

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


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

### МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ


Тема работы
Подбор плотности бурового раствора для оптимизации бурения скважин в доюрском комплексе Томской области на основе 1D геомеханического моделирования

УДК 622.243.24.06-026.55

#### Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ81	Морев Виктор Александрович		14.08.20

#### Руководитель


Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД ИШПР	Меркулов В.П.	К.Г.-М.Н.		17.08.2020

#### Руководитель отделения


Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОНД ИШПР	Мельник И.А.	Д.Г.-М.Н.		

### КОНСУЛЬТАНТЫ:

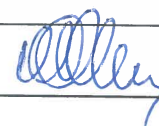
По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД ИШПР	Рукавишников В.С.	PhD		14.08.2020г.

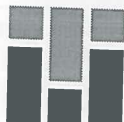
По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОНД ИШПР	Белозеров В.Б.	Д.Г.-М.Н.		17.08.2020

### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
21.04.01 Нефтегазовое дело	Чернова О.С.	Д.Г.-М.Н.		18.08.2020г.

Томск – 2020 г.



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

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

УТВЕРЖДАЮ:

Руководитель ООП

*(Подпись)* 06.07.20 О.С. Чернова  
(Дата)

**ЗАДАНИЕ**

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Магистерской диссертации

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

Студенту:

Группа	ФИО
2ТМ81	Мореву Виктору Александровичу

Тема работы:

Подбор плотности бурового раствора для оптимизации бурения скважин в доюрском комплексе Томской области на основе 1D геомеханического моделирования

Утверждена приказом директора ИШПР

Приказ № 204-9/с от 22.07.2020

Срок сдачи студентом выполненной работы:

14.08.2020г.

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

**Исходные данные к работе**


(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).

- Результаты геофизических исследований скважины
- Результаты геомеханического исследования керна
- Результаты проведения гидравлических разрывов пластов на месторождении
- Интерпретация результатов микросканирования ствола скважины


<p><b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>  <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>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Обзор литературы</li> <li>- Характеристика Кулгинского месторождения</li> <li>- Объект и методика исследования</li> <li>- Анализ результатов исследования</li> <li>- Экономическая часть</li> <li>- Социальная ответственность</li> <li>- Заключение</li> </ul>
<p><b>Перечень графического материала</b>  <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Рисунки – 38 шт.</li> <li>- Схема расположения Кулгинского месторождения</li> <li>- Этапы построения 1D геомеханической модели</li> <li>- Восстановление поперечной волны</li> <li>- Связь статического и динамического модуля Юнга для осадочного чехла</li> <li>- Связь статического и динамического модуля Юнга для палеозойского интервала</li> <li>- Зависимость предела прочности на одноосное сжатие и скорости поперечной волны осадочного чехла</li> <li>- Зависимость угла внутреннего трения от скорости продольных волн в палеозойских породах</li> <li>- Зависимость предела прочности на разрыв от объемной плотности</li> <li>- Анализ чувствительности траектории скважины</li> </ul>
<p><b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b>  <i>(с указанием разделов)</i></p>	
<p><b>Раздел</b></p>	<p><b>Консультант</b></p>
<p><i>Финансовый менеджмент</i></p>	<p><i>Ph.D., доцент ОНД ИШПР Рукавишников В.С.</i></p>
<p><i>Социальная ответственность</i></p>	<p><i>д.г.-м.н., профессор ОНД ИШПР Белозеров В.Б.</i></p>
<p><i>Специальные вопросы</i></p>	<p><i>Инженер-исследователь Коношонкин Д.В.</i></p>
<p><b>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</b></p>	<p>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение          Financial management, resource efficiency and resource saving</p>

<p><b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b></p>	<p><i>01.04.2020г.</i></p>
--	----------------------------

**Задание выдал руководитель / консультант (при наличии):**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
<p>Доцент ОНД ИШПР</p>	<p>Меркулов В.П.</p>	<p>К.Г.-М.Н.</p>		<p><i>01.07.20</i></p>

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
<p>2ТМ81</p>	<p>Морев Виктор Александрович</p>		<p><i>01.07.20</i></p>

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

Студенту:

Группа	ФИО
2ТМ81	Мореву Виктору Александровичу

Инженерная школа	ИШПР	Отделение	ОНД
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	21.04.01 «Нефтегазовое дело»


<b>Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:</b>	
1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Расчет материальных и накладных затрат, оценка экономической эффективности НТИ
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Нормы времени на выполнение работ, учет оборудования, необходимого для проведения НТИ
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Ставка налога на прибыль в размере 20 %; Отчисления во внебюджетные фонды в размере 30%

<b>Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:</b>	
1. Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ	Расчет потенциальных затрат и прибыли в результате применения технологии, меры по оптимизации процесса бурения
2. Разработка устава научно-технического проекта	Методические рекомендации по выбору оптимальной плотности бурового раствора, оценка экономической эффективности проекта
3. Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок	Постановка целей и задач проекта, определение затрат и возможных рисков, поиск решений оптимизации процесса бурения с помощью проекта
4. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности	Расчет основных технико-экономических показателей, определение рентабельности проекта


<b>Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):</b>	
1. Оценка конкурентоспособности технологии	
2. Расходы на заработную плату сотрудникам	
3. Затраты на программное обеспечение	
4. Затраты на сопровождение проекта	
5. Матрица SWOT	
6. Оценка экономической эффективности НТИ	

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	01.07.2020г.
--	--------------

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД ИШПР	Рукавишников В.С.	PhD		01.07.2020

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ81	Морев Виктор Александрович		01.07.2020



## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2ТМ81	Мореву Виктору Александровичу

<b>Инженерная школа</b>	<b>ИШПР</b>	<b>Отделение</b>	<b>ОНД</b>
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	21.04.01 «Нефтегазовое дело»

### Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<p>1. Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– вредных проявлений факторов производственной среды (вредные вещества, освещение, шумы, электромагнитные поля, ионизирующие излучения)</li> <li>– опасных проявлений факторов производственной среды (электрической, пожарной и взрывной природы)</li> <li>– негативного воздействия на окружающую природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу)</li> <li>– чрезвычайных ситуаций (техногенного, экологического и социального характера)</li> </ul>	<p>Рабочей зоной являются объекты буровой установки. Вредные факторы в данных условиях касаются вредных веществ, освещения и электромагнитных полей. Потенциально опасными факторами являются пожарные явления, высокое давление, низкие температуры. Негативные воздействия на окружающую природную среду включает в себя выбросы в гидросферу и литосферу. Включены меры безопасности по предотвращению чрезвычайных ситуаций.</p>
--	--

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

<p>1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой;</li> <li>– действие фактора на организм человека;</li> <li>– приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ);</li> <li>– предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства)</li> </ul>	<p>Определение вредных факторов, таких как влияние вредных веществ, метеорологические условия. Представлены мероприятия по устранению и нормированию влияния вредных факторов на организм человека и окружающую среду.</p>
<p>2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– механические опасности (источники, средства защиты);</li> <li>– термические опасности (источники, средства защиты);</li> <li>– электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты);</li> <li>– пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения)</li> </ul>	<p>Выявление опасных факторов проектируемой среды и описание средств защиты: термические опасности, пожаровзрывобезопасность.</p>
<p>3. Охрана окружающей среды:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– защита селитебной зоны</li> <li>– анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы);</li> <li>– анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы);</li> <li>– анализ воздействия объекта на литосферу (отходы);</li> <li>– разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.</li> </ul>	<p>В процессе бурения и разработки месторождения происходит негативное влияние на окружающую среду вследствие многих факторов. Необходимостью является минимизация этого влияния. Произведен анализ воздействия бурового шлама на гидросферу и литосферу. Представлены решения по обеспечению экологической безопасности в виде способов переработки отходов.</p>

<p><b>4. Защита в чрезвычайных ситуациях:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- перечень возможных ЧС на объекте;</li> <li>- выбор наиболее типичной ЧС;</li> <li>- разработка превентивных мер по предупреждению ЧС;</li> <li>- разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС;</li> <li>- разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий</li> </ul>	<p>Проанализированы наиболее типичные ЧС в процессе бурения и представлены меры по предотвращению таких ситуаций. Описан алгоритм действий в результате возможной ЧС.</p>
<p><b>5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>- организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны</li> </ul>	<p>Представлены правовые нормы и требования обеспечения безопасности сотрудников. Описаны основные трудовые нормы. Проанализированы возможные вредные факторы, которые потенциально могут повлиять на сотрудников. Разработаны рекомендации по минимизации воздействия вредных факторов.</p>
<p><b>Перечень графического материала:</b></p>	
<p>При необходимости представить эскизные графические материалы к расчётному заданию (обязательно для специалистов и магистров)</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Вредные вещества</li> <li>- Схема работы вахтовым методом</li> <li>- Действия при ЧС</li> <li>- Доступ к техническим устройствам</li> </ul>

**Дата выдачи задания для раздела по линейному графику** | 01.07.2020г.

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОНД ИШПР	Белозеров В.Б.	Д.Г.-М.Н.		01.07.2020г.

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ81	Морев Виктор Александрович		01.07.2020г.



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

Школа Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки (специальность) 21.04.01 Нефтегазовое дело  
 Уровень образования Магистратура  
 Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела  
 Период выполнения (весенний семестр 2019/2020 учебного года)

Форма представления работы:

Магистерская диссертация

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

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

Срок сдачи студентом выполненной работы: 14.08.2020г.

Дата контроля	Название раздела (модуля)/ вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
05.07.2020	Введение	5
10.07.2020	Литературный обзор	5
12.07.2020	Постановка цели и определение задач исследования	5
18.07.2020	Методическая часть: методика геомеханического моделирования	10
20.07.2020	Характеристика объекта исследования	10
02.08.2020	Построение геомеханической модели устойчивости стенок скважины	15
	Анализ и обсуждение результатов	10
06.08.2020	Раздел «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	10
10.08.2020	Раздел «Социальная ответственность»	10
	Заключение	5
14.08.2020	Подготовка доклада	5
20.08.2020	Оформление презентации	10
	<b>Итого:</b>	<b>100</b>

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД ИШПР	Меркулов В.П.	К.Г.-М.Н.		01.07.20

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
21.04.01 Нефтегазовое дело	Чернова О.С.	Д.Г.-М.Н.		01.07.20г.

## *Результаты освоения основной образовательной программы (DD)*

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



		<i>Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата), (19.021 Специалист по промысловой геологии)</i>
<b>Р3</b>	Проявлять профессиональную осведомленность о передовых знаниях и открытиях в области нефтегазовых технологий с учетом передового отечественного и зарубежного опыта; использовать инновационный подход при разработке новых идей и методов проектирования объектов нефтегазового комплекса для решения инженерных задач развития нефтегазовых технологий, модернизации и усовершенствования нефтегазового производства	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ ( <i>УК-1; УК-2; УК-4; УК-5; УК-6; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-3; ОПК-6; ПК-1; ПК-2; ПК-3; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-7; ПК-8; ПК-9; ПК-11; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-18; ПК-20; ПК-21; ПК-22; ПК-23</i> ), CDIO Syllabus (2.4, 2.5, 4.1, 4.2...), Критерий 5 АИОР (п. 2.1, 2.10...), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования профессиональных стандартов: <b>(40.178 Специалист в области проектирования автоматизированных систем управления технологическими процессами), (40.116 Специалист по обеспечению промышленной безопасности при эксплуатации оборудования, работающего под избыточным давлением, и/или подъемных сооружений), (40.011 Специалист по научно-исследовательским и опытно-конструкторским разработкам); (19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата), (19.021 Специалист по промысловой геологии)</b>
<b>Р4</b>	Выбирать оптимальные решения в многофакторных ситуациях, владеть методами и средствами технического моделирования производственных процессов и объектов нефтегазовой отрасли; управлять технологическими процессами, обслуживать оборудование, использовать любой имеющийся арсенал технических средств, обеспечивать высокую эффективность при разработке нефтегазовых объектов	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ ( <i>УК-1; УК-2; УК-6; ОПК-1; ОПК-2; ПК-1; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-7; ПК-8; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-15; ПК-16; ПК-17; ПК-20</i> ), CDIO Syllabus (2.4, 2.5, 4.1, 4.2...), Критерий 5 АИОР (п. 2.1, 2.10...), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования профессиональных стандартов: <b>(40.178 Специалист в области проектирования автоматизированных систем управления технологическими процессами), (40.116 Специалист по обеспечению промышленной безопасности при эксплуатации оборудования, работающего под избыточным давлением, и/или подъемных сооружений), (40.011 Специалист по научно-исследовательским и опытно-конструкторским разработкам); (19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата), (19.021 Специалист по промысловой геологии)</b>

<b>P5</b>	Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности; активно владеть иностранным языком на уровне, позволяющем работать в интернациональной среде, разрабатывать документацию и защищать результаты инженерной деятельности	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ ( <i>УК-1; УК-2; УК-3; УК-4; УК-5; УК-6; ОПК-2; ОПК-2; ОПК-3; ОПК-4; ОПК-5; ПК-1; ПК-2; ПК-8; ПК-16; ПК-18; ПК-21; ПК-23</i> ), CDIO Syllabus (2.4, 2.5, 4.1, 4.2...), Критерий 5 АИОР (п. 2.1, 2.10...), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования профессиональных стандартов: <b>(40.178 Специалист в области проектирования автоматизированных систем управления технологическими процессами)</b> , <b>(40.116 Специалист по обеспечению промышленной безопасности при эксплуатации оборудования, работающего под избыточным давлением, и/или подъемных сооружений)</b> , <b>(40.011 Специалист по научно-исследовательским и опытно-конструкторским разработкам)</b> ; <b>(19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата)</b> , <b>(19.021 Специалист по промысловой геологии)</b>
<b>P6</b>	Работать эффективно в качестве члена и руководителя команды, умение формировать задания и оперативные планы всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, нести ответственность за результаты работы; координировать работу групп по извлечению и совершенствованию добычи нефти, газа и газового конденсата, передавать знания через наставничество и консультирование	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ ( <i>УК-1; УК-2; УК-3; УК-4; УК-5; УК-6; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-3; ОПК-4; ОПК-5; ОПК-6; ПК-6; ПК-11; ПК-12; ПК-13; ПК-15; ПК-23</i> ), CDIO Syllabus (2.4, 2.5, 4.1, 4.2...), Критерий 5 АИОР (п. 2.1, 2.10...), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования профессиональных стандартов: <b>(40.178 Специалист в области проектирования автоматизированных систем управления технологическими процессами)</b> , <b>(40.116 Специалист по обеспечению промышленной безопасности при эксплуатации оборудования, работающего под избыточным давлением, и/или подъемных сооружений)</b> , <b>(40.011 Специалист по научно-исследовательским и опытно-конструкторским разработкам)</b> ; <b>(19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата)</b> , <b>(19.021 Специалист по промысловой геологии)</b>
<b>P7</b>	Внедрять, эксплуатировать и об-служивать современные машины и механизмы для реализации техно-логических процессов нефтегазовой	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ ( <i>УК-3; ОПК-1; ОПК-2; ПК-1; ПК-3; ПК-6; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-14; ПК-16; ПК-17; ПК-18; ПК-19; ПК-21; ПК-22</i> ), CDIO Syllabus (2.4, 2.5, 4.1, 4.2...), Критерий 5 АИОР (п. 2.1, 2.10...), согласованный

	области, обеспечивать их высокую эффективность, соблюдать правила охраны здоровья и безопасности труда, выполнять требования по защите окружающей среды	с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования профессиональных стандартов: <b>(40.178 Специалист в области проектирования автоматизированных систем управления технологическими процессами)</b> , <b>(40.116 Специалист по обеспечению промышленной безопасности при эксплуатации оборудования, работающего под избыточным давлением, и/или подъемных сооружений)</b> , <b>(40.011 Специалист по научно-исследовательским и опытно-конструкторским разработкам)</b> ; <b>(19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата)</b> , <b>(19.021 Специалист по промысловой геологии)</b>
<b>Профиль 1. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений</b>		
<b>Р8</b>	Контролировать выполнение требований регламентов для обеспечения добычи нефти, газа и газового конденсата	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1; УК-2; УК-4; ОПК-1; ОПК-4; ОПК-6; ПК-1; ПК-5; ПК-6; ПК-12; ПК-15; ПК-16; ПК-18; ПК-19; ПК-23), CDIO Syllabus (2.4, 2.5, 4.1, 4.2...), Критерий 5 АИОР (п. 2.1, 2.10...), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования профессиональных стандартов: <b>(40.178 Специалист в области проектирования автоматизированных систем управления технологическими процессами)</b> , <b>(40.116 Специалист по обеспечению промышленной безопасности при эксплуатации оборудования, работающего под избыточным давлением, и/или подъемных сооружений)</b> , <b>(40.011 Специалист по научно-исследовательским и опытно-конструкторским разработкам)</b> ; <b>(19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата)</b> , <b>(19.021 Специалист по промысловой геологии)</b>
<b>Р9</b>	Совершенствовать, разрабатывать мероприятия и/или подготавливать бизнес-предложения по технологическому процессу и технологическим мероприятиям при добыче нефти, газа и газового конденсата	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1; УК-2; УК-3; УК-6; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-3; ОПК-4; ПК-1; ПК-2; ПК-3; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-7; ПК-8; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-12; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-16; ПК-17; ПК-18; ПК-19; ПК-20; ПК-21; ПК-22; ПК-23), CDIO Syllabus (2.4, 2.5, 4.1, 4.2...), Критерий 5 АИОР (п. 2.1, 2.10...), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования профессиональных стандартов: <b>(40.178</b>



		<p><i>Специалист в области проектирования автоматизированных систем управления технологическими процессами), (40.116 Специалист по обеспечению промышленной безопасности при эксплуатации оборудования, работающего под избыточным давлением, и/или подъемных сооружений), (40.011 Специалист по научно-исследовательским и опытно-конструкторским разработкам); (19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата), (19.021 Специалист по промысловой геологии)</i></p>
<b>P10</b>	<p>Корректировать программы работ по добыче нефти, газа и газового конденсата, выбирать и принимать решения в нестандартных ситуациях, опираясь на государственные стандарты в области нефтегазодобычи</p>	<p>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2; УК-3; УК-4; УК-6; ОПК-1; ОПК-2; ПК-1; ПК-3; ПК-6; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-14; ПК-16; ПК-18; ПК-19; ПК-21; ПК-22), CDIO Syllabus (2.4, 2.5, 4.1, 4.2...), Критерий 5 АИОР (п. 2.1, 2.10...), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования профессиональных стандартов: <b>(40.178 Специалист в области проектирования автоматизированных систем управления технологическими процессами), (40.116 Специалист по обеспечению промышленной безопасности при эксплуатации оборудования, работающего под избыточным давлением, и/или подъемных сооружений), (40.011 Специалист по научно-исследовательским и опытно-конструкторским разработкам); (19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата), (19.021 Специалист по промысловой геологии)</b></p>

## РЕФЕРАТ

Магистерская диссертация: 103 с., 40 рис., 7 табл., 58 источников.

**Ключевые слова:** геомеханическая модель, оптимальная траектория скважины, плотность бурового раствора, устойчивость стенок ствола скважины, напряжение горных пород, паспорт прочности.

**Объект исследования:** 148R скважина Кулгинского нефтегазоконденсатного месторождения.

**Цель работы:** подбор плотности бурового раствора для безопасного бурения горизонтальных скважин в доюрском комплексе Томской области за счет построения 1D геомеханической модели.

В процессе исследования проведены расчеты эмпирических зависимостей упругих и прочностных свойств для палеозойских карбонатов, представлены этапы построения и калибровки одномерной геомеханической модели, произведен выбор оптимальной плотности бурового раствора для горизонтальных скважин в палеозойском интервале, определены азимуты направления бурения.

Магистерская диссертация выполнена при использовании программного продукта Techlog 2017. Тестовая часть пояснительной записки реализована с помощью программного пакета MS Office.

**Область применения:** бурение эксплуатационных горизонтальных скважин в палеозойском интервале.

**Экономическая эффективность/значимость:** расчёт траектории горизонтальной скважины и подбор плотности бурового раствора на основе одномерной геомеханической модели позволяет оптимизировать процесс бурения, избежав временные потери на простой буровой установки во время ликвидации аварий, тем самым снизив общие затраты на процесс бурения.

## ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	16
1 ХАРАКТЕРИСТИКА КУЛГИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	18
1.1 Общие сведения о месторождении.....	18
1.3 Стратиграфическая характеристика района.....	23
1.4 Тектоническое строение района.....	27
1.5 Нефтегазоносность доюрских отложений.....	29
2 ОБЪЕКТ И МЕТОДИКА ИССЛЕДОВАНИЯ.....	31
2.1 Объект исследования.....	31
2.2 Этапы построения и калибровки 1D геомеханической модели.....	32
3 ПОСТРОЕНИЕ И АНАЛИЗ ГЕОМЕХАНИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ.....	35
3.1 Восстановление поперечной волны.....	35
3.2 Восстановление плотностного каротажа.....	37
3.3 Оценка вертикального напряжения.....	39
3.4 Оценка порового давления.....	41
3.5 Определение динамических модулей по ГИС.....	43
3.6 Определение статических модулей по керну.....	45
3.7 Определение прочности на одноосное сжатие.....	48
3.8 Определение угла внутреннего трения.....	51
3.9 Определение прочности на растяжение.....	58
3.10 Определение магнитуд горизонтальных напряжений.....	60
3.11 Определение направлений горизонтальных напряжений.....	62
3.12 Определение устойчивости стенок скважины.....	65
3.13 Определение оптимальной траектории горизонтальной скважины.....	69
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	75
4.1 Оценка коммерческого потенциала исследования.....	75
4.2 Анализ перспективности исследования.....	78
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	81
5.1 Защита в чрезвычайных ситуациях.....	81



5.2	Правовые и организационные вопросы организации труда .....	83
5.3	Охрана окружающей среды .....	85
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....		90
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ .....		92
ПРИЛОЖЕНИЕ А .....		98

## ВВЕДЕНИЕ

В последние десятилетие возрос спрос на разработку нетрадиционных запасов нефти, требующих комплексных и инновационных решений. К отложениям, содержащим такие запасы, относится доюрский комплекс на территории Томской области, а именно палеозойские отложения. На сегодняшний момент актуальным является вопрос о безопасном бурении горизонтальных скважин в трещиноватых карбонатах палеозоя, которые мало изучены и требуют особого внимания для предупреждения аварийных ситуаций при бурении.

Целью данной работы является подбор плотности бурового раствора для безопасного бурения горизонтальных скважин в доюрском комплексе Томской области за счет построения 1D геомеханической модели.

В работе представлены этапы построения и калибровки 1D геомеханической модели, произведен выбор оптимальной плотности бурового раствора для горизонтальных скважин в палеозойском интервале, определены азимуты направления бурения.

Актуальность данной работы заключается в предупреждении аварийных ситуаций при разбурировании трещиноватых пластов палеозойских карбонатов. Поскольку бурение горизонтальных скважин отличается от бурения вертикальных, по причине изменения влияния напряжений на стенки скважины, увеличивается вероятность осложнений. Среди них можно отметить потерю циркуляции бурового раствора за счёт поглощения, либо прихват бурового инструмента, по причине большого количества обрушившейся породы, что влечёт за собой как простой в бурении, так и в некоторых случаях потерю скважины.

Решение перечисленных проблем находит свое отражение в расчетах устойчивости ствола скважины.

**Задачи исследования:**

- Восстановить недостающие ГИС для опорной скважины
- Рассчитать вертикальное напряжение и поровое давление
- Определить динамические модули по ГИС
- Построить корреляционные зависимости по керну для перевода динамических модулей в статические
- Построить паспорта прочности для образцов керна, отобранных из палеозоя
- Построить корреляционные зависимости по керну для UCS, TSTR, Fang, Cohesion и применить для палеозоя и осадочного чехла исследуемой скважины
- Определить направления и магнитуды минимального и максимального горизонтальных напряжений
- Произвести калибровку полученной модели на данные по бурению и каверномер
- Рассчитать плотности бурового раствора и оптимальную траекторию для горизонтальных скважин в палеозойском интервале

**Основные положения, выносимые на защиту:** этапы построения 1D геомеханической модели и результаты определения оптимальных параметров для бурения горизонтальных скважин в палеозое.

**Научная новизна:** полученные эмпирические зависимости прочностных и упругих свойств могут быть использованы для построения одномерной геомеханической модели и расчета оптимальной траектории горизонтальной скважины в палеозойском пласте на месторождениях Южно-Пудинского лицензионного участка.

**Практическая значимость:** разработанная одномерная геомеханическая модель позволяет проводить бурение горизонтальных скважин в палеозойских трещиноватых карбонатах с меньшей вероятностью осложнений для бурения. Модель может быть применена в доюрском комплексе на месторождениях Южно-Пудинского лицензионного участка.



# 1 ХАРАКТЕРИСТИКА КУЛГИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

## 1.1 Общие сведения о месторождении

В административном отношении Кулгинское месторождение расположено на юге Парабельского района Томской области (Рисунок 1.1). По унифицированным стратиграфическим схемам Южно-Пудинский ЛУ находится на юге региона Западная Сибирь.

Лицензия на право пользования недрами (Южно-Пудинский ЛУ) с целевым назначением и видами работ на геологическое изучение, разведку и добычу углеводородного сырья в пределах Южно-Пудинского участка выдана Обществу с ограниченной ответственностью «Газпромнефть-Восток».

Абсолютные отметки на Южно-Пудинском ЛУ колеблются от 95 в речных долинах до 147 м на водоразделе.

Гидрографическая сеть образована реками Парабель и Чузик, а также их притоками. Долины основных рек и их притоков покрыты смешанным лесом (сосна, кедр, береза, осина, лиственница, пихта). На водоразделе развиты болота, среди которых широко распространены мелкие озера. На заболоченных участках преобладают “рям”, “каргашатник”, в поймах – ива и тальник. Заболоченные участки часто безлесные или с преобладанием мелкого сосняка (Рисунок 1.3).

Климат района континентальный, с продолжительной холодной зимой (температура достигает  $-50^{\circ}\text{C}$ ) и коротким тёплым летом (до  $+35^{\circ}\text{C}$  в июле). Толщина снегового покрова достигает 1,0 – 1,5 м. Реки, озёра, болота начинают замерзать к концу декабря, причём некоторые участки болот, где активно идут процессы окисления, не промерзают в течение всей зимы.

Уровень грунтовых вод находится на глубине от 2 м на пойменных участках, до 25 м на водораздельных участках.

Рельеф местности представлен плоской заболоченной аккумулятивной равниной, современные типы рельефа которой образованы в результате

проявления экзогенных процессов и новейших тектонических движений позднеплиоценового и четвертичного времени.

Стратиграфически разрез в пределах Южно-Пудинского участка представлен образованиями палеозойского доплатформенного комплекса и мезозойско-кайнозойскими осадочными отложениями платформенного чехла.

На территории участка пробурено 26 глубоких скважин. Начато эксплуатационное бурение на Смоляном и Южно-Табаганском участках.

На участке открыто четыре месторождения УВС: Южно-Табаганское, Смоляное, Солоновское нефтяные месторождения и Кулгинское нефтегазоконденсатное (Рисунок 1.2).



Рисунок 1.1 Географическое расположение Южно-Пудинского ЛУ

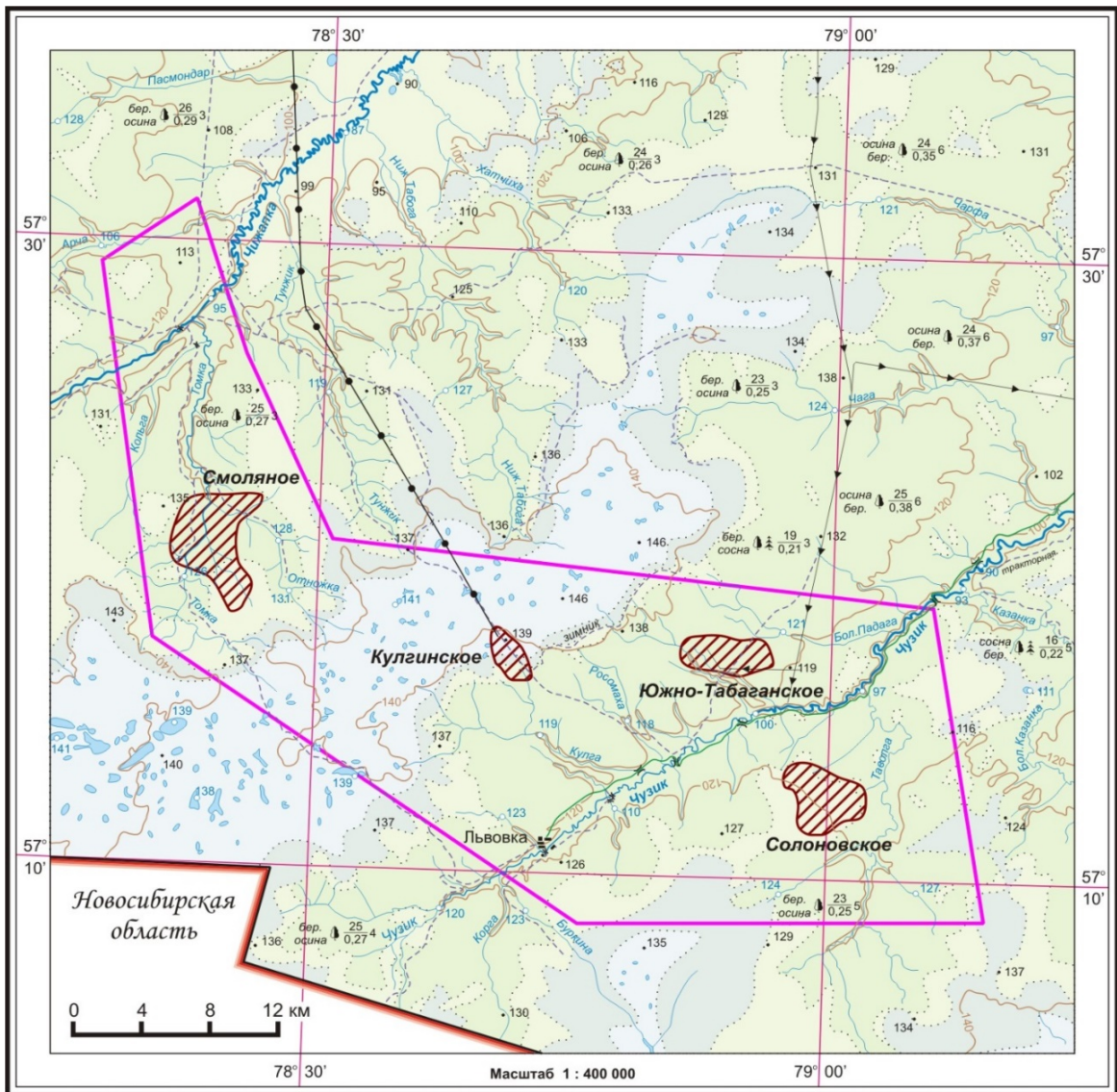




**Условные обозначения**









- |                                      |                                  |
|--------------------------------------|----------------------------------|
| <b>Месторождения:</b>                | <b>Административные границы:</b> |
| нефтяные                             | областей                         |
| газонефтяные                         | районов Томской области          |
| с нефтяной оторочкой                 | Нефтепровод                      |
| газоконденсатные                     | Газопровод                       |
| <i>Мирное</i> название месторождения | Конденсатопровод                 |
| <b>Дороги:</b>                       | ЛЭП                              |
| бетонные                             | Пудино                           |
| улучшенные грунтовые                 | Львовка                          |
| грунтовые                            | Лицензионный участок № 105       |
| зимники                              |                                  |

Рисунок 1.2 Обзорная карта района Южно-Пудинского ЛУ



Составил В.А.Зуев по топоосновам масштаба 1:200000 (ГУГК, 1987, 1988), космоснимкам сайта Google Earth (TerraMetrics, 2007) и материалам "Томскнедра"

### Условные обозначения

-  граница Томской области
-  граница ЛУ № 105
-  месторождение нефти
-  нефтепровод
-  ЛЭП
- Дороги:**
-  грунтовые (проселочные)
-  лесные, полевые, зимние
-  Львовка населенный пункт

### Ландшафты:











-  таежный (лесной)
-  таежно-болотный
-  болотный
-  озерно-болотный
-  бер. осина 19 0,21 3 характер древостоя
-  озера, старицы
-  реки, ручьи
-  140 горизонтали рельефа
-  130 отметки высот
-  121 отметки урезов

Рисунок 1.3 Ландшафтно-топографическая схема участка

### 1.3 Стратиграфическая характеристика района

Стратиграфически разрез в пределах Южно-Пудинского участка представлен образованиями палеозойского доплатформенного комплекса и мезозойско-кайнозойских осадочных отложений платформенного чехла.

#### ПАЛЕОЗОЙСКАЯ ГРУППА

По региональной стратиграфической схеме палеозойских образований участок находится в Нюрольском структурно-фациальном районе. В целом разрез представлен породами различного состава и возраста в диапазоне от ордовика до перми. В пределах Южно-Пудинского скважины вскрыты отложения верхнего силура и нижнего и среднего девона.

#### МЕЗОЗОЙСКАЯ ГРУППА

*Тюменская свита* (байос-бат) выделяется в составе вымского, леонтьевского и малышевского горизонтов и подразделяется на три подсвиты.

Нижняя подсвита (толькинская) залегает на глинисто-углистых отложениях пачки У14 и отвечает толще песчаников (пласты Ю11-Ю14) с угольными пластами У13-10. Кровля подсвиты связывается с мощным до 10–20 м пластом угля (У10), залегающим в низах нижнего байоса и являющимся одним из основных реперов при корреляции отложений.

Вышележащие отложения средней и верхней подсвит представлены сложно и неравномерно чередующимися пластами песчаников, алевролитов и углистых глин.

*Васюганская свита* (н. келловей - в. оксфорд; в. бат - в. оксфорд).

Нижняя подсвита представлена глинами аргиллитоподобными, темно-серыми, с буроватым оттенком, преимущественно тонкоотмученными.

Верхняя подсвита представлена неравномерным переслаиванием буровато-серых песчаников средне-мелкозернистых, с прослоями карбонатных разностей, алевролитов и темно-серых с буроватым оттенком аргиллитов.



**Георгиевская свита** (в. оксфорд - н. волжский) образована темно-серыми и черными аргилитоподобными, преимущественно тонкоотмученными, реже алевролитистыми глинами с единичными зернами или прослоями глауконитов. Мощность свиты составляет 10-23 м. Отмечаются небольшие прослойки темно-серых глауконитовых аргилитоподобных глин.

**Баженовская свита** (н. волжский - берриас) образована аргиллитами черными и буровато-черными, в различной степени битуминозными, плитчатыми, редко листоватыми, участками известковистыми и кремнистыми. Мощность свиты меняется от 20 м до 27 м.

**Куломзинская свита** (берриас-валанжин) представлена мелководно-морскими аргиллитами с прослоями песчаников и алевролитов. Состоит из трех толщ. Общая мощность свиты изменяется до 260 м.

**Тарская свита** (валанжин) сложена песчаниками преимущественно известковистыми, с прослоями серых алевролитов, ракушняков и темно-серых аргилитоподобных глин. Мощность свиты меняется от 45 м до 93 м.

**Киялинская свита** (валанжин-баррем) представлена глинами пестроцветными (кирпично-красными, зелеными, зеленовато-серыми), комковатыми, с прослоями зеленовато-серых, серых, известковистых песчаников и алевролитов. Общая мощность свиты составляет 706-745 м.

**Покурская свита** (апт-сеноман) разделена на три подсвиты. Общая мощность покурской свиты изменяется от 820 м до 900 м.

Нижняя подсвита представлена преимущественно песчаниками, реже алевролитами, с подчиненными прослоями аргиллитов.

Средняя подсвита характеризуется чередованием алевролитовых, иногда углистых аргиллитов, песков, песчаников и алевролитов.

Верхняя подсвита сложена уплотненными песками, песчаниками, алевролитами, иногда известковистыми, с подчиненными прослоями глин.

**Кузнецовская свита** (турон - коньяк) сложена серыми и зеленовато-серыми глинами, с прослоями глауконитовых алевролитов и песков. Мощность свиты в районе работ составляет 15-45 м.

**Ипатовская свита** (коньяк-сантон) сложена серыми, зеленовато-серыми и темно-серыми песчаниками и алевролитами, часто глауконитовыми, с прослоями серых глин. Мощность свиты 100-160 м.

**Славгородская свита** (коньяк) является возрастным аналогом верхнеберезовской подсвиты. Сложена опоками серыми и голубовато-серыми, глинами темно-серыми и черными, прослоями опокovidными. Толщина свиты 77-133 м.

**Ганькинская свита** (кампан - датский) образована глинами известковистыми, серыми и светло-серыми с зеленоватым оттенком. Отмечены прослои глауконитовых алевролитов и конкреции сидерита. Мощность свиты изменяется от 128 до 210 м.

#### КАЙНОЗОЙСКАЯ ГРУППА

**Талицкая свита** (нижний-верхний палеоцен) представлена темно-серыми алевролитовыми глинами с тонкими линзами алевролитов. В верхней части свиты отмечены прослои глауконитовых песчаников. Мощность свиты на положительных структурах составляет 5–25 м.

**Люлинворская свита** (верхний палеоцен - средний эоцен) сложена зеленовато-серыми алевролитовыми глинами с частыми прослоями песчаников, алевролитов, известковистых глин. В нижней части свиты отмечены прослои опок. Мощность свиты 50-80 м.

**Тавдинская свита** (аналог чеганская свита), (средний - верхний эоцен) сложена зеленовато-серыми, листоватыми, песчанистыми и алевролитовыми глинами. Мощность отложений свиты в районе участка составляет 25-60 м.

**Черталинская свита** (стратиграфически объединяет две свиты атлымскую и новомихайловскую), (нижний олигоцен). Атлымская свита

представлена преимущественно песками русловой фации с подчиненными прослоями озерных и старичных глин. Мощность свиты в районе ЛУ составляет 9–31 м.

*Туртасская свита* (верхний олигоцен) представлена зеленовато-серыми глинами и алевролитами с прослоями глауконитовых песков. Мощность колеблется от 8 м до 31 м.

#### НЕОГЕНОВАЯ И ЧЕТВЕРТИЧНАЯ СИСТЕМЫ

Отложения представлены разнообразными континентальными фациями: озерно-болотными, болотными, озерными, аллювиальными, озерно-аллювиальными. По литологическому составу это в основном суглинки, глины, пески, супеси, гравий, линзы торфяников. Мощность отложений 15-41 м.

#### 1.4 Тектоническое строение района

Согласно схеме тектонического строения Западной Сибири район исследования расположен в юго-восточной части Западно-Сибирской геосинеклизы.

Фундамент Западно-Сибирской геосинеклизы представлен сочленяющимися зонами платформенных и орогенно-складчатых сооружений разного возраста консолидации [3].

В строении фундамента принимают участие два структурных этажа. Нижний, или складчатый этаж, представлен геосинклинальными, глубоко метаморфизованными, сильно дислоцированными породами докембрия и палеозоя, прорванными интрузивными образованиями различного состава и возраста. Между складчатым основанием и типично платформенным мезозойско-кайнозойским чехлом в пределах Западно-Сибирской плиты в верхнем этаже фундамента выделяется комплекс отложений так называемого промежуточного структурного этажа, представленного краевыми прогибами, древними платформенными образованиями, межгорными и наложенными впадинами, а также другими геоструктурными единицами [6].

Герцинский возраст консолидации этой части плиты подтверждается не только типом вышеуказанных структурных зон фундамента, но и составом пород, вскрываемых скважинами, их возрастом [7].

Согласно «Тектонической карте фундамента Западно-Сибирской плиты» под редакцией В.С. Суркова (Рисунок 1.4) Южно-Пудинский участок расположен в Межовской зоне поздних герцинид Центрально-Западно-Сибирской структурной зоны покровно-складчатых систем. С запада зона ограничена южной, узкой частью Колтогорско-Уренгойского грабен-рифта, являющегося крупнейшей стержневой рифтовой зоной в доюрском основании Западно-Сибирской геосинеклизы. С восточной стороны Межовскую зону осложняет Чузикский грабен-рифт, а в северной части протягивается Усть-

Тымский грабен-рифт. В пределах Межовской зоны отмечается серия глубинных и крупных разломов северо-западного и северо-восточного простирания.

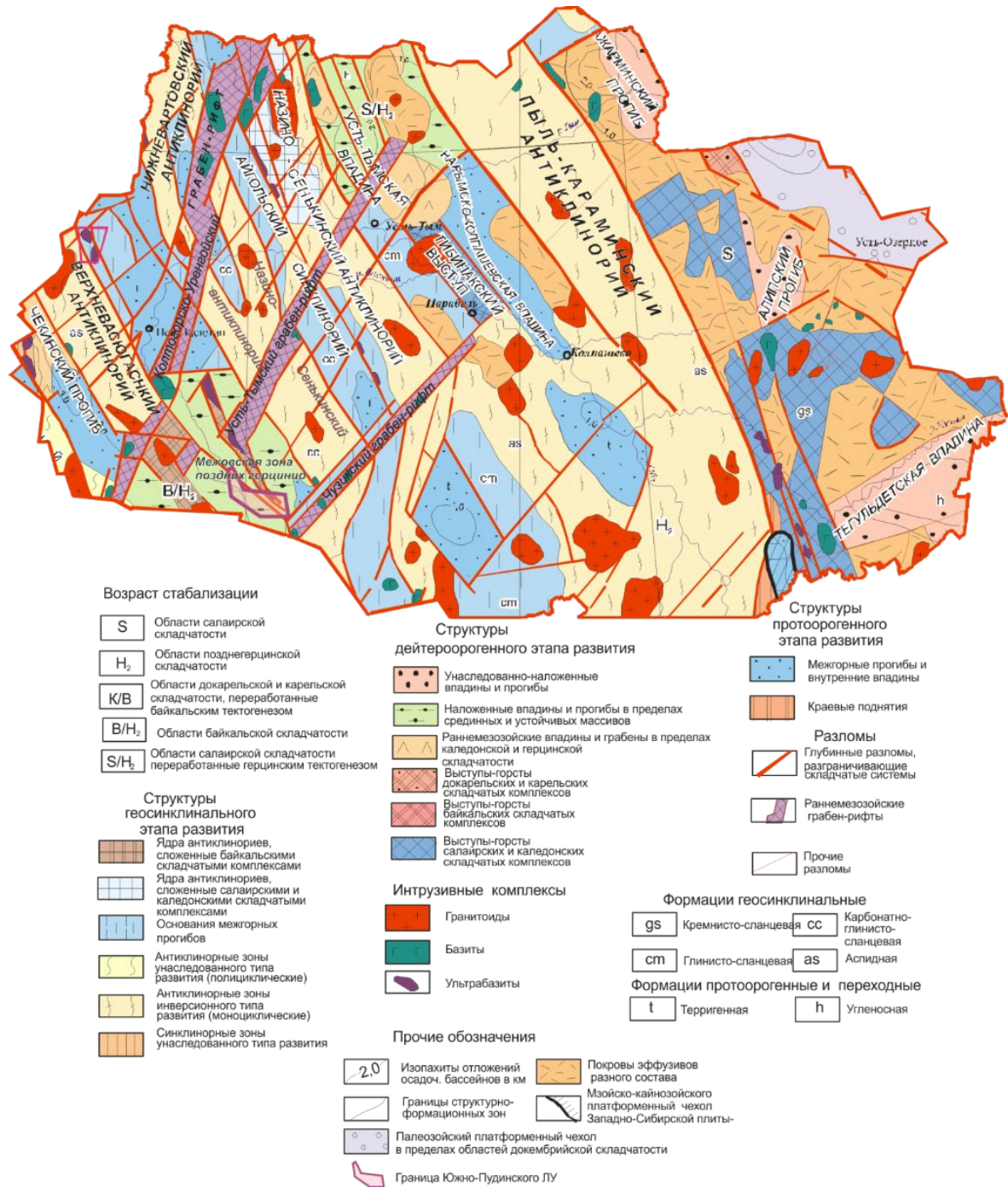


Рисунок 1.4 Фрагмент тектонической карты фундамента Западно-Сибирской плиты (Томская область). В.С.Сурков

## 1.5 Нефтегазоносность доюрских отложений

Согласно схеме нефтегазогеологического районирования (Рисунок 1.5), основная часть лицензионного участка находится в Межовском нефтегазоносном районе (НГР) Васюганской нефтегазоносной области (НГО), небольшая часть участка на юго-востоке – в Пудинском НГР.

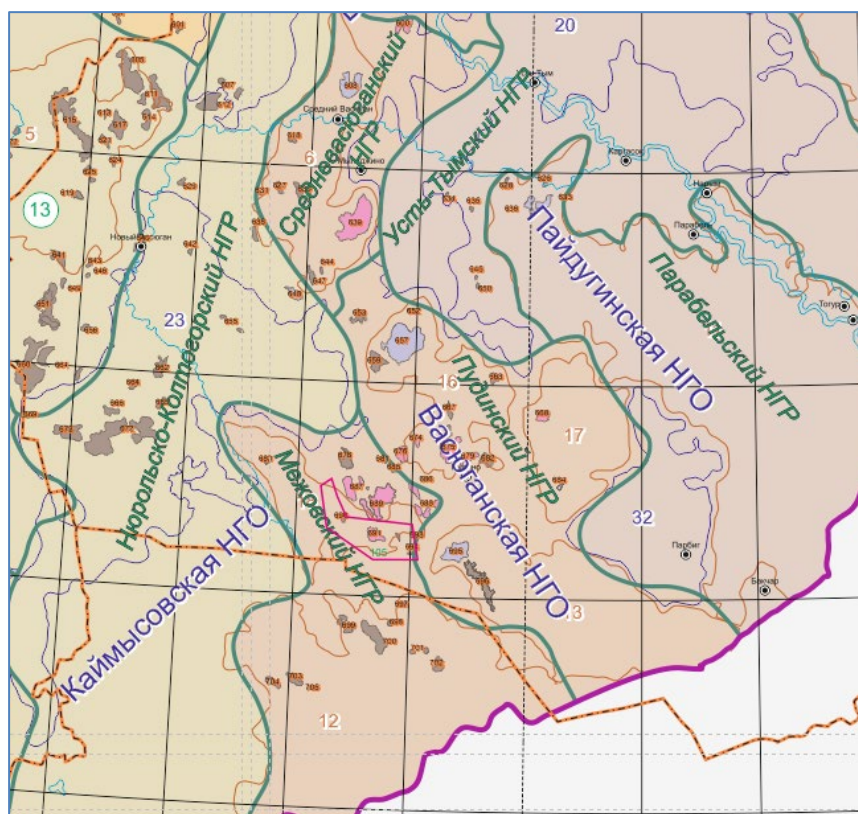


Рисунок 1.5 Фрагмент схемы нефтегазогеологического районирования Западной-Сибири (Томская область). А.Э. Конторович, 2005 г.

На сегодняшний день на Южно-Пудинском ЛУ открыты четыре месторождения УВ: Смоляное, Южно-Табаганское, Солоновское – нефтяные и Кулгинское – нефтегазоконденсатное.

В ходе проведения работ по испытанию скважин на Южно-Пудинском участке недр выявлена нефтегазоносность отложений палеозоя, тюменской и васюганской свит.



Залежи углеводородов в нефтегазоносном горизонте зоны контакта (НГГЗК) палеозоя и мезозоя связаны, как правило, с эрозионно-тектоническими выступами доюрского основания и приурочены к двум типам пород – к известнякам и доломитам коренного палеозоя и кремнисто-глинистым образованиям коры выветривания.

Проведенный ИНГГ СО РАН [8] геолого-геофизический анализ материалов по Чузикско-Чижапской зоне нефтегазонакопления позволил выработать ряд поисковых критериев для наиболее перспективных в отношении нефтегазоносности объектов НГГЗК:

1. Для коры выветривания (горизонт М) - это контрастные эрозионно-тектонические выступы, сложенные силикатосодержащими породами (кремнистые известняки и кремнеаргиллиты), которые подвергались интенсивным процессам дезинтеграции, в результате которых сформировались коры выветривания глинисто-кремнистого состава.

2. В коренном палеозое (горизонт Ф2) - это эрозионно-тектонические выступы, сложенные органогенными известняками, либо доломитами и не перекрытые корой выветривания. Такими объектами являются блоки доюрского основания, которые не обладают высокой контрастностью и незначительно возвышаются над эрозионной поверхностью.

3. Участки, на которых аргиллиты тогурской свиты перекрывают эрозионно-тектонические выступы доюрского основания, либо выклиниваются на них.

Залежи нефти и газа приурочены к отложениям нефтегазоносного горизонта зоны контакта (НГГЗК), нижней, средней и верхней юры. По процентному соотношению разведанных запасов нефти участка в юрских пластах сосредоточено 75%, а 25% приходится на отложения палеозоя.

## 2 ОБЪЕКТ И МЕТОДИКА ИССЛЕДОВАНИЯ

### 2.1 Объект исследования

В качестве объекта исследования была взята скважина 148R Кулгинского нефтегазоконденсатного месторождения. Данная скважина является наклонно-направленной, поисково-оценочной с хвостовиком в палеозойском интервале. Бурение производилось согласно плану бурения, с помощью раствора на водной основе, без газонефтеводопроявлений.

Аудит данных был проведен по всем скважинам Кулгинского месторождения (140R, 144R, 145R, 147R, 148R). Наибольшее количество данных, требуемых для построения 1D геомеханической модели выявлено в 148R скважине, следовательно, она была выбрана опорной для моделирования.

Помимо основного комплекса ГИС в 148R был произведен анализ электрическим микросканером – с помощью технологии СМІ, который позволяет производить сканирование стенки скважины и оценить ее трещиноватость, определить интервалы вывалов и потери стабильности ствола скважины. Интервалы, на которых происходило исследование микросканированием представлены в (Таблица 3.3).

Ранее во всем интервале палеозоя отобраны образцы кернового материала и проведен ряд геомеханических исследований: прочность на одноосное сжатие (UCS), прочность при трехосном сжатии (ТХС) и бразильский тест на растяжение (TSTR). Так же измерены динамические свойства с помощью акустических методов в пластовых условиях.

Целевым интервалом, рассматриваемым в ходе работы, является доюрские отложения, представленные палеозойскими карбонатами. Данные отложения являются перспективными, на территории Западной Сибири, так как был получен промышленный приток углеводородов. Горные породы представлены преимущественно трещиноватыми известняками и доломитами. Весь керн извит трещинами, залеченными белым кальцитом.

## 2.2 Этапы построения и калибровки 1D геомеханической модели

1D геомеханическая модель определяется как количественное представление состояния напряжений и механических свойств горных пород для определённого стратиграфического разреза в пределах месторождения или бассейна осадконакопления.

Стандартный геомеханический планшет, на котором рассчитаны: модуль Юнга, коэффициент Пуассона, прочность на одноосное сжатие, угол внутреннего трения, поровое давление, вертикальное напряжение, магнитуды и направления горизонтальных напряжений изображен на (Рисунок 2.1)

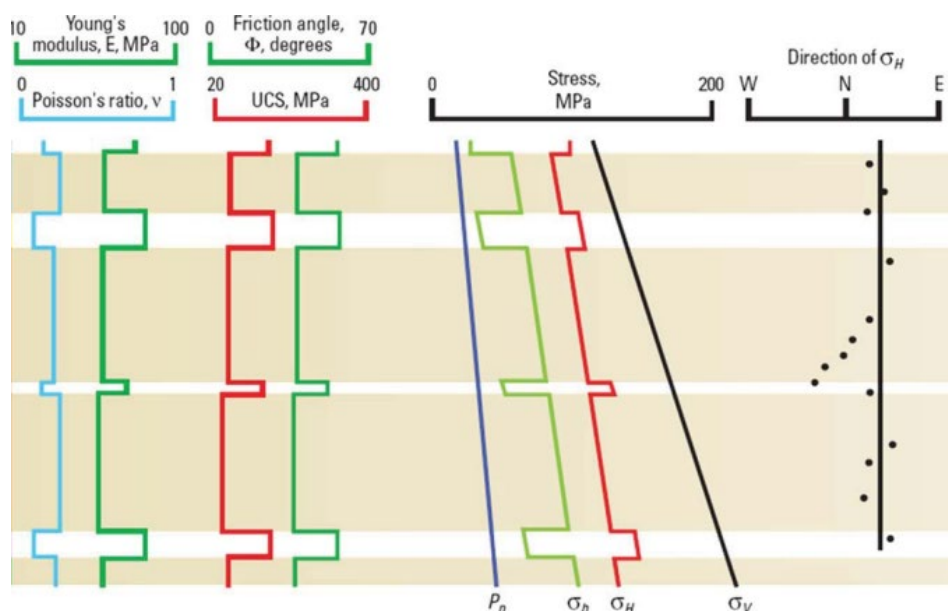


Рисунок 2.1 1D геомеханическая модель

Первым этапом построения геомеханической модели является сбор и анализ необходимой исходной информации. Точность модели напрямую зависит от наличия и качества входных данных описанных в (Таблица 2.1).

Таблица 2.1 Необходимые входные данные для построения геомеханической модели

Параметр	Источник данных
Вертикальное напряжение	Объемная плотность горных пород на основе анализа кернового материала или данных плотностного каротажа
Поровое давление	Прямые замеры давлений при помощи пластоиспытателя (MDT, DST) Данные ГИС (АК, ГГКп, УЭС) Данные 2D и 3D сейсморазведки Вертикальное сейсмическое профилирование Сводки по бурению
Минимальное горизонтальное напряжение	ГРП, миниГРП, LOT, XLOT Датчик затрубного давления (APWD) Сводки по бурению
Максимальное горизонтальное напряжение	Моделирование обрушений стенок скважины Определение характера разрывных нарушений
Азимут минимального и максимального горизонтальных напряжений	Геометрия стенок скважины (наличие трещин и вывалов) по данным микроимиджеров (FMI, MCI, UBI, CMI). Широкополосный акустический каротаж (АКШ). Карта мировых напряжений (WSM). Анализ ориентированного керна
Прочностные и упругие свойства горных пород (модуль Юнга, $\kappa$ - $t$ Пуассона, предел прочности, сила сцепления, угол внутреннего трения)	Лабораторные исследования керна с построением паспортов прочности. Измерение скорости продольной и поперечной волны в пластовых условиях. Моделирование прочностных свойств по данным акустического каротажа с использованием эмпирических зависимостей

В общем случае, процесс построения геомеханической модели можно представить в виде круговой диаграммы (Рисунок 2.2).



Рисунок 2.2 Этапы построения 1D геомеханической модели

Следует отметить, что существует так же минимальный набор данных для построения 1D геомеханической модели в первом приближении:

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

Так же стоит обратить внимание на калибровку модели. В [29,42,53] калибровку 1D геомеханической модели проводили с помощью сопоставления градиента обрушения с каверномером/профилемером. Такая же методика была использована в данной работе.

### 3 ПОСТРОЕНИЕ И АНАЛИЗ ГЕОМЕХАНИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ

#### 3.1 Восстановление поперечной волны

В связи с отсутствием DTs каротажа во всем интервале рассматриваемой скважины, поперечная волна была восстановлена методом Гринберга [30,46].

Уравнение Гринберга (1) реализовано в ПО Techlog, в котором будут производиться основные расчеты, касающиеся данной работы.

Уравнение учитывает комбинацию из четырёх литотипов: песчаник, глины, известняк и доломит.

$$V_s = \frac{\left( \sum_{\text{mineral } i} \frac{V_{fi}}{(a_i \cdot V_p^2 + b_i \cdot V_p + c_i)} \right)^{-1} + \sum_{\text{mineral } i} V_{fi} \cdot (a_i \cdot V_p^2 + b_i \cdot V_p + c_i)}{2} \quad (1)$$

где  $V_p$  – скорость пробега продольной волны, м/с

$V_{fi}$  – объемная доля минерала

$a_i, b_i, c_i$  – коэффициенты для литотипов

Для каждого литотипа представлена комбинация из трех коэффициентов (Таблица 3.1)

Таблица 3.1 Эмпирические коэффициенты для уравнения Гринберга

Lithology	ai (quadratic coeff.)	bi (linear coeff.)	ci (constant coeff.)
Песчаник	0	0.80416	0.85588
Глины	0	0.76969	0.86735
Известняк	0.05508	1.01677	1.03049
Доломит	0	0.58321	0.07775



Как говорилось ранее, данная скважина была разбита на два интервала, в каждом из которых производилось восстановление интервального времени пробега поперечной волны. Осадочный чехол был представлен двумя основными литотипами: песчаниками и глинами.

Глинистость была определена с помощью GR гамма каротажа [36,41]:

$$V_{sh} = \frac{GR - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}} \quad (2)$$

где  $GR_{min}$  и  $GR_{max}$  – минимальные и максимальные значения гамма каротажа.

Литотипы палеозойского интервала были взяты из шлагограммы. После получения поперечной волны для обоих интервалов, каротажи были сшиты (Рисунок 3.1).

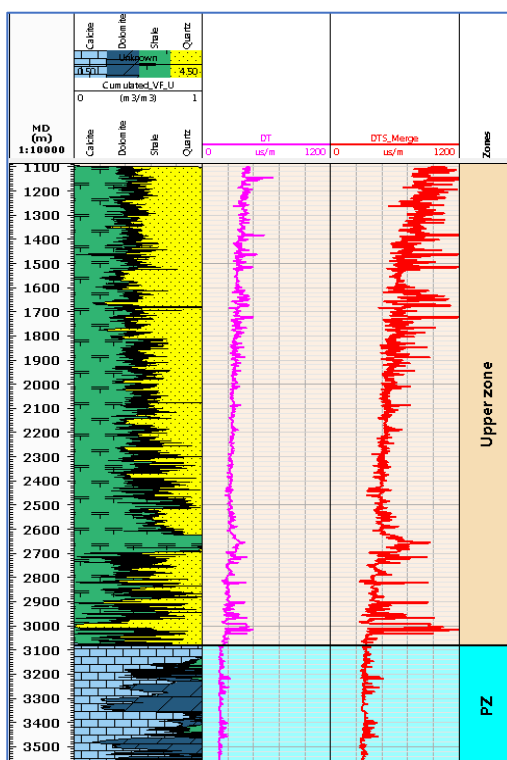


Рисунок 3.1 Восстановление поперечной волны

Таким образом, восстановленное интервальное время поперечной волны (DTS) может быть использовано для получения динамических модулей (модуля Юнга и коэффициент Пуассона).

### 3.2 Восстановление плотностного каротажа

Построение 1D геотехнической модели требует наличие акустических и плотностных каротажей. В скважине 148R отсутствует плотностной каротаж в интервале осадочного чехла, следовательно, потребовалось его восстановление.

Стоит отметить, что к восстановлению плотностного каротажа необходимо подходить с особым вниманием. Основная причина восстановления плотностного каротажа заключается в получении вертикального напряжения, где он является ключевым параметром [18]. Более того плотностной каротаж необходим для расчёта динамического модуля Юнга в скважине [54].

Существует ряд методов восстановления плотностного каротажа, в интервалах, где был записан акустический каротаж [39]. В литературе существует несколько известных корреляционных зависимостей скорости продольной волны от плотности. Среди них полиномиальная уравнение Нейфра-Дрейка [16], степенное уравнение Гарднера, линейные уравнения Кристерсона [19] и Годфрея [28].

В [10] систематизированы и подробно описаны условия для применения данных уравнений. К ним относятся: диапазон скорости продольной волны, литотип и насыщение породы.

В интервале осадочного чехла (1046,4-3067,4 м) исследуемой скважины было использовано экспоненциальное уравнение Гарднера для восстановления плотностного каротажа [26,32,46,47,56]:

$$RHOV = a \cdot v_p^b \quad (3)$$

где  $V_p$  – интервальная скорость поперечной волны, км/с

$a, b$  – коэффициенты Гарднера

Базовыми коэффициентами, предложенные Гарднером являются  $a=1.74$  и  $b=0.25$ .

Уравнение (3) подходит для осадочных пород с любым насыщением. Скорость поперечной волны в (3) должна находиться в диапазоне  $1,5 < V_p < 6,1$  км/с. Анализ акустического каротажа показал, что скорость продольной волны терригенных пород 148R скважины, соответствует данному диапазону (Рисунок 3.2).

Полученный каротаж был откалиброван на точки объемной плотности, полученные на образцах керна в лабораторных условиях. После чего восстановленный плотностной каротаж осадочного чехла и записанный каротаж в палеозое были сшиты (Рисунок 3.2).

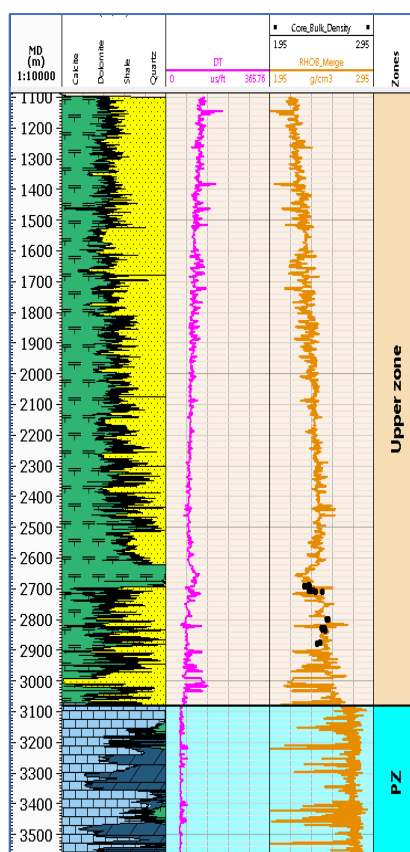


Рисунок 3.2 Восстановление плотностного каротажа в осадочном чехле

Полученный плотностной каротаж может быть использован для расчёта таких параметров как вертикальное напряжение и динамический модуль Юнга.

### 3.3 Оценка вертикального напряжения

Вертикальное напряжение рассчитывается путем интеграции значений объемной плотности горных пород от поверхности к определенной глубине [9,18,33,44,45,56]. Основным источником данных объемной плотности пород в ГИС является радиоактивный каротаж (ГГКп) рассчитываемый по уравнению (4):

$$S_v = \int_0^z \rho_b \cdot g \cdot dz \quad (4)$$

где  $S_v$  – вертикальное напряжение, Па

$g$  – ускорение свободного падения, 9,81 м/с<sup>2</sup>

$\rho_b$  – объемная плотность, кг/см<sup>3</sup>

$z$  – вертикальная глубина, м.

В разделе (3.2) для скважины 148R Кулгинского месторождения восстановлен плотностной каротаж в осадочном чехле с помощью каротажа ДТ. Однако для расчёта вертикального напряжения необходима плотность с самого устья скважины. До глубины 1046,4 м не велось записи каротажей, поэтому в таком случае принято прибегать к экстраполяции плотностного каротажа (5).

$$\rho_{extrapolated} = A_0 \cdot (TVD)^\alpha \quad (5)$$

где  $\rho_{extrapolated}$  – синтезированный плотностной каротаж, г/см<sup>3</sup>

$A_0, \alpha$  – настраиваемые коэффициенты

$TVD$  – вертикальная глубина, м

Таким образом, в интервале отсутствия каротажа создана синтетическая кривая. Калибровка метода заключается в выборе плотности бурового раствора (верхняя синяя точка) и определении плотности на малых и больших глубинах (средняя и нижняя синяя точка). (Рисунок 3.3)

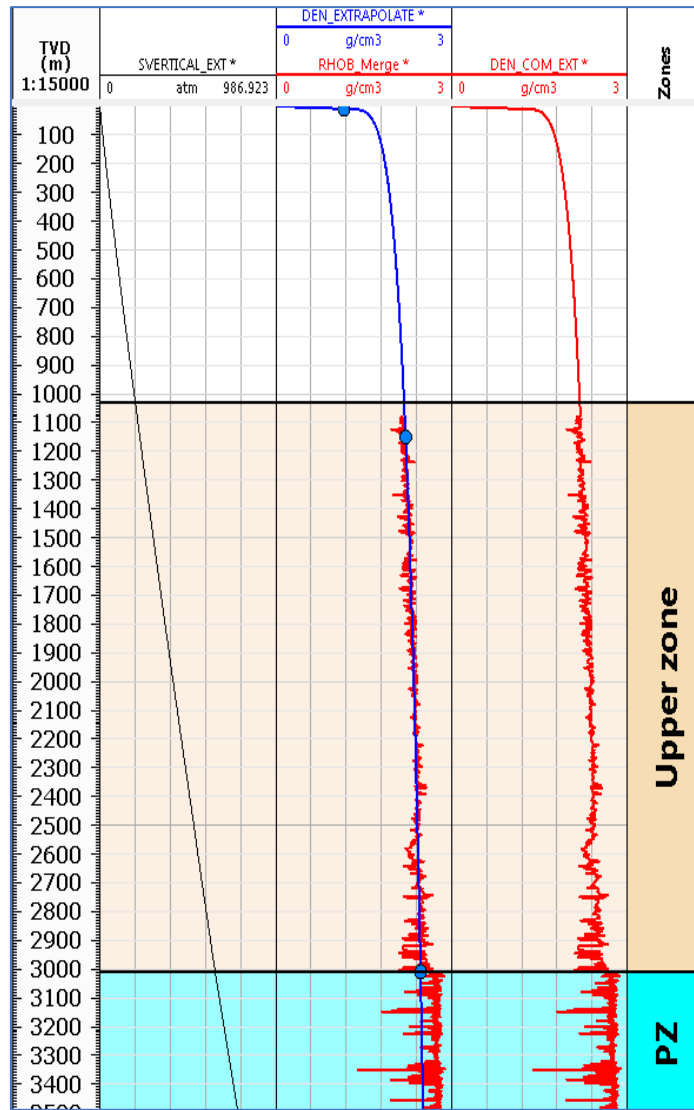


Рисунок 3.3 Расчет вертикального напряжения

Полученное вертикальное напряжение (левый трек) будет использовано для оценки тектонического режима при применении порупругой модели.

### 3.4 Оценка порового давления

Для оценки пластового давления использовалось уравнение гидростатического давления [23]

$$P_p = 1000 \cdot g \cdot TVD \quad (6)$$

где  $P_p$  – поровое давление, Па

$g$  – ускорение свободного падения, 9,81 м/с<sup>2</sup>

$TVD$  – вертикальная глубина, м

На полученный градиент порового давления были наложены точки замеров пластового давления во время бурения (Рисунок 3.4).

Классическим подходом оценки порового давления так же является метод Итона [21]. Подход основан на условии механического уплотнения глинистых интервалов с глубиной. Зоны аномальных давлений фиксируются в случае положительного отклонения интервального времени пробега в глинах. Это отклонение объясняется существенным возрастанием пористости в глинах с АВПД [24,52].

Уравнение Итона имеет вид (7):

$$P_p = S_v - P_{p_{normal}} \left( \frac{\Delta t_{normal}}{\Delta t_0} \right)^3 \quad (7)$$

где  $P_p$  – поровое давление, Па

$P_{p_{normal}}$  – гидростатическое давление, Па

$\Delta t_0$  – интервальное время пробега по каротажу, мкс/м

Из (Рисунок 3.4) следует, что зоны АВПД на данной скважине не наблюдаются.

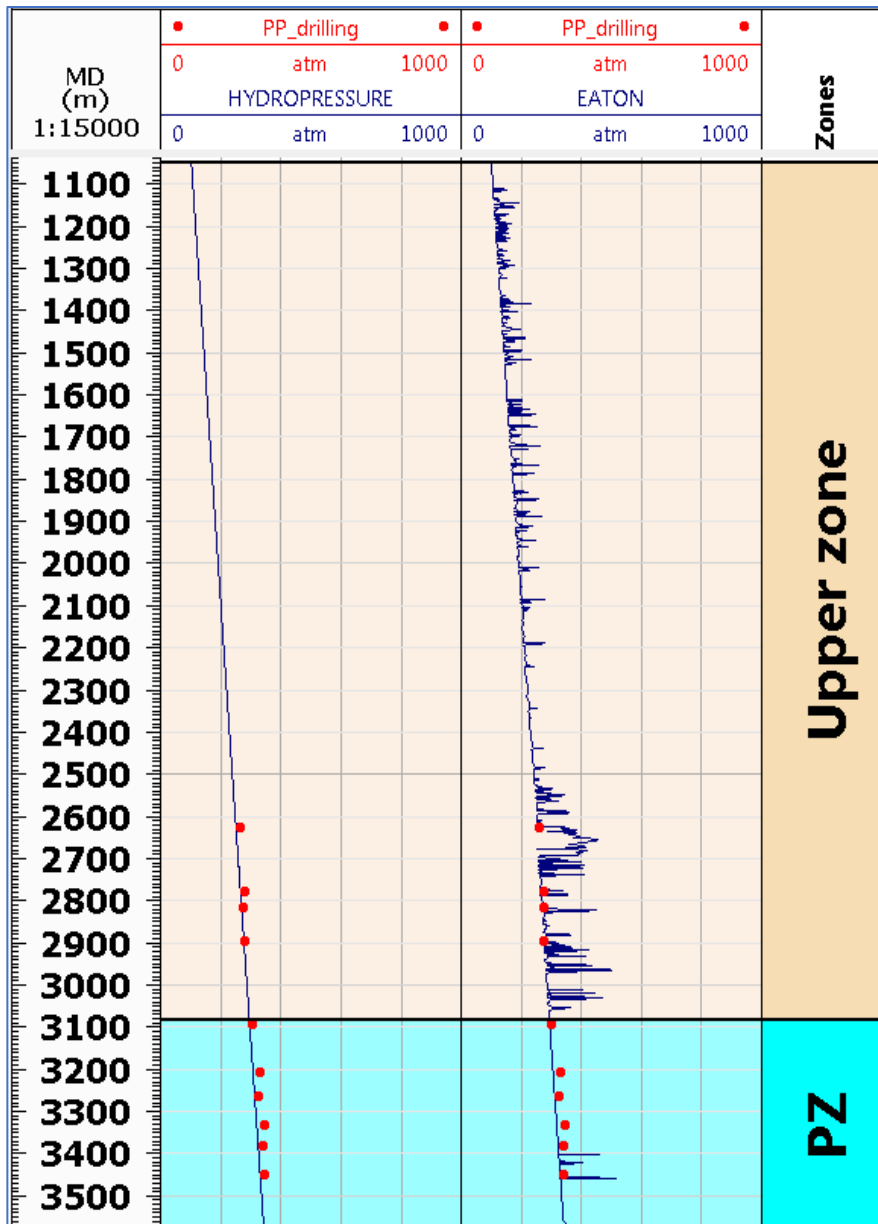


Рисунок 3.4 – Оценка порового давления

Из (Рисунок 3.4) следует, что зоны АВПД на данной скважине не наблюдаются.



### 3.5 Определение динамических модулей по ГИС

Следующим этапом построения геомеханической 1D модели в 148R скважине является расчет динамических упругих параметров с помощью ГИС: модуль Юнга (8), коэффициент Пуассона (9).

$$E = \frac{\rho V_s^2 (3V_p^2 - 4V_s^2)}{V_p^2 - V_s^2} \quad (8)$$

где  $V_p$  – интервальная скорость поперечной волны, км/с

$V_s$  – интервальная скорость продольной волны, км/с

$\rho$  – плотность, г/см<sup>3</sup>

$$\nu = \frac{V_p^2 - V_s^2}{2(V_p^2 - V_s^2)} \quad (9)$$

где  $V_p$  – интервальная скорость поперечной волны, км/с

$V_s$  – интервальная скорость продольной волны, км/с

Эти свойства пород определяют ее реакцию на кратковременные нагрузки. Расчет динамических характеристик породы основывается на анализе скоростей сжатия и волны сдвига, а также плотности пород. Расчет производился по известным аналитическим зависимостям [33,57]. Входными данными были каротажи DT (интервальное время пробега продольной волны), DTS (интервальное время пробега поперечной волны), RHOV (плотность) (Рисунок 3.5).

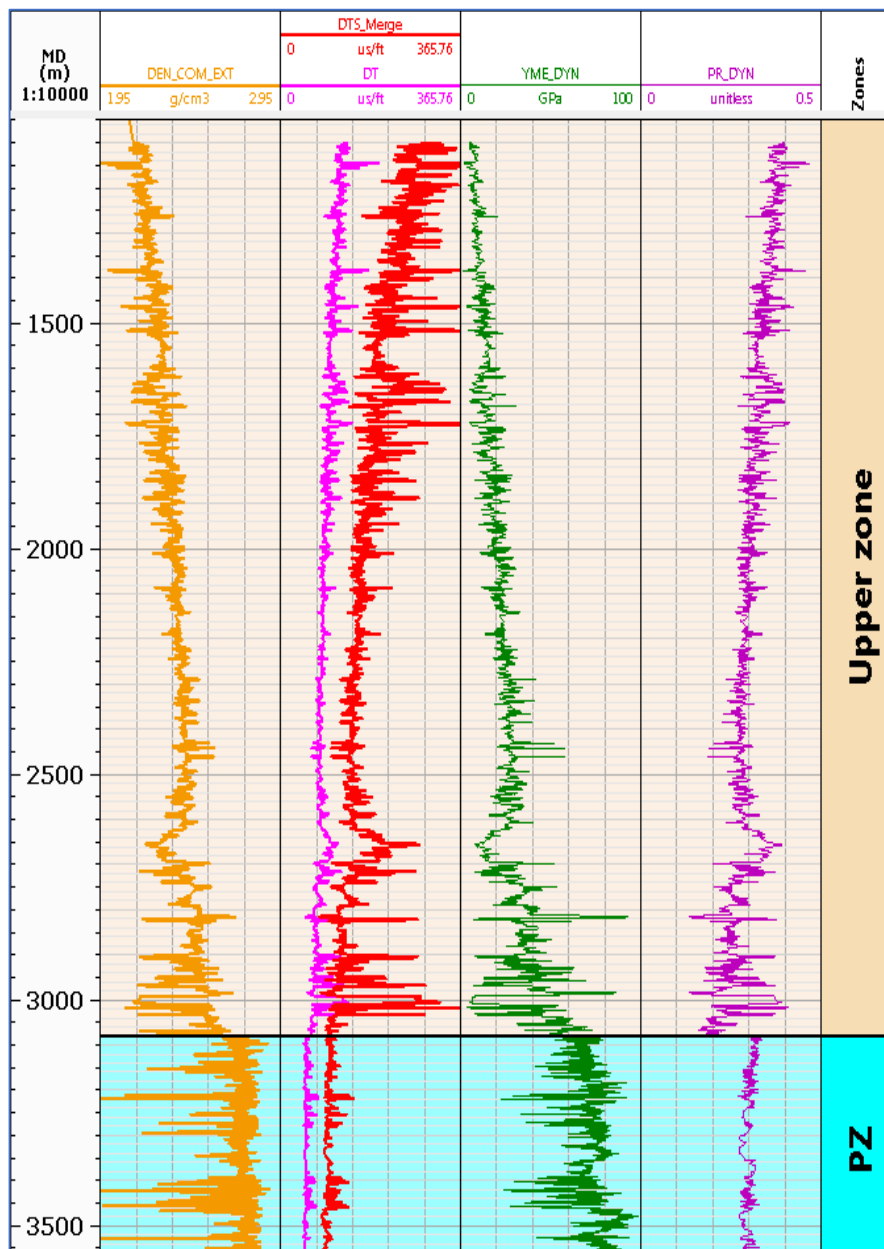


Рисунок 3.5 Динамический модуль Юнга и коэффициент Пуассона

Полученные динамические модули по ГИС являются ключевым этапом для перехода к статическим модулям после выявления корреляций по керну.

### 3.6 Определение статических модулей по керну

Для проведения качественного геомеханического моделирования, одной из важных задач является проведение и анализ результатов механического тестирования керна и зависимостей упругопрочностных свойств пород. Для большинства пород статические свойства значительно отличаются от динамических [31].

Статические упругие модули определяют реакцию породы на нагрузку с длительными временами нагружения и разгружения. Поскольку в порах породы присутствует флюид, упругая реакция пород на циклическое воздействие будет зависеть от частоты этого воздействия. Частота воздействия определяет разницу значений динамических упругих модулей, характеризующих упругую реакцию среды на высокочастотные нагрузки и статических упругих модулей, контролирующей реакцию среды на статическую нагрузку [22].

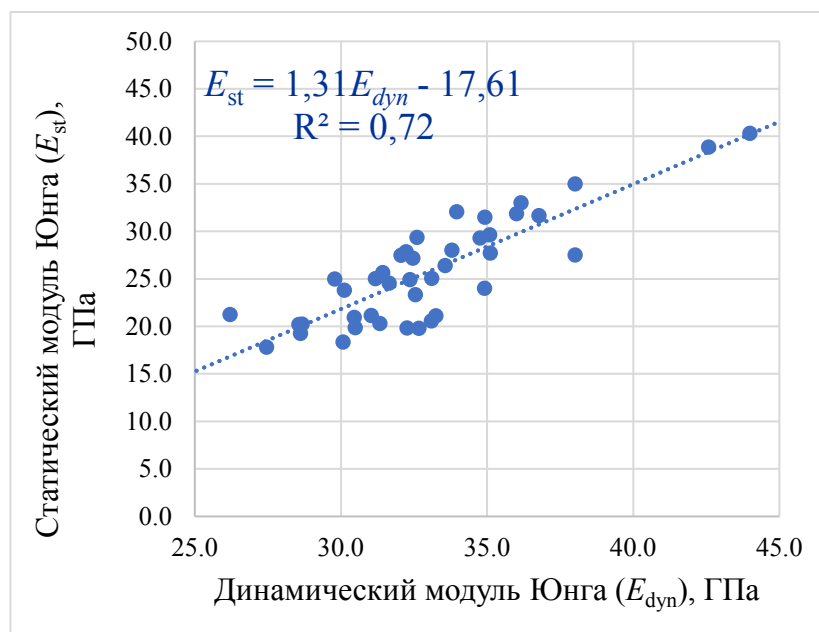


Рисунок 3.6 Связь статического и динамического модуля Юнга для осадочного чехла

Переход от динамических к статическим характеристикам возможен при наличии исследований механических свойств на образцах керна. Статический

модуль Юнга ( $E_{st}$ ) для осадочного чехла был пересчитан по уравнению (10), полученному после анализа геомеханических данных керна, отобранного из группы скважин (Рисунок 3.6).

Эмпирическое уравнение перехода от статического модуля Юнга к динамическому в осадочном чехле:

$$E_{st} = 1,31E_{dyn} - 17,61, R^2 = 0,72 \quad (10)$$

где  $E_{st}$  – статический модуль Юнга, ГПа

$E_{dyn}$  – динамический модуль Юнга, ГПа

Зависимость статического модуля Юнга для палеозойских известняков и доломитов была построена по керновым данным 148R скважины (Рисунок 3.7).

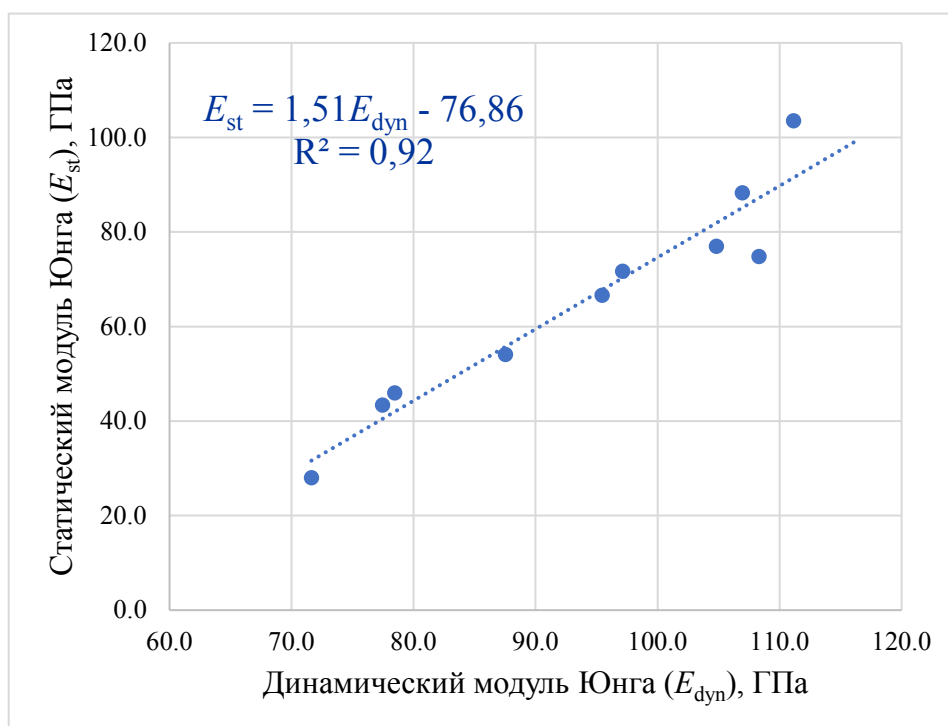


Рисунок 3.7 Связь статического и динамического модуля Юнга для палеозойского интервала

Данная зависимость описывается линейной функцией. Из анализа вида построенной зависимости следует, что с увеличением  $E_{dyn}$  значение  $E_{st}$  увеличивается.

Уравнение для пересчета (11):

$$E_{st} = 1,51E_{dyn} - 76,86, R^2 = 0,92 \quad (11)$$

где  $E_{st}$  – статический модуль Юнга, ГПа

$E_{dyn}$  – динамический модуль Юнга, ГПа

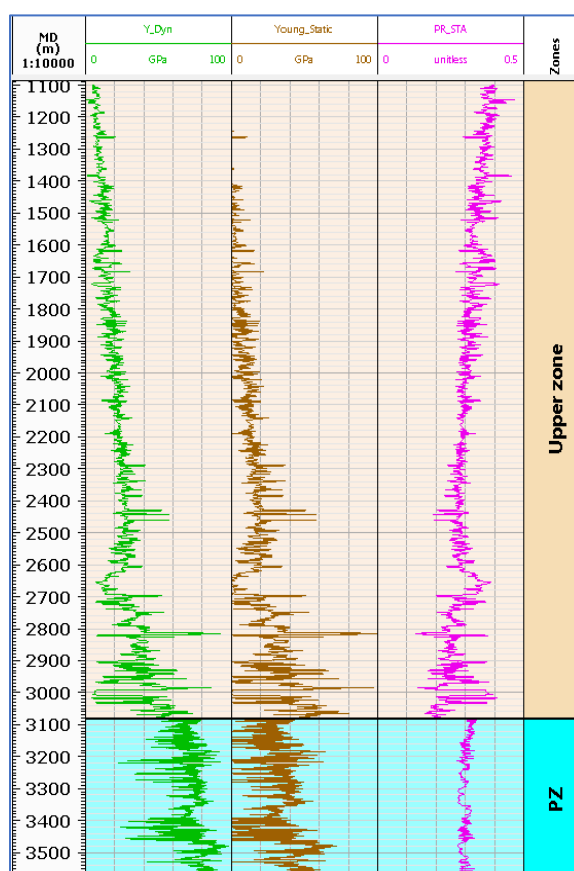


Рисунок 3.8 Статические модули Юнга и Пуассона

Стоит отметить, что упругие модули для построения корреляции в палеозое были взяты с трехосного сжатия.

Динамический коэффициент Пуассона был принят равным статическому коэффициенту Пуассона [18] (Рисунок 3.8).

### 3.7 Определение прочности на одноосное сжатие

Прочность на одноосное сжатие была посчитана с помощью зависимости, полученной для песчаников и алевролитов осадочного чехла (Рисунок 3.9).

Зависимость прочности на одноосное сжатие (UCS) от скорости продольной волны аппроксимируется линейной функцией вида:

$$C_0 = 0,03 \cdot V_p - 67,46, R^2 = 0,69 \quad (12)$$

где  $V_p$  – скорость продольной волны, м/с

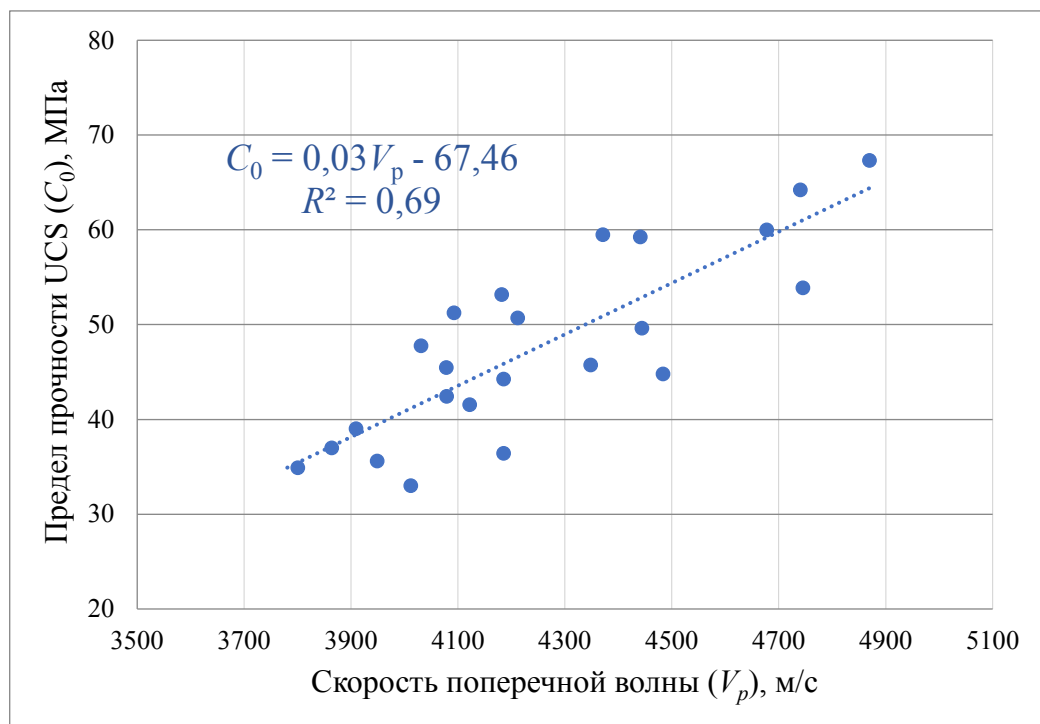


Рисунок 3.9 Зависимость предела прочности на одноосное сжатие и скорости поперечной волны осадочного чехла

В рассматриваемой скважине для палеозойского интервала были проведены исследования UCS и на тех, же образцах замерена акустика. По полученным лабораторным данным была построена зависимость прочности на одноосное сжатие (UCS) с динамическим модулем Юнга ( $E_{dyn}$ ),



коэффициентом Пуассона ( $P_{dyn}$ ), продольной ( $V_p$ ) и поперечной ( $V_s$ ) скоростью пробега волны, открытой пористостью и объемной плотностью. Отметим, что наилучший коэффициент корреляции  $R^2 = 0.69$  получен для зависимости прочности от объемной плотности.

Уравнение связи UCS от объемной плотности имеет вид:

$$C_0 = 946,34\rho - 2434,61, R^2 = 0,69 \quad (13)$$

где  $E_{dyn}$  – динамический модуль Юнга, ГПа

$\rho$  – объемная плотность, г/см<sup>3</sup>

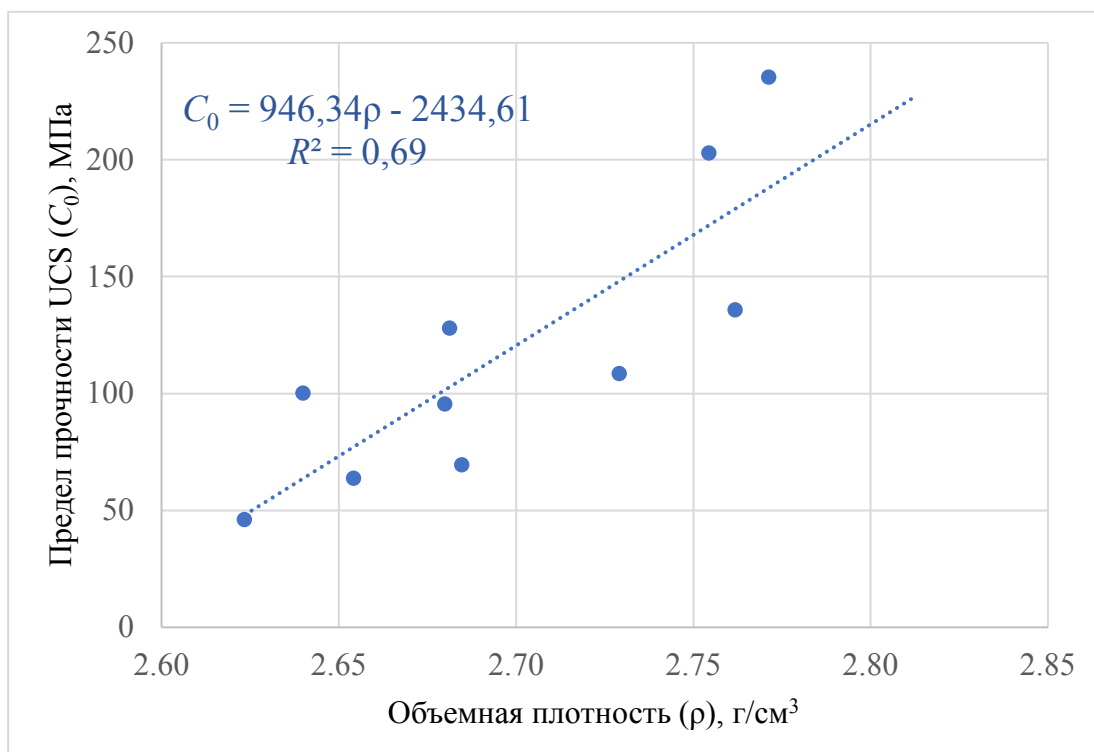


Рисунок 3.10 Зависимость прочности на одноосное сжатие и объемной плотности для палеозоя

Таким образом, получен каротаж прочности на одноосное сжатие для обоих интервалов (Рисунок 3.11)

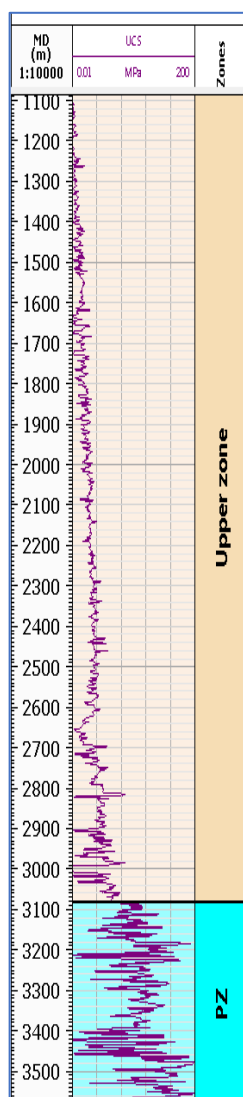


Рисунок 3.11 Прочность на одноосное сжатие осадочный чехол и палеозой

Анализируя полученный каротаж, стоит отметить, что в палеозойском интервале прочность на одноосное сжатие выше, чем в осадочном чехле.

### 3.8 Определение угла внутреннего трения

Паспорт прочности горной породы строится с целью определения угла внутреннего трения и сцепления. Угол внутреннего трения (FANG) является одной из механических характеристик породы, который используется для моделирования устойчивости ствола скважины [50,51].

Угол внутреннего трения (FANG) для палеозойского интервала был определен путем использования результатов геомеханических исследований ядра, полученных в петрофизической лаборатории.

В первую очередь были подобраны образцы-близнецы (Таблица 3.2) по следующим критериям:

1. схожее литологическое описание;
2. близкие глубинные отметки;
3. перпендикулярная ориентация образцов;
4. одинаковые петрофизические параметры: открытая пористость и объемная плотность.

Всего было получено четыре паспорта, удовлетворяющих заданным условиям.

Стоит отметить, что паспорта прочности были построены альтернативным методом, с помощью линеаризованного критерия разрушения Мора [58].

Для получения критерия разрушения использовались две точки (Рисунок 3.13): прочность на одноосное сжатие при нулевом боковом обжиге (UCS) и прочность при эффективном давлении обжима равном пластовому давлению (ТХС).

Углы внутреннего трения были определены по формуле:

$$\tan\varphi = \frac{k - 1}{2\sqrt{k}} \quad (14)$$

где  $k$  – наклон линии разрушения

Сцепление рассчитывается по формуле:

$$S_0 = \frac{c_0}{2\sqrt{k}} \quad (15)$$

где  $k$  – наклон линии разрушения

$C_0$  – прочность на одноосное сжатие

Таблица 3.2 Отбор образцов на паспорта прочности для палеозойского интервала

№ п/п	Лабораторный номер образца	Пласт	Место взятия (после привязки), м	Направление	Литологическое описание	Длина образца, см	Диаметр образца, см	Открытая пористость, %	Объёмная плотность, г/см <sup>3</sup>	Боковой обжим, МПа	Вид исследования	Предел прочности, МПа	Наклон <i>k</i>	Сцепление	Тангенс угла	Угол внутреннего трения, градусы
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
1	4200418	M1	3144,56	перп	Известняк доломитистый, мелкокристаллический, плотный.	5,89	2,98	1,29	2,79	0	ucs	94	4,86	21,28	0,88	41,22
	4200318	M1	3144,48	перп	Известняк доломитистый, водорослевый, плотный.	6,05	2,98	1,34	2,78	23,2	txc	207				
2	4200818	M1	3150,70	перп	Известняк мелкокристаллический, с зелечеными трещинами, выполненными кальцитом, плотный.	6,03	2,97	0,81	2,68	0	ucs	96	4,27	23,15	0,79	38,34
	4200918	M1	3150,80	перп	Известняк мелкокристаллический, с зелечеными трещинами, выполненными кальцитом, плотный.	6,04	2,97	0,86	2,68	23,2	txc	195				
3	4202618	M1	3177,74	перп	Известняк мелкокристаллический, литокластовый, с прожилками и микростилолитами, выполненными глинистым материалом, неравномерно пористый	6,01	2,96	2,58	2,62	0	ucs	46	2,22	15,50	0,41	22,22
	4202718	M1	3177,82	перп	Известняк мелкокристаллический, литокластовый, с прожилками и микростилолитами, выполненными глинистым материалом, неравномерно пористый	6,06	2,98	2,85	2,61	23,2	txc	98				
4	4202218	M1	3173,83	перп	Известняк мелкокристаллический, с зелечеными трещинами, выполненными кальцитом, плотный.	5,93	2,97	0,70	2,68	0	ucs	128	3,20	35,76	0,62	31,60
	4202318	M1	3173,93	перп	Известняк мелкокристаллический, с зелечеными трещинами, выполненными кальцитом, плотный.	6,01	2,97	0,61	2,69	23,2	txc	202				

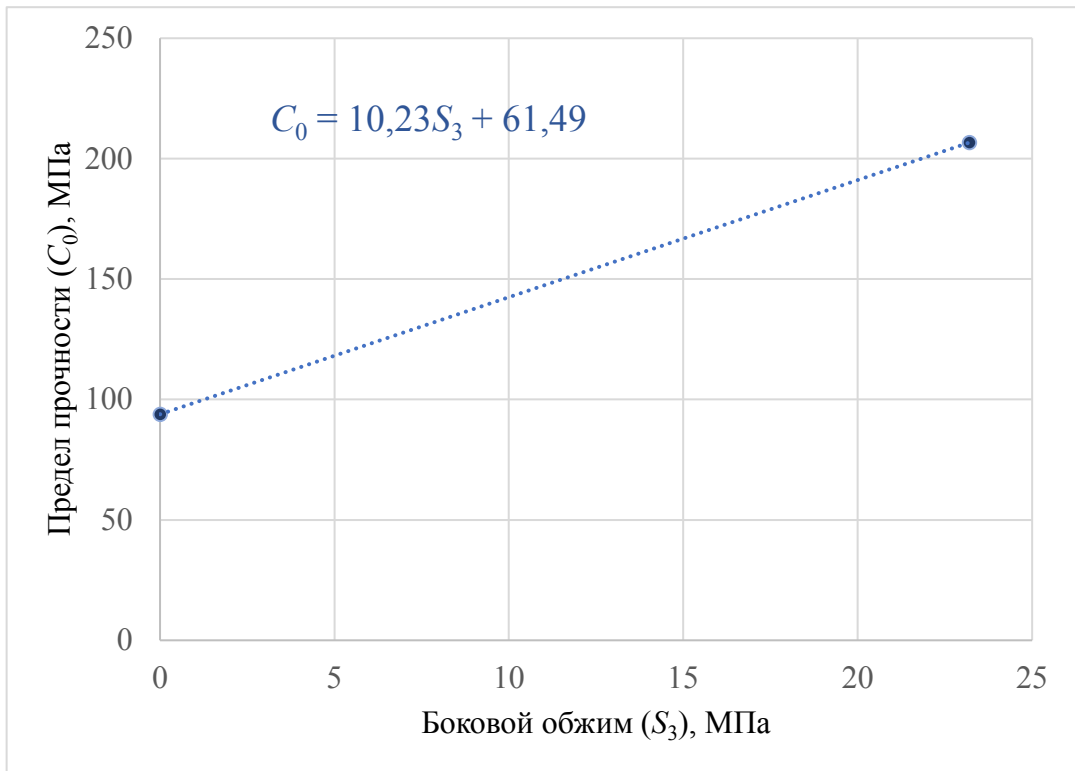


Рисунок 3.13 Пример паспорта прочности для палеозойских пород

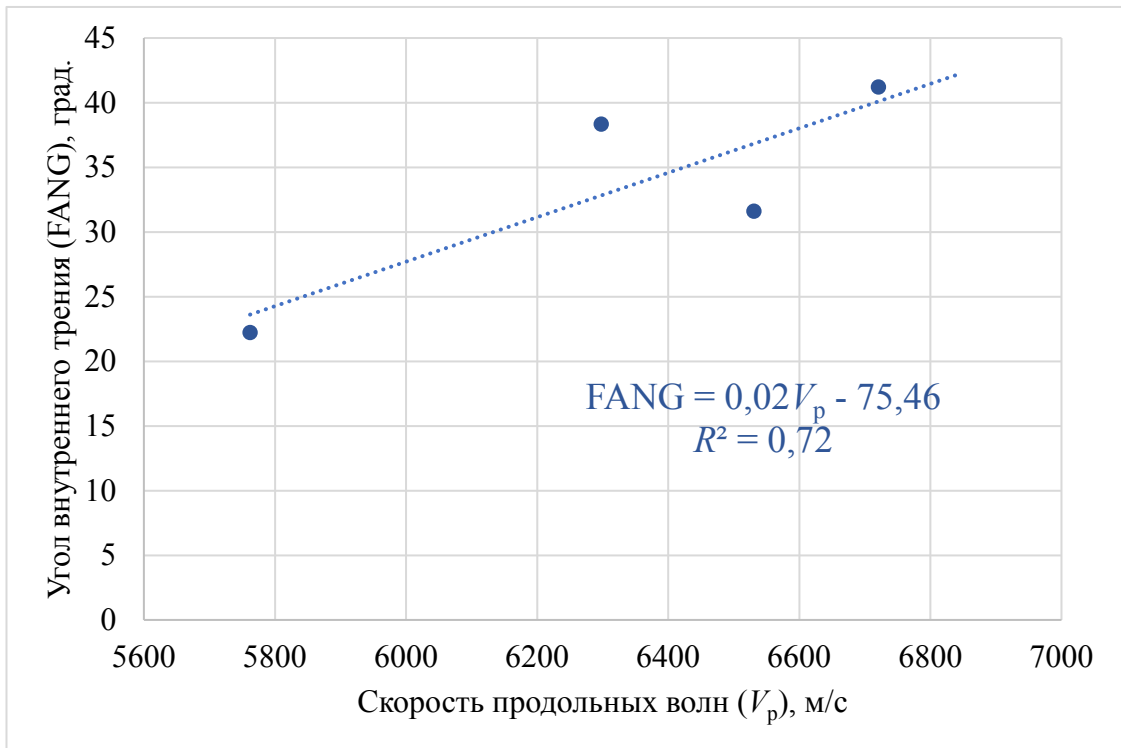


Рисунок 3.12 Зависимость угла внутреннего трения от скорости продольных волн в палеозойских породах



Далее построена зависимость угла (FANG) от скорости продольной волны. Получен коэффициент детерминации  $R^2=0.72$  (Рисунок 3.12).

$$FANG = 0,02 \cdot V_p - 75,46 \quad (16)$$

где  $V_p$  – скорость продольной волны, м/с

Таким образом, уравнение (16) использовалось для определения угла внутреннего трения в палеозойском интервале известняков и доломитов.

Угол внутреннего трения для осадочного чехла был построен с помощью ГК каротажа по методике, предложенной в функционале ПО Techlog (Рисунок 3.14). Данный метод хорошо зарекомендовал себя в мировой практике [17,20,34,43,55].

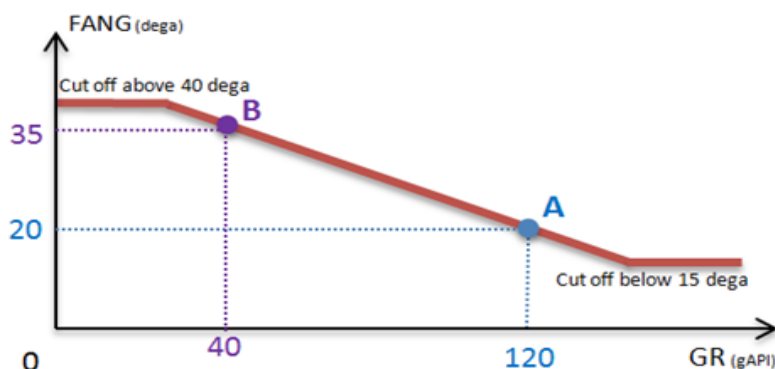


Рисунок 3.14 Метод определения угла внутреннего трения с помощью GR каротажа

Входными данными для расчёта угла внутреннего трения являются: значение гамма-каротажа (GR) для песчаников (линия песков), значение GR для глин (линия глин), значение угла внутреннего трения для песчаников и глин соответственно [12]:

$$\varphi = \tan^{-1} \frac{(GR - GR_{sand})\mu_{shale} + (GR_{shale} - GR)\mu_{sand}}{GR_{shale} - GR_{sand}} \quad (17)$$

Угол внутреннего трения для глин принят равным 20 градусов. Данное значение свойственно аргиллитам Западной Сибири [9]. Минимально возможное значение для глин может быть 15 градусов [10].

Значение FANG для песчаников (40 градусов) было получено путем нахождения среднего значения для образцов керна, отобранных из пластов Ю<sub>11</sub>, Ю<sub>12</sub>, Ю<sub>14</sub>, Ю<sub>15</sub>. На данных образцах были проведены эксперименты на трехосное сжатие с тремя разными давлениями обжима (1,5 МПа, 5 МПа, 8МПа),

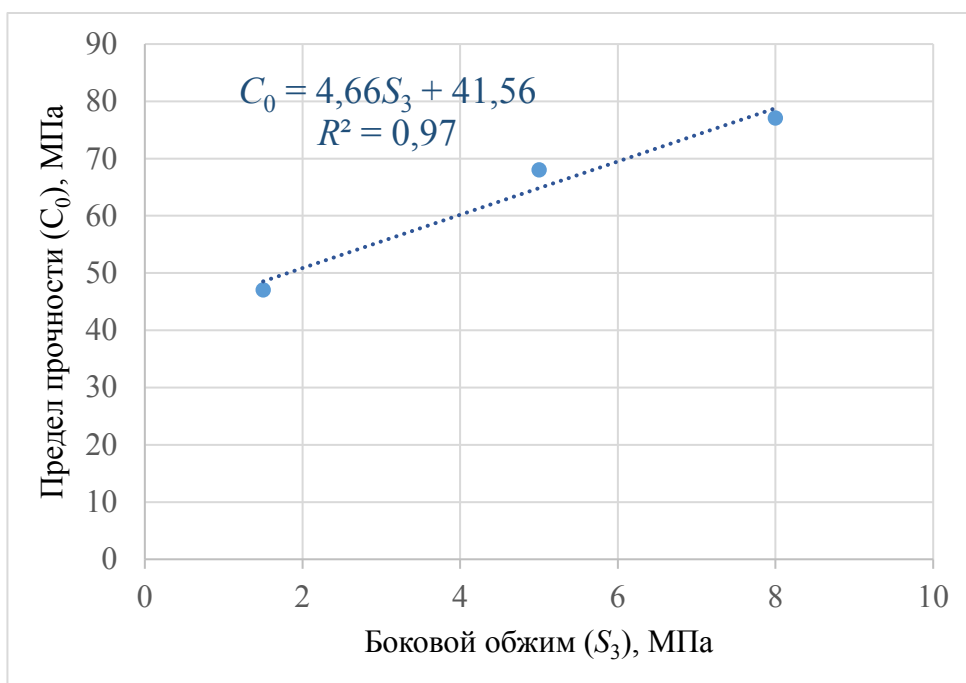


Рисунок 3.15 Пример паспорт прочности для осадочного чехла

Анализ экспериментальных данных позволил построить паспорта прочности и определить углы внутреннего трения по методике описанной для палеозойских интервалов (Рисунок 3.15).

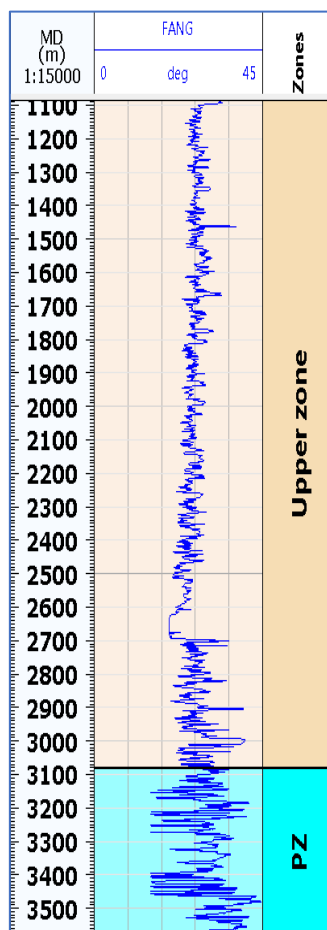


Рисунок 3.16 Угол внутреннего трения для осадочного чехла и палеозоя

Результат сшитых FANG для обоих интервалов (Рисунок 3.16)

### 3.9 Определение прочности на растяжение

Суть бразильского теста на растяжение заключается в том, что дискообразный образец помещается в камеру высокого давления прессы и зажимается в радиальном направлении. Нагрузка увеличивается с заданной скоростью перемещая поршня до разрушения образца. Как правило прочность на растяжение достаточно низкая в осадочных породах [15,35,37].

В 148R скважине Кулгинского месторождения на группе образцов, отобранных палеозойском интервале, был проведен эксперимент измерения прочности на разрыв (TSTR) (Рисунок 3.17).

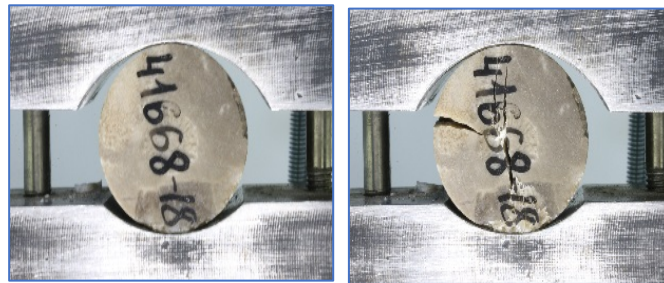


Рисунок 3.17 Пример эксперимента прочность на разрыв палеозойских пород 148R скважины

По результатам эксперимента найдена корреляция предела прочности на растяжение от объёмной плотности с коэффициентом детерминации  $R^2=0,75$  (Рисунок 3.18).

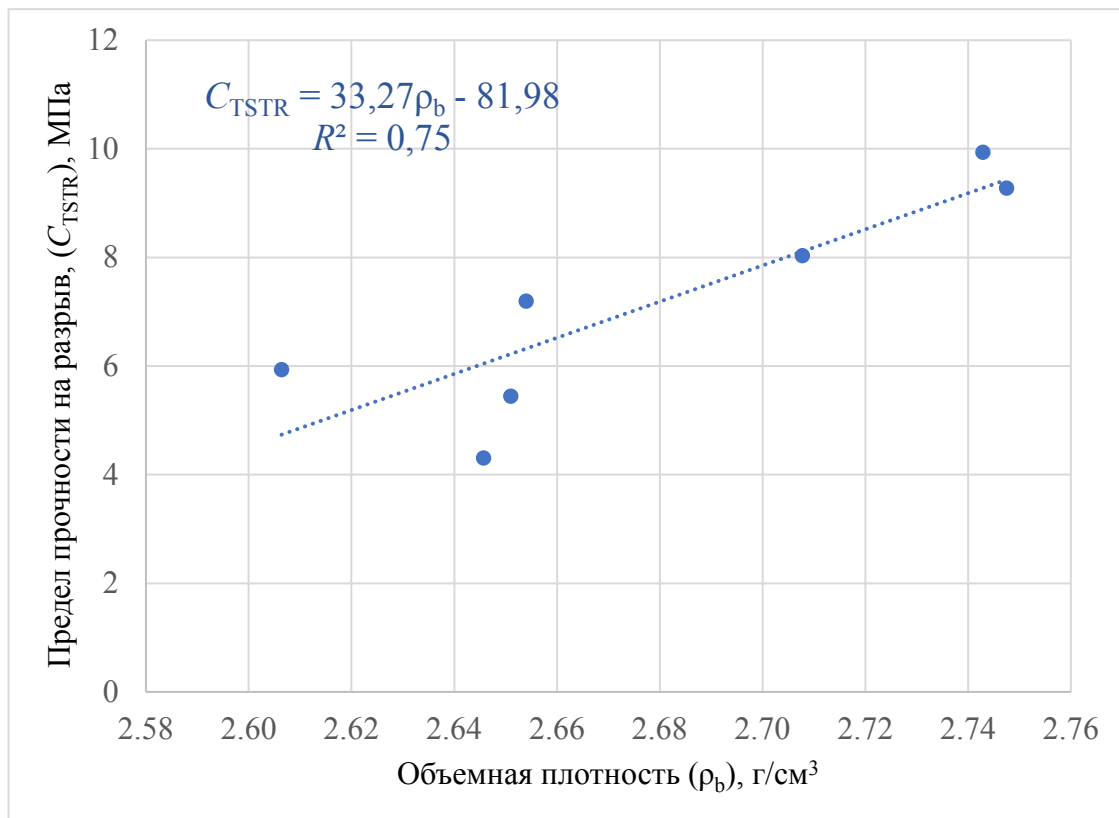


Рисунок 3.18 Зависимость предела прочности на разрыв от объемной плотности

Таким образом, уравнение для прочности на разрыв в палеозойском интервале (18):

$$C_{TSTR} = 33,27 \cdot \rho_b - 81,99 \quad (18)$$

где  $\rho_b$  – объемная плотность, г/см<sup>3</sup>

В осадочном чехле прочность на разрыв принята равной 10% от прочности на одноосное сжатие:

$$C_{TSTR} = 0,1 \cdot UCS \quad (19)$$

Данное предположение согласуется с рядом публикаций [29,38], в которых эксперты строят 1D геомеханическую модель в осадочном чехле Западной Сибири.

### 3.10 Определение магнитуд горизонтальных напряжений

Для оценки магнитуд горизонтальных напряжений использовалась линейная пороупругая модель с учетом тектонических деформаций [9,14,18,25,29,36,49]:

$$\begin{aligned}\sigma_h &= \frac{\nu}{1-\nu} \sigma_V - \frac{\nu}{1-\nu} \alpha P_p + \alpha P_p + \frac{E_{st}}{1-\nu^2} \varepsilon_h + \frac{\nu E_{st}}{1-\nu^2} \varepsilon_H \\ \sigma_H &= \frac{\nu}{1-\nu} \sigma_V - \frac{\nu}{1-\nu} \alpha P_p + \alpha P_p + \frac{E_{st}}{1-\nu^2} \varepsilon_H + \frac{\nu E_{st}}{1-\nu^2} \varepsilon_h\end{aligned}\tag{20}$$

где  $\sigma_h$  – минимальное горизонтальное напряжение, МПа

$\sigma_H$  – максимальное горизонтальное напряжение, МПа

$\varepsilon_{\min}$  – минимальная горизонтальная деформация

$\varepsilon_{\max}$  – максимальная горизонтальная деформация

$P_p$  – поровое давление, МПа

$E_{st}$  – статический модуль Юнга, ГПа

$\nu$  – коэффициент Пуассона

$\alpha$  – постоянная Био

Модель была откалибрована на давление закрытия трещины при мини ГРП 144R скважины Кулгинского месторождения в пласте Ю<sub>11</sub>. Инструментом калибровки являются горизонтальные деформации в уравнении (20).

Скважина 144R является единственной на данном месторождении, на которой проведено ГРП. Давление закрытия трещины равно 32,6 МПа на забое (Рисунок 3.19).

Стоит отметить, что мини-ГРП проведено в осадочном чехле, это будет вносить некоторую степень неопределенности в палеозойском интервале.

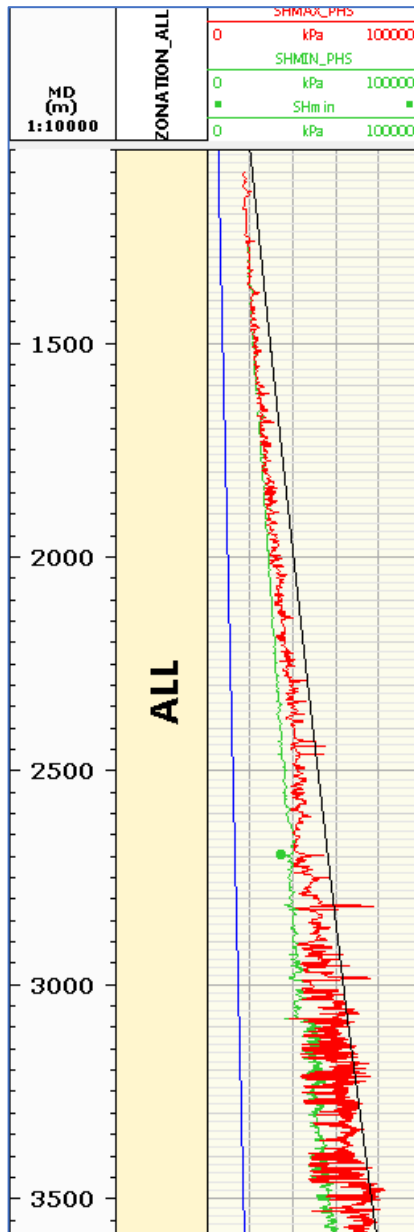


Рисунок 3.19 Минимальное и максимальное горизонтальные напряжения

Важно отметить, что после калибровки минимального горизонтального напряжения на значения мини ГРП, оба горизонтальных напряжения имеют меньшие магнитуды, чем вертикальное напряжение. Это подтверждает сбросовый тектонический режим на территории данной скважины.

### 3.11 Определение направлений горизонтальных напряжений

Анализ разрушения ствола скважины 148R в интервале палеозойских пород (Таблица 3.3) был произведен с помощью электрического микросканера Comrast (СМІ). Он позволяет регистрировать изменения сопротивлений пласта с вертикальным разрешением 5мм. Электроды прибора СМІ расположены на 8 прижимных башмаках (Рисунок 3.20). Общее количество электродов равно 176 [23,48].

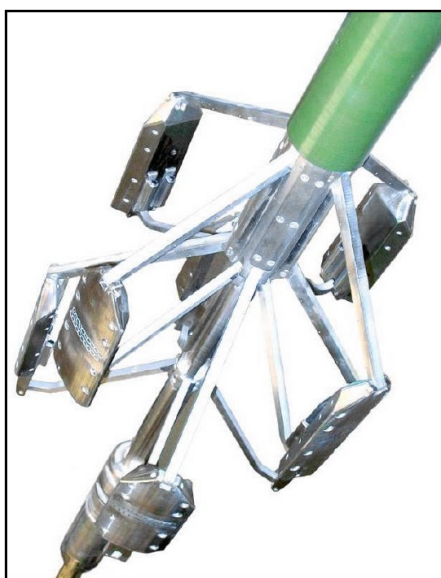


Рисунок 3.20 Схема расположения башмаков и электродов СМІ

С помощью данного прибора в вертикальном участке скважины были зафиксированы вывалы (Рисунок 3.21), по которым был определен азимут минимального горизонтального напряжения (Рисунок 3.22). Результат 55 градусов СВ, 235 ЮЗ.

Так же были зафиксированы техногенные трещины, инициированные при бурении (Рисунок 3.23). В ходе их интерпретации получен результат 145 градусов ЮВ, 325 градусов СЗ (Рисунок 3.24).

Таблица 3.3 Интервал проведения сканирования СМІ

Кровля, м	Подошва, м
3078	3721



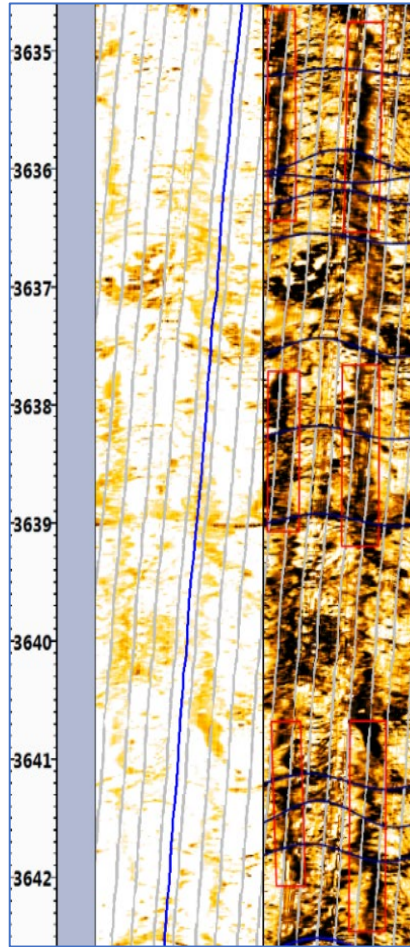


Рисунок 3.21 Вывалы в исследуемом интервале

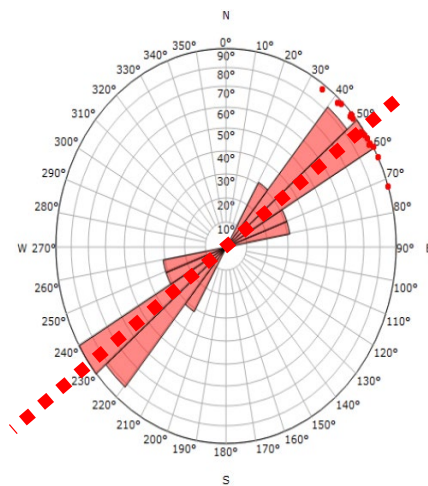


Рисунок 3.22 Азимут минимального горизонтального напряжения

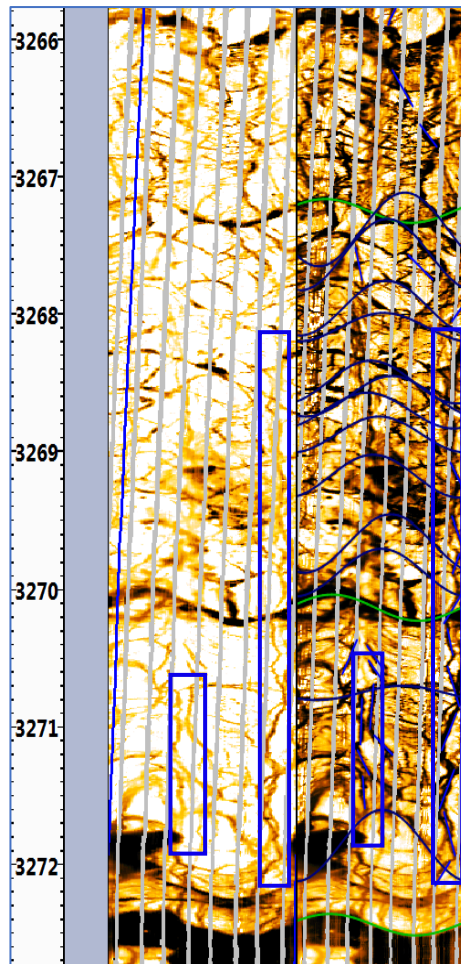


Рисунок 3.23 Техногенные трещины в исследуемом интервале

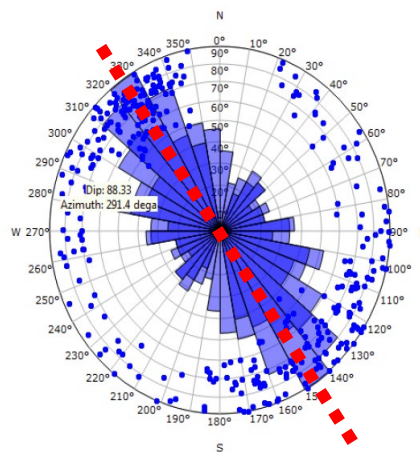


Рисунок 3.24 Азимут максимального горизонтального напряжения

### 3.12 Определение устойчивости стенок скважины

Целью расчета устойчивости стенок скважины является определение оптимального окна плотности бурового раствора и оценки рисков обрушения стенок ствола скважины в процессе бурения, а также определение оптимальной траектории скважины (азимута инклинометрии).

В процессе бурения скважины, буровой раствор создает давление  $P_{mud}$ , сдерживающее кольцевые напряжения. В случае, когда плотность бурового раствора меньше действующих в массиве напряжений – возрастают касательные напряжения, что может привести к значительным деформациям и обрушениям участков стенок скважины. Полученная геомеханическая модель позволяет построить окно плотности бурового раствора (Рисунок 3.25), оптимальное для предотвращения нежелательных инцидентов при бурении.

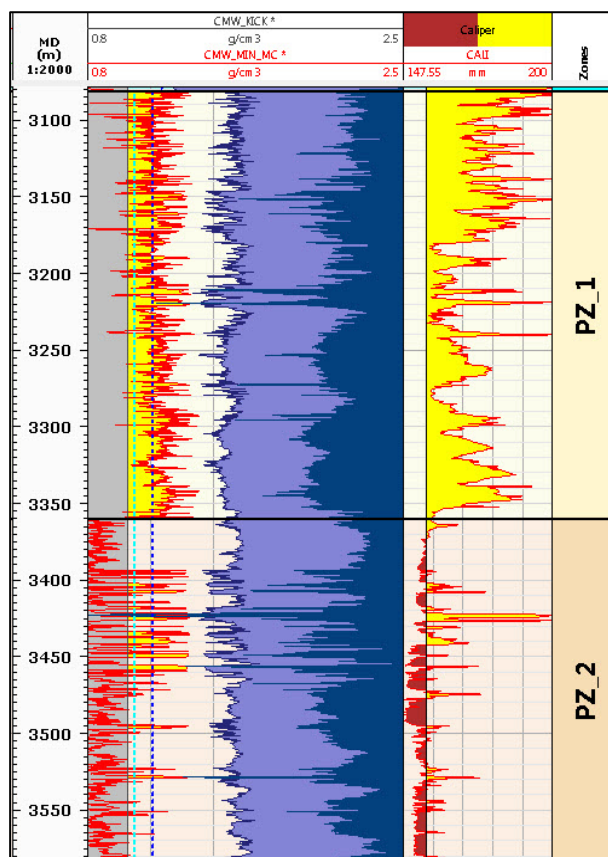


Рисунок 3.25 Окно плотности бурового раствора для палеозойского интервала

Анализируя палеозойский пласт (Рисунок 3.25) принято решение разбить на его два интервала. Верхний интервал характеризуется обильными вывалами, которые видно на каверномере. Вывалы говорят о том, что порода имеет пониженную прочность, что не характерно для матрикса карбонатных пород. Однако, стоит принять во внимание обильную трещиноватость палеозойских карбонатов, зафиксированную на электрическом микроимиджере (Рисунок 3.26) Наличие такого количества трещин проводящего и полупроводящего типа снижает прочность пород на сжатие в верхнем интервале палеозоя.

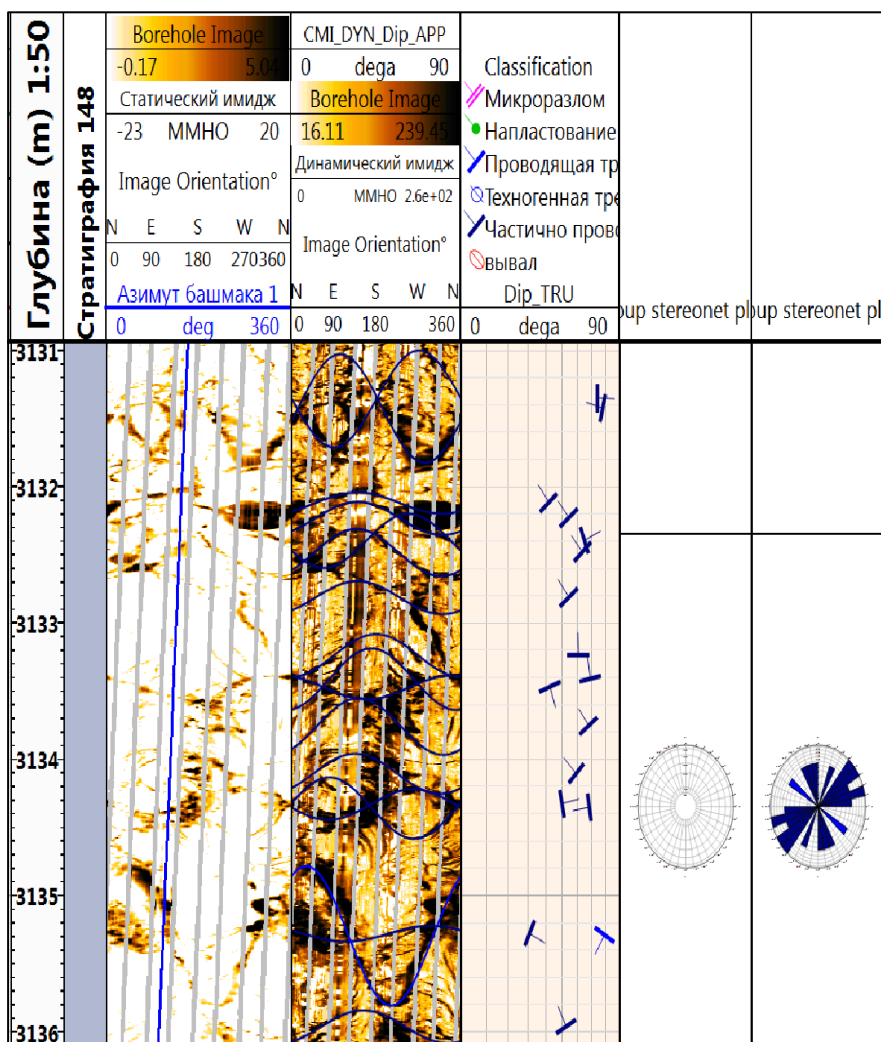


Рисунок 3.26 Обильная трещиноватость в палеозойском интервале

Следовательно, в верхнем интервале палеозоя значения прочности на одноосное сжатие, полученные из корреляции по керну (13), были занижены в 2 раза. Это позволило провести калибровку модели на значения каверномера.

Нижний интервал характеризуется меньшим количеством вывалов (Рисунок 3.25) и меньшей степенью трещиноватости, видимой на электрическом микроимиджере (Рисунок 3.27). Градиент обрушения хорошо согласуется с показаниями каверномера. Таким образом, зависимости для прочности на одноосное сжатие (13) и угла внутреннего трения (16), полученные на образцах в палеозое, можно применять в модели в нижнем интервале.

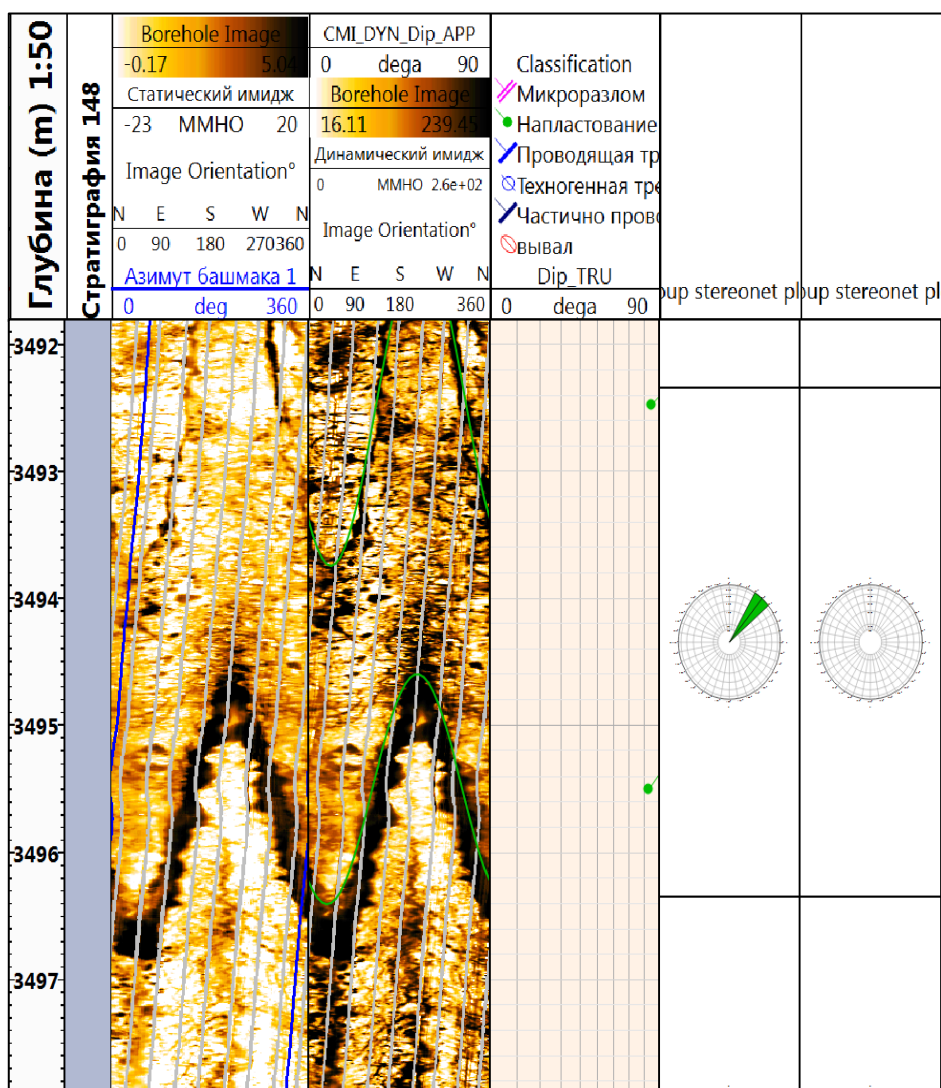


Рисунок 3.27 Снимок стенок скважины в нижнем интервале палеозоя



Таблица 3.4 Статическая плотность бурового раствора 148R скважины Кулгинского месторождения

	Глубина, м	Плотность, г/см <sup>3</sup>	Диаметр долота, мм
Направление	0-60	1,16	295,3
Кондуктор	60-1100	1,18	220,7
Эксплуатационная колонна	1100-3081,5	1,18	220,7
Хвостовик	3081,5-3721	1,05	155,6

В дополнении стоит отметить, что статический удельный вес бурового раствора в 148R скважине равен значению 1,05 г/см<sup>3</sup> (Таблица 3.4), что крайне близко к нижней границе коридора. Снижение плотности бурового раствора позволило уменьшить репрессию на пласт и соответственно уменьшить вероятность проявления риска поглощений бурового раствора в трещиноватый коллектор. Однако такое решение привело к обильным вывалам в верхнем интервале палеозоя, ослабленного множеством трещин. Слишком низкое значение плотности бурового раствора могло привести к различным осложнениям, таким как прихват «бура», либо полное обрушение ствола скважины.

### 3.13 Определение оптимальной траектории горизонтальной скважины

Для снижения затрат в процессе разработки палеозойского интервала и увеличения накопленной добычи приходится решать задачи по оптимизации производства. В контексте бурения такая задача может касаться оптимальной проводки ствола скважины.

Правильный выбор параметров траектории скважины существенно снижает затраты за счет предотвращения аварийных событий и их последующего устранения во время бурения и спускоподъемных операций. [11–13,27,40]

После построения 1D геомеханической модели устойчивости стенки скважины и проведения калибровки на каверномер, анализ модели привел к разделению палеозоя на два интервала: верхний и нижний. Для каждого из них были рассчитаны минимальные плотности бурового раствора, необходимые для предотвращения обрушений в горизонтальной скважине. Для этой цели анализировались диаграммы Шмидта на выбранных глубинах.

Пример анализ чувствительности траектории скважины представлен на (Рисунок 3.28). Точка в центре изображения описывает вертикальную траекторию скважины на выбранной глубине. В случае если, точка лежит в какой-либо другой области диаграммы, значит скважина является горизонтальной, либо наклонно-направленной. Круговая шкала включает в себя название сторон света и определяет азимут скважины, то есть угол отсчитывающийся от Севера. Кольца с увеличивающимся диаметром характеризуют отклонение от вертикали до 90 градусов. Цвет отражает минимальную плотность бурового раствора для предотвращения вывала (Рисунок 3.28), либо предотвращения начала поглощения бурового раствора и раскрытия трещин (Рисунок 3.29). Таким образом проекция стереоскопического изображения, представленная на обоих рисунках, отражает все возможные комбинации углов наклона и азимута бурения.

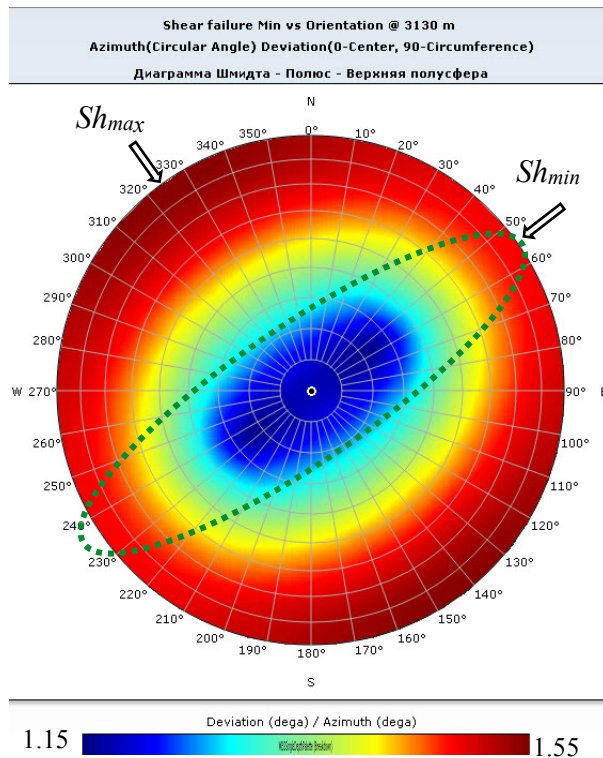


Рисунок 3.28 Анализ чувствительности траектории скважины. Градиент обрушения

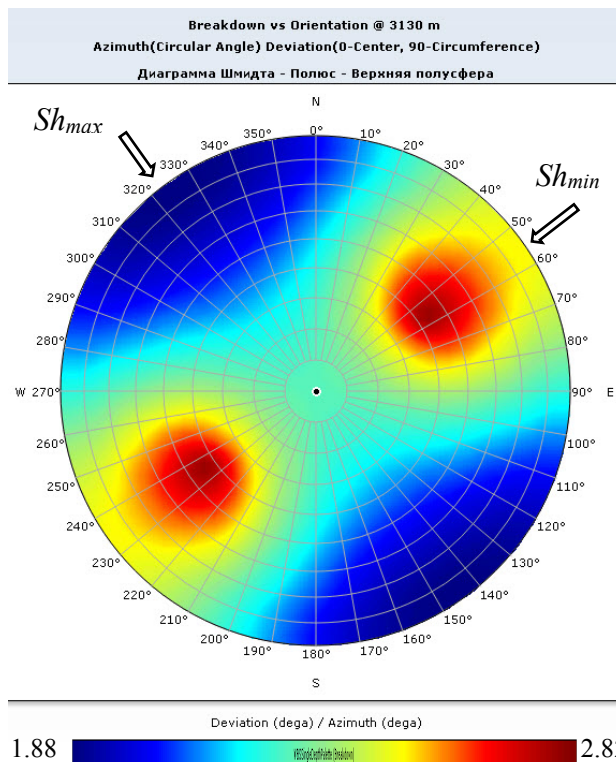


Рисунок 3.29 Анализ чувствительности траектории скважины. Градиент поглощения



Анализируя, полученные диаграммы, стоит отметить, что бурение в направлении минимального горизонтального напряжения является наиболее выгодным и безопасным. В случае бурения в направлении максимального горизонтального напряжения потребуется значительное повышение плотности бурового раствора, что может привести к серьезным поглощениям в открытых трещинах палеозойских карбонатов и, как следствие, к потере циркуляции.

Для минимизации рисков рекомендуется производить бурение в направлении  $SH_{\min}$  с азимутом 55 градусов СВ, 235 ЮЗ. Данное направление уменьшит вероятность осложнений в процессе бурения.

Далее проведен анализ устойчивости стенок скважины для предбуровой модели горизонтальной скважины в верхнем интервале палеозоя. Выбранная глубина 3166,6 метров характеризуется высокой степенью неустойчивости и высоким градиентом обрушения. Полученные результаты представленные на (Рисунок 3.30) и (Рисунок 3.31) характерны для всего верхнего интервала палеозоя.

Таким образом, точка на графике отражает угол отклонения от вертикали (Рисунок 3.30) и азимут простирания скважины (Рисунок 3.31). Белое поле характеризует безопасное окно бурения.

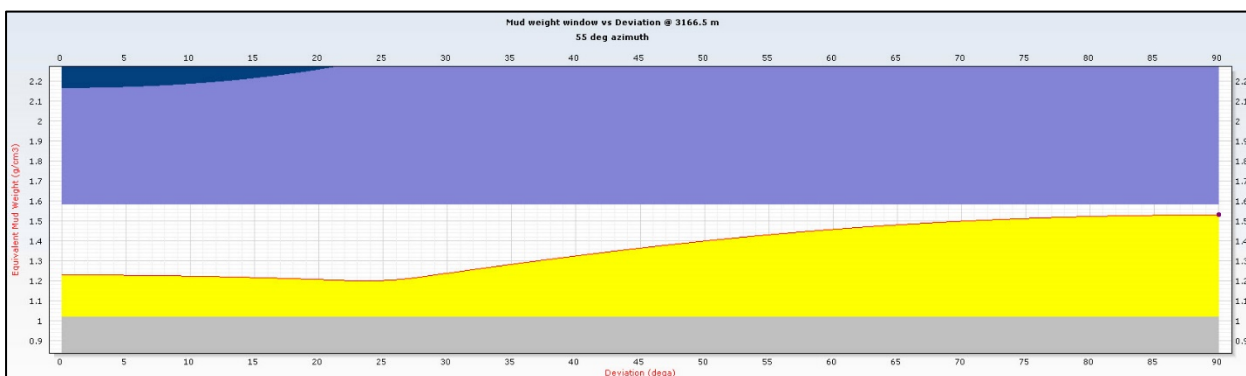


Рисунок 3.30 Зависимость градиента обрушения от отклонения от вертикали в одном из нестабильных интервалов верхней части палеозоя

Как можно заметить, безопасное окно бурения является очень узким. На (Рисунок 3.31) наименьшая плотность бурового раствора необходимая для предотвращения обрушения находится в направлениях 55 градусов и 235 градусов, что согласуется с минимальным горизонтальным напряжением. Именно в этих направлениях рекомендуется проводить бурение, поскольку в направлении  $Sh_{max}$  вовсе отсутствует безопасная зона.

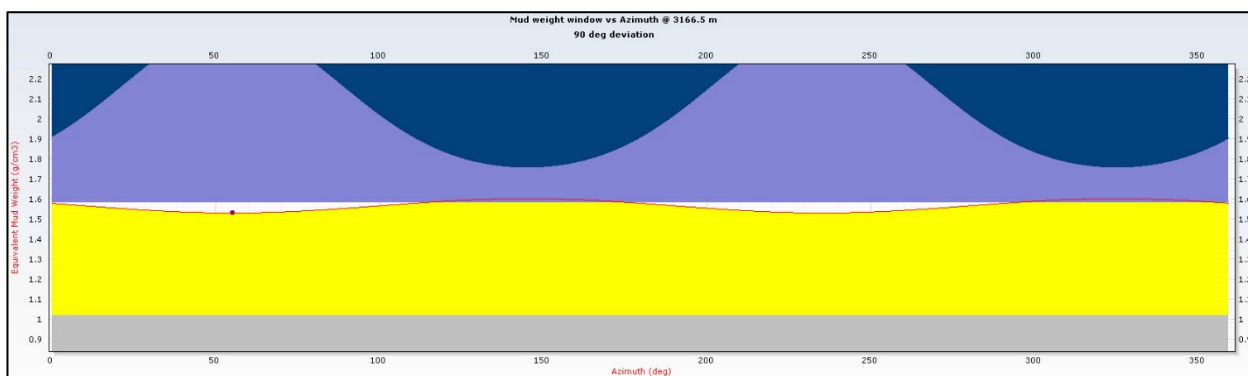


Рисунок 3.31 Зависимость градиента обрушения от траектории скважины в одном из нестабильных интервалов верхней части палеозоя

Важным является замечание о том, что бурение наклонно-направленной скважины под углом до 25 градусов от вертикали, не требует резкого повышения плотности бурового раствора в верхнем интервале палеозоя.

Далее рассмотрим предбуровую модель горизонтальной скважины в нижнем интервале палеозоя. Полученные результаты представленные на (Рисунок 3.33) и (Рисунок 3.32) включают широкий коридор для безопасного бурения. Расчетное значение плотности необходимое для предотвращения обрушения равно  $1.16 \text{ г/см}^3$  (Рисунок 3.32). Расчет произведен для скважины с отклонением от вертикали в 90 градусов и азимутом 55 градусов.

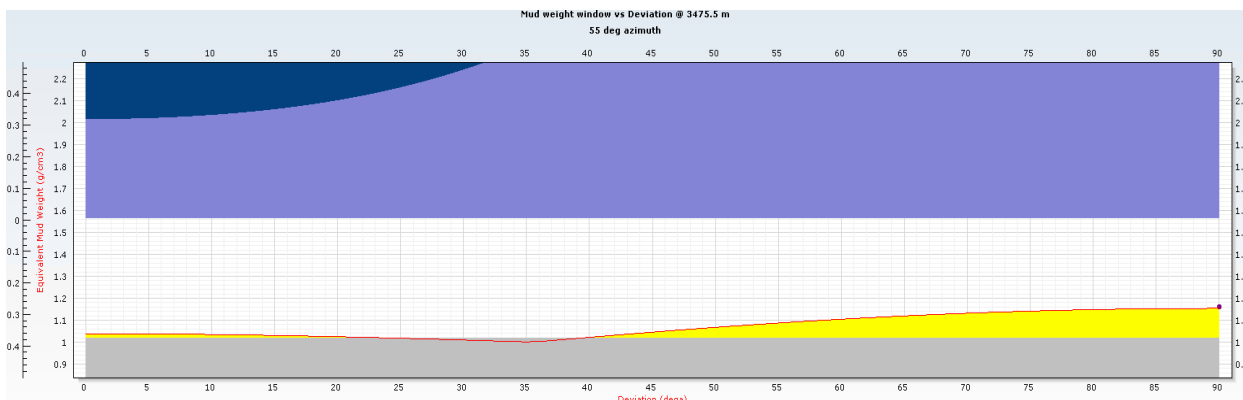


Рисунок 3.32 Зависимость градиента обрушения от отклонения от вертикали в одном из нестабильных интервалов нижней части палеозоя

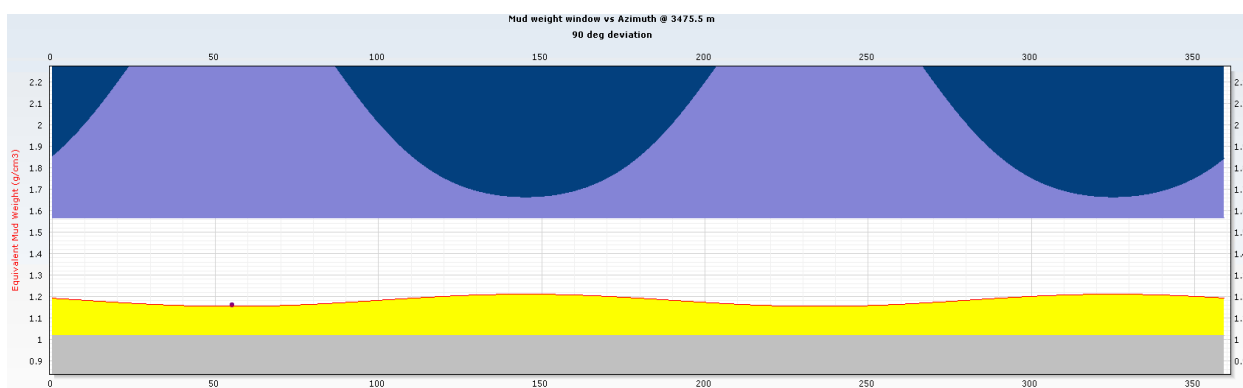


Рисунок 3.33 Зависимость градиента обрушения от траектории скважины в одном из нестабильных интервалов нижней части палеозоя

Сравнивая два интервала, стоит отметить, что нижний интервал палеозоя является более благоприятным для бурения горизонтальных скважин с отклонением от вертикали 90 градусов.

Таблица 3.5 Вес бурового раствора и азимут для бурения горизонтальных скважин в палеозойском интервале

	Глубина, м	Плотность, г/см <sup>3</sup>	Азимут
Верхний интервал палеозоя	3081,5-3360	1,53	55 СВ 235 ЮЗ
Нижний интервал палеозоя	3360-3580	1,16	55 СВ 235 ЮЗ

Верхний же интервал можно охарактеризовать как крайне нестабильный. Необходимая плотность бурового раствора для безопасного бурения горизонтальной скважины равна  $1,53 \text{ г/см}^3$ . Это на 25% выше, чем в нижнем интервале палеозоя. Так же высок риск поглощений бурового раствора в открытые трещины и потери циркуляции (Таблица 3.5).

## 4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

### 4.1 Оценка коммерческого потенциала исследования

В современных условиях широкого вовлечения в разработку большего числа объектов, находящихся в сложных геологических условиях, требуется внедрение таких новейших подходов как геомеханическое моделирование. Построенная геомеханическая модель позволяет оптимизировать используемые финансовые ресурсы предприятия. Такая оптимизация улучшит эффективность вложения денежных потоков компании и, как следствие, компания повысит прибыльность.

В первую очередь, результаты геомеханической модели позволяют снизить риски, возникающие при бурении скважин. Это, в свою очередь, ведет к экономической целесообразности использования модели в виде снижения затрат на бурение и добычу. Во-вторых, анализ прочностных и упругих свойств породы дает возможность прогнозировать вероятные сложности при бурении. Использование этого инструмента позволяет снизить аварийность.

При бурении скважин важно учитывать стоимость бурения в совокупности с отсутствием аварийности и дополнительных сложностей, которые могут вызвать простой буровой установки. Основная часть затрат при разработке месторождения приходится на бурение, соответственно, важно оптимизировать эти затраты. Также, выводы из расчетов прочности породы дают возможность выбрать наиболее эффективное буровое долото. Как следствие, при использовании оптимального бурового долота скорость проходки может увеличиться, а компания увеличит прибыльность. Кроме того, необходимо учитывать тот факт, что долота очень дороги в обслуживании и нецелесообразный выбор принесет большие затраты.

Целью выбора долота является достижение наименьшей стоимости на метр просверленного отверстия. С использованием расчета затрат становится возможным оценить, сколько компании нужно потратить на процесс бурения. Общая стоимость бурения рассчитывается по формуле:

$$C = C_b \frac{C_r(R_t + T_t)}{F} \quad (21)$$

где  $C_b$  – стоимость долота (ден.ед)

$R_t$  – эффективное время работы долота (часы)

$T_t$  – время на спуско-подъемочные операции (часы)

$C_r$  – стоимость буровой установки (ден.ед / часы)

$F$  – количество метров проходки (м).

Данные, полученные из геомеханической модели в виде прочностных свойств породы, позволяют оптимизировать такие показатели, влияющие на стоимость бурения, как эффективное время работы долота и количество метров проходки. Нецелесообразный тип долота существенно уменьшит эффективное время его работы и приведет к увеличению затрат на бурение.

Построенная 1D модель 148R скважины Кулгинского месторождения дает возможность прогнозирования рисков неудачного проведения буровых работ в неустойчивых интервалах и возможного вывала горной породы с последующим прихватом бурового инструмента в доюрском комплексе на месторождениях Южно-Пудинского лицензионного участка. В таких случаях буровые работы приостанавливаются и производится промыв затрубного пространства. Затраты компании значительно увеличиваются не только из-за ликвидации последствий вывала, но и из-за простоя буровой установки. Около половины простоев вызваны недостаточным изучением порового давления.

Для минимизации возникновения таких ситуаций целесообразно применить технологию построения геомеханической модели.

При бурении малоизученных палеозойских карбонатов высока вероятность потери циркуляции бурового раствора за счёт поглощения, либо прихвата бурового инструмента, по причине большого количества обрушившейся породы. Это влечёт за собой как простой в бурении, так и в некоторых случаях потерю скважины. Использование геомеханической модели значительно помогает оценить риски при бурении и предотвратить вышеупомянутые последствия. Данные моделирования позволяют сделать правильный выбор плотности бурового раствора для безаварийного бурения горизонтальных скважин, что обуславливает тот факт, что точная геомеханическая модель является грамотным вложением средств.

Далее можно оценить экономическую эффективность данного исследования для одного проекта. Затраты на данное исследование включают в себя материальные расходы, расходы на оплату труда с учетом отчислений во внебюджетные фонды и накладные расходы. Материальные расходы включают в себя затраты на программное обеспечение, которые составляют примерно 60 тыс.руб в год. Для данного исследования необходимы минимум два высококвалифицированных сотрудника с заработной платой в размере 45 тыс.руб. Дополнительно, коэффициент отчисления во внебюджетные фонды составит примерно 30% от заработной платы каждого. Накладные расходы включают в себя оплату электроэнергии и связи.

При относительно оцененных затратах на исследование и ожидаемого экономического эффекта в размере 400 тыс.руб., рентабельность от одного такого проекта может составить до 50%. При наличии нескольких проектов, компании экономически выгодно применять геомеханическое моделирование на постоянной основе.

Таким образом, геомеханическое моделирование позволяет существенно сократить аварийность в совокупности с оптимизацией процесса бурения. Данная технология уже достаточно широко применяется при разработке месторождений и показывает существенную экономическую эффективность ее использования. Важно так же отметить, что построение геомеханической модели повышает безопасность при проведении буровых работ.

#### 4.2 Анализ перспективности исследования

Геомеханическое моделирование стало широко применяться в нефтегазовой промышленности относительно недавно, однако, уже дало компаниям положительные результаты. Увеличение потребности в бурении скважин сложного профиля повышает востребованность и конкурентоспособность технологии геомеханического моделирования.

Постоянно увеличивающееся количество исходных данных и информации об объекте в целом позволяют компаниям увеличить уровень детализации. В свою очередь, эта детализация положительно влияет на эффективность финансового менеджмента компании. Так как исследуемое месторождение требует большого количество инвестиций, при помощи использования дополнительных данных у компании есть возможность грамотно распределить денежные потоки. В данном контексте выводы из геомеханической модели позволяют уточнить, какое оборудование компании лучше закупить для бурения горизонтальных скважин в палеозое и сколько затратить на расходные материалы. Модель помогает определить оптимальные параметры: траекторию скважины, плотность бурового раствора и эквивалентную плотность циркуляции, глубины спуска обсадной колонны, а также градиенты гидроразрыва пласта и обрушения пород, интервалы



нестабильности и потери циркуляции. Таким образом, модель позволяет спланировать стоимость достаточно затратных для компании объектов.

Обобщенный SWOT - анализ, включающий преимущества и недостатки технологии геомеханического моделирования, а также потенциально влияющие внешние факторы отражены в Таблица 4.1.

Таблица 4.1 SWOT – анализ геомеханического моделирования

Сильные стороны	Слабые стороны
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Минимизация рисков и неопределенностей</li> <li>- Снижение затрат</li> <li>- Обеспечение данными для принятия обоснованных решений</li> <li>- Повышение безопасности на буровой</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Необходимость в специальных исследованиях ядра для определения статических прочностных и упругих свойств</li> <li>- Дорогостоящее программное обеспечение</li> </ul>
Возможности	Угрозы
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Интеграция геологической, гидродинамической и геомеханической моделей для оптимизации разработки месторождений</li> <li>- Появление новых программных продуктов для построения геомеханических моделей</li> <li>- Увеличение спроса вследствие усложнения профилей скважин</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Высокая конкуренция</li> <li>- Неразвитость технологии из-за отсутствия финансирования</li> </ul>

Возможности для развития направления геомеханики на рынке обладают высоким потенциалом. Геомеханическая модель дает данные непосредственно необходимые для бурения и дальнейшей разработки месторождения. Эти же данные возможно совместить с другими полученными данными в результате геологического и гидродинамического моделирования. Обобщенная модель может значительно снизить непредвиденные затраты, которые возникают в процессе разработки месторождения. Учитывая преимущества, которые может дать геомеханическая модель в бурении, компаниям необходимо развивать это направление для получения экономической выгоды.

## 5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

### 5.1 Защита в чрезвычайных ситуациях

Во время эксплуатационного периода любого промышленного объекта повышенной опасности важно брать во внимание вероятность возникновения серьезных чрезвычайных происшествий, аварий, технических инцидентов. Особенно необходимо учитывать опасность несчастных случаев, в том числе со смертельным исходом.

В местах нахождения нефтяных месторождений могут возникнуть различные чрезвычайные ситуации. Такие как: паводковые наводнения, лесные и торфяные пожары, ураганы, сильные морозы (примерно от -40 до -50 С), метели и снежные заносы, а также аварийные разливы нефти. В ситуации возникновения чрезвычайной ситуации, ответственному за проведение работ необходимо выполнить три правила для организации спасения людей:

1. Вызвать службу скорой медицинской помощи немедленно;
2. Уведомить начальника;
3. Осуществить мероприятия по охране места, где произошло происшествие до прибытия помощи.

В зависимости от регламента каждой компании действия, которые необходимо осуществить в чрезвычайных ситуациях, являются уникальными. Правила каждой компании находятся у инженера по технике безопасности. В случае возникновения пожара в результате различных чрезвычайных ситуаций на объекте подготовки нефти предусмотрены средства пожаротушения. Такие средства включают: лафетные стволы, пожарные гидранты, огнетушители ОП, песок, лопаты, ведра, пожарные краны. Все средства пожаротушения должны постоянно проверяться и находится в исправном состоянии.

Необходимый запас фильтрующих и шланговых противогазов должен находиться в шкафу (ящике) под пломбой. Аварийный запас противогазов запрещено закрывать на замок или оставлять в труднодоступном месте.

Целостность пломб аварийного запаса проверяется при приеме и сдаче смены обслуживающим персоналом. Наличие и состояние аварийного запаса должно быть проверено как минимум один раз в месяц руководителем объекта. Персонал месторождения должен быть осведомлен о местах хранения рабочих и аварийных средств индивидуальной защиты органов дыхания.

При исполнении сложных и комплексных газоопасных работ, согласно их установленному перечню, разрабатывается план проведения этих работ. В плане проведения необходимо отразить меры по обеспечению безопасных условий работы и установить последовательность исполнения подготовительных и основных операций.

При проведении газоопасных работ необходимо пользоваться газозащитными средствами. Такие средства включают в себя шланговые противогазы и изолирующие дыхательные аппараты.

Фильтрующие противогазы допускается применять, если содержание кислорода в воздухе не ниже 19 процентов объемных. В свою очередь, фильтры противогазов позволяют осуществить поглощение паров и газов, концентрация которых не превышает 0,5 процентов объемных.

Все закрытые помещения буровой установки, где возможно возникновение или проникновение ситуаций с воспламеняющимися смесями, оборудуются приточно-вытяжной вентиляцией с механическим побуждением. Такая вентиляция обеспечивает воздухообмен в соответствии с требованиями санитарных норм и правил. Режим работы вентиляции от момента открытия продуктивного горизонта до окончания строительных работ на скважине должен быть постоянным. При достижении 20 процентов от нижнего предела воспламенения смеси воздуха с углеводородами должен срабатывать

предупредительный сигнал. Если ситуация достигает 50 процентов предела, то должно быть обеспечено полное отключение оборудования и механизмов.

Весь персонал, который работает или находится на месторождении, обязан уметь оказывать первую помощь на случай чрезвычайного происшествия. При получении человеком ожога поверхности кожного покрова, жертве необходимо оказать первую помощь. Во первых, необходимо очистить часть тела с ожогом от одежды, а затем на покрасневшую кожу наложить марлевую повязку, смоченную спиртом. Важно упомянуть, что такой метод используется при ожогах частей тела только первой степени. В случае возникновения более сильных ожогов, необходимо наложить обильное количество марлевых повязок. После нужно напоить пострадавшего горячим чаем, укутать в теплое одеяло или одежду и как можно скорее доставить пострадавшего в больницу.

## 5.2 Правовые и организационные вопросы организации труда

Кулгинское нефтегазоконденсатное месторождение расположено на юге Парабельского района Томской области. Месторождение расположено в регионе, который характеризуется неблагоприятными климатическими условиями и отсутствием инфраструктуры. Работа сотрудниками осуществляется вахтовым методом. Согласно трудовому кодексу РФ лица, которые осуществляют работы вахтовым методом, за каждый календарный день нахождения в местах строительства и проведения работ в период вахты, а также за дни нахождения в пути от фактического места нахождения работодателя до места исполнения работы и обратно выплачивается суточная надбавка за вахтовый метод работы.

Персоналу, выполняющему работы вахтовым методом, полагаются:

- районный коэффициент в зависимости от расположения региона;

- плановые бесплатные медосмотры, для обнаружения заболеваний, которые могут, возникнуть в результате трудовой деятельности работников;
- средства индивидуальной защиты, применяемые в течение рабочей смены;
- выплаты в результате производственных травм и профессиональных заболеваний.

Труд персонала должен быть организован с соблюдением мер безопасности. Рабочее место сотрудника спроектировано по следующим правилам: конструкция рабочего места и взаимное размещение таких элементов как место посадки, панель управления, предметы передачи информации должны соответствовать антропометрическим, физиологическим и психологическим требованиям [5]. Конструкция рабочего места должна подразумевать зону досягаемости моторного поля для комфортного ведения работ. Следовательно, регулярно выполняемые работы должны быть в пределах доступности и безопасной зоны рабочего пространства.

Конструкция промышленного оборудования и рабочего места должна предполагать безопасное положение работающего, которое может регулироваться. Регулирование включает в себя настройку высоту рабочей поверхности, места посадки и пространства для ног. Важно учитывать рост работающего человека для установки высоты сиденья и подставки для ног, например, рост человека 1800 мм, тогда подставка будет 655 мм. В случае с работающим человеком более низкого роста следует увеличить высоту рабочего сиденья и подставку для ног на величину, равную разности между высотой рабочей поверхности для работающего ростом 1800 мм и высотой рабочей поверхности, оптимальной для роста данного работающего. Рекомендуется, чтобы высота рабочего сидения была 420 мм.

### 5.3 Охрана окружающей среды

Мероприятия по охране окружающей среды представляют собой технологические процессы и перечень технических устройств по очистке и утилизации производственных отходов, повторному использованию сточных вод, безопасному их сбросу в объекты природной среды, нейтрализации отрицательного воздействия использованного бурового раствора и шлама на окружающую среду при их захоронении, а так же проект рекультивации нарушенных земель. Основное мероприятие по охране окружающей среды в рамках данного проекта – нейтрализация воздействия бурового шлама.

Технология нефтедобычи представляет собой процесс бурения скважин, который сопровождается образованием большого количества отходов, содержащих включения нефтепродуктов и механических примесей, и тем самым представляющих опасность для окружающей среды. Буровые отходы состоят из жидкой фазы (тампонажные растворы, пластовые и сточные воды) и бурового шлама.

Буровой шлам, поступающий в шламочный амбар, в основном состоит из выбуренной породы, которая образуется при размельчении горной породы в недрах с помощью породоразрушающего инструмента (бурового долота) и поднимается на дневную поверхность буровым раствором.

Главными факторами негативного влияния отходов бурового шлама на окружающую среду являются глубина бурения скважины, геологический разрез, состав бурового раствора и степень токсичности его компонентов [2]. Решающее значение в снижении токсичности отходов бурения имеют системы очистки. Материалы и химреагенты, рецептуры буровых растворов, применяемые в настоящее время, не всецело удовлетворяют требованиям экологической чистоты и безопасности.

Наиболее опасными веществами по влиянию на общий санитарный режим водных объектов являются буровые растворы с высоким содержанием

нефти. Длительное хранение бурового шлама в амбарах сопровождается повышением концентрации канцерогенных, тератогенных и мутагенных ароматических углеводородов, в частности полициклических. С помощью биотестирования на гидробионтах было установлено, что все буровые шламы, включающие более 2 г/кг нефти относятся ко II и III классам опасности [1].

Таким образом, вопросы экологической безопасности, практические рекомендации относительно того, как минимизировать воздействие на окружающую среду являются основными при проектировании и производстве работ связанных с бурением скважин. Технологии обращения с отходами, образующимися в результате строительства скважин, постоянно совершенствуются и направлены на снижение негативного воздействия отходов бурения на окружающую среду.

Практика утилизации отходов буровых шламов при разведке и освоении месторождений нефти и газа включает следующие методы:

- вывоз и размещение буровых шламов на специализированные полигоны промышленных отходов;
- обезвреживание (переработка) отходов буровых шламов;
- размещение отходов бурового шлама в шламовых амбарах на площадках поисково-оценочных и разведочных скважин.

Нужно отметить, что на практике методы переработки бурового шлама комбинируются и создаются специальные технологии получения конечного продукта утилизации. Наиболее часто используется технология солидификации, обеспечивающая возможность обезвреживания бурового шлама. При этом очищенный буровой шлам смешивается в определенных пропорциях со специальным сорбентом и цементом. В результате оставшиеся в шламе токсичные вещества связываются сорбентом и в процессе цементирования становятся нерастворимыми при любых воздействиях окружающей среды. Полученный продукт используется в производстве



стройматериалов, что обеспечивает утилизацию бурового шлама. Мероприятия по обезвреживанию и утилизации отходов методом переработки направлены на уменьшение негативного влияния на окружающую среду.

Для выполнения экологических требований по обеспечению охраны природных сред (растительности, почв, подземных вод и недр) от загрязнения отходами бурения и испытания скважин в период обустройства площадки организуется система сбора, хранения и обезвреживания производственных и бытовых отходов. Если не предусматривается безамбарный способ бурения с централизованным вывозом отходов, осуществляется следующая схема разделения и детоксикации отходов на территории скважины.

Минералогический состав стратиграфических горизонтов глубокопогруженных месторождений углеводородного сырья, в том числе сероводородсодержащего, позволяет разделить выбуриваемые породы на две группы: нетоксичные (расположенные в надсолевом комплексе) и токсичные (содержащие солевые отложения, сильноминерализованные сточные воды, сероводород и т.п.). Наличие в отходах сильноминерализованных вод и сероводорода определяет особенности устройства системы сбора отходов, методы их разделения и обезвреживания, выбор гидроизоляционных покрытий площадки.

Система сбора, транспортировки, хранения, очистки и обезвреживания отходов бурения должна предусматривать строительство специализированных объектов. Например, строительство нагорной канавы или обваловки для ограждения от склонового поверхностного стока, а также планировку технологических площадок и установку лотков для транспортировки стоков к узлу сбора в соответствии с природоохранными требованиями.

Необходимо спроектировать устройство трубопроводов или лотков (железобетонных, металлических) по контуру площадки для перехвата,

аккумуляции и транспортировки отработанных буровых растворов, буровых сточных вод и стоков, стекающих с участка к месту сбора, выполненное из сероводородостойких композиций. Важным этапом является строительство прискважинного амбара для сбора, хранения, обезвреживания и захоронения отходов бурения надсолевого комплекса, а также на случай непредвиденных аварийных флюидопроявлений.

Установку металлических емкостей для сбора сильноминерализованных вод (рапы) при рапопроявлениях и установку металлических контейнеров закрытого типа для накопления токсичной части отходов и вывоза их на полигон по захоронению промышленных отходов необходимо произвести в соответствии с конкретным проектом..

Следующим шагом будет строительство накопительного амбара или установку емкостей для сбора продуктов испытания скважины. Далее строительство бетонированного водонепроницаемого выгреба для сбора хозяйственно-бытовых сточных вод. Объем выгребной ямы рассчитывается с учетом норм водоотведения. Очистка выгреба производится по мере заполнения, но не реже 1 раза в полгода с вывозом содержимого на канализационные очистные сооружения или разрешенные места.

Для накопления, обезвреживания и захоронения малотоксичных отходов надсолевого комплекса сооружается двухсекционный структурно-сорбционный шламовый амбар. Первая секция является накопительной, в которую собираются буровой шлам, а также неутилизированные остатки обработанного бурового раствора и буровых сточных вод. Вторая секция - отстойная, куда переходит жидкая фаза отходов и где происходит ее отстаивание, осветление и обезвреживание. Накопительная и отстойная емкости соединяются между собой системой труб или лотков [4].

Строительство прискважинного шламового амбара осуществляется с обязательной планировкой откосов с учетом естественного угла откоса

грунтов (для глин и твердых почв 1:2, для песчаных грунтов 1:3). В случае использования обваловки и ограждения необходимо их укрепить с помощью закрепляющих смесей (глинистый, цементный и другие закрепляющие растворы). Мероприятия по охране окружающей среды должны быть обязательно проведены согласно регламенту.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Палеозойский интервал Кулгинского месторождения является перспективным объектом разработки нетрадиционных запасов нефти Томской области. На сегодняшний момент запланировано активное разбуривание доюрского комплекса, поэтому первоочередной целью является прогнозирование безопасного бурения горизонтальных скважин.

Данная цель достигается путем применения геомеханической модели, позволяющей рассчитывать безопасное окно плотности бурового раствора для бурения в палеозойском пласте, представленного трещиноватым карбонатом.

В результате проведенной работы проведен анализ керна и получены эмпирические зависимости, характеризующие упругие свойства палеозойских отложений Кулгинского месторождения, такие как: статический модуль Юнга и коэффициент Пуассона. Построены паспорта прочности для доюрских карбонатов и получены корреляции для угла внутреннего трения и прочности на одноосное сжатие. Найдена зависимость между динамическим и статическим модулями Юнга по исследованиям керна.

Построенные эмпирические зависимости нашли свое подтверждение при калибровке градиента обрушения на каверномер.

С помощью снимков электрического микроимиджера были определены азимуты минимального и максимального горизонтальных напряжений, что позволило определить безопасные направления бурения будущих горизонтальных скважин.

С помощью пороупругой модели рассчитаны магнитуды минимального и максимального горизонтального напряжения с калибровкой на показания мини-ГРП.

Анализ модели привел к разделению палеозоя на два интервала: верхний и нижний. Обильные вывалы по показаниям каверномера и плотная трещиноватость на снимках электрического микроимиджера позволили

сделать вывод о заниженной прочности на одноосное сжатие в верхнем интервале палеозоя. Такой вывод обуславливает большую плотность бурового раствора  $1,53 \text{ г/см}^3$  для безопасного бурения горизонтальных скважин в верхнем интервале (3081,5 - 3360 м).

Нижний интервал (3360-3580 м) полностью согласуется с прочностными характеристиками, полученными по корреляциям с керна, и является благоприятным для бурения горизонтальных скважин без значительного увеличения плотности бурового раствора равного  $1,16 \text{ г/см}^3$ .

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Акопова А.С. и др. Повышение экологической безопасности при обращении с отходами бурения // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. - 2010. - С. 10–15.
2. Бобренко И.А., Павлова Е.Ю. Проблема повышения экологической безопасности при обращении с отходами бурения на территории Западной Сибири // Омский научный вестник. - 2015. - С. 5–8.
3. Бочкарев В.С. и др. Новые данные о фундаменте Западно-Сибирской геосинеклизы и их геологическое значение // Горные ведомости. - Непубличное акционерное общество" Сибирский научно-аналитический центр", 2019. - С. 4–21.
4. Вагнер Г.Р. и др. Инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважин на суше на месторождениях углеводородов поликомпонентного состава, в том числе сероводородсодержащих РД 51-1-96 // «Газпром». - 1998. - С. 65.
5. Жулина С.А. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности // ЗАО НТЦ ПБАО. - 2013. - С. 288.
6. Иванов К.С. и др. Новые данные о строении фундамента Западно-Сибирской плиты // Литосфера. - 2012. - С. 91–106.
7. Исаев Г.Д. Геология и тектоника палеозоя Западно-Сибирской плиты // Литосфера. - 2010. - С. 52–68.
8. Конторович В.А. и др. Модель геологического строения и нефтегазоносность зоны контакта палеозойских и мезозойских отложений в Чузикско-Чижапской зоне нефтегазоаккумуляции // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. - Открытое акционерное общество Всероссийский научно-исследовательский ..., 2006. - С. 91–102.
9. Маркин М.А., Гула А.К., Юсупов Я.И. Комплексный геомеханический подход для выбора интервалов проведения ГРП на примере баженовской свиты в пределах Краснотуркменского свода // Бурение и нефть. - 2016. - С. 50–55.
10. Торопецкий К.В. и др. Обзор петрофизических зависимостей для построения одномерных геолого-геомеханических моделей в задачах устойчивости ствола скважины при бурении // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. - 2016. - С. 31–44.
11. Abbas A. и др. Wellbore Trajectory Optimization Using Rate of Penetration

- and Wellbore Stability Analysis // SPE International Heavy Oil Conference and Exhibition. - Society of Petroleum Engineers, 2018. - C. 1–11.
12. Albukhari T.M. и др. Geomechanical Wellbore Stability Analysis for the Reservoir Section in JNC186 Oil Field // ISRM 1st International Conference on Advances in Rock Mechanics - TuniRock 2018. - International Society for Rock Mechanics and Rock Engineering, 2018. - C. 1–15.
  13. Belhouchet M. и др. Integrating Real-Time Azimuthal Acoustic Data with Wellbore Stability Analysis for Safe and Fast Drilling, South & East Field, Kuwait // Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference. - Society of Petroleum Engineers, 2018. - C. 1–17.
  14. Biot M.A. Mechanics of deformation and acoustic propagation in porous media // Journal of Applied Physics. - 1962. - C. 1482–1498.
  15. Borglum S.J., Stetler L.D. Shale Poroelastic Behavior Determination by a Novel Tensile Strength Test (Russian) // SPE Russian Petroleum Technology Conference and Exhibition. - Society of Petroleum Engineers, 2016. - C. 1–22.
  16. Brocher T.M. Empirical relations between elastic wavespeeds and density in the Earth's crust // Bulletin of the Seismological Society of America. - 2005. - C. 1–71.
  17. Chang C., Zoback M.D., Khaksar A. Empirical relations between rock strength and physical properties in sedimentary rocks // Journal of Petroleum Science and Engineering. - 2006. - C. 223–237.
  18. Chebyshev I. и др. Determination of the Optimal Bottomhole Pressure in Order to Reduce the Removal of the Solid Phase in the Weakly Consolidated Reservoir (Russian) // SPE Russian Petroleum Technology Conference and Exhibition. - Society of Petroleum Engineers, 2018. - C. 1–10.
  19. Christensen N.I., Mooney W.D. Seismic velocity structure and composition of the continental crust: a global view // Journal of Geophysical Research. - 1995. - C. 9761–9788.
  20. Das B., Chatterjee R. Wellbore stability analysis and prediction of minimum mud weight for few wells in Krishna-Godavari Basin, India // International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences. - Elsevier, 2017. - C. 30–37.
  21. Eaton B.A. The Equation for Geopressure Prediction from Well Logs // Fall Meeting of the Society of Petroleum Engineers of AIME. - Society of Petroleum Engineers, 1975. - C. 1–11.
  22. Ershov A., Eidinov A., Popova A. Development of 3D Geomechanical Model: Case Study from One Off-Shore Sakhalin Field (Russian) // SPE Russian

- Petroleum Technology Conference. - Society of Petroleum Engineers, 2017. - C. 1–24.
23. Ezhov K., Arsibekov A., Dubinya N. Application of Special Well Logging Techniques for Geomechanical Model Improvement in Naturally Fractured Reservoirs (Russian) // SPE Russian Petroleum Technology Conference. - Society of Petroleum Engineers, 2017. - C. 1–15.
  24. Fertl W.H. Abnormal formation pressures. - Elsevier Scientific Publishing Company, 1976. - 118 с.
  25. Fjaer E. и др. Petroleum related rock mechanics. - // Developments Petroleum Science Elsevier, 2008. - 515 с.
  26. Fjar E. и др. Petroleum related rock mechanics. - Elsevier, 2008. - 415 с.
  27. Garavand A. и др. Comprehensive wellbore stability analysis using elastic and poroelastostic models (Russian) // Oil Industry Journal. - Oil Industry Journal, 2018. - C. 14–18.
  28. Godfrey N.J. и др. Ophiolitic basement to the Great Valley forearc basin, California, from seismic and gravity data: Implications for crustal growth at the North American continental margin // Bulletin of the Geological Society of America. - 1997. - C. 1536–1562.
  29. Grachev O. V. и др. Application of geomechanical modeling for well drilling on the Kosukhinskoye field (Russian) // Oil Industry Journal. - Oil Industry Journal, 2018. - C. 41–45.
  30. Greenberg M.L., Castagna J.P. Shear-wave velocity estimation in porous rocks: theoretical formulation, preliminary verification and applications // Geophysical prospecting. - European Association of Geoscientists & Engineers, 1992. - C. 195–209.
  31. Grishin P.A., Kovalev K.M. Experimental determination of Visovoye oilfield carbonate formations stress-strain properties (Russian) // Oil Industry Journal. - Oil Industry Journal, 2016. - C. 78–81.
  32. Hairullin A.R., Vahitova G.R. Reconstruction of petroelastic properties of rocks according to well logging data (Russian) // Bulatov readings. - 2019. - C. 151–155.
  33. Hayavi M.T., Abdideh M. Estimation of in-situ horizontal stresses using the linear poroelastic model and minifrac test results in tectonically active area // Russian Journal of Earth Sciences. - 2016. - C. 1–9.
  34. Horsrud P. Estimating Mechanical Properties of Shale From Empirical Correlations // SPE Drilling & Completion. - Society of Petroleum Engineers, 2001. - C. 68–73.



35. Карпов И. и др. Selection of Unconventional Core Workflow Depending on Field Goals (Russian) // SPE Russian Petroleum Technology Conference and Exhibition. - Society of Petroleum Engineers, 2016. - С. 1–19.
36. Kashnikov Y.A. и др. Геомеханические характеристики терригенных продуктивных объектов нефтяных месторождений Западного Урала // Neftyanoe Khozyaystvo - Oil Industry. - 2017. - С. 32–35.
37. Lockner D.A. Rock failure // Rock physics and phase relations: A handbook of physical constants. - Wiley Online Library, 1995. - С. 127–147.
38. Lukin S. V. и др. Borehole stability prediction to avoid drilling failures (Russian) // Oil Industry Journal. - Oil Industry Journal, 2016. - С. 70–73.
39. Mavko G., Mukerji T., Dvorkin J. The rock physics handbook. - Cambridge university press, 2020. - .
40. Mehrabian A., Pérez A.D., Santana C. Wellbore-Stability Analysis Considering the Weak Bedding Planes Effect: A Case Study // SPE Drilling & Completion. - Society of Petroleum Engineers, 2018. - С. 377–384.
41. Merkulov V.P., Posisoev A.A. Evaluation of reservoir properties and operational log analysis. - Research and Education Center TPU, 2004. - 113 с.
42. Ovcharenko Y. и др. Experience in 3D Geomechanical Modeling, Based on One of the West Siberia Oilfield (Russian) // SPE Russian Petroleum Technology Conference and Exhibition. - Society of Petroleum Engineers, 2016. - С. 1–11.
43. Plumb R.A. Influence of composition and texture on the failure properties of clastic rocks // Rock Mechanics in Petroleum Engineering. - Society of Petroleum Engineers, 1994. - С. 13–20.
44. Predein A.A. и др. Geomechanical modeling in well construction (Russian) // Actual problems of increasing the efficiency and safety of mining and oilfield equipment. - 2018. - С. 264–270.
45. Predein A.A., Klykov P. V. Complex Approach to Well Construction with Cost Minimization in Complicated Mining and Geological Conditions (Russian) // SPE Russian Petroleum Technology Conference and Exhibition. - Society of Petroleum Engineers, 2016. - С. 17.
46. Rajabi M., Bohloli B., Gholampour A.E. Intelligent approaches for prediction of compressional, shear and Stoneley wave velocities from conventional well log data: A case study from the Sarvak carbonate reservoir in the Abadan Plain (Southwestern Iran) // Computers and Geosciences. - Elsevier, 2010. - С. 647–664.
47. Sahautdinov I.R., Vahitova G.R. Analysis of the results of restoration and

- correction of the density properties of rocks (Russian) // Bulletin of Bashkir University. - 2018. - С. 299–304.
48. Silva I. и др. Advanced Borehole Image Applications In Turbidite Reservoirs Drilled With Oil Based Mud A Case Study From Deep Offshore Angola // SPWLA 44th Annual Logging Symposium. - Society of Petrophysicists and Well-Log Analysts, 2003. - С. 1–13.
  49. Sirat M., Ahmed M., Zhang X. Predicting Hydraulic Fracturing in a Carbonate Gas Reservoir in Abu Dhabi Using 1D Mechanical Earth Model: Uncertainty and Constraints // SPE Middle East Unconventional Resources Conference and Exhibition. - Society of Petroleum Engineers, 2015. - С. 1–11.
  50. Skripkin A.G., Polyakov D.A., Toropetsky K. V. Creation of the Strength Envelope for Rock Samples by the Multi-Cycle Loading Method (Russian) // SPE Russian Petroleum Technology Conference. - Society of Petroleum Engineers, 2017. - С. 1–13.
  51. Stefanov Y.P. и др. Modelling of Hydraulic Fractures Propagation in the Layered Elastoplastic Media (Russian) // SPE Russian Petroleum Technology Conference and Exhibition. - Society of Petroleum Engineers, 2016. - С. 1–28.
  52. Toropetskiy K. и др. Building 1D physical and mechanical models and solving the problems of stability of the wellbore and borehole zone (Russian) // Automation, telemechanization and communications in the oil industry. - 2016. - С. 29–41.
  53. Valisevich A. и др. The Evolution of Geomechanics Application in the Korchagina Field, North Caspian Sea // SPE Annual Caspian Technical Conference & Exhibition. - Society of Petroleum Engineers, 2015. - С. 1–12.
  54. Vavilin V. и др. Strength Properties, Elastic Modules and Compressibility Factors of Rocks from Oil Fields OOO LUKOIL–Western Siberia (Russian) // SPE Russian Petroleum Technology Conference and Exhibition. - Society of Petroleum Engineers, 2016. - С. 1–22.
  55. Wong T., David C., Zhu W. The transition from brittle faulting to cataclastic flow in porous sandstones: Mechanical deformation // Journal of Geophysical Research: Solid Earth. - 1997. - С. 3009–3025.
  56. Zhang J. Effective stress, porosity, velocity and abnormal pore pressure prediction accounting for compaction disequilibrium and unloading // Marine and Petroleum Geology. - Elsevier Ltd, 2013. - С. 2–11.
  57. Zinovyev A. и др. New Take on Mechanical Core Testing Methods and Results Interpretation for Geomechanical Rock Properties Evaluation (Russian) // SPE Russian Petroleum Technology Conference. - Society of

- Petroleum Engineers, 2017. - C. 1–13.
58. Zoback M.D. Reservoir geomechanics. - Cambridge University Press, 2010. - 237 c.

FINANCIAL MANAGEMENT, RESOURCE EFFICIENCY AND  
RESOURCE SAVING

4.1 Assessment of the commercial potential of research

In modern conditions of widespread involvement in the development of objects located in complex geological conditions, the application of such new approaches as geomechanical modeling is required. The constructed geomechanical model allows to optimize the allocation process of financial resources of the company. This optimization will improve the efficiency of the invested company's cash flows and, as a result, the company will increase profitability.

First of all, the results of the geomechanical model help to reduce the risks arising from well drilling. This fact leads to the economic feasibility of using the model in the form of low drilling and production costs. Secondly, the analysis of the strength and elastic properties of the rock makes it possible to predict the probable difficulties that may arise during drilling. Thirdly, geomechanical model gives additional information about rock properties which helps users to reduce accidents in the drilling rig.

During the process of drilling wells, it is important to consider the cost of drilling in conjunction with the absence of accidents and additional complications that can cause a downtime of the rig. The main part of the costs in the development of the field is drilling, therefore, it is important to optimize these costs as much as possible. Also, conclusions from the calculations the rock strength gives a possibility to select an effective drilling bit. As a consequence, with the optimal drilling bit, the rate of penetration might increase and company increases profitability. Additionally, the bit is very expensive to maintain, so it is advisable to choose it carefully.

Since the aim of bit selection is to achieve the lowest cost per meter of hole drilled the best method of assessing the drilling performance is the calculation of costs. With the usage of this method, it becomes possible to evaluate how much a company needs to spend for a drilling process. The general cost of drilling is calculated using the formula:

$$C = C_b \frac{C_r(R_t + T_t)}{F}$$

where  $C_b$  – cost of bit (RUB)

$C_r$  – cost of operation rig (RUB/hrs)

$R_t$  – rotating time with bit on bottom (hrs)

$T_t$  – round trip time (hrs)

$F$  – number of meters drilled by the bit (m)

The data obtained from the geomechanical model in the form of rock strength properties allows to optimize such parameters that affect the cost of drilling, as effective bit time and the number of meters drilled. An inexpedient type of bit will significantly reduce its effective operating time and lead to an increase in drilling costs and costs for repair operations.

In addition, the constructed model makes it possible to predict the risks of unsuccessful drilling operations in unstable intervals and possible rock fall with subsequent sticking of the drilling tool. In such cases, drilling operations are suspended and the annulus is flushed out. The company's costs would increase significantly in this case not only due to the elimination of the consequences of the fall, but also due to the downtime of the drilling rig. About half of the downtime happens because of inaccurate pore pressure research. To minimize the occurrence of such situations, it is advisable to apply the technology of building a geomechanical model.

In the process of drilling poorly studied Paleozoic carbonates, there is a high likelihood of loss of circulation of the drilling fluid due to absorption. Also, sticking of the drilling tool might happen because of the large amount of collapsed rock. This entails both downtime and, in some cases, well loss. The use of a geomechanical model significantly helps to assess the risks of drilling and prevent the above-mentioned consequences. Modeling data allows making the correct choice of mud density for trouble-free drilling of horizontal wells, which leads to the fact that an accurate geomechanical model is a needed investment.

Next, it is possible for a company to evaluate the economic efficiency of this research for one project. The costs of this study include material costs, labor costs including deductions to extrabudgetary funds and overhead costs. Material costs include software costs, which are approximately 60 thousand rubles per year. For this research, at least three qualified employees with a salary of 45 thousand rubles are required. Additionally, the rate of deduction to extra-budgetary funds will be approximately 30% of each salary. Overhead costs include electricity and communications costs.

With a relatively estimated research costs and an expected economic effect of 400 thousand rubles, the profitability of one such project can be up to 50%. Therefore, having in work multiple projects, it is cost-effective for the company to apply geomechanical modeling on an ongoing basis.

Thus, geomechanical modeling can significantly reduce the accident rate in conjunction with the optimization of the drilling process. This technology is already widely applied in field development and shows significant economic efficiency of its use. It is also important to note that the construction of a geomechanical model improves safety during drilling operations.

## 4.2 Analysis of research prospects

Geomechanical modeling has become widely used in the oil and gas industry relatively recently. However, it has already yielded positive results for companies. An increase in the need for drilling complex wells increases the demand and competitiveness of geomechanical modeling technology.

A generalized SWOT analysis, which includes the advantages and disadvantages of geomechanical modeling technology, as well as potentially influencing external factors, are reflected in Table 1.1.

Table 1.1 SWOT – analysis of geomechanical modeling

Strengths	Weaknesses
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Minimization of risks and uncertainties</li> <li>- Cost reduction</li> <li>- Providing data to make informed decisions</li> <li>- Improved safety at the rig</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- The need for special studies of the core for the determination of static strength and elastic properties</li> <li>- Expensive software</li> </ul>
Opportunities	Threats
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Integration of geological, hydrodynamic and geomechanical models to optimize field development</li> <li>- The emergence of new software products for building geomechanical models</li> <li>- Increased demand due to more complex well profiles</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- High competition</li> <li>- Underdeveloped technology due to lack of funding</li> </ul>

Opportunities for the development of geomechanics in the oil and gas development market have high potential. Considering the advantages that geomechanical modeling can provide in drilling, companies need to develop this direction in order to obtain economic benefits.

The significantly increasing amount of raw data and information about the facility as a whole allows companies to increase the level of detail. In turn, this



detailing has a positive effect on the efficiency of the company's financial management. Since the explored field requires a large amount of investment, using additional data, the company has the opportunity to correctly distribute cash flows. In this context, the conclusions from the geomechanical model give possibility to clarify which equipment the company should buy for drilling horizontal wells in the Paleozoic intervals and how much to spend on consumables such as drilling fluid. The model helps to determine the optimal parameters: well trajectory, mud density and equivalent circulation density, casing running depth, as well as hydraulic fracturing and caving gradients, instability intervals and loss of circulation. Thus, the model allows planning the cost of objects that are quite costly for the company.