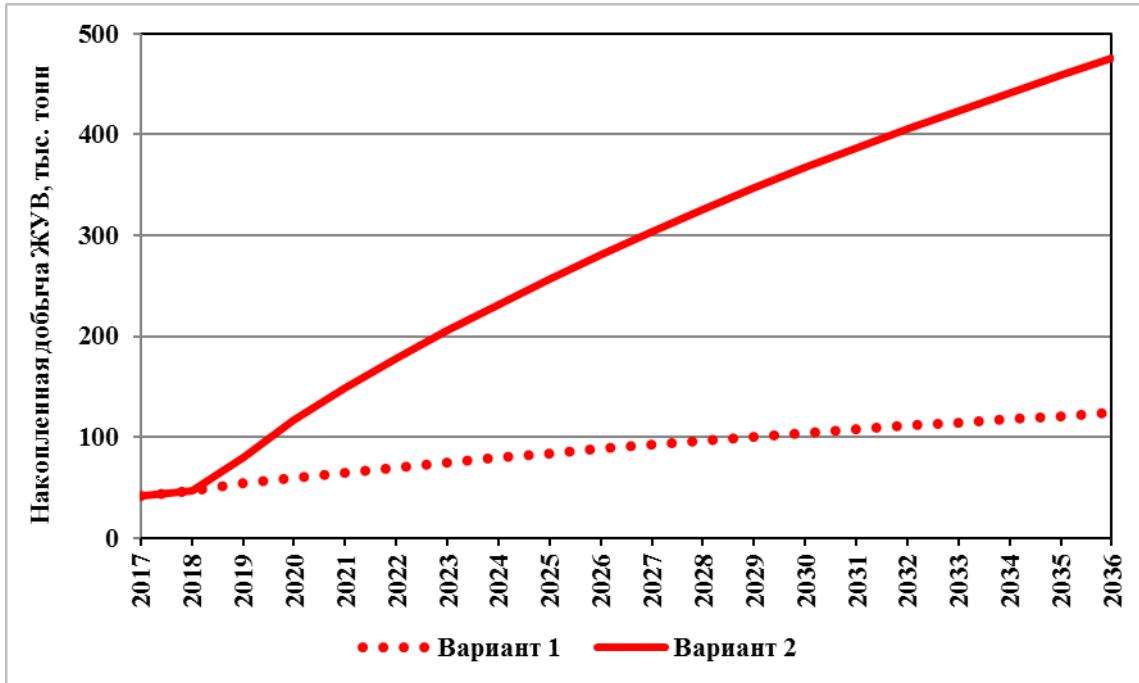


Рисунок 5.1 Прирост ЖУВ за счет бурения новых скважин

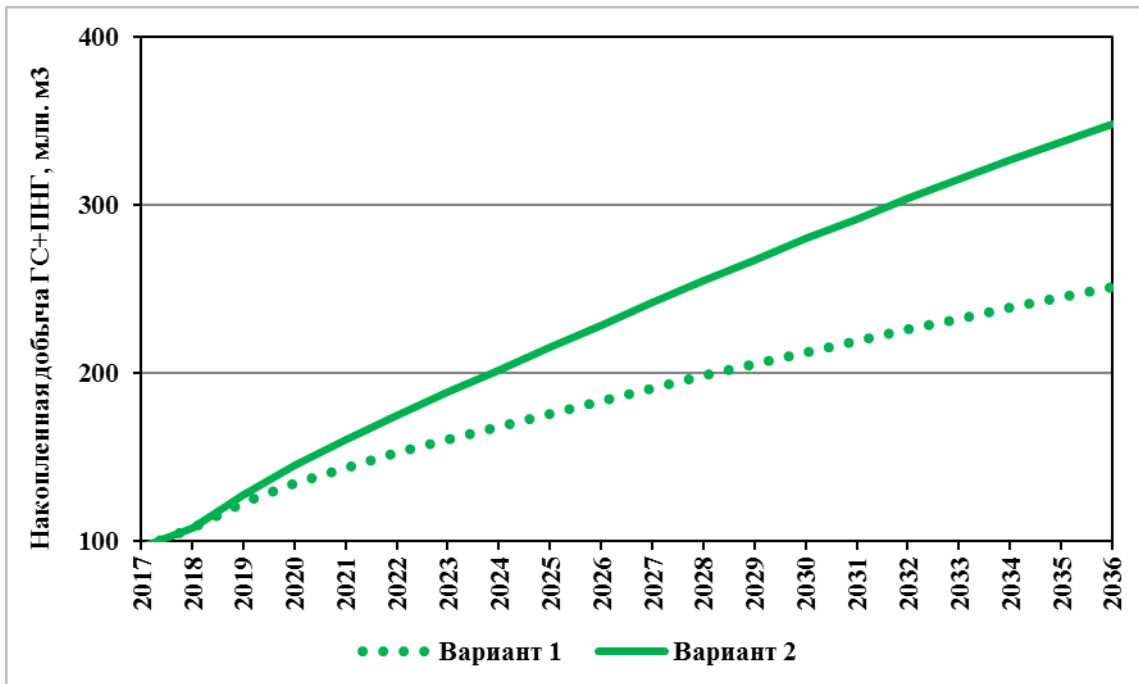


Рисунок 5.2 Прирост ГС+ПНГ за счет бурения новых скважин.

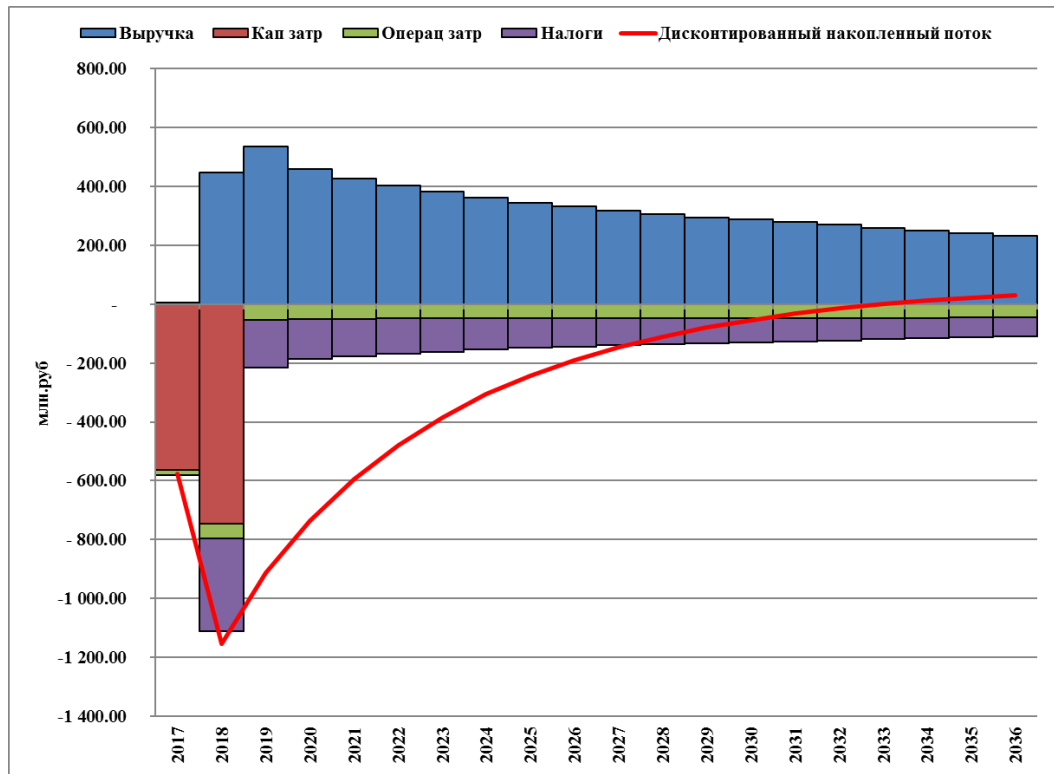


Рисунок 5.3 Экономическая оценка эффективности бурения новых скважин.

Проведенная оценка ускорения добычи демонстрирует невысокую рентабельность для бурения новых скважин. Для целей повышения экономической эффективности планируемых мероприятий требуются меры по оптимизации затрат, оценке и анализу неопределенностей, а также более детальная экономическая оценка.

## **6. Социальная ответственность**

Данная выпускная квалификационная работа является научно-исследовательской. В ходе работы проводился анализ геомеханических параметров фундамента Западно-Сибирской платформы на основе интерпретации сейсмических данных. В ходе работы была проведена сейсмическая интерпретация разломов и данных каротажей. Выполненная интерпретация осуществлялась при помощи специализированных программных продуктов на персональном компьютере, поэтому в разделе «Социальная ответственность» рассмотрены этапы интерпретации, которые проводились в закрытом помещении.

Цель данного раздела: анализ опасных и вредных факторов при работе в закрытом помещении за компьютером, обоснование методов и средств защиты работающих от действия опасных или вредных производственных факторов, решение вопросов обеспечения защиты от них на основе требований действующих нормативно-технических документов и методических указаний [28].

Рабочее место расположено в аудитории девятнадцатого корпуса ТПУ, имеет естественное и искусственное освещение. Естественное освещение попадает в аудиторию, размер которой 32 м<sup>2</sup>, через световые проемы (окна). Площадь на одно рабочее место с ПЭВМ составляет не менее 5 м<sup>2</sup>, а объем – не менее 10 м<sup>3</sup>. В рабочей аудитории расположено восемь персональных компьютеров. Система отопления обеспечивает постоянное и равномерное нагревание воздуха в помещении в холодный период года. Система вентиляции обеспечивает постоянный приток свежего воздуха.

### **6.1. Профессиональная социальная безопасность**

Работы на электронно-вычислительных машинах проводятся в помещении, соответствующем требованиям Санитарных правил и норм. Для выявления факторов опасности при работе на компьютере производится анализ классификации факторов опасности по ГОСТ 12.0.003-74 (Таблица 6.1 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении исследовательских работ).

К вредным факторам рабочей зоны относится отклонение параметров микроклимата в помещении, недостаточная освещенность кабинета и эмоциональные факторы (исследование подразумевают монотонный режим работы).

К опасным факторам относятся электрический ток и вероятность возникновения пожара. В разделе рассмотрен случай возникновения пожара на месторождении и мероприятия по его ликвидации, а также обеспечению безопасности персонала.

Таблица 6.1 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении исследовательских работ

Наименование видов работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ с измен. 1999)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1	2	3	4
Камеральный и лабораторный 1. Интерпретация сейсмических данных 2. Обработка информации на персональном компьютере (обработка данных; набор текста)	1. Отклонение параметров микроклимата в помещении 2. Недостаточная освещенность рабочей зоны 3. Монотонный режим работы	1. Электрический ток 2. Пожароопасность	ГОСТ 12.1.004-91 [21] ГОСТ 12.1.019-79 [22] ГОСТ 12.1.030-81 [23] СанПиН 2.2.4.548-96 [29] СНиП 23-05-95 [30] ГОСТ 12.1.005-88 [24]
Примечание: пожароопасность описана в пункте 3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях			

### 6.1.1. Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению (производственная санитария)

1) **Отклонение показателей микроклимата рабочей зоны.** Микроклимат производственных помещений – метеорологические условия внутренней среды помещений, которые определяются действующими на организм человека сочетаниями температуры, влажности, скорости движения воздуха. Это факторы, которые указывают влияние на тепловое состояние человека и определяющие работоспособность, здоровье и производительность труда.

Для обеспечения безопасного производства работ необходимо соблюдать требования микроклимата рабочей зоны, определяемые ГОСТ 12.1.005-88 [24]. Показателями, характеризующими микроклимат, являются:

- температура воздуха;
- относительная влажность воздуха;
- скорость движения воздуха.

С целью создания нормальных условий для работы установлены нормы производственного микроклимата. В производственных помещениях, в которых производится работа на ПЭВМ, согласно СанПиН 2.2.4.548-96 [29] должны обеспечиваться оптимальные параметры микроклимата (таблица 6.2).

Таблица 6.2 – Оптимальные нормы микроклимата в рабочей зоне производственных помещений (по СанПиН 2.2.4.548-96) [29]

Период года	Категория работ	Температура воздуха, °С не более	Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с
Холодный	Легкая 1а	21-23	40-60	0.1
Теплый	Легкая 1а	23-25	40-60	0.2

В помещениях, оборудованных ПЭВМ, проводится ежедневная влажная уборка и систематическое проветривание после каждого часа работы на ПЭВМ.

Для поддержания нормальных параметров микроклимата в рабочей зоне применяют следующие основные мероприятия: устройство систем вентиляции, кондиционирования воздуха и отопления.

**2) Недостаточная освещенность рабочей зоны.** Источник естественного освещения – это солнечная радиация, то есть поток лучистой энергии солнца, доходящей до земной поверхности в виде прямого и рассеянного света. Основной величиной для расчета и нормирования естественного освещения внутри помещений принят коэффициент естественной освещенности (КЕО). Коэффициент естественной освещенности рассчитывается по формуле (3).

$$КЕО = \left( \frac{E}{E_0} \right) \cdot 100\% \quad (31)$$

где  $E$  – освещенность (измеренная) на рабочем месте, лк;  $E_0$  – освещенность на улице (при среднем состоянии облачности), лк. Обеспечивается коэффициент естественного освещения (КЕО) не ниже 1.5%.

Нормирование освещенности производится в соответствии с межотраслевыми нормами и правилами СНиП 23-05-95 [30]. В нормах регламентируется ряд требований к качеству освещения: равномерное распределение яркости и отсутствие резких теней, в поле зрения должна отсутствовать прямая и отраженная блескость, освещенность должна быть постоянной во времени, оптимальная направленность светового потока, освещенность должна иметь спектр, близкий к естественному [30].



СНиП 23-05-95 устанавливает минимальные (нормативные) показатели освещенности в наименее освещенных точках рабочих поверхностей.

В процессе исследований в лаборатории и за компьютером при долгой зрительной работе фон и контраст объекта с фоном средний. По этим данным можно определить разряд и подразряд зрительной работы (1Ув), а также нормированные величины освещения.

При искусственном освещении величина комбинированной освещенности составляет 400 лк, а общей – 200 лк. Соответственно, величина КЕО при верхнем или комбинированном естественном освещении равна 4%.

### **3) Монотонный режим работы**

Влияние монотонного труда на организм работника весьма сложно и многообразно. Психофизиологические реакции человека на монотонную работу практически одинаковы при обоих видах монотонной деятельности. Установлено, что монотонный труд вызывает, прежде всего, изменения в функциональном состоянии центральной нервной системы, что проявляется в увеличении процента расторможенных дифференцировок, замедлении способности к переключению внимания, снижению подвижности основных нервных процессов.

Наряду с изменением физиологических функций при монотонной работе часто отмечаются изменения, характеризующие психологический статус работающих, их субъективные ощущения и переживания, к которым относятся скука, сонливость, неудовлетворенность работой и др.

Для того, чтобы избежать утомляемости необходимо делать каждые 2 часа 15 минутные перерывы, а также желательно стараться более 4 часов не заниматься одной и той же работой.

## **6.1.2. Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению (техника безопасности)**

### **1) Электрический ток**

Электрические установки, к которым относится практически все оборудование ЭВМ и микроскопы в лабораториях, представляют для человека большую потенциальную опасность, так как в процессе работ человек может коснуться частей, находящихся под напряжением.

Специфическая опасность электроустановок: токоведущие проводники, корпуса стоек ЭВМ и прочего оборудования, оказавшегося под напряжением в результате

повреждения изоляции, не подают каких-либо сигналов, которые предупреждают человека об опасности.

Реакция человека на электрический ток возникает не сразу, а лишь при протекании тока через тело. Напряжения и токи, протекающие через тело человека при нормальном режиме электроустановки, не должны превышать значений, указанных в ГОСТ 12.1.038-82 (таблица 6.3).

Помещение, в котором проводились лабораторные и камеральные работы относится к категории помещений без повышенной опасности, так как оно сухое, хорошо отапливаемое, с токонепроводящими полами, с температурой 18 – 20 °.

Таблица 6.3 – Предельно допустимые значения напряжений и токов [26]

Род тока	Напряжение (U), В	Сила тока (I), мА
	не более	
Переменный, 50 Гц	2,0	0,3
Переменный, 400 Гц	3,0	0,4
Постоянный	8,0	1,0

Для предотвращения электротравм следует соблюдать требования, предъявляемые к обеспечению электробезопасности работающих на ПЭВМ:

- 1) все узлы одного персонального компьютера и подключенное к нему периферийное оборудование должно питаться от одной фазы электросети;
- 2) для отключения компьютерного оборудования должен использоваться отдельный пункт с автоматами и общим рубильником;
- 3) все соединения ПЭВМ и внешнего оборудования должны проводиться при отключенном электропитании.

Основными мероприятиями, направленными на ликвидацию причин травматизма являются:

- 1) систематический контроль за состоянием изоляции электропроводов, кабелей и т.д.;
- 2) разработка инструкций по техническому обслуживанию и эксплуатации средств вычислительной техники и контроль за их соблюдением;
- 3) соблюдение правил противопожарной безопасности;
- 4) своевременное и качественное выполнение работ по проведению планово-профилактических работ и предупредительных ремонтов.

## 6.2. Экологическая безопасность

**Экологическая безопасность** – совокупность состояний, процессов и действий, обеспечивающая экологический баланс в окружающей среде и не приводящая к жизненно важным ущербам (или угрозам таких ущербов), наносимым природной среде и человеку. Это также процесс обеспечения защищенности жизненно важных интересов личности, общества, природы, государства и всего человечества от реальных или потенциальных угроз, создаваемых антропогенным или естественным воздействием на окружающую среду.

*Воздействие экологически вредное* – воздействие объекта хозяйственной или иной деятельности, приводящее к значительным, иногда необратимым изменениям в природной среде и оказывающее негативное влияние на человека.

*Опасность экологическая* – возможность ухудшения показателей качества природной среды (состояний, процессов) под влиянием природных и техногенных факторов, представляющих угрозу экосистемам и человеку.

Технологические объекты разработки нефтегазоконденсатных месторождений оказывают негативное влияние на все элементы природной среды: атмосферу, гидросферу, почву, растительность и животный мир, социальные условия жизни населения, а основную экологическую опасность представляют аварийные ситуации, связанные с взрыво- и пожаробезопасностью и разливами жидких углеводородов (Таблица 6.4).

Охрана недр и земель осуществляется согласно Земельному кодексу РФ (с изменениями на 23 июля 2013 года) и в соответствии с ГОСТ 17.5.1.02-85 [27]. Основные требования по охране подземных вод регламентируются Водным кодексом Российской Федерации.

При разработке нефтегазоконденсатных месторождений источниками физических воздействий на окружающую природную среду и здоровье человека являются дизельные агрегаты и электродвигатели, буровые насосы, компрессоры, гидросмесительные агрегаты, цементировочные насосы, транспорт и другая спецтехника.

При производстве буровых работ, загрязнение может приводить к снижению продуктивности почв и ухудшению качества подземных и поверхностных вод.

Причины, влияющие на окружающую среду, могут быть следующими:

- неправильная прокладка дорог и размещение буровых установок;
- планировка буровых площадок;
- нерациональное использование земельных участков под буровые установки;
- несоблюдение правил и требований.

Таблица 6.4 – Возможные вредные воздействия на окружающую среду и природоохранные мероприятия при разработке и эксплуатации на исследуемом нефтегазоконденсатном месторождении

Природные ресурсы	Вредные воздействия	Природоохранные мероприятия
Земля и земельные ресурсы	Уничтожение и повреждение почвенного слоя, сельхозугодий и других земель	Рациональное планирование мест и сроков проведения работ. Соблюдение нормативов отвода земель. Рекультивация земель
	Засорение почвы производственными отходами	Вывоз и захоронение производственных отходов
	Загрязнение почвы нефтепродуктами химреагентами и др.	Сооружение поддонов, отсыпка площадок для стоянки техники. Вызов, уничтожение и захоронение остатков нефтепродуктов, химреагентов, мусора, загрязненной земли и т.д.
	Лесные пожары	Уборка и уничтожение порубочных остатков и другие меры ухода за лесосекой
Вода и водные ресурсы	Загрязнение сточными водами и мусором (взвешенными веществами, нефтепродуктами, сульфатами, хлоридами др.)	Отвод, складирование и обезвреживание сточных вод, уничтожение мусора; накопителей, отстойников, уничтожение мусора
	Загрязнение бытовыми стоками	Очистные сооружения для буровых стоков
Недра	Нарушение состояния геологической среды (подземные воды, изменение инженерно-геологических свойств пород)	Гидрогеологические, гидрогеохимические и инженерно-геологические наблюдения
Воздушный бассейн	Выбросы пыли и токсичных газов из подземных выработок, а также при наземных взрывах. Выбросы вредных веществ при бурении с продувкой воздухом, работа котельных и др.	Мероприятия предусматриваются в случаях непосредственного вредного воздействия
Животный мир	Распугивание, нарушение мест обитания животных, рыб и других представителей животного мира, случайное уничтожение	Проведение комплекса природоохранных мероприятий, планирование работ с учетом охраны животных

Низкие температуры воздуха и почвы, сильные ветры, небольшая продолжительность летнего теплого периода, обуславливают чрезвычайно сложный режим функционирования наземного растительного покрова. Поэтому всякое нарушение этого

режима может привести к необратимым процессам, особенно в Северных районах. Период самовосстановления растительного покрова после загрязнения нефтью для северных условий составляет от 10 до 15 лет.

Поэтому до начала проведения работ необходимо:

- 1) Оформить разрешения в природоохранных органах, которые необходимы для проведения данного вида работ;
- 2) Оборудовать места для временного хранения отходов работ, до их утилизации;
- 3) Сдать полученные в результате работ отходы специализированным организациям, которые их уже утилизируют.

Экологическая опасность предприятий добычи углеводородов связана с некоторыми свойствами перекачиваемого продукта. Нефть и нефтепродукты легко воспламеняются; имеют низкую температуру вспышки; способны накапливать электрические заряды; образуют с серой пиррофорные соединения, способные самовозгораться при попадании на воздух; углеводородные газы взрывоопасны и токсичны; тяжелее воздуха в 3 – 4 раза и способны скапливаться в пониженных местах и продолжительное время удерживаться там.

Таким образом, при проведении работ и их организации необходимо проводить мероприятия по охране окружающей среды. Необходимо проводить работы по максимальному сокращению, а еще лучше – полному предотвращению как потерь природных ресурсов, так и предотвращению попадания всех загрязняющих веществ в атмосферу, почву или воду. В частности, для этого необходимо использовать только исправных и прошедших освидетельствование технических средств, применять только сертифицированные материалы, постоянно контролировать качество проведенных работ, проведение которых доверять только специалистам с соответствующей квалификацией.

### **6.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях на нефтегазоконденсатном месторождении**

Чрезвычайная ситуация - обстановка на определенной территории или акватории, сложившаяся в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, стихийного или иного бедствия, которые могут повлечь или повлекли за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью людей или окружающей природной среде, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей.

Различают чрезвычайные ситуации:

- по характеру источника (природные, техногенные, биолого-социальные и военные);

– по масштабам (локальные, местные, территориальные, региональные, федеральные и трансграничные).

Причинами возникновения чрезвычайных ситуаций на территории нефтегазоконденсатного месторождения являются: пожары, аварии, ошибки персонала, износ оборудования, удар молнии, а также природные процессы, связанные с изменением свойств и структуры грунта. Наиболее опасными из перечисленных являются аварии, последствия которых могут повлиять на людей и окружающую среду с довольно масштабным распространением.

Согласно ГОСТ Р.22.005-94 чрезвычайным называется состояние, при котором в результате источника ЧС на объекте, какой-то определенной территории или акватории нарушаются нормальные условия жизнедеятельности людей, возникает угроза их жизни и здоровью. Более того, наносится серьезный материальный ущерб как имуществу населения, так и экономике. Не стоит забывать и о вреде, который наносится окружающей природной среде [25].

На нефтегазоконденсатных месторождениях распространены случаи пожаров, поэтому в данном разделе рассмотрена пожарная безопасность на месторождении.

Пожаром называют неконтролируемое горение, развивающееся во времени и пространстве, опасное для людей и наносящее материальный ущерб.

Пожарная и взрывная безопасность – это система организационных и технических средств, направленная на профилактику и ликвидацию пожаров и взрывов.

Для протекания процесса горения требуется наличие трех факторов: горючего вещества, окислителя и источника зажигания (импульса).

Основными причинами пожаров на производстве являются:

- Причины электрического характера (короткие замыкания, перегрев проводов);
- Открытый огонь (сварочные работы, костры, курение, искры от автотранспорта и неомедленного инструмента);
- Удар молнии;
- Разряд зарядов статического электричества.

Система организационных и технических мероприятий, а также средств по предупреждению пожаров и взрывов в камеральных условиях установлена системой государственных стандартов ГОСТ 12.1.004-91 [21].

В зависимости от характеристик используемых веществ и их количества производственные здания и склады по взрывной, взрывопожарной и пожарной опасности подразделяются на категории А, Б, В, Г, Д.

Для устранения причин пожара электрического характера необходимо: регулярно контролировать сопротивление изоляции электрической сети, принять меры от механических повреждений электрической проводки. Во всех электрических цепях устанавливается отключающая аппаратура (предохранители, магнитные пускатели, автоматы). Сечение проводов электрической сети должно соответствовать установленной мощности.

Для ликвидации возможного пожара в лабораторных и камеральных условиях применяются порошковые огнетушители.

Все инженерно-технические работники и рабочие, вновь принимаемые на работу, проходят специальную противопожарную подготовку, которая состоит из первичного и вторичного противопожарных инструктажей. По окончании инструктажей проводится проверка знаний и навыков.

#### Организационные мероприятия по обеспечению пожарной безопасности

Во всех производственных, административных, складских и вспомогательных помещениях на видных местах вывешиваются таблички с указанием номера телефона вызова пожарной охраны и инструкции о мерах пожарной безопасности для конкретного производственного участка.

На каждом объекте инструкцией должен быть установлен соответствующий их пожарной опасности противопожарный режим, в том числе:

- определены и оборудованы места для курения;
- определены места и допустимое количество одновременно находящихся в помещениях сырья, полуфабрикатов и готовой продукции;
- установлен порядок уборки горючих отходов и пыли, хранения промасленной спецодежды;
- определен порядок обесточивания электрооборудования в случае пожара и по окончании рабочего дня;
- порядок проведения временных огневых и других пожароопасных работ;
- порядок осмотра и закрытия помещений после окончания работы; действия работников при обнаружении пожара;
- определен порядок и сроки прохождения противопожарного инструктажа и занятий по пожарно-техническому минимуму, а также назначены ответственные за их проведение.

В производственных зданиях и сооружениях на видных местах вывешиваются планы (схемы) эвакуации людей в случае пожара.

Работники, а также граждане, находящиеся на территории, в административных и рабочих корпусах, обязаны:

- соблюдать требования пожарной безопасности стандартов, норм и правил, утвержденных в установленном порядке, а также соблюдать и поддерживать противопожарный режим;
- выполнять меры предосторожности при пользовании электроприборами (компьютеры, кондиционеры, электроплитки, электрочайники, холодильники), газовыми приборами, предметами бытовой химии, проведении работ с легковоспламеняющимися (ЛВЖ) и горючими (ГЖ) жидкостями, другими опасными в пожарном отношении веществами, материалами и оборудованием.

За нарушение правил рабочие несут ответственность, относящуюся к выполняемой ими работе или специальных инструкций в порядке, установленном правилами внутреннего трудового распорядка.

#### **6.4. Законодательное регулирование проектных решений**

Компании, которые занимаются разработкой и эксплуатацией нефтегазоконденсатных месторождений должны обеспечивать своих работников всеми материальными и социальными благами в соответствии с «Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 №197-ФЗ».

В соответствии со статьей «Право работника на труд в условиях, отвечающих требованиям охраны труда» работник имеет право на:

- свое рабочее место;
- своевременную оплату за проделанную работу;
- социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний;
- получение достоверной информации от работодателя об условиях и охране труда;
- отказ от выполнения работ в случае опасности для жизни;
- обеспечение средствами индивидуальной защиты;
- обучение за счет работодателя;
- медицинский осмотр и т.д;

Месторождение X расположено на местности, которая приравнивается к району крайнего севера. Работники, которые трудятся в таких условиях, имеют дополнительные льготы в соответствии с законом РФ от 19.02.1993 N 4520-1 «О государственных гарантиях и компенсациях для лиц, работающих и проживающих в районах Крайнего Севера и



приравненных к ним местностях». Одной из основных льгот, предоставляемых данной категории работников, является районный коэффициент. Согласно ст. 315 ТК РФ оплата труда в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях осуществляется с применением районных коэффициентов и процентных надбавок к заработной плате.

Кроме того, коэффициент начисляется на надбавки и доплаты к тарифным ставкам (должностным окладам) и компенсационные выплаты, связанные с режимом работы и условиями труда, к которым относятся надбавки:

- за классность, звание по профессии, непрерывный стаж работы по специальности и т.д.;
- должностным лицам и гражданам, допущенным к государственной тайне;
- за выслугу лет (непрерывную работу), а также вознаграждение за выслугу лет, выплачиваемое ежеквартально или единовременно;
- по итогам работы за год;
- за условия труда при работе в ночное время, сменную работу, за совмещение профессий (должностей).

При этом в состав заработка, на который начисляется районный коэффициент, не включаются: процентные надбавки к заработной плате за работу в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях, а также в южных районах Восточной Сибири и Дальнего Востока; все виды выплат по среднему заработку (отпускные, оплата обучения работников, направленных на профессиональную подготовку, повышение квалификации или обучение вторым профессиям, и др.); материальная помощь; единовременные поощрительные выплаты, не предусмотренные системой оплаты труда организации.

Кроме своих работников, нефтеперекачивающие организации точно так же, обязаны следить за негативным влиянием их деятельности на окружающую среду, и защищать население от чрезвычайных ситуаций. В основу управления положен закон РФ «О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера».

Нефтепроводы относятся к опасным производственным объектам, поэтому организации, занимающиеся их эксплуатацией, подчиняются Федеральному закону от 21 июля 1997 г. №116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов».

## Заключение

Трещиноватый коллектор исследуемого нефтегазоконденсатного месторождения относится к палеозойским отложениям Западно-Сибирской платформы. В настоящее время исследования трещиноватых коллекторов является достаточно актуальным, в связи с нефтегазоносным потенциалом данных отложений.

В результате проведенного исследования по анализу характера проводимости разломов в зависимости от напряженных состояний массива горных пород:

- проинтерпретирован сейсмических куб на наличие разломов;
- предложена и применена методика по оценке палеонапряжений;
- применена методика оценки текущих напряжений;
- охарактеризованы разломы по степени проводимости.

Пространственная ориентация разломов зависит от того, каким было поле напряжений на момент формирования данных разломов. Совместно с формированием разломов, в горной породе формируется ряд неоднородностей более мелкого масштаба (трещины скола, стилолиты). Данные трещины так же формировались под воздействием существующего поля напряжения. Говоря о связи между ориентацией разломов и трещин в коллекторе, можно сделать вывод, что региональное направление трещиноватости, будет близким к простиранию основных разрывных структур.

Текущие напряжения не только формируют новые разрывные нарушения и системы трещин, но так же могут стать причиной реактивации уже сформированных разломов или влиять на их свойства. В ходе исследования была произведена оценка данного влияния на проводимость разломов в зависимости от их ориентации.

Главным выводом является качественная оценка пространственной ориентации проводящих разломов, которая в среднем на территории исследования изменяется в диапазоне 154-162° ЮВ. Связывая генерацию трещин с разломами можно сделать вывод о том, что простирание проводимых трещин будет совпадать с простиранием проводимых разломов.

Исходя из полученных результатов, становится возможным, оптимизировать стратегию бурения, заложив новые скважины в области с повышенной проницаемостью, согласно зонированию разломов по проводимости. Так же наиболее высокие дебиты будут получены из скважин, пробуренных в крест простирания разломов повышенной проницаемости.

### Список литературы

1. Гзовский М.В. Тектонические поля напряжений // Изв. АН СССР, серия геофиз., № 5, 1954.
2. Гзовский М.В. Основы тектонофизики. М.: «Наука», 1975.
3. . Геологический отчет по месторождению , 2015
4. Гущенко О.И. Анализ ориентировок сколовых тектонических смещений и их тектонических смещений и их тектонофизическая интерпретация при реконструкции палеонапряжений [Журнал] // ДАН СССР, Т.210, №2. - 1973 г.. - стр. 331-334.
5. Гущенко О.И. Метод кинематического анализа структур разрушения при реконструкции полей тектонических напряжений [Журнал] // Поля напряжений и деформаций в литосфере. - 1979 г.. - стр. 7-25.
6. Данилович В.Н. Метод поясов при исследовании трещиноватости, связанной с разрывными смещениями. Иркутск: ИПИ, 1961
7. Ежова А.В. Изучение палеозойских коллекторов нефтяного месторождения X по керну и шламу., Томск, 2011г, книга 1. – 102С.
8. Обработка и интерпретация сейсмоданных МОГТ-3D на Пинджинской площади с переобработкой и переинтерпретацией материалов 3D съемки и данных ГИС прошлых лет в пределах всего л.у. №53 Томской области, 2015
9. В.С. Сурков, А.А. Трофимук, О.Г. Жеро и др. Мегакомплексы и глубинная структура земной коры Западно-Сибирской плиты. – М.: Недра, 1986. – 149 С.
10. Мельников. В.П. Обработка и интерпретация сейсмоданных МОГТ-3D с переинтерпретацией материалов сейсморазведки 2D прилегающей территории в пределах лицензионного участка №53. . Томск, 2011, книга 1. - 299с.
11. Меркулов В.П. Тищенко Г.И., Зятев Г.Г., Меркулов В.П. и др. Опыт использования элементов залегания пород при моделировании залежей нефти и газа // Геология нефти и газа, . – 1990. - №10. – С. 12-16.
12. Меркулов В.П. Лабораторные палеомагнитные исследования образцов керна скважины 3Э месторождения X для определения ориентирования вскрытых отложений палеозоя. Томск, 2010г. - 5с.
13. Николаев П.Н. Методика статистического анализа трещин и реконструкция полей тектонических напряжений // Изв. ВУЗов. Геология и разв. №12, 1977. pp. 103-115.
14. Николаев П.Н. Методика тектоно-динамического анализа. М.: Недра, 1992.
15. Попов А.Н., Головкина Н.Н. Прочностные расчеты стенок скважины в пористых горных породах: Учебное пособие для студентов вузов. - Уфа: Изд-во УГНТУ, 2001. – 70 с.

16. Региональные стратиграфические схемы триасовых и юрских отложений Западной Сибири. Приняты МСК 16.10.2003, Утверждены МСК РФ 09.04.2004. – Новосибирск: 2004.
17. Ребецкий Ю.Л. Напряженное состояние слоя при продольном горизонтальном сдвиге блоков его фундамента [Журнал] // Поля напряжений и деформаций в земной коре. - 1987 г.. - стр. 41-56.
18. Ребецкий Ю.Л. Развитие метода катакластического анализа сколов для оценки величин тектонических напряжений [Журнал] // Доклады РАН. Т. 388, №2. - 2003 г.. - стр. 237-241.
19. Ребецкий Ю.Л., Михайлова А.В. и Сим Л.А. Структуры разрушения в глубине зон сдвига. Результаты тектонофизического моделирования [Журнал] // Проблемы тектонофизики. К сорокалетию создания М.В. Гзовским лаборатории тектонофизики в ИФЗ РАН. - 2008 г.. - стр. 103-140.
20. Савинкин П. Т. Создание моделей природных резервуаров сложнопостроенных нефтяных месторождений на основе специальной обработки и структурно-литологической интерпретации данных сейсморазведки, ГИС и литолого-фациальных исследований. Москва, ВНИИГНИ : б.н., 1996.
21. ГОСТ 12.1.004. ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования. – М.: Гос. комитет СССР по стандартам: Изд-во стандартов, 1992. – 81 с
22. ГОСТ 12.1.019-79 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты. – М.: Изд-во стандартов, 2006. – 7 с
23. ГОСТ 12.1.030-81. Электробезопасность. Защитное заземление. Зануление. – М.: Гос. комитет СССР по стандартам: Изд-во стандартов, 1992. – 10 с
24. ГОСТ 12.1.005-88. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
25. ГОСТ Р.22.005-94. Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Средства индивидуальной защиты органов дыхания в чрезвычайных ситуациях. Противогазы гражданские фильтрующие. Общие технические требования. – М.: Изд-во стандартов, 2005. – 21 с
26. ГОСТ 12.1.038-82. Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов. – М.: Гос. комитет СССР по стандартам: Изд-во стандартов, 1983. – 5 с
27. ГОСТ 17.5.1.02-85. Охрана природы. Земли. Классификация нарушенных земель для рекультивации. – М.: Гос. комитет СССР по стандартам: Изд-во стандартов, 1986. – 9 с
28. Методические указания по разработке раздела «Производственная и экологическая безопасность» выпускной квалификационной работы для студентов Института геологии и нефтегазового дела всех форм обучения / Сост. Н.В. Крепша, Ю.Ф. Свиридов. – Томск: Изд-во ТПУ, 2007. – 50 с.

29. СанПиН 2.2.4.548-96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений. – М.: Изд-во стандартов, 2012. – 12 с
30. СНиП 23-05-95. Нормы освещённости на рабочих местах производственных помещений при искусственном освещении. – М.: Изд-во стандартов, 2011. – 75 с
31. Anderson E.M. The dynamics of faulting // *Edinburgh Geol. Soc.*, 8(3), 1905. pp. 387-402
32. Angelier J. и Mechler P. Sur une methode graphique de recherche des contraintes principales egalement utilisable en tectonique et en seismologie: lamethode des diedres droits [Журнал] // *Bull.Soc.geol.France.* - 1977 г.. - стр. 1309-1318.
33. Arthaud F. Methode de determination graphique des directions de raccourcissement, d'allogement et intermediaire d'une population de failles [Журнал] // *Bull. Soc. geol.* - 1969 г.. - стр. 729-737.
34. Bott M. H. P. The mechanics of oblique slip faulting [Журнал] // *Geological Magazine*, v. 96. - 1959 г.. - стр. 109-117.
35. Byerlee J.D. Frictional characteristics of granite under high confining pressure // *Journal of Geophysical Research*, 1967. pp. 3639-3648
36. E. Fjaer R.M.H.P.H.A.M.R.R.R. *Petroleum related rock mechanics*. Hugary: Elsevier, 2008.
37. Lisle R. Principal stress orientations from faults: An additional constraint [Журнал] // *Annales Tectonicae*. Vol. I - n. 2. - 1987 г.. - стр. 155-158
38. Marrett R. и Allmendinger R.W. Kinematic analysis of fault-slip data [Журнал] // *Journal of Structural Geology*. - 1990 г.. - стр. 973-986
39. Paterson M.S. Experimental Deformation and Faulting in Wombeyan Marble // *Geological Society of America Bulletin* 69(4), 1958. pp. 465-476.
40. Ramsay J. и Lisle R. *The Techniques of Modern Structural Geology. Volume III. Applications of Continuum Mechanics in Structural Geology* [Книга]. - London : Academic Press, 2000
41. Sim L. и Sergeev A.A. Eine strukturell-geomorphologische Methode zur Analyse aktiver Bruche mit dem Ziel der bestimmung neotectonischer Spannungen in Tafelgebieten [Журнал] // *Ztschr. Geol. Wiss.* No 20. - 1996 г.. - стр. 369-375.
42. Wallace R.E. Geometry of Shearing Stress and Relation to Faulting [Журнал] // *The Journal of Geology*, Vol. 59, No. 2. - 1951 г.. - стр. 118-130.
43. Zoback M.D. *Reservoir Geomechanics*. Stanford University, California: Cambridge University Press, 2007.
44. Zoback M.D., Mastin L., Barton C. In-situ Stress Measurements In Deep Boreholes Using Hydraulic Fracturing, Wellbore Breakouts, And Stonely Wave Polarization // *International Society for Rock Mechanics*, 1986. pp. 289-299