

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

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

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Построение геомеханической модели в целях прогноза трещиноватости по геофизическим параметрам для доюрских отложений Северо-Шингинского нефтяного месторождения УДК: 552.578.2.061.43(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ71	Исмаилов Юрий Романович		

Руководитель

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

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
инженер исследователь	Коношонкин Д.В.			

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
профессор	Ишков О.Ю.	Ph.D		

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Чернова О.С.	Д.Г-М.Н		

Томск – 2019 г.

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

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

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП

 (Подпись) (Дата)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Магистерской диссертации

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

Студенту:

Группа	ФИО
2ТМ71	Исмаилову Юрию Романовичу

Тема работы:

Построение геомеханической модели в целях прогноза трещиноватости по геофизическим параметрам для доюрских отложений Северо-Шингинского нефтяного месторождения	
Утверждена приказом директора ИШПР	Приказ №7340/с от 19.07.2019

Срок сдачи студентом выполненной работы:	16.08.2019
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	<ol style="list-style-type: none"> 1. Результаты геофизических исследований скважины 2. Результаты проведения гидравлических разрывов пластов на месторождении 3. Интерпретация результатов микросканирования ствола скважины
---------------------------------	--

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Обзор литературы 2. Характеристика Северо-Шингинского месторождения 3. Объект и методика исследования 4. Результаты исследования и их обсуждение 5. Экономическая часть 6. Социальная ответственность 7. Заключение
<p>Перечень графического материала</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Схема расположения Северо-Шингинского месторождения 2. Схема построения 1D геомеханическая модель 3. Азимуты падения и простирания пластов и проводящих трещин по скважине 4. Связь интенсивности трещиноватости с плотностью горных пород 5. Связь интенсивности трещиноватости с данными по гамма каротажу 6. Сопоставление простирания разломов с простиранием всех естественных трещин 7. Определение направления горизонтальных стрессов 8. Схема мини-гидроразрыва 9. Определение горизонтального минимального напряжения 10. Оценка угла вывала ствола скважины 11. Полигон напряжений 12. Геомеханическая модель скважины
<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</p>	
<p>Раздел</p>	<p>Консультант</p>
<p>Финансовый менеджмент</p>	<p>Ишков О.Ю., Ph.D</p>
<p>Социальная ответственность</p>	<p>Белозёров В.Б., профессор</p>
<p>Объект и методика исследования</p>	<p>Коношонкин Д.В, инженер-исследователь</p>
<p>Результаты исследования и их обсуждение</p>	<p>Коношонкин Д.В, инженер-исследователь</p>
<p>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</p>	
<ol style="list-style-type: none"> 1. Объект и методика исследования 2. Результаты исследования и их обсуждение 	

<p>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</p>	<p>1.07.2019</p>
--	------------------

Задание выдал руководитель / консультант (при наличии):

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
профессор	Белозёров В.Б.	д.г-м.н		1.07.2019
инженер-исследователь	Коношонкин Д.В			1.07.2019

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ71	Исмаилов Ю.Р.		1.07.2019

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

Студенту:

Группа	ФИО
2ТМ71	Исмаилову Юрию Романовичу

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Суммарные инвестиции, необходимые для проведения научно-исследовательского проекта (НТИ) составили 106 тыс. руб
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Необходимое оборудование для проведение НТИ
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Ставка дисконтирования 11%

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Расчет затрат для НТИ
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Оценка необходимого количества материальных ресурсов для НТИ
3. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности	Расчет технико-экономических показателей (окупаемость, риски, внутренняя норма доходности)

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

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

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	2.07.2019
---	-----------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
профессор	Ишков О.Ю.	Ph.D		2.07.2019

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ71	Исмаилов Ю.Р.		2.07.2019

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
2ТМ71	Исмаилову Юрию Романовичу

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<i>1. Описание рабочего места и оборудования (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения:</i>	Вся работа выполняется на персональном компьютере, в просторном помещении, имеющим доступ естественного солнечного света и с проведенным искусственным освещением
<i>2. Перечень законодательных и нормативных документов по теме:</i>	ГОСТ Р ИСО 26000-2012

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<i>1 Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:</i>	Анализ вредных факторов: –Повышенный уровень шума на рабочем месте; –недостаточная освещенность рабочей зоны; –отклонение показателей микроклимата в помещении –психофизиологические факторы
<i>2 Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:</i>	Электробезопасность
<i>3. Охрана окружающей среды</i>	Анализ воздействия на окружающую среду: -охрана поверхностных и подземных вод от загрязнения; - охрана атмосферы; - охрана земельных ресурсов.
<i>4. Защита в чрезвычайных ситуациях</i>	В данном разделе рассматривается наиболее вероятная чрезвычайная ситуация

5. <i>Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</i>	В данном разделе учитываются необходимые нормы и требования законов Российской Федерации
Перечень графического материала:	
<i>При необходимости представить эскизные графические материалы к расчётному заданию (обязательно для специалистов и магистров)</i>	Основные требования к рабочему месту

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	3.07.2019
---	-----------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
профессор	Белозёров В.Б.	д.г.-м.н		3.07.2019

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ71	Исмаилов Ю.Р.		3.07.2019

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

Школа Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность) Нефтегазовое дело
 Уровень образования Магистратура
 Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения Весенний семестр 2019 года

Форма представления работы:

Магистерская диссертация

(бакалаврская работа, дипломный проект/работа, магистерская диссертация)

**КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
 выполнения выпускной квалификационной работы**

Срок сдачи студентом выполненной работы:	16.08.2019
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
30.09.2018	Введение	5
5.10.2018	Литературный обзор	15
20.12.2018	Постановка цели и определение задач исследования	5
10.01.2019	Методическая часть: методика моделирования	5
15.02.2019	Характеристика метода и объекта исследования	5
30.04.2019	Построение геомеханической модели и оценка возможности предсказания трещиноватости	25
	Анализ и обсуждение результатов	10
15.05.2019	Оценка эффективности предложения	5
30.06.2019	Раздел «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	5
10.07.2019	Раздел «Социальная ответственность»	5
	Заключение	3
25.07.2019	Реферат	2
8.08.2019	Написание пояснительной записки	3
13.08.2019	Подготовка доклада	5
19.08.2019	Оформление презентации	2
	Итого:	100

Составил преподаватель:

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

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Чернова О.С.	Д.Г-М.Н		

Результаты освоения ООП

Код	Результат обучения*	Требования ФГОС ВО, СУОС, критериев АИОР, и/или заинтересованных сторон
Общие по направлению подготовки (специальности)		
Р1	Применять естественнонаучные, математические, гуманитарные, экономические, инженерные, технические и глубокие профессиональные знания в области современных нефтегазовых технологий для решения прикладных междисциплинарных задач и инженерных проблем, соответствующих профилю подготовки	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1; УК-2; УК-3; УК-4; УК-5; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-5; ОПК-6; ПК-1; ПК-2; ПК-3; ПК-4; ПК-6; ПК-7; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-14; ПК-16; ПК-17; ПК-19; ПК-20; ПК-21; ПК-23), CDIO Syllabus (2.4, 2.5, 4.1, 4.2...), Критерий 5 АИОР (п. 2.1, 2.10...), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования профессиональных стандартов: (40.178 Специалист в области проектирования автоматизированных систем управления технологическими процессами), (40.116 Специалист по обеспечению промышленной безопасности при эксплуатации оборудования, работающего под избыточным давлением, и/или подъемных сооружений), (40.011 Специалист по научно-исследовательским и опытно-конструкторским разработкам), (19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата), (19.021 Специалист по промысловой геологии)
Р2	Планировать и проводить аналитические и экспериментальные исследования с использованием новейших достижений науки и техники, уметь критически оценивать результаты и делать выводы, полученные в сложных и неопределённых условиях; использовать принципы изобретательства, правовые основы в области интеллектуальной собственности	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1; УК-2; УК-4; УК-6; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-5; ОПК-6; ПК-1; ПК-2; ПК-3; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-7; ПК-8; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-12; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-17; ПК-18; ПК-19; ПК-20; ПК-22; ПК-23), CDIO Syllabus (2.4, 2.5, 4.1, 4.2...), Критерий 5 АИОР (п. 2.1, 2.10...), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования профессиональных стандартов: (40.178 Специалист в области проектирования автоматизированных систем управления технологическими процессами), (40.116 Специалист по обеспечению промышленной безопасности при эксплуатации оборудования, работающего под избыточным давлением, и/или подъемных сооружений), (40.011 Специалист по научно-исследовательским и опытно-конструкторским разработкам), (19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата), (19.021 Специалист по промысловой геологии)
Р3	Проявлять профессиональную осведомленность о передовых знаниях и открытиях в области нефтегазовых технологий с учетом передового отечественного и	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1; УК-2; УК-4; УК-5; УК-6; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-3; ОПК-6; ПК-1; ПК-2; ПК-3; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-7; ПК-8; ПК-9; ПК-11; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-18; ПК-20; ПК-21; ПК-22; ПК-23), CDIO Syllabus (2.4, 2.5, 4.1, 4.2...), Критерий 5 АИОР (п. 2.1, 2.10...), согласованный с требованиями

	зарубежного опыта; использовать инновационный подход при разработке новых идей и методов проектирования объектов нефтегазового комплекса для решения инженерных задач развития нефтегазовых технологий, модернизации и усовершенствования нефтегазового производства	международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования профессиональных стандартов: (40.178 Специалист в области проектирования автоматизированных систем управления технологическими процессами) , (40.116 Специалист по обеспечению промышленной безопасности при эксплуатации оборудования, работающего под избыточным давлением, и/или подъемных сооружений) , (40.011 Специалист по научно-исследовательским и опытно-конструкторским разработкам) ; (19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата) , (19.021 Специалист по промысловой геологии)
Р4	Выбирать оптимальные решения в многофакторных ситуациях, владеть методами и средствами технического моделирования производственных процессов и объектов нефтегазовой отрасли; управлять технологическими процессами, обслуживать оборудование, использовать любой имеющийся арсенал технических средств, обеспечивать высокую эффективность при разработке нефтегазовых объектов	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1; УК-2; УК-6; ОПК-1; ОПК-2; ПК-1; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-7; ПК-8; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-15; ПК-16; ПК-17; ПК-20), CDIO Syllabus (2.4, 2.5, 4.1, 4.2...), Критерий 5 АИОР (п. 2.1, 2.10...), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования профессиональных стандартов: (40.178 Специалист в области проектирования автоматизированных систем управления технологическими процессами) , (40.116 Специалист по обеспечению промышленной безопасности при эксплуатации оборудования, работающего под избыточным давлением, и/или подъемных сооружений) , (40.011 Специалист по научно-исследовательским и опытно-конструкторским разработкам) ; (19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата) , (19.021 Специалист по промысловой геологии)
Р5	Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности; активно владеть иностранным языком на уровне, позволяющем работать в интернациональной среде, разрабатывать документацию и защищать результаты инженерной деятельности	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1; УК-2; УК-3; УК-4; УК-5; УК-6; ОПК-2; ОПК-2; ОПК-3; ОПК-4; ОПК-5; ПК-1; ПК-2; ПК-8; ПК-16; ПК-18; ПК-21; ПК-23), CDIO Syllabus (2.4, 2.5, 4.1, 4.2...), Критерий 5 АИОР (п. 2.1, 2.10...), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования профессиональных стандартов: (40.178 Специалист в области проектирования автоматизированных систем управления технологическими процессами) , (40.116 Специалист по обеспечению промышленной безопасности при эксплуатации оборудования, работающего под избыточным давлением, и/или подъемных сооружений) , (40.011 Специалист по научно-исследовательским и опытно-конструкторским разработкам) ; (19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата) , (19.021 Специалист по промысловой геологии)
Р6	Работать эффективно в качестве члена и руководителя команды, умение формировать задания и	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1; УК-2; УК-3; УК-4; УК-5; УК-6; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-3; ОПК-4; ОПК-5; ОПК-6; ПК-6; ПК-11; ПК-12; ПК-13; ПК-15; ПК-23), CDIO Syllabus (2.4, 2.5, 4.1,

	оперативные планы всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, нести ответственность за результаты работы; координировать работу групп по извлечению и совершенствованию добычи нефти, газа и газового конденсата, передавать знания через наставничество и консультирование	4.2...), Критерий 5 АИОР (п. 2.1, 2.10...), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования профессиональных стандартов: (40.178 Специалист в области проектирования автоматизированных систем управления технологическими процессами) , (40.116 Специалист по обеспечению промышленной безопасности при эксплуатации оборудования, работающего под избыточным давлением, и/или подъемных сооружений) , (40.011 Специалист по научно-исследовательским и опытно-конструкторским разработкам) ; (19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата) , (19.021 Специалист по промысловой геологии)
Р7	Внедрять, эксплуатировать и обслуживать современные машины и механизмы для реализации технологических процессов нефтегазовой области, обеспечивать их высокую эффективность, соблюдать правила охраны здоровья и безопасности труда, выполнять требования по защите окружающей среды	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-3; ОПК-1; ОПК-2; ПК-1; ПК-3; ПК-6; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-14; ПК-16; ПК-17; ПК-18; ПК-19; ПК-21; ПК-22), CDIO Syllabus (2.4, 2.5, 4.1, 4.2...), Критерий 5 АИОР (п. 2.1, 2.10...), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования профессиональных стандартов: (40.178 Специалист в области проектирования автоматизированных систем управления технологическими процессами) , (40.116 Специалист по обеспечению промышленной безопасности при эксплуатации оборудования, работающего под избыточным давлением, и/или подъемных сооружений) , (40.011 Специалист по научно-исследовательским и опытно-конструкторским разработкам) ; (19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата) , (19.021 Специалист по промысловой геологии)
Профиль 1 – Геолого-геофизические проблемы освоения месторождений нефти и газа		
Р8	Предлагает процедуры анализа и оценки геологических объектов по данным геолого-геофизической изученности и скважинных исследований в целях разработки программы исследований и технологических мероприятий для конкретного типа месторождений углеводородов	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1; УК-2; УК-3; УК-5; ОПК-1; ОПК-2; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-7; ПК-8; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-12; ПК-15; ПК-17; ПК-19; ПК-20), CDIO Syllabus (2.4, 2.5, 4.1, 4.2...), Критерий 5 АИОР (п. 2.1, 2.10...), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования профессиональных стандартов: (40.178 Специалист в области проектирования автоматизированных систем управления технологическими процессами) , (40.116 Специалист по обеспечению промышленной безопасности при эксплуатации оборудования, работающего под избыточным давлением, и/или подъемных сооружений) , (40.011 Специалист по научно-исследовательским и опытно-конструкторским разработкам) ; (19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата) , (19.021 Специалист по промысловой геологии)

Р9	Предлагать процедуры оценки эффективности промысловых работ и оптимизации работы оборудования при добыче нефти, газа и газового конденсата, обеспечение энергоэффективности технологических процессов	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (<i>УК-1; УК-2; УК-3; УК-5; ОПК-1; ОПК-2; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-7; ПК-8; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-12; ПК-15; ПК-17; ПК-19; ПК-20; ПК-23</i>), CDIO Syllabus (2.4, 2.5, 4.1, 4.2...), Критерий 5 АИОР (п. 2.1, 2.10...), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования профессиональных стандартов: (40.178 Специалист в области проектирования автоматизированных систем управления технологическими процессами) , (40.116 Специалист по обеспечению промышленной безопасности при эксплуатации оборудования, работающего под избыточным давлением, и/или подъемных сооружений) , (40.011 Специалист по научно-исследовательским и опытно-конструкторским разработкам) ; (19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата) , (19.021 Специалист по промысловой геологии)
Р10	Обеспечивать внедрение новых методов при построении геолого-геофизических моделей; материалов и нефтегазового оборудования в осложненных условиях эксплуатации нефтяных и газовых скважин	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (<i>УК-1; УК-2; УК-4; УК-6; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ПК-1; ПК-2; ПК-3; ПК-4; ПК-6; ПК-8; ПК-12; ПК-13; ПК-16; ПК-18; ПК-19; ПК-20; ПК-21</i>), CDIO Syllabus (2.4, 2.5, 4.1, 4.2...), Критерий 5 АИОР (п. 2.1, 2.10...), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования профессиональных стандартов: (40.178 Специалист в области проектирования автоматизированных систем управления технологическими процессами) , (40.116 Специалист по обеспечению промышленной безопасности при эксплуатации оборудования, работающего под избыточным давлением, и/или подъемных сооружений) , (40.011 Специалист по научно-исследовательским и опытно-конструкторским разработкам) ; (19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата) , (19.021 Специалист по промысловой геологии)
Профиль 2. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений		
Р11	Контролировать выполнение требований регламентов для обеспечения добычи нефти, газа и газового конденсата	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (<i>УК-1; УК-2; УК-4; ОПК-1; ОПК-4; ОПК-6; ПК-1; ПК-5; ПК-6; ПК-12; ПК-15; ПК-16; ПК-18; ПК-19; ПК-23</i>), CDIO Syllabus (2.4, 2.5, 4.1, 4.2...), Критерий 5 АИОР (п. 2.1, 2.10...), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования профессиональных стандартов: (40.178 Специалист в области проектирования автоматизированных систем управления технологическими процессами) , (40.116 Специалист по обеспечению промышленной безопасности при эксплуатации оборудования, работающего под избыточным давлением, и/или

		<i>подъемных сооружений), (40.011 Специалист по научно-исследовательским и опытно-конструкторским разработкам); (19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата), (19.021 Специалист по промысловой геологии)</i>
P12	Совершенствовать, разрабатывать мероприятия и/или подготавливать бизнес-предложения по технологическому процессу и технологическим мероприятиям при добыче нефти, газа и газового конденсата	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1; УК-2; УК-3; УК-6; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-3; ОПК-4; ПК-1; ПК-2; ПК-3; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-7; ПК-8; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-12; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-16; ПК-17; ПК-18; ПК-19; ПК-20; ПК-21; ПК-22; ПК-23), CDIO Syllabus (2.4, 2.5, 4.1, 4.2...), Критерий 5 АИОР (п. 2.1, 2.10...), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования профессиональных стандартов: (40.178 Специалист в области проектирования автоматизированных систем управления технологическими процессами), (40.116 Специалист по обеспечению промышленной безопасности при эксплуатации оборудования, работающего под избыточным давлением, и/или подъемных сооружений), (40.011 Специалист по научно-исследовательским и опытно-конструкторским разработкам); (19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата), (19.021 Специалист по промысловой геологии)
P13	Корректировать программы работ по добыче нефти, газа и газового конденсата, выбирать и принимать решения в нестандартных ситуациях, опираясь на государственные стандарты в области нефтегазодобычи	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2; УК-3; УК-4; УК-6; ОПК-1; ОПК-2; ПК-1; ПК-3; ПК-6; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-14; ПК-16; ПК-18; ПК-19; ПК-21; ПК-22), CDIO Syllabus (2.4, 2.5, 4.1, 4.2...), Критерий 5 АИОР (п. 2.1, 2.10...), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования профессиональных стандартов: (40.178 Специалист в области проектирования автоматизированных систем управления технологическими процессами), (40.116 Специалист по обеспечению промышленной безопасности при эксплуатации оборудования, работающего под избыточным давлением, и/или подъемных сооружений), (40.011 Специалист по научно-исследовательским и опытно-конструкторским разработкам); (19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата), (19.021 Специалист по промысловой геологии)

РЕФЕРАТ

Магистерская диссертация: 116 с., 44 рис., 27 табл., 18 источников.

Ключевые слова: геомеханическая модель, геомеханическая стратиграфия, интенсивность трещиноватости, плотность трещиноватости, трещиноватость, стереонет, внутрискважинное микросканирование, стабильность ствола скважины, напряжение горных пород.

Объектом исследования была взята скважина Северо-Шингинского нефтяного месторождения.

Целью данной работы является исследовать возможность предсказания изменения плотности трещиноватости скважины по геофизическим и геомеханическим параметрам.

В геомеханике широко используется понятие геомеханической стратиграфии, т.е. изменение геомеханических свойств по разрезу. Исходя из теоретических представлений изменение геомеханических свойств должно приводит к изменению параметров деформации горной породы, в том числе и к зависимости плотности трещиноватости. Однако такую связь сложно определить в условиях скважинных данных. В данной работе представлено сравнение изменения плотности трещиноватости оцененной по данным микросканеров с изменением показаний ГИС и геомеханических свойств для определения корреляции этих параметров.

Магистерская диссертация выполнена при использовании программных продуктов Petrel 2018 и Techlog 2017. Тестовая часть пояснительной записки реализована с помощью программного пакета MS Office.

Область применения результатов исследования могут быть использованы непосредственно на Северо-Шингинском месторождении, при планировании разработки, бурения, проектирования методов увеличения нефтеотдачи и интенсификации притока. Также результаты могут применяться для исследований доюрских, в том числе палеозойских отложений.

Экономическая значимость представлена в виде расчета экономической эффективности построения геомеханической модели

ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

ГИС – геофизические исследования скважин

ГРП – гидравлический разрыв пласта

НГО – нефтегазовая область

НГР – нефтегазовое районирование

ЭМИ – электрический микросканер

УВ – углеводороды

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	19
1. ПРОЦЕСС ФОРМИРОВАНИЯ ТРЕЩИНОВАТОСТИ В СТВОЛЕ СКВАЖИНЫ.....	21
1.1 Общие сведения о напряжении.....	21
1.2 Изменение напряжения в пластовых условиях.....	21
1.3 Измерение напряжений в скважинах.....	23
1.4 Современные представления и исследования о процессе формирования трещиноватости ствола скважины.....	24
2. ХАРАКТЕРИСТИКА ШИНГИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	26
2.1 Общие сведения о месторождении.....	26
2.2 Нефтегазоносность доюрских отложений.....	29
3. ОБЪЕКТ И МЕТОДИКА ИССЛЕДОВАНИЯ.....	32
3.1 Объект исследования.....	32
3.2 Сущность и физические основы азимутального электрического микроимиджера (FMI).....	33
3.3 Основы построения 1D геомеханической модели.....	36
4. РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЯ И ИХ ОБСУЖДЕНИЕ.....	40
4.1 Предварительный анализ данных микросканеров.....	40
4.2 Оценка связи пространственных характеристик трещиноватости с показаниями ГИС.....	41
4.3 Оценка связи интенсивности трещиноватости с ГИС.....	44
4.4 Сопоставление данных о трещиноватости с разломной тектоникой.....	47
4.5 Построение геомеханической 1D модели.....	47
5. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	61

5.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	61
5.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования	61
5.1.2. Анализ конкурентных технических решений	62
5.1.3. SWOT-анализ.....	64
5.2 Планирование научно-исследовательских работ.....	67
5.2.1. Структура работ в рамках научного исследования	67
5.2.2 Определение трудоемкости выполнения работ	67
5.2.3 Разработка графика проведения научного исследования	67
5.3 Бюджет научно-технического исследования (НТИ)	68
5.3.1 Расчет материальных затрат НТИ	68
5.3.2 Основная заработная плата исполнителей темы	69
5.3.3 Дополнительная заработная плата исполнителей темы.....	70
5.3.4 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)	70
5.3.5 Накладные расходы.....	71
5.3.6 Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта	71
5.4 Расчет срока окупаемости проекта.....	72
6 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	74
6.1 Анализ вредных факторов.....	74
6.2 Анализ опасных факторов.....	82
6.3 Охрана окружающей среды	85
6.4 Защита в чрезвычайных ситуациях	89
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	92
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	94

Приложение А	96
Приложение Б.....	102
Приложение В.....	106

ВВЕДЕНИЕ

В последнее десятилетие спрос на углеводороды возрастает в геометрической прогрессии. Сокращение запасов легкой нефти, уменьшение нововведенных запасов на балансе компаний, создание ограничений добычи с целью организации более выгодной цены на нефть и контроля за рынком, увеличение запасов трудноизвлекаемой нефти, в том числе высоковязких нефтей, и увеличение месторождений на поздней стадии разработки – все это ведет к необходимости более тщательного подхода к разработке и эксплуатации месторождений, разведке ранее неизученных областей, таких как Арктический шельф и разработка нетрадиционных коллекторов. В то же время, стоит отметить, что коэффициент извлечения нефти на месторождениях Западной-Сибири редко превышает тридцати пяти процентов, что также ведет к необходимости в создании более усовершенствованной системы добычи и проведения методов увеличения нефтеотдачи.

Как было отмечено ранее, в настоящий момент создается перспективность в разведке нетрадиционных коллекторов, одним из которых является разработка доюрских, а именно палеозойских месторождений. Перспективность получена промышленными притоками нефти. Разработка подобных месторождений производится с особым трепетом и с учетом специфики данных трещиноватых и порово-трещиноватых коллекторов. Однако, распределение трещиноватости в горной породе напрямую связано с их геомеханической стратиграфии, т.е. изменение геомеханических свойств по разрезу. Исходя из теоретических представлений изменение геомеханических свойств должно приводит к изменению параметров деформации горной породы, в том числе и к зависимости плотности трещиноватости. Однако такую связь достаточно сложно определить в условиях скважинных данных.

Целью данной работы является исследовать возможность предсказания изменения плотности трещиноватости скважины по геофизическим и геомеханическим параметрам.

В работе представлены результаты исследования по сравнению изменений плотности трещиноватости, оцененной по данным микросканеров, с изменением показаний по геофизическим исследованиям скважин (ГИС) и геомеханических свойств, с целью определения степени корреляции этих параметров и дальнейшим прогнозом трещиноватости по разрезу.

Для достижения поставленной цели необходимо решить ряд определенных задач:

- 1) Произвести анализ исходной информации по данным микроэлектрического сканирования
- 2) Определить корреляционные зависимости между пространственными характеристиками трещин и данными по ГИС
- 3) Оценить взаимосвязь между плотностью трещиноватости и каротажными данными
- 4) Сравнить ориентацию трещин по стволу скважины с разломной тектоникой на данной территории
- 5) Построить геомеханическую модель и произвести оценку связи всех ее характеристик с интенсивностью трещиноватости
- 6) Сделать итоговый вывод по теме исследования и привести полученные результаты, составить дальнейший план развития работы

1. ПРОЦЕСС ФОРМИРОВАНИЯ ТРЕЩИНОВАТОСТИ В СТВОЛЕ СКВАЖИНЫ

1.1 Общие сведения о напряжении

Ключевым компонентом общих геомеханических моделей является данные о современном состоянии напряжений. Разрушение стенок скважин происходит в результате концентрации напряжений, превышающих прочность пород. Разломы возникают, когда отношение эффективного сдвигового к эффективному нормальному напряжению превышает силы трения. Истощение изменяет состояние напряжений залежи, что во многих случаях может оказать положительный или отрицательный эффект на продуктивность. Определение состояния напряжений с глубиной является проектной задачей, связанной с обычно получаемыми при бурении скважин данными.

Напряжения сжатия присутствуют в земной коре на всех глубинах. Величина напряжений зависит от глубины, порового давления и активности геологических процессов, протекающих в различных пространственных и временных масштабах. Обычно напряжение определяется как сила, действующая на заданную площадь. Однако, существует и более строгое определение: напряжение – это тензор, который описывает плотность сил, действующий на все поверхности в точках приложения. В терминах механики сплошных сред, напряжение, действующее на однородное изотропное тело на глубине, описывается как тензор второго порядка с девятью компонентами [1].

1.2 Изменение напряжения в пластовых условиях

За последние 25 лет в различных странах мира проведено множество изменений напряжений с применением различных методик и технологий. Но, в основе всех данных методов лежат общие принципы определения поля напряжения:

- предполагается, что горное давление является главным вертикальным напряжением (S_v), которое определяется путем интегрирования плотностного каротажа;

- ориентация главных напряжений определяется по наблюдениям в скважинах, современными геологическими индикаторам и фокальным механизмам землетрясений;

- величина минимального главного напряжения S_{hmin} (за исключением надвигового режима образования разломов) определяется на основе мини-гидроразрывов и тестов на утечку;

- поровое давление измеряется непосредственно или оценивается по данным геофизических исследований скважин или сейсморазведки;

- при оценке диапазона параметров необходимо ограничивать только величину максимального горизонтального напряжения S_{Hmax} для реальной оценки полного тензора напряжений как элемента всей геомеханической модели. Ограничения на силы трения в земной коре обеспечивают диапазон изменения значения S_{Hmax} . Наблюдения разрушения стенок скважин позволяют более точно оценить магнитуду S_{Hmax} .

Процедуры изменений напряжений в пластовых условиях были впервые применены для оценки величин трех главных напряжений на территории горного перевала Каджон-Пасс и в рамках программы «Континентальное глубокое бурение» (ФРГ), в научно-исследовательских буровых проектах.

В работе [2] Марка Зобака показано, что различные типы данных, связанных с напряжениями, можно использовать для подготовки карт ориентации и относительных величин напряжений в региональном масштабе. Сегодня база Мировой карты напряжений имеет около 10000 определений и позволяет оценить правильность полученной информации.

1.3 Измерение напряжений в скважинах

Большинство классических технологий измерения напряжений, применяемых в скважинах, является технологиями гидравлического разрыва (ГРП) [3]. В идеальных условиях запись следов ГРП в скважинах может применяться для определения ориентации напряжений. Однако такие измерения обычно ограничены плотными породами и относительно небольшими глубинами (около 3 км), где ГРП открытого ствола возможен. На большинстве нефтяных и газовых скважин гидроразрыв использовать нельзя для определения ориентации напряжений в связи с возможностью повреждения обсадки стволов скважины и скважинного оборудования. В общем случае, ГРП позволяет определить величину минимального главного напряжения с некоторой точностью. [4]

Наблюдения индуцированных напряжений вывалов является эффективной технологией для определения ориентации напряжений в скважинах. Вывалы относятся к природным процессам разрушения при сжатии, которые встречаются, когда максимальное кольцевое напряжение вокруг отверстия в достаточной степени превышает прочность пород, что становится причиной разрушения части пород вокруг ствола скважины при сжатии. [5].

В случае вертикальной скважины, это приводит к появлению индуцированных напряжением вывалов, которые формируются по минимальные горизонтальные напряжения. Вывалы являются источником информации по напряжениям на значительном интервале глубин одиночных скважин. Детальные исследования показали, что эта ориентировка однообразна с глубиной и зависит от литологии и возраста породы.

Трещины растяжения, вызванные бурением и являющиеся другим типом разрушения стенок скважин, тоже позволяют получить полезную информацию об ориентации напряжений [6]. Эти трещины формируются на стенках скважин по азимуту максимального горизонтального напряжения, когда кольцевое напряжений, действующее вокруг ствола, превышает прочность породы на

растяжение. Вызванные бурением трещины растяжения помогают определить ориентацию напряжений с большой детальностью и точностью [7].

1.4 Современные представления и исследования о процессе формирования трещиноватости ствола скважины

Концентрация напряжений по стволу скважины зависит от ориентации скважины относительно направлений действия главных напряжений и изменяется с расстоянием от стенки скважины. Очевидно, что поведение породы в действующем поле напряжений зависит как от самих напряжений, так и от прочности породы. Как было освещено ранее, точные данные касающиеся обрушения стенок скважины, позволяет оценить величину и направление напряжений, действующих в массиве горных пород. В некоторых случаях есть возможность получить прямую информацию о прочности породы в пластовых условиях.

Концентрация напряжения, помимо образований вывалов, а также к разрушениям, вызванным действием растягивающих напряжений, - трещинам. Образование трещин в вертикальных скважинах обычно означает существенную разницу между минимальным и максимальным горизонтальными напряжениями. На формирование трещин растяжения влияют высокая плотность бурового раствора и охлаждение стенок скважин. Процесс возникновения трещин растяжения является важным для понимания механизма гидроразрыва. [2] Однако, стоит отметить, что гидроразрыв отличается от трещин растяжения, возникающих в процессе бурения, тем, что трещины гидроразрыва распространяются в ранее не нарушенную механическим воздействием область пласта, а техногенные трещины образуются на стенке скважины в результате наличия зон концентрации напряжений вокруг ствола скважины.

При увеличении разности давлений (между поровым и давлением бурового раствора) и уменьшении концевое напряжения стенки скважины могут локально подвергаться растяжению при углах 90° и 270° , что способствует

появлению трещин растяжения, вызванных бурением. При нормальных условиях ожидаемая глубина техногенных трещин не превышает одного сантиметра. Таким образом, образование техногенных трещин не приводит к разрыву породы на удаленных от скважины участках, за исключением ситуации, когда вес бурового раствора превышает минимальное главное напряжение.

В связи с тем, что вызванные бурением трещины растяжения не распространяются на значительную глубину (и поэтому не оказывают существенного влияния на процесс бурения), скважинные имиджеры играют важную роль при их определении. Как предсказывалось ранее, трещины формируются на противоположных сторонах стенки скважины и распространяются вдоль оси скважины. [7] Трещины растяжения являются надежным индикатором напряжений. На Рисунке 1.1 показана карта месторождения Висмунд в северной части Северного моря [8].

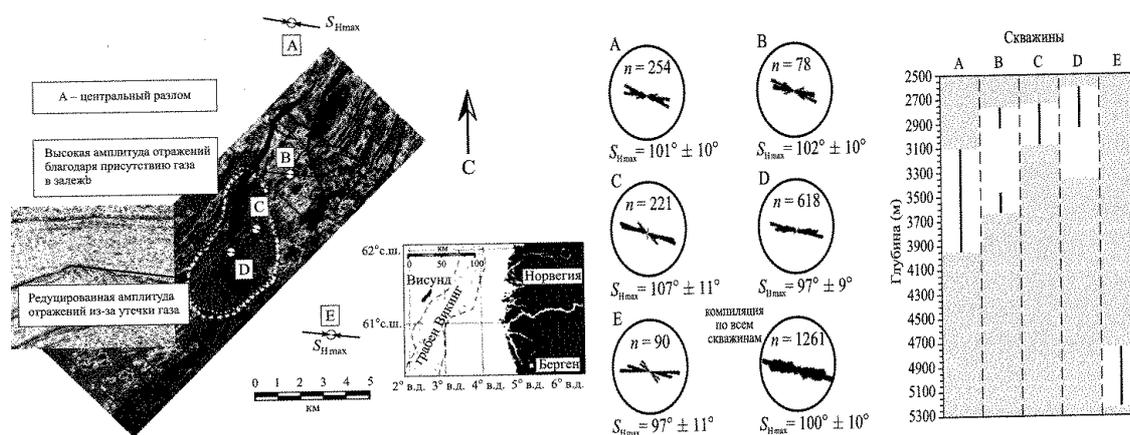


Рисунок 1.1 – Вызванные бурением трещины растяжения в пяти скважинах месторождения Висмунд [7]

На этом месторождении однородное поле напряжений, которое является функцией глубины и положения на площади. Вызванные бурением трещины растяжения наблюдаются в пяти вертикальных скважинах. Роза-диаграмма для каждой скважины отображает ориентацию и стандартное отклонение трещин растяжения, а также компиляцию 1261 определения по всем скважинам. Наблюдения на каждой скважине указывают на однородные напряжения по глубине. Трещины растяжения отображены вертикальными черными линиями.

2. ХАРАКТЕРИСТИКА ШИНГИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

2.1 Общие сведения о месторождении

В административном отношении территория исследований находится на границе Парабельского и Каргасокского районов Томской области (Рисунок 2.1).

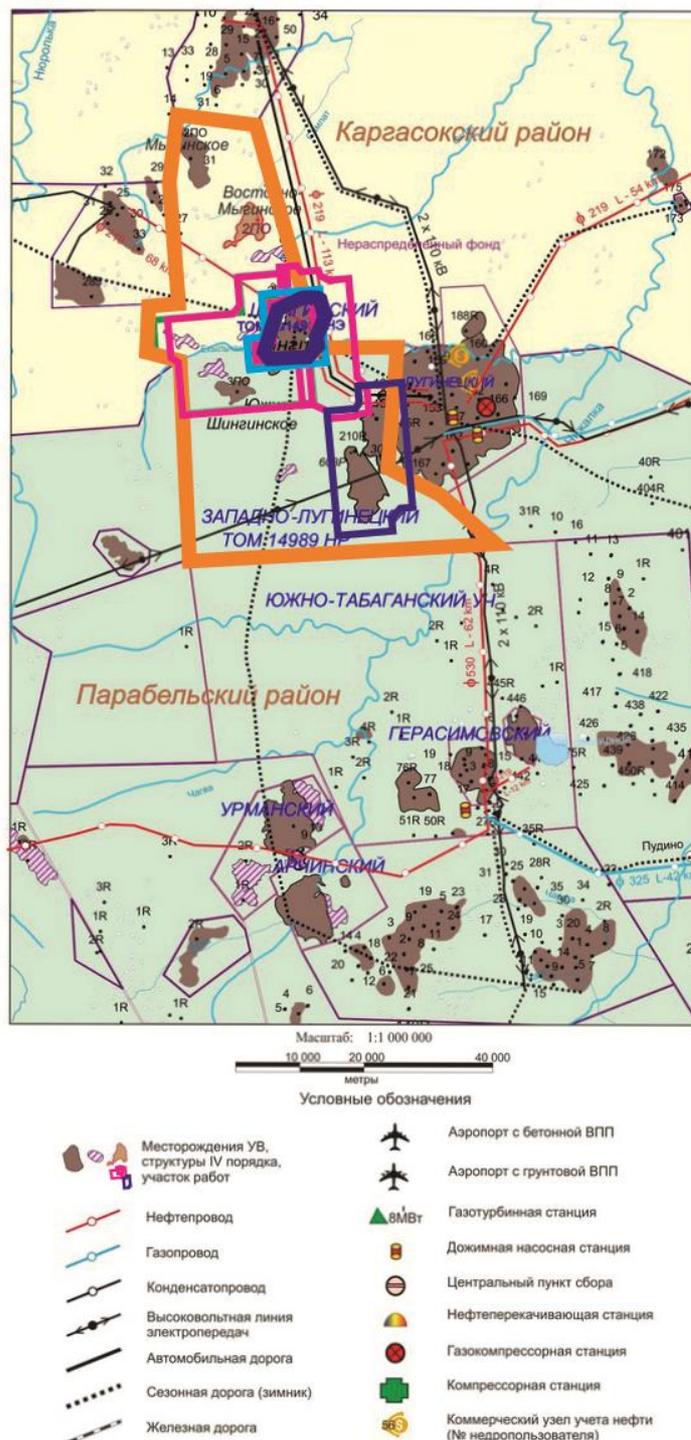


Рисунок 2.1 – Схема расположения Северо-Шингинского месторождения

Ближайшие населенные пункты расположены на расстоянии 30-50 км (п. Чарымово, п. Мыльджино, вахт. п. Лугинецкий), областной центр г. Томск – примерно в 460 км на юго-восток. Расстояние от территории исследований до районного центра (п. Парабель) составляет 190 км на северо-восток, до п. Колпашево – 260 км на восток. В поселке Парабель имеется аэропорт с грунтовой взлетно-посадочной полосой.

В географическом плане – это междуречье реки Большой Екыльчак и ее правого притока Квензер. Обе реки имеют большое число малых притоков. Все реки относятся к Обскому бассейну, мелководны, извилисты, несудоходны и могут являться источниками питьевого и технического водоснабжения. Большая часть участка покрыта болотами глубиной до 2 м. Рельеф слабо расчлененный, равнинный, меняется от с 96 м в заболоченных участках долин рек до 129 м на возвышенностях.

Шингинское нефтяное месторождение, разрабатываемое ООО «Газпромнефть-Восток» Открыто в 1971 году. В 2006 году на Шингинском нефтяном месторождении были пробурены 10 эксплуатационных скважин, по результатам опробования получены дебиты от 5 до 15 м³/сут, в связи с чем месторождение признано нерентабельным и принималось решение о возврате лицензионного участка, однако руководством ООО «Газпромнефть-восток» перед ОАО «Газпромнефть» была доказана высокая перспектива данного участка и были выделены средства на проведение глубокопроникающих ГРП.

В тектоническом плане расположено в пределах северо-восточного залива Нюрольской впадины, разделяющего Средневасюганский и Пудинский мегавалы. По нефтегазогеологическому районированию входит в состав Нюрольского нефтегазового района.

По результатам сейсмических работ выявлена одноименная структура, а затем детализирована. По основному отражающему горизонту Па представляет брахиантиклинальную складку северо-восточного простирания имеющего площадь около 100 км².

Продуктивность связана с пластом Ю₁¹⁻² васюганской свиты верхней юры из которого в скважине 295, пробуренной в присводовой части структуры, получен приток нефти дебитом 28,9 м³/сут через 8 мм штуцер.

В 1972 году с задачей уточнения площадного распространения и других параметров залежи пробурены скважины 296 и 297. Первая на расстоянии 12 км к север-северо-востоку далеко за пределами оконтуривающей изогипсы, вторая в пределах ее, но к восток-юго-востоку на расстоянии 1,85 км от скважины первооткрывательницы.

В обеих скважинах установлено значительное сокращение эффективной толщины перспективного пласта, что привело к получению небольших притоков в скважине 296 воды, в скважине 297 нефти со следами воды на низких динамических уровнях.

С учетом полученных результатов в 1972 году осуществлен прирост запасов нефти по категории С₁ в количестве 3000 тыс. т (извлекаемые), которые и учтены Госбалансом.

В следующем году на окончании юго-западной периклинали пробурена скважина 298, где пласт Ю₁¹⁻² как коллектор отсутствует и при его опробовании притока не получено.

В 1983 году в пределах рассматриваемого месторождения и сопряженной Кыкинской структуры проведены дополнительные сейсморазведочные работы. В результате при сохранении общей северо-восточной ориентировки структуры значительно изменилась ее геометрия с гипсометрическим понижением оконтуривающей изогипсы до минус 2560 м вместо минус 2520 м.

В соответствии с этими структурными построениями в северо-восточной части структуры пробурено еще две скважины 299 и 300, в которых зона (интервал) залегания перспективного пласта полностью замещена непроницаемыми породами.

С учетом последних данных по бурению, а также новой морфологии структуры проведена трансформация площади распространения залежи с уточнением некоторых ее параметров без изменения ранее учтенных запасов.

Как уже было отмечено ранее, основная нефтедобыча ведется с пласта Ю₁¹ васюганской свиты, также нефтеперспективными являются пласты Ю₂ и Ю₆ тюменской свиты. Также возможна нефтегазоносность палеозойских отложений

2.2 Нефтегазоносность доюрских отложений

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

В тектоническом отношении нефтегазоносные районы – Средневасюганский, Пудинский – приурочены к одноименным крупным структурам и отвечают положительным тектоническим элементам, Нюрольский НГР – к депрессионной зоне.

В пределах Васюганской НГО залежи углеводородов (УВ) приурочены к верхней части доюрских отложений, юрскому периоду и отложениям неокома

В 50-х годах открытие Березовского месторождения газа показало на перспективность доюрского основания. Последующее исследование данной территории привело к идентификации сложной тектонической обстановки, что осложняло процессы исследований.

Выявленные месторождения УВ в доюрских образованиях связаны с гранито-гнейсами, метаморфическими породами, эффузивами дезинтегрированными. Нефть и газ здесь связывают с миграцией углеводородов из нижних горизонтов чехла. Однако наибольшие притоки связывают с карбонатными отложениями и корой выветривания.

Так, например, на Останинском месторождении, расположенном юго-восточнее исследуемой территории, в коре выветривания и дезинтегрированной зоне глинисто-кремнистых, глинисто-карбонатных сланцев и карбонатных пород выявлена залежь газа. Дебит газа 63 тыс.м³/сут.

Речное газоконденсатное месторождение расположено западнее Шингинского месторождения и приурочено к группе локальных поднятий

(Речное, Лучистое, Змеиное), выделенных на структурной террасе, осложняющей южный склон Среднеवासюганского мегавала. Промышленная залежь газоконденсата выявлена в своде Лучистого поднятия, в палеозойских известняках. Дебит газа 69,12 тонн м³/сут, конденсата 30 м³/сут на 8 мм штуцере (скв.281).

На Лугинецком месторождении были проведены испытания, включающие в себя исследование палеозойского комплекса, верхней часть разреза плиты, представленную трещиноватыми и кавернозными карбонатными породами. В результате проведенных исследований был зафиксирован приток углеводородов, преимущественно нефти с объемом 8,2 м³ в сутки при пластовом давлении около 25 МПа.

На сегодняшней стадии изученности трудно делать какие-либо выводы о геометрии обнаруженной залежи, т.е. о том, имеют ли кора выветривания и зона трещиноватости площадное распространение в своде поднятия или их развитие связано с линейно вытянутыми зонами разломов в фундаменте. Залежь, вскрытая скважиной 180, индексируется как горизонт М.

На Западно-Лугинецком месторождении отложения доюрской группы вскрыты разведочными скважинами: 180R, 181R, 182R, 183R, 184R, 187R, 188R, 188PL, 191R, 521R. По данным керн, породы представлены карбонатными, глинисто-кремнистыми и метаморфизованными породами. Кроме того, в скважине 180R вскрыты эффузивные породы, представленные темно-серыми (до черного с буроватым оттенком), плотными, крепкими, массивными диабазовыми порфиритами с вкрапленниками (1-20мм) плагиоклаза, каоцитизированными на границе с подстилающими глинистыми сланцами.

В пределах Шингинского месторождения доюрский комплекс вскрыт скважинами 2R, 297R, 299R, 300R на глубинах 2718-2778м. По данным исследования керн отложения представлены глинисто-кремнистыми и метаморфизованными породами.

В пределах Нижнелугинского поднятия доюрские отложения вскрыты разведочными скважинами 200PO, 201R, 202R, 205R, 205PL, 207R, 210R.

Породы представлены известковистыми доломитами и тонким переслаиванием (до 1м) известняков с аргиллитами.

На Нижнелугинецком месторождении в двух скважинах проведены испытания в доюрских отложениях. Значимых дебитов не получено. На Западно-Лугинецком месторождении испытано 8 объектов в 7 скважинах. Большинство объектов оказалось водонасыщенными, но один, расположенный, предположительно, в коре выветривания, дал приток в размере 88тыс.м³/сут газа (в скважине 181R).

Таким образом, на исследуемой территории на данном этапе исследований продуктивность доказана в коре выветривания. В остальной части доюрских отложений нефтегазоносность не подтверждена. На территории Томской области, в целом, перспективы нефтеносности пород доюрского основания плиты следует связывать с наиболее благоприятными сейсмофациями «раздробленных карбонатов», приуроченных к положительным структурам по фундаменту (отражающий горизонт Φ_2).

3. ОБЪЕКТ И МЕТОДИКА ИССЛЕДОВАНИЯ

3.1 Объект исследования

В качестве объекта исследования была взята скважина 6ПО Северо-Шингинского нефтяного месторождения. Глубина составляет 3950 метров. Данная скважина является вертикальной, поисково-оценочной с открытым состоянием ствола. Бурение производилось согласно плана бурения, с помощью раствора на водной основе, без газонефтеводопроявлений и каких-либо осложнений в процессе проводки ствола. Разломов в районе бурения данной скважины не обнаружено. Получено множество геофизических исследований (

Таблица А. 1), производился отбор керна с целевых интервалов и отбор проб. Согласно ГИС и керновым данным была произведена литологическая интерпретация разреза (

Таблица А. 1). Предметом исследования являются трещины и их интенсивность вдоль всего ствола скважины. Данные трещины можно разделить на естественные и техногенные.

Помимо основного комплекса ГИС был произведен анализ электрическим микросканером – с помощью технологии FMI (Fullbore formation microimager), который позволяет производить сканирование стенки скважины и оценить ее трещиноватость, определить интервалы вывалов и потери стабильности ствола скважины. Интервалы, на которых происходило исследование микросканированием представлены в Таблице А.6

Целевым интервалом, рассматриваемым в ходе работы, является доюрские отложения, представленные палеозойским фундаментом. Данные отложения являются перспективными, на территории Западной Сибири неоднократно было произведено исследование и получен промышленный приток углеводородов. Общая проходка по палеозойским отложениям с отбором керна (диаметром 80 мм) составила 216,7 м. Линейный вынос керна составил 195,9 м или 90,4 %. Горные породы представлены преимущественно трещиноватыми эффузивными отложениями, различной окраски от серого до розового, «мясо-красного» и красно-бурого цветов;

встречаются интрузивные отложения гранита, дуанит-пироксенита, гранодиорита. Весь керн извит трещинами, залеченными белым кальцитом с повышенной хлоритизацией. Встречаются прослои с повышенной намагниченностью.

3.2 Сущность и физические основы азимутального электрического микроимиджера (FMI)

Аппаратура для сканирования стенок скважин дает возможность получить прямую информацию о распространении и ориентации трещин и разломов. На Рисунке 3.1 (а) представлена развертка изображения стенки скважины, полученная по широко применяемому в нефтяной и газовой индустрии электрическим сканером, которые используют матрицу электродов на башмаках, прикрепленных к рычагам, прижимающих их к стенкам скважины.

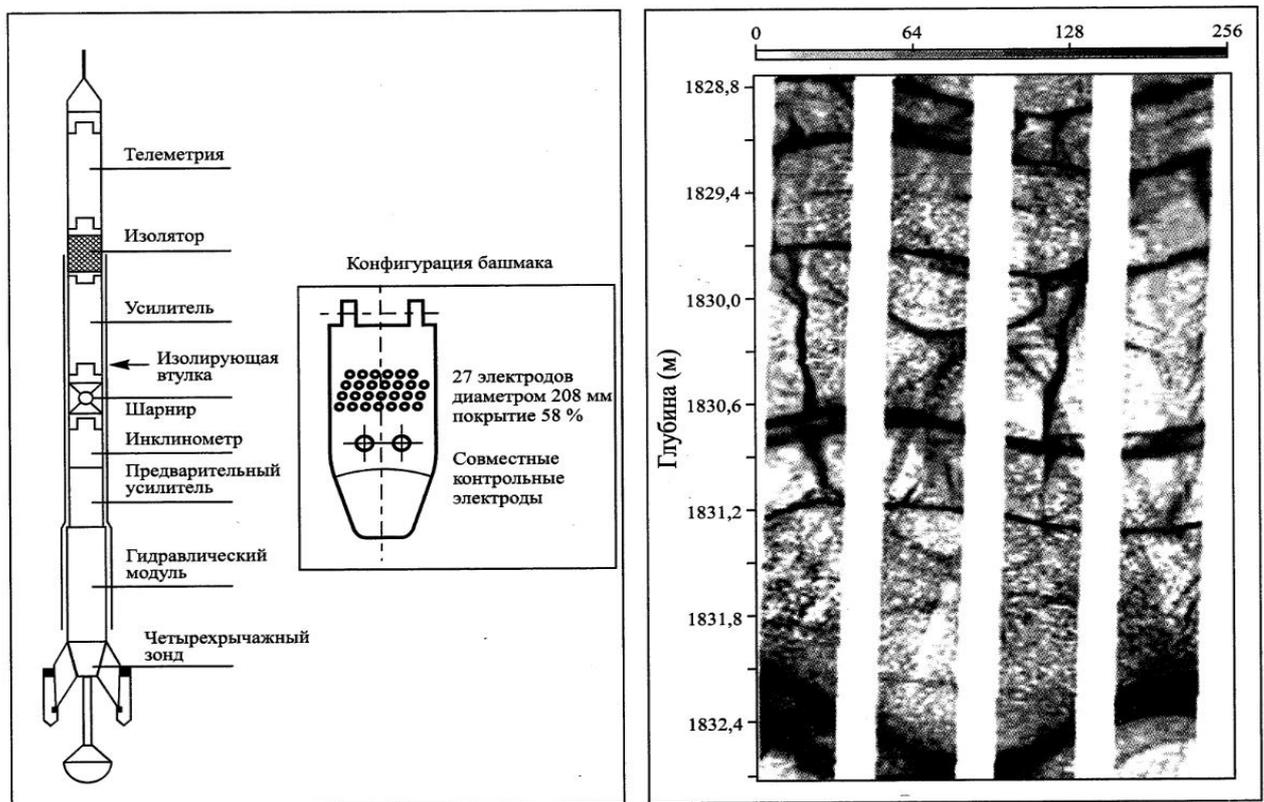


Рисунок 3.1 – Принципиальная схема микроэлектрического имиджера. (а)

Матрица электродов, развернутая на башмаках, прикрепленных к четырем или шести рычагам каверномера, прижимаемым к стенкам скважины. Питающий электрод поддерживает постоянное напряжение в соответствии с контрольными электродами, и ток, необходимый для поддержания постоянного напряжения на каждом электроде, определяет сопротивление контакта, которое зависит от однородности стенок скважины, (б) Наиболее общее представление данных о состоянии стенки скважины в виде развертки [7]

Сканирующая аппаратура определяет сопротивление контакта на матрице электродов, которая смещается по глубине при подъеме зонда, обеспечивая по возможности малое расстояние между точками измерений. Таким образом, этот тип аппаратуры считывает детальную карту неоднородностей ствола скважины, представляя с большой точностью свойства плоскостей напластования, трещин и вызванных бурением трещин растяжения.

Благодаря тому, что матрица электродов находится в прямом контакте со стенками скважины, такие устройства способны получить более детальное изображение границ, чем скважинный сканер, но дают меньше полезной информации о разрезе и форме скважины. Как и скважинные сканеры, этот тип аппаратуры находит широкое коммерческое применение. Некоторые компании применяют аппаратуру с четырьмя башмаками, другие с шестью, так что полученные данные покрывают разную часть периметра ствола скважины. Несмотря на это, принципы исследований достаточно схожи. Пробелы на Рисунке 3.1, б представляют площади между матрицами электродов на четырех башмаках, где аппаратура не регистрирует данные.

Физические основы метода. На Рисунке 3.2 представлены физические основы, на которых базируется регистрация данных прибора FMI. Дисковые электроды, расположенные в нижней части пробора, испускают переменный ток, который и регистрируется электродом в верхней части секции. Изначально фокусировка линий тока, который излучают дисковые электроды, происходит на небольшом объеме пласта, с которым находится в непосредственном контакте. После определенного времени, линии тока распространяются на большее расстояние, зона воздействия их увеличивается, тем самым захватывая объем породы, находящийся между верхним и нижним электродом, значительно больших размеров.

Регистрация сигнала разделена на 2 составляющие. Первая – это высокоразрешающая компонента, модулирование которой происходит за счет изменения удельного сопротивления объема пласта, находящегося по близости и контакте с дисковыми электродами; вторая – низкоразрешающая. Она

модулируется за счет изменения удельному сопротивлению пространства между электродами. В результате трения башмака вдоль проходки скважины формируется постоянный ток. По этой причине, в качестве тока измерения используют переменный ток, тем самым, снижая возможное влияние постоянного тока, а также исключается влияние, оказываемое при проведении каротажных работ по определению потенциала собственной поляризации. Изображение внутренней поверхности ствола скважины формируется на основе замера тока дисковыми электродами. Высокоразрешающая компонента отвечает за основное изображение, ее значение постоянно изменяется от одного электрода к другому.

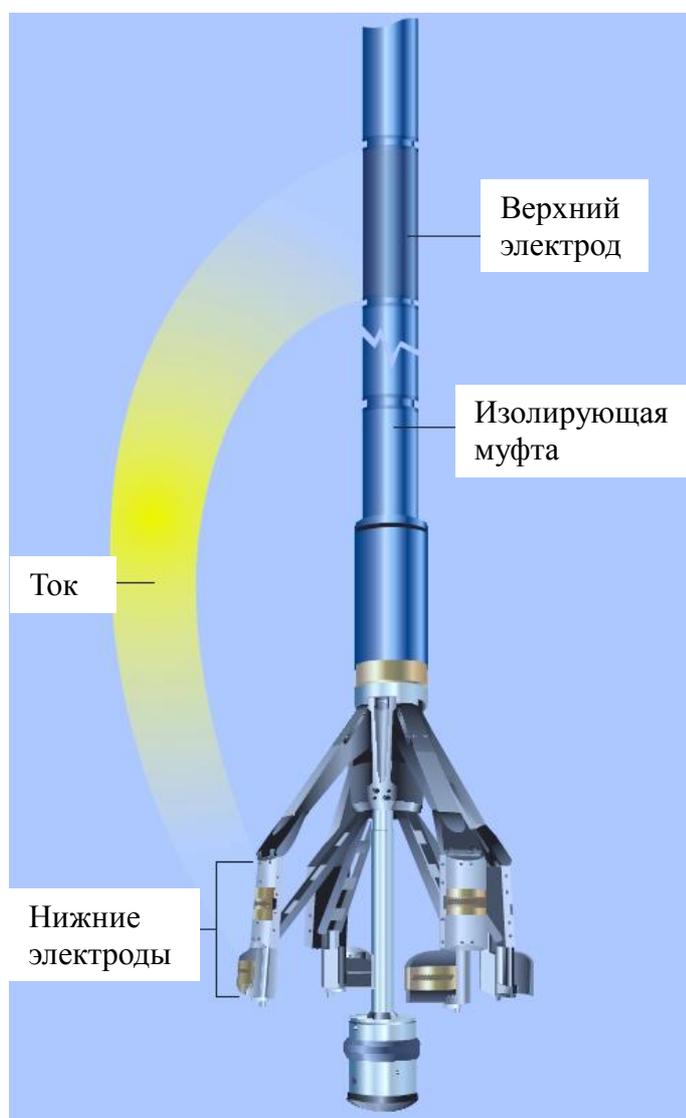


Рисунок 3.2 –Распространение тока FMI

Низкоразрешающая компонента позволяет регулировать и изменяет фон. Петрофизические и литологические свойства горной породы регистрируются по высокоразрешающей составляющей за счет изменения микросопротивления, на имиджах отражаются в качестве внутрипластовой слоистости, текстурных особенностей или/и трещин разного происхождения. Дисковые электроды FMI регистрируют не фактическую проводимость, а фиксируют информацию об изменении удельного сопротивления посредством корреляционного пересчета электропроводности пласта.

Это сделано для того, что при одновременной регистрации компоненты (высоко- и низкочастотные) идентичны, тем самым лишая способности их разделения. Для построения кривой удельного сопротивления данные высокоразрешающей компоненты, регистрируемые дисковыми электродами, нормализуются на информацию бокового каротажа малой глубинности. Благодаря этому, высокоразрешающая диаграмма удельного сопротивления может быть получена на относительно малых глубинах исследования.

Диаметр электрода выступает лимитирующим фактором для номинального разрешения прибора и составляет 5 мм. Основываясь на теоретических представлениях, это утверждение указывает на возможность определения размера объектов больше, чем 5 мм. Но, в то же время, объекты, размеры которого меньше 5 мм, могут быть видимыми. Это зависит от степени изменения удельного сопротивления этого объекта и породы. Но, при любом размере, в случае если объект видим, размер будет отображаться на изображении минимум размером в 5 мм.

Согласно теории дискретизации, пластовые микроимиджеры регистрируются с размерами 2,5 мм в горизонтальном и вертикальных направлениях, что является 1/2 шага квантования, т.е. согласуется с исходной информацией о номинальном разрешении. Для целей получения 2,5 мм горизонтального разрешения, расположение электродов изменяется – расположенные в два ряда электроды смещаются по горизонтали друг относительно друга.

3.3 Основы построения 1D геомеханической модели

1D геомеханическая модель представляет собой распределение напряжений и геомеханических свойств горных пород в зависимости от одной пространственной координаты. Для решения задач разработки месторождений нефти и газа такой пространственной координатой является глубина. Таким образом, 1D геомеханическая модель представляет собой набор кривых, отражающих изменение напряжений и геомеханических свойств горных пород по глубине (Рисунок 3.3).

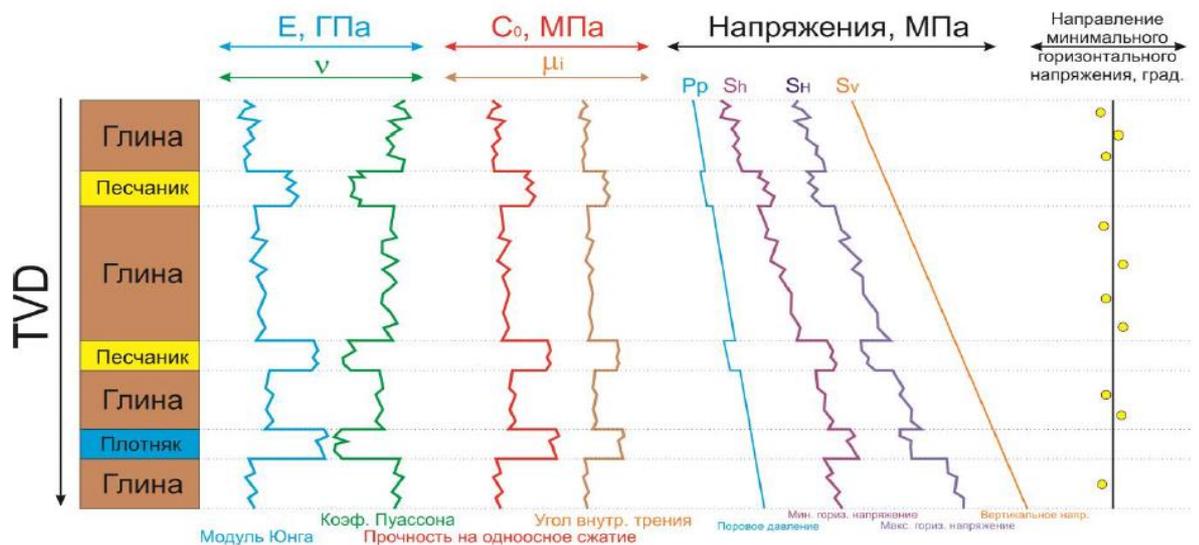


Рисунок 3.3 – 1D геомеханическая модель

Этапы построения геомеханической модели. Построить геомеханическую модель – значит определить ее компоненты в пространстве (напряжения, поровое давление и геомеханические свойства), необходимые для решения поставленной задачи, а также откалибровать полученную модель на фактические данные. В общем случае, процесс построения геомеханической модели можно представить в виде круговой диаграммы (Рисунок 3.4).

Первым этапом построения геомеханической модели является сбор и анализ необходимой исходной информации.

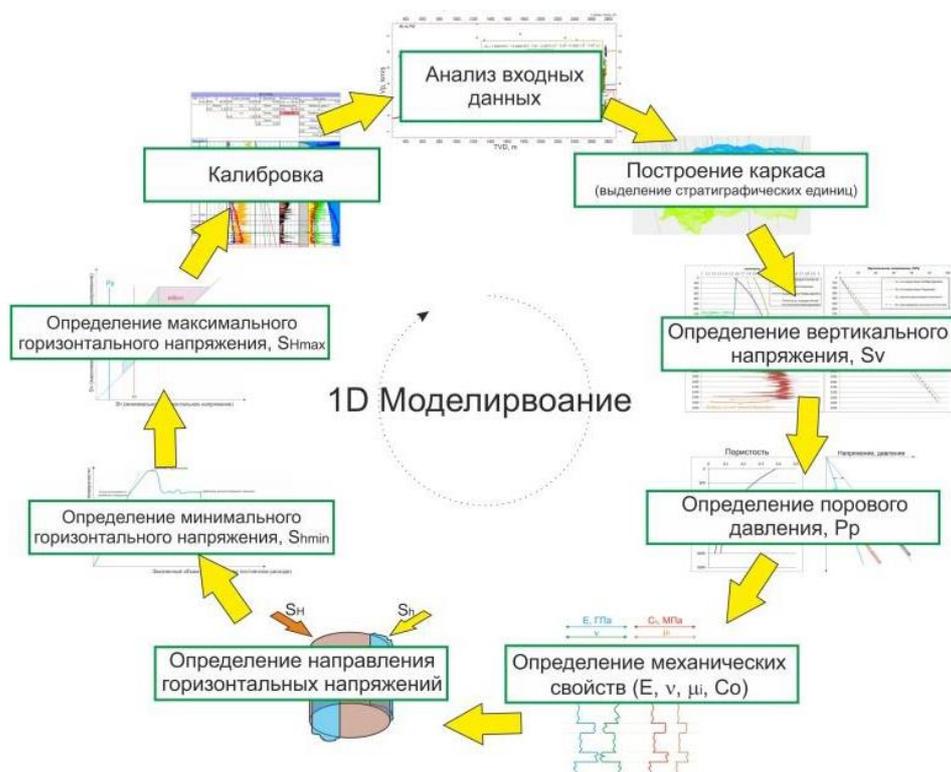


Рисунок 3.4 – Этапы построения геомеханической модели

Следует отметить, что, поскольку для построения модели необходимо определить напряжения и свойства горных пород, то минимальный объем исходной информации должен включать:

1. Плотностной каротаж;
2. Акустический каротаж;
3. Мини-ГРП (или другой тест для определения минимального горизонтального напряжения);
4. Микроимиджер.

В этом случае максимальная нагрузка ложится на плотностной и акустический каротажи. Вертикальное напряжение – определяется с помощью плотностного каротажа, минимальное горизонтальное напряжение может быть оценено с помощью данных по проведенным мини-ГРП и микроимиджерам, а направление главных напряжений отлично определяется посредством использования акустического каротажа, региональных трендов и снимков сканирования скважин. Пластовое давление в идеале должно быть оценено по результату гидродинамического исследования, в ином случае, возможно

допущение о гидростатической оценке данного параметра. В то же время, определение механических свойств горных пород должно проводить в лабораторных условиях, но существуют множество корреляционных зависимостей для каждого типа пород, которые могут быть рассчитаны при наличии геофизических данных со скважины. Также, главной операцией для оценки правильности и отладки модели производит калибровка.

На этапе анализа входных данных необходимо провести контроль качества исходной информации, произвести оценку полноты имеющейся информации и запланировать необходимые корреляции для восполнения необходимых данных.

4. РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЯ И ИХ ОБСУЖДЕНИЕ

4.1 Предварительный анализ данных микросканеров

Как было рассказано ранее, метод FMI (микроэлектрического сканирования) является отличным способом получения информации о палеозойском фундаменте и доюрских отложениях, а именно определении типов трещин и параметров трещиноватости, плотность распространения трещин, о структуре месторождения (выделение структурных несогласий, тектонических нарушений, определение углов падения и азимутов простирания) о направлении стрессов.

Для наглядности, систематизация ориентировки трещин представлена в виде диаграммы трещиноватости – на полярных азимутальных сетках, в зарубежной литературе они называются стереонетами (Рисунок 4.1)

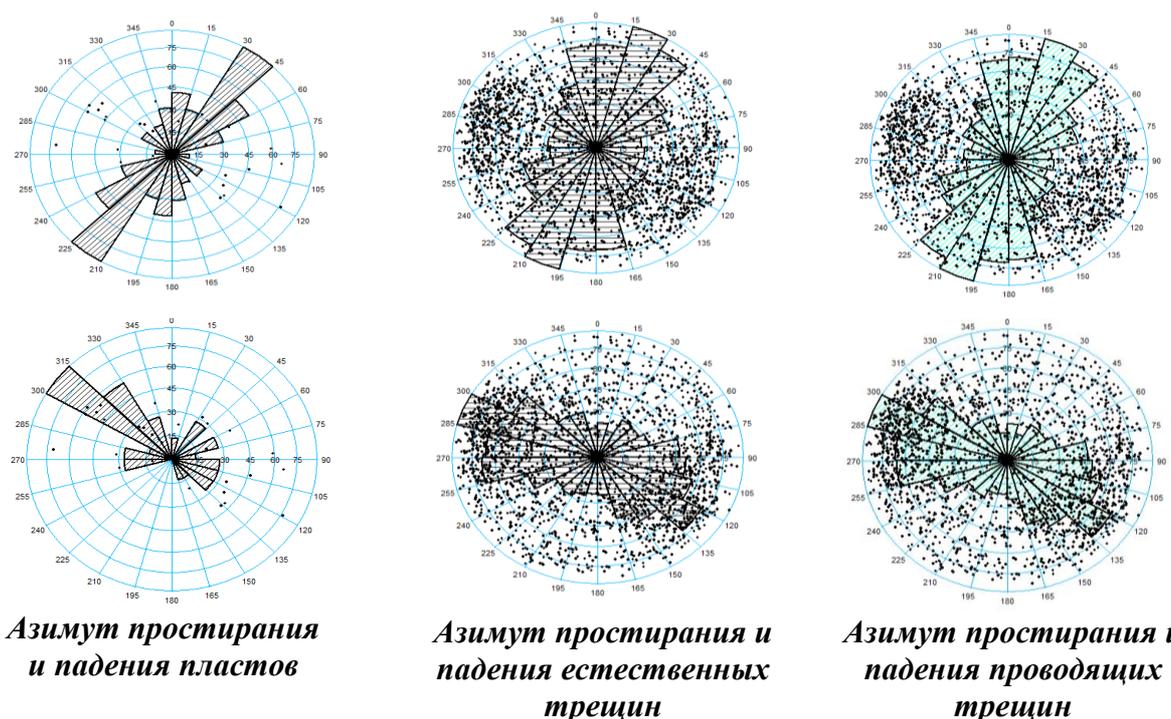


Рисунок 4.1 – Азимуты падения и простирания пластов и проводящих трещин по скважине Северо-Шингинская 6ПО

Естественные трещины в данной скважине включают в себя непроводящие и проводящие трещины. Азимут падения естественных трещин варьируются, но преимущественно изменяет в интервале от 285 до 300 градусов в северо-западном направлении, а также в юго-восточном направлении под между 120-135 градусами. Направление азимута простирания перпендикулярно азимуту падения и оставляет 195-210 и 15-30 градусов в ЮЗ-СВ направлениях соответственно. Пространственные характеристики техногенных трещин, образовавшиеся в результате процесса бурения скважин, соответствуют естественных трещин. Проводящие трещины имеют СЗ-ЮВ направление азимута простирания с разными углами падения. Данная скважина интересна тем, что присутствуют пересекающиеся трещины, возможно являющиеся сопряженными. Также согласно интерпретации, присутствуют плоскости разлома, залеченные твердым наполнителем (возможно доломитом или битумом).

4.2 Оценка связи пространственных характеристик трещиноватости с показаниями ГИС

В данном этапе был проведен анализ связи между показаниями геофизических исследований скважин (ГИС) и пространственными параметрами трещиноватости (угол падения и азимут простирания).

Оценка связи с плотностью горных пород. Для данного анализа были построены стереонеты, по которым был проведен анализ на связь между плотностным каротажем и трещиноватостью. Для данного вида стереонетов была использована дискретная «легенда» с изменением плотности от 1,9 до 3 г/см³ с шагом 0,1 г/см³. (Рисунок 4.2)

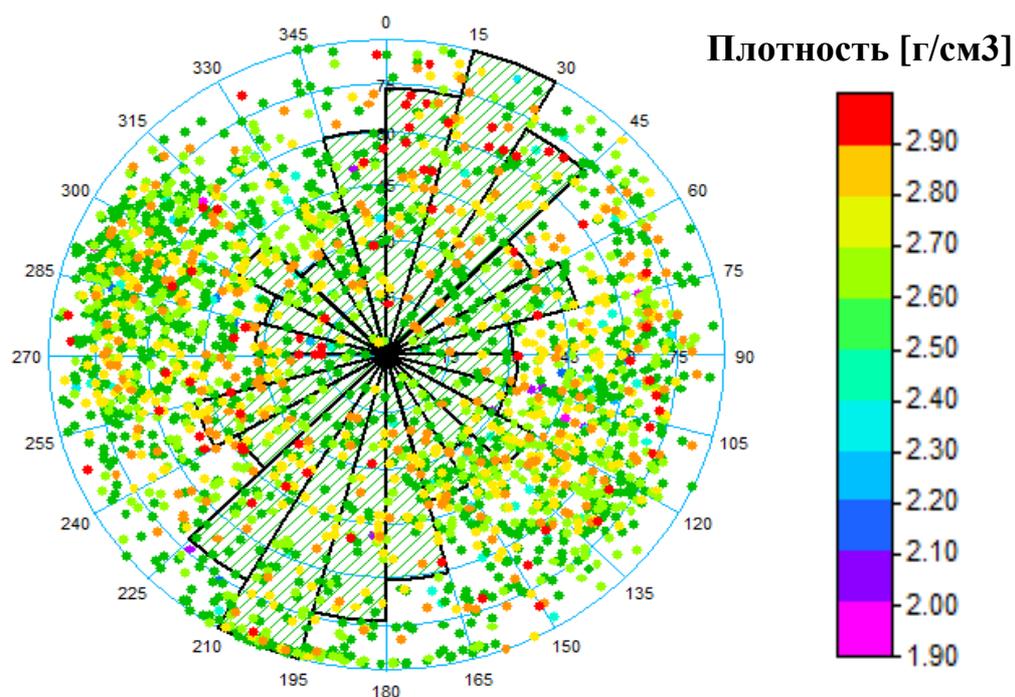


Рисунок 4.2 – Стереонет с учетом плотностного каротажа

В ходе анализа можно сделать вывод, что в скважине, на изучаемом интервале наиболее распространены породы с плотностью 2,5-2,6 г/см³. Корреляционных связей не наблюдается.

Оценка связи с показаниями гамма-каротажа. Аналогичный анализ был проведен с гамма-каротажем (ГК). В скважине показания гамма-активности по каротажу изменяется от 6 до 32. *gAPI*. (Рисунок 4.3) Преимущественно распространены породы со значениями выше 17 *gAPI*. Значения ГК каротажа достаточно высокие, что свойственно для глинистой породы. Из анализа данных по полученным стереонетам следует что, пространственные характеристики не имеют явных корреляционных зависимостей с показаниями гамма-каротажем.

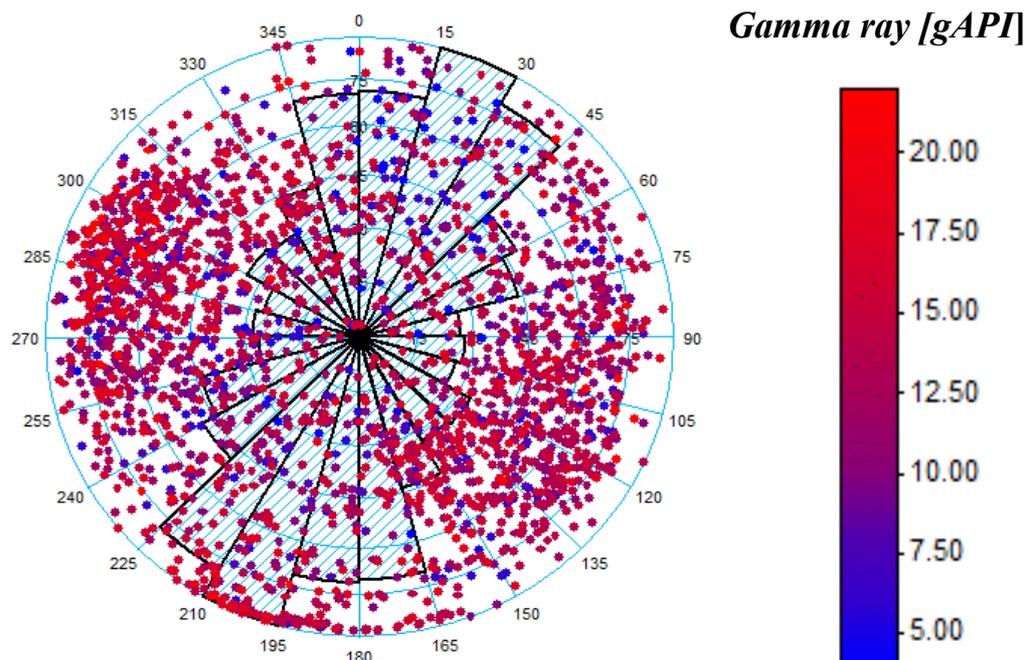


Рисунок 4.3 – Стереонет с учетом гамма каротажа

Оценка связи с показаниями нейтронного каротажа. На данном этапе исследования были построены стереонеты по данным нейтронных каротажей (CFTC и CNTC, где CFTC – нейтрон-нейтронный каротажа по тепловым нейтронам большой зонд у.е. и CNTC – нейтрон-нейтронный каротажа по тепловым нейтронам малый зонд у.е. (Рисунок 4.4)

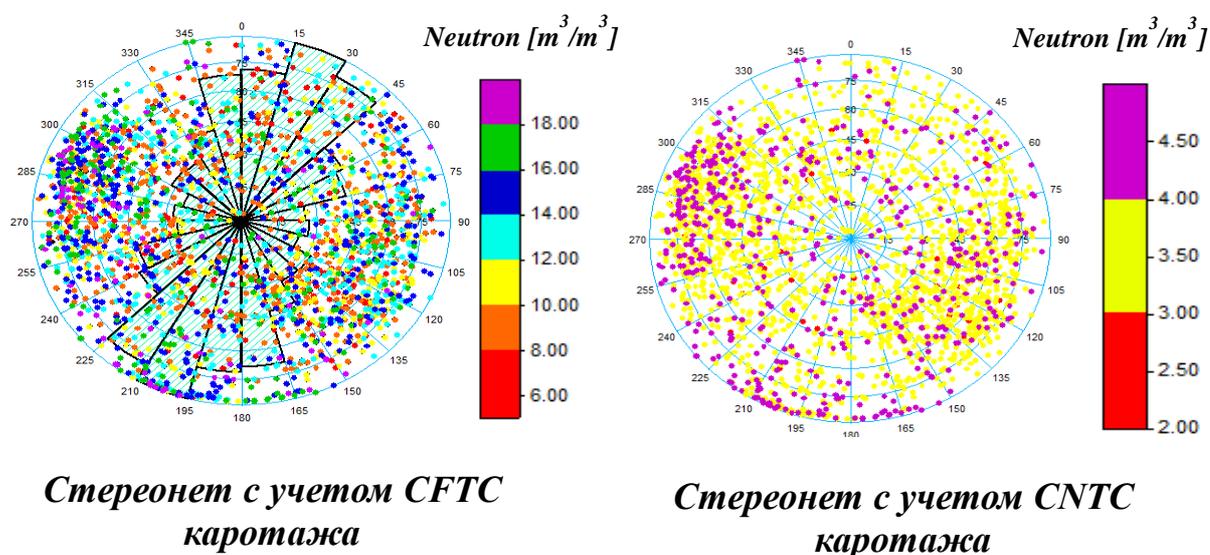


Рисунок 4.4 – Стереонет с учетом нейтронного каротажа

Анализируя полученные стереонеты, также можно отметить, что направление трещин не связано со значениями нейтронного каротажа.

Исходя из проведенных оценок связи пространственных характеристик трещиноватости с показаниями ГИС на данной скважине выявить зависимость не удалось.

4.3 Оценка связи интенсивности трещиноватости с ГИС

Интенсивность трещиноватости – это количество трещин, приходящихся на один метр скважины. Данный параметр был рассчитан на основании исходных данных по показаниям микроэлектрических сканеров с помощью программного продукта Petrel. Как уже было отмечено ранее, плотность трещиноватости, она же интенсивность, очень сильно влияет на стабильность ствола скважины, процесс разработки и бурения.

Из анализа полученной информации, максимальное значение интенсивности равно 16 штук на метр проходки ствола скважины, а минимальное значение составляет 2 единицы.

Оценка связи с плотностью горных пород. На Рисунке 4.5 представлена зависимость между плотностью горных пород доюрских отложений представленных палеозойским фундаментом.

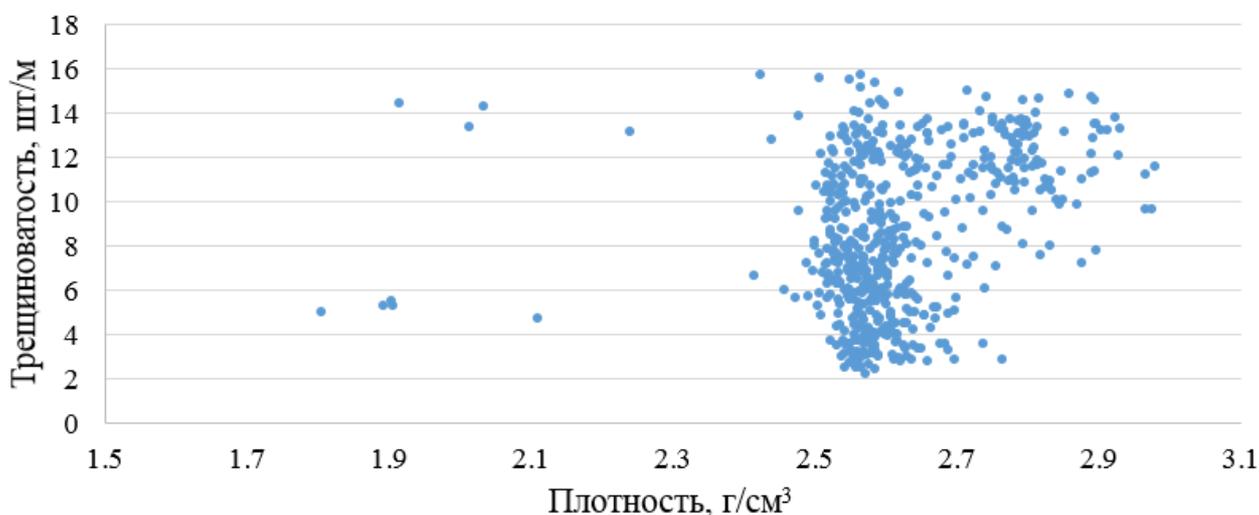


Рисунок 4.5 – Связь трещиноватости с плотностью горных пород

Корреляционной зависимости не наблюдается, данные представлены «облаком» значений с разбросом трещиноватости для одинаковых значений плотности горных пород.

Оценка связи с показаниями гамма-каротажа. Анализируя график (Рисунок 4.6), приведенные ниже, можно сделать следующие вывод, что явной корреляционной зависимости между интенсивностью и гамма каротажом нет.

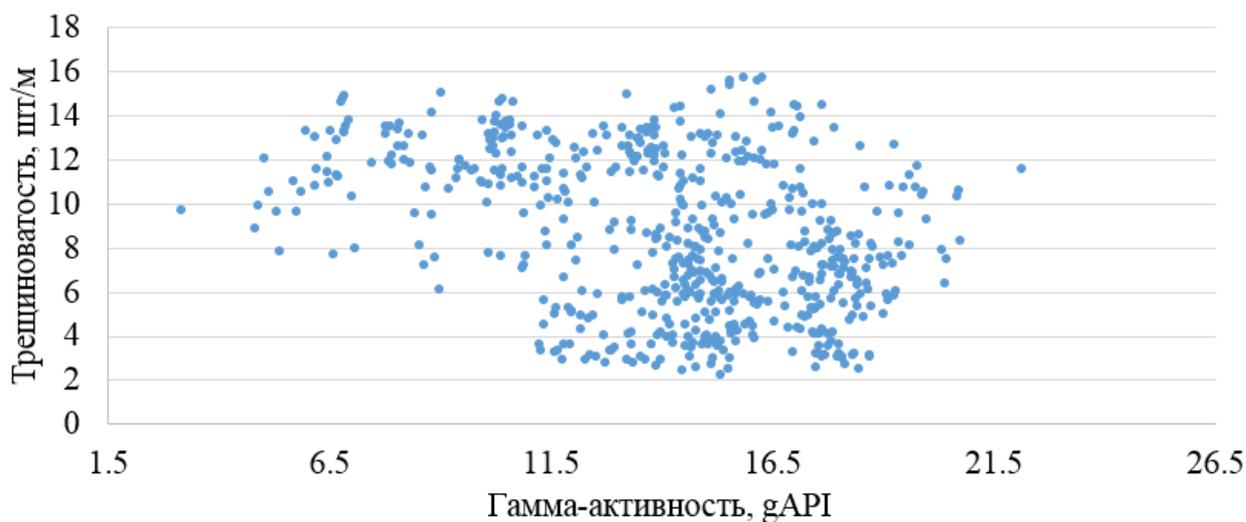


Рисунок 4.6 – Связь интенсивности трещиноватости с данными по гамма каротажом

Оценка связи с показаниями нейтронного каротажа. В данном разделе были построены графики по данным нейтронных каротажей CFТС и CNTС, где CFТС – нейтрон-нейтронный каротаж по тепловым нейтронам большой зонд у.е. и CNTС – нейтрон-нейтронный каротаж по тепловым нейтронам малый зонд. у.е. Анализируя графики, приведенные ниже (Рисунок 4.7 и Рисунок 4.8), можно сделать выводы:

1. Значения нейтронного каротажа имеет широкий разброс значений от 2 до 19 для CFТС и от 2 до 4,5 для CNTС;
2. Наблюдается качественная зависимость между параметрами, что с увеличением показания нейтронного каротажа наблюдается уменьшение трещиноватости

3. Явной количественной зависимости между данным параметром и интенсивностью трещин нет.

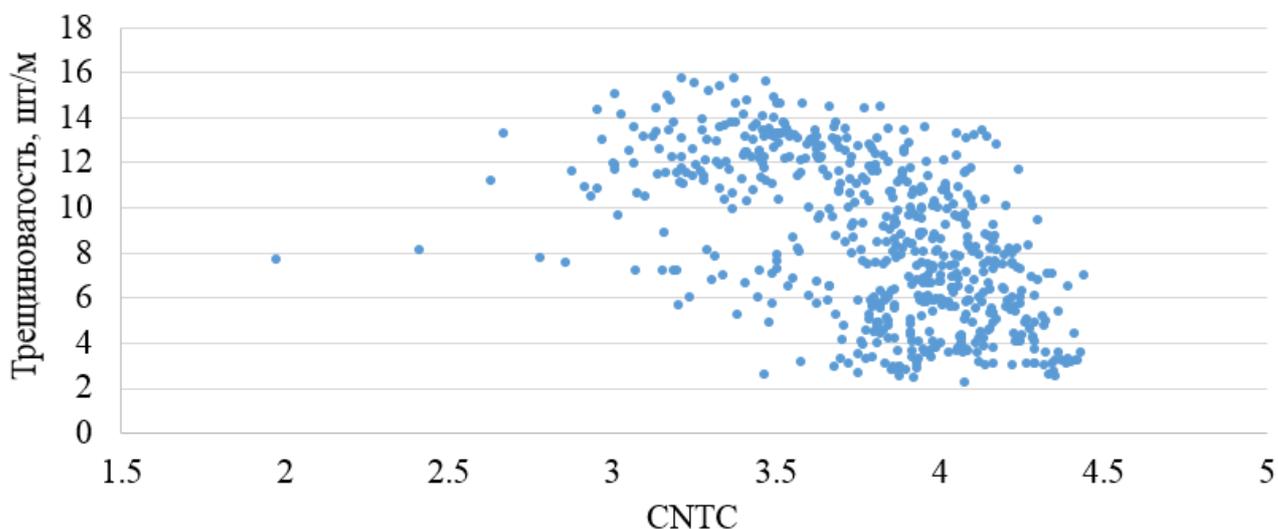


Рисунок 4.7 – Связь интенсивности трещиноватости с данными нейтрон-нейтронного каротажа по тепловым нейтронам малый зонд (CNTC)

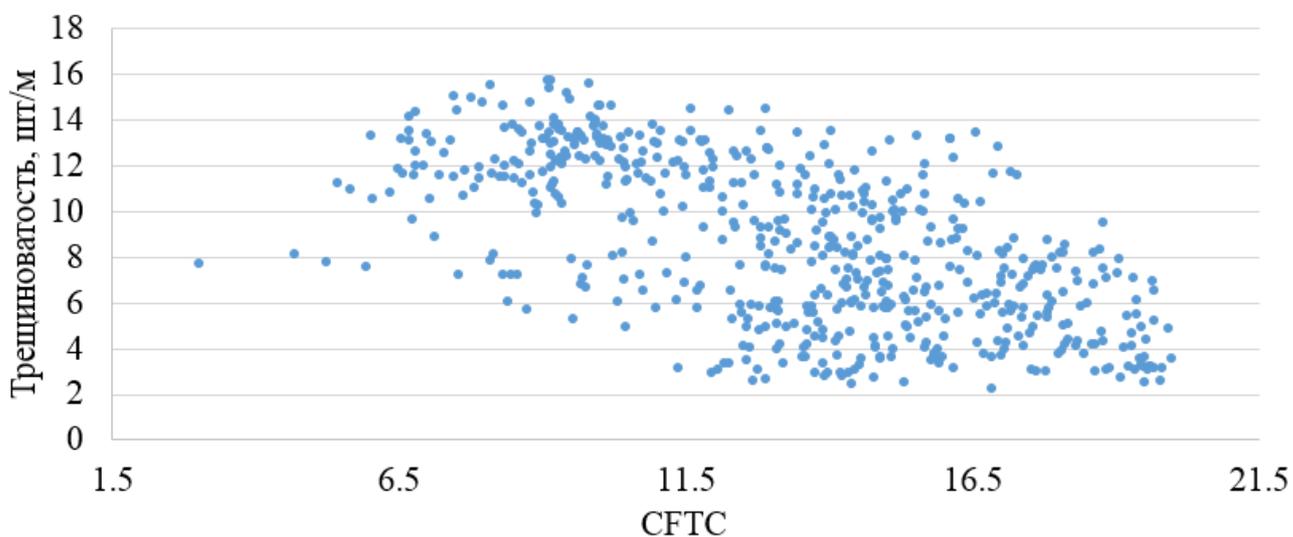


Рисунок 4.8 – Связь интенсивности трещиноватости с данными нейтрон-нейтронного каротажа по тепловым нейтронам малый зонд (CFTC)

4.4 Сопоставление данных о трещиноватости с разломной тектоникой

На Рисунке 4.9 показано сопоставление простирания разломов с простиранием трещин, выделенным по микросканерам. В целом наблюдается соответствие преимущественных азимутов простирания разломов и трещин.

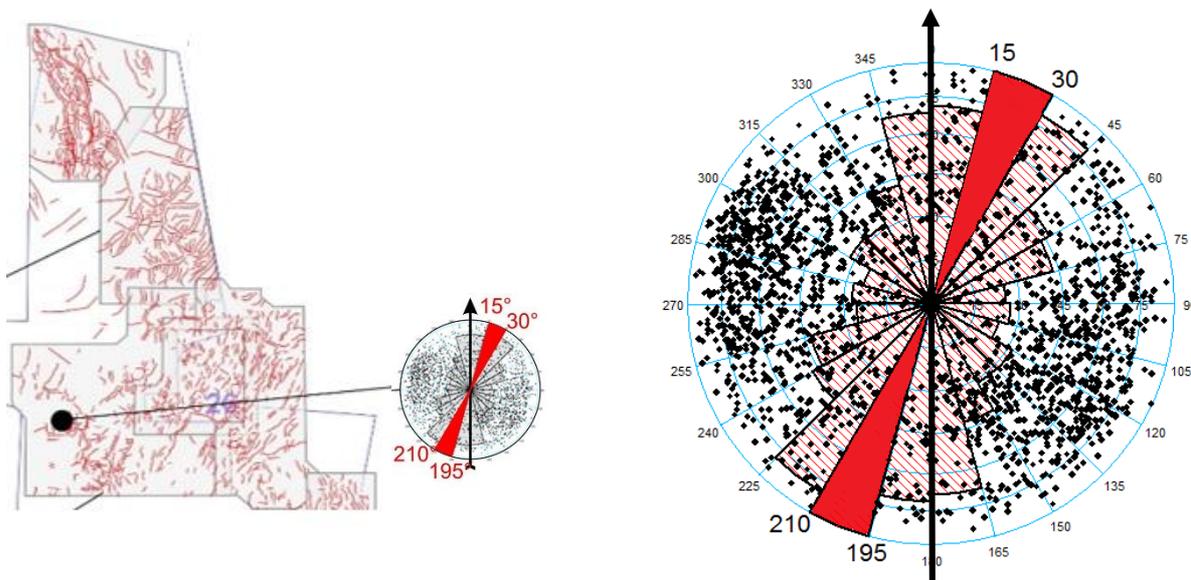


Рисунок 4.9 – Сопоставление простирания разломов с простиранием всех естественных трещин и техногенных, выделенных по микросканерам. Черной точкой на карте обозначено положение скважины, в которой проведено исследование микросканерами

4.5 Построение геомеханической 1D модели

Оценка входных данных и их подготовка. Построение геомеханической модели происходило согласно пошаговой методике, описанной в разделе 3.3 данной работы, на базе схемы, представленной на Рисунке 4.3. Единственный способ создать одномерную геомеханическую модель в ситуации, в которой механические качества породы не были оценены с помощью лабораторных исследований – это использовать эмпирические корреляции. Для их использования первым этапом происходил подбор соответствующих формул и зависимостей, которые могут быть использованы

для расчета необходимых параметров с учетом имеющихся геофизических исследований. В Таблице 2 представлен перечень используемых ГИС.

Стратиграфическое разделение разреза. Следующей ступенью в построение модели, после анализа исходных данных, необходимо произвести стратиграфическую оценку горных пород для исходной скважины и литологическое расчленение разреза. В Таблице А.1 представлен литолого-стратиграфический разрез скважины. Стоит отметить, что исследуемый горизонт представлен доюрскими отложениями палеозойского возраста с изменением литологического состава от карбонатов до мощных протяженных отложений эффузивных горных пород среднего и кислого состава.

Определение вертикального давления. Вертикальное напряжение (S_v , Па) в породах вызвано весом вышележащей породы и может быть определено путем интегрирования каротажа плотности.

$$S_v = \int_0^{TVD} \rho(TVD) \cdot g \cdot h, \quad (1)$$

где h – вертикальная глубина до целевого интервала, м

$\rho(TVD)$ – плотность горной породы на определенной глубине, кг/м³

g – ускорение свободного падения, 9,81 м/с²

Плотность породы определялась с использованием корреляции Нафе-Дрейка (2):

$$\rho = 1.6612 \cdot Vp - 0.4721 \cdot Vp^2 + 0.0671 \cdot Vp^3 - 0.0043 \cdot Vp^4 + 0.000106 \cdot Vp, \quad (2)$$

где Vp – скорость пробега продольной волны, км/с

Определение порового давления. На основании исходных данных пластовое давление равно гидростатическому, поэтому расчет давления производился на основании этого утверждения (3)

$$Pp \approx 1000 \cdot g \cdot TVD \quad (3)$$

Определение геомеханических параметров горной породы.

Поскольку керновые испытания для данного месторождения не проводились, основные механические свойства породы были определены на основе эмпирических соотношений.

Для расчета динамического модуля Юнга (4) и коэффициента Пуассона (5) требуются использовать имеющиеся каротажи продольных и поперечных волн

$$Edyn = \rho \cdot Vs^2 \cdot \frac{(3Vp^2 - 4Vs^2)}{Vp^2 - Vs^2}, \quad (4)$$

Где $Edyn$ – динамический модуль Юнга, ГПа

Vs – скорость пробега поперечной волны, км/с

$$\nu dyn = \frac{(Vp^2 - 2Vs^2)}{2(Vp^2 - Vs^2)}, \quad (5)$$

где νdyn – динамический коэффициент Пуассона

Расчет статических модулей не осуществлялся, ввиду отсутствия базовых данных по керну, это факт делал невозможным проверку пригодности какой-либо эмпирической корреляции.

Для расчета модуля сдвига (6) и коэффициента объемного сжатия использовались следующие уравнения:

$$G = \rho \cdot Vs^2, \quad (6)$$

где G -модуль сдвига, ГПа.

$$Kd = \rho \cdot (Vp^2 - \frac{4}{3}Vs^2), \quad (7)$$

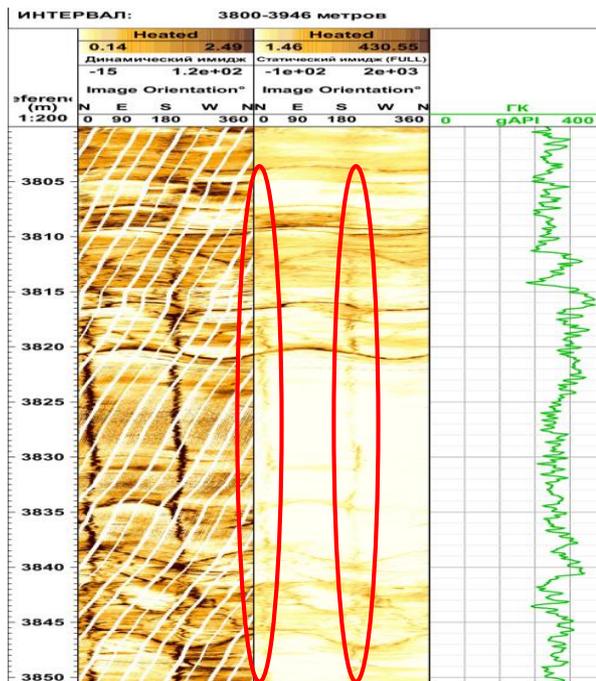
где Kd – коэффициент объемного сжатия, ГПа.

Следующей стадией работы является определение прочности горной породы на одноосное сжатие, который является критическим параметром при расчете устойчивости при бурении. Ввиду отсутствия данных по керну

единственным способом определения прочности на одноосное сжатие (C_0) было использование эмпирических корреляций с геофизическими параметрами (Таблица А. 3); однако все еще существует значительная неопределенность в отношении выбора адекватных эмпирических соотношений. Настоящее исследование предлагает следующий подход для выбора формул для расчета прочности одноосного сжатия породы в отсутствие данных керна:

- 1) произвести расчет коэффициента одноосного сжатия (C_0) по всем формулам;
- 2) на стадии калибровки модели произвести выбор наиболее подходящей с учетом всех других механических параметров.

Определение направление горизонтальных напряжений. На изучаемой скважине, которая является вертикальной, было произведено микроэлектрическое сканирование. Анализ данных снимков ствола скважины позволил определить направление и распределение техногенных трещин, образовавшихся в результате процесса бурения и посредством них, определить направление максимального направления напряжения (Рисунок 4.10). Данные трещины наблюдаются на всем интервале исследования в вертикальном направлении. Вертикальное распространение этих трещин характерно для вертикальных скважин. Стоит отметить, что вывалы в стволе скважине в явном виде не обнаружены. Это говорит о том, что напряжение, действующее на горные породы в исследуемом интервале, не превышает их прочность



Глубина 3800-3946

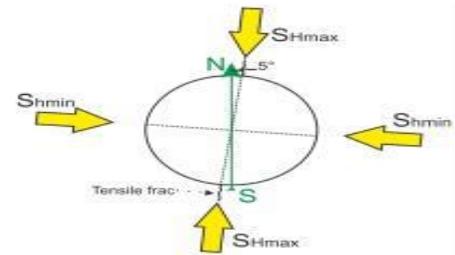


Рисунок 4.10 – Фрагмент сканирования ствола скважины. Определение направления горизонтальных стрессов

Исходя из данных распространения техногенных трещин установлено, что трещины распространяются в северо-восточном и юго-западном направлениях под углами 5° и 185° соответственно. Данное направление соответствует направлению максимального горизонтального напряжения (S_{Hmax}). Минимальное горизонтальное напряжение (S_{Hmin}) направлено перпендикулярно максимальному под углами 95° и 275° .

Определение минимального горизонтального напряжения. Оценка минимального горизонтального напряжения было определено на основе результатов анализа давления при проведении гидравлического разрыва пласта (ГРП) (Таблица А. 4). Однако, стоит отметить, что операции ГРП проводились на данном месторождении в основном на продуктивных интервалах юрского возраста (пласты Ю₁-Ю₇), что вводит дополнительную погрешность в результаты измерения.

Один из способов оценки минимального горизонтального напряжения - это использовать два параметра: мгновенное давление остановки (ISIP) и давление закрытия (FCP), которое допускает утечку жидкости в слой. (Рисунок

4.11) Кроме того, ISIS характеризуется максимально возможными значениями для минимального горизонтального напряжения, в то время как давление закрытия, которое допускает утечку, характеризуется собственными значениями, определяющими минимальное горизонтальное напряжение.

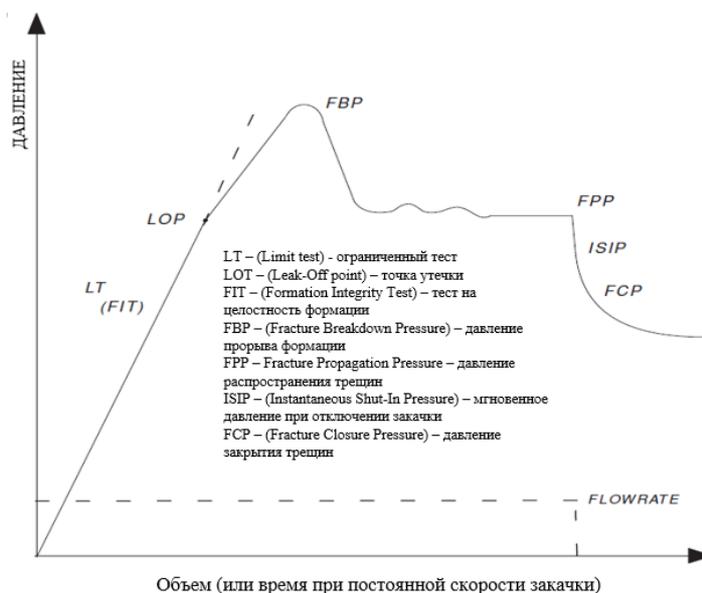


Рисунок 4.11 – Схема мини-гидроразрыва

Ввиду отсутствия данных по давлению остановки насоса и закрытия трещин на интересующем интервале палеозойских отложений, был произведено определение градиента для каждого параметра и расчет значений на нужной глубине.

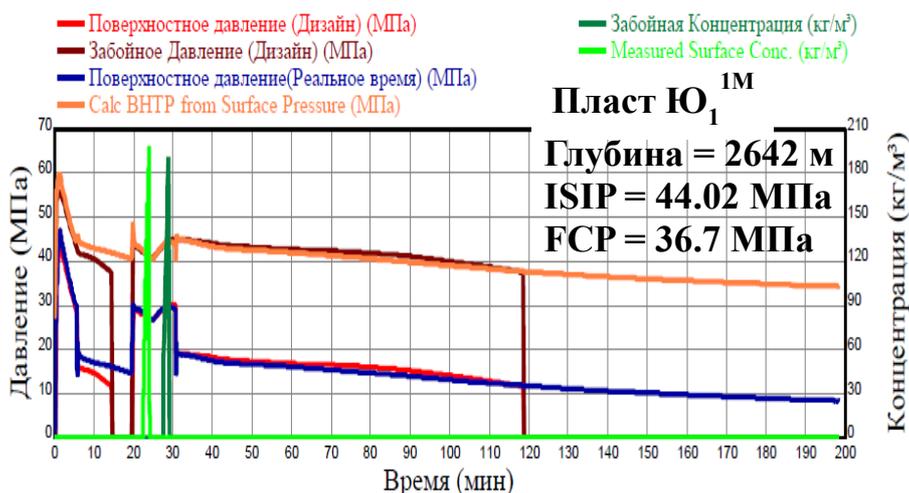


Рисунок 4.12 – Пример результата проведения ГРП

Стоит отметить, на основании анализа Таблицы А.4, что значения градиентов для разных скважин значительно различаются в достаточно широком диапазоне (для ISIP: 0,15-0,175 МПа/м; для FCP: 0,12-0,15 МПа/м. Это может быть связано с неточностями в измерениях давления или изменениями уровня бокового напряжения. В таких условиях истинная причина различий не может быть идентифицирована; таким образом, этот диапазон градиента рассматривался как диапазон неопределенности минимальных значений горизонтального напряжения. Распределение напряжения было получено путем корреляции с вертикальным напряжением (Рисунок 4.13):

$$Shmin = \frac{\vartheta}{1-\vartheta} \cdot (S_v - \alpha P_p) + \alpha P_p + \frac{\Delta S_{tect_min}}{TVD_{frac}} \cdot TVD, \quad (8)$$

где S_v – вертикальное давление, МПа; $Shmin$ – минимальное горизонтальное напряжение, МПа; P_p – пластовое давление, МПа; ϑ – коэффициент Пуассона, у.е.; α – константа Био, значение которой принято равной 0,85; ΔS_{tect_min} – тектоническое напряжения на глубине проведения ГРП, МПа.

Тектоническое напряжение на глубине, на которой выполняются операции по ГРП, определялось на основе давления мгновенной остановки насоса:

$$\Delta S_{tect_min} = \frac{\vartheta}{1-\vartheta} \cdot (S_v - \alpha P_p) - P_{ISIP}, \quad (9)$$

где P_{ISIP} – давление мгновенной остановки насосов, МПа.

Определение максимального горизонтального напряжения.

Установленные минимальные значения горизонтального напряжения были использованы для определения максимальных значений горизонтального напряжения (8):

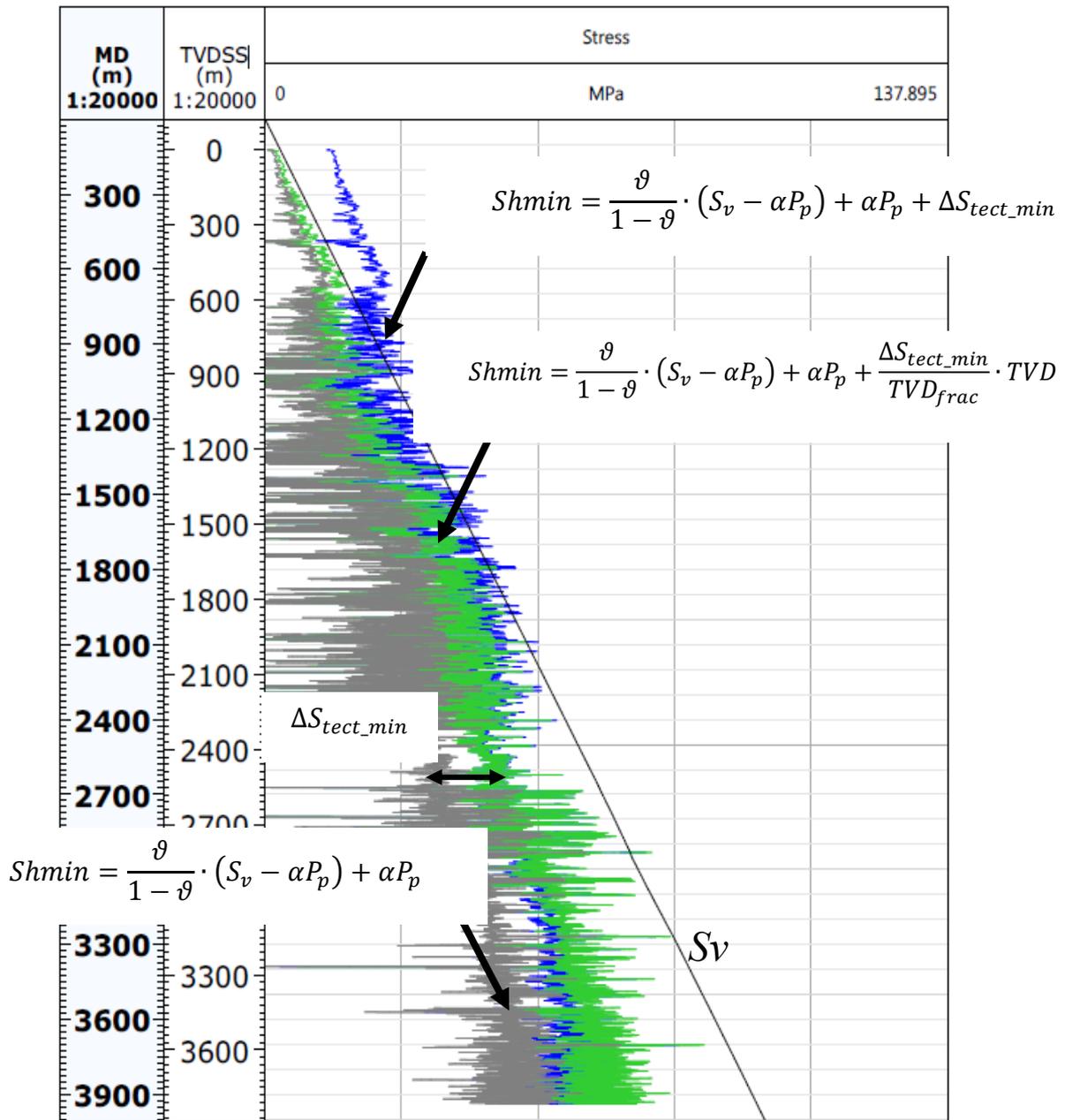


Рисунок 4.13 – Определение горизонтального минимального напряжения

$$S_{Hmax} = \frac{C_0 + 2Pp + \Delta Pw - S_{hmin}(1 + 2\cos 2\theta_{bo})}{(1 - 2\cos 2\theta_{bo})}, \quad (8)$$

где ΔPw – разница в давлений внутри скважины и поровым давлением, МПа; θ_{bo} – угол неповрежденной стенки скважины, градус; W_{bo} – угол вывала, градус (Рисунок 4.14).

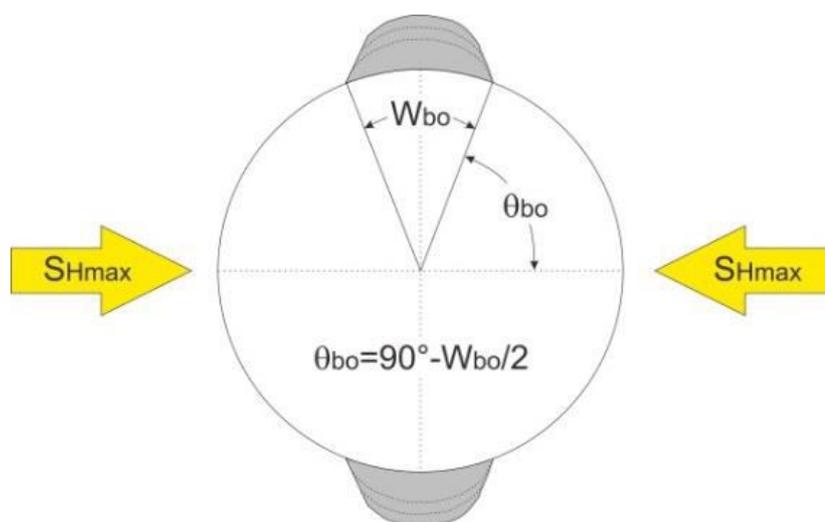


Рисунок 4.14 – Оценка угла вывала ствола скважины

Ввиду того, что вдоль ствола скважины вывалов не наблюдается, это значит, что угол он равен 0^0 , поэтому формула принимает вид

$$S_{Hmax} = \frac{C_0 + 2Pr + \Delta Pw - Shmin(1 + 2 \cdot (-1))}{(1 - 2 \cdot (-1))} = \frac{C_0 + 2Pr + \Delta Pw + Shmin}{3} \quad (9)$$

Данная формула является верхним пределом оценки максимального горизонтального напряжения.

Также для оценки максимального напряжения может быть использована формула с учетом влияния термальной составляющей (10):

$$S_{Hmax} = 3Shmin - 2Pr - \Delta Pw - T_0 - \sigma^{\Delta T}, \quad (10)$$

где T_0 – прочность пород на растяжение, МПа; $\sigma^{\Delta T}$ – дополнительное напряжение ввиду температурных различий между скважинным флюидом и породой, Мпа

$$\sigma^{\Delta T} = \frac{\alpha^t \cdot E \cdot \Delta T}{1 - \nu}, \quad (11)$$

где α^t – линейный коэффициент термального расширения (Таблица А. 5)

Прочность пород на растяжение в большинстве литературных источников принимается как равно нулю, но для более точной оценки, значение T_0

принимается равным 10-12 процентов от значения коэффициента одноосного сжатия.

Для оценки неопределенности полученных параметров был построен полигон напряжений (Рисунок 4.15). Диаграммы напряжений позволяют представить ряд возможных величин S_{Hmax} и S_{Hmin} на определенной глубине для заданного порового давления и принятого коэффициента трения (μ), который принят равным 0,85.

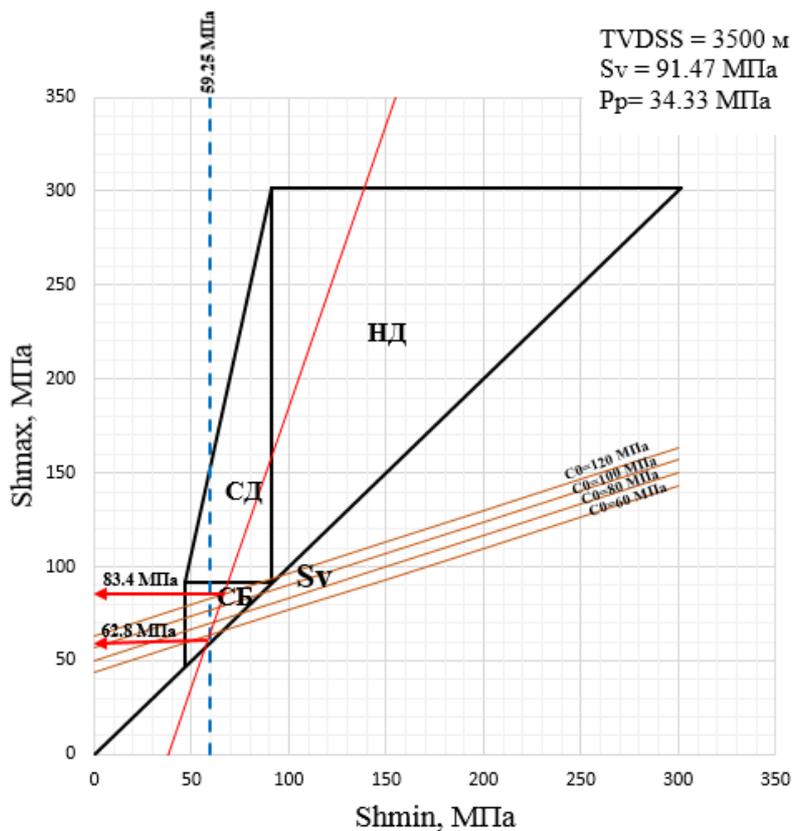


Рисунок 4.15 – Полигон напряжений для абсолютной глубины 3500 м

Использование полигона напряжений позволило определить возможный диапазон значений максимального горизонтального напряжения для исследуемой точки: 62,8–83,4 МПа. Также с помощью него определено поле напряжения, которое соответствует типу сброс, при котором выполняется условие $S_v \geq S_{Hmax} \geq S_{Hmin}$. Данное положение не противоречит и с наблюдаемым распространением трещин в вертикальном направлении вдоль ствола скважины.

По полученному полигону напряжений видно, что линии пересекаются в точке со значением S_{hmin} равным 59,25 МПа и 62,5 МПа для значения S_{Hmax} прочности на одноосное сжатие равным 60 МПа.

Калибровка модели. Для проверки и оценки достоверности показаний, построенная геомеханическая модель должна быть откалибрована на данные полученные при разработке месторождения. В случае одномерной модели, должна быть осуществлена проверка адекватности на следующие данные:

1. Геомеханические параметры по керну
2. Показания каверномера
3. Точки газонефтеводопроявления (ГНВП)
4. Точки поглощений бурового раствора

Следовательно, суть предлагаемого метода калибровки для геомеханических моделей, для которых нет данных о керне и микросканирования, может быть описана с использованием следующих шагов:

1. Расчет возможного диапазона S_{Hmax} и S_{hmin}
2. Расчет значения C_0 с использованием всех доступных эмпирических формул (Таблица А. 3)
3. Значение S_{Hmax} и S_{hmin} берется из диапазона неопределенности, и геомеханическая модель создается на основе всех доступных эмпирических формул.
4. Полученные данные контролируются и подтверждаются информацией по кавернометрии, определяются места вывалов (если есть) и регистрируются места газонефтепроявления и потерь стабильности ствола скважины.

Набольшей сходимостью корреляции и адекватности модели при изменении эмпирических зависимостей в определении прочности на одноосное сжатие отвечают формулы (7), (8), (14) и (19) для песчаников, аргиллитов, известняков и магматических горных пород соответственно.

В результате была построена геомеханическая модель, полностью отражающая характеристики доюрских отложений палеозойского фундамента данной скважины (Рисунок 4.16).

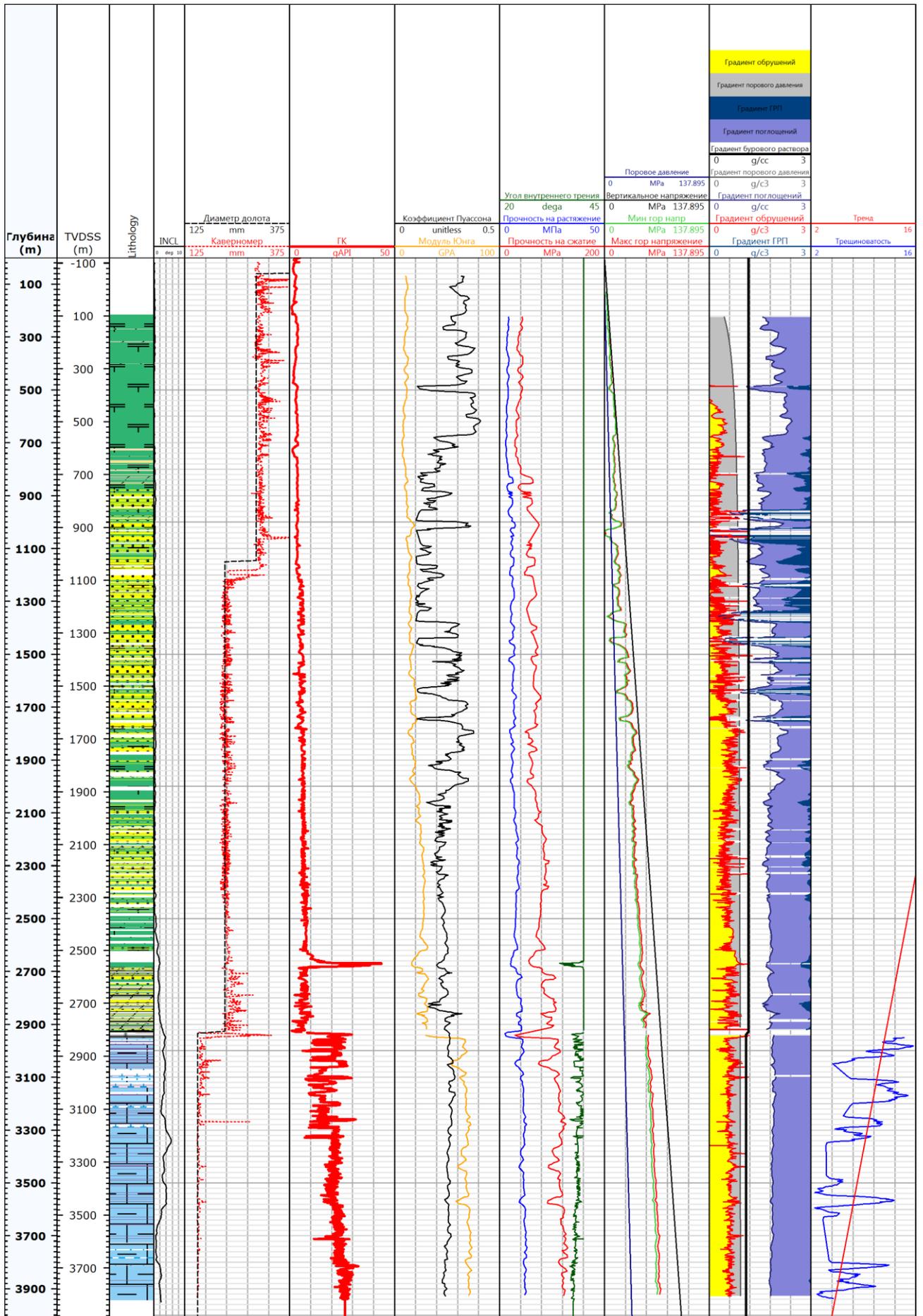


Рисунок 4.16 - Геомеханическая модель скважины

Для целей оценки определения возможности распределения плотности трещиноватости по разрезу были построены корреляционные зависимости от всех геомеханических параметров и геофизических данных, участвующих в построении модели. (Приложение Б). Согласно графикам, очевидных и явных зависимостей не наблюдается, однако можно с уверенностью утверждать, что при увеличении глубины исследования, интенсивность трещиноватости уменьшается. (Рисунок 4.17)

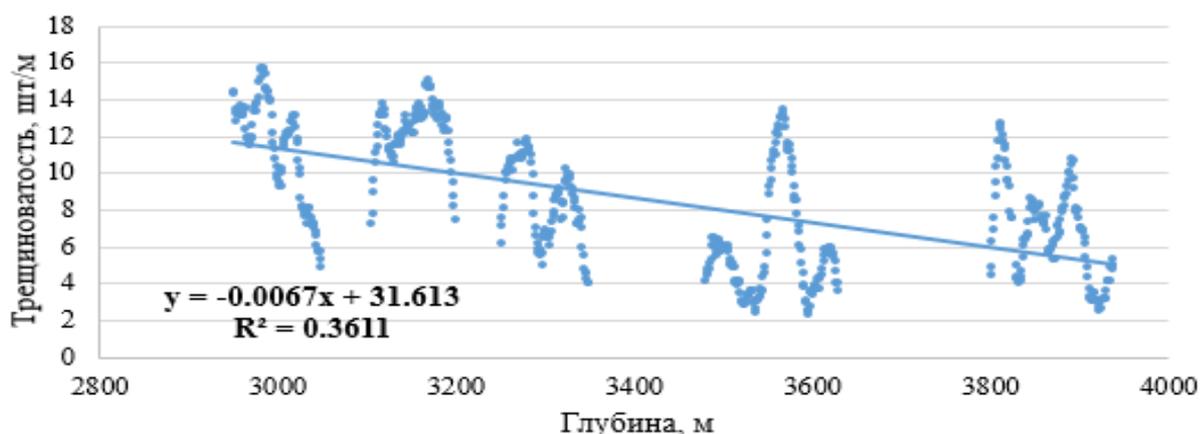


Рисунок 4.17 – Зависимость плотности трещиноватости от глубины исследования

Принимая во внимание полученную зависимость, была определена, путем интерполяции, предполагаемая глубина отсутствия трещиноватости, где ее интенсивность будет равна 0 (Рисунок 4.18).

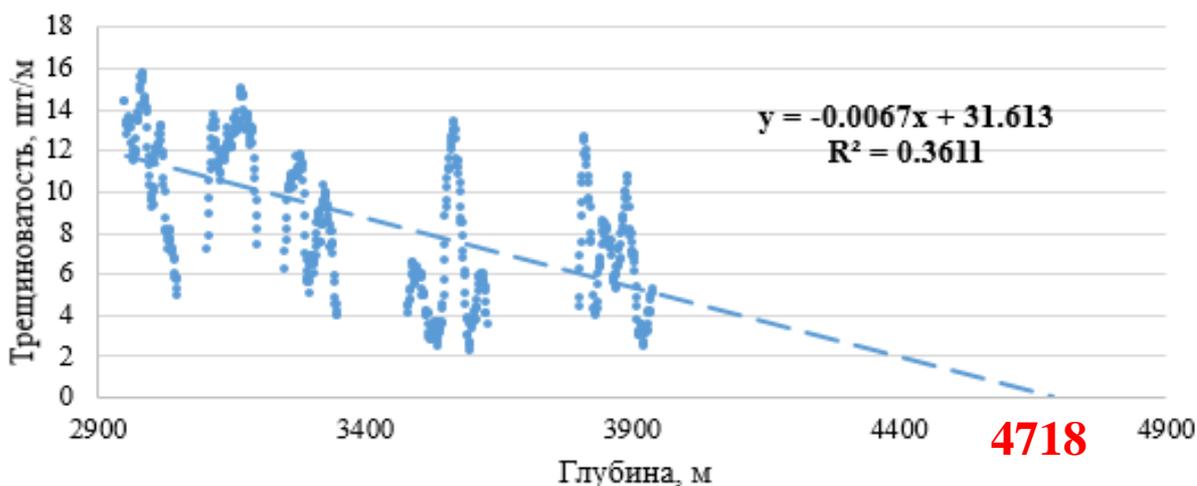


Рисунок 4.18 - Оценка нулевой трещиноватости

Как видно из рисунка 4.18, нулевая трещиноватость будет на глубине 4650 метров для данной скважин. Принимая во внимание тот факт, что палеозойский фундамент начинается на глубине 2950 метров, можно утверждать, что на отметке 1770 м относительно начала палеозойских отложений, трещиноватость будет отсутствовать.

5. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

В наше время результативность и рентабельность научного исследования определяется не столько величиной и масштабом открытия, сколько финансовой ценностью разработки. Уровень экономической ценности открытия является для всей команды исследователей одной из основных целей, которая будет определять вероятность получения финансирования, как со стороны спонсоров, так и в получении гранта для проведения научного исследования.

Для достижения цели необходимо грамотно подготовить финансовое и маркетинговое предложения, которые в процессе подготовки должны содержать следующее:

- оценку коммерческого потенциала и перспективность проведения научных исследований;
- определение возможных альтернатив проведения научных исследований, отвечающие современным требованиям в области ресурсоэффективности и ресурсосбережения;
- планирование научно-исследовательских работ;
- определение ресурсосберегающей, финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования [10].
-

5.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

5.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования

Для анализа спроса необходимо рассмотреть рынок услуг, основной сферой которого является проведение расчетов и создание документации по разработке и эксплуатации месторождений, а также прочих исследований,

связанных с этой областью. К предприятиям данного рынка можно отнести: научно-технические и исследовательско-проектные центры, лаборатории при университетах и частные проектные центры, специализирующиеся на расчетах в нефтегазовой отрасли (Рисунок 5.1).

		Вид предоставляемой услуги			
		Геологическое моделирование	Геомеханическое моделирование	Лабораторные исследования	Гидродинамическое моделирование
Размер компании	Крупные	А		В	
	Средние	Б			Б
	Мелкие		А	А	В

Рисунок 5.1 – Карта сегментирования рынка услуг по разработке месторождений:

А Фирма А
 Б Фирма Б
 В Фирма В

5.1.2. Анализ конкурентных технических решений

Целесообразно проводить данный анализ с помощью оценочной карты, пример которой приведен в Таблице 5.1. Для этого необходимо отобрать не менее трех-четырех конкурентных товаров и разработок.

Исходя из анализа рынка и конкурентных технических решений, можно сделать вывод, что наиболее слабой позицией обладает ниша геомеханического моделирования со слабой конкурентоспособностью. Увеличение потребности в данном секторе позволяет активно развиваться в данной области в последнее время.

Геомеханическое моделирование во многом является относительно новым взглядом на процесс разработки месторождений, что позволит множеству ком-

Таблица 5.1 - Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений (разработок)

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Б _{гео}	Б _{гдм}	Б _{геом}	К _{гео}	К _{гдм}	К _{геом}
1	2	3	4	5	6	7	8
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
1. Повышение производительности труда пользователя	0,11	3	4	2	0,33	0,44	0,22
2. Удобство в использовании результатов (соответствует требованиям потребителей)	0,06	4	4	2	0,24	0,24	0,12
3. Гибкость модели (легкий внос изменений)	0,01	1	1	1	0,01	0,01	0,01
4. Эргономичность продукта	0,08	2	4	2	0,16	0,32	0,16
5. Надежность работы модели	0,1	4	3	2	0,4	0,3	0,2
6. Безопасность	0,08	4	2	3	0,32	0,16	0,24
7. Простота эксплуатации	0,09	4	5	2	0,36	0,45	0,18
8. Качество наглядного представления	0,03	4	4	4	0,12	0,12	0,12
Экономические критерии оценки эффективности							
1. Конкурентоспособность продукта	0,07	4	5	2	0,28	0,35	0,14
2. Уровень проникновения на рынок	0,01	3	5	3	0,03	0,05	0,03
3. Цена	0,16	4	2	2	0,64	0,32	0,32
4. Предполагаемый срок эксплуатации	0,1	5	3	3	0,5	0,3	0,3
5. Послепродажное сопровождение	0,02	5	1	2	0,1	0,02	0,04
6. Финансирование научной разработки	0,04	4	3	3	0,16	0,12	0,12
7. Срок выполнения работы	0,04	4	5	4	0,16	0,2	0,16
8. Наличие сертификации разработки	0,02	2	2	2	0,04	0,04	0,04
Итого	1				3,85	3,44	2,4

паний наиболее точно и качественно проводит процесс разработки карбонатных месторождений и проводить различные геолого-технические мероприятия. Данный вид моделирования позволяет дополнить процесс разработки, аргументировать и доказать целесообразность проведения работ на месторождении и существенно сократить затраты на дополнительные более сложные геофизические исследования.

5.1.3. SWOT-анализ

SWOT анализ – отличный метод исследования внешней и внутренней среды проекта. Результаты первого этапа SWOT-анализа представлены в табличной форме (Таблица 5.2).

Таблица 5.2 – Матрица SWOT

	Сильные стороны проекта: С1. Заявленная экономичность и энергоэффективность технологии. С2. Высокая надежность метода. С3. Высокая достоверность результата С4. Высокая скорость получения результата	Слабые стороны проекта: Сл1. Отсутствие прототипа научной разработки на территории государства; Сл2. Отсутствие у потенциальных потребителей квалифицированных кадров по работе с научной разработкой
Возможности: В1. Использование инновационной инфраструктуры нефтяных компаний. В2. Использование уже имеющегося оборудования для реализации проекта. В3. Появление дополнительного спроса на новый продукт. В4. Повышение стоимости разработки		
Угрозы: У1. Отсутствие спроса на новые технологии производства. У2. Развитая конкуренция. У3. Несвоевременное финансовое обеспечение научного исследования со стороны государства/компании		

Пример интерактивной матрицы проекта представлен в Таблице 5.3.

Таблица 5.3 – Сильные стороны - возможности проекта

Сильные стороны проекта					
Возможности проекта		C1	C2	C3	C4
	B1	+	-	0	+
	B2	+	+	+	+
	B3	+	+	+	+
	B4	+	-	+	+

Проведем аналогичные расчеты для слабых сторон и угроз, результаты представлены в Таблицах 5.4, 5.5 и 5.6.

Таблица 5.4 – Слабые стороны - возможности проекта

Слабые стороны проекта			
Возможности проекта		Сл1	Сл2
	B1	-	+
	B2	+	0
	B3	-	+
	B4	+	-

Таблица 5.5 – Сильные стороны - угрозы проекта

Сильные стороны проекта				
Угрозы проекта	C1	C2	C3	C4
У1	+	+	+	+
У2	+	-	+	+
У3	-	+	0	-

Таблица 5.6 – Слабые стороны - угрозы проекта

Слабые стороны проекта			
Угрозы проекта		Сл1	Сл2
	У1	-	-
	У2	-	-
	У3	-	-

В рамках **третьего этапа** должна быть составлена итоговая матрица SWOT-анализа (Таблица 5.7)

Таблица 5.7 – SWOT -анализ

	<p>Сильные стороны научно-исследовательского проекта:</p> <p>С1 Заявленная экономичность и энергоэффективность технологии.</p> <p>С2 Высокая надежность метода.</p> <p>С3 Высокая достоверность результата.</p> <p>С4 Высокая скорость получения результата</p>	<p>Слабые стороны научно-исследовательского проекта:</p> <p>Сл1. Отсутствие прототипа научной разработки на территории государства</p> <p>Сл2. Отсутствие у потенциальных потребителей квалифицированных кадров по работе с научной разработкой</p>
<p>Возможности:</p> <p>В1. Использование инновационной инфраструктуры нефтяных компаний.</p> <p>В2 Использование уже имеющегося оборудования для реализации проекта.</p> <p>В3 Появление дополнительного спроса на новый продукт.</p> <p>В4 Повышение стоимости разработки</p>	<p>В1С1С4; В2С1С2С3С4; В3С1С2С3С4; В4С1С3С4</p>	<p>В1Сл2; В2Сл1; В3Сл2; В4Сл1</p>
<p>Угрозы:</p> <p>У1. Отсутствие спроса на технологии производства</p> <p>У2. Развитая конкуренция</p> <p>У3. Несвоевременное финансовое обеспечение научного исследования со стороны государства</p>	<p>У1С1С2С3С4; У2С1С2С3С4; У3С1</p>	-

5.2 Планирование научно-исследовательских работ

5.2.1. Структура работ в рамках научного исследования

Порядок составления этапов и работ, распределение исполнителей по данным видам работ приведен в Таблице 5.9

5.2.2 Определение трудоемкости выполнения работ

Трудовые затраты в большинстве случаях образуют основную часть стоимости разработки, поэтому важным моментом является определение трудоемкости работ каждого из участников научного исследования.

5.2.3 Разработка графика проведения научного исследования

Все рассчитанные значения необходимо свести в таблице 5.10

Таблица 5.10 – Временные показатели проведения научного исследования

Название работы	Трудоёмкость работ			Исполнители	Длительность работ в рабочих днях T_{pi}	Длительность работ в календарных днях T_{ki}
	1	4	2,2			
Составление и утверждение технического задания	1	4	2,2	Руководитель темы	2,2	4,1
Подбор и изучение материалов по теме	3	5	3,8	Инженер	3,8	7,0

Название работы	Трудоёмкость работ			Исполнители	Длительность работ в рабочих днях T_{pi}	Длительность работ в календарных днях T_{ki}
Календарное планирование работ по теме	0,5	1	0,7	Руководитель	0,7	1,3
Проведение теоретических расчетов и обоснований	3	5	3,8	Исследователь	3,8	7,0
Разработка методики проведения эксперимент	1	3	1,8	Руководитель темы, инженер	0,9	1,7
Построение моделей и проведение экспериментов	30	90	54	Исследователь, инженер	27	49,8

5.3 Бюджет научно-технического исследования (НТИ)

5.3.1 Расчет материальных затрат НТИ

Материальные затраты, необходимые для данной разработки, в том числе специальное оборудование и программное обеспечение, заносятся в Таблице 5.11

Таблица 5.11 – Материальные затраты

Наименование	Единица измерения	Количество	Цена за ед., тыс. руб.	Затраты на материалы, (З _м), тыс. руб.
Программное обеспечение Techlog	шт	1	10	10
Итого				10

5.3.2 Основная заработная плата исполнителей темы

Для расчета заработной платы необходимо первоначально оценить суммарную трудоемкость работ, выполняемую каждым исполнителем. На основании этих данных использую необходимые расчетные коэффициенты, опыт работы и разряд работника, производится дополнительный подсчет основной заработной платы, который учитывается при планировании бюджета. Оценка трудоемкости работ сводится в Таблице 5.12

Таблица 5.12 – Оценка трудоемкости работ

№ п/п работы	Исполнители по категориям	Общая трудоемкость, чел.-дн.	Заработная плата, приходящаяся на один чел.-дн., тыс. руб.
1	Руководитель темы	3,8	1,072
2	Инженер	31,7	0,535
3	Исследователь	30,8	0,251

Действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, в рабочих днях представлен в Таблице 5.13

Таблица 5.13 – Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Инженер	Исследователь
Календарное число дней	365	365	365
Количество нерабочих дней	66	66	118
Потери рабочего времени	50	30	40
Действительный годовой фонд рабочего времени	249	249	207

Расчёт основной заработной платы приведён в Таблице 5.14

Таблица 5.14 – Расчёт основной заработной платы

Исполнители	Разряд	k_T	$Z_{тс}$, руб.	$k_{пр}$	k_d	k_p	Z_m ,руб	$Z_{дн}$, руб.	T_p , дн.	$Z_{осн}$, руб.
Руководитель	3	1,5	30000	0,3	0,4	1,3	66300	2368	3,8	9000
Инженер	2	1,2	15000	0,3	0,4	1,3	33150	1183	31,7	37501
Исследователь	1	1	7000	0,3	0,2	1,3	13650	487,5	30,8	15015
Итого $Z_{осн}$										61516

5.3.3 Дополнительная заработная плата исполнителей темы

Премирование является основным способом стимулирования и поощрения работников за труд и добросовестное выполнение своих обязанностей.

$$Z_{доп} = 0,14 \cdot 61516 = 8612 \quad (12)$$

5.3.4 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

Отчисления во внебюджетные фонды представлены в табличной форме (Таблица 5.15). Внебюджетные фонды включают в себя социальные, пенсионное и медицинское страхование работников и др.

Таблица 5.15 – Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Основная заработная плата, руб.	Дополнительная заработная плата, руб.
	Исп.1	Исп.1
Руководитель проекта	9000	1260
Студент-дипломник (Исследователь)	15015	2102
Инженер	37501	5250
Коэффициент отчислений во внебюджетные фонды	0,3	
Итого	21038	

5.3.5 Накладные расходы

Накладные расходы складываются из всех прочих расходов, необходимых для реализации проекта и проведения исследования. Сводная информация по накладным расходам представлена в Таблице 5.16

Таблица 5.16 – Накладные расходы

№ п/п	Наименование расходов	Величина накладных расходов, руб
1.	Печать и ксерокопирование	400
2.	Оплата услуг связи	1500
3.	Оплата услуг электроэнергии	2000
Итого		3900

5.3.6 Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта

Определение бюджета затрат на научно-исследовательский проект по каждому варианту исполнения приведен в Таблице 5.17

Таблица 5.17 – Расчет бюджета затрат НИИ

Наименование статьи	Сумма, руб.	Примечание
1. Материальные затраты НИИ	10000	Пункт 6.3.1
2. Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	61516	Пункт 6.3.3
3. Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	8612	Пункт 6.3.4
4. Отчисления во внебюджетные фонды	21038	Пункт 6.3.5
5. Накладные расходы	3900	Пункт 6.3.6
6. Бюджет затрат НИИ	105066	Сумма ст. 1- 5

5.4 Расчет срока окупаемости проекта

Затраты на научно-техническое исследования и дальнейшую работу в течение года составило 105066 рублей. Следовательно, инвестиционная сумма, необходимая для реализации проекта тоже составит 105066 руб. Процентная ставка равна 10%. Ожидаемая единовременная экономия от одного собственного проекта 300000 рублей. Предполагаемая прибыль от внедрения ежемесячно 100000 рублей. Принимая во внимания наличие 8 собственных проектов в год, произведем расчет срока окупаемости.

Необходимые показатели для оценки целесообразности проекта и расчета срока его окупаемости представлены в Таблице 5.1

Таблица 5.18 – Оценка целесообразности проекта

№	Показатели	Шаги расчета, квартал				
		0	1	2	3	4
1	Номинальный денежный поток тыс. руб.	-106	300	300	300	300
2	Номинальный денежный поток нарастающим итогом, тыс. руб.	-106	194	494	794	1094
3	Дисконтированный денежный поток, тыс. руб.	-106	292,3	284,7	277,4	270,3
4	Дисконтированный денежный поток нарастающим итогом тыс. руб.	-106	186,3	471,0	748,4	1018,7
5	Чистая дисконтированная стоимость проекта, тыс. руб.	1018,7				
6	Дисконтированные денежные инвестиции, тыс.руб	96,4				
7	Индекс рентабельности	10,57				
8	Период окупаемости	1,1 месяц				
9	Внутренняя норма доходности	93%				

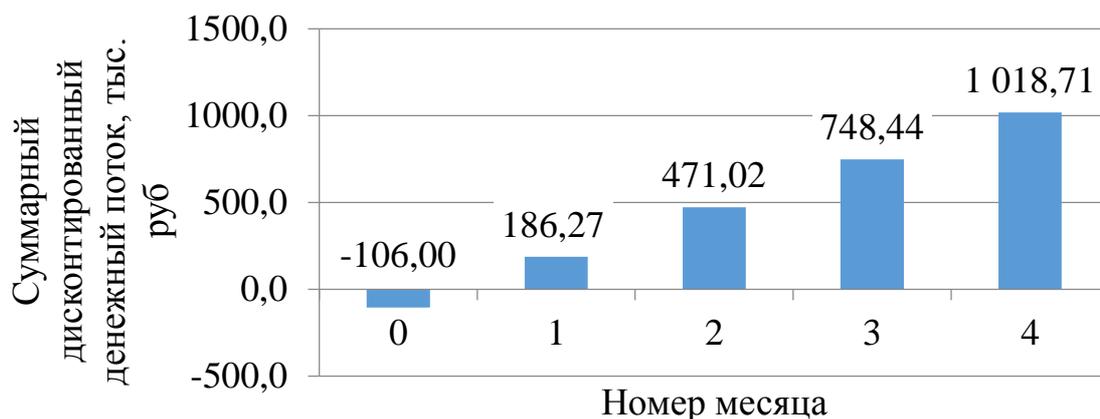


Рисунок 5.2 – Дисконтированный денежный поток нарастающим итогом тыс. рублей



Рисунок 5.3 – Номинальные и дисконтированные денежные потоки

Из графика зависимости (Рисунок 5.2) видно, что срок окупаемости составил чуть больше одного месяца. Накопленный дисконтированный поток составил (Рисунок 5.3) 1018,71 тыс. рублей за год. Рентабельность инвестиций составила 10,57.

Данные показатели говорят нам о том, что внедрение нашего проекта высокую перспективность не только с практической точки зрения, но и в экономической.

6 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Социальная ответственность предприятия – это уровень добровольного отклика на социальные потребности работников, лежащие вне определяемых законом или регулируемыми органами требований, это действия, предпринимаемые во благо общества добровольно.

Целью данной работы является применение статистического подхода к оценке неоднородности терригенных коллекторов посредством использования компьютерных технологий и выявления закономерностей распределения горных пород.

Уровень работоспособности человека напрямую зависит от условий труда. Под условиями труда понимается совокупность факторов производственной среды и трудового процесса, которые оказывают влияние на работоспособность и здоровье работника. Вредным называется фактор, который при воздействии на организм человека в случае нарушения требований безопасности может вызвать производственные травмы, профессиональные заболевания или отклонения в состоянии здоровья, обнаруживаемые современными методами как в процессе работы, так и в отдаленные сроки жизни настоящего и последующих поколений.

Вся работа выполнялась в помещении посредством применения портативного компьютера (процессор: Intel(R) Pentium (R) CPU B950 2.10GHZ) с монитором Fujitsu с диагональю 16 дюймов (яркость 75%, контрастность 50%, с частотой обновления 60 Гц и разрешением 1366x768).

В связи с этим, существует необходимость перед началом работ произвести проверку экологической безопасности будущих исследований данной темы.

6.1 Анализ вредных факторов

Идентификация потенциальных опасных и вредных производственных факторов (ОВПФ) проводится с использованием «Классификации вредных и

опасных производственных факторов по ГОСТ 12.0.003–74 (с измен. № 1, октябрь 1978 г., переиздание 1999 г.)»

На производительность труда могут влиять следующие вредные производственные факторы: отклонение температуры и влажности воздуха от нормы, недостаточная освещенность рабочего места, повышенный уровень электромагнитных излучений. Кроме того, работник может подвергаться действию опасных факторов: поражение электрическим током, возникновение пожаров в результате короткого замыкания. Негативное воздействие на окружающую среду в процессе работы практически отсутствует. Наиболее вероятно возникновение чрезвычайных ситуаций техногенного характера в результате производственных аварий и пожаров.

Согласно ГОСТ в помещении, в котором производились работы, были выявлены основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы (Таблица 6.1) Далее, в соответствии с запроектированными видами работ, последовательно по составленной таблице проведено описание выявленных опасных и вредных производственных факторов (анализ факторов и мероприятия по их устранению).

Таблица 6.1 – Основные элемент производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы

Наименование видов работ	Ф а к т о р ы (ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1	2	3	4
анализ документации по теме работы; подготовка чертежей, планов, схем.	Шум на рабочем месте Отклонение показателей микроклимата в помещении; Недостаточная освещенность рабочей зоны; Психофизиологические факторы.	Электрический ток; Пожароопасность.	СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03 ГОСТ 12.1.038-82 СанПиН 2.2.4.548–96 СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 ГОСТ 12.4.009-83 ГОСТ 12.1.005-88

Шум на рабочем месте. В системе мер по обеспечению защиты от шума на производстве большое значение имеет нормативно-техническая документация. Она состоит из документов, которые устанавливают требования к шумовым характеристикам мест пребывания людей и методов контроля этих характеристик; методов установления шумовых характеристик источников шума (машин, оборудования, механизированного инструмента) и т.д.

Основополагающим документом, устанавливающим классификацию шумов, допустимые уровни шума на рабочих местах, общие требования к защите от шума, является ГОСТ 12 1.003-83, а также СанПиН 2.2.4/2.1.8.562-96.

Так как данная дипломная работа предполагает выполнение задания в помещении (офисе) за компьютером, то основными источниками шума являются непосредственно сами компьютеры, принтеры, плоттеры, множительная техника и оборудование для кондиционирования воздуха, вентиляторы систем охлаждения, трансформаторы.

ГОСТом 12.1.003-89 «ССБТ. Шум. Общие требования безопасности» регламентируются уровни шума для различных категорий рабочих мест на частотах от 63 до 8000 герц. Для постоянного шума нормируемым параметром является эквивалентный уровень звука в децибелах. Допустимый уровень шума на рабочих местах предприятий, на их территории и в помещениях составляет 80 дБа [12]. Согласно требований указанного ГОСТа зоны с повышенным уровнем шума (более 80 дБа) должны обозначаться знаками безопасности, а работающие в таких зонах обеспечиваться средствами индивидуальной защиты.

В соответствии с ГОСТ 12.1.003-83 защита от шума должна достигаться разработкой шумобезопасной техники, применением средств и методов коллективной защиты по ГОСТ 12.1 029-80 и применением средств индивидуальной защиты, а также строительно-акустическими методами.

Средства и методы защиты от шума, применяемые на рабочих местах подразделяются на средства и методы коллективной защиты и средства индивидуальной защиты.

Коллективная защита от шума включает в себя:

- снижение шума в источнике;
- строительно-акустические мероприятия;
- применение звукоизоляции.

К средствам индивидуальной защиты от шума относят противозумные вкладыши, а также возможность сокращать время пребывания в рабочих условиях чрезмерного шума.

Недостаточная освещенность рабочей зоны. Освещенность рабочего места – важнейший фактор, влияющий на условия труда. Естественное освещение по своему спектру является наиболее приемлемым, но не всегда его оказывается достаточно (это связано и с режимом работы). Обычно применяется общее и комбинированное освещение.

Нормы освещенности рабочих мест, помещений, территорий устанавливаются СНиП 23-05-95 «Строительные нормы и правила. Нормы проектирования. Естественное и искусственное освещение» [14]. СНиП разделяет все работы по разрядам и подразрядам зрительных работ, дает их характеристики и устанавливает нормы освещенности. Недостаточная и высокая освещенность ведет к утомлению зрения, физической усталости организма.

Существуют таблицы с указанием оптимального количества Лк для объектов всех типов. В Таблице 6.2 приведены показатели норм освещенности офисных помещений.

Таблица 6.2 – Нормы освещенности офисных помещений [14]

Вид помещения	Норма освещенности согласно СНиП, Лк
Офис общего назначения с использованием компьютеров	200-300
Офис большой площади со свободной планировкой	400
Офис, в котором осуществляются чертежные работы	500
Зал для конференций	200
Эскалаторы, лестницы	50-100
Холл, коридор	50-75
Архив	75
Кладовая	50

Отклонение показателей микроклимата в помещении. На рабочих местах обязательно создание нормальных микроклиматических условий. Для человека одинаково опасны переохлаждения, вызывающие простудные заболевания, и перегревы, ведущие к снижению работоспособности, тепловым ударам. Величины показателей микроклимата устанавливаются СанПиН 2.2.4.548-96 «Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений» [13]. В зависимости от категории нагрузки (работ), теплого или холодного периода года в помещениях должны поддерживаться определенные значения температуры воздуха, температуры поверхностей оборудования, относительной влажности и скорости движения воздуха. В настоящем проекте принимаем категорию I-б, к которой относятся работы с интенсивностью энергозатрат 121-150 ккал/час, производимые сидя, стоя или связанные с ходьбой и сопровождающиеся некоторым физическим напряжением [11].

Оптимальные параметры микроклимата на рабочих местах, должны соответствовать величинам, приведенным ниже: (Таблица 6.3)

Таблица 6.3 – Оптимальные параметры микроклимата на рабочих местах [17]

Период года	Категория работ по уровню энергозатрат, Вт	Температура воздуха, °С	Температура поверхностей, °С	Относительная влажность воздуха,	Скорость движения воздуха, м/с
Холодный	Iа (до 139)	22-24	21-25	60-40	0,1
	Iб (140-174)	21-23	20-24	60-40	0,1
Теплый	Iа (до 139)	23-25	22-26	60-40	0,1
	Iб (140-174)	22-24	21-25	60-40	0,1

Санитарными нормами также устанавливаются допустимые значения показателей микроклимата в производственных помещениях. Они могут приводить к небольшому дискомфорту и ухудшению самочувствия, но не вызывают нарушения состояния здоровья рабочего. В среднем такие величины ниже на 3 единицы в сравнении с оптимальными условиями. Эти значения приведены ниже в Таблице 6.4

При обеспечении оптимальных и допустимых показателей микроклимата в холодный период следует применять средства защиты радиационного переохлаждения от окон, а в теплый период необходимо применять средства защиты от попадания прямых солнечных лучей (занавески). Так же необходимо содержать помещение в чистоте, делать влажную уборку ежедневно, и проветривать помещение.

Таблица 6.4 – Допустимые величины показателей микроклимата в рабочей зоне производственных помещений [13]

Период года	Категория работ по уровню энергозатрат, Вт	Температура воздуха, °С		Температура поверхностей, °С	Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с	
		диапазон ниже оптимальных величин	диапазон выше оптимальных величин			для диапазона температуры воздуха ниже оптимальных величин, не более	для диапазона на температур воздуха выше оптимальных величин, не более**
Холодный	Ia (до 139)	20,0-21,9	24,1-25,0	19,0-26,0	15-75*	0,1	0,1
	Iб (140-174)	19,0-20,9	23,1-24,0	18,0-25,0	15-75	0,1	0,2
Теплый	Ia (до 139)	21,0-22,9	25,1-28,0	20,0-29,0	15-75*	0,1	0,2
	Iб (140-174)	20,0-21,9	24,1-28,0	19,0-29,0	15-75*	0,1	0,3

Психофизиологические факторы. Негативное воздействие на человека компьютеров заключается в том, что к концу рабочего дня люди, работавшие за компьютером, ощущают головную боль, резь в глазах, тянущие боли в мышцах шеи, рук, спины, зуд кожи лица. Со временем это приводит к мигреням, частичной потере зрения, сколиозу, кожным воспалениям. Эти заболевания не только снижают трудоспособность, но и подрывают здоровье людей. Чтобы избежать подобных негативных явлений, необходимо грамотно организовывать

и оборудовать рабочие места с учетом требований (Рисунок 6.1) СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03, а именно:

- рабочее место должно располагаться так, чтобы естественный свет падал сбоку, преимущественно слева;
- окна в помещениях с ВДТ и ПЭВМ должны быть оборудованы регулируемыми устройствами (жалюзи, занавески, внешние козырьки и т.д.);
- расстояние между рабочими столами с видеомониторами должны быть не менее 2,0 м, а расстояние между боковыми поверхностями видеомониторов – не менее 1,2 м;
- монитор, клавиатура и корпус компьютера должны находиться прямо перед оператором; высота рабочего стола с клавиатурой должна составлять 680 – 800 мм над уровнем пола; а высота экрана (над полом) от 900 до 1280 см;
- монитор должен находиться от оператора на расстоянии 60 – 70 см на 20 градусов ниже уровня глаз;
- пространство для ног должно быть: высотой не менее 600 мм, шириной не менее 500 мм, глубиной не менее 450 мм. Должна быть предусмотрена подставка для ног работающего шириной не менее 300 мм с регулировкой угла наклона. Ноги при этом должны быть согнуты под прямым углом.

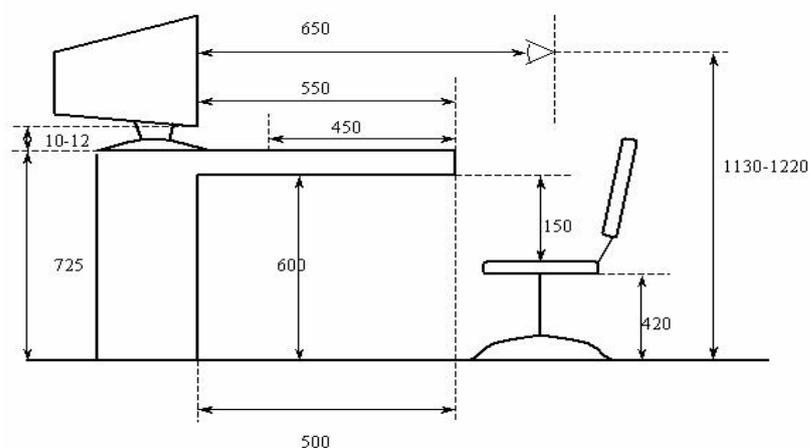


Рисунок 6.1 – Основные требования к рабочему месту

Кроме того, необходимо учитывать, что в случаях, когда характер работы требует постоянного взаимодействия с ВДТ (набор текстов или ввод данных т. п.) с напряжением внимания и сосредоточенности, при исключении возможности периодического переключения на другие виды трудовой деятельности, не связанные с ПЭВМ, рекомендуется организация перерывов на 10-15 минут через каждые 45-60 мин работы. Продолжительность непрерывной работы с ВДТ без регламентированного перерыва не должна превышать 1 ч. Ежедневная работа высокой интенсивности и с нервно-эмоциональным напряжением по 12 и более часов не допускается.

6.2 Анализ опасных факторов

Электробезопасность. Согласно Правилам устройства электроустановок ПУЭ (издание 7) помещение проведения работ относится к категории помещений без повышенной опасности, т.к. влажность воздуха менее 75%, токопроводящая пыль, токопроводящие полы отсутствуют, высокая температура (постоянно или периодически, более суток, температура не превышает 350°С), возможность одновременного соприкосновения человека к имеющим соединение с землей металлоконструкциям с одной стороны, и к металлическим корпусам электрооборудования – с другой не представляются возможными. Источниками опасного фактора при работе с проектом является персональный компьютер.

По степени опасности поражения людей электрическим током помещения подразделяются на три категории: помещения с повышенной опасностью; помещения особо опасные; помещения без повышенной опасности. Опасность поражения людей электрическим током в помещениях появляется при несоблюдении мер безопасности, а также при отказе или неисправности электрического оборудования и приборов.

Степень воздействия увеличивается с ростом тока. Электрическое сопротивление тела человека и приложенное к нему напряжение, т.е. напряжение прикосновения, также влияют на исход поражения, так как они определяют значение тока, протекающего через тело человека [16].

Поражение человека электрическим током возможно лишь при замыкании электрической цепи через тело человека, т. е. при прикосновении человека к сети не менее чем в двух точках. Безопасность при работе с электроустановками обеспечивается применением различных технических и организационных мер [16]. Технические средства защиты от поражения электрическим током делятся на коллективные и индивидуальные, на средства, предупреждающие прикосновение людей к элементам сети, находящимся под напряжением, и средства, которые обеспечивают безопасность, если прикосновение все-таки произошло [16].

Основные способы и средства электрозащиты:

- защитное заземление – это намеренное соединение металлических нетоковедущих частей, которые могут оказаться под напряжением, с землей или ее эквивалентом. Оно предназначено для защиты людей от поражения током при прикосновении к этим нетоковедущим частям;

- защитное зануление – это преднамеренное электрическое соединение нетоковедущих частей электроустановок, которые в аварийных ситуациях могут оказаться под напряжением, с глухозаземлённой нейтралью электрической сети с помощью нулевого защитного проводника;

- электрическое разделение сетей;

- защитное отключение;

- средства индивидуальной электрозащиты;

- использование малых напряжений;

- ограждающие защитные средства – предназначены для временного ограждения токоведущих частей, находящихся под напряжением (изолирующие накладки, щиты, барьеры), а также для предотвращения появления опасного

напряжения на отключенных токоведущих частях (переносные заземляющие устройства);

– уравнивание потенциалов – применяют в помещениях, имеющих заземлённые или занулённые электроустановки для повышения уровня безопасности;

–предупредительная сигнализация [11].

Рабочие места должны быть оборудованы отдельными щитами с общим рубильником электропитания, который должен находиться в легкодоступном месте, иметь закрытый зануленный металлический корпус и четкую надпись, указывающую величину номинального напряжения.

Так же нужно соблюдать некоторые правила по безопасности с электроприборами:

1) все электроприемники и электропроводка должна быть с исправной изоляцией;

2) нельзя подвешивать провода на гвоздях, металлических и деревянных предметах, перекручивать или завязывать их в узел;

3) все токоведущие элементы, электроприборы, розетки, должны быть удалены от труб отопления и водопровода и других металлических коммуникаций;

4) протирать осветительную арматуру от пыли можно только сухой тряпкой;

5) при возгорании электроприборов или электрических проводов нельзя их гасить водой. Необходимо сначала их обесточить, а затем приступить к тушению пожара;

6) при включении любого электрооборудования в сеть сначала подключается шнур к прибору, а затем – к сети. Отключение электроприбора нужно производить в обратном порядке;

7) нельзя прикасаться мокрыми или влажными руками к электроприборам, находящимся под напряжением [10].

6.3 Охрана окружающей среды

Политика государства в области экологии направлена на рациональное использование сырьевой базы, последовательный переход на энергосберегающие и экологически чистые технологии, минимизацию воздействия производственной деятельности на природную среду, восстановление нарушенных сред. Начата реализация долгосрочных программ по оздоровлению экологической обстановки в районах деятельности и на предприятиях компании. В нефтедобыче идет масштабное апробирование современных технологий по рекультивации нефтезагрязненных и замазученных земель. Использование новейшей техники и технологий ликвидации последствий аварии позволит нефтяникам за три-четыре ближайших года вернуть северной природе накопившиеся долги: восстановить почву, очистить воду. Серьезность подходов к природоохранной работе демонстрирует нефтепереработчики компании. Ведется реконструкция и строительство крупных природоохранных объектов, расширяются очистные сооружения, блокооборотное водоснабжение.

Состояние окружающей природной среды является одной из наиболее острых социально-экономических проблем, прямо или косвенно затрагивающих интересы каждого человека.

Создавая необходимые для своего существования продукты, отсутствующие в природе, человечество использует различные незамкнутые технологические процессы по превращению природных веществ. Конечные продукты и отходы этих процессов не являются в большинстве случаев сырьем для другого технологического цикла и теряются, загрязняя окружающую среду. Человечество преобразует живую и неживую природу значительно быстрее, чем происходит их эволюционное восстановление. Потребление нефти и газа несопоставимо со скоростью их образования.

В настоящее время человечество находится в периоде сверх интенсивного использования ресурсов окружающей среды — расход ресурсов, превышает их прирост, что неизбежно ведет к исчерпанию ресурсов.

Современное экологическое состояние территории России можно определить как критическое. Продолжается интенсивное загрязнение природной среды, и оно представляет реальную угрозу самим биологическим основам здоровья и жизнедеятельности населения страны.

Экологическая опасность производства характерна для многих отраслей — химической, пищевой, текстильной, деревообрабатывающей, горнодобывающей, производства строительных материалов, транспорта и т.д.

По уровню отрицательного воздействия на окружающую природную среду нефтегазодобывающее производство занимает одно из первых мест среди отраслей промышленности и это влияние обусловлено его особенностями. Оно загрязняет практически все сферы окружающей среды — атмосферу, гидросферу, причём не только поверхностные, но и подземные воды. Исходя из этого, следует очевидная необходимость в бережном и трепетном отношении ко всем процессам нефтегазовой промышленности.

Охрана поверхностных и подземных вод от загрязнения. Особое отрицательное воздействие на химический состав водоемов при эксплуатации объектов нефтедобычи оказывают разливы нефти и вод с высокой минерализацией, а также утилизация отходов лабораторных исследований. При попадании нефти в водоемы на поверхности воды образуется пленка, препятствующая воздушному обмену.

Мероприятия по рациональному использованию и охране водных ресурсов:

1. Запрещается сброс сточных вод и отходов лабораторных исследований в водные объекты;
2. Установление и поддержание водоохранных зон;

3. Вынесение объектов из экологически уязвимых зон;
4. Герметизированная система сбора и транспорта продукции скважин;
5. Рассредоточение объема закачки воды по пласту;
6. Использование труб из синтетических материалов, соответствующих климатическим условиям района;
7. Контроль качества сварных швов;
8. Переходы трубопроводов через водные преграды должны осуществляться подземно;
9. Отсыпка кустовых площадок с учетом поверхностной системы стока;
10. Сбор разлившихся нефтепродуктов в аварийную емкость с последующей перекачкой на УПН.
11. Осуществлять биологическую очистку хозяйственно-бытовых стоков;
12. При ремонтах скважин сбор нефтяной эмульсии осуществлять в коллектор.

Охрана атмосферы. Охрана воздушной среды в нефтяной промышленности проводится, главным образом, в направлении борьбы с потерями нефти за счет уменьшения испарения ее при сборе, транспортировке, подготовке и хранении. Для этого проектируются герметизированные системы сбора нефти и антикоррозионные наружные и внутренние покрытия трубопроводов и емкостей, устанавливаются непромерзающие клапаны, расширяется применение резервуаров с понтонами или плавающими крышами и другие технические решения. С целью уменьшения вредных выбросов в атмосферу сокращается сжигание нефтяного газа в факелах.

Охрана земельных ресурсов. Нефтяная промышленность является одним из ведущих потребителей земельного фонда, так как разведка, добыча,

промышленная подготовка и транспортировка углеводородного сырья требуют размещения многочисленных нефтепромышленных объектов: скважин, кустовых насосных станций, нефтесборных пунктов, технологических установок, магистральных трубопроводов. На нефтяную промышленность приходится более 20 % земель, которые ежегодно выводятся из сельскохозяйственного оборота.

В зависимости от интенсивности и продолжительности загрязнения почв и грунтов нефтепродуктами предусматривают техническую, химическую и биологическую рекультивацию.

Первая из них включает работы по очистке территории, планировке нарушенных участков и механической обработке почвы (рыхление, дискование) для искусственной аэрации ее верхних горизонтов и ускоренного выветривания загрязнителя.

С целью создания оптимальных условий для жизнедеятельности бактериальных микроорганизмов, способных ассимилировать углеводороды, кислые почвы подвергаются известкованию. Для восстановления качества дерново-подзолистых почв, которые в результате нефтяного загрязнения трансформировались в техногенные солончаки, применяется гипсование совместно с искусственным увлажнением.

Биологическая рекультивация включает внесение минеральных удобрений и посев многолетних трав механическим способом.

Предотвращение аварийных разливов нефти и химических реагентов обеспечивается:

- контролем давления в общем коллекторе и замерном сепараторе с сигнализацией предельных значений на ЗУ;
- в случае аварии на УПН автоматическим переключением потока нефти в аварийные емкости;
- аварийным отключением насосных агрегатов на УПН и узлах дозирования ингибиторов;

- закреплением трубопроводов на проектных отметках грузами и анкерами, препятствующими всплытию и порыву;
- прокладкой трубопроводов в кожухах через автомобильные дороги;
- контролем качества сварных швов трубопроводов методом радиографирования и магнитографирования и гидравлическое испытание на прочность и герметичность.

6.4 Защита в чрезвычайных ситуациях

Пожары в компьютерном помещении представлены особой опасностью, потому что имеет сопряженность с большим материальным недостатком. Источниками зажигания могут быть электрические схемы от ПЭВМ, прибор, применяемый для технических обслуживаний, устройств электропитаний, кондиционирований воздушных масс, в результате различных нарушений образуются перегретые элементы. [16]

При установлении вида и количеств первичного средства пожаротушений необходимо учитывать физические, химические, пожароопасные свойства этих горючих элементов, отношением к огнетушащему веществу и площадью производственного помещения, открытости площадки и установки.

К организационным мерам в компьютерном помещении относятся:

- 1) разработка планов эвакуации;
- 2) создание добровольных противопожарных дружин;
- 3) информирование сотрудников о правилах пожарной безопасности;
- 4) разработка инструкций о действиях при пожаре;
- 5) выпуск специальных плакатов и листовок.

Технические противопожарные мероприятия обеспечивают: эвакуацию людей, оборудование помещения современными автоматическими средствами сигнализации, устройство автоматических стационарных систем тушения пожаров. [16]

В целях пожарной безопасности сотрудникам запрещается:

- оставлять без присмотра включенные в сеть электрические приборы;
- курить в рабочих помещениях (разрешается это делать только в специально отведенных для этого местах);
- загромождать офисным оборудованием и другими предметами эвакуационные пути, проходы и подходы к огнетушителям, пожарным кранам.

Так же в каждой организации ежегодно должны проводиться профилактические мероприятия, связанные и проверкой средств пожаротушения (огнетушители, шланги и т.д.), проведение инструктажа по технике безопасности, и проведение учебных тревог.

Возникновение пожара считается чрезвычайной ситуацией, поэтому к данному вопросу необходимо относиться с особой важностью и вниманием.

6.5 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Охрана труда – система обеспечения безопасности жизни и здоровья работников в процессе трудовой деятельности, включающая правовые, социально-экономические, санитарно-гигиенические, психофизические, лечебно-профилактические, реабилитационные и иные мероприятия.

Функциями охраны труда являются исследования санитарии и гигиены труда, проведение мероприятий по снижению влияния вредных факторов на организм работников в процессе труда. Основным методом охраны труда является использование техники безопасности. При этом решаются две основные задачи: создание машин и инструментов, при работе с которыми исключена опасность для человека, и разработка специальных средств защиты, обеспечивающих безопасность человека в процессе труда, а также проводится обучение работающих безопасным приемам труда и использования средств защиты, создаются условия для безопасной работы.

Основная цель улучшения условий труда – достижение социального эффекта, т.е. обеспечение безопасности труда, сохранение жизни и здоровья работающих, сокращение количества несчастных случаев и заболеваний на производстве.

Улучшение условий труда дает и экономические результаты: рост прибыли (в связи с повышением производительности труда); сокращение затрат, связанных с компенсациями за работу с вредными и тяжелыми условиями труда; уменьшение потерь, связанных с травматизмом, профессиональной заболеваемостью; уменьшением текучести кадров и т. д.

Основным документом в нормативно-технической документации является нормативный акт «Система стандартов безопасности труда».

Стандарты ССБТ устанавливают общие требования и нормы по видам опасных и вредных производственных факторов, общие требования безопасности к производственному оборудованию, производственным процессам, средствам защиты работающих и методы оценки безопасности труда.

Межотраслевые правила и нормы являются обязательными для всех предприятий и организаций независимо от их ведомственного подчинения.

Отраслевые правила и нормы распространяются только на отдельные отрасли. На основании законодательства о труде, стандартов, правил, норм, технологической документации и др. разрабатываются инструкции по охране труда: общие, для отдельных профессий, на отдельные виды работ [18].

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Палеозойские отложения на территории Российской Федерации являются перспективными с точки зрения нефтегазоносности, на нескольких месторождения найдены промышленные запасы углеводородов. Разработка подобных трещиноватых и порово-трещиноватых коллекторов представляет большой интерес для инженера-нефтяника. На основании того, что основной приток углеводородов может быть получен по трещинам, знание интенсивности трещиноватости играет важную роль для разработки, бурения и методов интенсификации.

В ходе работы был произведено построение геомеханической модели на основании геофизических данных для доюрских отложений палеозойского фундамента с целью определения плотности трещиноватости по разрезу скважины.

На основании проведенных исследований произведена оценка возможности прогнозирования трещиноватости по данным геомеханической модели путем построения корреляционных зависимостей. Выявлено, что интенсивность трещиноватости для данной скважины изменяет в широком интервале, от 2 до 16 единиц на метр. Какие-либо зависимости между пространственными характеристиками трещин и распределением плотности трещиноватости отсутствует. Также отрицательный результат был получен в оценке зависимости плотности трещиноватости от данных по геофизическим исследованиям. Данный факт говорит о необходимости дополнительных исследований в этой области.

В результате построения модели были определены основные геомеханические свойства, выявлены интересующие параметры стабильности ствола скважины. А также выявлена зависимость интенсивности трещиноватости от глубины. Определено, что интенсивность трещин уменьшается с глубиной. Произведено предположение на основании

интерполяции имеющихся данных, что на относительной глубине 1700 метров в палеозойских отложениях, трещиноватость будет отсутствовать.

Разработка трещиноватых и нетрадиционных коллекторов является перспективным направлением развития в отрасли. Построение геомеханической модели является одним из основных методов исследования данных резервуаров для более эффективного бурения, планирования и проектирования разработки на всех стадия жизни месторождения

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Mark D.Zobak. Reservoir Geomechanics Cambridge University Press, 2010, 461 p.
2. Zoback, M. L., and M. Zoback (1980). State of Stress in the Conterminous United States, *J. Geophys. Res.*, 85(B11), 6113-6156
3. Haimson B., Fairhurst C. (1967) “Initiation and Extension of Hydraulic Fractures in Rocks”, *Soc.Petr.Eng.Jour.*, Sept.:310-318
4. B.C. Haimson. Hydraulic Fracturing Stress Measurements, *Natl. Acad. Press, Washington, D.C.* (1983), p. 107. Google Scholar.
5. Bell, J.S., and Gough, D.I., 1979. Northeast-southwest compressive stress in Alberta: evidence from oil wells. *Earth Planet. Sci. Lett.*, 45:475[^]-82.
6. Plumb, R.A., and Hickman, S.H., 1985. Stress-induced borehole elongation: a comparison between the four-arm dipmeter and the Borehole Televiewer in the Auburn geothermal well. *J. Geophys. Res.*, 90:5513-5521
7. Зобак М.Д. Геомеханика нефтяных залежей. –М. – Ижевск :Институт компьютерных исследований, 2018. –xviii, 480 с.
8. Wiprut D. J. and M. D. Zoback (2000). Fault reactivation and fluid flow along a preciously dormant normal fault in the northern North Sea, *Geology*, 28, 7, 595-598
9. Ольховатенко, В.Е. Методы изучения трещиноватости горных пород [Текст]: учебно-методическое пособие для самостоятельной работы по курсу «Инженерная геология» / В.Е. Ольховатенко, Г.И. Трофимова, Т.В. Ожогоина. – Томск: Изд-во Том. гос. архит.-строит. ун-та, 2015. – 80 с. ISBN 978-5-93057-676-4
10. Скворцов Ю.В. Организационно-экономические вопросы в дипломном проектировании: Учебное пособие. – М.: Высшая школа, 2006. – 399 с.

- 11.ГОСТ 12.0.003-74 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы. Классификация (с Изменением N 1) М.: Изд-во стандартов, 1974, №12.1.005-74, 25 с.
- 12.ГОСТ 12.1.003-83 (СТ СЭВ 1930-79). Шум. Общие требования безопасности. – М.: Госкомсанэпиднадзор, 2003 – 28 с
- 13.ГОСТ 12.1.029-80. Средства и методы защиты от шума. Классификация. – М.: Госкомсанэпиднадзор, 2003 – 28 с
- 14.СНиП 23-05-95. Строительные нормы и правила. Нормы проектирования. Естественное и искусственное освещение. М.: Госкомсанэпиднадзор, 2003 – 28 с.
- 15.СанПиН 2.2.4.548-96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений. – М.: Госкомсанэпиднадзор, 2003 – 11 с.
16. ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов - М.: Изд-во стандартов, 1982, №12.1.005-82, 35 с.
- 17.СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03. Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов. М.: Госкомсанэпиднадзор, 2005 – 11 с.
- 18.Федеральный закон от 21.12.1994 № 69-ФЗ "О пожарной безопасности" // СЗ РФ. 26.12.1994. N 35. Ст. 3649.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Таблица А. 1 – Литолого-стратиграфический разрез скважины

Стратиграфическое подразделение (свита, п/свита)	Интервал залегания, м		Литологическая характеристика
	верх	низ	
Четвертичные отложения	0	40	Почва, пески, суспеси, суглинки, глины
Неоген-верхнепалеогеновая	40	215	Чередование глин, суглинок суспесей, алевролитов и песков прослой бурых углей
Тавдинская	215	350	Глины зеленовато-серые с прослоями алевролитов и песков, прослой глин опоковидных
Люлинворская	350	435	Глины, глины опоковидные, опоки, диатомит прослой алевролитов и песков
Талицкая	435	480	Глины с линзами алевролитов и песков
Ганькинская	480	675	Глины известковистые, алевролитистые
Славгородская	675	745	Глины серые, зеленовато-серые с прослоями глинистых опок, алевролитов, песчаников
Ипатовская	745	850	Песчаники и алевролиты зеленовато серые с прослоями глин серых
Кузнецовская	850	875	Глины с зернами глауконита. В основании пески, алевролиты
Покурская	875	1745	Переслаивание песков, песчаников, алевролитов и алевролитистых глин
Кислинская	1745	2360	Чередование песчаников, алевролитов, аргиллитов и глин

Стратиграфическое подразделение (свита, п/свита)	Интервал залегания, м		Литологическая характеристика
	верх	низ	
Тарская	2360	2420	Переслаивание песчаников, алевролитов, аргиллитов и глин
Куломзинская	2420	2655	Аргиллиты серые до черных, тонкослоистые с прослоями песчаников и алевролитов
Баженовская +георгиевская	2655	2675	Аргиллиты глинисто-кремнистые битуминозные. Глины аргиллитоподобные, глауконитовые
Васюган	2675	2755	Верхняя часть - переслаивание песчаников, алевролитов и аргиллитов, прослой углей; нижняя часть – преимущественно аргиллиты
Тюменская	2755	2935	Переслаивание песчаников, алевролитов, аргиллитов с прослоями углей до 16 м и углистых аргиллитов
Самлатская толща	2935	3335	Дацинты, туфы, рассланцованные плагиобазальты, глинисто-карбонатно-кремнистые породы
Чузикская свита	3335	3450	Известняки с прослоями глинистых пород, чередованием глинистых карбонатных и кремнистых пород
Мирная свита	3450	3850	Известняки глинистые, тентакулитовые, мергели, аргиллиты
Большеичная свита	3850	3950	Метабазальты, метаандезиты рассланцованные, туфы

Таблица А. 2 – Исходные данные ГИС

A1	A1L	A1P	A1S	A2	A2L	A2P	T1	T1L	T2L	GR
A2S	AL	ALL	ALP	ALS	DTS	BORE	URAN	W	T2P	GZ4
C2	Cali	LL3	DTL	CGR	C1	RHOB	PZ	SP	T1S	GZ3
POTA	OGZ	CFTC	CILD	CNTC	T2	DT	T2S	THOR	T1P	GZ5

A1, A2 – Декремент затухания по 1 и 2-ому каналу АКЦ соответственно (дБ)

A1L, A2L – Амплитуда, волна Лемба, малый и большой зонд (у.е)

A1P, A2P – Амплитуда, продольная волна, малый и большой зонд (у.е)

A1S, A2S – Амплитуда, поперечная волна, малый и большой зонд (у.е)

ALL, ALP, ALS - Декремент затухание, , продольной и поперечной волн, дБ/м

C1, C2, Cali – кавернометрия, мм

CFTC, CNTC - нейтрон-нейтронный каротаж по тепловым нейтронам (большой и малый зонд)

GR, CGR – гамма-каротаж, вклад от тория и калия, gAPI

CILD – индуктивная проводимость ствола скважины, мСим/м

DT - Интервальное время АКЦ, мкс/м

DTL, DTS - Интервальное время, волна Лемба и поперечной волны мкс/м

GZ1 – GZ5 градиент-зонды разной глубинности, Ом·м

LL3 – боковой каротаж, Ом·м

OGZ, PZ – обращенный градиент-зонд и потенциал зонд, Ом·м

SP – каротаж самопроизвольной поляризации, мВ

T1, T1L, T1P, T1S- малый зонд, время пробега, волна Лемба, продольная волна, поперечная волна мкс

T2, T2L, T2P, T2S – большой зонд, время пробега, волна Лемба, продольная волна, поперечная волна, мкс

THOR, URAN, POTA – Концентрация тория, урана, калия ppm

W – водородный индекс, %

Таблица А. 3 – Корреляционные зависимости для расчета коэффициента одноосного сжатия для горных пород

Песчаник	C_0 (МПа)
1	$0.035 \cdot Vp - 31.5$
2	$1200 \exp(-0.011 \Delta t)$
3	$1.745 \cdot 10^{-9} \rho V_p^2 - 21$
4	$42.1 \exp(1.9 \cdot 10^{-11} \rho V_p^2)$
5	$1.4138 \cdot 10^7 (0.3048 \Delta t)^{-3}$
6	$3.87 \exp(1.14 \cdot 10^{-10} \rho V_p^2)$
7	$46.2 \exp(0.027 E)$
8	$2.28 + 4.1089 E$
Глины/Аргиллиты	
9	$0.77 \cdot (Vp/1000)^{2.93}$
10	$0.43 \cdot (Vp/1000)^{3.2}$
11	$1.35 \cdot (Vp/1000)^{2.6}$
12	$0.5 \cdot (Vp/1000)^3$
13	$10 \cdot (Vp/1000 - 1)$
14	$7.97 \cdot E^{0.91}$
Известняк	
15	$(25203.4/\Delta t)^{1.82}/145$
16	$10^{(2.44+358\Delta t)}/145$
17	$13.8 \cdot E^{0.51}$
18	$25.1 \cdot E^{0.34}$
Магматические горные породы	
19	$4.31 \cdot (E_{GPa}/10)^{1.705}$

Таблица А. 4 – Результаты анализа давления проведенного мини-ГРП

№	Дата	Глубина проведения операции, м	ISIP, атм	Градиент ISIP, атм/м	FCP, атм	Градиент FCP, атм/м	Поровое давление, атм
1	02.04.2013	2660.9-2665.6	422.2	0.15866812	347.9	0.130745237	232.4741
2	03.04.2014	2652.1-2656.7	408.8	0.154142001	318.4	0.120055805	231.6688
3	07.01.2015	2677.6-2686.1	431.8	0.161263818	365.9	0.136652226	234.0021
4	05.01.2015	2656.8-2662.8	429	0.161472448	373	0.14039446	232.0989
5	06.09.2013	2662.2-2665.9	442	0.166028097	356.8	0.134024491	232.593
6	07.03.2015	2660.9-2666.9	466.6	0.175354203	381.9	0.143522868	232.4741
7	22.08.2014	2644-2644.5	442.1	0.167208775	384.2	0.145310136	230.9277
8	09.01.2015	2647-2652.8	432.2	0.163279184	375.3	0.141783151	231.2022
9	03.12.2014	2656-2662	455.8	0.171611446	394.7	0.148606928	232.0257
10	06.12.2014	2666-2675	427.3	0.160277569	352.4	0.132183046	232.9407
11	22.12.2014	2660.2-2661.2	464.4	0.17457334	389.9	0.146567927	232.41
12	11.09.2014	2642-2648	444.2	0.168130204	370.7	0.140310371	230.7447
13	03.09.2014	2648-2652	453.2	0.171148036	390.5	0.147469789	231.2937
14	13.09.2014	2655-2665	469.8	0.176949153	394	0.148399247	231.9342
15	11.12.2014	2673-2692	418.5	0.156565657	352	0.131687243	233.5812
16	17.12.2014	2676-2680	451.3	0.168647235	411.9	0.153923767	233.8557
17	30.11.2014	2659-2669	455.8	0.171417826	394.7	0.148439263	232.3002
18	20.01.2015	2649.4-2665.4	441.3	0.166566015	372.9	0.140748849	231.4218
19	15.08.2014	2656-2666	457.5	0.172251506	390.6	0.147063253	232.0257
20	16.08.2014	2644-2653	417.8	0.158018154	339.8	0.128517398	230.9277
21	05.06.2014	2621-2635	441.7	0.168523464	353.3	0.134795879	228.8232
22	13.06.2014	2644-2653	445.4	0.168456884	359.6	0.136006051	230.9277
23	23.04.2014	2637-2643	460.3	0.174554418	395	0.14979143	230.2872
24	06.04.2014	2628-2639	433	0.164764079	366.8	0.13957382	229.4637
25	04.04.2014	2622-2635	439.8	0.167734554	382.5	0.145881007	228.9147
26	21.04.2014	2632-2643	422.9	0.160676292	376.9	0.143199088	229.8297
27	24.04.2014	2638-2643	447.8	0.16974981	374.4	0.141925701	230.3787
28	12.09.2015	2662.2-2665.9	442	0.166028097	356.8	0.134024491	232.593
29	15.09.2015	2661-2676.2	470	0.176625329	396.6	0.149041714	232.4832
30	11.09.2015	2659.7-2681.3	447.4	0.16821446	383	0.144001203	232.3642
	Среднее значение			0.166963339		0.140821528	

Таблица А. 5 – Коэффициент температурного расширения для некоторых типов пород

Горная порода	Число определений, <i>n</i>	Средний коэффициент линейного расширения $\alpha' = \frac{1}{L} \frac{\Delta L}{\Delta T} \cdot 10^6, 1/\text{град}$
Граниты и реолиты	21	8±3
Андезиты и диориты	4	7±2
Базальты, габбро и диабазы	10	5,4±1
Песчаники	10	10±2
Кварциты	2	11
Известняки	20	8±4
Мраморы	9	7±2
Сланцы (Глинистые, шиферные)	3	9±1

Таблица А. 6 – Интервалы проведения микросканирования (FMI) в скважине

Кровля, м	Подошва, м
2950	3050
3100	3200
3250	3350
3480	3630
3800	3946

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

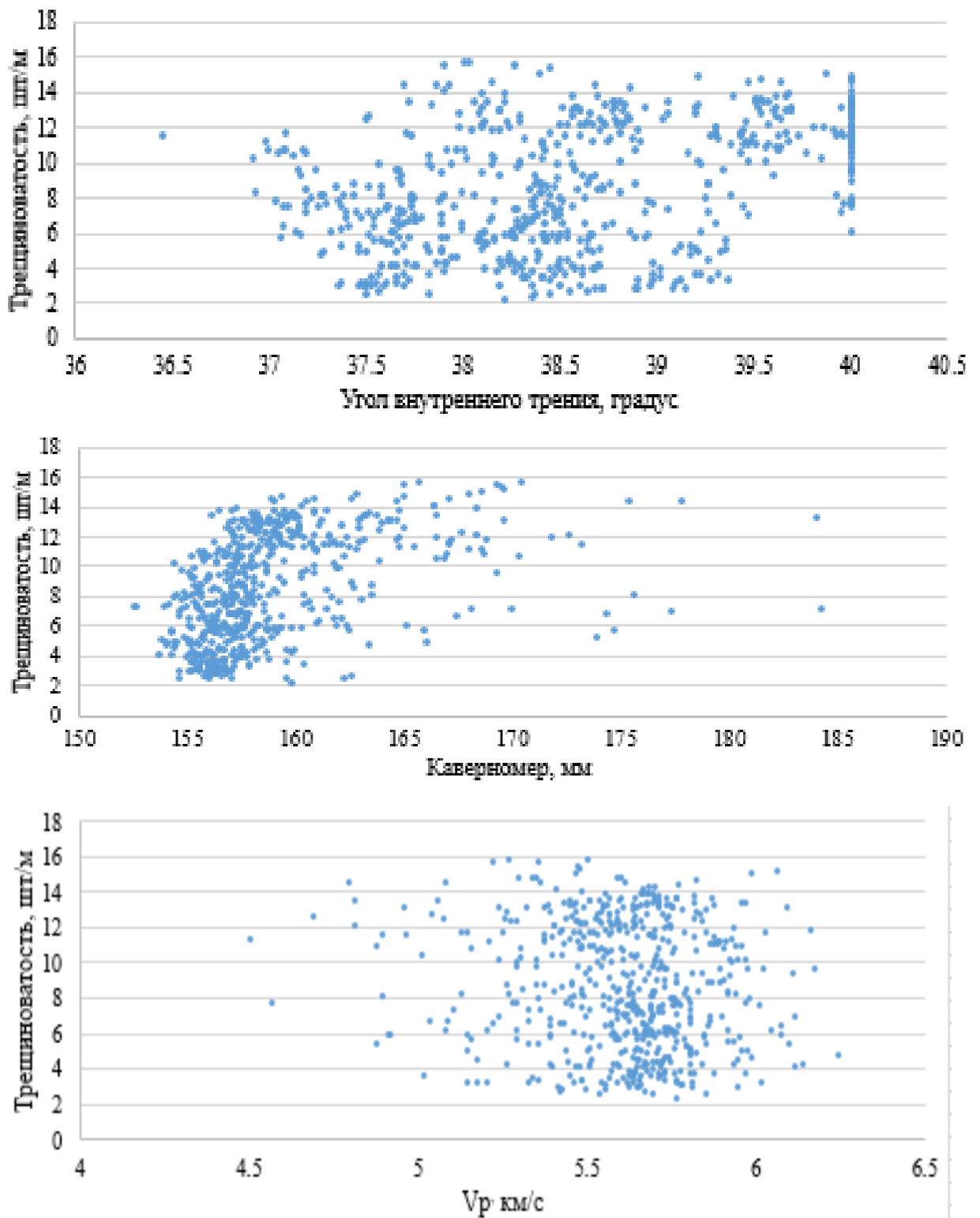


Рисунок Б. 1 – Зависимости интенсивности трещиноватости от угла внутреннего трения, кавернометрии и скорости пробега продольной волны (V_p)

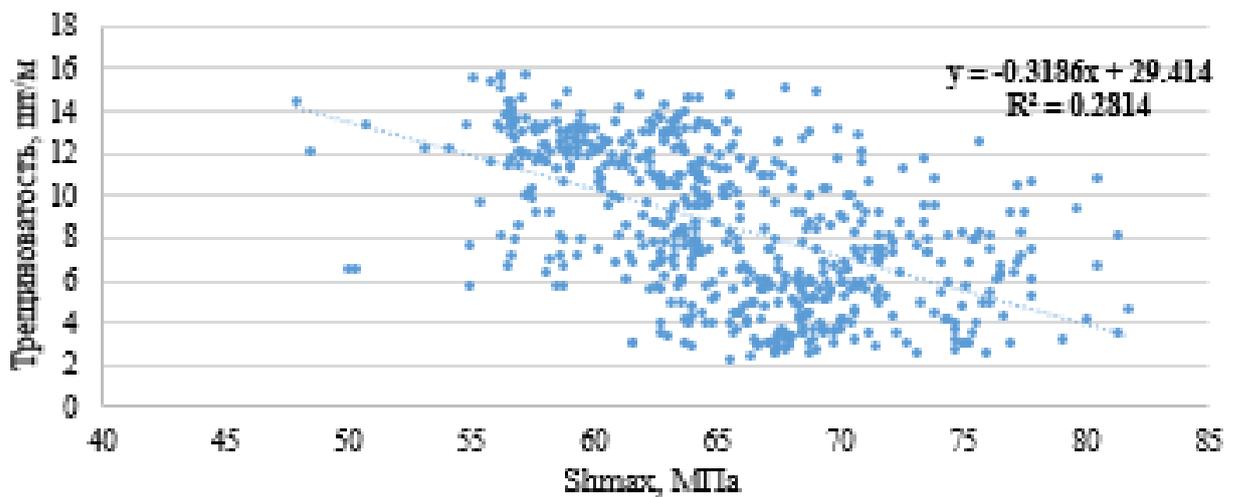
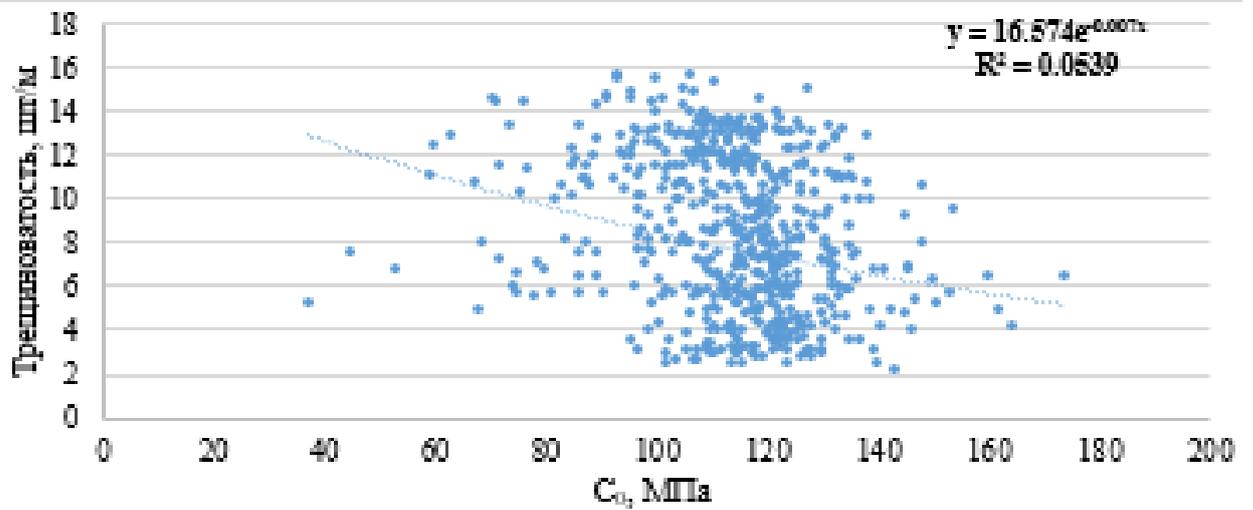
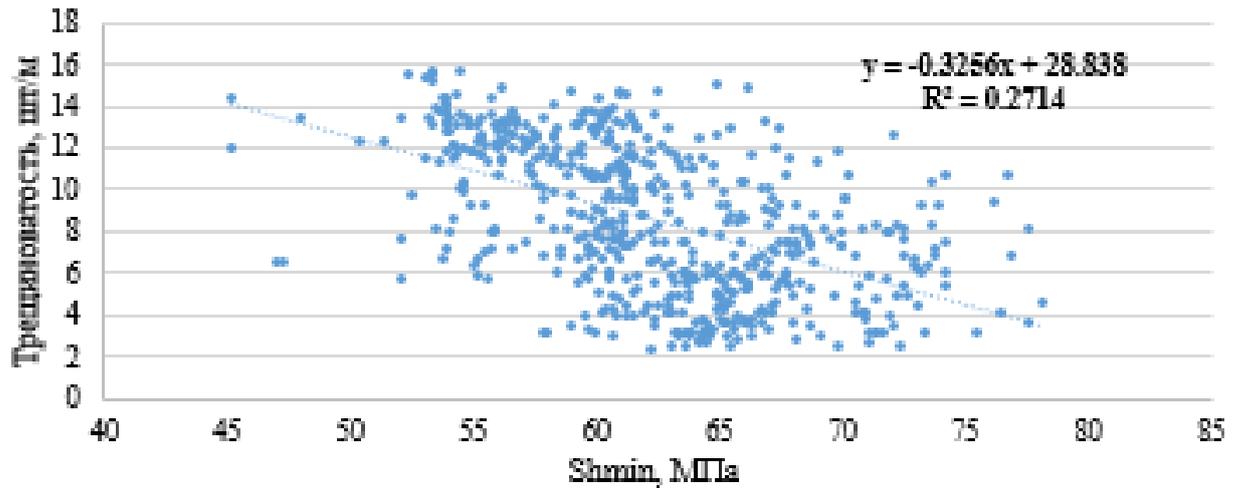


Рисунок Б. 2 – Зависимости интенсивности трещиноватости от минимального главного напряжения (S_{hmin}), прочности на одноосное сжатие (C_0) и максимального горизонтального напряжения (S_{Hmax})

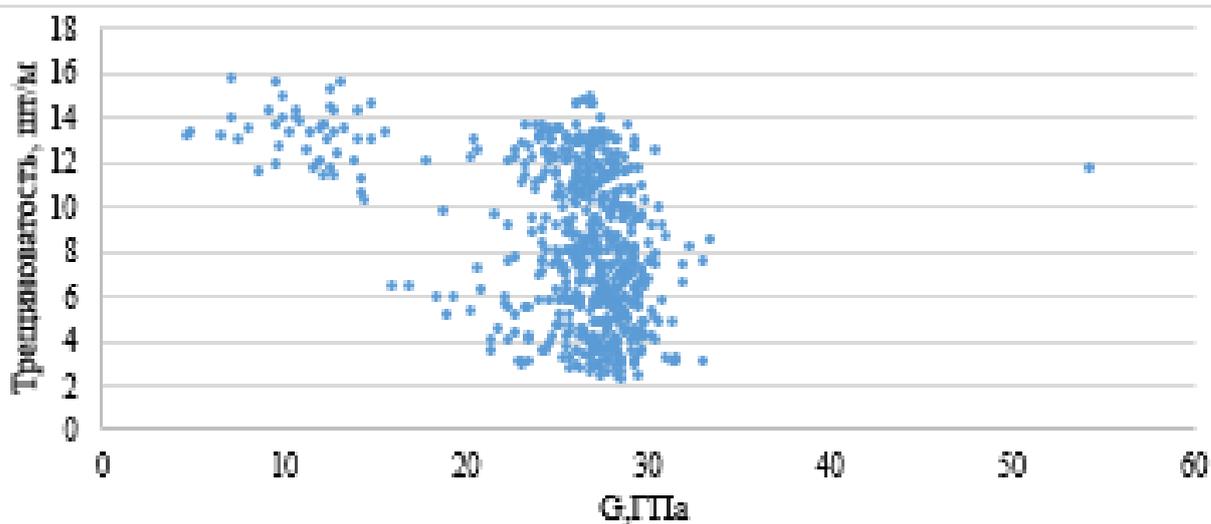
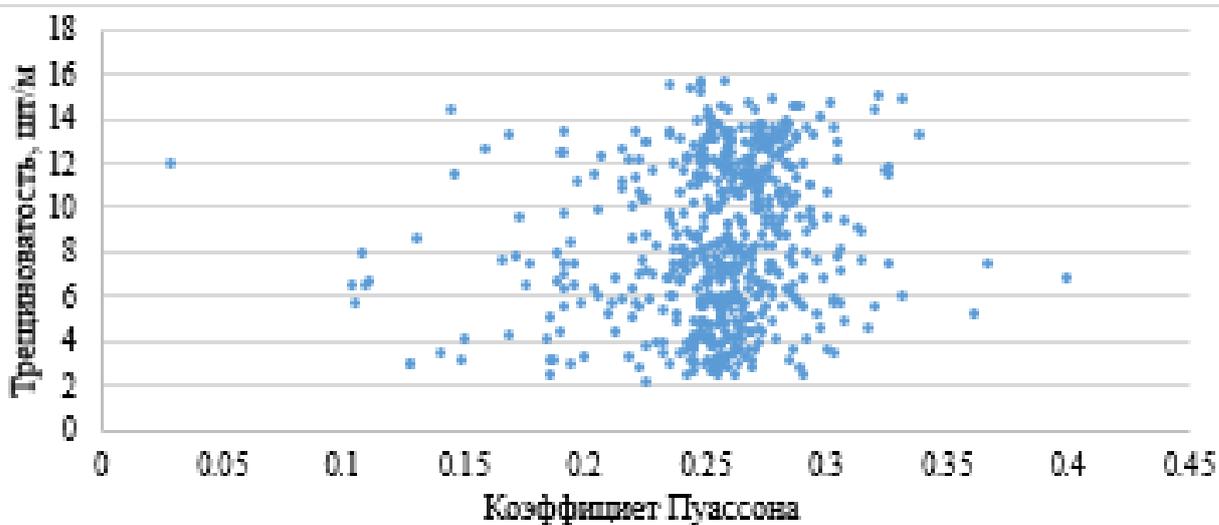
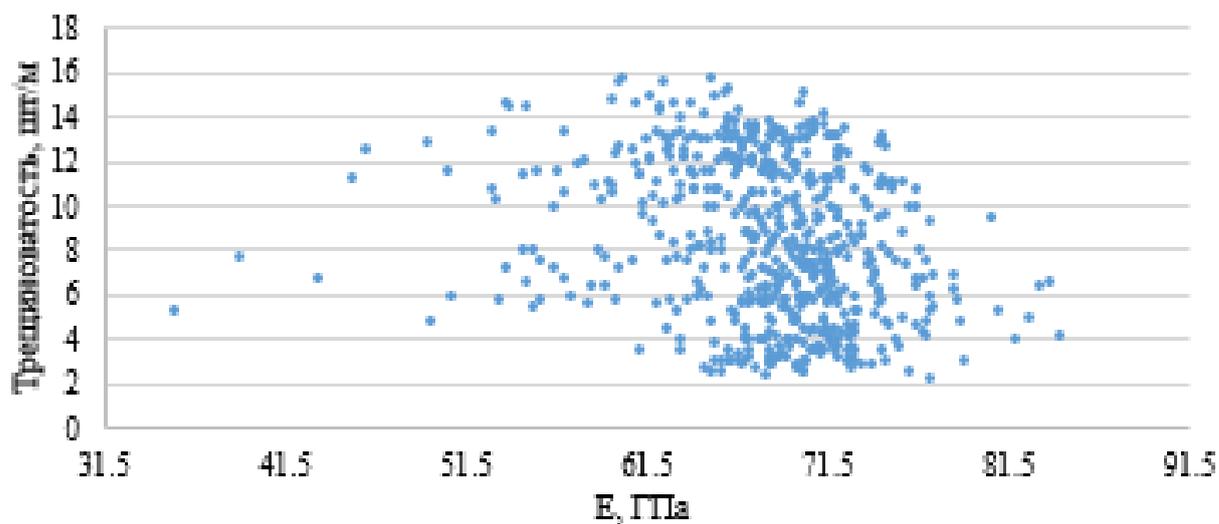


Рисунок Б. 3 – Зависимости интенсивности трещиноватости от модуля Юнга, коэффициента Пуассона, модуля сдвига

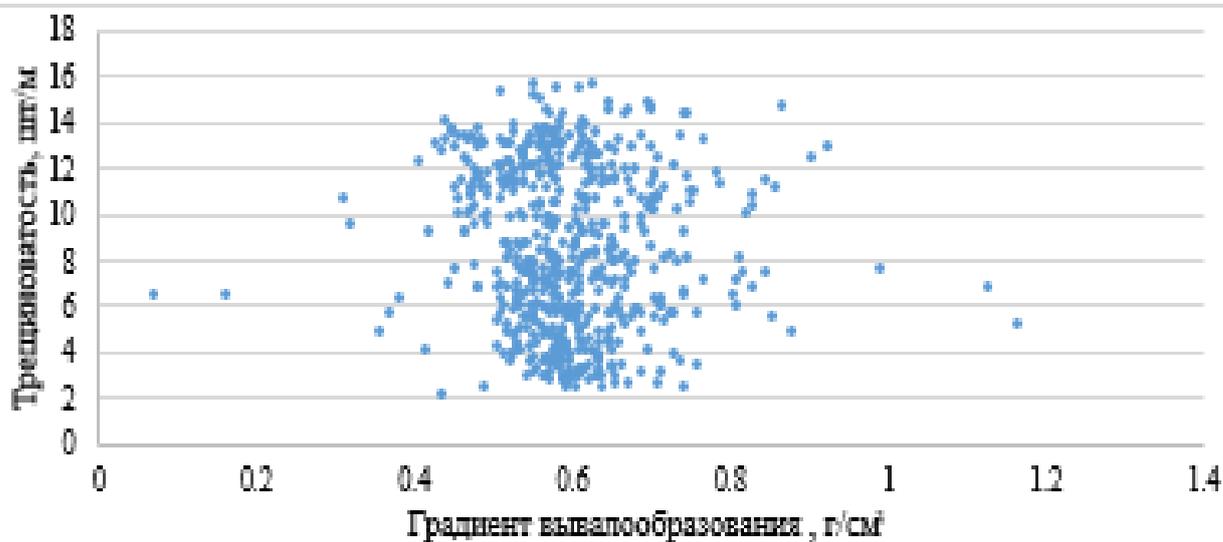
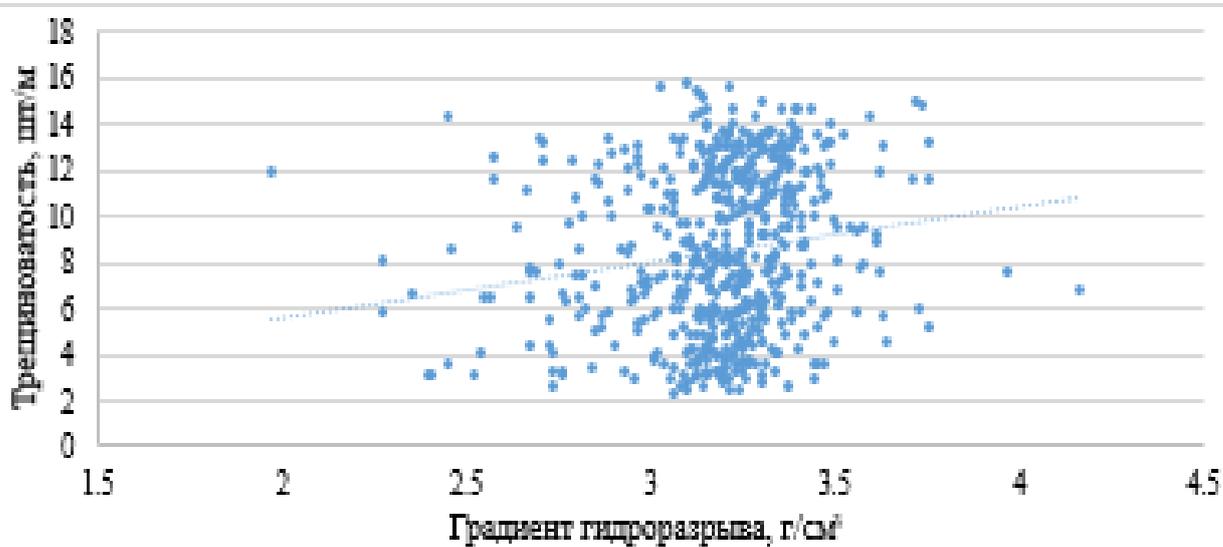
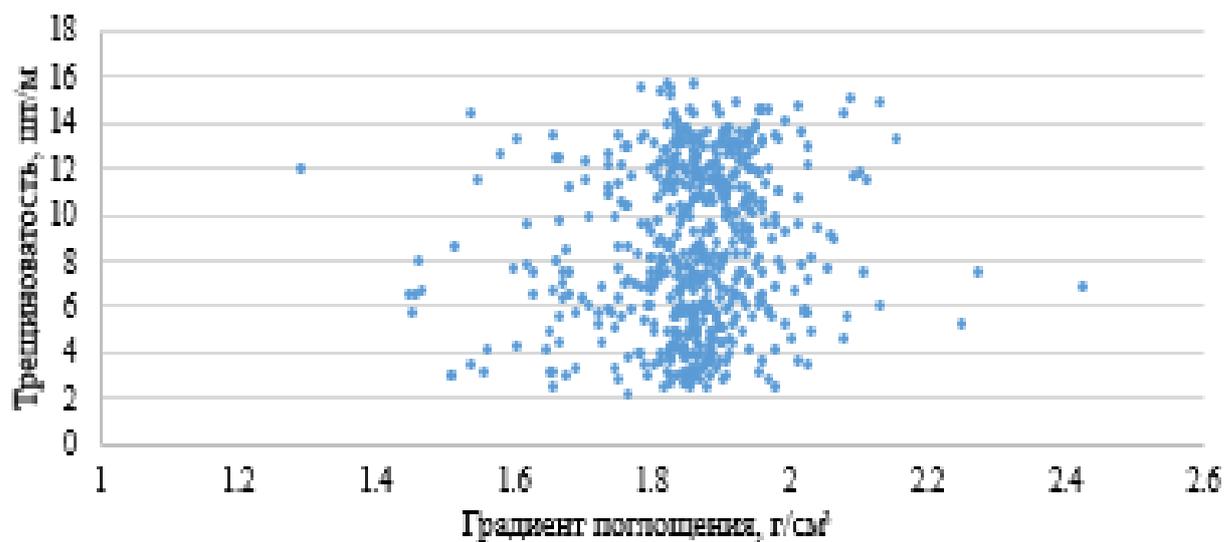


Рисунок Б. 4 – Зависимости интенсивности трещиноватости от градиентов поглощения, гидроразрыва и вывалообразования

ПРИЛОЖЕНИЕ В

OBJECT AND RESEARCH METHODOLOGY

Object of study. Well X of the Severo-Shinginsky oil field was taken as the object of study. Well depth is 3950 meters. This well is a vertical, prospecting and evaluating with an open bottomhole completion. The drilling was carried out according to the drilling plan, with water-based mud, without kicks and any complications during the process of drilling the well. Faults were not found in the drilling area of this well. A lot of geophysical studies, (table A.2) core sampling from target intervals were performed. According to logging and core data, a lithological interpretation of the cross-section was performed (Table A.1).

The subject of the study are cracks and their intensity along the entire wellbore. These fractures can be divided into natural and industry-related fractures.

the full logging complex analysis was carried out by an FMI (Fullbore formation microimager), which allows you to scan the wall of the well and evaluate its fracture, determine the intervals of breakouts and loss of stability of the wellbore. The intervals at which the study was performed by scanning are presented in table A.6

The target interval considered during the work is the pre-Jurassic deposits represented by the Paleozoic basement. These deposits are promising; studies have been repeatedly carried out on the territory of Western Siberia and an industrial production of hydrocarbons has been obtained. The total penetration of Paleozoic sediments with coring (diameter 80 mm) was 216.7 m. Linear core removal was 195.9 m or 90.4%. Rocks are represented mainly by fractured effusive deposits of various colors from gray to pink, “meat-red” and red-brown; there are intrusive deposits of granite, duanite-pyroxenite, granodiorite. The entire core is crimped by cracks healed by white calcite with increased chlorination.

Physical fundamentals of FMI. The equipment for scanning the walls of the wells makes it possible to obtain direct information about the propagation and orientation of cracks and faults. It can show a scan of the image of the borehole wall, obtained from electric scanners widely used in the oil and gas industry, which use a matrix of electrodes on the shoes attached to levers that press them against the borehole walls. Scanning equipment determines the contact resistance on the matrix of electrodes, which mixes in depth as the probe rises, providing as small a distance as possible between the measurement points. This type of equipment considers a detailed map of the heterogeneities of the wellbore, presenting with great accuracy the properties of bedding, cracks and tensile cracks caused by drilling. Due to the fact that the electrode matrix is in direct contact with the walls of the well, such devices are able to obtain a more detailed image of the boundaries than the downhole scanner, but provide less useful information about the section and shape of the well. This type of equipment is widely used in commercial applications. Some companies use equipment with four arms, others with six, so the data obtained covers different parts of the perimeter of the wellbore. Despite this, the principles of research are quite similar. The gaps between images in represent the area between the matrixes of electrodes on four arms, where the equipment does not register data.

Physical basis of the method. Figure B.1 illustrates the physical principles on which FMI instrument measurements are based. The voltage creates an alternating current (AC) emitted by each disk electrode in the lower section of the device and recorded by the electrode in the upper section of the device body. The streamline coming from each disk electrode initially focuses on a small volume of the formation that is in contact with the electrode. Further, the current lines propagate, covering a larger volume of rock between the lower and upper electrodes.

The measurement current consists of two components: a high-resolution component, modulated by changes in the resistivity of the reservoir volume, in the immediate vicinity of the disk electrode; low resolution component, modulated by the

specific resistance of the zone between the lower and upper electrodes. The use of alternating current as the measurement current allows one to minimize the influence of direct current generated by the friction of the arms against the well walls, as well as the effects of changes in the self-polarization potential (SP). The image of the wellbore is generated on the basis of current measurements by a system of disk electrodes. The high-resolution component makes a significant contribution to the formation of images, since its value can vary at one depth from one electrode to another.

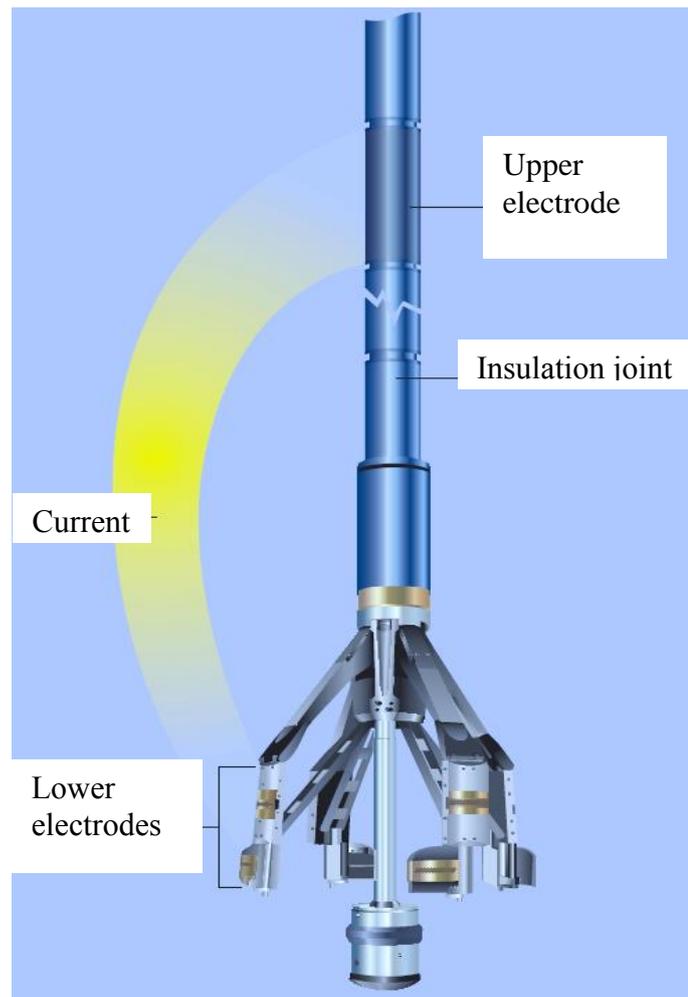


Figure B.1 – Direction of electric current FMI

The low-resolution component acts only as a gradually changing background. Changes in the microresistance associated with changes in the lithological and petrophysical properties of the rock, recorded mainly by the high-resolution component of the current, are interpreted on the images as texture features of the rock, in-situ

stratification, and cracks of various origins. FMI electrodes only record changes in resistivity, reflecting the correlation dependence on the electrical conductivity of the formation, and not the actual conductivity of the resistance. This is because the high- and low-resolution components recorded simultaneously are similar in magnitude and cannot be completely separated.

High-resolution curves recorded by the electrodes, as a rule, normalize the readings of lateral logging of shallow depth to obtain a resistivity curve. At shallow depths of the study, such a scaled curve gives a high-resolution resistivity diagram. The nominal resolution of the FMI corresponds to a diameter of its electrode of 5 mm. Theoretically, this suggests the possibility of determining the true size of objects more than 5 mm. Objects less than 5 mm may be visible depending on the degree of contrast of the resistivity of the object itself with the host rock. If an object is visible, then its size can be displayed on images no less than 5 mm. In accordance with the sampling theory, FMI images are recorded with a resolution of 2.5 mm (0.1 in) vertically and horizontally, which is half the quantization step, i.e., in accordance with the nominal resolution. To obtain a 0.1 inch horizontal resolution, the groups of electrodes on the main and flip shoes are arranged in two rows horizontally offset from each other.

Constructing of 1D geomechanical model. The 1D geomechanical model is a distribution of stresses and geomechanical properties of rocks depending on one spatial coordinate. To solve the problems of developing oil and gas fields, such a spatial coordinate is the depth. Thus, the 1D geomechanical model is a set of curves that reflect the change in stress and geomechanical properties of rocks in depth.

Stages of building a geomechanical model. To build a geomechanical model means to determine its components in space (stresses, pore pressure and geomechanical properties), necessary to solve the problem, as well as calibrate the resulting model on actual data. In general, the process of constructing a geomechanical model can be represented in the form of a pie chart (Figure B.2).

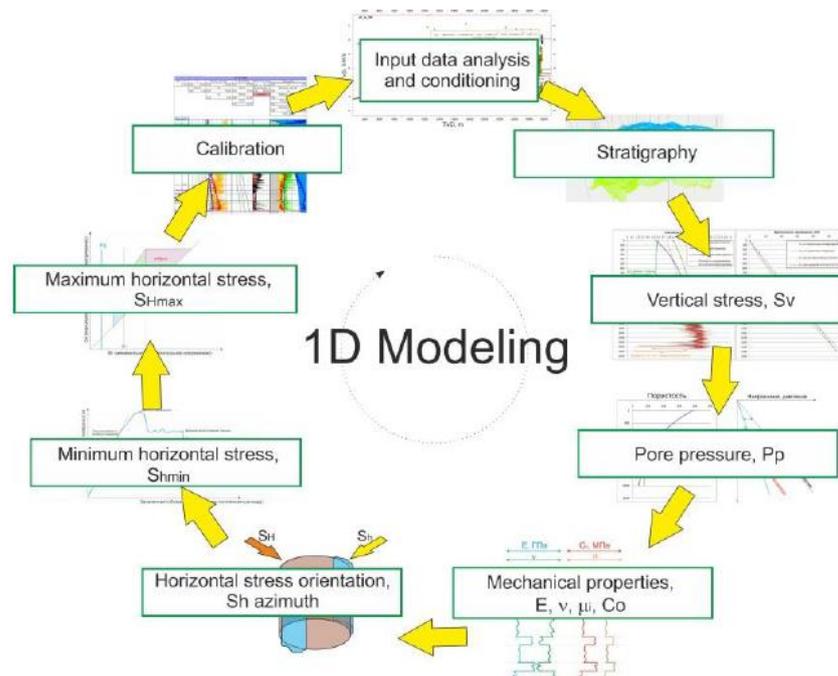


Figure B.2 – Stages of building a geomechanical model

The first step in constructing a geomechanical model is the collection and analysis of source information. It should be noted that, since it is necessary to determine the stresses and properties of rocks to build a model, the minimum amount of initial information should include:

1. Density logging;
2. Acoustic logging;
3. Mini-fracturing (or another test to determine the minimum horizontal stress);
4. Microimager.

In this case, the maximum load falls on the density and acoustic logs. Vertical stress - is determined using density logging, the minimum horizontal stress can be estimated using data from mini-fracturing and microimages, and the direction of the main stresses is perfectly determined by using acoustic logging, regional trends and well scan images. Formation pressure should ideally be estimated from a hydrodynamic study; otherwise, an assumption of a hydrostatic assessment of a given parameter is possible. At the same time, the determination of the mechanical properties of rocks should be carried out in laboratory conditions, but there are many correlation

dependencies for each type of rock that can be calculated in the presence of geophysical data from the well. Also, the main operation for evaluating the correctness and debugging of the model is calibration.

At the stage of analysis of the input data, it is necessary to control the quality of the source information, assess the completeness of the available information and plan the necessary correlations to supplement the necessary data.

RESEARCH RESULTS AND DISCUSSION

FMI method is an excellent way to obtain information on the Paleozoic basement and pre-Jurassic deposits: determination of crack types and fracture parameters, crack propagation density, field structure (identification of structural disagreements, tectonic disturbances, determination of dip angles and strike azimuths) o direction of stress.

To systematize the orientation of cracks, it is presented in the form of a fracture diagram - on polar azimuth grids, in foreign literature they are called stereonet (Figure B.3).

Natural fractures in a given well include non-conductive and conductive fractures. The azimuth of the incidence of natural cracks varies, but mainly varies in the range from 285 to 300 degrees in the northwest direction, as well as in the southeast direction between 120-135 degrees. The direction of the bearing azimuth is perpendicular to the bearing azimuth and leaves 195-210 and 15-30 degrees in the SW-NE directions, respectively. The spatial characteristics of induced-drilling cracks formed as a result of the well drilling process correspond to natural cracks. Conducting cracks have NW-SE direction of the bearing azimuth with different angles of incidence. This well is interesting in that there are intersecting fractures, possibly conjugate. Also, according to the interpretation, there are fault planes healed with a solid filler (possibly dolomite or bitumen).

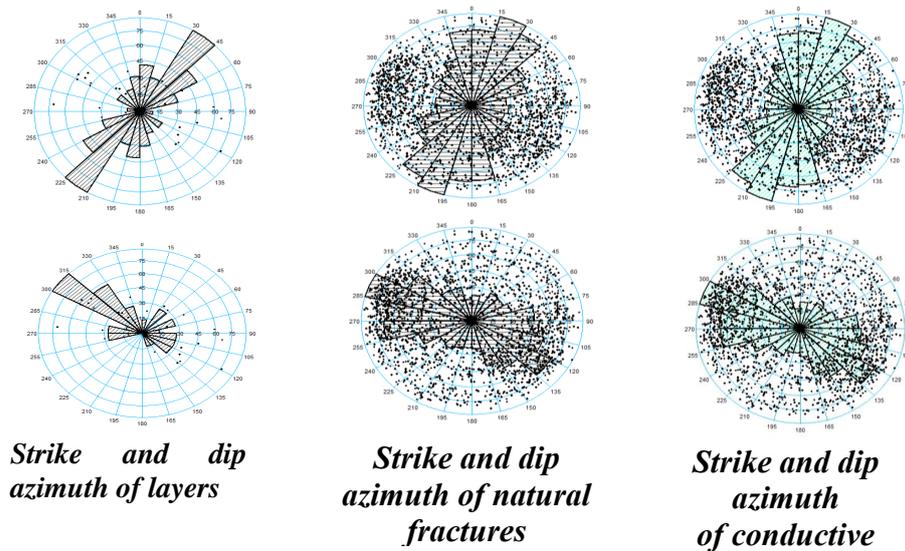


Figure B.3 – Azimuths of dip and strike of formations and conductive cracks in a well

Assessment of the relationship of the spatial characteristics of the fracture with the readings

At this stage, an analysis was made of the relationship between the readings of geophysical surveys of wells and spatial fracture parameters (dip angle and strike azimuth).

Assessment of the relationship with the density of rocks. For this analysis, stereonet were constructed, according to which an analysis was carried out on the relationship between density logging and fracturing. For this type of stereonet, a discrete “legend” was used with a density change from 1.9 to 3 g/cm³ in increments of 0.1 g/cm³. (Figure B.4)

During the analysis, we can conclude that in the well, in the studied interval, the most common rocks density is 2.5-2.6 g/cm³. Correlation is not observed.

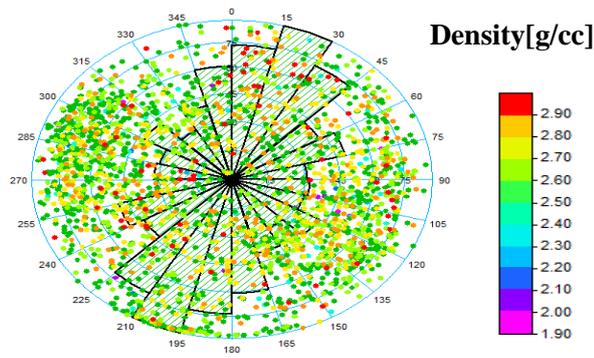


Figure B.4 – Stereonet with density logging

Estimation of communication with gamma-ray readings. A similar analysis was carried out with gamma-ray logging. In the well, gamma-ray logging readings vary from 6 to 32. gAPI. (Figure B.5) Most prevalent are breeds with values above 17 gAPI. The values of the logging are high enough, which is typical for clay. From the analysis of the data obtained by stereonets, it follows that the spatial characteristics do not have obvious correlation dependencies with gamma-ray readings.

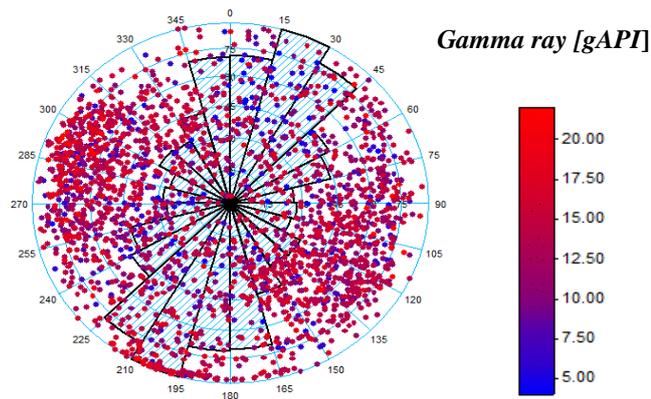


Figure B.5 – Stereonet with gamma-ray logging

Evaluation of the relationship with neutron logging. At this stage of the study, stereonets based on neutron log data (Figure B.4)

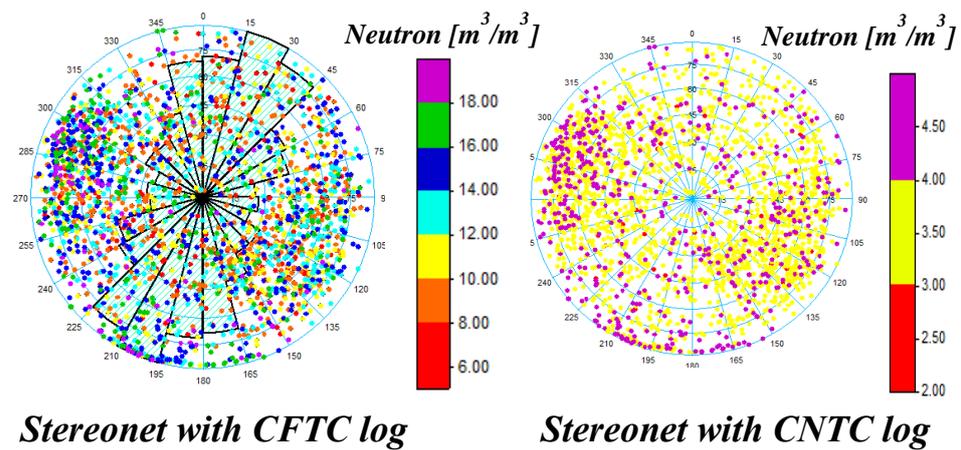


Figure B.6 – Stereonet with neutron logging

Analyzing the obtained stereonets, it can also be noted that the direction of the cracks is not connected with the values of neutron logging.

Based on the estimates of the relationship of the spatial characteristics of the fracturing with the well readings in this well, it was not possible to identify the relationship.

Assessment of the relationship of fracture intensity with logging. Fracture intensity is the number of fractures per meter of well. This parameter was calculated on the basis of initial data on the readings of FMI using the Petrel software product. As noted earlier, the density of fracturing, its intensity, very much affects the stability of the wellbore, the development and drilling process. From the analysis of the information received, the maximum value of intensity is 16 units per meter of well depth, and the minimum value is 2 units.

Assessment of the relationship with the density of rocks. Figure B.7 shows the relationship between the density of rocks of the pre-Jurassic deposits represented by the Paleozoic basement. Correlation is not observed; the data are represented by a “cloud” with a spread of fracture for the same rock density.

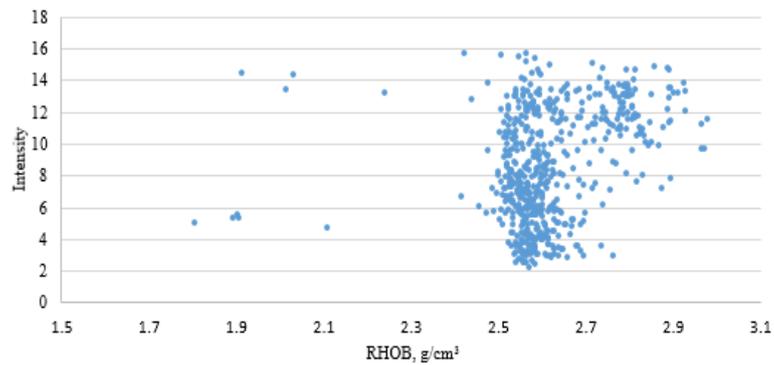


Figure B.7 – Relationship between fracture intensity and rock density

Estimation of the relationship fractures intensity with gamma-ray log data. Analyzing the graph below (Figure B.8), It can have concluded that there is no explicit correlation between the intensity and gamma-ray logging

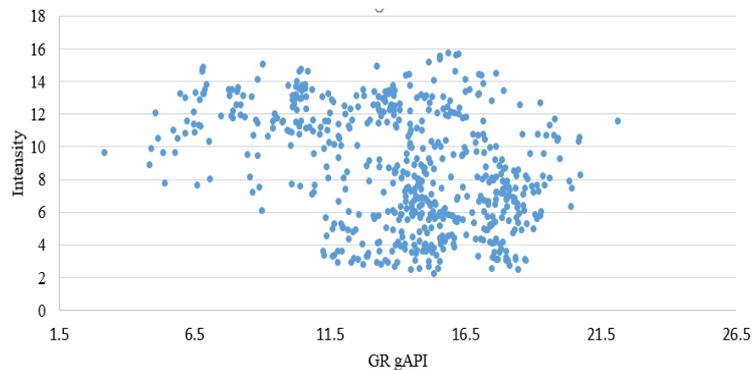


Figure B.8 – Relationship between fracture intensity and GR log

Evaluation of the relationship with neutron logging. In this section, graphs were constructed based on neutron log data CFTC and CNTC. Analyzing the graphs below (Figure B.9 and Figure B.10), we can draw conclusions:

1. The neutron log values have a wide range of values from 2 to 19 for CFTC and from 2 to 4.5 for CNTC;
2. A qualitative dependence between the parameters is observed, that with an increase in the neutron logging readings, a decrease in fracture is observed
3. There is no obvious quantitative dependence between this parameter and crack intensity.

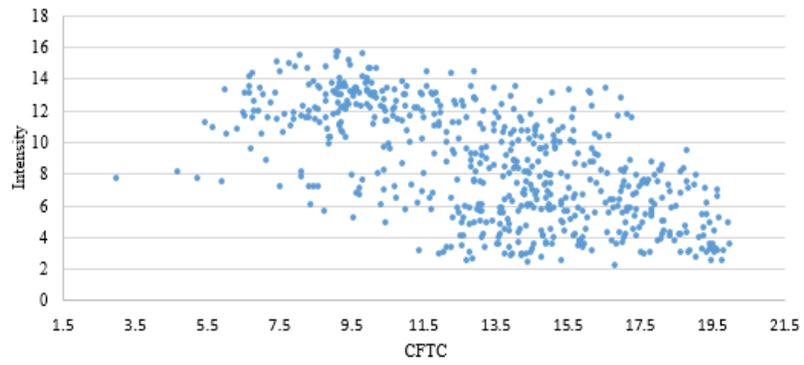


Figure B.9 – Relationship between fracture intensity and CFTC log

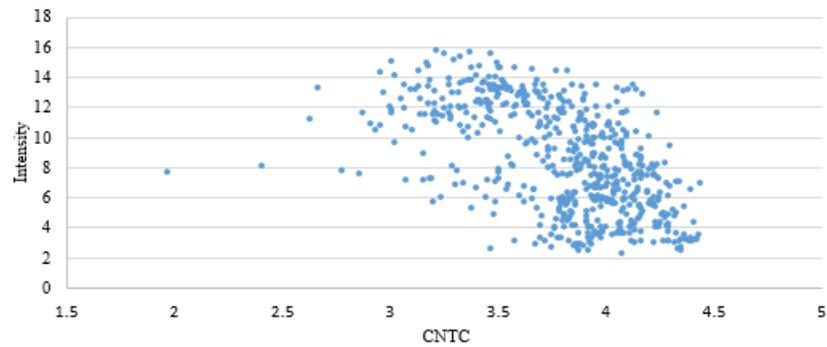


Figure B.10 – Relationship between fracture intensity and CNTC log

Comparison of fracture data with fault tectonics. Figure B.11 shows a comparison of the strike of faults with the strike of cracks identified by FMI. In general, there is a correspondence of the predominant azimuths of the strike of faults and cracks.

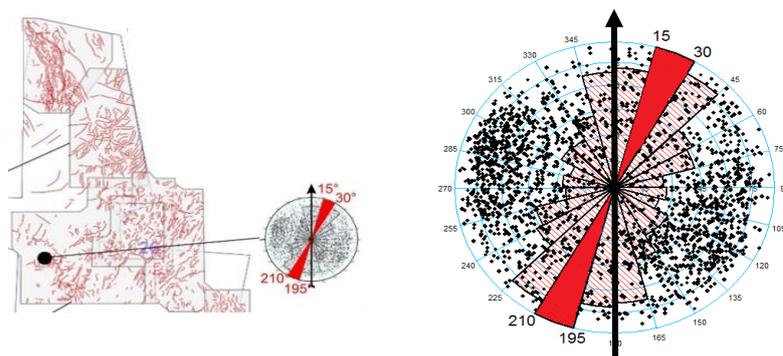


Figure B.11 – Comparison of the strike of faults with the strike of all cracks