

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

Институт Природных ресурсов
Направление подготовки 21.04.01 Нефтегазовое дело
Кафедра Проектирования объектов нефтегазового комплекса

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Построение геомеханических моделей геологических разрезов для расчета стабильности бурения горизонтальных скважин на нефтяных месторождениях

УДК 622.24

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ЦМ51	Урванцев Сергей Михайлович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Директор ЦППС НД	Рукавишников В.С.	PhD		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ

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

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Анализ входной информации и выбор опорной скважины 2. Определение упругих и прочностных свойств горных пород вдоль ствола скважины по имеющимся данным 3. Определение магнитуд и азимутов действия напряжения 4. Построение и калибровка одномерной геомеханической модели 5. Оптимизация процесса бурения путем расчета оптимальной траектории горизонтальной скважины с целью избежания аварий
<p>Перечень графического материала</p> <p><i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Схема стратиграфического расчленения палеозойских отложений 2. Полное напряженное состояние горных пород 3. Виды тектонических режимов и распределение действующих напряжений 4. Главные действующие напряжения в вертикальной скважине 5. Главные действующие напряжения в наклонно-направленной скважине 6. Зависимость интервального времени пробега и эффективной пористости 7. Сопоставление синтетических и измеренных данных акустического каротажа 8. Зависимость скорости прохождения поперечных и продольных волн 9. Восстановленная кривая плотностного каротажа 10. График напряжений для оценки величины максимального горизонтального напряжения 11. Ориентация вывалов горных пород и направление действия горизонтальных напряжений 12. Азимуты направления действия максимального и минимального горизонтальных напряжений 13. Пример интервала образования вывалов горных пород в интервале 1400-1450м. 14. Роза-диаграмма распределения напряжений для определения оптимальной плотности

	бурового раствора 15 и 16 - окно оптимальной плотности бурового раствора для глубины 2934м.
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
Основная часть	Рукавишников В.С.
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Белозеров В.Б.
Социальная ответственность	Мищенко М.В.
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
Все основные разделы – русский. Раздел «Результаты исследований» – английский.	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	28.06.2017
---	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Директор ЦППС НД	Рукавишников В.С.	PhD		28.06.2017

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ЦМ51	Урванцев С.М.		28.06.2017

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

Студенту:

Группа	ФИО
2ЦМ51	Урванцев С.М.

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

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

Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих

...

Нормы и нормативы расходования ресурсов

...

Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования

...

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ

...

Разработка устава научно-технического проекта

...

Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок

...

Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности

...

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

«Портрет» потребителя результатов НТИ

Сегментирование рынка

Оценка конкурентоспособности технических решений

Диаграмма FAST

Матрица SWOT

График проведения и бюджет НТИ

Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности НТИ

Потенциальные риски

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	28.06.2017
---	------------

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ЦМ51	Урванцев С.М.		28.06.2017

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2ЦМ51	Урванцев С.М.

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

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<p><i>Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения:</i></p> <p><i>вредных проявлений факторов производственной среды (метеоусловия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрации, электромагнитные поля, ионизирующие излучения)</i></p> <p><i>опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической, пожарной и взрывной природы) негативного воздействия на окружающую природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу)</i></p> <p><i>чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, экологического и социального характера)</i></p>	
<p><i>Знакомство и отбор законодательных и нормативных документов по теме</i></p>	
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p><i>Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:</i></p> <p><i>физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой;</i></p> <p><i>действие фактора на организм человека;</i></p> <p><i>приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ);</i></p> <p><i>предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства)</i></p>	
<p><i>Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:</i></p> <p><i>механические опасности (источники, средства защиты);</i></p> <p><i>термические опасности (источники, средства защиты);</i></p> <p><i>электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты);</i></p> <p><i>пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения)</i></p>	
<p><i>Охрана окружающей среды:</i></p> <p><i>защита селитебной зоны</i></p> <p><i>анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы);</i></p> <p><i>анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы);</i></p> <p><i>анализ воздействия объекта на литосферу (отходы);</i></p> <p><i>разработать решения по обеспечению экологической</i></p>	

<i>безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.</i>	
<i>. Защита в чрезвычайных ситуациях: перечень возможных ЧС на объекте; выбор наиболее типичной ЧС; разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС; разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий</i>	
<i>. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны</i>	
Перечень графического материала:	
<i>При необходимости представить эскизные графические материалы к расчётному заданию (обязательно для специалистов и магистров)</i>	

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	28.06.2017
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Мищенко М.В.	К.Г.-М.Н.		28.06.2017

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ЦМ51	Урванцев С.М.		28.06.2017

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Раздел (8)
RESULTS OF INVESTIGATION

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ЦМ51	Урванцев С.М.		

Консультант кафедры _____ ПОНК _____ :

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Зав. кафедрой	Меркулов В.П.	к.г.-м.н.		

Консультант – лингвист кафедры _____ ПОНК _____ :

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

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа включает 94 страницы текста пояснительной записки, 16 рисунков, 9 таблиц, 37 источников, два приложения.

Ключевые слова: бурение, стабильность скважины, горизонтальная скважина, геомеханика, плотность бурового раствора, прочность, упругие свойства.

Объектом исследований являлись горные породы вдоль всего геологического разреза на территории месторождения А., более детально были изучены палеозойские и юрские отложения.

Цель работы – геомеханический анализ напряженного состояния горных пород с целью предсказания стабильности ствола при бурении наклонно-направленных и горизонтальных скважин на нефтяном месторождении.

Для этого необходимо решить следующие задачи:

- проведение комплексного анализа геологической и геофизической информации;
- определение упругих и прочностных свойств горных пород;
- построение и последующая калибровка одномерной геомеханической модели;
- выделение зон и интервалов с повышенным риском возникновения осложнений при их бурении;
- заключение и последующие рекомендации для предотвращения аварий при бурении скважин.

В процессе подготовки выпускной квалификационной работы проводились исследования, направленные на оценку механических параметров горных пород; выполнен анализ действующих напряжений на территории месторождения; произведена оценка стабильности бурения скважины; а также произведена оценка экономической эффективности предлагаемых мероприятий.

В результате исследования предложена методика определения упругих свойств горных пород; проведено определение прочностных свойств для горных пород, характерных для данного разреза; выполнено определение магнитуды и направление действующих вертикальных и горизонтальных напряжений; выполнено построение и калибровка одномерной геомеханической модели; проектирование оптимальной траектории горизонтальной скважины с выбором оптимального места зарезки бокового ствола; выданы рекомендации для последующего бурения горизонтальных скважин для комплекса Ю-15 на данной территории.

ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ:

ГИС – геофизические исследования;

ГРП – гидравлический разрыв пласта;

ГТИ – геолого-технические исследования;

ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства;

ГК – гамма-каротаж;

АК - акустический каротаж;

КВ – кавернометрия;

ПС – метод потенциалов самопроизвольной поляризации;

ИК – индукционный каротаж;

БК – боковой каротаж;

ВИКИЗ – высокочастотное индукционное каротажное изопараметрическое зондирование;

НКТ – нейтронный каротаж по тепловым нейтронам;

МКЗ, МБК, МКВ – микрозондирование, микробоковой каротаж с микрокаверномером.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	15
1. ОБЗОР ЛИТЕРАТУРЫ.....	16
2. КРАТКАЯ ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА ИССЛЕДОВАНИЙ ...	17
2.1. Географическое описание района	17
2.2. Стратиграфия	18
Палеозойская группа	19
Девонская система	20
Каменноугольная система.....	21
Пермская система.....	21
Мезозойская группа – MZ.....	22
Кайнозойская группа – KZ.....	26
2.3. Тектоника	28
2.4. История открытия месторождения и нефтегазоносность.....	29
2.4.1. Палеозойский нефтегазоносный комплекс.....	30
2.4.2. Юрский нефтегазоносный комплекс.....	31
3. МЕТОДИКА ИССЛЕДОВАНИЙ.....	33
3.1. Краткое описание предлагаемого подхода	33
3.2. Напряженное состояние горных пород	34
3.3. Эффективное напряжение	36
3.4. Подготовка входных данных для построения геомеханической модели	38
3.4.1. Набор входных данных и выбор опорной скважины	38
3.4.2. Расчет упругих свойств	40
3.4.3. Угол внутреннего трения	46
3.4.4. Коэффициент Био.....	46
3.4.5. Прочность на одноосное сжатие.....	47
3.4.6. Вертикальное напряжение и поровое давление	48
3.4.7. Пластовое давление.....	49

3.4.8.	Минимальные и максимальные горизонтальные горные напряжения	49
3.4.9.	Определение направления действия максимального горизонтального стресса ..	52
4.	ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	54
5.	СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	58
5.1.	Анализ выявленных вредных и опасных факторов производственной среды	58
5.1.1.	Метеоусловия	58
5.1.2.	Вредные газы и химические реагенты	59
5.1.3.	Пожарная безопасность	60
5.1.4.	Охрана окружающей среды.....	61
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	66
	Дальнейшее применение одномерной геомеханической модели	68
	СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	70
	ПРИЛОЖЕНИЕ А	73
6.	RESULTS OF INVESTIGATION.....	73
6.1.	Wellbore stability overview.....	73
6.2.	Model matching and calibration	73
6.3.	Wellbore stability analysis.....	74
6.4.	Stress state analysis	74
6.5.	Trajectory planning and optimization.....	75
6.6.	Prediction of wellbore stability in horizontal well and further recommendations for drilling 76	
	ПРИЛОЖЕНИЕ Б.....	79
	Приложение 1. Информация о скважине 1011	79
	Приложение 2. Определение упругих свойств в лабораторных условиях	80
	Приложение 3. Скорости распространения акустических волн, упругие свойства. Проверка сходимости с керновыми данными.....	81
	Приложение 4. Определение прочности на одноосное сжатие для образцов-песчаников пласта Ю15.....	82

Приложение 5. Данные микроимиджера в скважине 1111 в интервале 3355-3359м.	83
Приложение 6. Входные параметры для дальнейшего построения геомеханической модели	84
Приложение 7. Анализ стабильности ствола скважины при бурении. Одномерная геомеханическая модель, откалиброванная на показанная каверномера (справа), где желтым показаны интервалы обвалов. Толстая черная линия – плотность бурового раствора.	87
Приложение 8. Точечный анализ напряженного состояния горных пород в зонах осложнений.	90
Приложение 9. Рекомендованная плотность бурового раствора для аварийных интервалов скважины 1011	93
Приложение 10. Расчет траектории горизонтальной скважины	94

ВВЕДЕНИЕ

Основной целью работы является геомеханический анализ горных пород с целью предсказания стабильности ствола при бурении наклонно-направленных и горизонтальных скважин на нефтяном месторождении.

Актуальность работы обусловлена тем, что на территории месторождения А встречались проблемы при бурении горизонтальных и наклонно-направленных скважин, а именно:

- катастрофические потери бурового раствора при бурении палеозойских отложений, представленных известняками, трещиноватыми известняками, доломитами и корой выветривания;
- отсутствие данных во время каротажа как следствие явлений поглощений бурового раствора и отсутствия циркуляции во время бурения;
- прихваты бурильного инструмента во время бурения и СПО, затруднения при спуске обсадных колонн на требуемую глубину.

Одной из возможных причин возникновения данных аварий является возникновение обвалов, связанных с разрушением и упругими деформациями пород во время бурения. Геомеханический анализ состояния горных пород на основе известных упругих и прочностных свойств среды позволяет предсказать данные изменения. Для оценки напряженного состояния горных пород используются: вертикальные и горизонтальные напряжения, обусловленные тектонической активностью на территории месторождения и их изменение в ходе процесса бурения вертикальных и наклонно-направленных скважин.

1. ОБЗОР ЛИТЕРАТУРЫ

Проблемы определения упругих свойств динамическими и статическими методами широко затронуты в работах Бельтюкова, Castagna, Crain E.R. [3, 5, 19].

Проблемами нехватки геофизической информации и восстановление недостающих данных путем получения синтетических кривых освещены в работах Заляева, Crain E.R. [5, 24].

Прочность горных пород, напряженное состояние в пластовых условиях, а также другие физические константы (угол внутреннего трения, константа Био и др.) подробно рассмотрены в работах Barton C.A., Chatterjee R., Emmanuel Detournay, Terzaghi [2, 4, 7, 13, 15].

Вопросы анализа стабильности ствола скважины, влияние пространственного размещения ствола скважины на риск возникновения обвалов – работы Zoback M.D, Moos D. [6, 11, 18]

Расчет траектории горизонтальных и наклонно-направленных скважин – работы J.Ford, Епихин А.В, Раба Х.Н. [8, 23, 30].

Применение геомеханического моделирования с целью выбора оптимального места зарезки дополнительного ствола – Хасанов М.М. [35].

Дальнейшее применение одномерной модели и развитие геомеханики - Zoback M.D., Larry W. Lake [6, 10, 20]

2. КРАТКАЯ ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА ИССЛЕДОВАНИЙ

2.1. Географическое описание района

Территория месторождения А. в административном отношении находится в Парабельском районе Томской области.

По ландшафтным условиям она представляет слабовсхолмленную равнину с колебанием абсолютных отметок рельефа от 90м в поймах рек до 122м на водоразделах. Местность характеризуется высокой степенью залесенности. Лесные массивы таежного типа с развитием смешанных пород (береза, осина, сосна, ель, пихта, кедр). Значительное распространение на территории имеют болота.

Гидрографическая сеть представлена р. Чижалка с ее притоками Арча, Тунжик, Ниж. Табога, Пасмондар и др. а также рядом мелких ручьев. Берега рек и ручьев обрывистые и заросшие мелким кустарником. Пойменные и заболоченные участки непроходимы для транспорта летом и труднопроходимы зимой.

Климат района резко континентальный с продолжительной холодной зимой (минимальные температуры нередко опускаются до -50°C) и коротким, относительно теплым летом (максимальные температуры в июле поднимаются до $+30^{\circ}\text{C}$). Снеговой покров устанавливается в конце октября – начале ноября и сходит в конце апреля – начале мая. Высота снежного покрова достигает на открытых участках 75-80 см. Ледостав на реках заканчивается в конце октября, а вскрытие рек начинается в первой декаде мая. Толщина льда достигает на реках 40-50 см. Территория относится к районам с избыточным увлажнением: за год выпадает более 500мм осадков, наибольшее количество их приходится на осенне-зимний период.

Дорожная сеть в районе работ не развита, населенных пунктов непосредственно поблизости месторождения нет.

2.2. Стратиграфия

В геологическом строении изучаемого района принимают участие три комплекса пород: кристаллический фундамент палеозойского возраста, образования промежуточного структурно-тектонического этажа триасового возраста и перекрывающая их мезозойско-кайнозойская толща осадочного чехла. В пределах этого участка в разрезе осадочного чехла выделяются отложения юрской, меловой, палеогеновой и четвертичной систем.

Наиболее древние породы в пределах Лавровского наклонного вала и его зоны сочленения с Нюрольской впадиной вскрыты на Малоичской, Тамбаевской, Солоновской, Западно-Еллейской площадях и представлены известняками, доломитами известковистыми, с незначительными прослоями глинисто-кремнистых пород, аргиллитов и алевролитов верхне-силурийского возраста.

В районе месторождения А. были вскрыты отложения нижнего отдела девонской системы, представленные мелководно-шельфовыми рифогенными фациями. Известняки доломитизированные насыщены скелетными остатками различного состава: кораллов, водорослей, остракод, строматопорат, брахиопод, фораминифер, мшанок и др. Породы отличаются неоднородной по разрезу доломитизацией с развитием неравномерной кавернозности, особенно в нижней части разреза.

Отложения среднего и верхнего девона вскрыты всеми скважинами на Урманно-Арчинской площади. В литологическом составе этой толщи преобладают известняки, известняки доломитизированные, реже доломиты.

В кровле палеозойские породы, как правило, изменены экзогенными процессами. Отмечается интенсивное развитие трещин, зон каолинизации, окремнения, сидеритизации. Влияние вторичных процессов благоприятно действовало на образование пустотного пространства в кровле карбонатных отложений (кора выветривания, пласт М).

Палеозойская группа

Разрез представлен девонскими мелководными карбонатными и терригенно-карбонатными породами. В Нюрольском СФР на основании кернового и палеонтологического материала установлены 2 типа разреза [22]:

1) рифогенный, подразделяемый на кыштовскую, армичевскую, солоновскую, надеждинскую, герасимовскую и лугинецкую свиты

2) депрессионный или бассейновый, в составе которого выделяют лесную, чузикскую и чагинскую свиты. Для Урмано-Арчинской площади характерен 1 тип разреза.

Возраст, определенный по ископаемым остаткам из керна скважин Урмано-Арчинской площади, изменяется от раннего до позднего девона. Стратиграфическое расчленение палеозойских отложений принято согласно [22] и приведено на Рис. 1

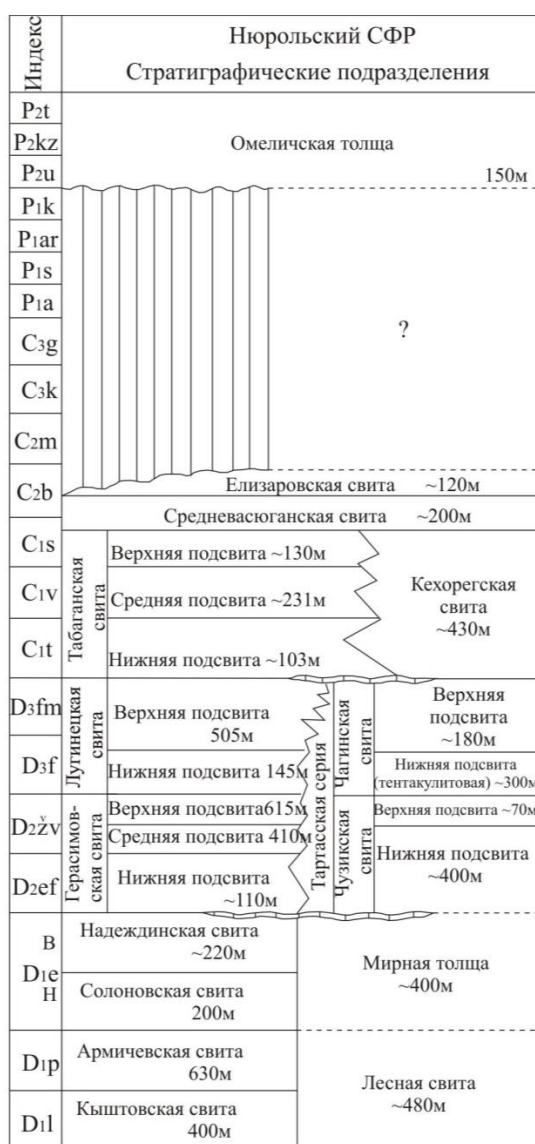


Рисунок 1 - Схема стратиграфического расчленения палеозойских отложений нюрольского структурно-фациального района

Девонская система

Нижний отдел

В нижнем отделе девонской системы выделены кыштовская, армичевская, солоновская и надеждинская свиты. Кыштовская свита (лохковский ярус) представлена известковистыми песчаниками, темно-серыми и серыми обломочными и биокластическими известняками с биостромами, мощностью около 400м.

Армичевская свита (пражский ярус) сложена темно-серыми глинистыми, местами биокластическими известняками, мергелями и аргиллитами мощностью до 630м.

В составе солоновской свиты (нижняя часть эмского яруса) принимают участие серые обломочные, биокластические, массивные известняки с прослоями аргиллитов мощностью до 200м.

Надеждинская свита (верхняя часть эмского яруса) сложена зеленовато-серыми и черными пелитоморфными и обломочными, глинистыми известняками мощностью около 220м.

Раннедевонский возраст определен по ископаемым остаткам в керне 46 и 49 Арчинских скважин, без отнесения к какому-либо ярусу.

Средний отдел

Средний отдел девона представлен герасимовской свитой (эйфельский и живетский ярусы), разрез которой слагают светло-коричневые и коричневые биогермные, биоморфные и биоморфно-биокластические известняки, мощностью около 70м. Свита делится на 3 подсвиты.

Верхний отдел

Верхний отдел сложен лугинецкой свитой (франский и фаменский ярусы), представленной светло- и темно-серыми, кремевыми илистыми известняками и известковистыми аргиллитами, с прослоями базальтовых туфов в верхней части. Свита состоит из 3 подсвит, общей мощностью более 600 м.

Прослои относительно «чистого» известняка представлены сгустково-комковатым органомленным известняком, сложенным сгустками и комками тонкозернистого кальцита и светло-серым мелкозернистым кальцитом. Порода образовалась за счет перекристаллизации тонко-коллоиднозернистого фораминиферового известняка.

Появление терригенного материала связано, по-видимому, с началом тектонической активности в прилегающих областях, их воздыманием и эрозией. В область мелеющего шельфа временными потоками приносились плохоокатанные несортированные песчаные частицы с выступов Межовского срединного массива, расположенного к западу от площади или Иртышско-Вахской возвышенности [21], находящейся на северо-западе. В промежуточные стадии отлагались глинистые известняки. Приток терригенного материала вызвал подавление карбонатной седиментации, гибель и быстрое захоронение карбонатообразующих организмов, что привело к повышенному содержанию органики в осадочных породах.

Каменноугольная система

Отложения каменноугольной системы несогласно налегают на девонские и развиты в крупных изолированных впадинах.

Табаганская свита (C_{1tb}) представлена (стратотип – скважина 9 Нижнетабаганская) темно-серыми, черными глинистыми известняками, иногда биокластическими. Толщина свиты около 460 метров.

Елизаровская свита (C_{2el}), входящая в каргасокскую серию среднего карбона, представлена (стратотип – скважина 27 Северо-Калиновая) темно-серыми, глинистыми, лито-и биокластическими известняками, мергелями, известковистыми алевритистыми аргиллитами. Толщина свиты до 365 метров. Отложения серии установлены в скважинах Калиновой, Широкой (скв. 53), Герасимовской площадей.

Каменноугольно-пермская система (нерасчлененные отложения) представлена отложениями эффузивно-осадочного типа. Этот тип осадков формировался, в основном, в отрицательных формах рельефа, сформированных на предыдущем этапе тектонической перестройки палеозойских отложений.

Пермская система

Отложения пермской системы представлены восточно-никольской серией (нижний отдел) и омеличской и армичевской толщей (верхний отдел). В пределах Нюрольской СФЗ отложения восточно-никольской серии представлены киевской (P_{1k}) толщей и чкаловской (P_{1ck}) толщей. Киевская толща представлена переслаиванием темно-серых аркозовых и кварцевых песчаников, алевролитов, известковистых аргиллитов с линзами конгломератов, углей, галькой известняков. Толщина свиты 50 – 110 м.

Чкаловская толща представлена зеленовато-серыми и пурпурно-красными аргиллитами, крупно-обломочными конгломерато-брекчиями и конгломератами с прослоями бурых среднезернистых известковистых песчаников с обломками и галькой эффузивов,

кремней, гранитов. Толщина отложений – от 50 до 70 метров. Чкаловская толща вскрыта на Львовской, Чагвинской, Арчинской площадях.

Отложения верхнего отдела Перми имеют ограниченное развитие в пределах Нюрольской СФЗ. Здесь выделяются две толщи: омеличская (лагунно-континентальный тип осадков) и арчинская (морской характер отложений).

Омеличская (P_{2om}) толща сложена сероцветными и черными тонкоплитчатыми аргиллитами с прослоями серых песчаников. Толщина отложений около 150 м. Установлена на Нижне-табаганской, Чагвинской площадях.

Арчинская (P_{2arc}) толща представлена глинистокарбонатными, серыми механокластическими породами. Толщина отложений от 50 до 140 метров. Прибрежно-морские карбонатные фации арчинской толщи оказались почти полностью разрушены в поздне триасовую стадию поверхностной деструкции.

Отложения триасовой системы установлены на близлежащей Нижнетабаганской площади (скважины 11, 12, 5) и представлены терригенными отложениями.

Для Урмано-Арчинской площади характерно развитие высокопористых аллитных, железистых, преимущественно бокситосодержащих отложений. Толщина этих отложений колеблется от нескольких метров в скважине 7 до 21 м. Контакт с подстилающими отложениями является резким.

Мезозойская группа – MZ

Юрская система – J

Карбонатные толщи девона с угловым и стратиграфическим несогласием перекрываются отложениями **юрской системы (J)**, включающими урманскую, тогурскую, тюменскую, васюганскую, георгиевскую и баженовскую свиты.

Урманская свита (J_{1g-s-p})

Отложения урманской свиты вскрыты во всех скважинах Урманской структуры и на крыльях Арчинского поднятия скважинами 45 АРЧ, 46 АРЧ. На выступах фундамента свита выклинивается. Отложения представлены углисто-аргиллитовой плинсбахской пачкой с пластом песчаников Ю₁₆₋₁₇. Аргиллиты темно-серые, массивные, битуминозные, сидеритизированные. Встречаются остатки раковинной фауны и растительный детрит. Мощность - 53 м.

Тогурская свита (J_{1t})

Отложения тогурской свиты также вскрыты во всех скважинах Урманской структуры, а также на крыльях Арчинского выступа в скважинах 44, 45, 46, 50. Свита представлена аргиллитами серыми, темно-серыми до черных, с зеленовато-буроватым оттенком. Аргиллиты массивные, плотные, крепкие, с раковистым и полураковистым изломом, иногда плитчатые, реже комковатые, с включением обуглившихся растительных остатков, слюдистые и сидеритизированные. В отдельных случаях отмечается известковистость и окремнение. Слабая слоистость обусловлена прослоями алевролитов или песчаников. Мощность отложений 40 м.

Салатская свита (J_{1t-a}) литологически представлена переслаиванием песчаников, алевролитов и аргиллитов, сформировавшихся в континентальных условиях. В верхней части пачка (часто маломощная) аргиллитов и алевролитов с пластом угля ($У_{14}$) близ кровли. Нижняя часть ($Ю_{15}$) сложена средне- и крупнозернистыми песчаниками, представляющими группу сближенных пластов, разделенных аргиллитами, часто углистыми. Песчаники темно-серого, серого цвета, часто с прослоями гравелитов, конгломератов и сидерита. Встречаются и линзы углей. Формирование песчано-алевролитистых отложений происходило в условиях речных систем разветвленного и меандрирующего типа. Толщина свиты равна 61 м. На месторождении А. с отложениями салатской свиты связан продуктивный пласт $Ю_{15}$.

Тюменская свита ($J_{2a-b-bt}$)

Свита сложена переслаивающимися песчаниками, алевролитами, аргиллитами с прослоями углей и характеризуется значительной фациально-литологической изменчивостью. В разрезе свиты выделяется 14 песчаных пластов ($Ю_2$ - $Ю_{14}$). В составе свиты выделяется три подсвиты.

Нижняя подсвита верхнетюменского возраста представлена представлена песчаными пластами $Ю_{11}$ - $Ю_{14}$. Высокая угленасыщенность, и сложное строение является наиболее характерной чертой нижнетюменской подсвиты. Песчаные пласты $Ю_{11}$ и $Ю_{14}$ развиты покровно, вскрыты всеми скважинами. Песчаные пласты $Ю_{13}$, $Ю_{12}$ не выдержаны по мощности, порой распространены только на отдельных участках в виде небольших по площади изолированных линз. Пласты представлены песчаниками светло-серыми, мелко-крупнозернистыми, средне-крепкоцементированными, участками слоистыми за счет углистого материала и намывов слюды. Коллекторские свойства песчаников неоднородны по площади и по разрезу.

Реперный угольный пласт $У_{10}$, мощностью около 10 м, уверенно прослеживается во всех скважинах Арчинской и Урманской площадей и отделяет нижнюю подсвиту от средней

и верхней. Средняя и верхняя подсвиты (байос-бат) представлены чередованием песчаников, алевролитов, аргиллитов и углей. С подсвитами связаны песчаные пласты Ю₂-Ю₁₀, которые сложены серыми мелко-среднезернистыми песчаниками.

Верхнетюменская подсвита слагает осадочный разрез байос-бата между угольными пластами У₆ и У₂. Роль песчаной составляющей в ней по сравнению со средней подсвитой увеличивается. Пласты Ю₃ – Ю₆ имеют значительную толщину (до 30-50м) и более, выдержаны по площади. Общая толщина свиты равна 336 м.

Васюганская свита (J_{2k} – J_{3o})

Васюганская свита подразделяется на нижнюю и верхнюю подсвиты.

Нижневасюганская подсвита представлена прибрежно-морскими фациями аргиллитов тёмно-серых до черных с маломощными прослоями песчаников и алевролитов.

Верхневасюганская подсвита сложена песчаниками и алевролитами с прослоями аргиллитов и углей. С подсвитой связан регионально продуктивный горизонт Ю₁, в составе которого выделяется песчаные пласты Ю₁¹, Ю₁², Ю₁³ и Ю₁⁴. К отложениям верхней части васюганской свиты на Арчинском месторождении приурочен продуктивный пласт Ю₁¹. Толщина свиты составляет 62 м.

Георгиевская свита (J_{3kt})

Отложения свиты на площади имеют незначительные толщины (около 1-2 м) и представлены глубокоководными фациями аргиллитов темно-серых, часто зеленоватых за счет присутствия глауконита.

Баженовская свита (J_{3v})

Битуминозные кремнистые аргиллиты баженовской свиты выделяются аномально высокой радиоактивностью, а также сопротивлением и акустическими свойствами, и являются региональным литологическим и геофизическим репером. Отложения свиты образовались в эпоху максимума волжской трансгрессии.

К кровле свиты приурочен наиболее ярко выраженный в платформенном разрезе отражающий сейсмический горизонт Б, характеризующий структурные особенности строения основного продуктивного комплекса отложений верхней юры. Мощность 42 м.

Меловая система (К)

Куломзинская свита (K_{1b-v})

Представлена аргиллитами с множеством маломощных пропластков алевролитов. В кровле залегает песчаная толща, в низах свиты – ачимовская пачка, сложенная известковистыми песчаниками, которые содержат пачку темно-серых, иногда битуминозных аргиллитов. Толщина свиты составляет 257 м.

Тарская свита (K_{1v})

Сложена светло-серыми мелкозернистыми кварц-полевошпатовыми и полимиктовыми песчаниками с гидрослюдисто-хлоритовым цементом. Толщина тарской свиты - 70 м.

Киялинская свита (K_{1g-br})

В составе свиты преобладают лагунные глины с прослоями песчаников. Толщина свиты - 754 метров.

Алымская свита (K_{1a})

Отложения алымской свиты делятся на породы нижней и верхней подсвит. Нижнеалымская подсвита представлена серыми, светло-серыми, кварц-полевошпатовыми песчаниками. Верхняя подсвита сложена темно-серыми и черными глинами каолинит-хлорит-монтмориллонитового состава. Толщина свиты равна 88 м.

Покурская свита (K_{1a-al}-K_{2s})

Сложена серыми и зеленовато-серыми песками и песчаниками с глинистым и глинисто-известковистым цементом. Встречаются прослои мергелей, глинистых известняков, включения растительного детрита. Толщина свиты составляет около 783 м.

Кузнецовская свита (K_{2t})

Морские осадки кузнецовской свиты представлены зеленовато-серыми плотными алевритовыми глинами, с незначительными прослоями песчано-алевритовых пород. Характерно наличие аутигенного пирита, глауконита, фосфатных минералов. Толщина свиты - 38 м.

Ипатовская свита (K_{2k-st})

Свита представлена песками, глинами, песчаниками. Толщина свиты равна 134 м.

Славгородская и ганькинская свиты (K₂kt-m)

Сложены морскими глинистыми отложениями. В ганькинской свите отмечена обильная фауна фораминифер и остракод. Толщины свит соответственно 73 и 129 метров.

Кайнозойская группа – KZ

Образования *палеогеновой системы (Pg)* представлены морскими глинистыми отложениями *талицкой (палеоцен)*, *люлинворской (эоцен)* и *чеганской (верхний эоцен+н.олигоцен) свит*, а также озерно-аллювиальными фациями *некрасовской серии (ср.+верх.олигоцен)*, толщины которых равны 61 м, 43 м, 58 м и 95 м, соответственно.

Отложения *неогеновой системы (N)* сложены серыми и светло-серыми разномерными песками с подчиненными прослоями серых и коричневатых глин. В кровле свиты залегает пласт гумусированной породы типа погребенной почвы.

Отложения *четвертичной системы (Q)* несогласно залегают на размытых осадках миоцена и верхнего олигоцена, кровля их является современной орографической поверхностью. Толщина пород, представленных суглинками, песками, глинами и супесями, составляет до 20 метров.

Таблица 1 - Номенклатура стратиграфических разбивок, принятых в отчете

Группа	Система	Отдел	Ярус	Свита	Подсвита	Маркер	
1	2	3	4	5	6	7	
Мезозой	Меловая	Верхний	турон	кузнецовская		K2t	
			Апт-альб	Алымская-покурская		K1a+al	
		Нижний	Готтерив-баррем	киялинская		K1g+br	
			валанжин	тарская		K1v	
			Берриас-нижний валанжин	куломзинская		K1b	
		Юрская	Верхний	волжский	баженовская		B
	келовой-оксфорд			келовой-оксфорд		J30	
	Средний		байос-бат	тюменская	Верхняя+	J2b	
			аален		Средняя		
	Нижний		тоар	тогурская	Нижняя	J2a	
			геттанг-плинсбах	урманская		J1t	
					Кора выветривания		M
	Pz	Девонская	Нижний-верхний				M1

2.3. Тектоника

Разрез исследуемой площади представлен 2 структурными этажами: доюрские образования и мезо-кайнозойским осадочным чехлом.

По отложениям фундамента Урмано-Арчинская площадь расположена в Нюрольском структурно-фациальном районе Центрально-Западно-Сибирской складчатой системы, которая имеет герцинский возраст стабилизации.

В палеозое на территории Западной Сибири господствовал геосинклинальный тектонический режим, на фоне растяжения земной коры происходило прогибание докембрийского основания и накопление мощной осадочной толщи [31]. В девоне на исследуемой площади в пределах наложенных впадин и прогибов Межовского срединного массива образовывались карбонаты и накапливалась карбонатно-глинисто-сланцевая формация.

В конце палеозоя завершилась собственно геосинклинальная фаза развития и режим растяжения сменился сжатием. Межовский срединный массив и покровные карбонатные отложения были переработаны позднегерцинской складчатостью. В это время были заложены основные пликативные и дизъюнктивные структуры, осадочные отложения выведены выше уровня моря и подверглись эрозии.

В мезозое Западно-Сибирский бассейн вступил в плитную стадию развития, когда шло медленное прогибание дна бассейна, сопровождавшееся накоплением терригенных осадков. По отложениям мезо-кайнозойского осадочного чехла район приурочен к Чузикско-Чижапской мегаседловине, расположенному на юго-востоке Нюрольской мегаседловины. Чузикско-Чижапская мегаседловина является зоной сочленения Лавровского мегавала на юго-западе и Пудинского мезоподнятия на северо-востоке рассматриваемой территории. На северо-западе мезоседловина ограничена Нюрольской мегавпадиной, а на юге-востоке – Калчаганским мезовыступом. Структуры осадочного комплекса носят унаследованный характер и отображают структурные элементы фундамента с постепенным выполаживанием вверху по разрезу. Унаследованный характер структурных элементов, проникновение разрывных нарушений в отложения чехла свидетельствуют об активизации тектонических движений в мезозое и кайнозое. Эта активизация происходила, скорее всего, по ослабленным зонам, связанными с существовавшими разрывными нарушениям позднегерцинского заложения. Мезоседловина осложнена значительным количеством локальных поднятий, наиболее крупными из которых являются: Нижне-Табаганское, Арчинское, Урманское, Южно-Урманское.

2.4. История открытия месторождения и нефтегазоносность

В административном отношении территория месторождения находится в пределах Парабельского района Томской области.

Изучение геологического строения района работ началось в 1947 году с геологической, а затем аэромагнитной и гравиметрической съёмками, проводившимися с целью выделения крупных структурно-тектонических элементов и выбора направления нефтепоисковых работ. С 1957 года были начаты сейсморазведочные работы МОВ в комплексе с глубоким бурением, сопровождаемым ГИС, направленные на поиск и разведку структурных залежей нефти и газа в меловых, юрских отложениях и отложениях фундамента. Основанием для постановки поискового бурения на Арчинском поднятии послужили структурные построения, выполненные по результатам сейсморазведочных работ МОГТ 1981-1982 г.г. Проектом поискового бурения предусматривалось бурение 7 поисковых скважин на палеозойские отложения с изучением юрских песчаных пластов в отложениях васюганской и тюменской свит. По окончании поискового этапа был разработан проект разведки Арчинского месторождения.

Геологический разрез Арчинского месторождения представлен образованиями палеозойского доплатформенного комплекса и мезозойско-кайнозойских осадочных отложений платформенного чехла.

Арчинское газоконденсатно-нефтяное месторождение входит в состав Казанского нефтегазоносного района Васюганской нефтегазоносной области юго-восточной части Западно-Сибирской провинции, обладающей высокими прогнозными и разведанными запасами углеводородов и широким стратиграфическим диапазоном распространения залежей. По наличию региональных геологических и сейсмических реперов с учетом условий формирования отложений осадочного чехла и образований фундамента в геологическом разрезе данного региона выделяется шесть нефтегазоперспективных комплексов, являющихся самостоятельными объектами поиска:

- 1) нефтегазоносный горизонт зоны контакта палеозойских и мезозойских отложений (пласты М и М₁);
- 2) геттанг-раннетоарский комплекс (пласты Ю₁₆-Ю₁₇);
- 3) позднеетоар-ааленский комплекс (пласты Ю₁₁-Ю₁₅);
- 4) байос-батский (пласты Ю₂-Ю₁₀);
- 5) келловей-волжский (группа пластов Ю₁);
- 6) меловой комплекс (пласты группы Б).

2.4.1. Палеозойский нефтегазоносный комплекс

Продуктивность установлена в карбонатной формации верхнего палеозоя (пласт М1) и в отложениях кор выветривания (пласт М).

Коллектор пласта М1 представлен органогенно-обломочным известняком, трещиноватым, кавернозным, местами доломитизированным. Карбонаты имеют шельфовый генезис. Многочисленными исследованиями установлено, что первоначальные фильтрационно-ёмкостные свойства, обусловленные фациальной природой отложений, были в значительной степени утрачены. Современные ФЕС карбонатных пород Урмано-Арчинской площади являются результатом:

- 1) нескольких циклов эпигенетических преобразований (выщелачивание, перекристаллизация, залечивание, и т.д.),
- 2) гипергенных изменений, произошедших во время пребывания пород выше эрозионной поверхности (выщелачивание, карст, кавернообразование и т.д.);
- 3) трещиноватости, вызванной несколькими фазами тектонической активности.

Основные перспективы обнаружения участков с улучшенными ФЕС на участке работ могут быть связаны с зонами повышенной трещиноватости, которые возникли или были обновлены неотектоническими движениями.

Основная залежь пласта М1 на Арчинском месторождении - газоконденсатно-нефтяная, массивного типа, с газовой шапкой, приурочена к выступу карбонатного фундамента девонского возраста.

Пласт М1

Продуктивность карбонатных отложений пласта М1 установлена в скважинах 40, 41, 42, 43, 44, 45, 46, 49, 1179, 1191, 1193, 1199 Арчинские. Пористость карбонатных отложений меняется от 1.8 (скв.1193 АРЧ) до 26.8 (скв.42 АРЧ). По данным оперативного подсчёта запасов ВНК на Арчинском поднятии принят на абс.отметке -3002 м по подошве нефтенасыщенной части пласта в скв.41 АРЧ). Газовая шапка выявлена по результатам испытания четырех скважин: 40, 41, 42 и 43, которые расположены в сводовой части структуры. Отметка ГНК принята на уровне -2941 м.

Пласт М

Приурочен к отложениям коры выветривания и имеет не повсеместное распространение. На Арчинском месторождении кора выветривания вскрыта в скважинах

40, 41, 42, 46 и 1199. По данным испытания пласт газонасыщен в скважинах 40 и 41, в остальных скважинах пласт заглинизирован. Общая мощность их меняется от 2 м (скв.43 АРЧ) до 15 м (1199 АРЧ). В погруженных участках палеорельефа и в сводовой части структур кора выветривания отсутствует.

2.4.2. Юрский нефтегазоносный комплекс

Признаки нефтенасыщения в керне (скв.46 АРЧ) и непромышленные притоки нефти (скв.45 УРМ) получены из пласта Ю16 урманской свиты и из пластов Ю14-15 тюменской свиты в низах осадочного чехла. В скважине 51 АРЧ на Северо-Табаганском поднятии из пласта Ю16 урманской свиты получен газ.

По данным промыслово-геофизическим исследованиям песчаники пласта Ю14-15 в скважинах: 45, 51, 1191, 1179, 1199 - нефтенасыщены, а по пласту Ю13 в скважинах 41, 44, 46, 51, 1191, 1179, 1199.

По пласту Ю12 нефтенасыщенных интервалов по данным ГИС не обнаружено. По данным заключения ГИС в скважине 40 АРЧ пласт Ю11 нефтенасыщен в интервале глубин 2930.52-2935.75 м (абс.отметка -2811.1-2816.33 м). В скважинах 43, 51, 1191, 1193 АРЧ насыщение не ясно или пласт заглинизирован (41, 42, 44, 45, 49, 50 АРЧ).

По данным заключения ГИС пласт Ю10 в скважинах 40, 42, 44 АРЧ нефтенасыщен. В скважинах 51, 1191 АРЧ насыщение не ясно или коллектор отсутствует (41, 43, 45, 46, 49, 50, 1179, 1193 АРЧ).

По материалам интерпретации ГИС нефтенасыщенные интервалы по пласту Ю9 выделяются в скважинах 41, 46 АРЧ. В остальных скважинах насыщение не ясно (43, 49 АРЧ) или пласт водонасыщен (44, 45, 50, 51, 1191, 1179 АРЧ).

В пластах Ю8, Ю7, Ю6, Ю4, Ю3, Ю2 нефтепроявлений не обнаружено. За исключением пласта Ю2 в скважине 42 АРЧ, где интервал глубин 2695.15-2698.06 м интерпретируется как песчаник нефтенасыщенный.

Установлена залежь нефти в пласте Ю1 скв.50 АРЧ в пределах Восточно-Арчинского локального поднятия. Нефтяная залежь является пластово-сводовой водоплавающей. Первоначально при опробовании в открытом стволе интервала (абс.отметка -2515-2551м) получен приток нефти 0.6 м³/сут и 4.5 м³/сут воды с буровым фильтратом. Затем, при испытании интервала абс.отметок -2525-2529 м получен приток чистой нефти 9.7 м³/сут; интервала абс.отметок -2525-2539 м - смешанный приток (дебит нефти 1.2 м³/сут, воды - 10.08 м³/сут). И при испытании интервала абс.отметок -2544-2546 м получен приток воды

дебитом 4.32 м³/сут. Следовательно, по результатам испытаний, ВНК находится в интервале 2529-2544 м.

Залежь структурно ограничена от Арчинского поднятия прогибом. При испытании скв.40 АРЧ в верхней части пласта Ю1 (абс.отметка -2490-2504 м) получен приток воды 101.68 м³/сут. По ГИС в других скважинах Арчинского поднятия пласт оценивается как водонасыщенный.

3. МЕТОДИКА ИССЛЕДОВАНИЙ

В данном разделе последовательно будут изложены основная теоретическая часть о возникновении тектонических напряжений, механических свойствах горных пород, а также приведены методики расчетов всех необходимых данных для дальнейшего построения геомеханической модели.

3.1. Краткое описание предлагаемого подхода

Построенная геомеханическая модель описывает основные действующие напряжения и их направление действие, пластовое давление и механические свойства горных пород. Таким образом, нестабильность ствола скважины при бурении является функцией плотности бурового раствора и параметров бурения. При применении геомеханического анализа появляется возможность уменьшить стоимость бурения скважины путем сокращения времени строительства и проектированием новых скважин с целью уменьшения вероятности возможных осложнений и аварий при бурении. Также, если такие осложнения появляются, геомеханический анализ позволяет изучить природу возникновения данных явлений и в кратчайшие сроки выработать эффективную методику устранения последствий данных аварий.

Поскольку геомеханические параметры, такие как величины горных напряжений, поровое давление и предел прочности горных пород находятся вне нашего контроля, существует несколько методик для предотвращения аварий при бурении [11]:

- проектирование конструкции скважины с целью предотвращения возникновения зон осложнений при бурении;
- изменение плотности бурового раствора, параметров бурения, минимизация механических повреждений горных пород при спуско-подъемных операциях, поддержание необходимого объемного расхода буровыми насосами
- оптимизация проводки траектории скважины с целью полного или частичного избегания осложнений во время бурения (изменение глубины, азимута и зенитного угла скважины)
- увеличение максимального давления, при котором происходит развитие трещины ГРП, путем изменения условий в системе скважина-пласт, путем применения специальных реагентов или путем нагрева.

Таким образом при применении геомеханического анализа (особенно на ранних стадиях разработки месторождения) происходит снижение стоимости капитальных затрат на строительство скважин что в конечном итоге увеличивает экономическую привлекательность проекта.

3.2. Напряженное состояние горных пород

Полное напряженное состояние горных пород описывается тензором напряжений, включающим в себя девять компонент: три из них являются нормальными напряжениями, в котором силы приложены перпендикулярно поверхности. Шесть остальных являются касательными напряжениями, силы которых приложены вдоль поверхности действия (Рис.2).

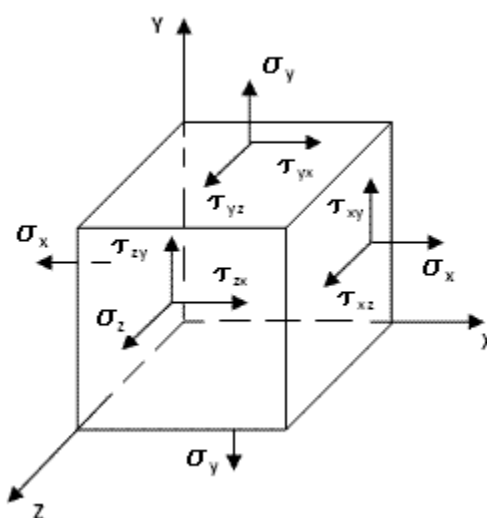


Рисунок 2 - Полное напряженное состояние горных пород

Напряжения, действующие вдоль трех главных осей, называются главными напряжениями: вертикальное напряжение S_v и два горизонтальных S_{Hmin} и S_{Hmax} .

Величины данных напряжений в пластовых условиях определяются тектоническими силами и гравитационной составляющей. Кроме того, локальные тектонические нарушения и нарушения техногенного характера влияют на распределение и величины данных напряжений, что необходимо учитывать при геомеханическом анализе.

Взаимное отношение трех главных напряжений зависит от тектонического режима на данной территории. Выделяют три типа, каждый из которых характеризуется своим взаимным отношением величин трех главных напряжений (Рисунок 3):

1. Нормальный тектонический режим, при котором происходит формирование нормальных сбросо-сдвиговых нарушений:

$$S_v > S_{Hmax} > S_{Hmin};$$

2. Тектонический режим с формированием сбросо-сдвиговых нарушений, с присутствием латеральной составляющей:

$$S_{Hmax} > S_v > S_{Hmin};$$

3. Тектонический режим с преобладанием сдвиговых нарушений:

$$S_{Hmax} > S_{Hmin} > S_v.$$

где S_v – вертикальный стресс; S_{Hmax} – максимальное горизонтальное напряжение; S_{Hmin} – минимальное горизонтальное напряжение.

Выбор той или иной тектонической модели будет влиять на результаты геомеханического анализа и будет использоваться при последующем расчете магнитуд горизонтальных напряжений.

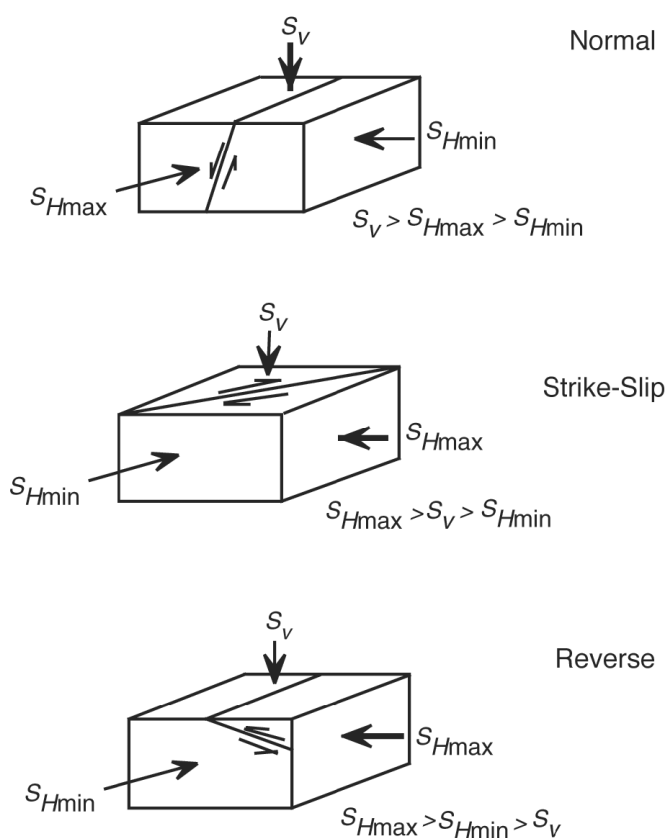


Рисунок 3 - Виды тектонических режимов и распределение действующих напряжений

3.3. Эффективное напряжение

Математически, взаимосвязь между напряжением и поровым давлением определяется как эффективное напряжение. Эффективное напряжение – часть от общей приложенной внешней нагрузки, непосредственно действующая на скелет горной породы [16]. Из лабораторных исследований Terzaghi 1924 были установлены взаимосвязи величины эффективного напряжения и скорости прохождения акустических волн, пористости, объемной плотности, электрического сопротивления и прочностных свойств, что дает возможность определить значения эффективных напряжений с помощью измерения данных физических параметров [16].

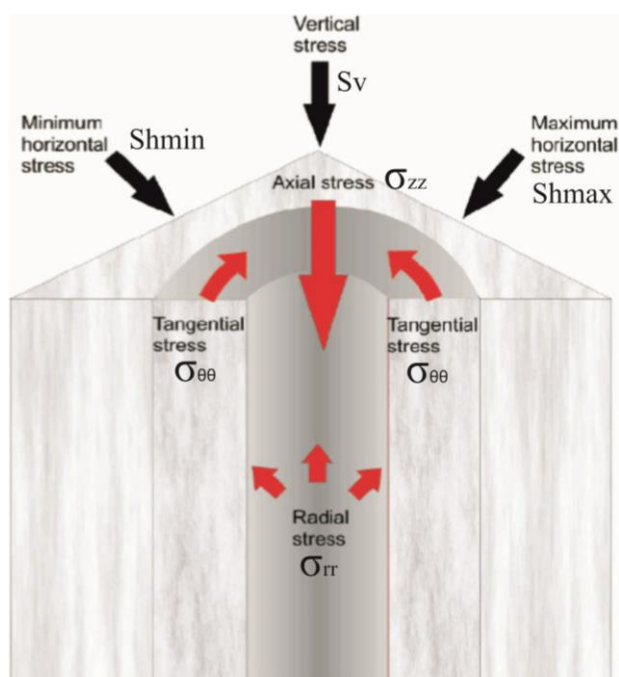


Рисунок 4 - Действующие напряжения в вертикальной скважине

Для вертикальной скважины при условии гомогенной и изотропной среды (горной породы) и сонаправленности направления вертикального стресса и оси скважины, напряженное состояние горных пород на стенках скважины будет описываться тремя составляющими:

1. Эффективное тангенциальное напряжение

$$\sigma_{\theta\theta} = S_{Hmin} + S_{Hmax} - 2(S_{Hmax} - S_{Hmin}) \cos 2\theta - 2P_p - \Delta P - \sigma^{\Delta T} \quad (1)$$

2. Эффективное вертикальное напряжение, действующее вдоль оси скважины:

$$\sigma_{zz} = S_v - 2\nu(S_{Hmax} - S_{Hmin}) \cos 2\theta - P_p - \sigma^{\Delta T} \quad (2)$$

3. Эффективное радиальное напряжение:

$$\sigma_{rr} = \Delta P. \quad (3)$$

где S_{Hmin} и S_{Hmax} – минимальное и максимальное горизонтальное напряжение соответственно; θ – азимут действия максимального горизонтального стресса S_{Hmax} ; P_p – поровое давление; ΔP – разность пластового давления и гидростатического давления столба жидкости, создаваемого буровым раствором; $\sigma^{\Delta T}$ – термические напряжения, возникающие в результате изменения температуры на величину ΔT ; ν – коэффициент Пуассона; S_v – вертикальное напряжение.

Напряженное состояние горных пород в наклонно-направленных и горизонтальных скважинах сильно отличается от вертикальной скважины. Это связано с несовпадением осей действия главных напряжений и осей самой скважины. Поэтому для выполнения дальнейших расчетов необходимо определить угол ω между осью скважины и поверхностью перпендикулярной к поверхности действия минимального напряжения σ_{tmin} .

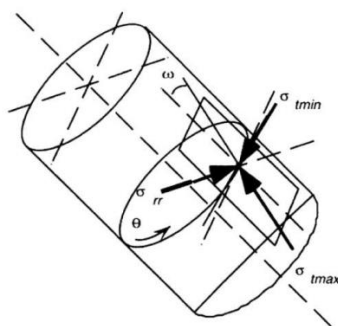


Рисунок 5 - Главные действующие напряжения в наклонно-направленной скважине

Путем преобразований [6], основные действующие эффективные напряжения, описанные выше, в случае наклонно-направленной скважины описываются как:

$$\begin{aligned} \sigma_{zz} &= \sigma_{33} - 2\nu(\sigma_{11} - \sigma_{22}) \cos 2\theta - 4\nu\sigma_{12} \sin 2\theta \\ \sigma_{\theta\theta} &= \sigma_{11} + \sigma_{22} - 2(\sigma_{11} - \sigma_{22}) \cos 2\theta - 4\sigma_{12} \sin 2\theta - \Delta P \\ \tau_{\theta z} &= 2(\sigma_{23} \cos \theta - \sigma_{13} \sin \theta) \\ \sigma_{rr} &= \Delta P \end{aligned} \quad (4)$$

Тогда, главные действующие эффективные напряжения σ_{tmin} и σ_{tmax} определяются по формуле:

$$\begin{aligned}\sigma_{tmax} &= \frac{1}{2} \left(\sigma_{zz} + \sigma_{\theta\theta} + \sqrt{(\sigma_{zz} - \sigma_{\theta\theta})^2 + 4\tau_{\theta z}^2} \right) \\ \sigma_{tmin} &= \frac{1}{2} \left(\sigma_{zz} + \sigma_{\theta\theta} - \sqrt{(\sigma_{zz} - \sigma_{\theta\theta})^2 + 4\tau_{\theta z}^2} \right)\end{aligned}\quad (5)$$

Возникновение обвалов горных пород зависит от величины эффективного напряжения, которое в свою очередь прямо зависит от прочности самих горных пород, пластового давления и веса столба жидкости, создаваемого буровым раствором.

При превышении предела прочности горной породы, характеризуемым прочностью на одноосное сжатие, происходит разрушение породы с последующим обвалом:

$$\sigma_{эфф} \geq [\sigma], \quad (6)$$

где $\sigma_{эфф}$ – эффективное напряжение; $[\sigma]$ – прочность на одноосное сжатие.

Различают два основных типа вывалов горных пород:

- 1) Вывал горных пород связанный с действием вертикального эффективного напряжения.
- 2) Вывал горных пород вызванный тангенциальными напряжениями.

Как следует из вышесказанного и формулы 6, обвалы горных пород связанные с действием эффективного вертикального напряжения и, следовательно, не могут быть предотвращены путем увеличения веса бурового раствора. Это требует проведения дополнительного анализа напряженного состояния горных пород в интервалах повышенного риска возникновения обвалов.

3.4. Подготовка входных данных для построения геомеханической модели

3.4.1. Набор входных данных и выбор опорной скважины

Набор необходимых входных данных для построения одномерной геомеханической модели включает в себя:

- данные плотностного каротажа;
- данные акустического каротажа;

- каверномер;
- механические тесты на лабораторных образцах керна (тест на одноосное и всестороннее сжатие, определение упругих свойств статическим и динамическим методом);
- данные о проведенной процедуры ГРП;
- данные о типе скважины, конструкции и типа окончания;
- отчеты о бурении скважины, аварий при бурении и возникающих осложнений и т.д.

На территории месторождения А все скважины наклонно-направленные, с последующей зарезкой одного или нескольких боковых стволов в зонах представляющих повышенный интерес. Выбор наиболее подходящей скважины для первоначального геомеханического анализа и построения модели будет производиться на основе наличия максимального набора данных. Подборка и сравнение наиболее репрезентативных скважин представлено в Таблица 2.

Таблица 2 - Сравнительная таблица об имеющихся данных по скважинам

Тип данных/номер скважины	48-Р	1011	1111	1309
Тип скважины	Вертикальная	Наклонно-направленная	Наклонно-направленная	Многозабойная горизонтальная
Плотностной и акустический каротажи, каверномер	+	+	-	+
Данные керновых испытаний	+	+	+	-
Данные о проведенном ГРП	-	+	+	-
Специальные исследования (кросс-дипольный акустический каротаж, микроимиджер, испытатель пластов)	-	-	+	-
Данные о конструкции скважины, отчет о бурении	-	+	-	-

Как видно из Таблица 2, наиболее подходящей является наклонно-направленная скважина №1011 с полным набором необходимых входных данных и была выбрана в качестве опорной для дальнейших расчетов.

Интервалы записи проведенных исследований, данные о конструкции скважины, выписка из отчета о бурении, а также данные и результаты интерпретации лабораторных исследований образцов керна находятся в приложениях 1-3.

3.4.2. Расчет упругих свойств

Упругие свойства горных пород характеризуют влияние приложенной внешней нагрузки на деформацию тел. Для измерения значений упругих свойств применяют два основных метода: статический и динамический.

В основе динамического метода лежит изучение характера распространения упругих колебаний в образцах горных пород. По сравнению со статическим методом обладает рядом преимуществ, а именно: неразрушение образца в процессе проведения испытаний и возможность проведения испытания в полевых условиях. Однако не является прямым методом измерения прочностных и упругих свойств горных пород и, следовательно, не может быть использован в дальнейших расчетах ввиду возможной разницы величин, подсчитанных динамическим и статическим способами [28]. В этом случае, для получения статических величин необходимо либо:

- а) применение корреляционных зависимостей статических и динамических упругих свойств [19];
- б) проведение статических тестов.

Основным динамическим методом является импульсный метод, при котором излучатель и приемник акустических колебаний расположены на противоположных концах образца, делая возможным измерение времени пробега продольных и поперечных акустических волн. Интервальная скорость акустической волны определяется как:

$$V = \frac{1000000}{t} \quad (7)$$

где V – скорость волны м/с, t – интервальное время пробега, мкс.

В скважинных условиях измерение времени пробега производится при помощи акустического каротажа. Скорость пробега для продольной волны в этом случае определяется аналогичным образом.

На территории месторождения А., кросс-дипольный акустический каротаж с измерением продольной, а также поперечных волн в двух направлениях проводился только в одной скважине, в интервале отметок 2950-3100м абсолютных глубин, что не позволяет использовать его для интерпретации и определения упругих свойств горных пород.

В опорной скважине, акустический каротаж проводился в интервале глубин 1116-3200м, что является достаточным для полного описания и выделения основных литологических типов. Ввиду отсутствия записи акустического каротажа в интервалах направлениях 0-300м и кондуктора 300-1100м предлагается использовать синтетическую кривую, рассчитанную на основании физической зависимости коэффициента пористости и скорости пробега упругих волн [5]. Полученная корреляция позволяет восстановить данные акустического каротажа по известным значениям эффективной пористости (Рисунок 6).

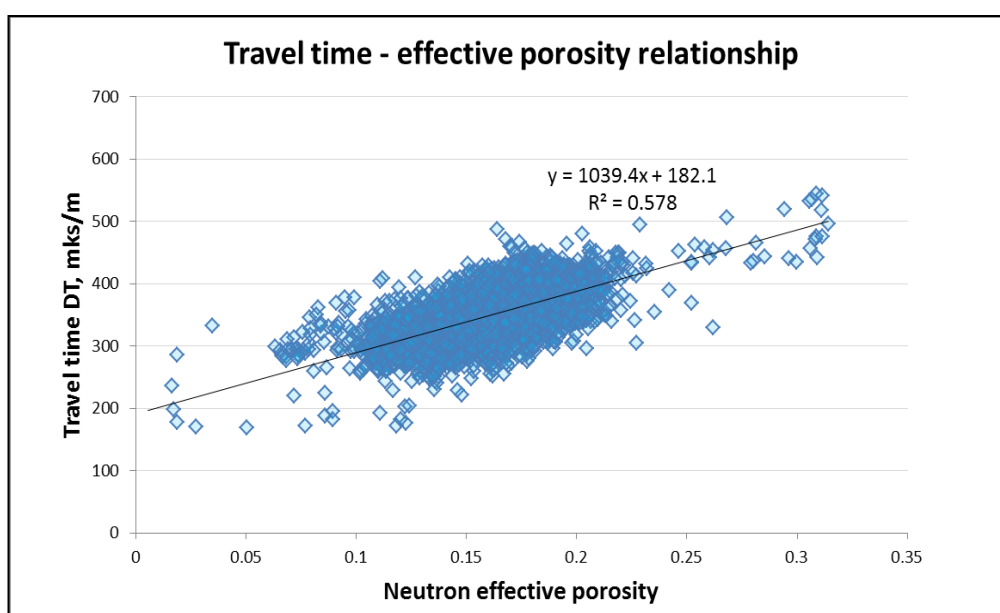


Рисунок 6 - Зависимость интервального времени пробега акустических волн и значений эффективной пористости. Коэффициент корреляции $R^2=0.578$

Полученная таким образом синтетическая кривая для дальнейшей проверки была сопоставлена с реально измеренными значениями по данным акустического каротажа (Рисунок 7).

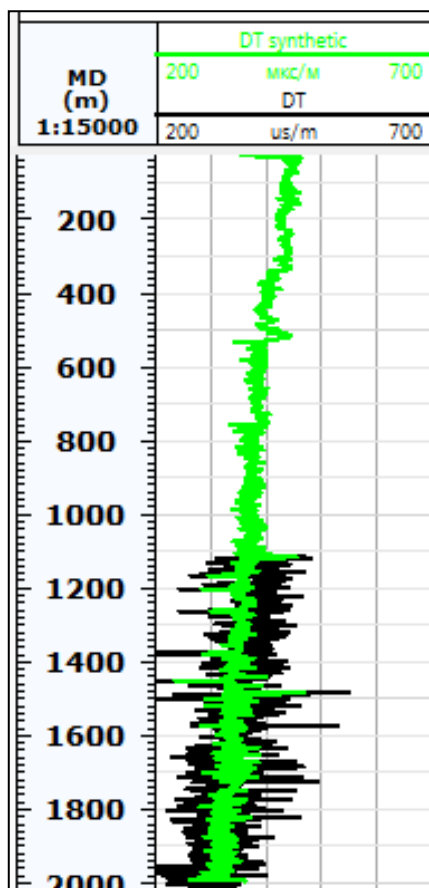


Рисунок 7 - Сопоставление синтетических и измеренных данных акустического каротажа в верхней части разреза. Зеленым цветом показана синтетическая кривая, черным – измеренные значения

Для определения скорости пробега поперечных волн автором предлагается использовать корреляционные зависимости скоростей продольных и поперечных волн. Используя данные динамических тестов для 103 образцов на месторождении А, все горные породы могут быть разделены по литологическому и фациальному признаку на две большие группы:

- 1) мелко-, средне-, крупнозернистые полимиктовые песчаники с карбонатным и глинистым цементом;
- 2) отложения коры выветривания, известняки, трещиноватые известняки

Каждая из групп характеризуется корреляционной взаимосвязью скоростей пробега поперечных и продольных волн (Рисунок 8).

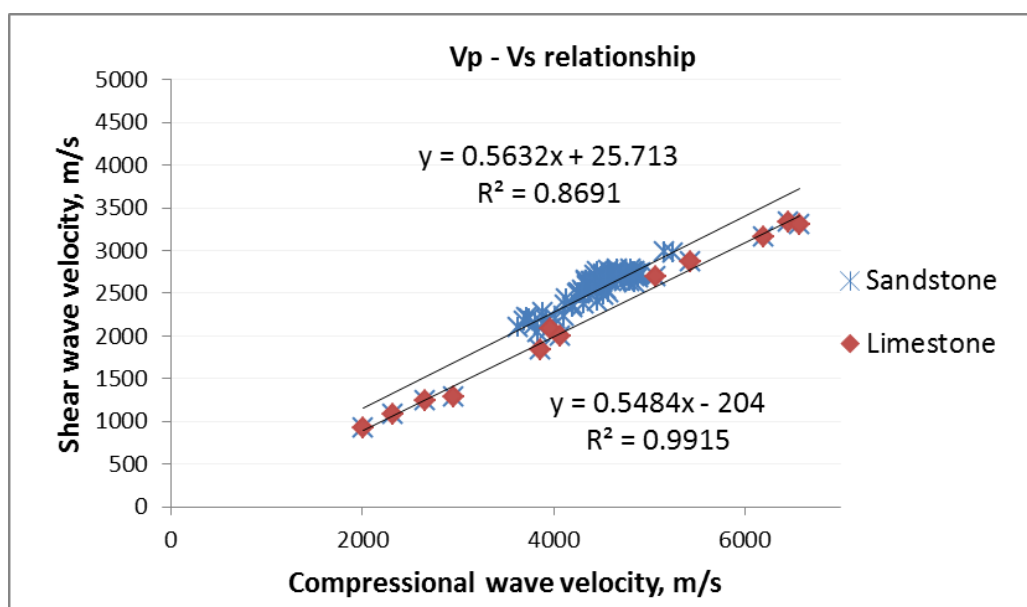


Рисунок 8 - Зависимость скорости прохождения поперечных и продольных волн

Для угленосных и глинистых отложений были использованы эмпирические зависимости [3]. Результаты занесены в Таблица 3.

Таблица 3 - Эмпирические корреляции для определения скорости пробега поперечных волн

№	Литология	Уравнение для расчета скорости поперечной волны V_s , м/с	Источник
1	Аргиллит	$V_s = 0.8042 \cdot V_p - 855.9$	(Castagna, 1985)
2	Песчаник	$V_s = 0.5632 \cdot V_p + 25.713$	Core measurements
3	Уголь	$V_s = 0.4811 \cdot V_p + 3.82$	(Castagna, 1985)
4	Известняк	$V_s = 0.5484 \cdot V_p - 204$	Core measurements

Модуль Юнга E характеризует степень относительной деформации в направлении одноосного сжатия/растяжения или степень жесткости породы и определяется как:

$$E = \frac{S}{\varepsilon_h}, \quad (8)$$

где S – величина напряжения, МПа; ε_h – величина относительной деформации в продольном направлении.

Коэффициента Пуассона ν является безразмерной величиной определяющей взаимную зависимость продольных и поперечных относительных деформаций и находится по формуле:

$$\nu = \frac{\varepsilon_h}{\varepsilon_v}, \quad (9)$$

где ε_h и ε_v - величины относительных деформаций в продольном и поперечном направлениях соответственно.

При применении динамического метода значения обоих коэффициентов могут быть определены используя объемную плотность и скорости прохождения продольных и поперечных волн [19]:

$$\nu_d = 0.5 \frac{\left(\frac{Vp^2}{Vs^2} - 2\right)}{\left(\frac{Vp^2}{Vs^2} - 1\right)}, \quad (10)$$

$$E_d = 2\rho \cdot Vs^2(1 + \nu_d) \quad (11)$$

где Vp – скорость распространения продольной волны, км/с; Vs – скорость распространения поперечной волны, км/с; ρ – объемная плотность, г/см³.

Для описания напряженного состояния горных пород обязательно использование значений статических упругих свойств, полученных в результате лабораторных тестов [19]. На месторождении А было отобрано 15 образцов для определения сжимаемости, из них – 2 в опорной скважине. В приложении 2 и 3 показаны результаты механических тестов на сжимаемость горных пород, значения коэффициентов Пуассона и модуля Юнга, использованные для последующего расчета.

Значения статических модулей упругости определяются путем эмпирических корреляций. На сегодняшний момент не удается установить точные взаимосвязи между значениями динамического и статического коэффициента Пуассона ввиду влияния различных факторов [5]:

1. Проведение испытаний на ненасыщенных образцах (в отличие от восстановленного состояния),
2. Возникновение механических повреждений в процессе выпиливания образца
3. Изменение формы порового пространства
4. Анизотропия свойств, как по вертикали, так и по латерали

5. Возможная ошибка измерения, как во время проведения каротажа, так и во время лабораторных экспериментов.

На основании вышесказанного, статический коэффициент Пуассона может быть получен введением поправочного коэффициента 0.92 для обеспечения сходимости с результатами керновых испытаний.

Статический модуль Юнга определяется использованием корреляции Modified Morales [5]:

$$E_{st} = 10^{(A + B * \log(E_d))} \quad (12)$$

где А и В – эмпирические коэффициенты, зависящие от значения коэффициента пористости.

Таблица 4 - Эмпирические коэффициента для корреляции Modified Morales

Коэфф. пористости	А	В
<10	-5.612	1.775
0.1 - 0.15	2.137	0.6612
0.15 - 0.25	1.829	0.6920
> 0.25	-0.4575	0.9402

Сопоставление значений рассчитанный статических упругих свойств (коэффициент Пуассона и модуль Юнга) приведено ниже в Таблица 5.

Таблица 5 - Сравнение значений статических упругих свойств

Параметр	Глубина, м	Литология	Значение по лабораторным данным	Рассчитанное значение
Модуль Юнга E_{st} , МПа	3132-3140	Песчаник	35.6	33.4
Коэффициент Пуассона ν_{st}			0.245	0.252

3.4.3. Угол внутреннего трения

Является величиной, характеризующей угол при котором начнется скольжение зерен горных пород под действием нормально действующих напряжений или как угол наклона к горизонтали, когда тело, расположенное на склоне, начинает скользить. Угол трения определяется основным лабораторным тестом или некоторой эмпирической корреляцией. Типичное значение угла трения составляет 20-25 градусов для глин и 35-45 градусов для прочных крепко-цементированных пород. В лабораторных условиях значение угла внутреннего трения для конкретного образца определяется по графику зависимости нормальных и касательных действующих напряжений при проведении теста на всестороннее сжатие, как значение угла наклона линии ϕ характеризующей предел прочности породы (Приложение 4) [13]. Значения полученные путем применения эмпирической корреляции Dick Plumb [12] были сопоставлены с лабораторными данными (Таблица 7). Угол внутреннего трения ϕ определяется как:

$$\phi = 26.5 - 37.4(1 - \phi - Vsh) + 62.1(1 - \phi - Vsh)^2 \quad (13)$$

где ϕ – общая пористость; Vsh – объемная глинистость, определенная по данным ГК.

Ограничением применения корреляции является расчет только для песчано-глинистых отложений. Для расчета угла внутреннего трения карбонатных пород сделано допущение о постоянной величине угла внутреннего трения, составляющей 35 градусов [34].

3.4.4. Коэффициент Био

Давление флюидов в горной породе уменьшает величину эффективного напряжения, действующего на скелет матрицы горной породы. Закон записывается в следующей форме [15]:

$$\sigma_{eff} = \sigma - \alpha, \quad (14)$$

Где α – коэффициент Био; P_p – поровое давление; σ – внешняя нагрузка.

Таким образом, коэффициент Био α характеризует отношение объема вытесненного флюида на единицу изменения общего объема горной породы, т.е. описывает степень сжимаемости порового пространства [7]. Предполагая, что насыщение породы флюидом не влияет на величину модуля сдвига, для крепких и цементированных пород может быть определен по корреляции Krief porosity [17]:

$$\alpha = (1 - (1 - \phi_{eff})^{3.8}), \quad (15)$$

где ϕ_{eff} – эффективная пористость.

Для несцементированных пород [17]:

$$\alpha = \frac{-184.05}{1 + e^{(\phi+0.565)/0.1082}} + 0.99494 \quad (16)$$

3.4.5. Прочность на одноосное сжатие

Прочность на одноосное сжатие характеризует величину давления, которое способен выдержать образец и может быть определена двумя способами. Первый – проведение теста на одноосное сжатие в ходе которого образец нагружается до момента разрушения. Фиксируя величину приложенной силы и зная площадь нагружаемой поверхности образца, величина прочности на одноосное сжатие может быть определена. Кроме того, при измерении продольных и поперечных деформаций, модуль Юнга и коэффициент Пуассона могут быть также определены [13].

Лабораторные испытания на одноосное сжатие были проведены на 11 образцах. Из них в опорной скважине – 2. Ввиду недостаточного количества тестов значения были определены по эмпирическим корреляциям для ранее выделенных 4 типов горных пород (.

Таблица 6).

Таблица 6 - Эмпирические корреляции для расчета прочности горных пород

№	Литология	Уравнение для расчета прочности на одноосное сжатие	Источник
1	Аргиллит	$0.77 (304.8 / \Delta t)^{2.93}$	Horsrud (2001)
2	Песчаник	$2.45 * (V_p / 1000)^{1.92}$	(A. Azimian, 2014)
3	Уголь	$0.004 \rho^{2.4}$	(Chatterjee, 2013)
4	Известняк	$135.9 \exp(-4.8\phi)$	(Rzhevsky V, 1971)

Второй способ оценки – метод всестороннего сжатия. Образец помещается в ячейку Гука которая обеспечивает равномерное и всестороннее боковое обжатие и нагружается продольно. Каждому значению давления бокового обжима соответствует значение приложенной вдоль продольной оси силы [13]. Значения прочности на одноосное сжатие

определяется с графика зависимости давления обжатия и приложенной нагрузки (Приложение 4).

Сравнительный анализ рассчитанных значений по эмпирическим корреляциям и их сопоставление с данными керновых исследований приведен в таблице ниже (Таблица 7).

Таблица 7 - Сравнение значений прочности на одноосное сжатие для образца песчаника 3132-3140м

Параметр	Тест на одноосное сжатие	Тест на всестороннее сжатие	Рассчитанное значение
Значение прочности на сжатие, МПа	48.08	47.36	51
Угол внутреннего трения	-	32	34
Количество образцов	2	5	-

3.4.6. Вертикальное напряжение и поровое давление

Горное давление S_v в конкретной точке пласта создается толщей вышележащих пород и может быть рассчитано по формуле [30]:

$$S_v = \sum_{k=0}^n \rho g h, \quad (17)$$

где ρ – плотность горной породы в кг/м^3 , g – ускорение свободного падения м/с^2 , h – мощность пласта данной горной породы.

Объемная плотность горной породы вдоль ствола скважины может быть непосредственно получена с данных плотностного каротажа. Данный тип каротажа в опорной скважине был проведен в интервале эксплуатационной колонны 1116-3200м, что не является достаточным для точного расчета вертикального горного напряжения. Синтетическая кривая плотностного каротажа (выделена красным цветом) в верхней части разреза 0-1116м была получена методом экстраполяции существующих данных (черный цвет) по трём опорным точкам (Рис.9) [24].

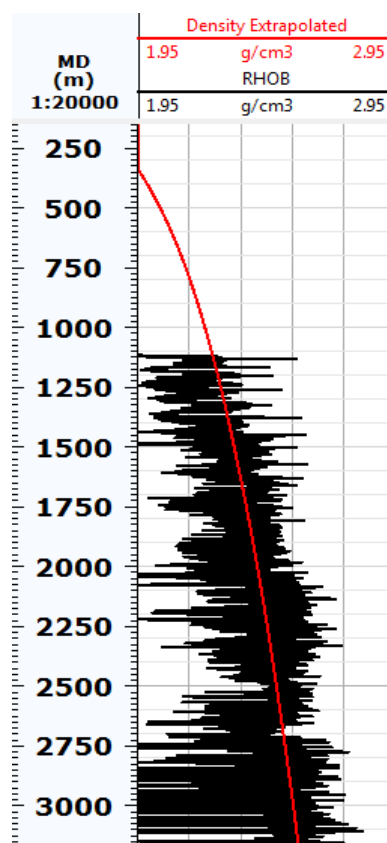


Рисунок 9 - Восстановление кривой плотностного каротажа в интервале 0-1116м методом экстраполяции по трём точкам

3.4.7. Пластовое давление

Пластовое давление – давление флюидов в порах горных породах, находящихся на определенной глубине. При условии нормального (линейного) уплотнения горных пород с увеличением значения вертикального стресса (как следствие увеличения глубины погружения) [9] может быть оценено как гидростатическое давление столба жидкости на данной глубине. Проверка достоверности рассчитанного значения пластового давления произведена путем сравнения с имеющимися данными ГДИС и прямых измерений во время проведения процедуры ГРП.

3.4.8. Минимальные и максимальные горизонтальные горные напряжения

Наиболее часто используемым методом расчета величин горизонтальных напряжений является модель пористо-упругой среды, предполагая, что возникающие деформации горных пород сонаправлены с направлениями действия двух основных горизонтальных напряжений. Вторым допущением является подбор величин относительных деформаций горных пород ε_h и ε_H , возникающих в результате деформации, ввиду невозможности их прямого измерения в

пластовых условиях. Минимальное и максимальное горизонтально -действующие напряжения определяются формулой [18]:

$$\begin{aligned}\sigma_h &= \frac{\nu}{1-\nu}\sigma_v - \frac{\nu}{1-\nu}\alpha P_p + \alpha P_p + \frac{E}{1-\nu^2}\varepsilon_h + \frac{\nu E}{1-\nu^2}\varepsilon_H \\ \sigma_H &= \frac{\nu}{1-\nu}\sigma_v - \frac{\nu}{1-\nu}\alpha P_p + \alpha P_p + \frac{E}{1-\nu^2}\varepsilon_H + \frac{\nu E}{1-\nu^2}\varepsilon_h,\end{aligned}\quad (18)$$

где α – коэффициент Био; P_p - поровое давление, МПа; σ_v – вертикальное напряжение, МПа; ν – статический коэффициент Пуассона; E – статический модуль Юнга, МПа; ε_h и ε_H – величины относительных деформаций вдоль оси минимального и максимального горизонтальных напряжений соответственно.

В свою очередь, величина максимального горизонтального напряжения сильно зависит от тектонического режима, преобладающего в области месторождения. Опираясь на данные сейсмической интерпретации разломов и другие открытые источники – все структурные разломы в данной области являются субвертикальными.

Для оценки и дальнейшего учета влияния неопределенностей на значение максимального горизонтального стресса, связанных с неопределенным тектоническим режимом действующим в данной области и возможным разбросом значений прочности на одноосное сжатие, предлагается методика построения графика напряжений для точки на глубине 3177м, где величина минимального горизонтального напряжения скорректирована на значение давления закрытия трещины ГРП $P_{\text{закр}} = 45.03$ МПа [18].

Каждому тектоническому режиму (нормальные взбросы, взбросо-сдвиги, надвиги) соответствует своя зона на графике, каждая из которых может быть охарактеризована соотношением вертикального и двух горизонтальных напряжений:

1. Взбросо-сдвиговые структурные нарушения, с отсутствием горизонтальной компоненты: $S_v > S_{H\max} > S_{h\min}$;

$$\frac{S_v - P_p}{S_{h\min} - P_p} \leq [(\mu^2 + 1)^{1/2} + \mu]^2, \quad (19)$$

2. Структурные нарушения связанные со взбросо-сдвигами с горизонтальным смещением: $S_{H\max} > S_v > S_{h\min}$;

$$\frac{S_{H\max} - P_p}{S_{h\min} - P_p} \leq [(\mu^2 + 1)^{1/2} + \mu]^2, \quad (20)$$

3. Надвиговые структурные нарушения, с незначительным или полным отсутствием вертикального смещения: $S_{Hmax} > S_{hmin} > S_v$;

$$\frac{S_{Hmax} - P_p}{S_v - P_p} \leq [(\mu^2 + 1)^{1/2} + \mu]^2 \quad (21)$$

S_{Hmax} – максимальное горизонтальное напряжение, МПа; S_{hmin} – минимальное горизонтальное напряжение, МПа; P_p – поровое давление, МПа; μ – коэффициент внутреннего трения, $\mu = \tan^{-1} \alpha$.

Предполагая, что ширина вывала горной породы в скважине остается постоянным, следующий метод предлагается для определения максимального горного напряжения. Поскольку концентрация напряжений на границе вывала горных пород находится в равновесии с пределом прочности, была установлена следующая зависимость [2]:

$$S_{Hmax} = \frac{(C + 2P_p + \Delta P + \sigma^{\Delta T}) - S_{hmin}(1 + 2 \cos 2\theta_b)}{1 - 2 \cos 2\theta_b}, \quad (22)$$

где C – прочность на одноосное сжатие, МПа; S_{hmin} – минимальное горизонтальное напряжение, МПа; ΔP – поровое давление, МПа; μ – коэффициент внутреннего трения, θ – угол вывала горной породы, определенный по результатам интерпретации микроимиджера (Приложение 4).

Используя ранее описанные взаимосвязи между параметрами, был построен график напряжений, используемый для оценки величины максимального горизонтального напряжения, при известном пределе прочности на одноосное сжатие, величинам минимального горизонтального и вертикального напряжений (Рисунок 10).

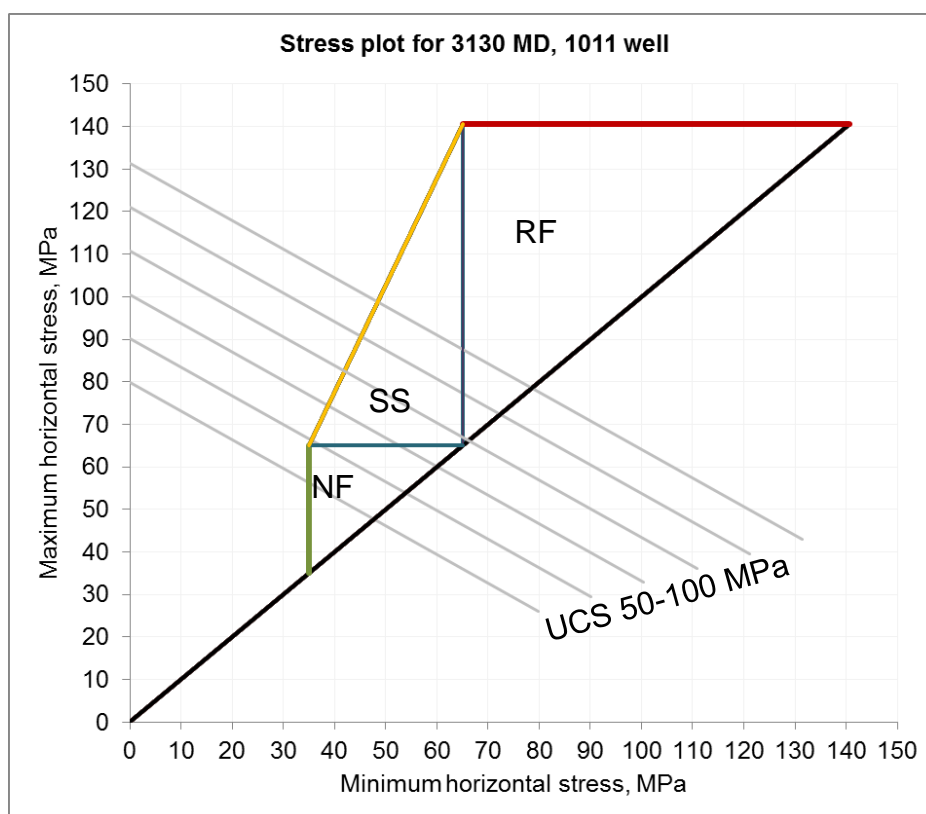


Рисунок 10 - График напряжений для оценки максимального горизонтального напряжения

Как видно из графика, при известных значениях прочности на одноосное сжатие, значения вертикального и минимального горизонтального напряжения, разброс значений для максимального горизонтального стресса составляет 59-81 МПа, что было в дальнейшем использовано при корректировке результатов расчета.

3.4.9. Определение направления действия максимального горизонтального стресса

Одним из способов определения азимута действия максимального горизонтального стресса является проведения каротажа-микроимиджера в целевой скважине. В основе метода лежит определение ориентации вывалов горных пород, образующихся в случае вертикальной скважины в перпендикулярном направлении действия максимального горизонтального стресса (Рисунок 11), которые обычно отчетливо видны на полученных изображениях (Приложение 5).

Вторым способ является определение вывалов горных пород по данным проведения профилометрии пробуренного ствола скважины. В этом случае, будет наблюдаться изменение диаметра скважины в местах образования обрушений. При этом следует

соблюдать осторожность, поскольку важно не перепутать вывалы от вымываний горных пород или техногенных каверн [10].

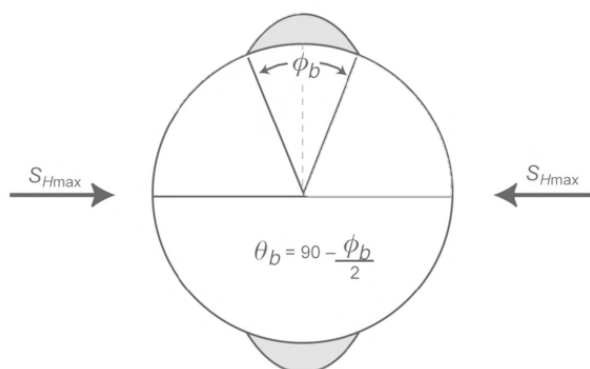


Рисунок 11 - Ориентация вывалов горных пород и направления действия максимального горизонтального стресса

В результате интерпретации полученных данных по проведенным исследованиям, азимут направления действия максимального горизонтального стресса принимается равным 330-335° (Рисунок 12).

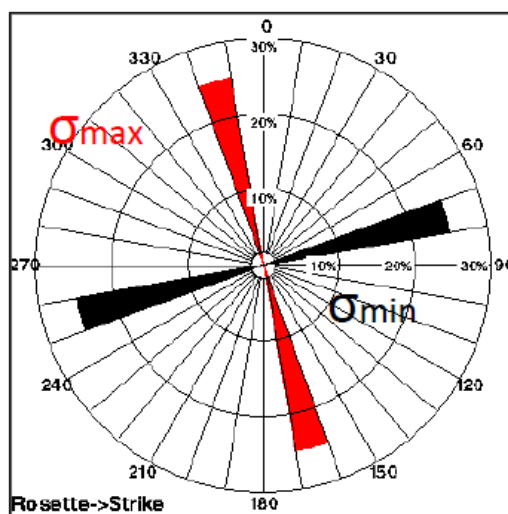


Рисунок 12 - Азимуты направления действия максимального и минимального горизонтального напряжения на розе-диаграмме

4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

В процессе бурения и испытания нефтяных и газовых скважин вследствие явлений горно-геологического характера возникают нарушения технологического процесса, называемые осложнениями. Это поглощения буровых и тампонажных растворов, нефтегазоводопроявления, выбросы пластовых флюидов с буровым раствором, прихваты бурильных и обсадных колонн, осыпи и обвалы горных пород. В проектах на строительство буровых скважин предусматриваются возможности и условия появления осложнений, разрабатываются мероприятия по их предотвращению и ликвидации. Но эти расчеты не всегда основаны на точной информации о горно-геологических условиях бурения. Проходка разведочных скважин нередко проектируется по информационным данным о горных породах и пластовых флюидах, полученным по соседним площадям. Именно этим объясняется возникновение ситуаций, когда основные технологические параметры становятся несовместимыми с условиями бурения. Определенная часть осложнений переходит в аварии [37]. Авария – нарушение технологического процесса бурения скважины, вызванное потерей подвижности колонны бурильных труб, или её поломкой с оставлением в скважине элементов колонны, а так же различных предметов, для извлечения которых требуется проведение специальных работ, не предусмотренных проектом [23].

В связи с тем, что бурение – это технологически сложный вид работ с большим количеством основных и вспомогательных материалов и оборудования, увеличивается количество объектов аварии. В зависимости от объекта аварий выделяют следующие группы [26]:

- 1) аварии с элементами бурильной колонны;
- 2) обрыв бурильных труб;
- 3) аварии с долотами;
- 4) прихваты бурильных и обсадных колонн;
- 5) аварии с обсадной колонной и элементами ее оснастки;
- 6) аварии из-за неудачного цементирования;
- 7) аварии с забойными двигателями;
- 8) падение в скважину посторонних предметов;

Одной из возможных причин возникновения аварий типов 4 и 5 могут быть вывалы горных пород в процессе бурения скважины. В связи с этим решение проблемы предсказания интервалов обрушений горных пород и зон возникновения поглощений раствора, обеспечения стабильности ствола скважины в вертикальных, наклонно-направленных и горизонтальных скважинах является важной и актуальной задачей.

Для предупреждения возникновения вывалов горных пород могут применяться следующие методики:

- проектирование конструкции скважины с целью предотвращения возникновения зон осложнений при бурении;

- изменение плотности бурового раствора, параметров бурения, минимизация механических повреждений горных пород при спуско-подъемных операциях, поддержание необходимого объемного расхода буровыми насосами

- оптимизация проводки траектории скважины с целью полного или частичного избегания осложнений во время бурения (изменение глубины, азимута и зенитного угла скважины)

- увеличение максимального давления, при котором происходит развитие трещины ГРП, путем изменения условий в системе скважина-пласт, путем применения специальных реагентов или путем нагрева.

Таким образом при применении геомеханического анализа (особенно на ранних стадиях разработки месторождения) происходит снижение стоимости капитальных затрат на строительство скважин что в конечном итоге увеличивает экономическую привлекательность проекта.

Одним из наиболее простых и эффективных способов борьбы с обвалами и эффектами ползучести горных пород является применение буровых растворов на глинистой основе обладающих повышенной плотностью и минимальной способностью к фильтрации.

Другим эффективным и широко-применяющимся методом является проектирование конструкции скважины таким образом, чтобы обеспечивалось полное перекрытие интервалов обвалов и поглощений раствора обсадной колонной, с последующим тампонированием.

Недостатками метода является невозможность применения на новых неизученных или слабо-изученных площадях где бурение скважин не производилось, поскольку геомеханический анализ напряженного состояния горных пород требует большого набора входных данных, которые невозможно получить иным путем.

Таким образом, для расчета экономической эффективности применения геомеханического анализа и оценки практической значимости заключений и рекомендаций на его основе были выбраны два случая:

1. Использование рекомендованной плотности бурового раствора в интервалах где это было необходимо.

2. Оптимизация процесса бурения скважины путем изменения конструкции скважины;

3. Вариант базового случая, т.е. бурение скважины как есть, без применения рекомендаций (включая возникшую аварию в результате прихвата бурильного инструмента и дальнейшие последствия с ними связанные)

Расчет будет производиться на примере задачи, адаптированной к условиям месторождения А. Пусть Компания ООО «Газпромнефть-Восток» нанимает компанию «С» для бурения наклонно-направленной скважины в соответствии с проектом. В услуги входят: строительство скважины, установка устьевого оборудования, освоение скважины и вывод на режим.

Ввиду того что среднее время бурения наклонно-направленной скважины в условиях Западной сибери составляет примерно 40 дней, при расчетах и дальнейших сравнения приведения цен к одной стоимости производиться не будет.

Ввиду отсутствия разницы в стоимости капитальных затрат, расчет будет производиться из условия, что в случае оптимизации процесса бурения удалось максимально снизить риск возникновения аварий при бурении данной скважины.

Операционные затраты, включающие аренду бурового оборудования, зарплату рабочим остаются неизменными для обоих случаев. По данным компаний-операторов, средняя стоимость простоя одного часа буровой вышки составляет от 15 до 50 тыс. рублей в час. В ходе бурения скважин, были зафиксированы многочисленные аварии, связанные с прихватом бурильных колонн во время бурения, а также поглощений раствора. Общее время, затраченное на ликвидацию аварий составило 253.9 часа. Ввиду того, что стоимость бурения скважины составляет коммерческую тайну компаний, а также за отсутствием таких данных, для упрощения расчета стоимость бурения скважины в базовом случае приравнивается к 0. Таким образом, разница в длительности бурения, а следовательно и стоимости, будет определяться количеством часов, затраченных на ликвидацию последствий аварий.

Таблица 8 - Расчет экономической эффективности

Случай	Количество простоя, час	Время аварий, час	Общее время бурения, час	Стоимость одного часа простоя, т.р.	Стоимость скважины, тыс.руб.
1	542.3	253.9	3325,7	32,5	0
2	271.15	0	2800.65	32,5	-17064

Как видно из таблицы 8, применение геомеханического анализа позволило ускорить процесс бурения скважины и снизить её конечную стоимость от 8.2 до 17 млн.руб. за счет сокращения издержек на аварии и времени простоя.

5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Данный раздел дипломной работы посвящен анализу и разработке мер по обеспечению благоприятных условий для работы персонала на производственных объектах территории А. месторождения.

5.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов производственной среды

На территории месторождения А. (и за его пределами в данном регионе) были выявлены следующие основные опасные и вредные производственные факторы связанные с особенностями проводимых работ, а именно бурение скважин [32]:

- тяжелые природно-климатические условия региона;
- наличие движущихся машин и механизмов;
- повышенная загазованность и химическая опасность;
- большая взрыво- и пожароопасность производства.

Как следствие воздействия данных вредных и опасных факторов возможно возникновение травм, профессиональных хронических заболеваний и несчастных случаев. Таким образом, необходимо принятие специальных мер для их снижения и обеспечения безопасности на производственных объектах.

5.1.1. Метеоусловия

В процессе бурения скважин лицами выполняющими основную работу непосредственно на буровой площадке являются: помощник бурильщика, бурильщик, машинисты и мотористы различных систем и агрегатов. Поэтому именно соблюдение норм по предотвращению влиянию погодных условий имеет первоочередное значение для этой группы рабочих.

Метеорологические условия оказывают большое влияние на здоровье, самочувствие и работоспособность человека. Поэтому важным фактором в условиях сурового климата Западной Сибири метеорологический (или погодный) фактор. При низкой температуре окружающей среды тепловой баланс нарушается, что вызывает переохлаждение организма, ведущее к заболеванию. Уменьшается подвижность конечностей вследствие интенсивной теплоотдачи организма, что сковывает движение. Это служит причиной несчастных случаев, вызванных обморожениями различных степеней. Поэтому рабочему важно обеспечить защиту от агрессивных сред, а так же комфортную эксплуатацию в суровых погодных условиях. Рабочие должны обеспечиваться спецодеждой соответствующей времени года.

Нормирование метеорологических параметров устанавливает ГОСТ 12.1.005 – 88 и СП 4156-86.

5.1.2. Вредные газы и химические реагенты

Источниками негативных химических факторов являются различные вредные вещества, применяемые и встречающиеся в процессе бурения скважин: химические вещества, загрязняющие воздушную среду в зоне дыхания работающих - выхлопные газы дизельных двигателей, вращающих буровую колонну (в основном, они содержат углеводороды, диоксид серы и оксид углерода); в отдельных случаях - при непосредственной близости разбуриваемой скважины от газоперерабатывающего завода - имеет место загрязнение зоны дыхания рабочих буровых бригад веществами, характерными для ГПЗ - сероводородом, оксидами серы, азота, углерода, меркаптанами.

Пары нефти и газа при определенном содержании их в воздухе могут вызвать отравления и заболевания. Микроклимат рабочих мест должен отвечать требованиям ГОСТ 12.1005-88 ССБТ "Воздух рабочей зоны. Общие санитарно-гигиенические требования".

В связи с высокой опасностью данных газов для здоровья и жизни человека, необходимо контролировать загазованность воздушной среды стационарными датчиками либо переносными газоанализаторами. Содержание нефтяных паров и газов в воздухе рабочей зоны не должно превышать ПДК согласно ГОСТ 12.1.005–88.

Во время ремонта скважины при наличии в воздухе рабочей зоны нефтяных паров и газов, превышающих ПДК все работы в загазованной зоне необходимо проводить с применением специальных мер защиты и противогазов.

Средства защиты органов дыхания предназначены для защиты дыхательных путей от вредного воздействия газов, пыли и других факторов загрязнения воздушной среды. Они подразделяются на фильтрующие (противопылевые клапанные и бесклапанные респираторы, самоспасатели) и изолирующие (самоспасатели, респираторы, шланговые изолирующие средства - пневмошлемы, пневмомаски).

Фильтрующие противопылевые клапанные и бесклапанные респираторы применяются для защиты органов дыхания от пыли, находящейся в воздухе.

Пневмомаски и пневмошлемы применяются в том случае, когда необходимо обеспечить полную защиту органов дыхания от попадания в них высокотоксичных газов и пыли и других веществ; при работе с высокотоксичными радиоактивными веществами.

При наличии в воздухе раздражающей или ядовитой пыли, газа, дыма пользуются очками ПО – 2 с герметичной резиновой оправой и незапотевающими стеклами.

5.1.3. Пожарная безопасность

Пожарная опасность при бурении скважины определяется двумя основными факторами: наличием на буровой площадке горючих материалов, как в условиях нормальной работы, так и при возникновении аварийных ситуаций, а также возможностью образования источников зажигания в горючей среде [33].

Пожарно – профилактическая работа начинается с правильного выбора и планировки площадки для сооружения буровой установки. При этом важным условием правильного выбора является соблюдение противопожарных разрывов между бурящейся скважиной и близлежащими жилыми и промышленными объектами: до жилых зданий 300 м; общественных зданий 500 м; зданий и сооружений промышленных и сельскохозяйственных предприятий 100 м; зданий и сооружений подземных хранилищ газа 60 м [25].

Планировка буровой площадки должна предусматривать:

- 1) возможность свободного перемещения людей и пожарной техники при возникновении пожара на буровой;
- 2) отвод жидкости, выбрасываемой из скважины при аварийных ситуациях;
- 3) предотвращение возможности затопления разлившейся жидкостью электрооборудования, находящегося под напряжением.

Важным условием обеспечения пожарной безопасности является правильное устройство и размещение двигателей внутреннего сгорания. Двигатели, а также буровые насосы можно устанавливать в помещении любой степени огнестойкости с негорючим полом. Необходимым условием обеспечения пожарной безопасности является строгое соблюдение требований, предъявляемых к электрооборудованию.

Осветительную и силовую электропроводку на буровой площадке выполняют проводами и кабелями, сечения и защиту которых выбирают как для невзрывоопасных помещений и установок. При этом открыто проложенные кабели должны быть бронированными и не иметь наружных покрытий из горючих веществ (джута, битума и др.). Кабели к переносным токоприемникам должны иметь исполнение для средних условий работы. Кабельные линии, прокладываемые на буровой площадке должны выполняться из цельных кусков кабелей и не содержать соединительных и осветительных кабельных муфт.

Буровые установки должны быть обеспечены аварийным освещением напряжением не выше 12 В и переносными взрывозащищенными светильниками того же напряжения. Питание их может осуществляться от автономного источника или от двухобмоточного

трансформатора, корпус и один из низковольтных выводов которого должны быть заземлены.

Основные меры, обеспечивающие пожарную безопасность сварочных работ вблизи устья скважины, - это удаление горючих материалов с места проведения сварочных работ и обеспечению надежной работы сварочного оборудования. Перед проведением сварочных работ рабочую площадку очищают от горюче смазочных материалов, а горючие конструкции, находящиеся на расстоянии до 4 м от места огневых работ, защищают от искр металлическими листами или асбестом.

Комплекс пожарно – профилактических мероприятий на буровых включает в себя организацию поста или стенда с комплектом противопожарного инвентаря. Набор первичных средств пожаротушения, приходящийся на одну бурящуюся скважину, должен включать: шесть пенных огнетушителей, 2 м³ песка в ящиках, четыре лопаты, два лома, два топора, два багра, четыре пожарных ведра.

В случае пожара, в целях исключить или существенно снизить опасность распространения пожара на соседние объекты, а также для создания условий успешной ликвидации пожара устанавливаются противопожарные разрывы и преграды. Противопожарные разрывы – это установленные нормами безопасности расстояния между зданиями и сооружениями.

В случае невозможности соблюдения нормативных разрывов допускается проведение компенсирующих мероприятий, таких, как снижение категорий пожарной опасности производственных процессов, сооружение противопожарных преград, устройство автоматических средств пожаротушения. Основное назначение противопожарных преград – ограничить распространение пожара. К ним относятся противопожарные зоны и стены [25].

5.1.4. Охрана окружающей среды

Нефтяная и газовая промышленность остаются потенциально опасными по загрязнению окружающей среды и ее отдельных объектов. Возможное воздействие их на основные компоненты окружающей среды (воздух, воду, почву, растительный, животный мир и человека) обусловлено токсичностью природных углеводородов, их спутников, большим разнообразием химических веществ, используемых в технологических процессах, а также все возрастающим объемом добычи нефти и газа, их подготовки, транспортировки, хранения, переработки и широкого разнообразного использования.

В нефтяной промышленности, в частности при процессе бурения скважин, основным загрязнителем сточных вод относятся буровые растворы (особо опасны на нефтяной основе), химические реагенты, а также диспергированные глины, выбуренные породы, утяжелители (механическая примесь), смазочные масла, буровой шлам, содержащий химические соединения, используемые при приготовлении буровых растворов и выбуренную породу.

В целях уменьшения негативного воздействия разработки месторождения на недра предусматриваются следующие мероприятия:

- использование при бурении скважин малотоксичных химреагентов 3 и 4 классов опасности;
- изоляция водоносных и нефтегазоносных пластов цементированием заколонного пространства;
- закачка в продуктивные нефтяные пласты высокоминерализованной воды взамен изымаемой из пласта нефти;
- изъятие подземных вод в количествах, обеспечивающих сохранность основных свойств используемых водоносных пластов;
- сбор и обезвреживание отходов бурения, их захоронение;
- цементирование кондуктора и эксплуатационной колонны, бетонирование приустьевой части скважины и оборудование устья герметизирующим оголовком;
- осуществление консервации или ликвидации скважин по индивидуальному плану, согласованному с местными органами Госгортехнадзора и военизированным отрядом по предупреждению и ликвидации открытых фонтанов.

Также разработан ряд технологических процессов, при которых исключаются потери отходов-загрязнителей и снижается загрязнение опасными веществами прилегающей территории:

- применение шламоочистных сооружений, использование вибрационных сит, гидроциклонных отделителей и шламоочистителей в случае неутяжеленных буровых растворов; центрифуг, гидроциклонов и вибросит - для утяжеленных.
- применение безотходной технологии, при которой утилизированный буровой раствор используется повторно
- использование утилизированного бурового раствора для приготовления на их основе отвержденных смесей для крепления и изоляции зон поглощения.

Для защиты окружающей среды от химических реагентов, цемента и глинистого порошка все химические вещества доставляют на буровые в заводской упаковке,

полиэтиленовых мешках или резино – кордовых контейнерах и хранят в специальных помещениях. После растворения в воде химические реагенты вводят в раствор без потерь и остатков. Бумажную и другую тару от цемента, барита, графита, мела и т. п., полиэтиленовые мешки от химических реагентов вывозят в специальных контейнерах на пункты утилизации.

Для предотвращения загрязнения окружающей среды горюче – смазочными материалами дизельное топливо и другие, горюче – смазочные вещества, необходимые для работы буровой установки, хранят в специальных емкостях, которые перед заполнением испытывают на прочность, оборудуют мерными трубками, дыхательными и предохранительными клапанами. Обвязка емкостей трубопроводами и запорной арматурой обеспечивает возможность использования каждой емкости в отдельности и перекачку топлива из одной емкости в другую. После монтажа топливопровод опрессовывают воздухом. В местах возможных утечек (запорная арматура и др.) предусмотрены металлические поддоны. Отработанные дизельные масла накапливают в специальных емкостях и вывозят на регенерацию.

Для исключения аварийных разливов нефтепродуктов на технологических площадках предусматривается обваловка и гидроизоляция площадок уплотненным недренирующим грунтом, на складе метанола-бетонным покрытием. Внутренний объем обвалованной площадки предусматривает полный сбор хранящегося топлива (метанола) в случае его утечки.

Для повышения степени экологической безопасности и минимизации ущерба, наносимого окружающей природной среде существующими и проектируемыми объектами месторождения А., предусмотрены следующие мероприятия.

Технологические решения, обеспечивающие экологическую безопасность:

- автоматизация технологических процессов, что позволяет вести работу без постоянного присутствия обслуживающего персонала,
- исключение постоянных выбросов на факел при нормальном режиме работы,
- улучшение рассеивания загрязняющих веществ за счёт выбора оптимальных параметров источников выбросов;
- полная герметизация системы сбора и транспорта нефти и газа, подземная укладка технологических трубопроводов;
- стопроцентный контроль швов сварных соединений трубопроводов;
- защита оборудования и трубопроводов от коррозии;

- испытание оборудования и трубопроводов на прочность и герметичность после монтажа;
- установка аварийной сигнализации на оборудовании кустовых площадок и трубопроводов;
- устройство земляного вала по периметру кустовых площадок и технологических площадок с целью локализации возможных аварийных разливов нефти, метанола;
- проведение комплекса подготовительных работ (рубка леса, кустарника, планировка площадок) в зимнее время года;
- рубка леса вокруг кустовых и технологических площадок на расстоянии, обеспечивающем пожарную безопасность;
- организация обращения с отходами в рамках, регламентируемых законодательством в области охраны окружающей среды.

С целью охраны и рационального использования земель при расширении обустройства месторождения предусмотрено соблюдение следующих основных природоохранных принципов:

- решение генерального плана с учётом технологической взаимосвязи объекта строительства с существующими инженерными коммуникациями (автодорогами, линиями ВЛ-бкв, нефтесборными и газосборными коллекторами, водоводами системы ППД);
- соблюдение нормативов плотности застройки технологических площадок; прокладка инженерных коммуникаций в одном коридоре, что сокращает потребности в землях на 30%;
- проект устанавливает твёрдые границы отвода земель;
- к отводу изпрошены земли, не используемые в сельскохозяйственном производстве, занятые, главным образом, болотами и лесами 3-й группы, редко лесами 2-й группы (леса водоохраных зон и водотоков);
- строгое соблюдение технологии проведения земляных работ;
- использование технологических систем производства работ, машин и механизмов, наносящих наименьший ущерб поверхности почвы и растительной среде;
- слив отработанных горюче-смазочных материалов в местах базирования строительной техники в предназначенные для этого ёмкости;
- неукоснительное соблюдение правил пожарной безопасности при производстве строительных работ в лесных массивах, в бытовых и административных помещениях;
- выполнение рекультивации земель в ходе и сразу после окончания строительства.

Постоянный контроль за соблюдением установленных проектом границ полосы отвода земель обеспечивают сохранение почвенно-растительного покрова на прилегающих к объектам территориях.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате работы были проведены исследования механического состояния горных пород, что позволило применять полученную геомеханическую модель для предсказания обвалов и зон поглощений раствора при бурении скважин, тем самым снижая возможные риски, связанные с возникновением аварий и осложнений.

Для скважины 1011 на месторождении А. по результатам интерпретации данных ГИС, данных о ГРП, данных механических исследований керна (тест на одноосное сжатие, тест на всестороннее сжатие, тест на сжимаемость) были определены упругие и прочностные механические свойства для горных пород вдоль ствола скважины. В совокупности с определенными главными тектоническими напряжениями, действующими в районе месторождения, и значениями пластового давления, это позволило построить одномерную геомеханическую модель, учитывающей напряженное состояние пород, вскрытых скважиной. Откалиброванная на данные каротажа-каверномера, модель была использована для расчета стабильности основного ствола скважины. Анализ показал сходимость результатов полученных в результате расчета с показаниями каротажа каверномера, а именно:

- вывалы глинистых и угленосных толщ в интервале 1464-1539м, связанный с действием тангенциальных сил;

- вывалы горных пород (аргиллитов и углей) в интервале 2146-2167м, связанный с действием тангенциальных и вертикальных напряжений, что привело к прихвату бурильного инструмента при бурении скважины;

- вывалы горных пород в интервал 2146-2167м связанные с недостаточной плотностью бурового раствора, что привело к обрушению стенок скважины;

- поглощения бурового раствора в интервале палеозойских отложений пласта М1, связанные с развитием зон трещиноватости в карбонатных коллекторах (известняки).

Основной целью работы являлось предсказание стабильности бурения наклонно-направленных и горизонтальных скважин. В качестве оптимального объекта разработки, представляющего повышенный интерес с точки зрения максимальной нефтеотдачи, для последующего бурения горизонтальной скважины были выбраны объекты песчаные пласты Ю15 в интервале 3114-3140м. Таким образом, была спроектирована оптимальная траектория горизонтальной скважины, с выбором оптимального места зарезки дополнительного ствола в крепких цементированных породах.

Основные параметры для бурения дополнительного ствола скважины:

- место срезки для дополнительного ствола – 2837м;
- зенитный угол в точке срезки – 5 град;
- угол набора – 2град/10м;
- радиус набора кривизны – 286.7м;
- конечная глубина забоя горизонтальной секции – 3127м;
- длина горизонтальной секции 90 град. – 300м;
- максимальное смещение по горизонтали – 588м.

Наиболее напряженным и сложным с точки зрения бурения скважины являются горизонтальные скважины, с углом наклона 90° к вертикали, поскольку в этом случае максимальным основным напряжением является геостатическое давление, что может привести к «схлопыванию» ствола скважины и возникновению обвалов горных пород.

В ходе проведенного исследования, было установлено, что с точки зрения устойчивости ствола скважины наилучшим азимутом направления для бурения горизонтальной скважины является направление перпендикулярно азимуту простираения действия максимального горизонтального напряжения.

Так как обвалы горных пород не всегда связаны с недостаточным весом столба жидкости бурового раствора, ввиду разной природы действия трёх эффективных напряжений, в этих интервалах был проведен дополнительный точечный анализ. Анализ показал, что максимальные эффективные напряжения приводящие к обрушению стенок горных пород связаны с действием тангенциальных напряжений вокруг стенок ствола скважины, риск возникновения которых может быть уменьшен до приемлемых значений (ниже предела прочности горных пород) либо предотвращен полностью. Таким образом, наиболее оптимальным с точки зрения стабильности горизонтального ствола скважины оптимальными значениями плотности бурового раствора в обозначенных интервалах для объектов Ю15 и М1 являются:

- для пласта Ю15 – 1.2 г/см^3
- для пласта М1 – 1.2 г/см^3 .

Ввиду геологических особенностей карбонатных пород пласта М1 (развитая сеть естественной трещиноватости) для предотвращения образования зон поглощений раствора и устранения последствий данных явлений необходимо проведение специальных мероприятий по снижению интенсивности поглощений бурового раствора, включающих бурение на депрессии; применение специальных буровых растворов, обладающих повышенными вязкостными и специальными тампонирующими свойствами, либо перекрытие интервала поглощения бурового раствора обсадной колонной с последующим цементированием.

Проведенная оценка экономической эффективности позволяет сделать вывод о рентабельности и необходимости применения данного подхода при разработке проектов на бурение скважин. Анализ показал, что сокращение времени, затраченное на ликвидацию аварий и простоев, связанные с возникновением прихватов, позволяет уменьшить срок бурения скважины и снизить конечную стоимость.

Дальнейшее применение

Для построения качественной одномерной геомеханической модели, учитывающей все неоднородности и анизотропию механических свойств (упругие свойства определенные динамическим методом), и, неопределенности связанные с недостаточным или отсутствием тех или иных данных по всему стволу скважины, необходимо получение следующих данных:

1. Проведение широкополосного акустического каротажа с возможностью измерения времени поперечных акустических волн для определения упругих свойств горных пород (Модуль Юнга, коэффициент Пуассона)
2. Проведение лабораторных тестов на одноосное и всестороннее сжатии для каждого лито-типа горных пород решит проблему калибровки расчетных значений прочности на одноосное сжатие, полученных по эмпирическим корреляциям.
3. Получение данных по ультра-звуковым и электрическим микроимиджерам для определения направлений горизонтального стресса, а также для выделения зон трещиноватости.
4. Выполнение комплексного плотностного каротажа на всех интервалах (направление, кондуктор, эксплуатационная колонна, хвостовик) бурения скважин для более точного определения значения вертикального стресса, а также выделения литологии в верхней части разреза.

Недостатком полученной одномерной модели является невозможность или ограниченность её применения для планирования и прогнозирования бурения новых

скважин, ввиду высокой латеральной и горизонтальной неоднородности в реальных резервуарах нефти и газа.

В дальнейшем, аналогичные построенной одномерные геомеханические модели могут применяться для построения комплексных 3-Д геомеханических моделей, учитывающих распространение и влияние структурных разломов на изменение напряженного состояния горных пород при тектонических процессах и различных этапах разработки месторождения. Комплексный анализ с использованием трехмерных моделей позволяет:

- проводка ствола по наиболее оптимальной траектории с целью предотвращения и избежания аварий во время бурения,
- выбор оптимального типа заканчивания и конструкции скважины,
- планирование скважины в наиболее продуктивной части пласта;
- ориентацию и величины горных напряжений и связанные с ними зоны естественной трещиноватости [20].

Таким образом, применение геомеханического анализа находит широкое применение при прогнозировании стабильности ствола скважины. Избегание осложнений при бурении скважины уменьшает риск возникновения ситуаций с угрозой жизни и здоровью, сокращает общее время строительства скважины, а, следовательно, и количество затрачиваемых материальных и человеческих ресурсов, т.е. стоимость. Что в свою очередь ведет к снижению стоимости капитальных затрат на строительство скважин (особенно на ранних стадиях разработки месторождения), увеличивая в конечном итоге экономическую привлекательность проекта.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. A. Azimian, R. A. (2014). *An Empirical Correlation of Uniaxial Compressive Strength with P-wave Velocity and Point Load Strength Index on Marly Rocks Using Statistical Method.*
2. Barton C.A, Z. M. (1988). *In-situ stress orientation and magnitude at the Fenton geothermal site, New Mexico, determined from wellbore breakouts.*
3. Castagna, J. B. (1985). *Relationships between compressional wave and shearwave velocities in clastic silicate rocks.*
4. Chatterjee, R. (2013). *Prediction of Uniaxial Compressive Strength from well log data in Jharia Coalfield .*
5. Crain, E. R. (2015). *ELASTIC CONSTANTS / MECHANICAL PROPERTIES.* Получено из Crain's Petrophysical Handbook: <https://www.spec2000.net/10-elastic.htm>
6. D.Zoback, M. (2007). *Reservoir Geomechanics.*
7. Emmanuel Detournay, A. H. (1993). *Fundamentals of Poroelasticity.*
8. Ford, J. (2016). *Drilling Engineering.*
9. L.F, A. (1930). *Density, Porosity, and Compaction of Sedimentary Rocks.*
10. Lake, L. W. (2006). *Petroleum Engineering Handbook.*
11. Moos D., P. P. (2003). *Comprehensive wellbore stability analysis utilizing Quantitative Risk Assessment.*
12. R.A, P. (1994). *Influence of composition and texture on the failure.*
13. *Rock Mechanics, Geomechanics and Geophysics.* (2016). Heriot Watt university, Institute of Petroleum Engineering.
14. Rzhevsky V, N. G. (1971). *The Physics of Rocks.*
15. Terzaghi K., P. (1948). *Soil Mechanics in Engineering Practice.*
16. Terzaghi, K. v. (1924). *Erdbaumechanik (Soil Mechanics).*
17. W.Lee, M. (2003). *Velocity Ratio and its Application to predicting velocities.*
18. Zoback, M. (2003). *Determination of stress orientation and magnitude in deep wells.*

19. Бельтюков Н.Л, Е. А. (2010). *Сопоставление упругих свойств горных пород*.
20. *Геомеханика в Petrel*. (2017). Получено из Schlumberger:
http://sis.slb.ru/products/petrel/petrel_geomechanics/
21. Дж., У. (1980). *Карбонатные фации в геологической истории*. Недра.
22. Елкин Е.А, К. В. (2001). *Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Палеозой Западной Сибири*. Новосибирск.
23. Епихин А.В. (2015). *Технология бурения нефтяных и газовых скважин*.
24. Заляев Н.З. (1990). *Методика автоматизированной интерпретации геофизических исследований скважин*.
25. Из архива СевКавНИПИГаз. (2012). *Безопасность жизнедеятельности и экологичность проекта*.
26. *Инструкция по техническому расследованию и учету аварий и инцидентов на опасных производственных объектах ОАО «Газпром», подконтрольных госгортехнадзору России*. (2002).
27. Крылов В.И. (2002). *Проектирование строительства дополнительного наклонно направленного и горизонтального ствола из эксплуатационной колонны бездействующей скважины*.
28. *Методы определения упругих свойств горных пород*. (2013). Получено из Студопедия:
http://studopedia.ru/1_66540_metodi-opredeleniya-uprugih-svoystv-gornih-porod.html
29. Пустовойтенко И.П. (1988). *Предупреждение и ликвидация аварий в бурении*.
30. Рабиа Х.Н. (1989). *Технология бурения нефтяных скважин*.
31. Рудкевич М.Я, О. Л. (1988). *Нефтегазоносные комплексы Западно-Сибирского бассейна*. Недра.
32. Система стандартов безопасности труда нефтяной промышленности. (1985). *Опасные и вредные производственные факторы на объектах нефтяной промышленности*.
33. СССР. (1985). *Правила пожарной безопасности в нефтяной промышленности ППБО 116-85*.

34. СССР, М. Т. (1981). *Методические рекомендации по сбору инженерно-геологической информации и использованию табличных геотехнических данных при проектировании земляного полотна автомобильных дорог.*
35. Хасанов М.М. (2016). Геомеханическое моделирование для решения задачи ограничения пескопроявления. *Нефтяное хозяйство*, 48-51.
36. Хмелевской В.К. (1997). *Методы прикладной и скважинной геофизики.*
37. Щепетов О.А. (2009). СИСТЕМНАЯ КЛАССИФИКАЦИЯ АВАРИЙ В БУРЕНИИ. *Вестник Астраханского государственного технического университета.*

ПРИЛОЖЕНИЕ А

6. RESULTS OF INVESTIGATION

6.1. Wellbore stability overview

Wellbore stability analysis include stress state reservoir behavior description by definition of acting effective stresses to rocks during drilling process. All needed input data were estimated previously, including:

- Dynamic and static elastic properties (Poisson`s ratio, Young modulus, etc.);
- Rock strength props (UCS, angle of internal friction);
- Far field stresses and their orientation (Vertical, maximum and minimum horizontal stresses);
- Drilling paramaters such as well azimuth and inclination, mud weight, bit size and etc.

Final table with all calculated input data values (including values from core and other sources for verification) are presented in Appendix 6.

6.2. Model matching and calibration

For created model calibration and further using we need to check their applicability for further using. The term “applicability” means that wellbore stability analysis repeats actual results of real well drilling. This can be done by using diameter difference from caliper-log. Caves and breakouts occurred in openhole detected by increasing diameter of hole, larger than bit size. It should be noted that well diameter increasing not only may be caused by rock rupturing (by things such as washouts and keyseats) but these effects doesn`t considered in this paper and we assumed that all caves are breakouts.

In this way 1-D model was compared with caliper log data for the whole interval 0-3200m of MD (in Appendix 7) and it shown good visual convergence in breakout zones. It can be interpreted as indirect indicator of good calibrated model with correct input properties which fully describe stress state and rock properties of real strata.

Well section example in interval of 1400-1450m (see below Figure 13) shows a clear breakouts in shaly zones as a result of less strength of these type of rock. More stable and hardy rock are sandstones which is not ruptured at the same mud weight. Both of these intervals are proved by caliper data.

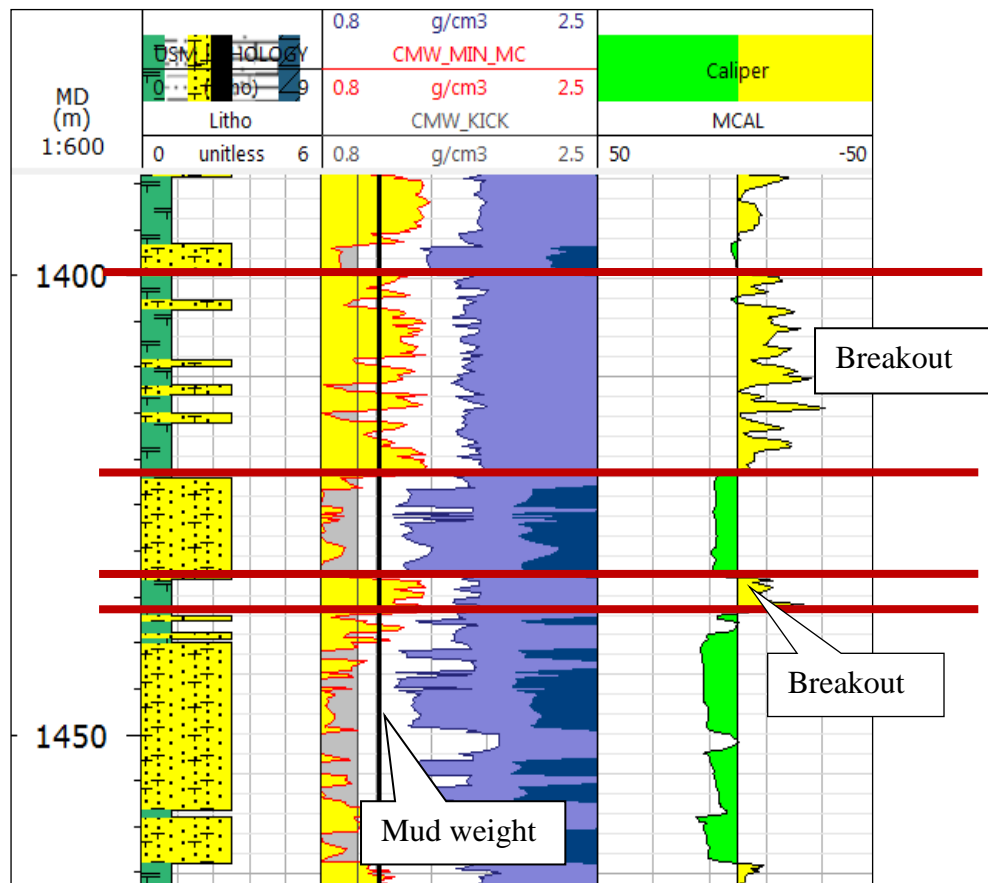


Figure 13 - Example of interval with abundant rocks breakout in 1400-1450 interval. Sandstones show mud-cake generation and total stability due to higher rock strength. Shales and coals are characterized by less UCS and as a result of that are ruptured

6.3. Wellbore stability analysis

Wellbore stability analysis includes further recommendations for drilling in purpose of preventing of problems generation. For zones where breakouts and mud losses occur optimum mud density was specified. Final table with all indicated problems and recommended mud density are shown in Appendix 9.

6.4. Stress state analysis

Wellbore breakout occur when effective stress value is higher than rock strength limit. Due to different physical nature of effective stresses acting on rocks (hoop stress, vertical and radius stresses) avoiding breakouts is not always possible. In case of vertical effective stress the mud weight (as a difference between pore pressure and mud pressure) is irrelevant:

$$\sigma_{zz} = \sigma_{33} - 2\nu(\sigma_{11} - \sigma_{22}) \cos 2\theta - 4\nu\sigma_{12} \sin 2\theta \quad (23)$$

Thus the detection of these type breakouts is needed. The applying of point-full-analysis of effective stresses allow for type identification acting stress. Method includes calculation of each effective stress components in break-out zones, indicated by primary analysis. All graphs and values of effective stresses are presented in Appendix 8. In this way, several zones, where rock rupturing occurred were considered (presented in Table 9).

Table 9 - Point analysis of stress state

Zone, m of MD	Lithology	Effective stress type	Value of effective stress	Rock strength	Result	Can be avoided by mud weight changing
1464-1539	Shale and coal	Tangential	31.58	17.43	Breakout	Yes
1628-1670	Shale and coal	Tangential	28.68	17.97	Breakout	Yes
1763-1881	Shaly sst. and argillit	Tangential	38.05	16.57	Breakout	Yes
2146-2167	Argillit	Vertical	36.93	23.37	Breakout	No
2472-2728	Bituminous clay	Vertical	41.70	20.51	Breakout	No

In few zones (2146-2167m and 2472-2728m) mud weight increasing is not appreciable way to their generation preventing. Thus, we need to take more attention during drilling these intervals. As was said previously in Chapter 3.1, there are other options of breakout preventing such as well construction design with overlapping high-risk intervals or using high-viscous wall-sealing compound. They will not be considered in this paper.

6.5. Trajectory planning and optimization

For horizontal well drilling the U15 sandstone (3114-3140m) with good poro-perm properties as a main reservoir was chosen.

Few properties describe well trajectory:

- Well azimuth;
- Angle of inclination;
- Kick-off point (KOP);
- Build up rate or drop-off rate.

Radius of build-up section can be calculated from the build-up rate [8, 23, 27]:

$$R = \frac{3600}{2\pi\gamma} \quad (24)$$

Where γ – build-up rate, defined by BHA settings and equal to 2 deg per 10m of MD.

Kick-off point is selected by well designer and should place in competent and strength rock in purpose of breakout formation preventing. Geomechanical analysis helps choose the most optimum place for further build-up section drilling. In this way, the most appropriate place is strong sandstone with high UCS equal to 76 MPa at 2832-2842m depth. All needed calculations are presented in Appendix 10.

6.6. Prediction of wellbore stability in horizontal well and further recommendations for drilling

The key feature of prediction stability in horizontal wells is re-distribution of effective stresses due to wellbore inclination. As was described in Chapter 3.3 выше effective stresses in deviated and horizontal wells are depend on azimuth and well inclination angle.

The one representative and useful way to estimate wellbore stability with any orientation and inclination is rose-diagram [18]. Azimuth of orientation (angle) is presented in circumference of hemi-sphere. Rings which are directed from the center hemi-sphere to the periphery indicate the angle of inclination. Vertical well correspond to the point in the center. In case of horizontal well (90 degree of inclination) the required mud weight needed for preventing of breakout is less in 60 degree direction.

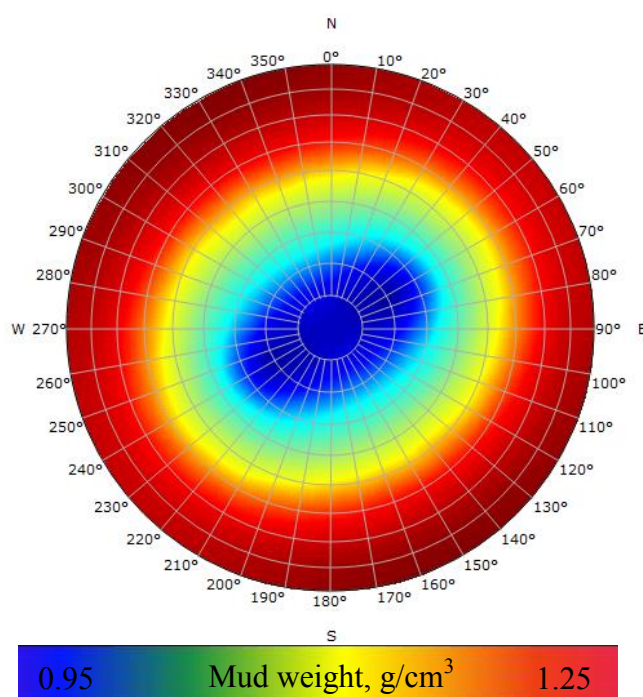


Figure 14 - Stereo-net hemisphere diagram

In this case the maximum principal load is a vertical stress; maximum effective stress is shear stresses, which leads to generation of network of tensile fractures in vertical plane [18]. Thus, the optimum horizontal well direction which will reduce this effect is perpendicular to maximum horizontal stress – 60 degree to North.

Exact mud weight value can be evaluated by other plots, shown in Рисунок 15 and

. In both pictures vertical axis represent mud weight equivalent; yellow color indicates zones of rock rupturing and breakouts; blue color - the upper limit of equivalent mud density when mud losses will occur. Red line in each of plot shows minimum mud weight for preventing of breakout generation for both azimuth and inclination angle. As can be seen from Рисунок 15 the mud weight is not strongly depend from azimuth of orientation and well shows the relative stability of various orientations. From the other hand stability is strongly depend on deviation angle

. To prevent losses the maximum mud density is 1.65-1.7 g/cm³.

To sum up, for horizontal well at 2934.6m the optimum mud density is 1.2-1.65 g/cm³ which will ensure avoiding of negative effects rising during drilling.

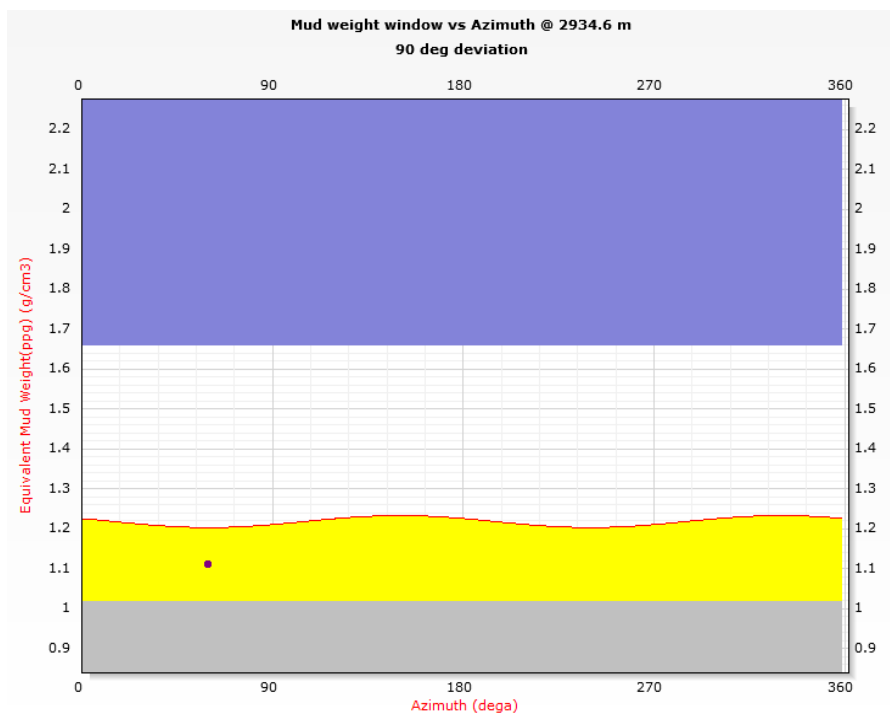


Рисунок 15 - Mud weight window for azimuth at 2934.6m of TVDSS (3127 MD)

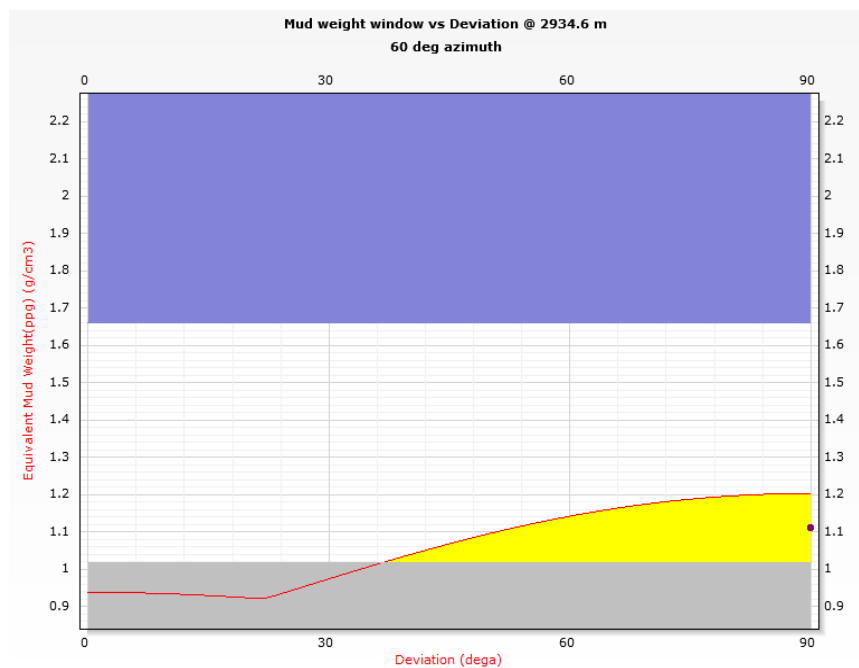


Рисунок 16 - Mud weight for wellbore inclination at 2934.6m of TVDSS (3127 MD)

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Приложение 1. Информация о скважине 1011

Таблица 1.1 - Комплекс проведенных ГИС в скважине 1011

Интервал записи	Комплекс проведенных ГИС
0-300	ПС,ИК,БК,ГК
290-1118	ПС,ИК,БК,профилеметрия
1110-3152	ПС,ИК,БК,ГК БКЗ, профилеметрия
3152-3200	ВИКИЗ Радиоактивный каротаж (ГК, НКТ,W) МБК, МКЗ, МКВ Плотностной каротаж Акустический каротаж
0-3200	Инклинометрия
1145-3155 2930-3205	Данные ГТИ (литология) и газовый каротаж

Таблица 1.2 - Данные о конструкции скважины

	Забой, м	Диаметр, мм
Направление	300	Ø 324
Кондуктор	1100	Ø 245
Тех.колонна		
Экспл.колонна	3156	Ø 178
Хвостовик	3205	Ø 127

Приложение 2. Определение упругих свойств в лабораторных условиях

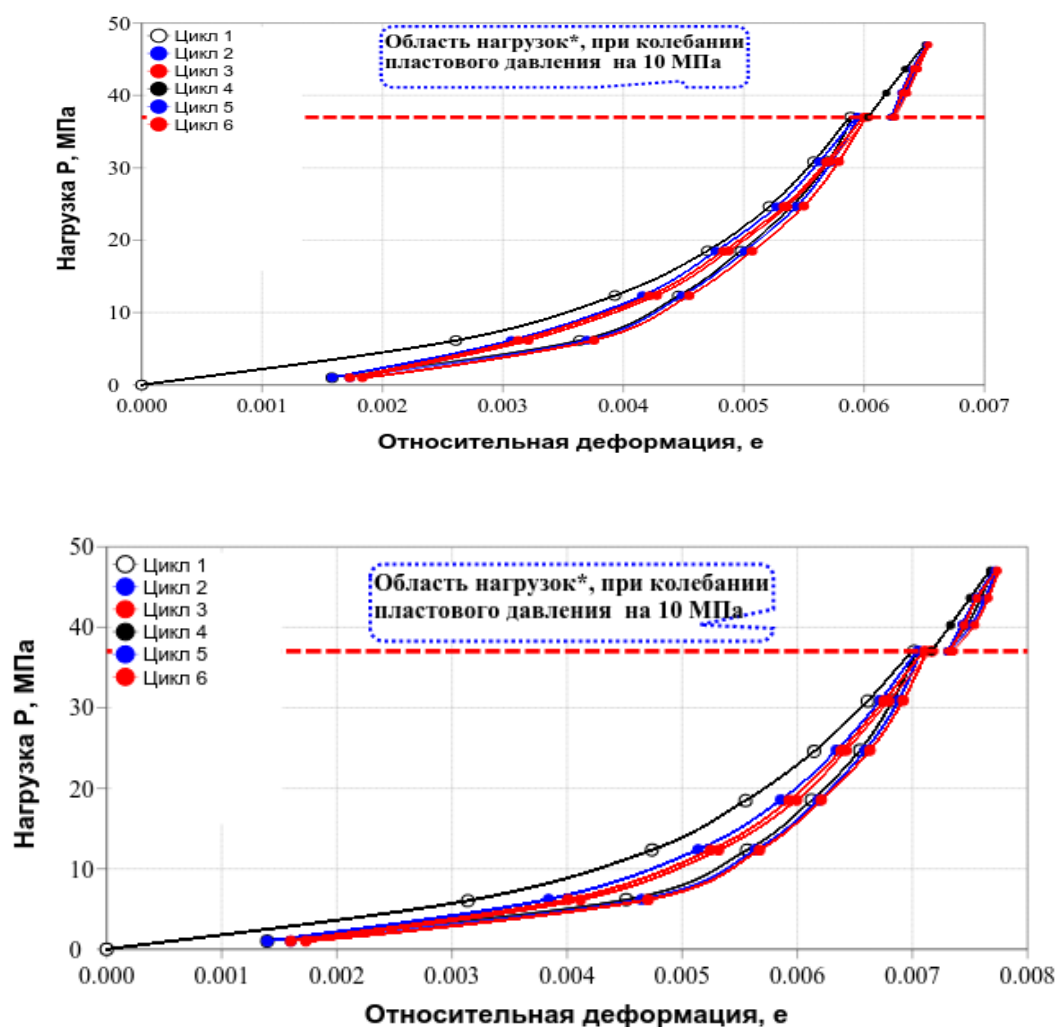


Рисунок 2.1 - Тесты на сжимаемость для образцов песчаника Ю-15

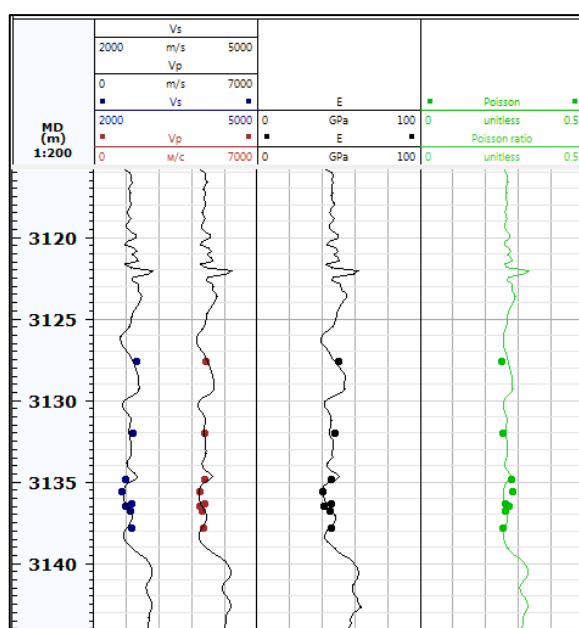
Таблица 2.1 – Упругие свойства

Место отбора, м	3131.49	3131.32
Литологическое описание	Песчаник светло-серый, мелко-среднезернистый	
Пористость, %	9.24	8.47
Интервал нагрузок, МПа	43,6-47,0	43,7-47,0
Модуль Юнга (Ест), ГПа	32.54	38.67
Коэффициент сжимаемости твердых частиц (β), ГПа ⁻¹	0.048	0.039
Коэфф. Пуассона	0.241	0.25

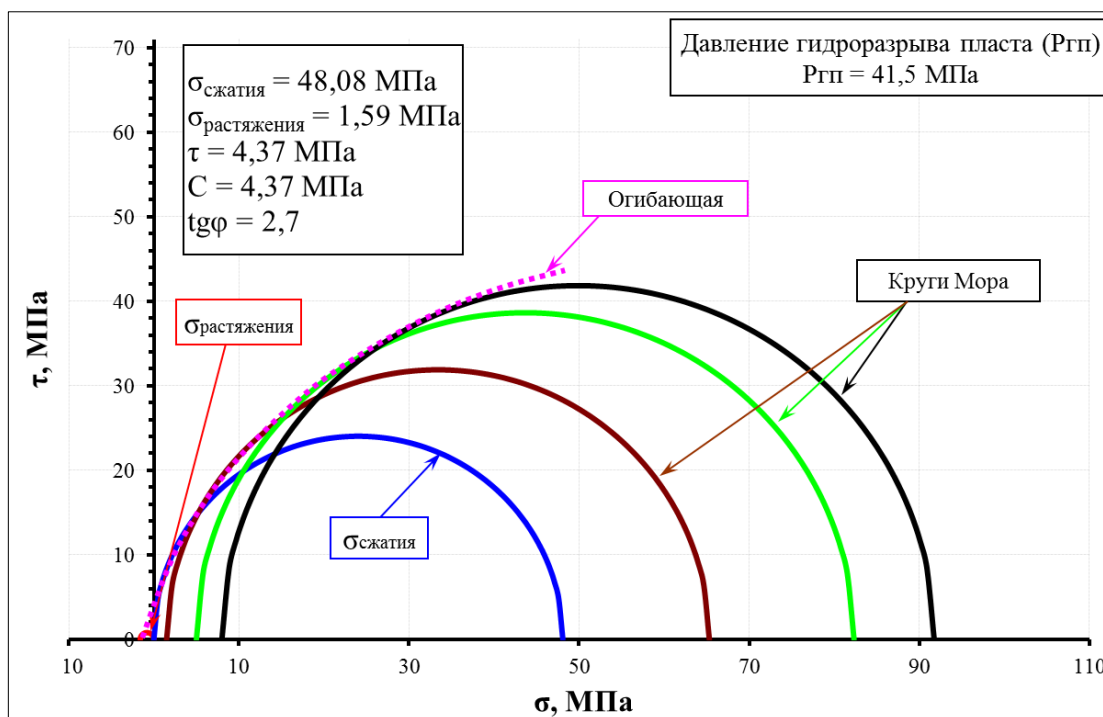
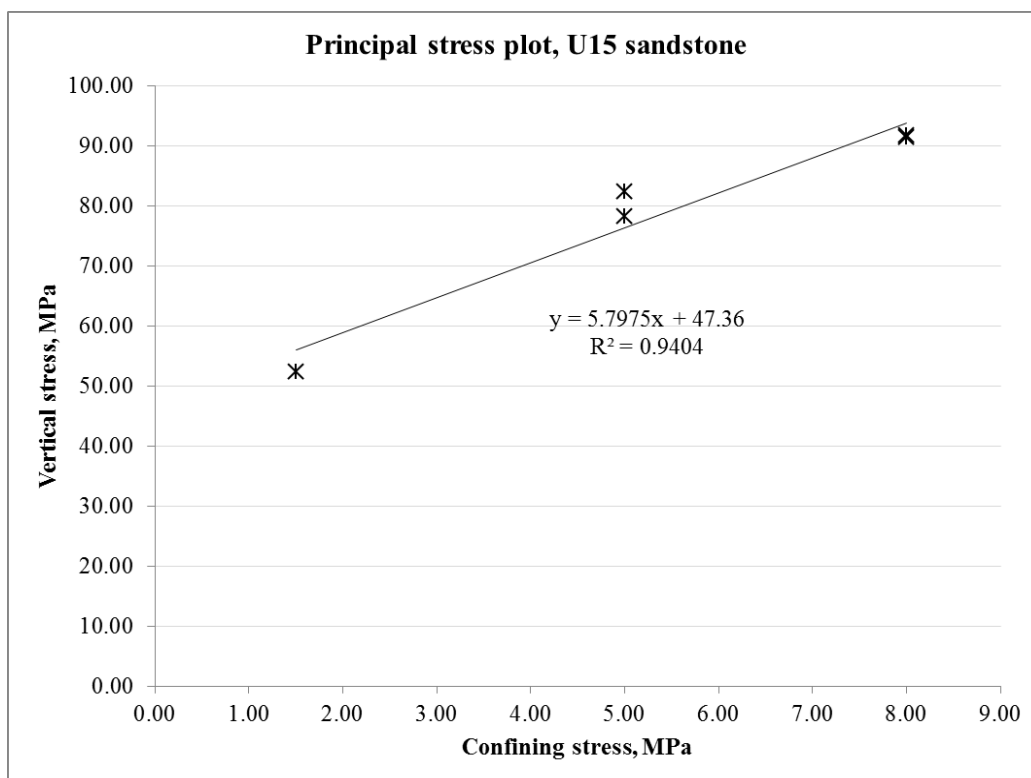
Приложение 3. Скорости распространения акустических волн, упругие свойства.

Проверка сходимости с керновыми данными.

Место замера, м	Vp, м/с	Vs, м/с	Модуль Юнга, МПа	Коэффициент Пуассона
Рассчитанные значения				
3128.60	4860	2705	49.7	0.263
3133.02	4710	2680	46.9	0.259
3135.87	4780	2653	46.2	0.267
3136.57	4515	2487	40.0	0.272
3137.32	4725	2701	47.1	0.254
3137.49	4609	2509	42.3	0.263
3137.81	4715	2648	45.7	0.254
3138.84	4653	2631	46.2	0.259
Лабораторные исследования керна				
3128.60	4815	2776	50.1	0.250
3133.02	4746	2725	47.8	0.255
3135.87	4746	2685	45.6	0.278
3136.57	4524	2452	40.1	0.285
3137.32	4733	2684	45.8	0.262
3137.49	4555	2529	41.3	0.271
3137.81	4668	2619	45.1	0.262
3138.84	4687	2684	45.6	0.254

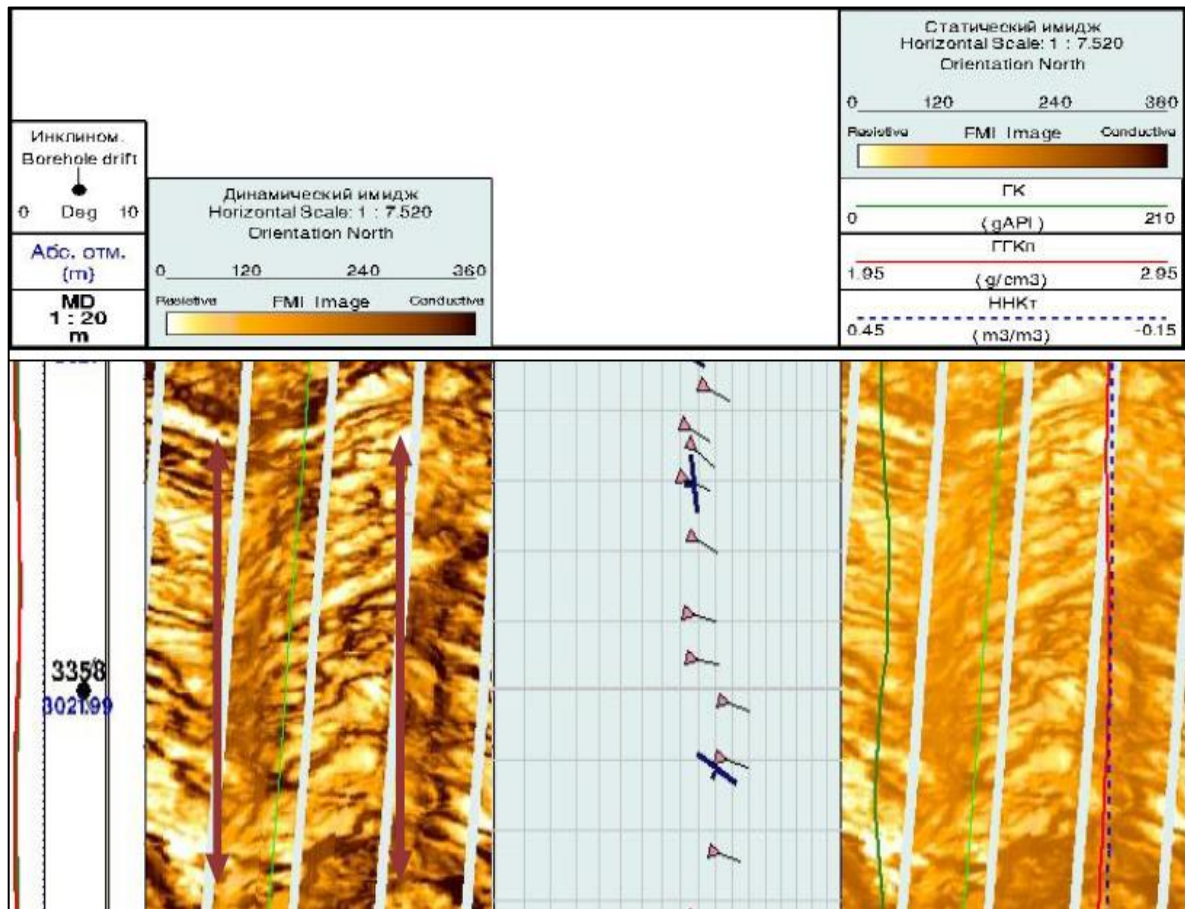
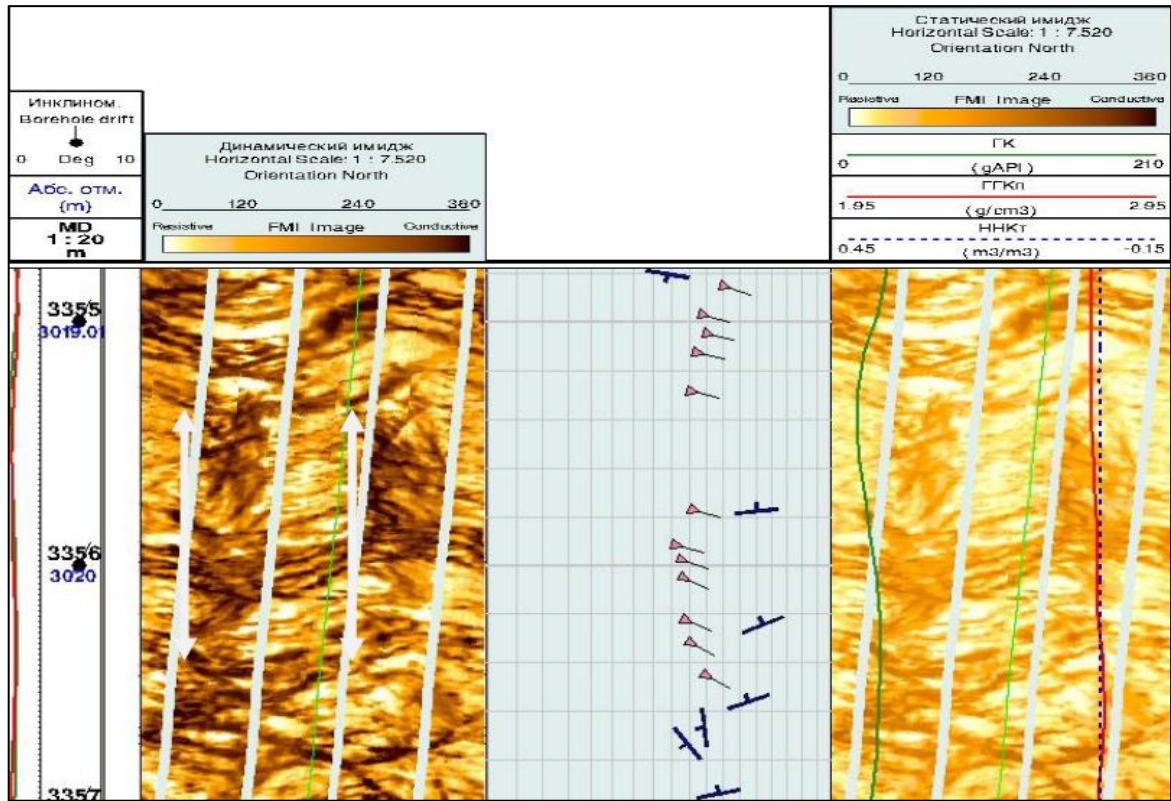


Приложение 4. Определение прочности на одноосное сжатие для образцов-песчаников пласта Ю15.

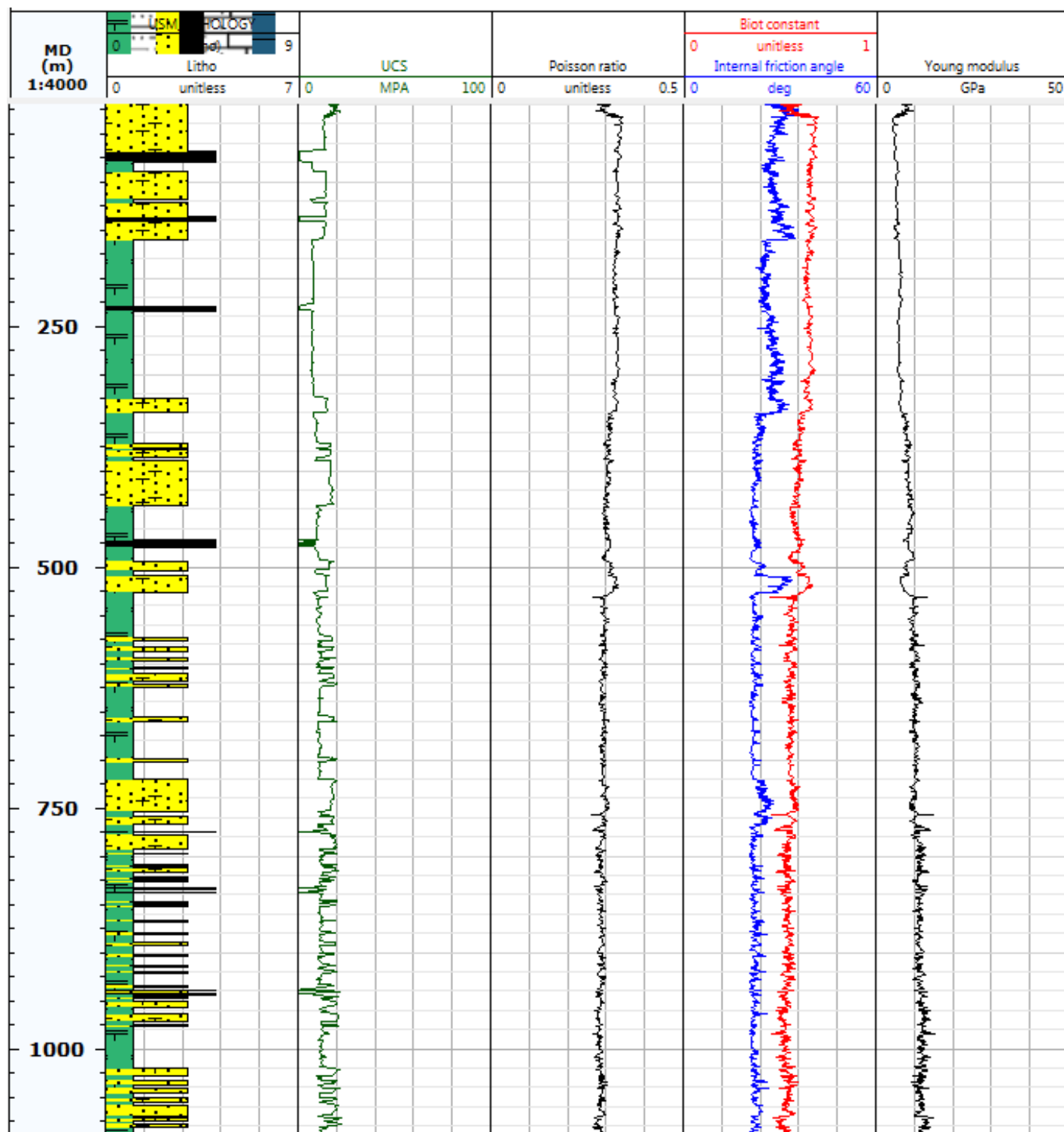


Паспорт прочности для пород пласта Ю-15 скв. 1011 месторождения А.

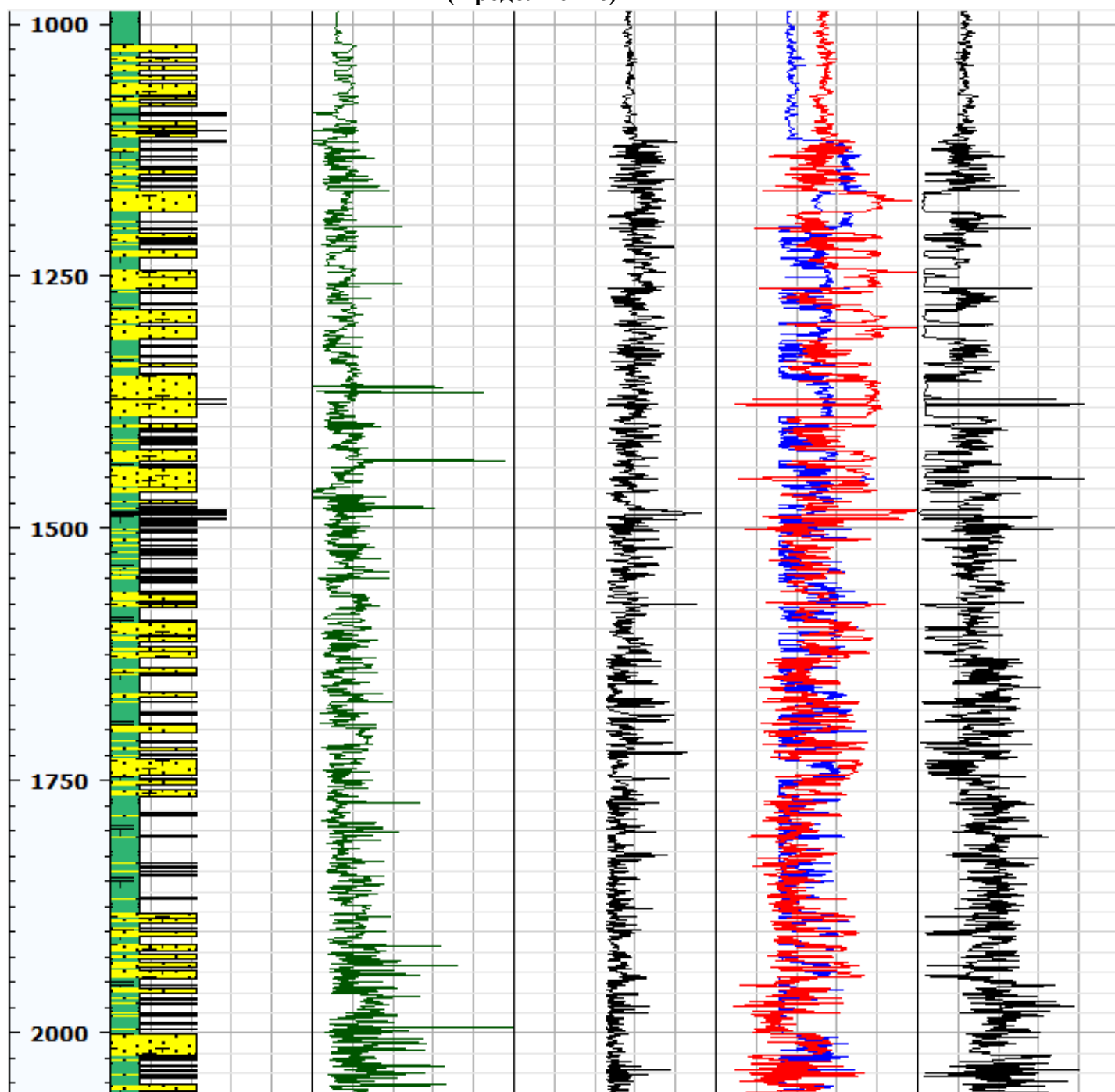
Приложение 5. Данные микроимджера в скважине 1111 в интервале 3355-3359м.



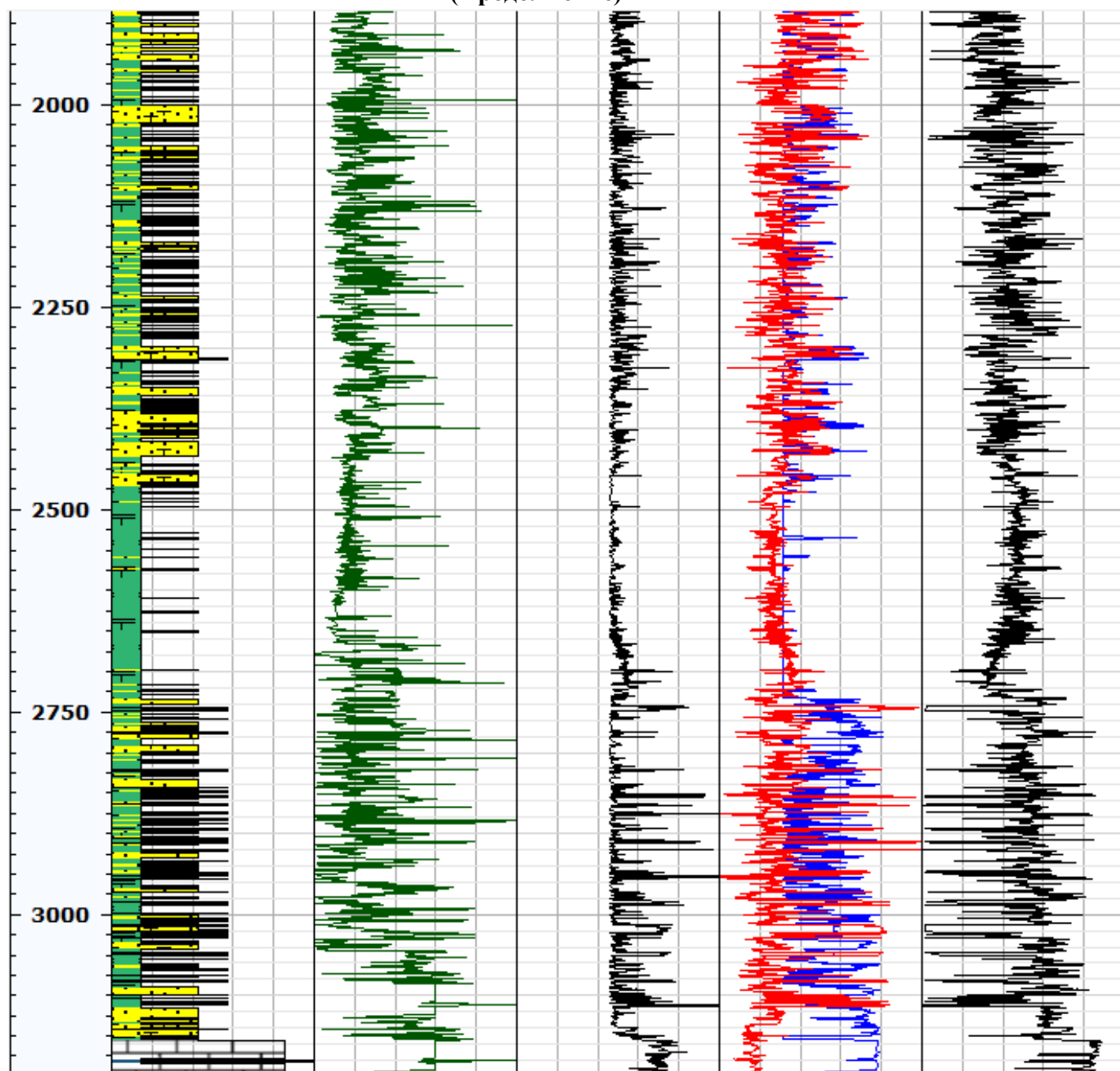
Приложение 6. Входные параметры для дальнейшего построения геомеханической модели



(Продолжение)

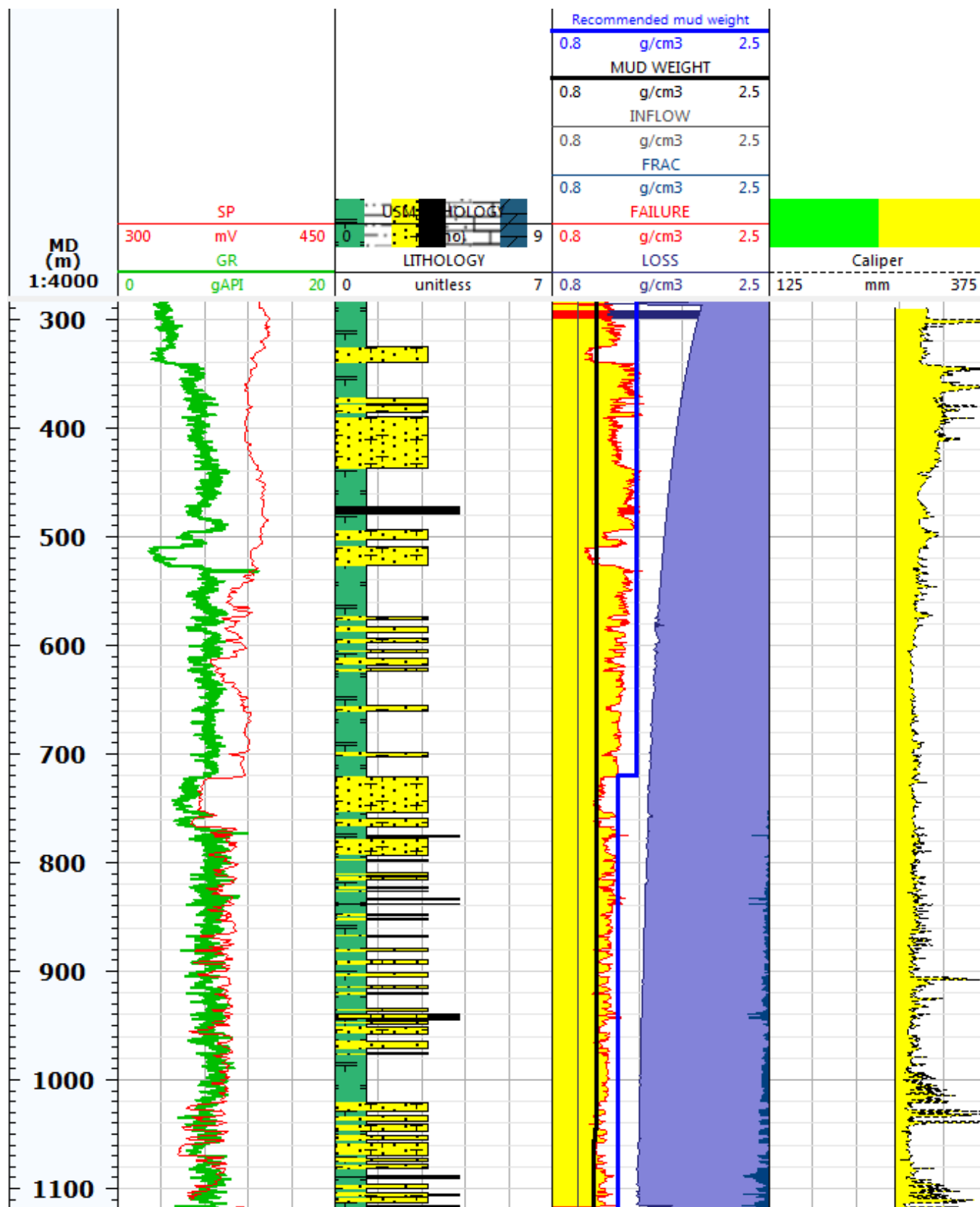


(Продолжение)

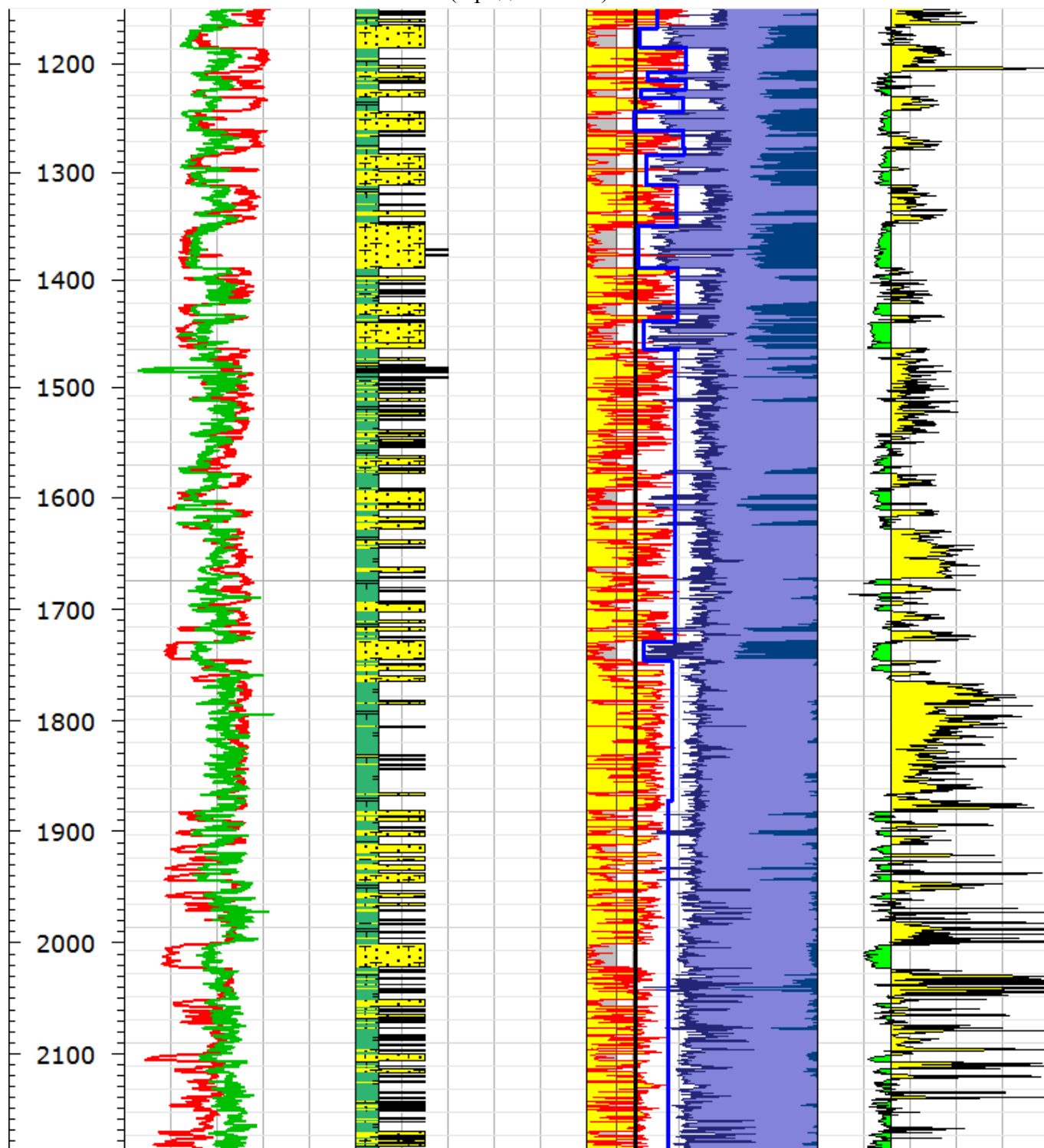


(Конец)

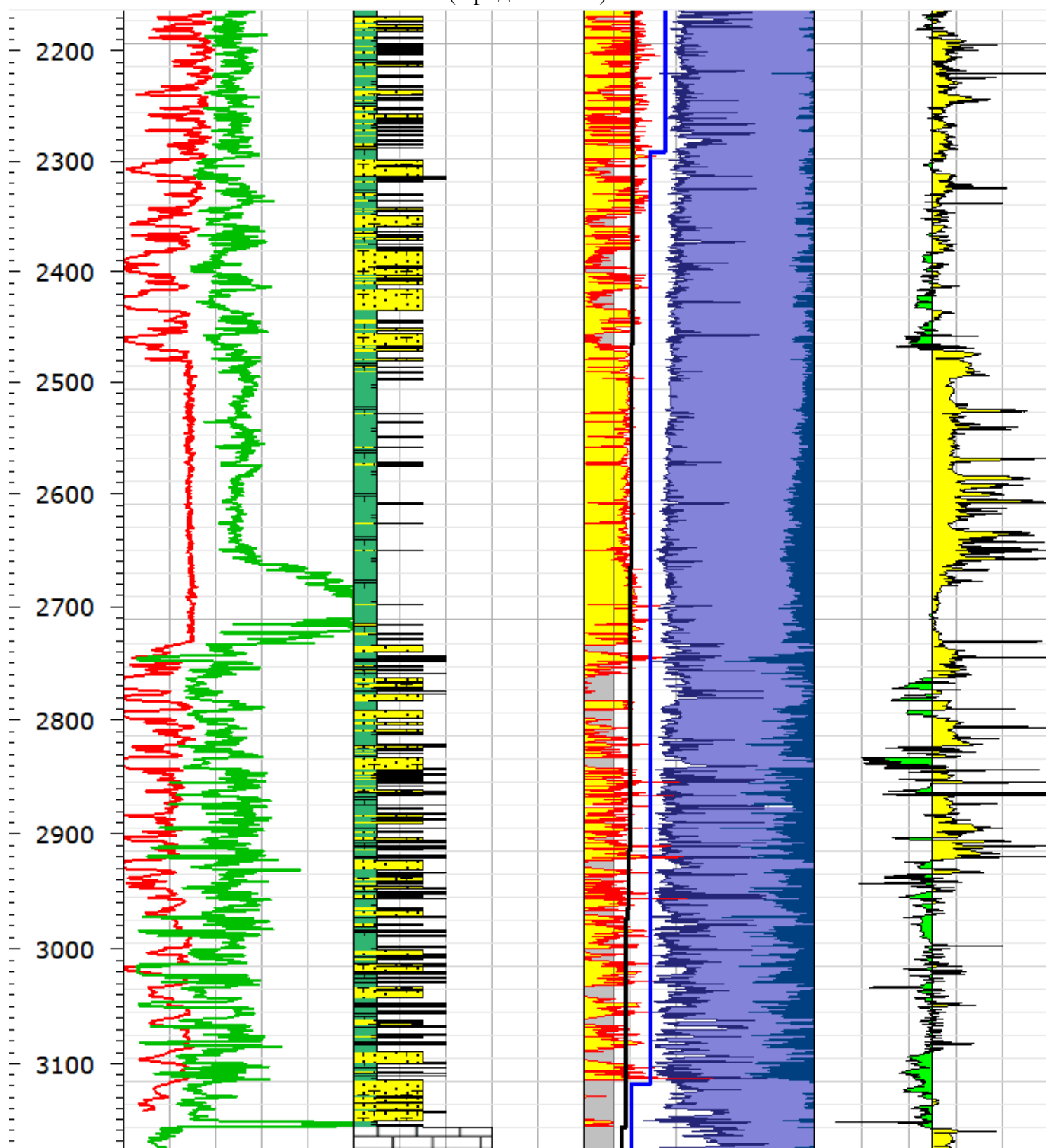
Приложение 7. Анализ стабильности ствола скважины при бурении. Одномерная геомеханическая модель, откалиброванная на показанная каверномера (справа), где желтым показаны интервалы обвалов. Толстая черная линия – плотность бурового раствора.



(Продолжение)



(Продолжение)

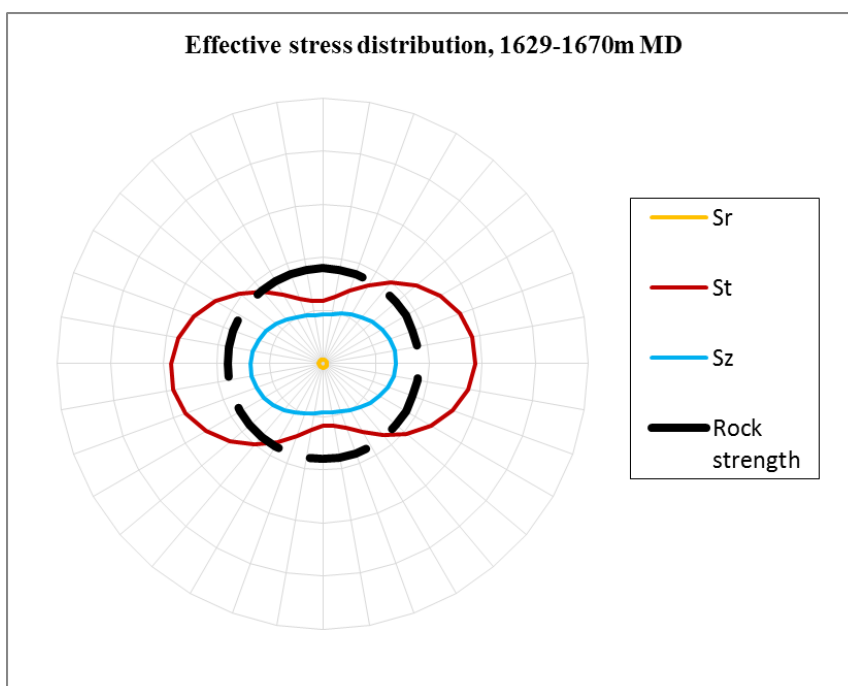
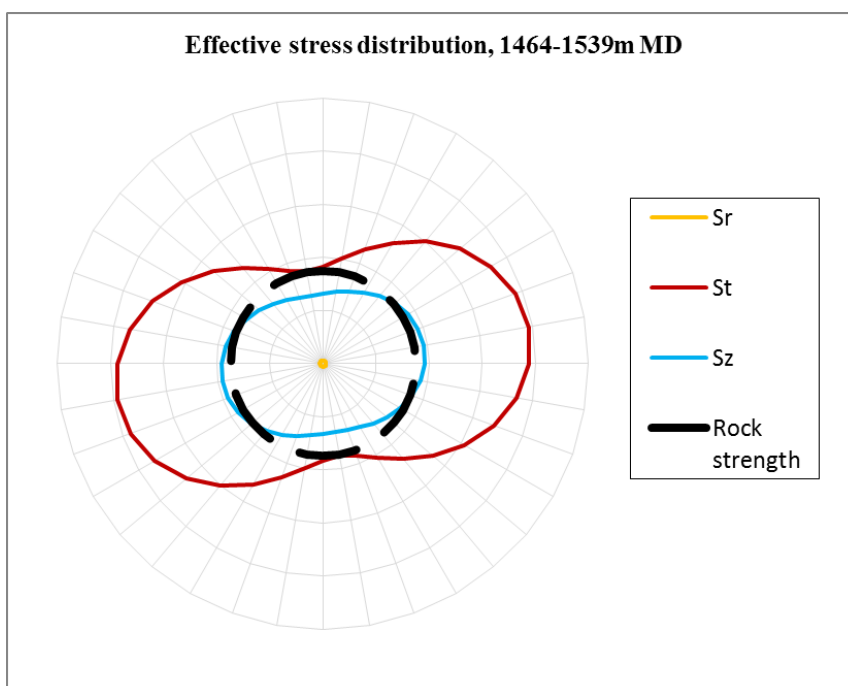


(Конец)

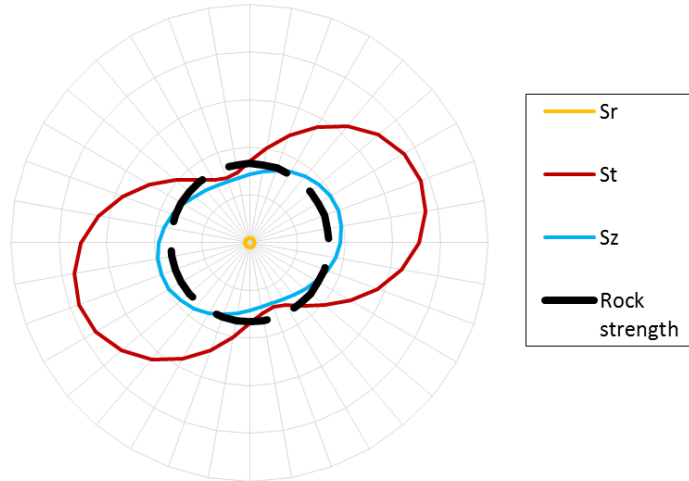
Приложение 8. Точечный анализ напряженного состояния горных пород в зонах осложнений.

Таблица 8.1 – Интервалы возникновения аварий в скважине 1011

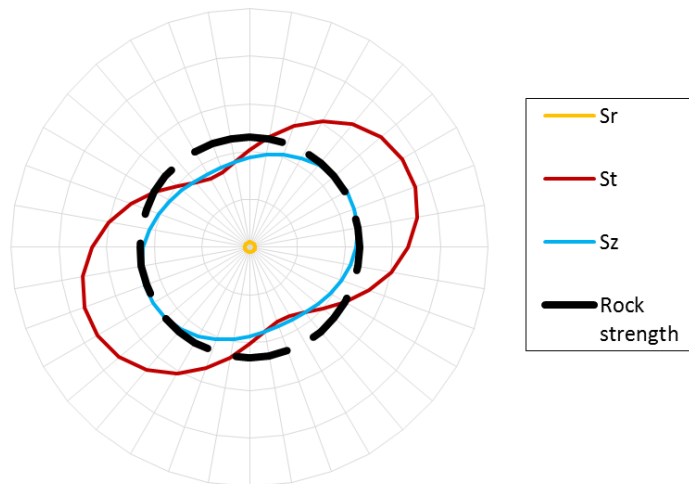
Интервал, м	Литология	Плотность бурового раствора при бурении	Эффективное радиальное напряжение S_r , МПа	Эффективное тангенциальное напряжение S_t , МПа	Эффективное вертикальное напряжение S_z , МПа	Предел прочности S_0 , МПа
1464-1539	Переслаивание глин и углей	1.16	0.58	31.58	15.33	17.43
1628-1670	Переслаивание глин и алевролитов	1.16	0.773	28.68	13.69	17.97
1763-1881	Переслаивание песчаников и аргиллитов	1.16	1.003	38.05	19.69	16.57
2146-2167 (авария при бурении)	Аргиллиты	1.16	1.06	36.93	23.08	23.37
2472-2728	Аргиллиты, битуминозные сланцы	1.14	1.567	41.70	29.98	20.51



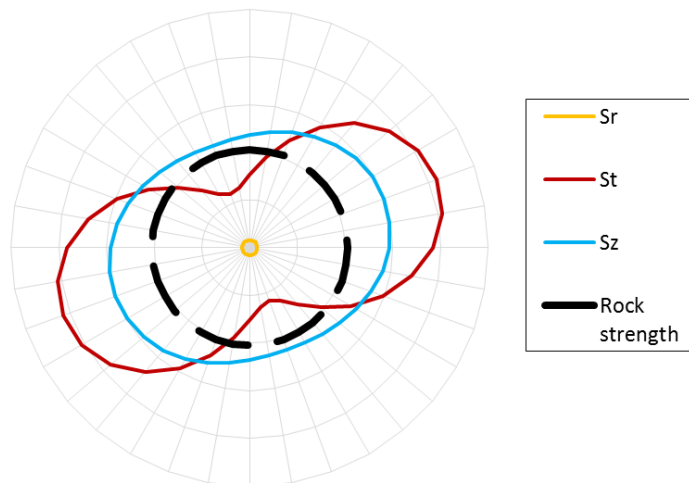
Effective stress distribution, 1763-1881m MD



Wellbore stability at 2155m MD



Effective stress distribution, 2472-2728m MD



Приложение 9. Рекомендованная плотность бурового раствора для аварийных интервалов скважины 1011

Интервал, м	Литология	Окно оптимальной плотности бурового раствора	Рекомендованная плотность бурового раствора
1464-1539	Переслаивание глин и углей	1.41.-1.52	1.45
1628-1670	Переслаивание глин и алевролитов	1.39-1.58	1.45
1763-1881	Переслаивание песчаников и аргиллитов	1.35-1.57	1.45
2146-2167 (авария при бурении)	Аргиллиты	1.19-1.54	1.4
2472-2728	Аргиллиты, битуминозные сланцы	1.19-1.37	1.29

Приложение 10. Расчет траектории горизонтальной скважины

Параметры бурения горизонтальной скважины:

Зенитный угол в точке зарезки α_1 , град	Конечный угол наклона α_2 , град	Целевая глубина для горизонтальной секции, м	Угол набора, град/10м	Радиус R, м	H-H1, м	Оптимальная точка зарезки, м
5	90	3127	2	286.624	261.643	< 2865.356

Выбранный интервал для дальнейшей зарезки бокового ствола:

Интервал, м	Литология	Точка зарезки (выбранная), м	Прочность на одноосное сжатие, МПа
2833-2842	Песчаник	2840	76.85