Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования «Национальный исследовательский Томский политехнический университет»

На правах рукописи

Коношонкин Дмитрий Владимирович

РАЗРАБОТКА ТЕХНОЛОГИИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПОТЕНЦИАЛЬНО ПРОДУКТИВНОГО ТРЕЩИННОГО КОЛЛЕКТОРА В ОТЛОЖЕНИЯХ ДОЮРСКОГО КОМПЛЕКСА ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ НА ОСНОВЕ ОДНОМЕРНОГО ГЕОМЕХАНИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ

Специальность 1.6.9. Геофизика

Диссертация на соискание учёной степени кандидата геолого-минералогических наук

Научный руководитель:

PhD, доцент, Рукавишников В. С.

оглавление

Введение	6
1 Обзор существующих подходов к построению одномерных	
геомеханических моделей и возможности их применения для из	зучения
доюрского комплекса Томской области	
1.1 Понятие геомеханической модели	13
1.2 Порядок построения одномерных геомеханических моделей.	16
1.2.1 Сбор и анализ исходных данных	16
1.2.2 Определение вертикального напряжения	
1.2.3 Определение порового давления	
1.2.4 Определение механических свойств горных пород	
1.2.4.1 Определение механических свойств по керну	
1.2.4.2 Определение механических свойств по ГИС	
1.2.5 Определение направления горизонтальных напряжений	
1.2.6 Определение минимального горизонтального напряжения.	
1.2.6.1 Тест Leak-off	
1.2.6.2 Extended leak off test (XLOT)	
1.2.6.3 Minifrac test	
1.2.6.4 Интерпретация давления закрытия трещины	
1.2.7 Определение максимального горизонтального напряжения	
1.2.8 Калибровка модели	
2 Геометрическая аппроксимация вывалов в скважине для задачи	калибровки
одномерных геомеханических моделей	57
2.1 Треугольная аппроксимация вывалов	60
2.2 Эллиптическая аппроксимация вывалов	68
2.3 Выводы по разделу 2	

3	Методика проведения автоматической калибровки одномерной
	геомеханической модели и ее реализации на языке Python
3.	1 Входные данные74
3.	2 Подбор Ratio, определение относительных деформаций и расчет
	горизонтальных напряжений77
3.	3 Уточнение прочности на одноосное сжатие (UCS) 81
3.	4 Программный продукт для автокалибровки 86
3.	5 Проверка подхода в рамках 3D геомеханического моделирования для
	Северо-Останинского месторождения90
	3.5.1 Порядок построения 1D геомеханических моделей
	3.5.2 Анализ и подготовка исходных данных
	3.5.3 Определение вертикального напряжения
	3.5.4 Определение порового давления
	3.5.5 Определение механических свойств горных пород
	3.5.6 Определение направления горизонтальных напряжений
	3.5.7 Определение минимального горизонтального напряжения 101
	3.5.8 Определение максимального горизонтального напряжения 104
	3.5.9 Калибровка модели 105
	3.5.10Переход к 3D геомеханической модели и проверка адекватности
	предлагаемой методики калибровки геомеханической модели 108
3.	6 Пример применения автоматической калибровки для расчета плотности
	бурового раствора 111
3.	7 Выводы по разделу 3 116
4	Определение участков трещиноватости в интервалах доюрских коллекторов
4	1 Описание объекта исследования 118
т.	4 1 1 Стратиграфия отдожений доюрского комплекса 118

3

4.1.2	Стратиграфическая приуроченность нефтегенерационных толщ и
	наиболее нефтеперспективные коллектора 127
4.2 A	нализ полноты данных по объекту исследования 130
4.2.1	Дела скважин
4.2.2	ГИС
4.2.3	Данные бурения133
4.2.4	Данные ГТИ133
4.2.5	Специальные исследования ГИС (микросканеры, кросс-дипольная
	акустика) 134
4.2.6	Тесты мини-ГРП134
4.2.7	Данные тестов LOT, XLOT, DFIT 135
4.2.8	Пластовое давление 135
4.2.9	Геомеханические исследования керна135
4.3 O	ценка применимости стандартного подхода построения модели для
Д	ЮК Томской области139
4.4 N	Iетодика выделения открытых трещин в скважинах
4.4.1	Связь проницаемости трещин с их напряженным состоянием 142
4.4.2	Снижение эффективной прочности горных пород за счет
	трещиноватости
4.4.3	Наличие поглощения при давлении в скважине ниже давления
	поглощения бурового раствора146
4.5 B	ыделение открытых трещин в рамках проекта «Палеозой» 147
4.5.1	Построение одномерных геомеханических моделей 147
4.5	5.1.1 Определение вертикального напряжения
4.5	5.1.2 Определение порового давления
4.5	5.1.3 Определение механических свойств горных пород 152
4.5	5.1.4 Определение направления горизонтальных напряжений 158
4.5	5.1.5 Определение минимального горизонтального напряжения 160
4.5	5.1.6 Ограничение максимальных горизонтальных напряжений 164

4.5.1	.7 Калибровка моделей 168
4.5.2 E	Выделение трещинного коллектора172
4.5.2	.1 Выделение трещин по связи проницаемости трещин с их
	напряженным состоянием172
4.5.2	.2 Выделение трещин по снижению эффективной прочности горных
	пород за счет трещиноватости176
4.5.2	.3 Выделение трещин по наличию поглощения при давлении в
	скважине ниже давления поглощения бурового раствора 179
4.6 Итс	оговая концептуальная модель для доюрского комплекса 185
4.7 Вы	воды по разделу 4 187
Заключение	
Список сок	ращений и условных обозначений189
Список лит	ературы 192

Введение

Актуальность темы исследования

Изучением доюрских образований в Западной Сибири начали заниматься более 50 лет назад с открытием в начале 70-х годов залежей нефти в глубоко погруженных палеозойских отложениях на Малоичской и Верх-Тарской площадях. В свою очередь, в пределах Томской области до фундамента пройдено порядка 800 скважин.

Поиск залежей нефти и газа в доюрском комплексе (ДЮК) подразумевает поиск основных компонентов углеводородной системы: нефтематеринской породы, коллектора, ловушки и покрышки. Изучение открытых месторождений нефти и газа в доюрском комплексе Томской области показывает, что фильтрационные характеристики коллектора полностью или частично контролируются естественными открытыми трещинами и, соответственно, для поиска потенциального коллектора необходимо иметь технологию выделения и прогноза открытых трещин.

Выделение открытых трещин, являющихся каналами для течения флюида, является важной задачей как для поиска и оценки запасов, так и для планирования и анализа разработки месторождений нефти и газа. На текущий момент существуют различные способы прогноза трещин. В большинстве случаев используется комплексирование данных сейсмики с данными по керну и ГИС. Предлагаемые решения требуют наличия ранее выделенных трещин по скважинам, что является отдельной задачей, требующей решения, т.к. не все трещины, выделенные по данным ГИС и по данным керна, являются проницаемыми.

Вместе с тем в настоящее время активно развивается и широко применяется в различных областях науки и техники геомеханическое моделирование. В данной работе предложен подход выделения естественных открытых трещин в скважинах на основе геомеханического моделирования.

Одномерные геомеханические модели очень требовательны к объему и качеству исходных данных, например, при калибровке модели для уточнения прочности на одноосное сжатие и для уточнения горизонтальных напряжений необходимы данные микросканеров, которые записываются не во всех скважинах в ограниченном интервале. Поэтому помимо методики использования И геомеханической модели для прогноза открытых трещин в данной работе была решена задача построения одномерной геомеханической модели, используя более доступные данные кавернометрии и профилеметрии. Данная задача также является поскольку ee решение позволяет актуальной, строить И использовать геомеханические модели по скважинам с ограниченным набором исходных данных, что характерно не только для скважин вскрывших доюрский комплекс Томской области, но также для скважин с аналогичным набором данных в других регионах.

Степень разработанности темы

Текущее представление о строении и нефтеносности доюрского комплекса горных пород составлено благодаря работам таких ученых как: В. В. Коротун, Е. Г. Журавлев, Г. А. Лапинская, Е. Е. Даненберг, Г. И. Тищенко, Е. Л. Курбала, З. Я. Сердюк, М. А. Алексеева, Г. Н. Перозио, И. В. Бабанская, Б. С. Погорелов, Н. Н. Ростовцев, В. А. Дедеев, А. А. Трофимук, В. С. Сурков, О. Г. Жеро, А. А. Степанов, А. Э. Конторович, В.И. Краснов, В. Н. Дубатолов, В. А. Конторович, К. А. Клещев, В. С. Шеин, Г. Д. Исаев, А. В. Ежова, К. С. Иванов и другие.

Благодаря проведенным работам установлено, что большинство залежей углеводородов доюрского комплекса (ДЮК) Томской области приурочено к эрозионно-тектоническим выступам доюрского основания. Залежи углеводородов массивные, литологически, тектонически и стратиграфически экранированы и характеризуются сложным типом коллектора: поровый, кавернозный, трещинный, а также комбинированный. Несмотря на достаточно большое время изучения доюрского комплекса, среди специалистов нет однозначного мнения о геологическом и тектоническом строении доюрских залежей, возрасте нефти,

7

времени формирования залежей, а также отсутствует общепринятая технология поиска залежей нефти и газа.

В данной работе предлагается расширить представление о доюрском комплексе и его нефтегазоносности на основе геомеханического моделирования. Разработкой подходов построения одномерных геомеханических моделей занимались такие ученые, как Ричард Пламб, Стивен Эдвардс, Гэри Пидкок, Дональд Ли, Брайан Стейси, Марк Зобак. В целом геомеханическое моделирование является достаточно новым направлением и имеет ряд ограничений. Например, в настоящий момент калибровка геомеханических моделей чаще всего производится вручную и требует данных микросканеров, что существенно ограничивает набор скважин для построения и калибровки модели, а также приводит к большим затратам времени.

Таким образом, в рамках изучения доюрского комплекса Томской области возникает актуальная проблема привлечения более распространенных данных кавернометрии скважин для построения геомеханических моделей и поиска на их основе трещинного коллектора.

Цель диссертационной работы

Разработка технологии определения потенциально продуктивного трещинного коллектора в отложениях доюрского комплекса Томской области на основе одномерного геомеханического моделирования для решения задач поиска, оценки и разработки залежей нефти и газа является основной целью исследований.

Основные задачи исследования:

 A) описание существующих подходов к построению одномерных геомеханических моделей и оценка их применимости для доюрского комплекса Томской области;

Б) разработка подхода автоматической калибровки одномерных геомеханических моделей на основе геометрической аппроксимации вывалов в скважине, позволяющего строить адекватные геомеханические модели для изучения доюрского комплекса Томской области;

В) разработка подхода выделения открытых естественных трещин в скважинах на основе одномерного геомеханического моделирования;

Г) проверка работоспособности и применимости разработанного подхода выделения трещин для месторождений нефти и газа доюрского комплекса Томской области.

Научная новизна работы:

А) впервые предложен подход геометрической аппроксимации вывалов стенки скважин;

Б) впервые предложен алгоритм автоматической калибровки одномерной геомеханической модели на данные кавернометрии и давления закрытия трещины;

В) впервые предложен программный продукт для проведения автоматической калибровки одномерных геомеханических моделей;

Г) впервые оптимизированный подход построения одномерных геомеханических моделей использован для расчета стабильности скважин и анализа трещиноватости для доюрского комплекса Томской области.

Теоретическая и практическая значимость работы

Сформулированная автором связь ширины и глубины вывалов в скважине позволяют проводить дальнейшие исследования закономерностей механики Предложенный разрушения ствола скважины при бурении. подход геомеханического моделирования позволяет определять напряженнодеформируемое состояние горных пород на основе скважинных данных, оценивать напряженность и проницаемость трещин.

Задача автокалибровки геомеханических моделей получила научное обоснование в результате выполнения аналитического описания и вычислительных экспериментов на одномерных и трехмерных моделях. Работоспособность подхода выделения трещин проверена путем сопоставления прогнозных интервалов открытых трещин с результатами испытания скважин. Предложения, сделанные в работе, могут использоваться специалистами в области геологии нефти и газа, разработки месторождений углеводородов и проектирования строительства

скважин. Разработанный подход построения геомеханических моделей позволяет выделять проницаемые трещины и проектировать плотность бурового раствора для строительства скважин на нефть и газ.

Практическая значимость результатов исследования также подтверждается их использованием в ходе выполнения научно-исследовательских работ для месторождений Томской области и Каспийского региона России, в том числе с помощью программной реализации разработанного метода автокалибровки геомеханических моделей.

Методология и методы исследования

А) анализ существующих подходов к построению одномерных геомеханических моделей и обобщение их недостатков;

Б) математическое моделирование (аппроксимация) формы вывалов в скважине;

В) геомеханическое моделирование устойчивости ствола скважины и сравнение результатов моделирования с данными кавернометрии;

Г) аналитические расчеты напряженного состояния трещин и их проницаемости.

Положения, выносимые на защиту

1. Аппроксимация вывалов в скважине с помощью эллиптической или треугольной формы позволяет связать глубину вывала и угол вывала в скважине и проводить калибровку геомеханической модели на данные кавернометрии.

2. Построенная трехмерная статическая геомеханическая модель для Северо-Останинского месторождения подтверждает возможность использования геометрической аппроксимации вывалов для проведения автокалибровки геомеханических моделей на данные кавернометрии в условиях доюрского комплекса Томской области. Сходимость прогнозных интервалов вывалов с фактическими данными по кавернометрии составляет 86% и подтверждает возможность использования предлагаемого подхода.

3. Разработанный подход на основе одномерного геомеханического моделирования позволяет выделять проницаемые трещины в доюрском комплексе структурно-фациального района Томской области Нюрольского путем определения напряженности трещин (критических трещин). Сопоставление информации об интервалах поглощения бурового раствора с данными по геомеханической модели является индикатором трещинного коллектора. Использование процесса автокалибровки позволяет сократить время построения одной модели в среднем в 25 раз.

Степень достоверности и апробация результатов

Достоверность полученных в ходе настоящей диссертационной работы результатов обеспечивается использованием фундаментальных законов механики сплошной среды, справедливостью аналитических решений задачи концентрации напряжений возле цилиндрической выработки в горных породах, а также практическим применением разработанных подходов.

Диссертация имеет прикладной характер, полученные научные результаты использованы в рамках проекта «Разработка технологии поиска потенциально продуктивных объектов в отложениях доюрского комплекса Томской области» (проект «Палеозой») договор № ВСТ-17/10124/450/Р (13.12-59/2018) от 01.03.2018 г. с ООО «Газпромнефть – Восток», а также в рамках проекта «1D геомеханическое моделирование нефтегазоконденсатного месторождения Хвалынское. Оценка устойчивости ствола скважин. Анализ пескопроявлений. Экспертиза результатов 3D геомеханического моделирования. Подготовка и защита заключительного отчета» договор № 19/02 от 01.09.2023 с АО «Геологика».

Результаты диссертационной работы внедрены в деятельность ПАО «Газпромнефть», а также в рамках учебного процесса ТПУ в курсе лекций по модулю «Геомеханика» магистерских программ «Оценка и управление резервуаром / Нефтегазовый инжиниринг» и «Технология строительства нефтяных и газовых скважин».

Основные положения и результаты работы докладывались на научных конференциях: ЕАGE в 2020 году в Санкт-Петербурге, на конференции Progress' 19 в 2019 году в г. Сочи, на 81 конференции ЕАGE Conference and Exhibition в 2019 году в г. Лондон, на конференции ЕАGE в 2018 году в Санкт-Петербурге, на Международном симпозиуме имени академика М. А. Усова в 2017 году в г. Томск. А также на семинарах по результатам работ при разработке технологии поиска потенциально продуктивных объектов в отложениях доюрского комплекса Томской области. По результатам диссертационного исследования опубликовано 13 работ, в том числе 3 статьи в журналах из перечня ВАК, 2 публикации в научных журналах, индексируемом Web of Science и Scopus, 7 публикаций в материалах международных и всероссийских научных конференций, получен один патент на изобретение, зарегистрирована одна программа ЭВМ.

Структура и объем диссертации

Диссертация состоит из введения, четырех разделов основной части, заключения, списка литературы и одного приложения. Полный объем диссертации составляет 207 страниц, включая 100 рисунков и 27 таблиц. Список литературы содержит 123 наименования.

1 Обзор существующих подходов к построению одномерных геомеханических моделей и возможности их применения для изучения доюрского комплекса Томской области

Поскольку целью данной диссертационной работы является разработка технологии определения потенциально продуктивного трещинного коллектора в отложениях доюрского комплекса Томской области на основе одномерного геомеханического моделирования, в данной главе рассмотрен стандартный подход построения одномерных геомеханических моделей.

1.1 Понятие геомеханической модели

Понятие «геомеханическая модель» (Mechanical Earth Model) в нефтяной отрасли введено специалистами компании Schlumberger: Ричардом Пламбом, Стивеном Эдвардсом, Гэри Пидкоком, Дональдом Ли и Брайаном Стейси в 2000 году [110]. Согласно определению, геомеханическая модель представляет собой численное представление напряженного состояния и механических (геомеханических) свойств горных пород для заданного стратиграфического разреза месторождения или бассейна. Геомеханическая модель может быть одномерной (1D) – распределение геомеханических свойств и напряжений в зависимости от глубины (Рисунок 1), и трехмерной (3D) – распределение геомеханических свойстве.

1D геомеханическая модель





Также в статье [110] авторы определили минимальный набор компонентов геомеханической модели:

- 1) коэффициент Пуассона (v);
- 2) модуль Юнга (Е);
- 3) предел прочности при одноосном сжатии (UCS);
- 4) угол внутреннего трения (ϕ_i);
- 5) поровое давление (Рр);
- 6) вертикальное напряжение (Sv);
- 7) минимальное горизонтальное напряжение (Shmin);
- 8) максимальное горизонтальное напряжение (SHmax);
- 9) направление горизонтальных напряжений.

Построить геомеханическую модель – значит определить ее компоненты в пространстве (напряжения, поровое давление и геомеханические свойства), необходимые для решения поставленной задачи, а также откалибровать полученную модель на фактические данные. На текущий момент геомеханическое моделирование используется для прогноза устойчивости ствола скважины [1, 45, 85], анализа пескопроявлений [44, 95], дизайна гидравлического разрыва пласта

(ГРП) [56], при анализе рисков при утилизации СО₂ [94, 82, 120]. Стандартный подход построения одномерной геомеханической модели представлен ниже (Рисунок 2) [110].

1D геомеханическое моделирование (общий подход)						
	Вертикальное напряжение	Поровое давление	Механические свойства	Направления напряжений	Значения напряжений	Калибровка
	Экстраполяция плотностного каротажа	Замеры, уравнения уплотнения глин	Зависимости по керну, из лит. источников	Анализ микросканеров, лит. источники	Ручной подбор пар-ов пороупр. модели	Ручная, итерационный подбор

Рисунок 2 – «Стандартный» подход построения одномерной геомеханической модели

Фундамент для развития направления геомеханического моделирования в России был заложен еще в СССР в 1920-е годы, когда под руководством Бахурина Ивана Михайловича в Санкт-Петербурге (Ленинграде) была создана научная школа по изучению сдвижения горных пород и основано «Центральное научноисследовательское маркшейдерское бюро», на текущий момент именуемое «Научно-исследовательский институт горной геомеханики и маркшейдерского дела – межотраслевой научный центр "ВНИМИ"», данный институт активно проводит исследования в области геомеханики по настоящее время. Базовое направление изучения геомеханики ВНИМИ связано с месторождениями твердых полезных ископаемых [15, 23, 36].

Поля напряжений возле выработок различных размеров (в том числе и с скважин) активно изучались в 1930 годы под руководством академика Динника Александра Николаевича [9].

В 1928 году был создан Сейсмологический институт Академии наук СССР (СИАН) в котором помимо сейсмологии также изучались вопросы гравиметрии и геотектоники. В ходе ряда реорганизации на основе СИАН был организован ныне действующий институт физики Земли им. О.Ю. Шмидта Российской академии наук (ИФЗ РАН). В составе ИФЗ РАН действует Центр петрофизических и геомеханических исследований (ЦПГИ ИФЗ РАН) с группой по геомеханическому

моделированию под руководством доктора физико-математических наук Тихоцкого Сергея Андреевича [18, 27].

Помимо государственных научных институтов прикладному значению геомеханики для целей разработки месторождений нефти и газа в настоящее время активно уделяют внимание нефтегазодобывающие компании и их корпоративные институты. Например, лаборатории, отделы и научные группы по геомеханическому моделированию и геомеханическим исследованиям керна есть в компаниях «Газпром нефть» [1, 39], «Роснефть» [11, 13, 16, 22, 24, 26, 38], «ЛУКОЙЛ» [14, 37].

1.2 Порядок построения одномерных геомеханических моделей

1.2.1 Сбор и анализ исходных данных

Первым этапом построения геомеханической модели является сбор и анализ необхолимой исходной информации. Перечень необходимой исходной информации для адекватного построения геомеханической модели достаточно широк (Рисунок 3). Зачастую для конкретных месторождений отсутствую те или иные данные. Например, часто отсутствует результаты лабораторных исследований керна, в некоторых скважинах могут отсутствовать отдельные виды каротажа, например, часто акустический каротаж имеет только информацию о продольной волне. Также следует отметить редкое наличие записи микросканеров (микроимиджеров) в скважине, либо запись проводится только в интервале продуктивного пласта. Поскольку для построения модели необходимо определить напряжения и свойства горных пород, то минимальный объем исходной информации должен включать:

1) плотностной каротаж;

2) акустический каротаж;

3) мини-ГРП (или другой тест для определения минимального горизонтального напряжения);

4) микроимиджер.

Исходная информация

	Что	Зачем
ГИС	Плотностной каротаж Акустический каротаж Микроимаджеры, Каверномер РИГИС	Определение вертикального напряжения Определение механических свойств Определение направления гор. напряжений Определение макс. гориз. напряжения
Керн	Результаты лабораторных исследований керна для определения механических свойств	Определение и калибровка механических свойств горных пород
Гидравлические исследования	ГДИС MDT	Определение порового давления Определение типов флюида
ГРП	Отчет о проведении мини ГРП Отчет о проведении ГРП	Определение мин. гориз. напряжения
Бурение	Отчет по бурению скважины Графики параметров режима бурения Суточные сводки Испытания при бурении	Калибровка модели
Сейсмика	Распределение средних скоростей	
Геологическая модель	Кубы литологии и петрофизических свойств Траектории скважин Куб давления на определенную дату	Построение 3D геомеханической модели
Гидродинамическая модель 4D Сейсмика	 Изменение давления Изменение насыщенности Изменение петрофизических свойств Изменение скоростей 	Построение 4D геомеханической модели

Рисунок 3 – Исходные данные для геомеханической модели

На этапе анализа входных данных также необходимо провести контроль качества исходной информации, рекомендуется строить карты распределения исходных данных (Рисунок 4). Данные карты позволяют оценить полноту имеющейся информации и запланировать необходимые корреляции для восполнения необходимых данных. Например, по карте (Рисунок 4) видно, что в скважине 126 отсутствуют данные о скорости поперечной волны, поэтому для восполнения информации можно рекомендовать провести корреляцию продольной и поперечной волны по скважинам (127-129) и рассчитать скорость поперечной волны в скважине 126.



Рисунок 4 – Схематичный пример карты исходных данных для создания геомеханической модели

1.2.2 Определение вертикального напряжения

Вертикальное напряжение в горных породах вызвано весом вышележащих горных пород. Для расчета значения напряжения на определенной глубине используется следующая формула, которая представляет собой интегрирование плотностного каротажа по глубине [102]:

$$S_{v} = \int_{0}^{z} \rho(z) \cdot g \cdot dz, \qquad (1)$$

где z – вертикальная глубина от поверхности до рассматриваемой точки, м; S _v – вертикальное напряжение на глубине z, Па;

 $\rho(z)$ – плотность горных пород на глубине z, кг/м³;

g – ускорение свободного падения, 9.81 м/с².

При использовании плотностного каротажа для оценки вертикального напряжения в горных породах необходимо обратить внимание на следующие факты [118]:

1) плотностной каротаж редко записывается, начиная от поверхности горных пород;

2) очень часто плотностной каротаж имеет выбросы за счет образования каверн в скважине;

3) использование средней плотности горных пород 2300 кг/м³ позволяет оценить достоверность полученных результатов.

Для того чтобы восстановить недостающую часть плотности в верхнем разрезе горных пород можно использовать эмпирические корреляции плотности от скорости продольной волны полученной по ГИС и/или по сейсмике. Первые попытки сопоставления скорости продольной волны и плотности для морских осадков были сделаны Нейфом и Дрейком в 1957 [100]. Был построен график скорости от плотности (Рисунок 5). Впоследствии зависимость была уточнена дополнительными данными, а аппроксимация получила название «кривая Нейфа-Дрейка».

В 2005 году Брочер [54] представил результаты сравнения замеренных данных плотности и продольной скорости по керну, ГИС, вертикальному сейсмическому профилированию с эмпирическими корреляциями, а также предложил полиномиальную аппроксимацию кривой Нейфа-Дрейка.

 $\rho_b = 1.6612 \cdot V_p - 0.4721 \cdot V_p^2 + 0.0671 \cdot V_p^3 - 0.0043 \cdot V_p^4 + 0.000106 \cdot V_p^5,$ (2) где ρ_b – объемная плотность, г/см³;

V_p – скорость продольной волны, км/с.



Рисунок 5 – Эмпирическая зависимость скорости продольной волны от плотности [100]

В 1974 Гарднер [70] предложил следующую аппроксимацию плотности в осадочных горных породах для скорости в пределах 1.5<Vp (км/с)<6.1:

$$\rho_b = 1.741 \cdot V_p^{0.25},\tag{3}$$

где ρ_b – объемная плотность, г/см³;

V_p – скорость продольной волны, км/с.

А в 1993 Кастаньи [57], внес некоторые поправки в уравнение Гарднера и резюмировал результаты для различных типов пород (коэффициенты а и в приведены в таблице ниже (Таблица 1):

$$\rho_b = a \cdot V_p^{\ b},\tag{4}$$

где ρ_b – объемная плотность, г/см³;

V_p – скорость продольной волны, км/с.

Литология	a	b	Диапазон V _р , км/с
Глина	1.75	0.265	1.5-5.0
Песчаник	1.66	0.261	1.5-6.0
Известняк	1.36	0.386	3.5-6.4
Доломит	1.74	0.252	4.5-7.1
Ангидрит	2.19	0.161	4.6-7.4

Таблица 1 – Коэффициенты а и b уравнения (4)

Ниже приведен пример расчета плотности в верхней части разреза по вышеописанным формулам (Рисунок 6). Скорость продольной волны в данном примере получена по результатам вертикального сейсмического профилирования.



Рисунок 6 – Пример плотностного каротажа и рассчитанного вертикального

напряжения

1.2.3 Определение порового давления

Определение порового давления необходимо для расчета эффективных напряжений. Одно из самых распространенных допущений при расчете порового давления – это предположение, что давление является гидростатическим с уровнем на поверхности земли [102]. Тогда поровое давление на любой глубине может быть рассчитано следующим образом:

$$P_p = \int_0^z \rho_w(z) \cdot g \cdot dz, \tag{5}$$

где z – вертикальная глубина от поверхности до рассматриваемой точки, м; P_p – поровое давление на глубине z, Па;

 $\rho_w(z)$ – плотность жидкости на глубине z, кг/м³;

g – ускорение свободного падения, 9.81 м/с².

Поскольку залежи нефти и газа приурочены в подавляющем большинстве к осадочным горным породам, образованным в водных бассейнах, то зачастую допускается, что жидкостью, находящейся в порах является вода, тогда уравнение (5) упрощается [102]:

$$P_p = \int_0^z (1\ 000 \div 1\ 150) \cdot g \cdot dz \approx 1000 \cdot g \cdot TVD.$$
(6)

Данная формула применима только в том случае, когда отсутствуют зоны аномальных давлений. Более точную оценку давления дают методы прямого измерения порового давления (методы гидродинамических исследований скважин – ГДИС). Измерение порового давления в проницаемых пластах не представляет значительной трудности. Для этого могут быть использованы как испытания скважин, так и гидродинамические методы каротажа [83]. Однако методы прямого измерения порового давления ограничены проницаемыми пластами, а для геомеханической модели необходимы данные порового давления также и в низкопроницаемых породах, например, в глинах. В этих случаях используются непрямые (косвенные) методы определения порового давления, основанные на использовании данных ГИС и/или сейсмики.

Косвенные методы оценки порового давления основаны на эффекте уплотнение глины [60]. Данный эффект можно проиллюстрировать с помощью теста (Рисунок 7).



Рисунок 7 – Тест на уплотнение глины и определение порового давления В данном тесте на образец глинистого осадка с высокой первоначальной пористостью прикладывается вертикальная нагрузка с возможностью выхода жидкости из пор. Во время теста определяется пористость при различных значениях эффективного вертикального напряжения и строится график пористости от эффективного вертикального напряжения. Поскольку простое эффективное напряжение – это вертикальное напряжение минус поровое давление (σv = Sv-Pp), то можно выразить поровое давление по следующей формуле:

$$P_p = Sv + \frac{1}{\beta} \ln\left(\frac{\phi}{\phi_0}\right),\tag{7}$$

где ϕ_0 – начальная пористость глины, %;

Ø – измеренная пористость глины, %;

β – коэффициент уплотнения глины;

Р_р – поровое давление, Па;

S_v – вертикальное напряжение, Па.

В полученной формуле все параметры в правой части определимы:

1) вертикальное напряжение определяется через плотностной каротаж;

 начальная пористость φ₀ и коэффициент β определяются эмпирически или при исследованиях верхней (неуплотненной части геологического разреза);

3) пористость ф определяется по интерпретации ГИС и/или сейсмики.

Поскольку показания ГИС зависят от пористости, то исследователями были предприняты попытки напрямую связать показания ГИС с поровым давлением. Качественно такой подход предпринимался в бурении для раннего определения зон аномально высокого пластового давления. Количественную оценку, описанную ниже, в 1975 году предложил Итон [64].

Как известно, удельное электрическое сопротивление в горных породах, а также интервальное время пробега продольной волны являются функциями пористости [48]:

$$\frac{a}{\emptyset^m} = \frac{R_{log}}{R_f};$$

$$\emptyset = \frac{\Delta t_{log} - \Delta t_{ma}}{\Delta t_f - \Delta t_{ma}},$$
(8)

где a, m – коэффициенты Арчи;

 ϕ – пористость, д.е;

R_{log} – удельное электрическое сопротивление пласта, Ом м;

R_f – удельное электрическое сопротивление пластового флюида, Ом м.

 Δt_{log} – интервальное время пробега продольной волны по каротажу, мс/м;

Δt_{ma} – интервальное время пробега продольной волны в скелете горной породы, мс/м;

 $\Delta t_{\rm f}$ – интервальное время пробега продольной волны во флюиде, мс/м.

Таким образом, поскольку и удельное электрическое сопротивление, и интервальное время пробега зависят от пористости, а пористость, в свою очередь, зависит от вертикального эффективного напряжения, можно предположить, что существует зависимость вида:

$$\frac{\sigma_{v}}{TVD} = \frac{\sigma_{norm}}{TVD} \cdot f \frac{R_{log}}{R_{norm}};$$

$$\frac{\sigma_{v}}{TVD} = \frac{\sigma_{norm}}{TVD} \cdot f \frac{\Delta t_{norm}}{\Delta t_{log}},$$
(9)

где σ_v – эффективное вертикальное напряжение, Па;

σ_{norm} – эффективное вертикальное напряжение в случае нормального пластового давления, Па;

R_{log} – измеренное удельное электрическое сопротивление пласта, Ом м;

R_{norm} –удельное электрическое сопротивление пласта в случае нормального пластового давления, Ом м;

Δt_{log} – измеренное интервальное время пробега продольной волны по каротажу, мс/м;

Δt_{norm} – интервальное время пробега продольной волны в случае нормального пластового давления, мс/м.

Уравнение (9) показывает, что градиент изменения эффективного вертикального напряжения пропорционален функции, зависящей от отношения нормального значения показания ГИС (значение, которому были бы равны показания ГИС в случае отсутствия аномального пластового давления) к действительному (измеренному) показанию ГИС, т.е. фактический градиент вертикального напряжения равен нормальному градиенту вертикального напряжения, умноженному на коэффициент аномальности, выраженному как аномальность показаний ГИС.

Исходя из определения эффективного вертикального напряжения, можно записать:

$$\frac{\sigma_{norm}}{TVD} = \frac{S}{TVD} - \frac{P_{norm}}{TVD};$$

$$\frac{\sigma_{v}}{TVD} = \frac{S}{TVD} - \frac{P_{p}}{TVD},$$
(10)

где P_p – поровое давление, Па;

P_{norm} – нормальное (гидростатическое) поровое давление, Па.

Тогда, подставляя эти уравнения в уравнения (9) получим:

$$\frac{S}{TVD} - \frac{P_p}{TVD} = \left(\frac{S}{TVD} - \frac{P_{norm}}{TVD}\right) \cdot f \frac{R_{log}}{R_{norm}};$$

$$\frac{S}{TVD} - \frac{P_p}{TVD} = \left(\frac{S}{TVD} - \frac{P_{norm}}{TVD}\right) \cdot f \frac{\Delta t_{norm}}{\Delta t_{log}}.$$
(11)

Выражая градиент порового давления, получим:

$$\frac{P_p}{TVD} = \frac{S}{TVD} - \left(\frac{S}{TVD} - \frac{P_{norm}}{TVD}\right) \cdot f \frac{R_{log}}{R_{norm}};$$

$$\frac{P_p}{TVD} = \frac{S}{TVD} - \left(\frac{S}{TVD} - \frac{P_{norm}}{TVD}\right) \cdot f \frac{\Delta t_{norm}}{\Delta t_{log}}.$$
(12)

Итон показал, что наибольшее соответствие результатов формулы (12) с экспериментальными данными будет достигнуто, если функция f будет степенной и иметь значение, равное 1.20 и 3.0 для электрического каротажа и акустики, соответственно, т.е.:

$$\frac{P_p}{TVD} = \frac{S}{TVD} - \left(\frac{S}{TVD} - \frac{P_{norm}}{TVD}\right) \cdot \left(\frac{R_{log}}{R_{norm}}\right)^{1.20};$$

$$\frac{P_p}{TVD} = \frac{S}{TVD} - \left(\frac{S}{TVD} - \frac{P_{norm}}{TVD}\right) \cdot \left(\frac{\Delta t_{norm}}{\Delta t_{log}}\right)^{3.0}.$$
(1.13)

Существует также множество других корреляций порового давления с геофизическими параметрами, основанные на выводах, представленных выше [53, 114].

Следует отметить, что определение порового давления вышеописанными методами имеет следующие ограничения:

1) диагенез и цементация приводит к изменениям тренда уплотнения;

2) изменения в литологии могут привести к различным «нормальным» трендам уплотнения глин;

3) определенное в лаборатории эффективное напряжение может не соответствовать эффективному напряжению в горных породах;

4) все вышеуказанные методы имеют допущение, что горные породы непрерывно уплотнялись (т.е. за все их геологическое время существования они не претерпевали периодов уменьшения эффективного давления).

1.2.4 Определение механических свойств горных пород

Существует два основных способа определения механических свойств горных пород [102]:

1) прямые – по лабораторным исследованиям образцов керна;

2) косвенные – используя зависимости с геофизическими параметрами.

Лабораторные исследования керна позволяют получить достоверные механические свойства горных пород, однако они ограничены интервалом отбора керна. Механические свойства горных пород, полученные по корреляциям с геофизическими параметрами, определимы практически по всей длине скважины, однако достоверность полученных результатов значительно ниже результатов, полученных в лаборатории.

1.2.4.1 Определение механических свойств по керну

На рисунке ниже представлены основные виды лабораторных исследований свойств керна на определение геомеханических (Рисунок 8) [102]. Гидростатический тест (тест на всестороннее сжатие) – это тест, в котором образец подвергается равномерному всестороннему давлению обжатия (Рс). Такой тест позволяет определить сжимаемость горной породы (модуль объемного сжатия, К) и зависимость пористости от давления обжатия. В данном тесте образец помещается в непроницаемую мембрану, что позволяет контролировать как давление обжатия, так и поровое давление в образце. Проведение дренируемого и недренируемого теста позволяет также определить константу Био, α, – константу,

отражающую изменение эффективного напряжения при изменении порового давления [84].



Рисунок 8 – Основные виды лабораторных тестов для определения механических свойств горных пород

Значение константы Био в большинстве случаев (и при отсутствии лабораторных определений) принимается равным единице, что, как правило, является существенным упрощением. Определение константы Био выполняется прямым способом – соотнесением объема выделившейся из порового образца жидкости к изменению объема образца в целом при его нагрузке. Или по формуле:

$$a=1-\frac{K_b}{K_g}$$

где α – константа Био,

К_b – модуль объемного сжатия для скелета горной породы (дренируемый модуль), ГПа;

К_g – модуль объемного сжатия для зерен горной породы (недренируемый модуль), ГПа.

Тест на одноосное сжатие – это тест, в котором образец подвергается осевой нагрузке вдоль одной оси до тех пор, пока образец не разрушится (пока в образце

не появиться макротрещина). Нагрузка, при которой образец разрушается, деленная на площадь поперечного сечения образца (при условии равномерного распределении силы по площади) равна прочности образца на одноосное сжатие, UCS [6]. Также измерение продольной и поперечной относительной деформации позволяют оценить модуль Юнга и коэффициент Пуассона [6].

Тест на одноосное сжатие с равномерным (одинаковым) давлением обжатия (мнимый тест на трехосное сжатие) – это тест в котором помимо осевой нагрузки прикладывается также давление обжатия образца с помощью жидкости. Это наиболее распространенный вид исследования образцов горных пород для определения их механических свойств. Данный тест позволяет определить те же параметры, что и тест на одноосное сжатие, а также позволяет определить угол внутреннего трения горных пород [49, 7].

Истинный тест на трехосное сжатие – тест, в котором на парные грани образца действуют различные нагрузки. Данный тест симулирует действительное состояние напряжения в горных породах и позволяет оценить влияние среднего главного напряжение на прочностные характеристики горной породы. Однако данный вид исследования является также наиболее трудоемким поскольку:

1) необходимо использовать технологически сложное оборудование для обеспечения равномерного распределения нагрузки на грани образца;

2) достаточно сложно контролировать поровое давление в образце, поскольку сложно обжать кубический образец герметично;

 подготовка образцов для данного исследования достаточно трудоемка (вместо цилиндрических образцов необходимо использовать кубические образцы с определенными допусками по параллельности ребер).

1.2.4.2 Определение механических свойств по ГИС

Скорость продольной и поперечной волны зависит от упругих модулей среды, через которую проходит волна. Зная скорости продольной и поперечной волны, а также плотность среды, можно определить два модуля упругости среды [102]:

$$E_{dyn} = \frac{\rho_b V_s^2 (3V_p^2 - 4V_s^2)}{V_p^2 - V_s^2};$$

$$v_{dyn} = \frac{V_p^2 - 2V_s^2}{2(V_p^2 - V_s^2)'}$$
(14)

где E_{dyn} – динамический модуль Юнга; Па; ν_{dyn} – динамический коэффициент Пуассона; ρ_b – общая плотность горной породы, кг/м³;

 V_p , V_s – скорость продольной и поперечной волны соответственно, м/с.

В данном случае полученные модули обозначают как динамический модуль Юнга и динамический коэффициент Пуассона. Данное обозначение вводится для того, чтобы показать различие между аналогичными статическими модулями, определенными по геомеханическим исследованиям на керне.

По сопоставлению угла наклона красных штрихов (динамический модуль) и углу наклона сплошной линии (статический модуль) (Рисунок 9) видно, что различие между статическим и динамическим модулями упругости может достигать 10 раз. Однако статический и динамический модули практически идентичны на первом цикле разгрузки, также сходимость модулей увеличивается при уплотнении песчаника (уменьшении его пористости).



Рисунок 9 – Сравнение статических и динамических объемных модулей упругости [121]

Одно из объяснений различий статического и динамического модулей заключается в том, что испытания на определение модулей производятся при различных условиях. Статический модуль определяется при низкой скорости нагружения образца (при низкой частоте изменения напряжения), в то время как динамический модуль определяется при малой амплитуде изменения напряжений, но при быстром нагружении (при высокой частоте нагружения) [122]. Различие статического и динамического модулей упругости можно схематически изобразить в виде двух различных моделей упругой среды (Рисунок 10). Если имеется идеально упругий непористый материал, его можно изобразить в виде пружины. При этом для пружины величина деформации не зависит от скорости приложения нагрузки.



Рисунок 10 – Зависимость модулей упругости от скорости деформации материала [122]

С другой стороны, модель горной породы более точно описывается последовательным соединением пружины и поршня с отверстиями (модель пористой среды). Поршень практически не оказывает влияние, если прилагать нагрузку очень быстро, поскольку флюид не будет успевать перетекать через отверстия в поршне. Таким образом, в этом случае данная модель практически идентично первой модели. Однако если увеличивать нагрузку медленно, то жидкость будет перетекать через отверстия в поршне через отверстия в поршне и будет создаваться эффект уменьшения жесткости модели.

Таким образом, очевидно, что статические и динамические модули упругости будут отличаться по значениям. Однако для адекватного описания поведения горных пород необходимо использовать статические модули. Соответственно, необходима процедура перевода динамических модулей в статические. Данная процедура выполняется следующим образом:

1) определяются динамические модули упругости по ГИС или по сейсмике, используя уравнения (14);

2) производится литологическая или геомеханическая стратиграфия и для каждой стратиграфической единицы определяются петрофизические свойства;

3) используя корреляционные зависимости статических и динамических модулей для каждой стратиграфической единицы, рассчитываются статические модули упругости. В некоторых случаях дополнительным параметром для расчета статических модулей является пористость.

В отличие от упругих модулей, на данный момент не существует теоретически обоснованных зависимостей прочностных параметров горных пород (прочности на одноосное сжатие и коэффициента внутреннего трения) от геофизических параметров [122]. Однако экспериментальные данные показывают, что прочность горных пород снижается с увеличением пористости и увеличением глинистости горных пород. В 1994 году Пламб опубликовал результаты лабораторных исследований 784 образцов керна, для которых были определены прочность на одноосное сжатие, глинистость и пористость (Рисунок 11) [103]. Пламб выделил три категории горных пород по объемному содержанию глинистости (V_{clav}):

- 1) С зерновым каркасом V_{clay} < 15%;
- 2) С переходным (смешанным) каркасом $15\% < V_{clay} < 35\%$;
- 3) С глинистым каркасом $V_{clay} > 35\%$.



Рисунок 11 – Связь прочности на одноосное сжатие (C₀) с пористостью и глинистостью песчаника, по результаты лабораторных исследований,

проведенных Пламбом [103]

Было показано, что прочность горной породы на одноосное сжатие для пород с зерновым каркасом зависит преимущественно от их пористости, в то время как прочность горной породы на одноосное сжатие для пород с глинистым каркасом зависит преимущественно от их объемной глинистости. Таким образом, для каждой категории горных пород необходимо определять отдельную корреляционную зависимость прочности на одноосное сжатие от пористости или другого параметра (например, скорости продольных волн, плотности и т.д.).

Соответственно, процедура определения прочностных параметров горных пород заключается в следующем:

 производится геомеханическая стратиграфия. Смысл данного этапа заключается в выделении из всего объема горных пород стратиграфических единиц (слоев) для которых отличается упруго-прочностные свойства;

2) для каждой стратиграфической единицы присваиваются упругопрочностные свойства. Внутри каждого геомеханического слоя могут быть как постоянные свойства, так и своя собственная зависимость с каким-либо геофизическим параметром. В случае использования корреляционных зависимостей определяется зависимость между прочностными параметрами, определенными на образцах керна, и параметрами, определенными по ГИС. В случае отсутствия керновых данных можно использовать корреляционную зависимость, ранее опубликованную в литературе (Таблица 2), однако поскольку конкретного месторождения данные зависимости могут значительно лля различаться, в будущем необходимо предусмотреть программу лабораторных исследований керна на определение прочностных свойств горных пород.

Таблица 2 – Примеры опубликованных корреляционных зависимостей для прочностных параметров горных пород

Автор	Уравнение	Геомеханическая фация
Freyburg [69] $UCS = 0.035V_p - 31.5$		_
McNally [92]	$UCS = 1200 \cdot e^{-0.036\Delta t}$	Мелкозернистые песчаники
Fjaer et al. [102]	$UCS = 3.3 \cdot 10^{-20} \cdot V_p V_p^4 \cdot [(1+v)/(1-v)]^2$ $\cdot (1-2 \cdot v) \cdot [1+0.78 \cdot V_{clay}]$	Песчаники со значением предела прочности на сжатие>30 МПа
Moos et al. [98]	$UCS = 1.745 \cdot 10^{-9} \cdot \rho \cdot V_p^2 - 21$	Крупнозернистые песчаники и конгломераты
Bradford [58]	$UCS = 2.28 + 4.1089 \cdot E$	_
Vernik et al. [117]	$UCS = 254 \cdot \left(1 - 2.7 \cdot k_{\text{nop}}\right)$	Чистые песчаники
Chang et al. [58]	$\mu_i = atan \left[sin^{-1} \left(\frac{V_p - 1000}{V_p + 1000} \right) \right]$	Применимо для глин
	$\mu_i = atan[70 - 0.417GR]$	Применимо для глинистых пород

1.2.5 Определение направления горизонтальных напряжений

Определение направления основных напряжений может проводиться по (микроимиджеров), данным микросканеров многорычажных каверномеров, микросейсмических исследований (в процессе проведения ГРП), кросс-дипольного акустического каротажа [109]. Также направления напряжений И преимущественный режим напряжений в региональном масштабе могут быть определены по данным сейсмологических исследований.

направлений основных Анализ напряжений может проводится ПО исследованию ориентации вывалов породы в скважине и техногенных трещин растяжения (вертикальных и эшелонных) на стенке скважины (Рисунок 12, Рисунок 13). B вертикальных скважинах, вывалы породы образуются перпендикулярно направлению максимального горизонтального напряжения, в то время как трещины растяжения параллельны ему [118]. Такое соответствие вывалов, техногенных трещин и направлений напряжений вызвано тем, что в направлении минимального горизонтального напряжения разница между тангенциальным и радиальным напряжением максимальна, при достижении критерия разрушения горная порода в данной точке стенки скважины разрушается и образуется вывал. С другой стороны, на стенке скважины в направлении максимального горизонтального напряжения, тангенциальное напряжение может стать отрицательным и стать ниже прочности горной породы на растяжение.


Рисунок 12 – Схема связи вывалов и техногенных трещин в скважине с направлением основных горизонтальных напряжений



Рисунок 13 – Пример выделения вывалов и техногенных трещин разрыва по данным микросканеров [112]

Направление напряжений можно также оценить по данным о поляризации поперечных волн. Поляризованная поперечная волна, попадая в анизотропную,

среду разделяется на две поперечных волны: быструю поперечную волну, параллельную анизотропии и медленную поперечную волну, перпендикулярную анизотропии (Рисунок 14). Разделение волны происходит за счет различий в скорости волны в жидкостях (медленная) и твердых телах (быстрая). Анизотропия в горных породах вызвана наличием микро и макротрещин, заполненных флюидами. Если волна проходит параллельно анизотропии, то она распределяется через частицы твердого вещества и поэтому распространяется с более высокой скоростью, чем волна, которая проходит перпендикулярно анизотропии (т.е. через частицы жидкости). В большинстве случаев направление микро неоднородностей (микротрещин) параллельно максимальному горизонтальному напряжению, поэтому направление быстрой поперечной волны показывает направление 15). горизонтального напряжения (Рисунок Кроме максимального ЭТОГО направление основных напряжений можно также определить с помощью 3D вертикального сейсмического профилирования (ВСП) скважин [80].



Рисунок 14 – Поляризация поперечной волны на быструю и медленную



Рисунок 15 – Принципиальная схема кросс-дипольного каротажа и пример трека с записью направления быстрой поперечной волны

1.2.6 Определение минимального горизонтального напряжения

Фактические значения минимального горизонтального напряжения можно получить по результатам нескольких тестов во время и после бурения.

1.2.6.1 Тест Leak-off

Процедура проведения теста Leak-off следующая [115]:

1) обсадная колонна спускается и цементируется;

2) спускается буровая колонна для бурения интервала под следующую обсадную колонну;

3) под башмаком предыдущей колонны бурится около 1.5 – 3 м интервал;

4) буровая колонна поднимается в предыдущую колонну для предотвращения прихвата;

5) закрывается превентор;

39

 в буровую колонну закачивается небольшой объем бурового раствора (около 50 литров) и замеряется давление;

7) последний шаг повторяется до тех пор, пока на графике зависимости поверхностного давления от закаченного объема бурового раствора не появится отклонение от прямой линии.

Данный тест используется для того чтобы определить давление, при котором трещина гидроразрыва начинает образовываться. Это давление с некоторой неопределенностью может быть принято за минимальное горизонтальное напряжение.

1.2.6.2 Extended leak off test (XLOT)

Данный тип теста используется для того, чтобы определить давление, при котором трещина в пласте образуется полностью [115]. Данный тест проводится в необсаженном стволе скважины во время бурения на буровом растворе. В отличие от Leak Off теста в данном случае происходит образование полноценной трещины ГРП небольшого размера, а после ее развития производят остановку насосов и запись падения давления (за счет фильтрации бурового раствора в пласт) (Рисунок 16). На кривой падения давления с помощью специальных методов анализа можно выделить момент закрытия трещины, который характеризует более точную (чем в тесте Leak Off) оценку минимального горизонтального напряжения. Циклы открытия и закрытия трещин могут повторятся несколько раз для набора статистических данных и уменьшения погрешности определения давления закрытия трещины.



Рисунок 16 – Данные проведения Extended Leak Off теста. Значение давления на участке графика *FCP* (30-40 минуты по оси абсцисс) характеризует минимальное

горизонтальное напряжение [88]

1.2.6.3 Minifrac test

Отличия Minifrac теста от XLOT в том, что мини ГРП проводится перед основным ГРП в обсаженном стволе скважины на жидкости гидроразрыва (Рисунок 17).

Поведение давление в тестах XLOT и мини-ГРП аналогично. При закачке флюида в скважину происходит увеличение давления. За счет сжимаемости флюида при увеличении давления, в скважину можно закачать некоторый дополнительный объем жидкости. Поскольку сжимаемость жидкости практически постоянна, то зависимость давления от закаченного объема линейна.



Закаченный объем или время (при постоянном расходе)

Рисунок 17 – Данные проведения Minifrac test

В некоторый момент времени в прискважинном пространстве начинает образовываться трещина, за счет этого график давления от объема отклоняется от линейного. При дальнейшей закачке в некоторый момент эффективное давление становится больше прочности пород на растяжение, и образуется трещина ГРП. За счет образования трещины и увеличения утечек в пласт, происходит падение давления и дальнейшее распространение трещины. Данное значение давления также включает в себя потери на трение и утечки. Затем насос резко выключают. Если предположить, что флюид мгновенно останавливается, потери на трение будут равны нулю. Соответственно, мгновенное давление остановки закачки при условии отсутствия трения в скважине, а также равномерного распределения давления по всему объему трещины, равно минимальному главному напряжению с учётом давления флюида в трещине. Однако при использовании вязких жидкостей, жидкостей с проппантом (как при основном ГРП) или в случае больших утечек, мгновенное давление закрытия трещины будет выше минимального главного нормального напряжения. Поэтому, используя теорию течения жидкости из трещины, определяется давление закрытия трещины, а не мгновенное давление

остановки закачки. Считается, что давление закрытия трещины равно минимальному горизонтальному напряжению.

1.2.6.4 Интерпретация давления закрытия трещины

Существует множество подходов для определения точного значения давления закрытия трещины [88]. Один из наиболее простых способов – это построение графика зависимости давления от корня времени после остановки насосов (Рисунок 18).



Рисунок 18 – Определение давления закрытия трещины (*FCP*), равного минимальному горизонтальному напряжению на графике давления от квадратного корня времени [88]

Второй способ – это построение давления и производной давления от Gфункции времени Нолти. Функция времени Нолти для больших и малых утечек жидкости разрыва из трещины может быть записана следующим образом:

Для больших утечек:

$$G(\Delta t) = \frac{4}{\pi} \Big[(1 + \Delta t_D) \sin^{-1} ((1 + \Delta t_D)^{-0.5}) + \Delta t_D^{0.5} - \frac{\pi}{2} \Big]$$
(15)

Для малых утечек:

$$G(\Delta t) = \frac{4}{\pi} \left[\frac{4}{3} \left((1 + \Delta t_D)^{1.5} - \Delta t_D^{1.5} \right) \right];$$
(16)

$$\Delta t_D = \frac{t - t_p}{t_p},\tag{17}$$

где *t* – время с момента остановки закачки, с;

 t_p – общее время закачки, с.

Давление закрытия трещины определяется на графике давления от Gфункции как последняя точка участка постоянного наклона функции GdG/dP. При этом, производная dG/dP будет иметь последнюю точку горизонтального наклона (Рисунок 19).



Рисунок 19 – Определение давления закрытия трещины [96]

Все вышеперечисленные тесты позволяют получить точечный результат (на определенной глубине) о значении минимального горизонтального напряжения. Для оценки распределения значений минимального горизонтального напряжения вдоль всего ствола скважины используется пороупругая модель [104]:

$$S_{hmin} = \frac{\nu_{st}}{1 - \nu_{st}} S_{\nu} - \frac{\nu_{st}}{1 - \nu_{st}} \alpha P_p + \alpha P_p + \frac{E_{st}}{1 - \nu_{st}^2} \varepsilon_{hmin} + \frac{\nu_{st} E_{st}}{1 - \nu_{st}^2} \varepsilon_{Hmax}, \quad (18)$$

где S_{hmin} – минимальное горизонтальное напряжение, MIIa;

 ε_{hmin} – относительная деформация в направлении Shmin;

є_{нтах} – относительная деформация в направлении SHmax;

*P*_{*p*} – поровое давление, МПа;

 E_{st} - статический модуль Юнга, МПа;

v_{st} – статический коэффициент Пуассона;

α – константа Био.

Все параметры пороупругой модели за исключением относительных деформаций определяются на предыдущих этапах работы. Относительная деформация в данном уравнении определяет степень дополнительного сжатия горных пород в горизонтальной плоскости помимо сжатия за счет бокового распора, вызванного весом вышележащих пород. Однако не существует прямого метода определения относительных деформаций. В то же время относительные деформации можно выразить из приведенных уравнений зная напряжения в горных породах хотя бы в некоторых точках. Поэтому значения относительной деформации подбираются таким образом, чтобы расчетное значение минимального горизонтального напряжения сходилось со значением по данным прямых тестов.

1.2.7 Определение максимального горизонтального напряжения

В отличие от минимального горизонтального напряжения, максимальное горизонтальное напряжение не может быть определено по каким-либо прямым тестам, поэтому для его определения используется метод ограничения его значений в соответствии с теорией фрикционного равновесия [63, 118]. Для этого используется полигон напряжений, а также вывалы и трещины, образованные при бурении скважин (Рисунок 20). На полигоне напряжений ограничивающие линии рассчитываются следующим образом:

1) для области сбросов:

$$\frac{S_v - P_p}{S_h - P_p} \le \left\{ \sqrt{(\mu^2 + 1)} + \mu \right\}^2;$$
(19)

2) для области сдвигов:

$$\frac{S_H - P_p}{S_h - P_p} \le \left\{ \sqrt{(\mu^2 + 1)} + \mu \right\}^2;$$
(20)

3) для области взбросов:

$$\frac{S_H - P_p}{S_v - P_p} \le \left\{ \sqrt{(\mu^2 + 1)} + \mu \right\}^2,$$
(21)

где *S_H* – максимальное горизонтальное напряжение, МПа;

 S_h – минимальное горизонтальное напряжение, МПа;

 S_v – вертикальное напряжение, МПа;

*P*_{*p*} – поровое давление, МПа;

µ – тангенс угла трения разлома.

Также на полигоне отмечаются дополнительные линии в зависимости от наличия вывалов и техногенных трещин разрыва

В случае наличия трещин разрыва:

$$S_{H}^{n} = 3S_{h}^{n} + T_{0} - 2P_{p} - \Delta p_{w} - \sigma^{\Delta T}, \qquad (22)$$

где T_0 – прочность на растяжение, МПа;

 Δp_w – разница между давлением в скважине и поровым давлением, МПа;

 $\sigma^{\Delta T}$ – температурные напряжения, МПа.

В случае наличия вывалов:

$$S_{H}^{n} = \frac{C_{0} - S_{h}^{n} \cdot (1 + 2\cos 2\theta) + 2P_{p} + \Delta p_{w}}{(1 - 2\cos 2\theta)},$$
(23)

где *C*₀ – прочность на одноосное сжатие, МПа;

$$\theta = (90^\circ - w_{bo})/2;$$

*w*_{bo} – ширина вывала, градусы.





Далее ограниченный диапазон значений максимальных горизонтальных напряжений используется для подбора относительных деформаций в пороупругой модели (24):

$$S_{Hmax} = \frac{\nu_{st}}{1 - \nu_{st}} S_{\nu} - \frac{\nu_{st}}{1 - \nu_{st}} \alpha P_p + \alpha P_p + \frac{E_{st}}{1 - \nu_{st}^2} \varepsilon_{Hmax} + \frac{\nu_{st} E_{st}}{1 - \nu_{st}^2} \varepsilon_{hmin}, \quad (24)$$

где *S_{Hmax}*-максимальное горизонтальное напряжение, МПа;

 ε_{hmin} – относительная деформация в направлении S_{hmin} ;

 ε_{Hmax} – относительная деформация в направлении S_{Hmax} ;

*P*_{*p*} – поровое давление, МПа;

*E*_{st}- статический модуль Юнга, МПа;

 v_{st} – коэффициент Пуассона;

α – константа Био.

1.2.8 Калибровка модели

При свойств определении геомеханических И напряжений ПО вышеуказанным формулам вдоль скважины получают одномерную геомеханическую модель. Построенная модель может быть использована для расчета стабильности ствола скважины, а график совмещенных давлений может быть сравнен с фактическими показателями бурения скважины (наличием вывалов, каверн, поглощений, ГНВП). Корректировка параметров модели до состояния соответствия фактическим показателям бурения называется ее калибровкой. В стандартном подходе калибровка выполняется вручную специалистом.

Для калибровки модели используется график совмещенных градиентов давлений (Рисунок 21). Данный график имеет 4 основных линии градиентов:

 градиент пластового давления. При пересечении плотности бурового раствора линии данного градиента в скважину происходит приток газа, нефти или воды в скважину (ГНВП) – сценарий А;

2) градиент образования вывалов. При пересечении плотности бурового раствора линии данного градиента в скважине образуются вывалы (частичное разрушение периферии скважины) или каверны (полное разрушение периферии скважины) – сценарий Б. Расчет и калибровка геомеханической модели на основе данных о вывалах является объектом исследования данной работы;

 градиент начала поглощений. При пересечении плотности бурового раствора линии данного градиента в скважине образуются микротрещины и/или открываются естественные трещины, что приводит к началу поглощения бурового раствора – сценарий Г;

4) градиент гидроразрыва пласта (ГРП). При пересечении плотности бурового раствора линии данного градиента в скважине образуются трещины ГРП и происходит значительное поглощение бурового раствора – сценарий Д.

В случае если плотность бурового раствора не пересекает ни один из градиентов давлений, то скважины имеет цилиндрическую форму с номинальным диаметром ствола скважины (если не учитывать глинистую корку) – сценарий В.



Рисунок 21 – Схематичный пример графика совмещенных градиентов давлений с 5 вариантами поведения (А-Д)

Процесс расчета угла вывалов и градиента обрушения стенки скважины состоит из нескольких этапов (Рисунок 22). На первом этапе для учета пространственного изменения траекторий скважины (для наклонно-направленных и горизонтальных скважин), оцениваются напряжения, действующие в плоскости скважины. Для этого производится трансформации напряжений из геомеханической модели (Рисунок 22, 1) в плоскость скважины (Рисунок 22, 2), используя направляющие косинусы:

$$l_{xx'} = \cos a \cdot \cos i \qquad l_{xy'} = \sin a \cdot \cos i \qquad l_{xz'} = -\sin i$$

$$l_{yx'} = -\sin a \qquad l_{yy'} = \cos a \qquad l_{yz'} = 0 \qquad (25)$$

$$l_{zx'} = \cos a \cdot \sin i \qquad l_{zy'} = \sin a \cdot \sin i \qquad l_{zz'} = \cos i$$

где *l_{ii}* – косинус угла между изначальной осью і и новой осью j';

а – азимут скважины относительно максимального горизонтального напряжения, радианы;

і – зенитный угол скважины, радианы.

Напряжения в новой системе координат, находящейся в плоскости скважины, определяются следующим образом (уравнения трансформации):

$$\begin{aligned}
\sigma_{x}^{n} &= l_{xx'}^{2} \cdot \sigma_{H} + l_{xy'}^{2} \cdot \sigma_{h} + l_{xz'}^{2} \cdot \sigma_{v}; \\
\sigma_{y}^{n} &= l_{yx'}^{2} \cdot \sigma_{H} + l_{yy'}^{2} \cdot \sigma_{h} + l_{yz'}^{2} \cdot \sigma_{v}; \\
\sigma_{z}^{n} &= l_{zx'}^{2} \cdot \sigma_{H} + l_{zy'}^{2} \cdot \sigma_{h} + l_{zz'}^{2} \cdot \sigma_{v}; \\
\tau_{xy}^{n} &= l_{xx'} \cdot l_{yx'} \cdot \sigma_{H} + l_{xy'} \cdot l_{yy'} \cdot \sigma_{h} + l_{xz'} \cdot l_{yz'} \cdot \sigma_{v}; \\
\tau_{yz}^{n} &= l_{yx'} \cdot l_{zx'} \cdot \sigma_{H} + l_{yy'} \cdot l_{zy'} \cdot \sigma_{h} + l_{yz'} \cdot l_{zz'} \cdot \sigma_{v}; \\
\tau_{zx}^{n} &= l_{zx'} \cdot l_{xx'} \cdot \sigma_{H} + l_{yy'} \cdot l_{zy'} \cdot \sigma_{h} + l_{yz'} \cdot l_{zz'} \cdot \sigma_{v};
\end{aligned}$$
(26)

где σ_x , σ_y , σ_z – эффективные нормальные напряжения в направлении x, y, z, соответственно, Па;

индекс n характеризует новую систему координат, т.е. напряжения в плоскости скважины до ее бурения. При этом ось z направлена вдоль оси скважины, ось x направлена перпендикулярно стенке скважины в сторону наибольшего угла падения, ось y направлена перпендикулярно осям x и z.

 $\tau_{xy}, \tau_{yz}, \tau_{zx}$ – касательные напряжения, Па;

σ_H, σ_h, σ_v – эффективное максимальное главное нормальное напряжение, эффективное минимальное главное нормальное напряжения и эффективное вертикальное главное нормальное напряжение, соответственно, Па.



Рисунок 22 – Расчет угла вывалов по данным геомеханической модели

После трансформации тензора напряжений в плоскость скважины, производится расчет напряжений возле скважины на основе уравнений Кирша [86] для цилиндрической выработки в условиях анизотропии горизонтальных напряжений [77] (Рисунок 22, 3):

$$\begin{split} \sigma_{r} &= \frac{\sigma_{x}^{n} + \sigma_{y}^{n}}{2} \left(1 - \frac{R_{w}^{2}}{r^{2}} \right) + \frac{\sigma_{x}^{n} - \sigma_{y}^{n}}{2} \left(1 + 3\frac{R_{w}^{4}}{r^{4}} - 4\frac{R_{w}^{2}}{r^{2}} \right) cos2\theta + \tau_{xy}^{n} \left(1 + 3\frac{R_{w}^{4}}{r^{4}} - 4\frac{R_{w}^{2}}{r^{2}} \right) cos2\theta + \tau_{xy}^{n} \left(1 + 3\frac{R_{w}^{4}}{r^{4}} - 4\frac{R_{w}^{2}}{r^{2}} \right) cos2\theta + \tau_{xy}^{n} \left(1 + 3\frac{R_{w}^{4}}{r^{4}} \right) cos2\theta \\ &+ \frac{\sigma_{x}^{n} + \sigma_{y}^{n}}{2} \left(1 + \frac{R_{w}^{2}}{r^{2}} \right) - \frac{\sigma_{x}^{n} - \sigma_{y}^{n}}{2} \left(1 + 3\frac{R_{w}^{4}}{r^{4}} \right) cos2\theta \\ &+ \tau_{xy}^{n} \left(1 + 3\frac{R_{w}^{4}}{r^{4}} \right) sin2\theta - p_{w}\frac{R_{w}^{2}}{r^{2}}; \\ \sigma_{z} &= \sigma_{z}^{n} - \vartheta \left[2(\sigma_{x}^{n} - \sigma_{y}^{n})\frac{R_{w}^{2}}{r^{2}} cos2\theta + 4\tau_{xy}^{n}\frac{R_{w}^{2}}{r^{2}} sin2\theta \right]; \\ \tau_{r\theta} &= \frac{\sigma_{y}^{n} - \sigma_{x}^{n}}{2} \left(1 - 3\frac{R_{w}^{4}}{r^{4}} + 2\frac{R_{w}^{2}}{r^{2}} \right) sin2\theta + \tau_{xy}^{n} \left(1 - 3\frac{R_{w}^{4}}{r^{4}} + 2\frac{R_{w}^{2}}{r^{2}} \right) cos2\theta; \\ \tau_{\theta z} &= (-\tau_{xz}^{n} sin\theta + \tau_{yz}^{n} cos\theta) \left(1 + \frac{R_{w}^{2}}{r^{2}} \right); \\ \tau_{rz} &= (\tau_{xz}^{n} cos\theta + \tau_{yz}^{n} sin\theta) \left(1 - \frac{R_{w}^{2}}{r^{2}} \right), \end{split}$$

где σ_r – радиальное напряжение, Па;

 σ_{θ} – тангенциальное напряжение, Па;

σ_z – вертикальное напряжение, Па;

 $\tau_{ij}-$ касательные напряжения, Па;

R_w – радиус скважины, м;

r – расстояние от оси скважины, м;

θ – угол поворота относительно нижней стенки скважины, радианы.

При этом в стандартном подходе используются упрощенный расчет напряжений на стенке скважины (Rw=r):

$$\sigma_{r} = \Delta p_{w};$$

$$\sigma_{\theta} = \sigma_{x}^{n} + \sigma_{y}^{n} - 2(\sigma_{x}^{n} - \sigma_{y}^{n})\cos 2\theta + 4\tau_{xy}^{n}\sin 2\theta - \Delta p_{w};$$

$$\sigma_{z} = \sigma_{z}^{n} - \vartheta [2(\sigma_{x}^{n} - \sigma_{y}^{n})\cos 2\theta + 4\tau_{xy}^{n}\sin 2\theta];$$

$$\tau_{r\theta} = 0;$$

$$\tau_{\theta z} = 2(-\tau_{xz}^{n}\sin\theta + \tau_{yz}^{n}\cos\theta);$$

$$\tau_{rz} = 0.$$
(28)

Поскольку данные напряжения не являются главными напряжениями, на следующем этапе тензор напряжений линеаризуется (Рисунок 22, 4):

$$\sigma_{min,\theta} = \frac{1}{2} \Big(\sigma_z + \sigma_\theta - \sqrt{(\sigma_z - \sigma_\theta)^2 + 4\tau_{\theta z}^2} \Big);$$

$$\sigma_{max,\theta} = \frac{1}{2} \Big(\sigma_z + \sigma_\theta + \sqrt{(\sigma_z - \sigma_\theta)^2 + 4\tau_{\theta z}^2} \Big);$$

$$\sigma_r = \Delta p_w,$$
(29)

где Pw – давление в скважине, МПа;

 ΔPw – разница между поровым давлением и давлением в скважине, МПа.

Из этих трех напряжений выбирается максимальное (σ_1) и минимальное (σ_3) главные напряжения и подставляется в критерий прочности горной породы, в данном случае – в критерий Кулона (Рисунок 22, 5):

$$\sigma_{1} = C_{0} + k\sigma_{3},$$
(30)
где $k = (\sqrt{1 + \mu_{i}^{2}} + \mu_{i})^{2};$

$$C_{0} = 2S_{0}(\sqrt{1 + \mu_{i}^{2}} + \mu_{i});$$
Со (UCS) – проичость на одноосное скатие. МПа:

Со (UCS) – прочность на одноосное сжатие, МПа;

So – когезия, МПа;

 \mathcal{C}_0

 μ_i – тангенс угла внутреннего трения.

Такой анализ проводится численно для всех углов относительно нижней стенки скважины (Рисунок 22, 3-5) и рассчитывается угол вывала (Рисунок 22, 6). Давление в скважине, при котором начинают образовываться вывалы (критерий прочности выполняется для угла 0°), деленное на вертикальную глубину, составляет градиент обрушения стенки скважины (*breakout_grad_0*). Также может рассчитываться градиент давления для образования угла вывала 90°, считая, что при данном угле образуются периферийные каверны (*breakout_grad_90*) (Рисунок 23).

Трещина разрыва образуется на стенке скважины при повышении давления внутри скважины выше следующего значения:

$$P_w > \frac{1}{2} \left(\sigma_z + \sigma_\theta - \sqrt{(\sigma_z - \sigma_\theta)^2 + 4\tau_{\theta z}^2} \right) + P_p + T_0.$$
(31)

Поделив данное значение на вертикальную глубину определяется градиент ГРП (*Tensile_frac_grad*). Для определения градиента поглощения минимальное горизонтальное напряжение делится на вертикальную глубину, тем самым, получив градиент поглощения (*Mud_loss_grad*). Для определения градиента ГНВП поровое давление делится на вертикальную глубину (*Pore_grad*). После того как получены все градиенты давлений, они могут быть сравнены с фактической плотностью, используемой при бурении скважины, для проведения калибровки модели и расчета оптимальной плотности для бурения.

Как показано выше, при наличии данных микросканеров и определении на их основе фактического угла вывала в скважине на разных глубинах, существует возможность однозначной калибровки геомеханической модели путем сопоставления расчетного угла вывала с фактическим углом вывала (Рисунок 24, сверху). Однако поскольку данные микросканеров очень часто отсутствуют или записаны только в продуктивном интервале, геомеханическую модель калибруют на данные кавернометрии/профилеметрии (Рисунок 24, снизу). Такой подход позволяет провести только качественную калибровку модели, т.е. показать интервалы где показания каверномера расходятся с моделью и требуется изменение параметров модели, но данный подход не позволяет оценить количественно насколько нужно менять напряжения и/или прочностные свойства горных пород. Поэтому в данной работе была оценена возможность перехода от

данных кавернометрии к данным об угле вывала в скважине, что позволит автоматизировать процесс калибровки и уточнить напряжения и прочность горных пород.



Рисунок 23 – Пример графика совмещенных градиентов давлений: Breakout_grad_0 – градиент образования вывалов с углом 0°; Breakout_grad_90 – градиент образования вывалов с углом 90°; Tensile_frac_grad – градиент ГРП; Mud_loss_grad – градиент поглощения бурового раствора; Mud_dens – плотность бурового раствора; Pore_grad – градиент ГНВП. Для всех кривых единицы измерения – г/см³.

Именно отсутствие данных микроимиджера делает процесс построения модели очень затруднительным или невозможным. Данная диссертационная работа направлена на поиск решения проблемы путем компенсирования отсутствия данных микросканера данными каверномера и/или профилемера.



Рисунок 24 – Калибровка модели по данным микросканеров (сверху) и по данным каверномер/профилемера (снизу)

2 Геометрическая аппроксимация вывалов в скважине для задачи калибровки одномерных геомеханических моделей

Как было показано в первой главе, для калибровки геомеханической модели необходимо оценить угол вывала, что может быть сделано с помощью акустического/электрического микросканера, позволяющего получить развертку стенки ствола скважины. Запись микросканеров проводится достаточно редко и в ограниченном интервале. С другой стороны, в большинстве скважин производится измерение диаметра ствола скважины с помощью каверномера или профилемера. Эти исследования позволяют определить глубину вывала стенки скважины, но не угол вывала. Соответственно, возникает необходимость в оценке связи между глубиной и углом (шириной) вывала.

Механика образования вывала была детально исследована в экспериментах на керне и опубликована многими учеными. Впервые увеличение диаметра скважины вдоль одной оси (овализацию) отметил Кокс в 1970 году при изучении текстурных особенностей горных пород в скважинах Алберты (в Канаде) 4лепестковыми профилемерами [59]. В 1978 году Бэбкок подтвердил наблюдение Кокса и назвал феномен увеличение диаметра скважины вывалом (borehole breakout) [50]. Начиная с 1960 годов активно разрабатывались новые приборы для сканирования ствола скважины, что позволило более точно оценить геометрию скважины в интервале вывалов [81, 68, 62, 113, 119, 52]. На текущий момент достоверным вывалы В скважине являются индикатором направления горизонтальных напряжений при проведении исследований в вертикальных скважинах [66, 90, 79, 63].

Вывал имеет два стандартных геометрических параметра: глубину вывала (а) и угол или ширину вывала (Wbo) (Рисунок 25). Изучение связи угла и глубины вывала с другими параметрами было проведено в ряде работ [74, 106, 73, 72, 89, 46, 107]. Основные выводы, которые можно сделать на основе анализа литературы:

1) при постоянных значениях вертикального напряжения и минимального горизонтального напряжения и увеличении максимального горизонтального напряжения глубина и ширина вывала увеличиваются;

2) соотношение глубины и ширины вывала зависит от соотношения напряжений;

3) размер скважины (отверстия) влияет на размеры вывала.



Рисунок 25 – Схематичный рисунок вывала глубиной, а, и шириной (углом вывала), Wbo, в скважине с радиусом, R

Динамика образования вывала была исследована по экспериментальным данным, а обобщение приведено в работе [74]. Для всех горных пород, кроме высокопористого слабосцементированного кварцевого песчаника характерна треугольная форма вывалов. Процесс образования вывалов в случае гранитной горной породы происходит в четыре этапа (Рисунок 26) [74]:

 сначала образуются дилатантные (с увеличением объема) межзерновые трещины отрыва за стенкой скважины параллельные максимальному горизонтальному напряжению (σ_{Hmax});

2) затем трещины поворачиваются к стенке скважины;

3) после этого горная порода расслаивается на пластинки, которые, начиная с центра, вываливаются внутрь скважины;

4) процесс продолжается до тех пор, пока вывал не примет форму треугольника.



Рисунок 26 – Процесс образования вывала для гранита

В случае прочного известняка или аркозового песчаника (Рисунок 27) процесс образования вывала аналогичен процессу, проходящему в гранитах, однако наблюдаются образование более крупных чешуек вываливающейся горной породы, а также наблюдается наличие как межзернового, так и внутризернового растрескивания.



Рисунок 27 – Процесс образования вывала для прочного известняка или аркозового песчаника

Другой вид образования вывала характерен для карбонатной породы типа мела (Рисунок 28). В данном случае образуются не трещины отрыва, а трещины сдвига, которые практически сразу ограничивают будующую зону вывала.



Рисунок 28 – Процесс образования вывала для мелового известняка

Совершенно другой процесс образования вывала и форма вывала наблюдается для высокопористого кварцевого (чистого) песчаника в котором зерна сцементированы за счет сутурного сцепления зерен кварца (Рисунок 29). В этом случае образуется локализованная зона разрушения и уплотнения горных пород вдоль оси минимального горизонтального напряжения. Затем, за счет промывки скважины буровым раствором разрушенная горная порода вымывается в скважину и происходит рост промытой зоны.



Рисунок 29 – Процесс образования вывала для кварцевого песчаника

2.1 Треугольная аппроксимация вывалов

На основе фотографий вывалов можно измерить геометрические параметры вывалов: глубину и ширину вывала, а также угол треугольной аппроксимации вывала. Ниже показан пример вывалов для 2 образцов гранита различной зернистости (Рисунок 30). Образованные вывалы хорошо аппроксимируются треугольной формой, при этом угол треугольной аппроксимации изменяется от 70° до 90°.



Рисунок 30 – Вывалы в образце гранита по данным [74]: угол вывала, w_{bo}: (a) – 52.5°, (b) – 39.9°; глубина вывала, a: (a) – 16.5мм, (b) – 14.4мм; радиус отверстия (скважины), R: (a) – 11мм, (b) – 11мм; угол треугольной аппроксимации вывала, γ: (a) – 74.5°, 70.6°, (b) – 89.5°, 87.5°.

Аналогичная форма вывалов наблюдается для известняка и аркозового песчаника (Рисунок 31–Рисунок 32), в то время как существенные изменения в форме вывалов наблюдаются для чистого кварцевого песчаника (Рисунок 33).



Рисунок 31 – Вывалы в образце известняка по данным [74]: угол треугольной аппроксимации вывала, у: 86.4°



Рисунок 32 – Вывалы в образце аркозового песчаника по данным [74]: угол вывала, w_{bo}: (a) - 50.0°, (b) - 48.9°, (c) - 57.5°; глубина вывала, a: (a) – 14.5мм, (b) -14.8мм, (c) - 16.3мм; радиус скважины, R: (a) – 11мм, (b) – 11мм, (c) – 11мм; угол треугольной аппроксимации вывала, γ: (a) - 90.6°, 75.2°, (b) - 87.3°, 74.1°, (c) -

76.1°, 83.7°.



Рисунок 33 – Вывалы в образце высокопористого кварцевого песчаника по данным [74]: глубина вывала, 2a: (a) - 46мм, (b) - 20.1мм, (c) - 28.4мм; радиус скважины, R: (a) - 11мм, (b) - 11мм, (c) - 11мм.

Все измеренные геометрические параметры были сведены в таблицу (Таблица 3). Также были оценены средние значения углов аппроксимации и соотношения радиуса вывала к радиусу скважины. При оценке средних соотношений не учитывались геометрические параметры для чистого высокопористого песчаника. Угол треугольной аппроксимации вывала изменяется

σ_h

в достаточно узких пределах (от 70,6° до 90,6°), а среднее значение угла треугольной аппроксимации вывалов равно порядка 80°, что на 30° меньше угла вывалов, при этом среднее соотношение глубины вывала к радиусу скважины составляет 1.4.

Литология	Измеренные геометрические параметры					
	wbo	2a	R	γ	γ	a/Rw
гранит	52.5	16.5	11	74.5	70.6	1.5
гранит	39.9	14.4	11	89.5	87.5	1.3
известняк	-	-	-	86.4	-	-
аркозовый	50	14.5	11	90.6	75.2	1.3
песчаник						
аркозовый	48.9	14.8	11	87.3	74.1	1.3
песчаник						
аркозовый	57.5	16.3	11	76.1	83.7	1.5
песчаник						
кварцевый	-	46	11	-	-	4.2
песчаник						
кварцевый	-	20.1	11	-	-	1.8
песчаник						
кварцевый	-	28.4	11	-	-	2.6
песчаник						
Минимальное*	39.9	14.4	11	70.6		1.3
Максимальное*	57.5	16.5	11	90.6		1.5
Среднее*	49.8	15.3	11	81.4		1.4
*Без учета кварцевого песчаника						
wbo – угол вывала, градусы; 2а – глубина вывала, мм; R – радиус скважины						
(отверстия в образце), мм, у – угол треугольной аппроксимации, градусы.						

Таблица 3 – Геометрические параметры вывалов

Для подтверждения возможности использования треугольной аппроксимации вывалов рассмотрим работу [99]. В данной работе авторы анализируют фактические данные измерения глубины и ширины вывалов и проверяют связь между этими параметрами в зависимости от петрофизических и литологических факторов. Авторам не удалось найти модель связи, однако собранный ими фактический материал можно использовать для проверки

34)

показаны

геометрических ограничений. На рисунке ниже (Рисунок

фактические измеренные параметры вывалов (глубина вывала и ширина вывала) по данным [99]. По графику видно, что максимальная ширина вывалов ограничивается 150°, что соответствует критерию перехода скважины от вывала к каверне. Также наблюдается широкий разброс возможных соотношений глубин вывала и соответствующих им углов вывалов.



Рисунок 34 – Измеренные параметры вывалов по работе [99]

Для вывода формул треугольной аппроксимации рассмотрим обозначения на рисунке ниже (Рисунок 35).



Рисунок 35 – Обозначения параметров для треугольной аппроксимации вывалов Далее рассмотрим возможные диапазоны значений угла, β:

-при 0°<β<90° – острый угол, в этом случае вывал дважды пересекает стенку скважины (Рисунок 36), что не имеет смысла, поскольку, по определению, угол вывала ограничен целым участком скважины, т.е. в данном случае углом Wbo'.



Рисунок 36 – Случай, когда угол β – острый

-при β=90° – прямой угол, получаем максимально возможный угол вывала при заданном значении глубины вывала, по определению косинуса угла Wbo/2:

$$Wbo_max = 2acos\left(\frac{R}{a}\right) \tag{32}$$

-при 180°>β>90° – тупой угол, выражение для угла вывала можно выразить, используя теорему синусов и равенство суммы углов в треугольнике 180°:

По теореме синусов (Рисунок 37):

$$\frac{a}{\sin\beta} = \frac{R}{\sin\frac{\gamma}{2}} = \frac{x}{\sin\frac{Wbo}{2}}.$$
(33)

По сумме углов в треугольнике:



Рисунок 37 – Треугольник вывала

Тогда:

$$\beta = 180^{\circ} - asin\left(\frac{a}{R}sin\frac{\gamma}{2}\right).$$
(35)

А угол вывала:

$$Wbo = 2asin\left(\frac{a}{R}sin\frac{\gamma}{2}\right) - \gamma.$$
(36)

Также можно вывести зависимость для глубины вывала, а, от угла вывала, Wbo, и угла, β:

$$a = \frac{Rsin\beta}{sin\frac{\gamma}{2}} = \frac{Rsin\left(\frac{wbo + \gamma}{2}\right)}{sin\frac{\gamma}{2}} = \frac{Rsin\beta}{sin(180^\circ - \beta - \frac{Wbo}{2})}$$

$$= R\frac{sin\beta}{sin(\beta + \frac{Wbo}{2})}.$$
(37)

Таким образом для расчета параметров вывалов треугольной геометрической формой выведены следующие уравнения связи:

$$a = R \frac{\sin\left(\frac{wbo + \gamma}{2}\right)}{\sin\left(\frac{\gamma}{2}\right)}; \quad Wbo = 2 \operatorname{asin}\left[\frac{a}{R}\sin\left(\frac{\gamma}{2}\right)\right] - \gamma, \quad (38)$$

где а – глубина вывала (половина измеренного диаметра скважины каверномером), м;

w_{bo} – угол вывала, градусы;

ү – угол треугольной аппроксимации вывала, градусы;

R – радиус скважины, м.

Для проверки работоспособности треугольной аппроксимации на график опубликованных фактических измерений показаний каверномера и ширины вывала были нанесены расчетные линии соотношений в зависимости от различных углов треугольной аппроксимации (Рисунок 38). Можно сделать следующие выводы:

1) максимально возможные углы вывала, Wbo, при $\beta = 90^{\circ}$ не охватывают все возможные точки, что говорит о том, что треугольная форма вывалов не всегда удовлетворяет геометрии вывалов в скважине. Например, варианты В и Г не могут

быть описаны треугольной формой вывала (Рисунок 38). Соответственно треугольная аппроксимация может занизить возможное значение угла вывала в скважине;

 среднее значение γ = 80° по данным изучения керна проходит через середину облака точек, однако в скважинах наблюдаются вывалы с большим и меньшим углом треугольной аппроксимации;

3) минимальный угол треугольной аппроксимации (γ) составляет 50°;

4) для корректного использования треугольной аппроксимации необходимо убедится в треугольной форме вывалов (по данным акустического сканера) и оценить угол аппроксимации γ. В случае отсутствия данных акустических сканеров можно использовать уравнения (39) при β = 90:

$$a = \frac{R}{\cos\left(\frac{wbo}{2}\right)}; \quad wbo = 2 \cos\left(\frac{R}{a}\right). \tag{39}$$



Рисунок 38 – Наложение расчетных линий треугольной аппроксимации вывалов на график фактических измерений глубины и ширины вывала (слева) и схема геометрических соотношений для точек А, Б, В, Г (справа), треугольная аппроксимация не описывает точки правее красной линии, например, варианты В и Г не могут быть описаны треугольной формой вывала

2.2 Эллиптическая аппроксимация вывалов

Если фактическая геометрия вывалов, измеренная по данным акустических микросканеров, отличается от треугольной (Рисунок 39), можно рассмотреть аппроксимацию с помощью эллиптической геометрии.

68



Рисунок 39 – Пример форм вывалов по данным UBI (акустический микросканер) [101] и наложение эллиптической аппроксимации с соотношением осей 1.8 для

правого нижнего вывала

Для вывода уравнений эллиптической аппроксимации вывала рассмотрим уравнение окружности и эллипса в декартовых координатах. Уравнение окружности:

$$x^2 + y^2 = R^2, (40)$$

где х – расстояние по оси х, м;

у – расстояние по оси у, м;

R – радиус окружности, м.

Уравнение эллипса в декартовых координатах:

$$\frac{x^2}{a^2} + \frac{y^2}{b^2} = 1, (41)$$

где х – расстояние по оси х, м;

у – расстояние по оси х, м;

а – большая ось эллипса, м;

b – малая ось эллипса, м.

Для точек пересечения эллипса и окружности получаем систему уравнений:

$$\begin{cases} x^2 + y^2 = R^2 \\ \frac{x^2}{a^2} + \frac{y^2}{b^2} = 1 \end{cases}$$
(42)

Решение данной системы можно выразить следующим образом:

$$\begin{cases} y_{bo} = \pm \sqrt{\frac{R^2 - a^2}{1 - (a/b)^2}} \\ x_{bo} = \pm \sqrt{\frac{R^2 (a/b)^2 - a^2}{1 - (a/b)^2}} \end{cases}$$
(43)

Поскольку для скважины при образовании каверны выполняется следующее условие:

 $a \ge R \ge b$.

То положительные значения у_{bo} и х_{bo}, определяются следующим образом:

$$\begin{cases} y_{bo} = \sqrt{\frac{R^2 - a^2}{1 - (a/b)^2}} \\ x_{bo} = -\sqrt{\frac{R^2(a/b)^2 - a^2}{1 - (a/b)^2}} \end{cases}$$
(44)

Угол вывала определяется по следующей формуле:

$$w_{bo} = 2atan \frac{y_{bo}}{x_{bo}}.$$
(45)

Подставляя уравнения (44) в уравнение (45) и упрощая, получим уравнение для угла вывала, выраженного через радиус скважины и оси эллипса:

$$w_{bo} = 2atan \sqrt{\frac{a^2 - R^2}{R^2(a/b)^2 - a^2}}.$$
(46)

Тогда уравнение для большой оси эллипса имеет следующий вид:

$$a = \sqrt{\frac{R^2 \left((a/b)^2 \cdot tan^2 \left(\frac{w_{bo}}{2} \right) + 1 \right)}{tan^2 \left(\frac{w_{bo}}{2} \right) + 1}}.$$
(47)

Также можно выразить уравнение для определения соотношения a/b по известным значениям большой полуоси эллипса и угла вывала:

$$a/b = \sqrt{\frac{a^2 - R^2}{R^2 \cdot tan^2 \left(\frac{W_{bo}}{2}\right)} + \frac{a^2}{R^2}}.$$
(48)

При использовании эллиптической аппроксимации рекомендуется подбирать соотношение a/b по данным акустического микросканера.

Таким образом, для расчета параметров вывалов при аппроксимации эллиптической геометрией рекомендуется использовать следующие уравнения связи:

$$a = \sqrt{\frac{R^{2} \left((a/b)^{2} \cdot tan^{2} \left(\frac{w_{bo}}{2} \right) + 1 \right)}{tan^{2} \left(\frac{w_{bo}}{2} \right) + 1}};$$

$$w_{bo} = 2atan \sqrt{\frac{a^{2} - R^{2}}{R^{2} (a/b)^{2} - a^{2}}};$$

$$\frac{a}{b} = \sqrt{\frac{a^{2} - R^{2}}{R^{2} \cdot tan^{2} \left(\frac{w_{bo}}{2} \right)} + \frac{a^{2}}{R^{2}}},$$
(49)

где а – длина большой полуоси эллипса, равная половине измеренного диаметра скважины каверномером, м;

b – длина малой полуоси эллипса, м.

При наложении линий эллиптической аппроксимации на график, можно сделать следующие выводы (Рисунок 40):

1) эллиптическая аппроксимация, в отличие от треугольной, описывает все облако точек вывалов, что говорит о ее большей применимости для скважинных условий;

2) в случае отсутствия акустического микросканера рекомендуется использовать соотношение a/b равное 2.1 как среднее соотношение и оценить неопределенность с использованием соотношений 4,6 и 1,06.



Рисунок 40 – Наложение расчетных линий эллиптической аппроксимации вывалов на график фактических измерений глубины и ширины вывала (слева) и схема геометрических соотношений для точек A, B, C (справа)

2.3 Выводы по разделу 2

1. В данной главе выведены формулы треугольной и эллиптической аппроксимации вывалов в скважине, показаны параметры аппроксимации.

2. Показано, что для корректного использования треугольной аппроксимации необходимо убедится в треугольной форме вывалов (по данным акустического сканера) и оценить угол аппроксимации γ. В случае отсутствия данных акустических сканеров рекомендуется использовать эллиптическую аппроксимацию.
3. При использовании эллиптической аппроксимации рекомендуется подбирать соотношение a/b по данным акустического микросканера. В случае отсутствия акустического микросканера рекомендуется использовать соотношение a/b равное 2.1 как среднее соотношение и оценить неопределенность с использованием соотношений 4,6 и 1,06.

4. Подход геометрической аппроксимации вывалов опубликован в работе [17].

Сделанные в данной главе выводы подтверждают защищаемое положение №1: «аппроксимация вывалов в скважине с помощью эллиптической или треугольной формы позволяет связать глубину вывала и угол вывала в скважине и проводить калибровку геомеханической модели на данные кавернометрии».

3 Методика проведения автоматической калибровки одномерной геомеханической модели и ее реализации на языке Python

Аппроксимация вывалов в скважине с помощью треугольной или эллиптической формы позволяет однозначно связать соотношение напряжений и прочность горных пород на одноосное сжатие с показаниями каверномера. Согласно описанному в главе 1 подходу, в случае наличия данных мини-ГРП значение минимального горизонтального напряжения определено однозначно на проведения теста мини-ГРП. С другой стороны максимальное глубине горизонтальное напряжение имеет диапазон неопределенности, который ограничен значениями, определенными по полигону напряжений (Рисунок 20). В данной работе делается допущение, что максимальное горизонтальное напряжение имеет меньшую вариабельность, т.е. более устойчиво, чем прочность горных пород на одноосное сжатие. Поэтому при калибровке модели сначала подбирается максимальное горизонтальное напряжение (грубая калибровка), а затем прочность горных пород на одноосное сжатие (точная калибровка).

3.1 Входные данные

Процесс проведения автокалибровки показан на схеме (Рисунок 41). Для проведения калибровки в качестве исходных данных используется «первичная» (неоткалиброванная) модель, построенная на основе подходов, описанных в главе 1 (Рисунок 42).



Рисунок 41 – Схема проведения автокалибровки



Рисунок 42 – Первичная (неоткалиброванная) модель, построенная на основе подходов, описанных в главе 1

Обозначения к рисунку (Рисунок 42): Объемная модель: V_sand, V_TightSand, V_Cal, V_Shale, V_Dol, V_BitumShale - Объемное содержание песчаника, крепкосцементированного песчаника, кальцита, глины, доломита, битуминозной глины, соответственно. Геомеханические свойства: Е – модуль Юнга, ГПа; Poisson – коэффициент Пуассона; mi – угол внутреннего трения горной породы; C₀ before calibration – прочность породы на одноосное сжатие до калибровки, МПа. Напряжения: Sv – вертикальное напряжение, МПа; SH_max_v максимальное главное горизонтальное напряжение, МПа; Sh_min_v – минимальное главное горизонтальное напряжение, МПа; Рр – поровое давление, МПа; **Каверномер**: BS – диаметр долота, мм; Caliper – показания каверномера, мм; Желтая заливка – вывалы; Совмещенный график градиентов давлений: Breakout_grad_0 – градиент образования вывалов углом 0°. Γ/cM^3 : с Tensile frac grad – градиент $\Gamma P\Pi$, Γ/cm^3 ; Mud loss grad – градиент поглощения бурового раствора, Γ/cm^3 ; Mud dens – плотность бурового раствора, Γ/cm^3 , Pore grad - градиент порового давления, г/см³. Сходимость: зеленая заливка – сходится, серая заливка – не сходится.

3.2 Подбор Ratio, определение относительных деформаций и расчет горизонтальных напряжений

На основе первичной модели рассчитывается качественная сходимость модели с показаниями кавернометрии, для этого используются условия, приведенные в таблице ниже (Таблица 4). Сходимость для рассматриваемой модели приведена на последнем треке (Рисунок 42).

Таблица 4 – Условия сходимости геомеханической модели с данными кавернометрии или профилеметрии

Название интервала по данным кавернометрии	Показания каверномера (Caliper) или профилемера (C1 и C2) относительно номинального диаметра долота	Соотношение плотности бурового раствора и градиентов обрушения	Сходимость
Номинальный	Caliper ≤ Dnom или	Mud_dens> Breakout_grad_0	Дa
скважины	$C1 \leq Dhom$ $C2 \leq Dnom$	Mud_dens≤ Breakout_grad_0	Нет
		Mud_dens> Breakout_grad_0	Нет
Вывалы	$\begin{array}{l} C1 > Dnom\\ C2 \leq Dnom \end{array}$	Breakout_grad_150< Mud_dens≤ Breakout_grad_0	Дa
		Mud_dens≤ Breakout_grad_150	Нет
Kapapuu	C1 > Dnom	Mud_dens≤ Breakout_grad_150	Да
каверны	C2 > Dnom	Mud_dens> Breakout grad 150	Нет

Примечание: Caliper – показания каверномера, C1 – показания профилемера по одной оси, C2 – показания профилемера по другой (перпендикулярной) оси, Dnom – диаметр долота, Mud_dens – плотность бурового раствора, Breakout_grad_0 – градиент образования вывалов с углом 0°, Breakout_grad_150 – градиент образования вывалов с углом 150° (вместо угла 150° может использовать другой угол в диапазоне от 90 до 150°, приводящий для рассматриваемых горных пород к кавернообразованию)

Если просуммировать дискретную кривую сходимости и поделить длину интервала где показания модели и кавернометрии сходятся на общую длину скважины, то можно получить процентное соотношение сходимости для скважины при заданном соотношении горизонтальных напряжений в интервале неопределенности, рассчитанному по полигону напряжений. Для того чтобы рассчитать напряжения для заданного соотношения напряжений необходимо определить относительные деформации пороупругой модели с учётом равенства минимального горизонтального напряжения давлению закрытия трещины ГРП:

$$S_{hmin} = S_{poison} + \frac{E_{st}}{1 - v_{st}^2} \varepsilon_{hmin} + \frac{v_{st}E_{st}}{1 - v_{st}^2} \varepsilon_{Hmax};$$

$$S_{Hmax} = S_{poison} + \frac{E_{st}}{1 - v_{st}^2} \varepsilon_{Hmax} + \frac{v_{st}E_{st}}{1 - v_{st}^2} \varepsilon_{hmin};$$

$$\frac{S_{Hmax}}{S_{hmin}} = Ratio;$$

$$S_{hmin} = Pc;$$

$$S_{poison} = \frac{v_{st}}{1 - v_{st}} S_v - \frac{v_{st}}{1 - v_{st}} \alpha P_p + \alpha P_p,$$
(50)

где *S_{hmin}* – минимальное горизонтальное напряжение, МПа;

 S_{Hmax} -максимальное горизонтальное напряжение, МПа;

S_{poison} – горизонтальное напряжение в горных породах, вызванное весом вышележащих горных пород и эффектом Пуассона, МПа;

Рс – давление закрытия трещины ГРП, МПа;

 ε_{hmin} – относительная деформация в направлении Shmin;

 ε_{Hmax} – относительная деформация в направлении SHmax;

 P_{p} – поровое давление, МПа;

*E*_{st}- статический модуль Юнга, МПа;

*v*_{st} – статический коэффициент Пуассона;

α – константа Био.

Для решения системы уравнений (50) введем следующее обозначение:

$$a = \frac{E_{st}}{1 - \nu_{st}^2}.\tag{51}$$

Тогда уравнения пороупругости примут вид:

$$S_{hmin} = S_{poison} + a\varepsilon_{hmin} + \nu_{st}a\varepsilon_{Hmax};$$
(52)

$$S_{Hmax} = S_{poison} + a\varepsilon_{Hmax} + \nu_{st}a\varepsilon_{hmin}.$$
(53)

Исходя из того, что для точки, где проведен тест мини-ГРП минимальное горизонтальное напряжение равно давлению закрытия трещины, запишем:

$$S_{poison} + a\varepsilon_{hmin} + v_{st}a\varepsilon_{Hmax} = Pc.$$
(54)

Тогда выражение для минимальное относительной деформации примет вид:

$$\varepsilon_{hmin} = \frac{Pc - S_{poison} - \nu_{st} a \varepsilon_{Hmax}}{a}.$$
(55)

Заменив максимальное горизонтальное напряжение на его соотношение в точке мини-ГРП, получим:

$$Pc \cdot Ratio = S_{poison} + a\varepsilon_{Hmax} + \nu_{st}a\varepsilon_{hmin}.$$
 (56)

Подставив уравнение (55) в уравнение (56) получим:

$$Pc \cdot Ratio = S_{poison} + a\varepsilon_{Hmax} + v_{st} (Pc - S_{poison} - v_{st}a\varepsilon_{Hmax}).$$
(57)

Выразив из уравнения (57) максимальную относительную деформацию и упростив, получим:

$$\varepsilon_{Hmax} = \frac{Pc(Ratio - \nu_{st}) - Spoison(1 - \nu_{st})}{E}.$$
(58)

Таким образом, выражения (55) и (58) позволяют определить относительные деформации в точке проведения мини-ГРП так, чтобы минимальное горизонтальное напряжение было равно давлению закрытия трещины, а соотношение горизонтальны напряжений равнялось заданному значению Ratio.

В предлагаемом в данной работе подходе автокалибровки для расчета горизонтальных напряжений, рассчитанные значения относительной деформации для точки мини-ГРП принимаются постоянными для всего разреза скважины. Это позволяет рассчитывать горизонтальные напряжения для всей скважины и оценивать значение сходимости при различных соотношениях напряжений Ratio в интервале мини-ГРП. Из всех возможных значений Ratio выбирается то соотношение, которое дает лучшее соответствие показаниям профилемера/каверномера при сравнении с расчетным графиком совмещенных давлений (Рисунок 43).



Рисунок 43 – Пример зависимости сходимости (Ratio) от соотношения напряжений для скважины 146R Кулгинской площади. В данном случае лучшая сходимость 51,23% наблюдается для Ratio=1

3.3 Уточнение прочности на одноосное сжатие (UCS)

После определения оптимального Ratio и калибровки горизонтальных напряжений, производится калибровка прочности на одноосное сжатие, для этого:

1) по скважинам с наличием данных микросканеров и кавернометрии определяется характерная форма вывалов (треугольная или эллиптическая). Для треугольной аппроксимации оценивается угол γ (Рисунок 38), для эллиптической аппроксимации оценивается соотношение a/b (Рисунок 40);

2) в случае если данные микросканеров отсутствуют, используется эллиптическая аппроксимация со средним значением a/b = 2.1 и граничными значениями при a/b = 1.06 и a/b = 4.6 (Рисунок 40);

 по показаниям кавернометрии/профилеметрии определяется глубина вывала;

4) по формулам геометрической аппроксимации (38) или (49) определяется угол вывала, Wbo;

81

 5) рассчитывается распределение эффективных главных напряжений вокруг стенки скважины в зависимости от угла θ по формулам (25)–(29) (Рисунок 22);

6) определяется угол θmax, под которым действует максимальное значение максимального главного напряжения на стенке скважины;

8) определяются значения эффективных главных напряжений, действующих в точке под углом θwbo;

9) эффективные главные напряжения подставляются в критерий прочности и рассчитывается значение прочности на одноосное сжатие, UCS, например, при использовании критерия Кулона:

$$UCS = \sigma_1 - k\sigma_3,$$

где $k = \left(\sqrt{1 + \mu_i^2} + \mu_i\right)^2.$ (59)

10) в интервале, где отсутствуют вывалы в случае превышения плотности бурового раствора над градиентом обрушения значение прочности не изменяется, а в случае превышения градиента обрушения над плотностью бурового раствора рассчитывается минимальное значение прочности на одноосное сжатие при подстановке в критерий прочности, например формулу (59), главных напряжений, действующих под углом θmax;

11) в интервале, где определены каверны, в случае превышения градиента обрушения с углом вывала 150° над плотностью бурового раствора, прочность на одноосное сжатие не изменяется, а в случае превышения плотности бурового раствора над градиентом обрушения с углом вывала 150°, определяется максимальное значение прочности на одноосное сжатие при подстановке в критерий прочности, например формулу (59), главных напряжений, действующих под углом θmax + 75°.

Ниже приведен пример калибровки прочности на одноосное сжатие для одной точки геомеханической модели в случае данных, указанных в таблице ниже (Таблица 5).

1) для рассматриваемой точки принимается эллиптическая аппроксимация;

2) соотношение осей эллипса аппроксимации, a/b = 2.1;

3) глубина вывала, a = 129.45 мм;

4) угол вывала, Wbo:

$$w_{bo} = 2atan \sqrt{\frac{a^2 - R^2}{R^2(a/b)^2 - a^2}} = 2atan \sqrt{\frac{129.45^2 - 107.95^2}{107.9^2(2.1)^2 - 129.45^2}} = 42^\circ;$$

5) распределение эффективных нормальных напряжений (Рисунок 44) и эффективных главных напряжений (Рисунок 45) вокруг стенки скважины.

6) θ max = 96° (под этим углом действует максимальное эффективное главное напряжение $\sigma_1 = 46.68 \text{ MII}a$);

7) угол последней точки вывала θ wbo = (θ max + Wbo/2) = ($96^{\circ}+42^{\circ}/2$) = 117°;

8) значения эффективных главных напряжений, действующих в точке под углом θ wbo: $\sigma_1 = 43.05$ МПа; $\sigma_3 = 1.58$ МПа;

9) значение прочности на одноосное сжатие после калибровки:

$$UCS = \sigma_1 - k\sigma_3 = 43.05 - 4.1 \cdot 1.58 = 36.6 \text{ MII}a.$$

При использовании прочности на одноосное сжатие до калибровки (30 МПа) угол вывала бы составлял ~75° вместо 42°. Таблица 5 – Исходные данные для калибровки прочности на одноосное сжатие для одной точки

п	2	Единицы
Параметр	Значение	измерени я
Рассматриваемая глубина по вертикали, TVD	2000	M
Средняя плотность горных пород, оь	2300	кг/м ³
Давление закрытия трещины, Рс	29.3	МПа
Вертикальное напряжение, Sv	45.13	МПа
Минимальное горизонтальное напряжение, Shmin	29.33	МПа
Соотношение горизонтальных напряжений, Ratio	1.1	
Максимальное горизонтальное напряжение, SHmax	32.27	МПа
Направление максимального горизонтального напряжения	0	градусы
Коэффициент Пуассона, v	0.22	
Константа Био, α	1	
Прочность на одноосное сжатие до калибровки, UCS	30	МПа
Тангенс угла внутреннего трения, µі	0.76	
Коэффициент трехосного сжатия, k	4.1	
Плотность бурового раствора, р _{mud}	1100	кг/м ³
Азимут скважины	40	градусы
Зенитный угол скважины	40	Градусы
Номинальный радиус скважины, R	215.9/2	MM
Глубина вывала	129.45	ММ
Аппроксимация	Эллептическая	
Соотношение осей эллипаса, а/b	2.1	



Рисунок 44 – Распределение эффективных нормальных напряжений на стенке



скважины

Рисунок 45 – Распределение эффективных главных напряжений на стенке

скважины

3.4 Программный продукт для автокалибровки

Для автоматизации представленного подхода калибровки геомеханической модели, на языке Python был разработан программный продукт, диалоговое окно которого показано на Рисунок 46.

Автокалибровка v1.0	– 🗆 X
Входные данные	Калибровка
Открыть модель C:/Users/konoshonkindv.HW/Data/148R_all_las.las	Провести калибровку
Pc [MПа]: 25	Сходимость, %: 5.7
Глубина ГРП [MD, м]: 3380	Соотношение напряжений: 1.14
	Сохранить результат C:/Users/konoshonkindv.HW/Data/Results.las
Предварительный просмотр las файдов	
-Version	<u> </u>
VERSION	
WRAP NO : One line per denth sten	
DLM . SPACE : Column Data Section Delimiter	
-Well	
STRT.m 3080.3 : START DEPTH	
STOP.m 3709.8 : STOP DEPTH	
STEP.m 0.099999999999990905 : STEP	
NULL9999.25 : NULL VALUE	
COMP. : COMPANY	
WELL. : WELL	
FLD . : FIELD	
LOC . : LOCATION	
PROV. : PROVINCE	
CNTY. : COUNTY	
STAT. : STATE	
CTRY. : COUNTRY	
SRVC. : SERVICE COMPANY	
DATE. 2021-05-19 11:51:24 : DATE	
UWI . : UNIQUE WELL ID	
API . : API NUMBER	
~Curve Information	
DEPT .m :	
SHmax_calibrated.MPa :	
Shmin_calibrated.MPa :	
UCS_calibrated .MPa :	
~Params	
outher	
Output file from Geomechanics Calibration v1 by Dmitry Konos	nonkin
*ASCI1	
3080.30000 24.33346 21.92048 103.52690	
3080.40000 24.33463 21.92164 104.01872	
3080.50000 24.33579 21.92281 104.63818	*



автокалибровки

В качестве исходных данных в программный продукт с помощью диалогового окна загружается исходная геомеханическая модель в формате las файла (Таблица 6). Для этого нажимается кнопка «Открыть модель» (Рисунок 47).

Название кривой во входном las файле	Единицы измерения	Описание	
DEPT	Μ	MD, глубина по стволу скважины	
BS	ММ	Номинальный диаметр долота	
Caliper	ММ	Каверномер	
Pp	МПа	Поровое давление	
Sv	МПа	Вертикальное напряжение	
ТVD м		Вертикальная глубина от поверхности земли	
Pw	МПа	Давление бурового раствора внутри скважины	
Azimut	градусы	Азимут траектории скважины	
Zenit	градусы	Зенитный угол скважины скважины	
Е	ГПа	Статический модуль Юнга	
Poison	—	Статический коэффициент Пуассона	
mi –		Тангенс угла внутреннего трения горных пород	
Tensile_strength	МПа	Прочность на растяжения горных пород	
Biot	_	Константа Био	
Sh_min_v	МПа	Минимальное горизонтальное напряжение (до калибровки)	
SH_max_v	МПа	Максимальное горизонтальное напряжение (до калибровки)	
Mud_dens	г/см ³	Плотность бурового раствора	
Co_before_calibration МПа		Прочность горных пород на одноосное сжатие (до калибровки	
SH_max_azimuth градусы		Азимут максимального горизонтального напряжения	
a_b	_	Соотношение осей эллиптической аппроксимации	
Gamma	градусы	Угол треугольной аппроксимации	

Таблица 6 – Формат записи исходных данных в las файле

Входные данные			
Открыть модель			
Pc [MПa]:			
Глубина ГРП [MD, м]:			

Рисунок 47 – Открытие исходной геомеханической модели

Значение давления закрытия трещины мини-ГРП и глубина теста мини-ГРП вводится в соответствующие места ввода (Рисунок 48, Таблица 7).

После ввода исходных данных нажимается кнопка «Провести калибровку». Программа рассчитывает сходимость модели с данными кавернометрии по условиям указанным выше (Таблица 4) при различных значениях соотношений напряжений (Ratio). Далее с использованием Ratio с наибольшей сходимостью рассчитываются напряжения по формулам пороупругой модели (50), а затем с использованием формул (38) или (49), (25)–(29) и (59) производится расчет прочности на одноосное сжатие.



Рисунок 48 – Ввод значения давления закрытия трещины мини-ГРП и

вертикальной глубина теста мини-ГРП

Таблица 7 – Формат ввода данных о тесте мини-ГРП

Название присеваемой переменной в окне	Единицы измерения	Описание	
Рс	МПа	Давление закрытия трещины по результатам мини-ГРП	
Глубина ГРП	М	Глубина проведения теста мини ГРП по стволу скважины	

После выполнения расчета программ выдает следующие параметры:

1) сходимость в % – отношение интервала в котором результаты расчета сходятся с данными кавернометрии к общему интервалу калибровки, выраженное в процентах (Рисунок 49);

2) соотношение напряжений, Ratio – соотношение максимального и минимального горизонтального напряжения в точке мини-ГРП, для которого сходимость модели с данными кавернометрии максимальна. Данное соотношение используется для расчета относительных деформаций и горизонтальных напряжений до калибровки прочности на одноосное сжатие (Рисунок 49);

3) las файл, включающий откалиброванные горизонтальные напряжения и прочность горных пород на одноосное сжатие (Таблица 8). Для сохранения las файла необходимо нажать на кнопку «Сохранить результат» и выбрать путь для сохранения файла (Рисунок 50).



Рисунок 49 – Поля вывода значения сходимости и соотношения напряжений

Калибровка	
Провести калибровку	
Сходимость, %:	
Соотношение напряжений:	
Сохранить результат	

Рисунок 50 – Сохранение las-файла

Название кривой в выходном las файле	Единицы измерения	Описание	
DEPT м		MD, глубина по стволу скважины	
		Расчетное максимально горизонтальное	
SHmax_calibrated	МПа	напряжение, с учетом соотношения	
		напряжений с максимальной сходимостью	
		Расчетное минимальное горизонтальное	
	М∏а	напряжение, с учетом соотношения	
Shmin_calibrated		напряжений с максимальной	
		сходимостью, проходящее через значение	
		Рс в точке мини-ГРП	
LICE collibrated	МПа	Откалиброванная на данные каверномера	
	Ivilla	прочность на одноосное сжатие	

Таблица 8 – Результаты расчета в las-файле

3.5 Проверка подхода в рамках 3D геомеханического моделирования для Северо-Останинского месторождения

Трехмерная геомеханическая модель представляет собой пространственное распределение напряжений и геомеханических свойств горных пород [55, 71, 75, 86, 104]. Напряжения и геомеханические свойства должны быть определены для всего массива горных пород (как минимум от поверхности земли до подошвы продуктивного пласта). В данной главе описан подход построения 3D статической геомеханической модели по Северо-Останинскому месторождению в Томской области с залежью в доюрском комплексе для проверки работоспособности автоматической калибровки одномерных моделей. Трехмерная геомеханическая модель была построена на основе 1D геомеханических моделей с использованием геостатистики. Процесс построения и проверки выполнен следующим образом:

1) 1D геомеханические модели построены стандартным методом для всех скважин Северо-Останинского месторождения без учета одной «проверочной» скважины;

2) все геомеханические модели откалиброваны с использованием описанного в главе 3 подхода;

3) на основе одномерных моделей построена 3D статическая модель рассматриваемого месторождения без учета одной «проверочной» скважины, в которой записан каверномер;

4) «проверочной» скважине были присвоены геомеханические свойства по данным полученной модели;

5) используя присвоенные геомеханические свойства, в «проверочной» скважине был произведен расчет угла вывала стенки скважины;

6) результаты прогноза были сопоставлены с реальной записью каверномера в «проверочной» скважине.

3.5.1 Порядок построения 1D геомеханических моделей

Одномерные геомеханические модели были построены с использованием методики, описанной в главах 2 и 3. В первую очередь был проведен анализ исходных данных. На данном этапе оценивался объем имеющейся исходной информации для построения геомеханической модели, а также производилась его подготовка для расчета компонентов геомеханической модели. Затем было определено вертикальное напряжение с использованием измеренной и расчетной плотности горных пород. Далее было определено поровое давление в проницаемых и непроницаемых пластах. После этого были определены механические свойства горных пород (модуль Юнга, коэффициент Пуассона, прочность на одноосное сжатие и тангенс угла внутреннего трения горных пород), при этом горные породы рассматривались как изотропные. Затем были определены горизонтальные напряжения. И, наконец, полученная одномерная модель была откалибровна на данные каверномера. Данный процесс повторялся для каждой скважины месторождения.

3.5.2 Анализ и подготовка исходных данных

Объем имеющихся исходных данных для построения одномерных моделей рассматриваемого месторождения приведен ниже (Рисунок 51). В целом можно отметить малый объем данных, что характерно для большинства месторождений Западной Сибири. Плотностной каротаж, необходимый для расчета вертикального напряжения, присутствует в 5 скважинах из 14, микросканер записан только в одной скважине, отсутствуют данные о геомеханических свойствах, определенные Следует также отметить, что необходимые керну. виды каротажей ПО записываются либо в интервале эксплуатационной колонны, либо в интервале продуктивного пласта (Таблица 9). Таким образом, в данных условиях для необходимо построения геомеханической модели использовать методы восстановления недостающей информации.

	Homen	Вертикальная глубина первой	Вертикальная глубина последней
N⁰	скражины	тоцки замера плотности м	тоцки замера плотности м
	СКВажины		
1	X1	2444	2824
2	X3	2450	2787
3	X4	2457	2815
4	X4_side track	2549	2788
5	X12	2767	2845

Таблица 9 – Интервалы записи плотностного каротажа

Для построения одномерной геомеханической модели в условиях отсутствия определений механических свойств по керну единственным решением является использование эмпирических корреляций. Для правильного использования эмпирических корреляций необходимо соответствующим образом подготовить каротажи. Ниже приведена последовательность подготовки каротажей для расчета геомеханических параметров.

В первую очередь было выделено четыре литотипа пород: песчаник, глина, уголь и известняк. Для этого были использованы данные каротажей PS и GK: был вычтен тренд за счет увеличения глубины и рассчитана глинистость. Используя полученные значения глинистости, были выделены песчаники и глины. Угли и известняки были выделены по качественным признакам. Также была рассчитана эффективная пористость по нейтронному каротажу с поправкой за глинистость по гамма каротажу.



Рисунок 51 – Карта исходных данных для Северо-Останинского месторождения (номера скважин зашифрованы по требованию недропользователя)

Поскольку плотностной каротаж не записан до поверхности земли плотность горных пород была определена с помощью уравнения Нейфа-Дрейка через скорость продольной волны. Акустический каротаж присутствовал в большинстве скважин (Рисунок 51), однако данный каротаж также не прописан до поверхности. Восстановление акустического каротажа было произведено путем использования

сейсмического каротажа, а также экстраполяцией акустического каротажа (Рисунок 52).



Рисунок 52 – Сравнение скорости продольной волны по данным сейсмического каротажа (красная крива) и тренда по акустическим исследованиям (голубая кривая) для Северо-Останинского месторождения

Выделение стратиграфии было произведено по каротажным данным, а также используя сейсмические горизонты (Рисунок 53). Выделенные стратиграфические границы были использованы в качестве поверхностей при трехмерном геомеханическом моделировании.

Период и свита		Толщ.,м Литология		Описание	
четвертичный		30		Песчаники с прослоями глин и лигнита	
H	некрасовская	125		Коричневато-серые глины, алевролиты, пески, угли	
OLE	тавдинская	45		Глины голубовато-зеленые с прослоями песков	
але	люлинворская	70		Глины зеленовато-серые, с прослоями алевролитов	
Ĕ	талицкая	35		Глины темно-серые до черных с прослоями песчаников	
	ганькинская	110		Глины серые, зеленовато-серые, песчано-алевритистые	
	славгородская	45		Глины серые, комковатые с прослойками песчаника	
	ипатовская	195		Переслаивание глин серых, с песками и песчаниками	
	кузнецовская	15		Глины серые и темно-серые, тонкополосчатые	
еловой	покурская	865		Чередование песчаников серых, светло-серых, мелкозернистых, с пологой и косой слоистостью, полевошпатово-кварцевых, карбонатных, алевролитов, участками глинистых, слюдистых и глин серых, комковатых, с зеркалами скольжения. По разрезу - многочисленные включения углистого детрита.	
2	киялинская	635		Песчаники м алевролиты пестроцветные красновато- коричневые. Зелёные и фиолетовые глины, алевролиты, песчаники	
	тарская	90		Песчаники светло-серые и серые с пластами аргиллитов	
	куломзинская	200		Аргиллиты серые и темно-серые, слоистые, крепкие	
7	баженовская	30		Аргиллиты темно-серые битуминозные	
КИЙ	васюганская	50		Песчаники серые и светло-серые, мелкозернистые	
юрс	тюменская	258		Частое переслаивание песчаников серых, аргиллитов, углей	
пал	пеозой	40		кора выветривания, доломиты, известняки	



Останинского месторождения

3.5.3 Определение вертикального напряжения

Вертикальное напряжение (S_v) в горных породах вызвано весом вышележащих горных пород, который можно определить путем интегрирования кривой плотностного каротажа. Плотность горных пород была определена по корреляции Нейфа-Дрейка:

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

 $\cdot Vp^5$,
где ρ – плотность по корреляции Нейфа-Дрейка, г/см³;
(60)

Vp – интервальная скорость пробега продольной волны, км/с.

Для расчета значения напряжения на определенной глубине была использована формула интегрирования плотностного каротажа по глубине:

$$S_{\nu} = \int_{0}^{TVD} \rho(TVD) \cdot g \cdot d(TVD), \tag{61}$$

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

S_v – вертикальное напряжение на глубине, Па;

 $\rho(TVD)$ – плотность горных пород на глубине z, кг/м³;

g – ускорение свободного падения, 9.81 м/с².

С использованием вышеуказанной формулы было рассчитано вертикальное напряжение по данным плотностного каротажа и ВСП.

3.5.4 Определение порового давления

Значения порового давления на скважинах для продуктивных пластов были определены по ГДИС. В остальных интервалах поровое давление рассчитано по формуле для гидростатического давления:

$$P_p \approx 1000 \cdot g \cdot TVD, \tag{62}$$

где TVD – вертикальная глубина от поверхности до рассматриваемой точки,

м;

Р_р – поровое давление на глубине TVD, Па;

g – ускорение свободного падения, 9.81 м/с².

3.5.5 Определение механических свойств горных пород

Поскольку на керне рассматриваемого месторождения исследований проведено не было, то основные механические свойства оценивались по эмпирическим корреляциям.

Для определения динамического модуля Юнга и коэффициента Пуассона необходима запись продольной и поперечной волны в скважинах. Однако запись поперечной волны имелась только в скважине X4_ST в ограниченном интервале (TVD: 2747 – 2789.5 м). Поэтому поперечная волны была сначала восстановлена, используя уравнения Кастаньи [57]. Затем восстановленная скорость поперечной волны была сравнена с измеренной скоростью поперечной волны и внесены коррекции в коэффициенты Кастаньи (Таблица 10). После этого скорость была поперечной волны восстановлена ДЛЯ всех скважин, используя скорректированные значения коэффициентов Кастаньи.

Таблица 10 – Коэффициенты уравнения Кастаньи для восстановления скорости поперечной волны

Коэффициенты уравнения: $V_s = aV_p^2 + bV_p + c$						
	Известняк Песчаник Глина/Аргиллит Уголь					
а	-0.055	-	-	-0.232		
b	1.017	0.804	0.770	1.542		
c -1.030+ 0.260 -0.856 -0.867 -1.214						
Жирным шрифтом выделен размер поправки после сравнения с измеренными						

значениями поперечной волны

Динамический модуль Юнга и коэффициент Пуассона были определены по следующим формулам [90]:

$$E_{dyn} = \frac{\rho V_s^2 (3V_p^2 - 4V_s^2)}{V_p^2 - V_s^2} ; \qquad v_{dyn} = \frac{V_p^2 - 2V_s^2}{2(V_p^2 - V_s^2)}, \tag{63}$$

где V_p – интервальная скорость пробега продольной волны, км/с;

V_s – интервальная скорость пробега поперечной волны, км/с;

 ρ – плотность горных пород, г/см³;

Е_{dyn} – динамический модуль Юнга, ГПа;

*v*_{dyn} – динамический коэффициент Пуассона, доли.

Переход к статическим модулям не был произведен, поскольку в условиях отсутствия керновых данных невозможно проверить адекватность какой-либо эмпирической корреляции.

Прочность горных пород на одноосное сжатие является критическим параметром для расчета стабильности бурения скважин [118]. В условиях отсутствия керновых данных единственным способом определения прочности на одноосное сжатие является использование эмпирических корреляционных зависимостей с геофизическими параметрами [58]. Для данного месторождения использованы следующие формулы:

Для песчаников [58]:

$$UCS = 42.1exp(1.9 * 10^{-11}\rho V_p^2), \tag{64}$$

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

 ρ – плотность горных пород, кг/м³.

Для аргиллитов [78]:

$$UCS = 7.97E^{0.91},$$
 (65)

где Е – модуль Юнга, ГПа.

Для определения тангенса угла внутреннего трения глинистых горных пород была использована следующая формула:

$$\mu_{i} = (\mu_{i_shale} - \mu_{i_sand})V_{sh} + \mu_{i_sand};$$

$$\mu_{i} = (0.6 - 1.1)V_{sh} + 1.1,$$
(66)

где µ_{i_shale} – тангенс угла внутреннего терния для чистых глин (принят равным 0.6);

µ_{i_sand} – тангенс угла внутреннего терния для чистых песчаников (принят
равным 1.1);

µ_i – тангенс угла внутреннего терния для глинистых горных пород;

V_{sh} – глинистость, д.ед.



На рассматриваемом месторождении электрический микросканер записан в одной скважине: X4_ST (Рисунок 51). Ниже приведен фрагмент записи показаний микроимиджера с участком вывала стенки скважины (Рисунок 54). Вывалы стенки скважины наблюдаются на глубине 2886-2890.5м и имеют азимут 95° (275°). Трещины, образованные при бурении, наблюдаются на глубине 2888-2890.7 м и направлены под азимутом 185°. Отклонение плоскостей трещин от вертикали связано с тем, что скважина не является полностью вертикальной.



Рисунок 54 – Пример записи микросканера для Северо-Останинского месторождения

Также ниже представлены результаты интерпретации кросс дипольного акустического каротажа (Рисунок 55). Для нижней части Тюменской свиты и верхней части Рz (до глубины 2931 м) направление быстрой поперечной волны имеет азимут 160-170° (340-350°), а начиная с глубины 2931 м и до забоя бокового ствола (2942 м) азимут изменяется на 100-110° (280-290°). Результаты интерпретации кросс-дипольного акустического каротажа расходятся с

результатами интерпретации микроимиджера, поэтому направление анизотропии, полученное по кросс-дипольному каротажу, характеризует не анизотропию напряжений, а, возможно, структурную анизотропию горных пород (наличие трещин и неоднородностей, вызывающих изменение акустических свойств). Азимуту 160-170° (340-350°) и 100-110° (280-290°) соответствуют проводящие и частично проводящие естественные (природные) трещины, выделенные по микроимиджеру.



Рисунок 55 – Пример записи кросс-дипольного каротажа для Северо-Останинского месторождения

Таким образом, по результатам анализа микроимиджера и кросс-дипольного акустического каротажа по боковому стволу скважины X4_ST можно сделать следующие выводы:

направление максимального главного нормального напряжения (S_{Hmax}) составляет 5° (185°);

направление минимального главного нормального напряжения (S_{hmin}) составляет 95° (275°);

3) кросс-дипольный акустический каротаж не показывает направление горизонтальных напряжений на рассматриваемом месторождении.

3.5.7 Определение минимального горизонтального напряжения

В данной работе минимальное горизонтально напряжение было определено по анализу давления при проведении операции мини-ГРП. На рассматриваемом месторождении проведено 2 операции мини-ГРП (Таблица 11). Минимальное горизонтальное напряжение может быть оценено по двум параметрам – по мгновенному давлению закрытия трещины и по давлению закрытия трещины с учетом утечек жидкости в пласт. При этом мгновенное давление закрытия трещины характеризует максимальные возможные значения минимального горизонтального напряжения, а давление закрытия трещины с учетом утечек характеризует истинные значения минимального горизонтального напряжения. [50].

ГРП на скважинах рассматриваемого месторождения проведены в различные периоды времени (Таблица 11). При проведении ГРП на скважине X4 пластовое давление равно начальному пластовому давлению, а для скважины X1 давление ниже на 5 атм., поскольку из этой скважины велась добыча до проведения операции ГРП. Для сопоставления значений давление закрытие трещины по скважине X1 приведено к начальным условиям по следующей формуле:

$$S_{hmin} = S_{hmin_\Gamma P\Pi} + \Delta S_{hmin} = S_{hmin_\Gamma P\Pi} + \frac{\alpha(1-2\nu)}{1-\nu} \Delta P = 39.0 + \frac{0.85 \cdot (1-2 \cdot 0.28)}{1-0.28} \cdot 0.5 = 39.3 \text{ M}\Pi a,$$
(67)

где S_{hmin} – минимальное горизонтально напряжение при начальном пластовом давлении (на дату бурения скважины), МПа;

 $S_{hmin_\Gamma P\Pi}$ – минимальное горизонтально напряжение на дату проведения ГРП, МПа;

ΔS_{hmin} – изменение минимального горизонтального напряжения за счет добычи до проведения ГРП, МПа;

α – константа Био (принята равной 0.85);

v – коэффициент Пуассона (0.28);

 ΔP – снижение пластового давления на дату ГРП (0.5 МПа).

Градиенты закрытия трещины по скважинам X4 (0.017 МПа/м) и X1 (0.014 МПа/м) достаточно сильно отличаются. Это может быть связано как с неточностями измерения давления (давление измерялось на устье скважин), так и с изменением напряжения по площади. В данных условиях невозможно выявить истинную причину различия, поэтому данный диапазон градиентов принят за интервал неопределенности минимального горизонтального напряжения.

Таблица 11 – Результаты анализа опе	раций мини-ГРП
-------------------------------------	----------------

№ п/п	Номер скважины	Пласт	Дата	Вертикальная глубина, м	Мгновенное давление закрытия, МПа	Давление закрытия трещины, МПа	Пластовое давление при ГРП, МПа
1	X4	Pz	03.03.2011	2781-2817	53.3/25.4**	48.2/20.3**	28.6'
2	X1	Pz	02.03.2012	2776.5-2821	41.1/19.6**	39.0/12.5**	28.1'
** – значения давления на поверхности							
 - значения давления по гидродинамической модели на дату ГРП 							

3.5.8 Определение максимального горизонтального напряжения

Для определения горизонтального напряжения был максимального использован полигон напряжений [122, 118]. В данной работе полигон напряжений был использован определения возможных значений максимального для напряжения в интервалах с известным углом вывала (по данным микроимиджера) (Рисунок 56):

$$S_{Hmax} = \frac{C_0 + 2P_p + \Delta P_w - S_{hmin}(1 + 2\cos 2\theta_{bo})}{(1 - 2\cos 2\theta_{bo})},$$
(68)

где θ_b – угол неразрушенной части стенки скажины, градусы;

 ΔP_w – разница между платовым давлением и давлением внутри скважины, МПа.



Рисунок 56 – Полигон напряжений для глубины 2769,5 м по вертикали для

скважины X4_ST

Также полигон напряжений был использован в интервалах с отсутствием вывалов стенок скважин (по данным каверномера). Если стенка скважины не разрушена (диаметр скважины равен диаметру долота), то уголWbo равен 0°, а угол θ_{bo} равен 90°, а формула примет следующий вид:

$$S_{Hmax_up_value} = \frac{C_0 + 2P_p + \Delta P_w - S_{hmin}(1 + 2(-1))}{(1 - 2(-1))}$$

$$= \frac{C_0 + 2P_p + \Delta P_w + S_{hmin}}{3},$$
(69)

где S_{Hmax_up_value} – верхний предел максимального горизонтального напряжения, МПа.

В результате построения полигона напряжений определен возможный интервал значений максимального горизонтального напряжения для рассматриваемой точки: 42 – 74 МПа. Соответственно возможный диапазон Ratio:

$$Ratio = \frac{S_{Hmax}}{S_{hmin}} = \frac{42 \div 74}{47.1 \div 38.7} = 1 \div 1.91.$$
(70)

Наиболее вероятное значение данного соотношения было определено на этапе калибровки модели.

3.5.9 Калибровка модели

Калибровка одномерных моделей проведена как показано в главе 3. Ниже приведен пример сходимости геомеханической модели с данными кавернометрии в зависимости от соотношения S_{Hmax}/S_{hmin} (Рисунок 57). Как видно по графику наибольшая сходимость достигается при соотношении Ratio = $S_{Hmax}/S_{hmin} < 1.1$, что характерно для районов с низкой тектонической активностью. Для последующих расчетов Ratio принято равным 1.06.



Рисунок 57 – Пример сходимости для скважины Х4

Калибровка прочности на одноосное сжатие проведена с помощью эллиптической аппроксимации с использованием соотношения a/b = 2.1 на основе данных о форме вывалов, по микросканерам. Ниже приведены примеры планшетов для скважины X5 до и после калибровки (Рисунок 58). После проведения калибровки в целом снизилась прочность горных пород на одноосное сжатие, что привело к соответствию градиента вывалов и показаний кавернометрии.



Рисунок 58 – Геомеханическая модель и график совмещенных давлений до калибровки (слева) и после

калибровки (справа)

3.5.10Переход к 3D геомеханической модели и проверка адекватности предлагаемой методики калибровки геомеханической модели

Для того чтобы проверить насколько адекватен прогноз модели, полученной с использованием автокалибровки, была построена трехмерная геомеханическая модель с использованием принципов геостатистики [61] (Рисунок 59). При построении 3D модели скважина X5 не учитывалась. После того как были распределены все геомеханические параметры, значения из ячеек были присвоены для скважины X5 и для нее был проведен расчет совмещенных градиентов давлений. Затем было произведено сравнение расчетных углов вывала с фактическими показаниями каверномера (Рисунок 60). Как видно из рисунка, области с увеличенными значениями углов вывала соответствуют областям увеличения диаметра по каверномеру, процент общей сходимости модели составляет 86%. Данный результат позволяет утверждать, что представленная методика автокалибровки может быть применена для расчета стабильности в проектируемых скважинах.


Рисунок 59 – Схема построения 3D модели (слева) и 3D модель литологии с рассматриваемыми скважинами

(справа)



Рисунок 60 – Траектория скважины X5 в рамках 3D модели (слева) и присвоенные из 3D модели свойства, расчетный график совмещенных градиентов давлений и фактический каверномер по скважине X5 (справа)

110

3.6 Пример применения автоматической калибровки для расчета плотности бурового раствора

Рассматриваемый подход построения одномерных геомеханических моделей работоспособен не только в условиях доюрского комплекса Томской области, но также и для других регионов в случаях когда по скважинам имеется недостаточный объем исходных данных. Ниже кратко представлены результаты построения одномерных моделей для двух скважин Каспийского региона России (названия скважин и месторождения не приведены ввиду конфиденциальности информации, зашифрованные обозначения). По далее использованы рассматриваемым скважинам X1 и X2 отсутствовали данные микросканеров, что соответственно не позволяло достоверно определить значения и направления горизонтальных напряжений. Остальные данные, включая расширенный комплекс лабораторных исследований керна, имелись. При построении моделей с использованием стандартного подхода, представленного в главе 1, было выявлено расхождение прогнозных параметров модели с данными кавернометрии (Рисунок 61). Как видно намного ПО рисунку, фактические вывалы скважины интенсивнее, чем прогнозирует модель. Соответственно, построенная модель не является достоверной. Для увеличения достоверности модели была проведена серия ручных (стандартных) калибровок, однако итеративно так и не удалось откалибровать модель на данные кавернометрии. Причина невозможности калибровки заключалась в том, что данный процесс имеет большое количество возможных вариантов изменения входных параметров и, соответственно, слишком большие затраты времени, что невозможно на практики в условиях реальных проектов.



Рисунок 61 – Сопоставление моделей устойчивости с осложнениями и

кавернометрией, построенных по «стандартному» подходу

После неудачных попыток стандартной калибровки модели был применен рассматриваемый в данной работе подход. Поскольку определение требуемой прочности на одноосное сжатие производится автоматически, то в течение одного рабочего дня была определена требуемая прочность горных пород на одноосное сжатие для совпадения модели с данными кавернометрии (Рисунок 62). Как видно по рисунку для калибровки моделей в рассматриваемом случае необходимо, чтобы:

1) прочность на одноосное сжатие значительно снизилась;

2) в отдельных интервалах прочность имела отрицательные значения.

Оба этих условия являются неприменимы, т.к. прочность не может быть отрицательно и не может значительно отличаться от прочности горных пород, определенной по керну.

112



Рисунок 62 – Пример калибровки значений предела прочности при одноосном сжатии (UCS) при первоначальных горизонтальных напряжениях: откалиброванная прочность на одноосное сжатие (зеленая кривая на треке 3)

значительно снижается и уходит в область отрицательных значений

Поэтому следующим шагом были пересчитаны горизонтальные напряжения, т.е. применен подход описанный в главе 3.2. В результате расчета было показано, что для калибровки моделей максимальное горизонтально напряжение требует пересмотра (Рисунок 63). Как видно по рисунку, максимальное горизонтальное напряжение было значительно увеличено, при этом режим напряжений перешел от сброса к сдвигу. Полученная после изменения горизонтальных напряжений модель не противоречит другим исходным данным и сопоставима с данными кавернометрии.



Рисунок 63 – Планшет модели после калибровки горизонтальных напряжений до калибровки прочности на одноосное сжатие. Условные обозначения: SHGMIN_3,

SHGMAX_3 (красные) – исходные градиенты минимального и максимального горизонтального напряжения; MINSH_G, MAXSH_G (зеленые) – градиенты минимального и максимального горизонтального напряжения после калибровки

Влияние изменений геомеханической модели на решения по строительству скважин и оценку критически-напряженных трещин показано в таблице ниже (Таблица 12).

114

Таблица 12 – Изменение в оценке напряженно-деформируемого состояния среды и прогнозных параметрах по геомеханическим моделям на основе стандартного подхода и подхода, представленного в данной диссертации

Параметр	Стандартный подход	Разработанный подход			
Режим напряжений	Сброс	Сдвиг			
Наиболее устойчивый профиль скважины	Вертикальная скважина	Горизонтальная скважина, вдоль минимального горизонтального напряжения			
Рекомендуемая плотность для бурения горизонтального ствола	1.30 – 1.40 г/см ³	1.15 – 1.20 г/см ³			
Азимут критически напряженных трещин	125±25°	155±25°			
Угол падения критически напряженных трещин	60°	0°			
Калибровка	Модель не откалибрована на данные кавернометрии	Модель сходится с данными кавернометрии			

3.7 Выводы по разделу 3

1. Автоматическая калибровка одномерных геомеханических моделей проводится в 2 этапа: сначала уточняются горизонтальные напряжения, затем прочность на одноосное сжатие.

2. Для уточнения напряжений и прочности на одноосное сжатие выведены формулы калибровки.

3. При калибровке горизонтальных напряжений выражения (55) и (58) позволяют определить относительные деформации в точке проведения мини-ГРП так, чтобы минимальное горизонтальное напряжение было равно давлению закрытия трещины, а соотношение горизонтальны напряжений равнялось заданному значению Ratio.

4. Оптимальное значение Ratio определяется по сходимости прогноза модели с данными кавернометрии.

5. Калибровка прочности на одноосное сжатие производится путем расчета угла вывала через глубину вывала по формулам геометрической аппроксимации вывалов и подстановке значений главных напряжений на границах угла вывала в критерий прочности горной породы.

6. Представленный подход калибровки автоматизирован с помощью программного продукта на языке Python, получено свидетельство о регистрации продукта (Приложение A).

7. Построенная трехмерная статическая геомеханическая модель для Северо-Останинского месторождения подтверждает возможность использования геометрической аппроксимации вывалов для проведения автокалибровки геомеханических моделей на данные кавернометрии в условиях доюрского комплекса Томской области.

8. Сходимость прогнозных интервалов вывалов с фактическими данными по кавернометрии подтверждает возможность использования подхода

автокалибровки для определения рекомендуемой плотности скважин при их проектировании.

9. Рассматриваемая методика построения геомеханических моделей может быть использована не только в условиях доюрского комплекса Томской области, но также и для других регионов в случаях когда по скважинам имеется недостаточный объем исходных данных.

Сделанные в данной главе выводы подтверждают защищаемое положение №2 «построенная трехмерная статическая геомеханическая модель для Северо-Останинского месторождения подтверждает возможность использования геометрической аппроксимации вывалов для проведения автокалибровки геомеханических моделей на данные кавернометрии в условиях доюрского комплекса Томской области. Сходимость прогнозных интервалов вывалов с фактическими данными по кавернометрии составляет 86% и подтверждает возможность использования предлагаемого подхода».

4 Определение участков трещиноватости в интервалах доюрских коллекторов

4.1 Описание объекта исследования

4.1.1 Стратиграфия отложений доюрского комплекса

Объектом исследования данной работы являются отложения доюрского комплекса Томской области. В работе рассматриваются месторождения, приуроченные к Нюрольскому структурно-фациальному району. Согласно существующему стратиграфическому расчленению, породы фундамента Нюрольского структурно-фациального района представлены отложениями ордовика, силура, девона, карбона (Рисунок 64). На рассматриваемых площадях отложения перми и триаса не вскрыты и далее не описываются.

Ордовикская система представлена павловской толщей (O₂₋₃ pv) – стратотип разреза которой установлен по данным изучения керна в скважине № 56 Мыльджинской площади [28]. Палеонтологически охарактеризованные отложения ордовика в объеме карадокского и ашгиллского ярусов представлены осадками павловской толщи, сложенной зеленоватыми, пестроцветными доломитизированными, рассланцованными глинистыми известняками, известковистыми аргиллитами, песчаниками. В известняках изучены кораллы, строматопораты, мшанки, конодонты и брахиоподы. Взаимоотношения с подстилающими и перекрывающими отложениями не установлены. Основание толщи не определено, вскрытая мощность более 250 м.

Общая стратиграфическая шкала			і кая шкала	Корреляция местных стратиграфических подразделений								
TEMA	5	ЯРУ	С	Нюрольский СФР								
СŇ	10 TO											
las l	HH	Москов	вский									
19	Cpe	Башки	рский	Елизаровская свита//звестковые аргиллиты, мергели, апевролиты ~ 120 м Средноваского сечта Аргидриты аперелиты постания								
HOYLO	ий	Серпух	ковский	де Верхняя подсвита Известняки глинистые 130 м ↓ Кехорегская свита								
нөмв	НЖИТ	Визейс	жий	Средняя подсвита Аргиллиты, кремнеизвестняки-231 м аргиллиты, прослои известняки-231 м аргиллиты, прослои известняки-								
Ř	-	Турней	іский	Нижняя подсвита кремнеизвестняки, 103 м ~ 103 м ~ 430								
	рхний	Фамен	ский	Верхняя подсвита Известняки, известковые аргиллиты, базальтовые туфолавы								
	ĕ	Франск	кий	ВООМ С ВНОВССТВИИ В ИЛИСТЫЕ ИЗВЕСТНЯКИ, В НИЖНЯЯ ПОДСВИТА (Тентакулитовая 145 м известковые аргиллити (Тентакулитовая 145 м известковые аргиллити (Пентакулитовая)								
вонская	Средний	Живетский		Верхняя подсвита Известняки Средняя подсвита (Малоичский известняк -70) Средняя подсвита (Малоичский известняк -70) Нижняя подсвита								
		Эйфел	ьский	Карания подсвита (Еллейигайский Серый глинистый обиолитокластические 110 м) Серый глинистый ~400 м								
Р			Верхний	Надеждинская свита Мирная толща								
	йй	Эмсский	Нижний	Известняки темные массивные ~ 220 м Известняки, аргиллиты, мергели								
	1×		TUDATION	аргиллиты, мергели, окремнение 200 м ~ 400								
	Ŧ	Пражский		Известняки глинистые 630 м Переслаивание глинистых								
		Лохков	ский	Кыштовская свита 400 м Известняки известняков, аргиллитов. ~ 480 доломитизированные, известковые песчаники Майзасская свита								
	сний	Пржид	ольский	Известняки, голубоватые мергели, туфы, эффузивы. ~ 200								
іская	Bep	Лудлов	вский	Известняки белые доломитизированные Туфы витрокластические, Большеичская сви доломиты								
indyr	ШŇ	Венлокский		Ларинская толща								
C	Ниж	Лландоверийский		Известняки доломитизированные с линзами аргиллитов, песчаников > 360 м								
	ep.	Ашгили	пский									
ая	INŬ B	Карадо	окский	зеленоцветные, алевролиты известковистые, аргиллиты, песчаники > 250 м								
KCK	ge	Лланде	ейловский									
OBI	ŭ	Лланы	ирнский									
Dpp	жний	Арениг	ский									
	T	Трема	докский									

Рисунок 64 – Литологическая характеристика палеозойских отложений

Нюрольского структурно-фациального района [42]

Силурийская система включает <u>ларинскую</u> $(S_1 \ lr)$ и <u>межовскую</u> $(S_2 \ mz)$ свиты. Стратотип <u>ларинской свиты</u> установлен по керну в скважине 110 Медведевской площади, где её слагают глинистые слоистые и массивные известняки, включающие линзы песчаников и алевролитов. Толщина свиты 360 м [12].

<u>Межовская свита</u> – установлена и охарактеризована по керну скв. 22 Малоичской площади в Новосибирской области. В её составе выявлены как карбонатные породы, так и вулканиты. Представлена свита массивными кремовыми, белыми, светло-серыми известняками, доломитами, доломитизированными известняками. Известняки брекчированные, часто кавернозные. На контакте с девоном, в кровле свиты, развиты слабо литифицированные известковые песчаники – калькарениты. Мощность свиты около 360 м.

Верхняя граница свиты в стратотипе «эрозионная». С небольшим стратиграфическим перерывом на ней залегает кыштовская свита нижнего девона. В депрессионных (бассейновых) фациях к верхнему силуру условно относятся две свиты: нижняя – большеичская (S₂ bl) и верхняя – майзасская (S₂ ms). Большеичская свита состоит из витрокластических туфов, андезитов и метабазальтов (около 209 м). Нижняя граница условна, а верхняя с майзасской свитой – согласная. Майзасская свита сложена серыми пелитоморфными детритовыми известняками, мергелями, черными известковистыми аргиллитами [21].

Девонская система – (шельфовые литотипы)

Нижний отдел D_1 . Нижнедевонский комплекс отложений наиболее разнообразен по составу пород. Он вскрыт скважинами на Южно-Табаганской, Казанской, Солоновской, Кулгинской, Северо-Останинской и других площадях, где он представлен органогенными известняками и доломитами, а также глинисто-кремнистыми породами. В составе нижнего девона выделяют <u>кыштовскую (D_1 *ksh*), армичевскую (D_1 *ar*), солоновскую (D_1 *sl*), надежденскую (D_1 *nd*) свиты.</u>

Кыштовская свита впервые установлена по керну скв. 22 Малоичской, где представлена тёмно-серыми, черными, кремово-серыми, она массивными известняками, илистыми доломитизированными или био-литокластовыми разностями с известковыми песчаниками в подошве. Верхняя граница свиты условная, так как эта часть разреза размыта, а нижняя её часть с межовской свитой залегает согласно. Присутствие в разрезе прослоев серых известковых песчаников может свидетельствовать о наличие внутриформационного несогласия. В составе биокластов: фрагменты брахиопод, трилобитов, строматопорат. Присутствуют остракоды, и водоросли. Мощность свиты около 400 м. [40].

Армичевская свита в установленном стратотипе разреза скважины Южно-Табаганская-134 представлена переслаиванием чёрных, тёмно-серых аргиллитов, глинистых известняков, калькаренитов, кальцилютитов и илистых массивных и линзовидно-слоистых, оползневых и клинокластовых лито- и биокластовых политаксонных известняков. Граница с нижележащей кыштовской свитой условна, кровля свиты согласно перекрыта солоновской свитой нижнего эмса. Общая мощность свиты около 630 м. [40].

<u>Солоновская свита</u> – стратотип свиты установлен в разрезе скв. 43 Солоновской площади, где она представлена тёмно-серыми, тёмно-коричневыми биокластическими, глинистыми известняками и известковистыми аргиллитами (до 200 м). [40]

<u>Надеждинская свита</u> выделена в качестве стратотипа на Малоичской площади, где она представлена известняками серыми, тёмно-серыми до чёрных органогенными, сложенными политаксонными комплексами рифостроителей: кораллов, строматопорат, водорослей. Согласно перекрывает солоновскую свиту. Верхняя граница условная. Мощность свиты около 220 м.

Средний отдел D_2 среднедевонский комплекс пород по своему литологическому составу более однороден. Его слагают преимущественно органогенные, рифогенные известняки с подчиненными прослоями аргиллитов <u>герасимовской свиты</u> (D_2 gr) стратотип которой установлен на Герасимовской площади.

<u>Герасимовская свита</u> представлена серыми и кремовыми массивными органогенными известняками – первично илисто-зернистыми, биокластическими в верхней части и биогермными, доломитизированными и брекчированными известняками в нижней. В стратотипе герасимовская свита залегает с перерывом (объемом почти в эйфельский ярус) на мирной свите эмсского яруса нижнего девона. Мощность отложений свиты значительно меняется от первых сотен метров до 1000 м. Максимальные мощности отмечены в пределах Малоичской структуры, а также в центральной части Нюрольской впадины в районе Урманской и Арчинской структур. Свита литологически весьма неоднородна и представлена тремя подсвитами: нижней (Еллей-Игайский известняк) эйфельского возраста, средней подсвитой (Малоичский известняк) нижнего живета с колониями массивных строматопороидей и верхней подсвитой верхнего живета. Верхняя подсвита сложена слабо битуминозными слоистыми известняками с многочисленными скелетными остатками амфипор.

Герасимовская свита согласно перекрыта отложениями лугинецкой свиты. Наличие в герасимовской свите рифогенных отложений, органогенных построек различной формы и объема, позволяет считать свиту в качестве перспективного объекта для поиска залежей углеводородов. Породы свиты являются хорошими коллекторами, особенно на участках их выхода на древнюю эрозионнотектоническую поверхность фундамента [40].

*Верхний отдел D*₃ шельфового литотипа представлен <u>лугинецкой свитой</u> (D₃ *lg*), впервые установленной на Лугинецкой площади.

Лугинецкая свита сложена однородными кремовыми серыми, внизу тёмносерыми массивными глобоидными водорослево-фораминиферовыми известняками с редкими прослоями туфолав базальтового состава. Мощность ее достаточно велика (до 500-650 м) и при больших областях распространения вероятность вскрытия ее скважинами глубокого бурения очень высокая. Максимум мощности и распространения её отмечены в пределах Урманской структуры, где свита всей доюрской эрозионно-тектонической картируется практически по поверхности. Нижняя граница свиты с подстилающей герасимовской свитой согласная, верхняя скважинами практически не охарактеризована, но по геологическим данным с вышележащими отложениями карбона предполагается незначительный перерыв. По особенностям литологического строения в составе лугинецкой свиты выделяют две подсвиты – нижнюю и верхнюю.

В верхней подсвите (D₃ *lg*₂) наряду с обычными серыми и светло-серыми известняками, появляются туфолавы базальтового состава. Позднедевонский

возраст верхней подсвиты установлен в объеме зон gigas – praesulcata (верхняя часть франа – фамен).

Отложения нижней (франской) части лугинецкой свиты часто содержат фрагменты ценостеумов строматопороидей. Породы фаменской части верхней подсвиты весьма специфические и представлены известняками пелспаритовыми, глобоидно-пелоидными, сгустково-комковатыми с редкими включениями органических остатков, сильно трещиноватыми, трещины нескольких генераций выполнены разнокристаллическим кальцитом. Наблюдаются многочисленные микростилолиты, структуры типа строматаксиса. Биокласты представлены обломками и целыми раковинками тонкостенных остракод, фрагментами брахиопод, гастропод, одиночных кораллов-ругоз, табулят, криноидей, морских ежей. Обломки фауны часто микритизированы, иногда до полного исчезновения диагностических признаков.

По результатам изучения фауны и литологическому составу пород формирование известняков происходило в мелководной обстановке, вероятно, в центральной части карбонатной платформы. В отложениях лугинецкой свиты отмечены признаки нефтегазоносности. Зоны выветривания, участки проявления интенсивной тектонической дезинтеграции пород и карстообразования могут способствовать формированию залежей углеводородов. Высокие емкостные свойства пород лугинецкой свиты являются устойчивыми в пределах всей области развития этой свиты, о чем свидетельствуют нефтегазопроявления на Урманской, Северо-Останинской и других площадях.

Девонская система – (депрессионные литотипы)

Нижний отдел D_1 представлен <u>лесной</u> ($D_1 ls$) и <u>мирной</u> ($D_1 mr$) свитой.

Карбонатно-терригенный (депрессионный, бассейновый) тип разреза девона начинается <u>лесной свитой</u> лохковского-пражского возраста, согласно залегающей на майзасской свите пржидола. Стратотип установлен на Майзасской площади. Свита представлена тонким и грубым чередованием чёрных и чёрно-коричневых аргиллитов и известняков, с редкими покровами базальтовых порфиритов, силлами диабазов (480 м). Нижняя граница свиты согласная. Верхняя граница в стратотипе не вскрыта [4].

<u>Мирная свита</u> представлена тёмно-серыми, чёрными битуминозными мелкозернистыми доломитистыми слоистыми известняками, доломито-глинистокремнистыми тёмно-серыми известняками с тентакулитами. Вскрытая мощность толщи около 400 м. Нижняя граница свиты в стратотипе не установлена, но объём мирной свиты соответствует практически полному объёму эмского яруса по разрезу скв. Калиновая-14 [4].

Средний отдел D_2 включает чузикскую ($D_2 cz$) свиту в составе которой выделяют нижнюю и верхнюю подсвиты. Стратотип чузикской свиты (эйфельживет) установлен в разрезе скважины Калиновая-13.

<u>Нижняя подсвита чузикской свиты</u> ($D_2 czl$) в стратотипе представлена известняками тёмно-серыми глинистыми, водорослевыми, переслаивающимися с пелоидными известняками, содержащими редкие однокамерные фораминиферы. В состав подсвиты входят прослои витрокластических и псаммитовых туфов и тела трахидолеритов. Возраст отложений нижней подсвиты датируется эйфелемранним живетом и сопоставляется с нижней и средней подсвитами герасимовской свиты, представленной биогенными и биокластическими отложениями (мелководные фации карбонатной платформы).

<u>Верхняя подсвита чузикской свиты</u> ($D_2 cz_2$) в стратотипическом разрезе характеризуется чередованием чёрных, тёмно-серых аргиллитов, глинистых известняков и алевролитов с редкими остатками тентакулит. Тентакулиты позволяют сопоставить данную часть разреза с уровнем инфрадоманика (староосколький надгоризонт среднего девона) Русской платформы [1].

Верхний отдел **D**₃ объединяет <u>чагинскую</u> (D₃ *cg*) свиту в составе которой выделяют нижнюю и верхнюю подсвиты.

Чагинская свита пространственно связана с чузикской свитой и прослеживается на тех же территориях. Стратотип чагинской свиты выделен в скважине Калиновая-13. Верхняя часть разреза в инт. 2854-3000 м по ГИС отнесена

к коре выветривания, но состоит из тех же глинисто-кремнистых пород с линзочками и прослойками, содержащими ядра радиолярий, и только в кровле палеозоя появляются гравелиты.

<u>Нижнюю подсвиту чагинской свиты</u> ($D_3 cg_1$) в стратотипе слагают чёрные, тёмно-коричневые, темно-серые кремнистые тентакулитовые известняки и аргиллиты, в переходных зонах включающие прослои глинистых известняков. Отмечено увеличение вверх по разрезу кремнистости: появление кремней и радиолярий. В средней части разреза нижней подсвиты чагинской свиты прослежена тентакулитовая пачка. Ниже по разрезу найдены франские конодонты. Толщина нижней подсвиты чагинской свиты достигает 300 м [42].

Верхняя подсвита чагинской свиты, состоящая из кремней, радиоляритов, чередующихся с кремнеаргиллитами, кремнеизвестняками, окремненными аргиллитами в стратотипе скв. Калиновая-13 выделена в инт. 3150-2854 м. Отмечены редкие прослойки органогенно-биокластических известняков с немногочисленными фораминиферами верхнего девона. Выше по разрезу встречены только многочисленные, но практически неопределимые ядра радиолярий. Мощность подсвиты около 180 м.

Отложения депрессионных фаций – доманикиты – не получили в палеозойскую эпоху в Западной Сибири такого же широкого распространения, как Русской платформе И Приуралье, на В где граница распространения нефтепроизводящих доманиковых фаций пород контролирует границу нефтеносности Волго-Уральской провинции [1].

Нефтепроизводящие доманиковые отложения представляют своеобразные высокобитуминозные породы. Они включают определенный комплекс планктонных органических остатков (радиолярий, тентакулит, конодонтов) и электрокаротажных характеризуются на диаграммах зоной высоких сопротивлений, депрессией кривой ПС и являются хорошим маркирующим горизонтом. Уникальность нефтепроизводящей толщи доманикитов привлекает внимание геологов в связи с поисками залежей углеводородов. Установлено, что

формирование доманикитов девона происходило в пределах открытого шельфа на нескольких возрастных уровнях. Это выявилось при изучении микрофауны фораминифер, кониконхий (тентакулит), конодонтов и т.д.

Битуминозные породы чузикской свиты сформировались в живетское время (инфрадоманик), а чагинской во франское (доманик). Черносланцевая седиментация на юго-востоке Западно-Сибирского палеобассейна проявилась в разное время в пределах ограниченных участков, в небольших и неглубоких впадинах (150-200 м) [42].

Каменноугольная система С – (шельфовые литотипы)

Нижний отдел C₁. Табаганская свита (C₁ tb) – мелководно-шельфовые табаганской свиты являются стратиграфическим (возрастным) отложения аналогом карбонатно-терригенных бассейновых отложений кехорегской свиты. Табаганская свита характеризуется насыщенностью пород микрофауной фораминифер, остракод, конодонтов, водорослей, которые распространены в ней в виде обогащенных прослоев и линз, так как осадконакопление проходило в пределах мелководного шельфа. Интересной и важной для стратиграфии нижнего карбона особенностью является присутствие заметного количества фауны кораллов, брахиопод и многокамерных фораминифер. Этот факт указывает на благоприятные для этой фауны условия обитания в визейско-серпуховское время и хорошую сохранность раковинных и скелетных остатков в стадию литификации.

Каменноугольная система С – (депрессионные, бассейновые литотипы)

*Нижний отдел С*₁. <u>Кехорегская свита</u> (С₁ *kh*) – установлена по керну скважины Северо-Калиновая-27, где породы доюрского комплекса имеют вскрытую толщину 459 м. Верхняя часть разреза мощность 95 м отнесена по данным ГИС и литологии к коре выветривания. Верхняя часть толщи, подстилающая кору, представлена чёрными аргиллитами, а нижняя – серыми биокластическими тонкозернистыми известняками. Временной интервал накопления осадков – турне-визе-ранний серпухов – обоснован комплексом макро-и микрофауны.

4.1.2 Стратиграфическая приуроченность нефтегенерационных толщ и наиболее нефтеперспективные коллектора

Рассматривая перспективы нефтегазоносности образований доюрского комплекса с позиции литолого- стратиграфической принадлежности выявленных залежей углеводородов следует отметить, что основные залежи углеводородов приурочены к органогенным доломитизированным известнякам пласта М1 (Таблица 13 и Таблица 14).

Таблица 13 – Литолого-стратиграфическя приуроченность залежей углеводородов в пределах выявленных месторождений в отложениях фундамента Нюрольской впадины [3]

Типы пород выкрытая в кровельной части								м)													
<u>Площаль</u> индекс месторождения	Мощность отложений пале (м)	Bospacr	ИЗВЕСТНЯК	известняк органогенный	известняк доломитизированный	ТИМОПОД	известняк окремненный	известняк окварцованный	известняк глинистый	брекчевидная порода	глинистый	глинисто-кремнистая п.	алевролито-глинистый сл.	эффузивно-глинистая п.	порфировые-метадолериты	туф	серпентиниты	аргиллит	бокситоподобная порода	<u>Индекс пласта</u> Возраст пласта	Наличие КВ мощность (
Фестивальное	40-]	Ню	рол	ьск	ий	неф	рте	газо	оно	снь	ій р	айс	н					Miron	КВ
1H	110	Д3															٢			$\frac{W}{Pz}$	<u>RB</u> 14,4
2				Пу	дин	ски	ій н	еф	тега	a301	нос	ныі	й ра	айоі	H						
<u>Западно-</u> Лугинецкое 1Г, 2Н		С																		$\frac{M_1}{Pz}$	
<u>Останинское</u> 5Г, 1ГН	4 - 372	С ₁ , Д ₂ -Д ₃	>		۲		٠					٢		~						<u>М</u> кор Рz <u>M</u> 1 Рz	<u>КВ</u> 4-125
<u>Северо</u> <u>Останинское</u> 1ГН	350	С ₁₋₂ , Д ₁		••	~		~		•				~							$\frac{M_1}{Pz}$	
<u>Селимхановское</u> 3H, 1HГ	3- 507	Д1	>							۲					~					$\frac{M}{Pz}$ кор	<u>КВ</u> 23-70
Верхнекомбарское 1Г	140- 220	Д1	>	~	۲							~		~	~	>				$\frac{M_1}{Pz}$	
				Ка	зан	ски	йн	ефт	гега	1301	носі	ныі	й ра	йон	ł						
<u>Арчинское</u> 1НГ	67- 232	Д ₂ -Д ₃	>	٠	~				~			~				•				$\frac{M_1}{Pz}$	<u>КВ</u> 8-25
<u>Урманское</u> 2Н	25	Д ₂ -Д ₃	>	*		~			~		~	~							۲	<u>М</u> кор <u>М</u> 1 Рz	<u>КВ</u> 23-38
<u>Южно-</u> <u>Тамбаевское</u> 1Н	120	Д ₂ -Д ₃	-					~	~			~				~				$\frac{M_1}{Pz}$	
<u>Северо</u> Юлжавское 1Г	80- 110	Д ₁ -Д ₂			~				~											$\frac{M}{Pz}$	
<u>Хылькинское</u> 1Н	120	Д ₁ -Д ₂		٢	~				~		~							~		$\frac{M_1}{Pz}$	
<u>Нижне-</u> <u>Табаганское</u> 1ГН, 1Г, 1Н	23- 170	Д ₂ -Д ₃		\$ \$ \$	~		~		~	~		~								<u>M</u> 1-10 Pz	<u>KB</u> 208
<u>Южно-</u> Табаганское 1Н	100				۲		~	~	~			~				~				$\frac{M_{l}}{P_{z}}$	
Герасимовское 3Г. 4Н	180	Д ₂ -Д ₃		۲	~			۲	~							۲				$\frac{M}{Pz}$	
<u>Северо-Калиновое</u> 3Г, 1ГН	356	Д ₃		00 0	٠				~	~		٢								<u>М</u> кор Рz <u>M</u> 1 Рz	<u>КВ</u> 8-103
<u>Калиновое</u> 1ГН, 2Г, 2Н	39- 1483	Д ₂ -Д ₃			~															<u>М</u> кор <u>М</u> 1 Рz	<u>KB</u> 8-146
<u>Солоновское</u> 1Н	50- 300	С-Д			~				~	~		~								$\frac{M_1}{Pz}$	

Условные обозначения: 🔯 1 💽 2 🗹 3

1 – известняк органогенный доломитизированный, 2 – приток нефти, 3 – типы пород фундамента

возраст	№п/п	площадь, залежь	насы	щение	продуктивн	ый пл	аст
Д1	1	Ю-Табаганская	Н			M1	
Д1	2	Арчинская скв. 44	Н			M1	
Д1	3	Солоновская скв. 42	Н			M1	
Д1	4	ЗапЛугинецкая скв.181		Г		M1	
Д1	5	Ю-Тамбаевская скв. 75	Н			M1	
Д2	1	С-Останинская	Н			M1	
Д2	2	Вост. Арчинская скв. 50	Н	ГК		M1	
Д2	3	Нижнетабаганская скв.3	Н			M1	
Д2	4	С-Калиновая скв. 25	Н			M1	
Д2?	5	Герасимовская скв. 810	Н			M1	
Д2?	6	Кулгинская скв. 147	Н			M1	
Д2	7	Арчинская скв. 40	Н	ГК	М бокситы	M1	
Д2-3	1	Арчинская скв. 42, 41	Н	ГК		M1	
Д2-3	2	Урманская 10	Н	ГК	М бокситы	M1	
Д2-3	3	Урманская 1	Н			M1	
Д2-3	4	Урманская скв. 26	Н				M2
Д3	1	Сев. Табаганская скв. 51		Г		M1	
Д3	2	Калиновая скв. 21	Н	ГК	М кремнист.	M1	
Д3	3	Кулгинская скв. 148	Н				M2
Д3	4	Кулгинская скв. 144	ГК	ГК	М брекчия	M1	
Д3	5	Нижнетабаганская скв.4	Н			M1	
Д3	6	Останинская скв. 418	Н			M1	
Д3	7	Широтная скв. 51	Н	ГК		M1	
Д3	8	Речная	Н			M1	
С	1	Герасимовская		ГК	М кремнист.		
?	1	Останиская скв. 438	Н		М		
?	2	Останинская скв.436	Н		М		
?	3	Останинская скв. 451	Н		М		
?	4	Останиская скв.425		ГК	М кремнист.		

Таблица 14 – Стратиграфическая приуроченность залежей углеводородов в образованиях палеозойского фундамента Нюрольской впадины

Одним из ключевых вопросов в оценке перспектив нефтегазоносности отложений фундамента является вопрос стратиграфической приуроченности

нетфепроизводящих толщ, формирующих залежи палеозойского комплекса. По данным Исаева Г. Д. и Запивалова Н. П., основанным на результатах изучения 500 скважин, вскрывших отложения палеозоя, породы доманикоидного типа выявлены на четырех стратиграфических уровнях (S₁, D_{1/1}, D_{1/2-3}, D₃) в шести свитах: пономаревской (S_{1 pn}), кыштовской (D_{1/1 kt}), комбарской (D_{1/2-3 kb}), варьеганской (D_{1/2-3 vr}), лугинецкой (D_{3 lg}) и чагинской (D_{3 cg}) [10]. Кроме того, подобные породы встречены в локальных участках развития ларинской (S_{1 lr}), мирной (D_{2-3 mr}), чузикской (D_{2 cz}) и кехорегской (C_{1 kh}) свит [10].

Рассматривая возможность формирования нисходящих потоков ресургентных терм в кровлю доюрского комплекса по ослабленным направлениям, в качестве источника углеводородов для палеозойского комплекса по данным [20] могут выступать нефтематеринские толщи осадочного чехла. Однако большинство исследователей [2] в качестве нефтематеринских толщ, формирующих залежи нефти в НГГЗК и глубинном палеозое, считают карбонатные породы нижнего, врехнего девона и отложения осадочного чехла, выклинивающиеся на эрозионнотектоническую поверхность фундамента.

4.2 Анализ полноты данных по объекту исследования

В рамках данной работы для анализа рассмотрены 104 глубокие скважины по 13 месторождениям Томской области (Таблица 15). Рассматриваемые скважины могут быть приняты как характерные исторические (ранее пробуренные) скважины, содержащие характерный набор исходных данных. Другими словами при изучении доюрского комплекса не следует ожидать существенного отличия в наличии исходных данных, если рассматриваются другие исторические скважины в других областях Томской области. Как было показано в главе 1.2, геомеханическое моделирование требует большого объема исходных данных, поэтому в первую очередь необходимо оценить полноту данных по имеющимся скважинам и оценить возможность применения стандартных подходов для построения геомеханических моделей.

4.2.1 Дела скважин

Для целей геомеханического моделирования в делах скважин имеется информация о конструкции скважин, используемой плотности бурового раствора, авариях и осложнениях, происходивших во время бурения скважин, а также общие данные о геологии. Из рассматриваемых скважин по 58 скважинам имеются полные дела скважин, по 35 частичные данные (неполное дела скважин) и по 11 скважинам дела скважин отсутствуют. В целом качество дел скважин по рассматриваемым скважинам отвечает требованиям построения геомеханических моделей. Следует отметить, что качество материалов значительно лучше для скважин, пробуренных после 2000 годов.

№ п/п	ЛУ/ Площадь/ Месторождение	№ скв.	№ п/п	ЛУ/ Площадь/ Месторождение	№ скв.	№ п/п	ЛУ/ Площадь/ Месторождение	№ скв.
1	Арчинское	1001	36	Западно-Лугинецкое	191R	71	Урманское	109
2	Арчинское	1011	37	Западно-Лугинецкое	521R	72	Урманское	10R
3	Арчинское	1017	38	Западно-Лугинецкое	580R	73	Урманское	11R
4	Арчинское	1019	39	Западно-Лугинецкое	586R	74	Урманское	1R
5	Арчинское	1111	40	Западно-Лугинецкое	608R	75	Урманское	22R
6	Арчинское	1124	41	Западно-Лугинецкое	609PO	76	Урманское	25R
7	Арчинское	1193	42	Кулгинская	140P	77	Урманское	26PO
8	Арчинское	1011_ST2	43	Кулгинская	144PO	78	Урманское	27PO
9	Арчинское	40R	44	Кулгинская	145R	79	Урманское	29PO
10	Арчинское	41R	45	Кулгинская 147R 80 Урманское		Урманское	2R	
11	Арчинское	42R	46	Кулгинская	148R	81	Урманское	4R
12	Арчинское	43R	47	Мыгинское	32PO	82	Урманское	5R
13	Арчинское	44R	48	Нижне-Лугинецкое	769	83	Урманское	6R
14	Арчинское	45R	49	Нижне-Лугинецкое	190R	84	Урманское	763u
15	Арчинское	46R	50	Нижне-Лугинецкое	200R	85	Урманское	7R
16	Арчинское	47R	51	Нижне-Лугинецкое	201R	86	Урманское	9R
17	Арчинское	49R	52	Нижне-Лугинецкое	202R	87	Шингинское	298R
18	Арчинское	50R	53	3 Нижне-Лугинецкое 203R 88 Ш		Шингинское	299R	
19	Арчинское	51R	54	Нижне-Лугинецкое	204R	89	Шингинское	2Rsh
20	Арчинское	52PO	55	Нижне-Лугинецкое	205PL	90	Шингинское	301R
21	Арчинское	54R	56	Нижне-Лугинецкое	205R	91	Шингинское	7PO
22	Арчинское	58R	57	Нижне-Лугинецкое	206R	92	Южно-Табаганское	216
23	Восточно-Мыгинское	10PO	58	Нижне-Лугинецкое	207R	93	Южно-Табаганское	130P
24	Восточно-Мыгинское	2PO	59	Нижне-Лугинецкое	210R	94	Южно-Табаганское	131P
25	Западно-Лугинецкое	523	60	Нижне-Лугинецкое	300R	95	Южно-Табаганское	132P
26	Западно-Лугинецкое	524	61	Северо-Шингинское	6PO	96	Южно-Табаганское	133R
27	Западно-Лугинецкое	529	62	Смоляная	310	97	Южно-Табаганское	134R
28	Западно-Лугинецкое	180R	63	Смоляная	1P	98	Южно-Табаганское	135P
29	Западно-Лугинецкое	181R	64	Смоляная	2P	99	Южно-Табаганское	136R
30	Западно-Лугинецкое	182R	65	Смоляная	3R	100	Южно-Табаганское	137R
31	Западно-Лугинецкое	183R	66	Смоляная	4R	101	Южно-Табаганское	203ut
32	Западно-Лугинецкое	187R	67	Солоновское	42P	102	Южно-Табаганское	205R
33	Западно-Лугинецкое	188PL	68	Солоновское	43P	103	Южно-Табаганское	207ut
34	Западно-Лугинецкое	188R	69	Солоновское	44P	104	Южно-Шингинское	3PO
35	Западно-Лугинецкое	190R	70	Солоновское	45P			

Таблица 15 – Список рассматриваемых скважин

4.2.2 ГИС

Только по 19 из 104 (или 18%) скважин имеется полный комплекс ГИС, необходимый для построения качественной геомеханической модели. Наиболее низкий процент записи составляет кривая DTs (время пробега поперечной волны) 25 из 104 скважин или (24%). Также низкий процент записи плотностного каротажа – 54 скважины (52%). Следует также отметить, что запись продольной волны (АК) и кавернометрия проведены практически по всем рассматриваемым скважинам (92 и 98 скважин, соответственно).

4.2.3 Данные бурения

Следует отметить крайне низкий процент информации о событиях при бурении скважин (рапорты, сводки, отчеты супервайзера), всего по 8 скважинам имеются суточные рапорты и отчеты по бурению, что, соответственно не позволяет проводить детальную калибровку геомеханических моделей на события при бурении скважин.

4.2.4 Данные ГТИ

Информация о ГТИ имеется по 22 скважинам, что составляет (20%). Следует отметить, что в условиях неопределенности литологии в ДЮК проведение литологического анализа шлама имеет крайне высокое значение. Также следует отметить, что материалы параметров режима бурения можно использовать для

калибровки геомеханической модели, однако в цифровом виде они имеются только по 4 скважинам.

4.2.5 Специальные исследования ГИС (микросканеры, кросс-дипольная акустика)

Специальные исследования ГИС имеют крайне важное значение для целей построения геомеханических моделей, для изучения трещиноватости и коллектора доюрского комплекса в целом. Имеется всего 10 исследований или (9,5%). Такое небольшое количество данных микросканеров говорит о том, что стандартный подход определения максимального горизонтального напряжения и калибровки геомеханической модели не может быть применен.

4.2.6 Тесты мини-ГРП

Тесты мини-ГРП имеются по 46 скважинам, что составляет 44% от всех данных и в целом достаточно по объему. Однако анализ результатов тестов мини-ГРП показал, что в случае проведения теста в интервале ДЮК высока вероятность поглощений в естественные открытые трещины, что затрудняет интерпретацию давления закрытия трещины и определение минимального горизонтального напряжения.

4.2.7 Данные тестов LOT, XLOT, DFIT

По рассматриваемым скважинам не было проведено ни одного теста на утечки во время бурения: Diagnostic fracture injection test – DFIT, Leakoff test – LOT, Extended leakoff test – XLOT. Следует отметить высокую информативность таких тестов, поскольку они восполняют информацию о минимальном горизонтальном напряжении в скважинах с отсутствием мини-ГРП. В то же время данные тесты будут не информативны в условиях поглощения бурового раствора.

4.2.8 Пластовое давление

Информация по пластовому давлению для доюрского комплекса горных пород имеется по 33 скважинам (31%). Объем исследований достаточен для построения моделей. Однако следует отметить, что отсутствует детальная информация по исследованию пласта методами ГДИС на предмет оценки трещиноватости.

4.2.9 Геомеханические исследования керна

Геомеханические исследования керна являются одними из ключевых для целей построения 1D геомеханических моделей. Вместе с тем данных по рассматриваемым скважинам крайне мало. Всего было проведено следующее количество исследований по керну:

Акустические свойства – 548;

Прочность на одноосное сжатие (UCS) - 50;

Сжимаемость – 118;

Тесты на трехосное сжатие (ТХС) – 161.

Распределение геомеханических исследований по керну по пластам представлено в ниже (Таблица 16, Рисунок 65, и Рисунок 66). Для целевых отложений доюрского комплекса (ДЮК) имеется всего 22 акустических исследования, по 2 исследования на одноосное растяжение и сжимаемость, 3 исследования на одноосное сжатие и 6 исследований на трехосное сжатие. Текущего объема исследований для интервала ДЮК явно не достаточно.

Таблица 16 – Распределение количества геотехнических исследований по керну по пластам

Пласт	Акустика	Одноосное растяжение (TSTR)	Одноосное сжатие (UCS)	Сжимаемость	Трехосное сжатие (ТХС)
Ач	5	-	-	3	-
Ю1-1	59	8	8	13	24
Ю1-2	31	5	5	16	15
Ю1-М	20	2	2	3	6
Ю1-3	10	1	1	2	3
Ю1-3б	40	2	2	10	6
Ю1(1-2)	17	3	4	-	9
Ю1(3-4)	6	-	-	-	-
Ю1-(3-4)	18	2	2	2	6
Ю3	-	-	-	4	-
Ю4	12	2	2	2	6
Ю5	6	2	2	-	-
Ю6	-	-	-	1	-
Ю11	27	4	4	2	12
Ю12	4	1	1	2	3
Ю13а	1	-	-	-	-
Ю13б	1	-	-	-	3
Ю14	10	1	1	3	3
Ю15	35	2	2	5	12
Ю15_М1	7	1	1	2	3
Ю17	5	1	1	1	3
PZ	17	2	3	2	6
M0-1	3	-	-		-
M1	2	-	-	1	-



Рисунок 65 – Распределение количества геомеханических исследовании по

пластам (без учета акустики)



Рисунок 66 – Распределение количества исследований на определение акустических свойств по пластам

Также был проведен анализ достаточности геомеханических исследований для разных типов литологии (Таблица 17, Рисунок 67 и Рисунок 68). Для получения уверенной корреляционной геомеханических свойств зависимости с петрофизическими параметрами необходимо минимум 30 исследований. Как видно таблице по гистограммам достаточным объемом исследований по И

охарактеризован только песчаник. В свою очередь породы ДЮК сложены преимущественно известняками, магматическими и вулканическими породами, что также говорит о необходимости применения нестандартных методик построения одномерных геомеханических моделей.

Таблица 17 – Распределение количества геотехнических исследований по керну по литологии

Литология	Одноосное растя- жение (TSTR)	Одно- осное сжатие (UCS)	Сжимае- мость	Трехосное сжатие (ТХС)	Акусти- ка
Песчаник средне- мелкозернистый	19	19	51	23	195
Песчаник мелкозернистый	19	18	47	18	198
Песчаник крупно- среднезернистый	1	1	1		0
Алевролит мелко- крупнозернистый	7	8	12	7	53
Метариолит гидрослюдизированный		2	2	2	17
Бокситоносный латерит	2	2	3	2	16
Гравелит разнозернистный	2		1	1	5
Известняк трещиноватый			1		2
Порода фундамента					4
Известняк биокластовый					3





литологии (без учета акустики)



Рисунок 68 – Распределение количества исследований на определение акустических свойств по литологии

4.3 Оценка применимости стандартного подхода построения модели для ДЮК Томской области

На рисунке ниже (Рисунок 69) представлена сводная схема стандартного подхода построения геомеханических моделей и показаны проблемы, возникающие на каждом этапе при его применении для отложений доюрского комплекса Томской области, которые ведут к снижению качества прогнозной способности модели.



Рисунок 69 – Проблемы, возникающие при построении одномерных

геомеханических моделей, решаемые в данной работе

Существующие подходы построения одномерных геомеханических моделей требуют наличия геомеханических исследований по керну И записи микросканеров, а также значительного времени на проведение калибровки модели. Все это неприменимо или частично применимо при изучении доюрского комплекса Томской области, поэтому возникает необходимость в разработке нового подхода к построению геомеханических моделей в условиях ограниченного набора исходных данных. Представленная в данной работе методика (главы 2 и 3) на основе связи угла вывала (показания микросканера) в скважине с глубиной вывала (показания каверномера) позволяет:

1) восполнить недостаток данных по геомеханическим исследованиям по керну и низкую прогнозную способность прочностных параметров путем уточнения прочности на одноосное сжатие по результатам калибровки модели;

 устранить проблему отсутствия требуемого объема данных микросканеров для уточнения напряжений и геомеханических свойств горных пород;

3) снизить время на построение модели путем автоматизации процесса калибровки.

Все вместе это позволяет строить адекватные геомеханические модели в условиях доюрского комплекса Томской области и использовать их для прогноза трещиноватости.

4.4 Методика выделения открытых трещин в скважинах

Выделение открытых трещин, являющихся каналами для течения флюида, является важной задачей как для поиска и оценки запасов, так и для планирования и анализа разработки месторождений нефти и газа. На текущий момент существуют различные способы прогноза трещин. В большинстве случаев используется комплексирования данных сейсмики с данными по керну и ГИС [30, 33, 31]. Предлагаемые решения требуют наличия ранее выделенных трещин по скважинам, что является отдельной задачей, требующей решения, т.к. не все трещины выделенные по данным ГИС и/или по данным керна являются проницаемыми.

Выделение проницаемых трещин в скважинах, помимо стандартных методов по данным ГИС и керну, может быть осуществлено путем применения трехосных индукционных зондов [32], однако выделенная анизотропия сопротивлений может быть не связана с трещиноватостью, а также данный подход не позволяет проводить детальный анализ отдельных трещин, другими словами обладает низкой разрешающей способностью. Аналогичными проблемами обладает решение на основе сравнения фактического дебита скважины с расчетным дебитом без учета трещин [29] – в этом случае отсутствует возможность определения интервала притока, а также возникает проблема связи отличия расчетного и фактического дебита с ошибками в принятых параметрах для формул притока.

В свою очередь геомеханическая модель может позволить выделить зоны трещиноватости на основе следующих принципов:

 по связи проницаемости трещин с их напряженным состоянием (критически напряженные трещины являются проницаемыми);

2) по снижению эффективной прочности горных пород за счет трещиноватости;

141

3) по наличию поглощения при давлении в скважине ниже давления поглощения бурового раствора.

4.4.1 Связь проницаемости трещин с их напряженным состоянием

В работе [34] показана связь напряженного состояния трещин с их проницаемостью, данная зависимость используется для прогноза зон поглощений бурового раствора при бурении. Соответственно данную связь можно использовать и в обратном направлении, т.е. зная напряженно-деформированное состояние горных пород и интервалы поглощения бурового раствора, можно оценить наличие проницаемых трещин. Этот подход был совмещен с методикой построения геомеханических моделей, описанным в данной диссертации и представлен в патенте [35].

Рассматриваемый подход включает построение одномерных геомеханических моделей по скважинным данным и последующий расчет напряжений в плоскости трещин, выделенных по микросканерам (Рисунок 70). После расчета напряжений проверяется условие критической напряженности трещин и выделяются те трещины, которые являются критически напряженными и потенциально проницаемыми.



Рисунок 70 – Общая схема методики выделения проницаемых трещин

Концептуальное представление вероятности проницаемости трещин показано ниже (Рисунок 71). На рисунке показана вероятность наличия проницаемых трещин в зависимости от эффективных напряжений в плоскости трещины. Распределение вероятности наличия проницаемых трещин в примере следующее: красные точки – высокая, желтые точки – средняя, зеленые точки – низкая.



Эффективное нормальное напряжение/TVD (кПа/м)

Рисунок 71 – Схематичный пример распределения трещин по вероятности их проницаемости в зависимости от положения относительно критерия прочности на

графике Мора с учетом неопределенности тангенса угла трения в плоскости трещины (*µ*). Распределение вероятности наличия проницаемых трещин: красные

точки – высокая, желтые точки – средняя, зеленые точки – низкая

Численно вероятность проницаемости трещин можно оценить с помощью коэффициента критичности (Crit) по формуле:

$$Crit = \frac{100\% \cdot \tau}{S_0 + \mu_i \sigma_n},\tag{71}$$

где *т* – касательное напряжение в плоскости трещины, МПа;

 S_0 – сцепление (когезия) трещин целевого пласта, МПа;

 σ_n – эффективное нормальное напряжение в плоскости трещины, МПа;

 $\mu_i = tg \varphi$ - тангенс угла внутреннего трения горных пород в целевом пласте.

Для расчета касательных и нормальных напряжений в плоскости трещин используется трансформация тензора напряжений по данным 1D геомеханической модели, используя следующую последовательность вычислений (или соответствующее программное обеспечение):

1) напряжения переводятся в географическую систему координат:

$$\overline{\overline{S}_G} = R_{PG}^T \overline{\overline{S}_P} R_{PG},\tag{72}$$

где *R*_{*PG*} – базовая матрица для трансформации тензора напряжений;

 $\overline{\overline{S_P}}$ – тензор главных нормальных напряжений;

2) напряжения проецируются на плоскость трещины:

$$\bar{t} = \overline{S_G} \bar{n}_n,$$

$$\bar{n}_n = \begin{bmatrix} -\sin(strike)\sin(dip)\\\cos(strike)\sin(dip)\\-\cos(dip) \end{bmatrix},$$
(73)

где strike – азимут простирания трещины, dip – угол падения трещины.

 рассчитывается эффективное нормальное напряжение в плоскости трещины:

$$\sigma_n = \bar{t}\bar{n}_n - P_p,\tag{74}$$

где *P*_p – поровое давление, Па;

4) рассчитывается касательное напряжение в плоскости трещины:

$$\tau = \sqrt{(\bar{t}\bar{n}_d)^2 + (\bar{t}\bar{n}_s)^2},$$

$$\bar{n}_d = \begin{bmatrix} -\sin(strike)\cos(dip)\\\cos(strike)\cos(dip)\\\sin(dip)\end{bmatrix}; \quad \bar{n}_s = \begin{bmatrix} \cos(strike)\\\sin(strike)\\0\end{bmatrix}.$$
(75)

Для проведения такого анализа предварительно необходимо выделить трещины, которые действительно наблюдаются в разрезе скважины. Для этого необходимо сравнить данные микросканеров с данными по керну. Те трещины, которые наблюдаются как по керну, так и по микросканерам используются для дальнейшего анализа.
4.4.2 Снижение эффективной прочности горных пород за счет трещиноватости

Сущность поиска трещин по связи плотности трещин с геомеханическими свойствами горных пород заключается в том, что открытые трещины могут образоваться при концентрации напряжений в более жестких пластах (пластах с высоким модулем Юнга) и это позволяет оценивать плотность трещин по изменениям модуля Юнга по 1D геомеханической модели.

Открытые трещины также могут снижать прочность горных пород, что можно «увидеть» при калибровке модели, когда прочность после калибровки на данные каверномера окажется ниже первоначально рассчитанной по ГИС. Ниже приведен концептуальный рисунок данного подхода (Рисунок 72).



Рисунок 72 – Схематичный пример для незалеченных трещин, снижающих прочность среднего пласта, образованных при сжатии за счет повышенной жесткости (высокий модуль Юнга), при этом модуль Юнга не изменен после образования трещин и корректно определяется по ГИС

4.4.3 Наличие поглощения при давлении в скважине ниже давления поглощения бурового раствора

Поглощение бурового раствора может быть вызвано утечками раствора во вновь образованные трещины (авто-ГРП) или в ранее существующие естественные трещины. В условиях отсутствия данных по микросканерам без геомеханического моделирования практически невозможно определить причину поглощений. Поэтому в данной работе предлагается проводить оценку градиентов поглощений по откалиброванной геомеханической модели и сравнивать прогноз поглощений с фактическими интервалами поглощений бурового раствора по данным из отчетов супервайзера и/или станции ГТИ. В случае отсутствия прогноза поглощения по данным моделирования и наличию поглощения по факту – предполагается в зоне поглощений наличие естественных проницаемых трещин (Рисунок 73, кейс 3).



Рисунок 73 – Схематичные примеры сопоставления откалиброванной модели (графика совмещенных давлений) с показаниями кавернометрии и поглощений, интервал В (кейс 3) рассматривается как случай естественной трещиноватости

4.5 Выделение открытых трещин в рамках проекта «Палеозой»

4.5.1 Построение одномерных геомеханических моделей

В рамках технологического проекта «Разработка технологии поиска потенциально продуктивных объектов в отложениях доюрского комплекса Томской области» (проект «Палеозой») была построена 101 геомеханическая модель по 13 месторождениям Томской области (Рисунок 74).





Выделение открытых трещин по данным одномерного геомеханического моделирование было проведено по схеме, описанной в главе 4.4.

4.5.1.1 Определение вертикального напряжения

Всего плотностной каротаж имелся по 115 скважинам 12 площадей (дополнительно привлекались скважины, помимо тех, что указаны в главе 4.2), из них 40 скважин с длинной записью плотностного каротажа (Рисунок 75). В среднем запись начинается с 652 м, самая нижняя точка записи 3929 м. Ни в одной скважине не прописан плотностной каротаж выше 460 м, поэтому в этой части разреза необходимо было восстановить плотность горных пород. 40 скважин с длинной записью характеризуют часть разреза ниже 460 м, оставшиеся 65 скважин характеризуют отдельные участки разреза.



Рисунок 75 – Длинные (слева) и короткие (справа) записи плотностного каротажа

Для восстановления плотности в верхней части разреза был получен непрерывный тренд изменения плотности от глубины (Таблица 18 и Рисунок 76).



Рисунок 76 – Итоговая уточненная зависимость для тренда плотности

Таблица	18 -	Итоговая	v точненная	зависимость	для т	ренда	плотности
тастица	10	1110100000	<i>J</i> I C I I I I C I I I C I I I I C I I I I C I I I I C I I I I C I I I I C I I I I C I I I I C I I I I C I I I I C I I I I C I I I I C I I I I C I I I I C I I I I C I I I I C I I I I C I I I I C I I I I I I C I I I I I I I I I I	Sublivinite	A	pende	

Интервал TVD, м	Формула плотности, г/см ³
0-1450	2.81-0.83*EXP(-0.23*TVD/1000)
1450-2590	2.81-0.83*EXP(-0.39*TVD/1000)
2590-2800	2.81-0.83*EXP(-0.25*TVD/1000)
2800-2950	2.3
2950-3100	2.5
>3100	2.81-0.4*EXP(-0.37*TVD/1000)

Примечание: TVD в км, плотность в г/см³

4.5.1.2 Определение порового давления

Для рассматриваемых месторождений было проведено 61 измерение пластового давления для юрских отложений по 33 скважинам (Рисунок 77, фиолетовые точки) и 69 измерений пластового давления по 38 скважинам для интервала доюрских отложений (Рисунок 77, зеленые точки).

149



Рисунок 77 – Измерения пластовых давлений

При отдельном рассмотрении осадочного чехла, градиент пластового давления 1,05 г/см³ очень хорошо прогнозирует фактические давления, при среднем отклонении 2 МПа (Рисунок 78). Данный градиент принят для дальнейших расчетов.





Рисунок 78 – Сравнение прогнозной способности по формуле гидростатического давления отдельно для осадочного чехла

При рассмотрении доюрского комплекса, градиент пластового давления 1,1 г/см³ дает завышения прогнозируемых давлений (Рисунок 79, слева), при изменении градиента давлений на 1,03 г/см³, ошибка становится близка нулю (Рисунок 79, справа). Вылеты имеют скважины только без притока, что вызывает вопрос достоверности испытаний. Градиент с плотностью 1,03 г/см³ принят для дальнейших расчетов в интервале доюрского комплекса.



Рисунок 79 – Сравнение прогнозной способности по формуле гидростатического давления для доюрского комплекса

4.5.1.3 Определение механических свойств горных пород

Было проведено деление образцов по геомеханическим фациям. Деление произведено на основании распределения значений геомеханических свойств горных пород. Так, по значениям статического модуля Юнга горных пород выделяется 3 механических фации:

1) латерит;

2) известняк и доломит;

3) песчаник, алевролит, гравелит и метариолит.

Аргиллиты, угли и другие типы литологии не были исследованы по данным керна.

Для всех рассмотренных фаций наблюдается аналогичные закономерные изменения значений статического модуля Юнга: с увеличением скорости продольной и поперечной волны, а также динамического модуля Юнга – значение статического модуля Юнга увеличивается Механическая фация известняка и доломита обладает повышенными значениями статического модуля Юнга и более высокой неопределенностью значений по корреляциям относительно остальных механических фаций. Фация латерита обладает заниженными значениями статического модуля Юнга.

По значениям статического коэффициента Пуассона было выделено 2 механических фации:

1) известняк и доломит;

2) песчаник, алевролит, гравелит, латерит и метариолит.

Для механической фации песчаника, алевролита, гравелита, метариолита и латерита отсутствуют зависимости от различных параметров. Механическая фация известняка и доломита обладает повышенными значениями статического коэффициента Пуассона и более высокой неопределенностью значений по корреляциям относительно остальных механических фаций.

По прочности горных пород выделено 3 механических фации:

1) латерит;

2) известняк и доломит;

3) песчаник, алевролит, гравелит и метариолит.

Для всех рассмотренных фаций наблюдались аналогичные закономерные изменения прочности на одноосное сжатие: с увеличением скорости продольной и поперечной волны, а также плотности и модуля Юнга – прочность увеличивается, с увеличением пористости – прочность уменьшается. Механическая фация известняка и доломита обладает повышенными значениями прочности на одноосное сжатие и более высокой неопределенностью значений по корреляциям относительно остальных механических фаций. Фация латерита обладает заниженными значениями прочности на одноосное сжатие.

По тангенсу угла внутреннего трения горных пород выделяется 3 механических фации:

1) латерит;

2) известняк и доломит;

3) песчаник, алевролит, гравелит и метариолит.

Для всех рассмотренных фаций не наблюдалось закономерных изменений тангенса угла внутреннего трения. Для расчетов рекомендуется использовать постоянные значения тангенса угла внутреннего трения.

Для каждой механической фации была сформирована схема расчета всех геомеханических свойств и показан интервал неопределенности в зависимости от имеющихся исходных данных (Рисунок 80, Рисунок 81, Рисунок 82 и Рисунок 83). Результаты анализа опубликованы в статье [25].



Рисунок 80 – Схема расчета статического модуля Юнга

155



Рисунок 81 – Схема расчета статического коэффициента Пуассона





Рисунок 82 – Схема расчета предела прочности на одноосное сжатие



Рисунок 83 – Схема расчета тангенса угла внутреннего трения

4.5.1.4 Определение направления горизонтальных напряжений

Для определения направления техногенных трещин И вывалов И последующего определения направления горизонтальных напряжений имелись данные по 10 скважинам 5 месторождений. В ходе работы были выделены направления техногенной трещиноватости и вывалов по каждой площади в отдельности. Далее средние направления по всем скважинам были вынесены на карту и получено представлении об изменении направлений горизонтальных напряжений по площадям (Рисунок 84). Среднее значение направления максимального горизонтального напряжения равно 157°. По построенной карте направлений горизонтальных напряжений можно сделать вывод, что изменчивость направлений горизонтальных напряжений на исследуемой территории низкая. Значения направлений горизонтальных напряжений сохраняют свою направленность от скважины к скважине на исследуемой территории, за исключением скважины Северо-Шингинской площади (возможно вследствие изменения литологии горных пород). При построении моделей использовались значения азимутов отдельно для каждой площади (Таблица 19). Результаты анализа направления горизонтальных напряжений опубликованы в статье [61].



Рисунок 84 – Карта средних направлений горизонтальных напряжений по

площадям

Таблица 19 – Сводная таблица значений азимута SHmax для расчета по площадям

N⁰	Площадь	Направление Shmax
1	Западно-Лугинецкая	150°
2	Урманская	150°
3	Арчинская	160°
4	Кулгинская	150°
5	Северо-Шингинская	15°
6	Нижне-Лугинецкая	
7	Восточно-Мыгинская	
8	Мыгинская	
9	Южно-Табаганская	1579 (Барараа русканиа)
10	Солоновская	157 (базовое значение)
11	Смоляная	
12	Шингинская	
13	Южно-Шингинская	

159

4.5.1.5 Определение минимального горизонтального напряжения

На рисунках (Рисунок 85-Рисунок 89) приведены графики и карты значений давления закрытия трещин для скважин с ГРП в интервале юрских отложений и в интервале доюрского комплекса (ДЮК). Градиенты давления для интервала ДЮК изменяются от 19.2 кПа/м (Арчинское 1124) до 10.2 кПа/м (Арчинское 1211). В 10 из 20 измерений (50% скважин) градиент закрытия трещины очень низкий (близок к 10 кПа/м) (Рисунок 85). Низкий градиент закрытия трещины подтверждается 8 тестами с наличием поглощений. Следует отметить, что в остальных скважинах градиент имеет достаточно высокие значения (от 12.9 кПа/м до 19.2 кПа/м).

В отличие от ДЮК, градиент закрытия трещины для юрских отложений во всех скважинах выше 11.9 кПа/м (за исключением скважины 207 с повторным ГРП). Также в случае юрских отложений следует отметить меньший разброс значений градиента – в среднем можно принять значение 13±1 кПа/м.



Рисунок 85 – Градиенты давления для интервала ДЮК



Рисунок 86 – Градиенты давления для интервала юрских отложений



Рисунок 87 – Карта градиентов давления закрытия трещин по результатам мини-

ГРП для всех скважин

Анализируя карты значений градиентов для ДЮК (Рисунок 88), можно отметить, что высокие значения наблюдаются в отдельно расположенных скважинах (10PO, 202), но также расположены вблизи скважин с низким значением градиента.

Градиенты закрытия трещин для юрских пород также не группируются по значениям и не формируют явных трендов (Рисунок 89).

Таким образом, для ДЮК подтверждается наличие низких градиентов закрытия трещины для Арчинского и Урманского месторождений (близкого к 10 кПа/м, что характеризует высокую вероятность наличия поглощений в ДЮК при бурении на растворе с плотностью выше плотности воды. Для ДЮК также возможно значительное увеличение градиентов закрытия трещины – до 19.2 кПа/м. Для юрских пород градиент закрытия трещины выше 11.9 кПа/м и в среднем равен 13±1 кПа/м с отдельными значениями до 16 кПа/м. Значения градиентов давлений закрытия трещин для ДЮК и Юрских отложений не формируют явных регионов постоянных значений или трендов.



Рисунок 88 – Карта градиентов давления закрытия трещин по результатам мини-

ГРП для интервала ДЮК

163





4.5.1.6 Ограничение максимальных горизонтальных напряжений

Полигон напряжений строится для точек с известными значениями вертикального напряжения S_v и минимального горизонтального напряжения S_{hmin} . Эти данные имеются для точек проведения мини-ГРП, где минимальное горизонтальное напряжение определяется как давление закрытие трещины, а вертикальное напряжение рассчитывается путем интегрирования плотности до точки мини-ГРП.

Пример полигона напряжений для скважины 109 Урманской площади показан ниже (Рисунок 90). Поскольку в рассматриваемой точке по каверномеру отсутствует увеличение диаметра ствола скважины, то появляется возможность провести на полигоне дополнительно линию разрушения ствола скважины, которая ограничивает верхний предел максимального горизонтального напряжения.

164

Описанный выше анализ проведен для всех скважин с операциями мини-ГРП. Ниже приведены таблицы рассчитанных значений для юрских отложений (Таблица 20) и для интервала ДЮК (Таблица 21). По полученным результатам можно сделать следующие выводы:

1) наиболее вероятен сбросовый режим напряжений (как для юрских отложений, так и для интервала ДЮК);

2) ограничение напряжений по вывалам в местах проведения мини-ГРП существенно, но имеет большие неопределенности, при этом неопределенности для интервала ДЮК выше.

166



Рисунок 90 – Пример полигона напряжений для скважины 109 Урманской площади

Таблица 20 – Значения максимального горизонтального напряжения и соотношения напряжений, рассчитанные по полигонам напряжений для юрских горных пород

Площадь	Скважины	Sv	Sv SHmax, MΠa		Shmin	Sv/Shmin	Sv/SHmax		SHmax/Shmin	
			max	среднее			max	среднее	max	среднее
Урманское	109	64.6	57.3	48.8	40.3	1.60	1.13	1.32	1.42	1.21
Западно- Лугинецкое	187R	53.6	55.8	44.5	33.1	1.62	0.96	1.20	1.68	1.34
Нижне-Лугинецкое	201R	52.6	55.3	42.3	29.4	1.79	0.95	1.24	1.88	1.44
Нижне-Лугинецкое	202R	52.4	49.3	42.7	36.2	1.45	1.06	1.23	1.36	1.18
Урманское	25R	60.6	53.0	44.2	35.4	1.71	1.14	1.37	1.50	1.25
Восточно- Мыгинское	2PO	58.4	51.7	45.5	39.3	1.49	1.13	1.28	1.32	1.16
Нижне-Лугинецкое	300R	51.8	48.9	40.3	31.8	1.63	1.06	1.28	1.54	1.27
Шингинское	301R	56.2	51.7	44.2	36.8	1.53	1.09	1.27	1.40	1.20
Южно-Шингинское	3PO	59.5	79.2	58.3	37.5	1.59	0.75	1.02	2.11	1.56
Западно- Лугинецкое	523	53.0	47.5	39.2	30.9	1.71	1.12	1.35	1.54	1.27
Западно- Лугинецкое	580R	52.7	48.2	40.5	32.8	1.61	1.10	1.30	1.47	1.23
Западно- Лугинецкое	586R	53.1	48.2	40.5	32.8	1.62	1.10	1.31	1.47	1.23
Нижне-Лугинецкое	769	51.9	46.8	38.3	29.7	1.75	1.11	1.36	1.58	1.29
Шингинское	7PO	59.6	54.5	48.5	42.6	1.40	1.09	1.23	1.28	1.14
					max	1.79	1.14	1.37	2.11	1.56
					min	1.4	0.75	1.02	1.28	1.14
					среднее	1.61	1.06	1.27	1.54	1.27

Плошоли	Crooking	Su	SHm	ах, МПа	Shmin	Su/Shmin	Sv/SHmax		SHm	ax/Shmin
площадь	Скважина	31	max	среднее	SIIIIII	SV/SIIIIII	тах среднее		max	среднее
Арчинское	1011	72.5	276.7	161.1	45.6	1.59	0.26	0.45	6.07	3.53
Восточно- Мыгинское	10PO	65.1	33.5	38.5	43.6	1.49	1.95	1.69	0.77	0.88
Арчинское	1012	65.9	268.7	155.4	42.2	1.56	0.25	0.42	6.37	3.69
Арчинское	1018	73.4	230.5	139.2	47.8	1.54	0.32	0.53	4.82	2.91
Арчинское	1124	72.5	177.5	118.4	59.4	1.22	0.41	0.61	2.99	1.99
Арчинское	1179	72.3	262.9	147.5	32.0	2.26	0.27	0.49	8.21	4.61
Урманское	110	65.0	265.7	153.1	40.4	1.61	0.24	0.42	6.57	3.79
Южно-Табаганское	202	62.0	171.8	112.4	53.0	1.17	0.36	0.55	3.24	2.12
Арчинское	1214	66.0	227.4	129.8	32.1	2.06	0.29	0.51	7.08	4.04
Арчинское	1211	66.0	227.4	129.5	31.7	2.08	0.29	0.51	7.17	4.09
Урманское	149	68.0	270.7	153.2	35.7	1.91	0.25	0.44	7.59	4.29
Урманское	205	65.3	272.6	156.4	40.1	1.63	0.24	0.42	6.79	3.90
Урманское	213	65.4	266.3	150.2	34.2	1.91	0.25	0.44	7.80	4.40
Урманское	222	64.9	265.6	149.8	33.9	1.91	0.24	0.43	7.83	4.42
Урманское	231	64.9	266.3	150.3	34.2	1.90	0.24	0.43	7.79	4.39
Арчинское	1207	65.7	201.0	116.2	31.4	2.09	0.33	0.57	6.40	3.70
					max	2.26	1.95	1.69	8.21	4.61
					min	1.17	0.24	0.42	0.77	0.88
					спеднее	1.75	0.39	0.56	6.09	3.55

Таблица 21 – Значения максимального горизонтального напряжения и соотношения напряжений, рассчитанные по полигонам напряжений для горных пород ДЮК

Примечание: заливкой обозначены скважины с большим зенитным углом

4.5.1.7 Калибровка моделей

Калибровка моделей была проведена 2 способами:

стандартный ручной подход для 16 скважин. Затраты времени 14 дней,
т.е. ~7 часов на 1 скважину;

 автокалибровка для оставшихся 85 скважин. Затраты времени 3 дня (~17 минут на 1 скважину).

Автоматическая калибровка одномерных моделей проведена как показано в главе 3. Для калибровки напряжений рассчитывался процент соответствия модели фактическим данным кавернометрии для различных соотношений горизонтальных напряжений (Рисунок 91). Для большинства скважин качество калибровки уменьшается с ростом контраста напряжений. В среднем лучшее соотношение достигается при значении Ratio=1.06, данное соотношение принято базовым

(Таблица 22). В случае отсутствия данных мини-ГРП в пределах Томской области также можно принять базовые значения относительных деформаций: Strain_{max}=225.9*10⁻⁶; Strain_{min}= 66.9*10⁻⁶; Ratio = 1.06.



Рисунок 91 – Примеры качества калибровки скважин на данные кавернометрии с

различными соотношениями максимального и минимального горизонтальных

напряжений

Площадь	Скважина	SHmax/Shmin
Западно-Лугинетское	609PO	1
Арчинское	1001	1.14
Арчинское	1017	1.02
Арчинское	1019	1.16
Арчинское	1111	1.02
Арчинское	1124	1
Арчинское	43R	[1.0-1.04]
Арчинское	46R	[1.10-1.16]
Арчинское	52PO	1
Урманское	27PO	1
Урманское	29PO	1
Урманское	109	[1.0-1.02]
Урманское	11R	[1.10-1.14]
Урманское	25R	1
Кулгинское	147R	[1.0-1.02]
Кулгинское	148R	1
Шингинское	7PO	[1.0-1.08]
Северо-Шингинское	6PO	1.12
Мыгинское	32PO	1
Восточно-Мыгинское	10PO	1.16
Восточно-Мыгинское	2PO	[1.0-1.14]
Среднее (базово	е) соотношение	1.06

Таблица 22 – Соотношение SHmax/Shmin, которое дает лучшее соответствие данным кавернометрии

Также с использованием программного продукта для автокалибровки (глава 3.4) были рассчитаны прочности на одноосное сжатие. Пример изменения прочности на одноосное сжатие и сходимость с данными кавернометрии для одной скважины показан ниже (Рисунок 92).



Рисунок 92 – Результаты расчета 1D геомеханической модели по скважине Нижне-Лугинецкое 210R до калибровки UCS (слева) и после калибровки UCS (справа)

4.5.2 Выделение трещинного коллектора

4.5.2.1 Выделение трещин по связи проницаемости трещин с их напряженным состоянием

Для проверки корректности выделения критически напряженных и потенциально проницаемых трещин по методике, представленной в главе 4.4.1, необходимо сопоставить наличие критических трещин с интервалами испытаний. В случае высокой сходимости наличия притока в интервале и наличия критических трещин можно говорить о работоспособности подхода.

Ниже показаны результаты сопоставления испытаний скважин с наличием критических трещин для 4 скважин рассматриваемых площадей (Таблица 23). При сравнении использовался следующий критерий соответствия: сухо – 0 трещин; плохой коллектор – не более 3 трещин; хороший коллектор – более 3 трещин. Как видно по таблице, для 73% процентов интервалов испытаний наблюдается соответствие, что указывает на работоспособность подхода, т.е. для отложений доюрского комплекса критические трещины с высокой вероятностью являются проницаемыми.

Таблица 23 – Сопоставление результатов испытаний с наличием критических

трещин

Скважина	Индекс пласта	Глубина кровли перфорации (м)	Глубина подошвы перфорации (м)	Наличие коллектора	Суммарное количество критических трещин в интервале	Совпадение
6PO	M1	2934 5	2999	Плохой коллектор	2	1
6PO	M1	2938	2945	Плохой коллектор	0	1
6PO	M1	2950	2952	Плохой коллектор	0	1
6PO	M1	2959	2966	Плохой коллектор	0	1
6PO	M1	2970	2973	Плохой коллектор	0	1
6PO	M1	2978	2980	Плохой коллектор	0	1
6PO	M1	2983	2986	Плохой коллектор	1	1
6PO	M1	2990	2993	Плохой коллектор	0	1
6PO	M1	3012	3015	Плохой коллектор	0	1
6PO	M1	3032	3037	Плохой коллектор	1	1
6PO	M1	3106	3114	Сухо	2	0
6PO	M1	3140	3149	Сухо	0	1
6PO	M1	3164	3170	Сухо	3	0
6PO	M1	3181	3186	Сухо	0	1
6PO	M1	3191	3198	Сухо	1	0
6PO	M1	3209	3216	Сухо	0	1
6PO	M1	3280	3291	Сухо	3	0
6PO	M1	3323	3339	Сухо	0	1
6PO	M1	3399	3407	Сухо	0	1
6PO	M1	3529	3540	Плохой коллектор	0	1
6PO	M1	3565	3585	Плохой коллектор	0	1
6PO	M1	3609	3615	Плохой коллектор	0	1
148	M1	3078	3126.5	сухо	5	0
148	M1	3086	3100	Плохой коллектор	1	1
148	M1	3114	3124	Плохой коллектор	1	1
148	M1	3140	3170	Плохой коллектор	4	1
148	M1	3190	3220	Плохой коллектор	4	1
148	M1	3250	3280	Плохой коллектор	0	1
148	M1	3325	3340	Плохой коллектор	2	1
148	M1	3352	3367	Плохой коллектор	0	1
148	M1	3448	3478	Плохой коллектор	0	1
148	M1	3502	2517	Плохой коллектор	0	1
148	M1	3531	3546	Плохой коллектор	0	1
148	M1	3641	3671	Плохой коллектор	11	0
26PO	M1	3085	3097	Хороший коллектор	10	1
26PO	M1	3128	3176	Хороший коллектор	10	1
26PO	M1	3265	3295	Плохой коллектор	9	0
26PO	M1	3330	3346	Хороший коллектор	0	0
26PO	M1	3362	3379	Плохой коллектор	0	1
26PO	M1	3384	3398	Плохой коллектор	0	1
26PO	M1	3417	3432	Плохой коллектор	0	1
26PO	M1	3538	3557	Плохой коллектор	19	0
26PO	M1	3578	3587	Плохой коллектор	6	0
609PO	M1	2745	2757	Хороший коллектор	7	1
609PO	M1	2774	2790	Хороший коллектор	11	1
609PO	M1	2806	2816	Хороший коллектор	0	0
609PO	M1	2930	2952	Хороший коллектор	0	0
609PO	M1	2959	2972	Хороший коллектор	0	0
609PO	M1	3053	3077	Хороший коллектор	12	1
	•		·			

Общий процент совпадения: 73% Критерии совпадения: плохой коллектор – не более 3 трещин; сухо – 0 трещин; хороший коллектор – более 3 трещин.

Пример результата расчета критических трещин для отложений доюрского комплекса показан на планшете для скважины 148R Кулгинской площади (Рисунок 93). В красном прямоугольнике показаны треки с исходными трещинами, выделенными по данным микросканеров, а в зеленом прямоугольнике показаны треки с критическими трещинами. Видно, что большая часть трещин не является критическими. Условные обозначения к планшету представлены в таблице (Таблица 24).

№ трека	Описание кривых	Единицы измерения
1	приуроченность и интервала к свитам	_
2	GR – гамма каротаж; SP – каротаж ПС	GR [мкр/ч]; SP [мВ]
3	DTS – время пробега поперечной волны; DT – время пробега продольной волны	мкс/м
4	RHOВ – плотностной каротаж	г/см ³
5	CALI – каверномер; BS – номинальный диаметр скважины	MM
6	Zenit – зенитный угол скважины; Azimuth – азимут скважины	градусы
7	литология по данным ГеоСейс	—
8	тип флюида по данным ГеоСейс	—
9	механическая фация	—
10	Sh_min_v – минимальное горизонтальное напряжение, SH_max_v – максимальное горизонтальное напряжение, Sv – вертикальное напряжение; Pp – поровое давление	МПа
11	mi – тангенс угла внутреннего трения	безразм
12	Poison_DTS_from_DT – коэффициент Пуассона рассчитанный по восстановленной кривой DTS; Poison – коэффициент Пуассона	безразм
13	Dip angle – параметры трещин по FMI	градусы
14	Е – статический модуль Юнга	ГПа
15	Co – прочность на одноосное сжатие; Co_up, Co_down – верхний и нижний предел неопределенности Co; Co_before_calibration - прочность на одноосное сжатие до калибровки	МПа
16	Caliper – каверномер; BS – номинальный диаметр скважины	MM
17	характеристика ствола скважины (белый – по номинальному диаметру, желтый – вывал, красный – каверна)	—
18	Breakout_grad_90 – градиент образования вывалов с углом 90°; Tensile_frac_grad – градиент ГРП; Mud_loss_grad – градиент поглощения бурового раствора; Mud_dens – плотность бурового раствора	г/см ³
19	Объемная минералогическая модель: CALCITE_Q_ModelO – процентное содержание кальцита; SHALE_Q_ModelO – процентное содержание глины; DOLOMITE_Q_ModelO – процентное содержание доломита; POR_Q_ModelO – пористость	%

Таблица 24 – Описание кривых к планшетам



в красном прямоугольнике показаны треки с исходной трещиноватостью, в зеленом прямоугольнике показаны треки с

критическими трещинами

Аналогичная ситуация: малый процент критически напряженных трещин из всех трещин, выделяемых по микросканерам, наблюдается для всех скважин (Рисунок 94). Таким образом использование геомеханического моделирования и расчет критически напряженных трещин в условиях доюрского комплекса Томской области позволяет значительно сократить количество потенциально проницаемых трещин, что существенно сокращает возможные интервалы коллектора.



Рисунок 94 – Критические трещины (синие точки) на фоне всех выделенных трещин по микросканерам (серые точки), показанные на стереонете для всех скважин с данными микросканеров

4.5.2.2 Выделение трещин по снижению эффективной прочности горных пород за счет трещиноватости

В рамках рассматриваемых скважин в ДЮК были выделены ослабленные интервалы согласно геомеханическим моделям (интервалы со сниженными значениями прочности на одноосное сжатие после калибровки). Для проверки адекватности выделения трещин данным подходом ослабленные интервалы были сравнены с данными по испытаниям. В таблицах ниже приведены результаты сопоставления и используемые критерии совпадения (Таблица 25 и Таблица 26). Совпадение наблюдается примерно в 50% случаев при сравнении как по проценту ослабленного интервала, так и по общей толщине ослабленного интервала, что является неудовлетворительным показателем для подтверждения работоспособности подхода в рамках доюрского комплекса Томской области, т.е. расхождение фактических и моделируемых по геомеханике каверн не указывает на наличие трещинного коллектора.

Возможные причины несоответствия:

1) открытые трещины не оказывают влияние на прочность горных пород или оказывают не первоочередное влияние;

2) первичная прочность (до калибровки) не отражает прочность целой горной породы;

3) наложение влияния изменения прочности за счет изменения литологии и за счет трещин не позволяет сделать устойчивый прогноз трещин;

4) рассматриваемый коллектор является поровым.

Таблица 25 – Критерии деления коллектора на типы и соответствие ослабленного интервала

Тип коллектора	Дебит, м ³ /сут	Критерий		
Совпадение по проценту от интервала				
Сухо	0	<5%		
Плохой коллектор	<5	5 - 20%		
Хороший коллектор	>5	>20%		
Совпадение по общей толщине ослабленной ч	асти			
Сухо	0	<0.5 м		
Плохой коллектор	<5	0.5 - 5 м		
Хороший коллектор	>5	>5 M		

Таблица 26 – Сопоставление результатов испытаний с ослабленными

интервалами после калибровки

CRB TryOtHBA TryOtHBA Haritmen Cymathenia						Суммариций		Сорпаление	Совпаление
Hazeke Iuaeran Hogonimiendogonimiendogonimiendogoni (N) Hominiendogoni (N)			Глубина	Глубина		суммарный	Cuantoniu iŭ	по	по общей
CR08.0Hm Final Participant Partinant Partina Participant Partify Part Part Participant Participant	Currenter	Индекс	кровли	подошвы	Наличие	й цитеррал	суммарный		по общей
(m) (m) <td>Скважина</td> <td>пласта</td> <td>перфорации</td> <td>перфорации</td> <td>коллектора</td> <td>и интервал,</td> <td>ослаоленный</td> <td>проценту</td> <td>толщине</td>	Скважина	пласта	перфорации	перфорации	коллектора	и интервал,	ослаоленный	проценту	толщине
GPO MI 2934.5 2999 Haxin Reserve 27.8 57 0 0 0 6PO MI 2938 2945 Incoxif sonnerrop 2.4 2.4 1 1 6PO MI 2950 2952 Incoxif sonnerrop 2.4 2.4 1 1 6PO MI 2959 2966 Incoxif sonnerrop 2.2 6.8 1 1 6PO MI 2973 2980 Incoxif sonnerrop 1.8 1.8 0 1 6PO MI 2973 2980 Incoxif sonnerrop 2.8 2.8 0 1 6PO MI 3012 3015 Incoxif sonnerrop 2.6 2.8 0 1 6PO MI 3102 3037 Incoxif sonnerrop 2.6 2.8 0 0 6PO MI 3104 3149 Cyxo 1.4 8.4 1 1 6PO MI 3181 <td></td> <td></td> <td>(M)</td> <td>(M)</td> <td>_</td> <td>подтвержде</td> <td>интервал, м</td> <td>OT</td> <td>ослаоленнои</td>			(M)	(M)	_	подтвержде	интервал, м	OT	ослаоленнои
bFO MI 2944.5 2999 Hiboki konlektop 27.8 57. 0 0 0 6PO MI 2958 2952 Hiboki konnektop 1.8 1.8 0 1 6PO MI 2959 2966 Hiboki konnektop 0.4 2.8 1 0 6PO MI 2973 Haboki konnektop 0.4 2.8 1 0 6PO MI 2973 2986 Hiboki konnektop 2.8 2.8 0 1 6PO MI 2993 Hiboki konnektop 1.8 4.4 1 1 6PO MI 3012 3017 Hiboki konnektop 1.8 4.4 1 1 6PO MI 3140 3149 Cybo 4.8 5.8 0 0 6PO MI 3191 3186 Cybo 0.2 6.8 1 1 6PO MI 3280 3291 Cybo	(1)()	N (1	2024.5	2000	н v	нныи, м		интервала	части
oFO M1 2948 Linoxofi Roumekrop 2.4 2.4 1 1 6PO M1 2959 2956 Ilnoxofi Roumekrop 2.2 6.8 1 1 6PO M1 2970 2973 Ilnoxofi Roumekrop 0.4 2.8 1 0 6PO M1 2978 2980 Ilnoxofi Roumekrop 2.8 2.8 0 1 6PO M1 2983 2986 Ilnoxofi Roumekrop 1.6 2.8 0 1 6PO M1 3012 3015 Ilnoxofi Roumekrop 2.6 2.8 0 1 6PO M1 3106 3114 Cyxo 1.4 8.8 0 0 6PO M1 3164 3170 Cyxo 4.8 5.8 0 0 6PO M1 3181 3186 Cyxo 0 6.8 1 1 6PO M1 3209 3216 Cyxo 0.	6PO	MI	2934.5	2999	Плохой коллектор	27.8	57	0	0
6PO M1 2950 110x06 Koulestrop 1.8 1.8 0 1 6PO M1 2970 2973 Пахокой коллектор 0.4 2.8 1 0 6PO M1 2978 2980 Пахокой коллектор 2.8 2.8 0 1 6PO M1 2993 Пахокой коллектор 2.6 2.8 0 1 6PO M1 3012 3015 Пахокой коллектор 2.6 2.8 0 1 6PO M1 3032 3037 Пахокой коллектор 1.8 4.4 1 1 6PO M1 3164 3170 Cyxo 3 7.8 0 0 6PO M1 3181 3186 Cyxo 0 4.8 1 1 6PO M1 3191 3198 Cyxo 0.2 6.8 1 1 6PO M1 3220 3231 Cyxo 0.4 15.8	6PO	MI	2938	2945	Плохой коллектор	2.4	2.4	1	1
6PO M1 2959 2966 Inoxoii Konnextrop 2.2 6.8 1 1 6PO M1 2970 2973 Inoxoii Konnextrop 1.8 1.8 0 1 6PO M1 2978 2980 Inoxoii Konnextrop 2.8 2.8 0 1 6PO M1 2990 2993 Inoxoii Konnextrop 2.6 2.8 0 1 6PO M1 3012 3015 Inoxoii Konnextrop 2.8 2.8 0 1 6PO M1 3012 3015 Inoxoii Konnextrop 1.6 2.8 0 0 6PO M1 3106 3114 Cyxo 1.4 8.8 0 0 0 6PO M1 3164 3170 Cyxo 0.4 4.8 1 1 1 6PO M1 3209 3216 Cyxo 0.4 10.8 1 1 6PO M1 3229<	6PO	MI	2950	2952	Плохой коллектор	1.8	1.8	0	1
6PO M1 2970 2973 Inaxoñi коллектор 0.4 2.8 1 0 6PO M1 2983 118x0ñi коллектор 1.8 0 1 6PO M1 2980 118x0ñi коллектор 2.8 2.8 0 1 6PO M1 3012 3015 118x0ñi коллектор 2.6 2.8 0 1 6PO M1 3012 3017 118x0ñi коллектор 1.8 4.4 1 1 6PO M1 3140 3149 Cyxo 1.8 4.4 1 1 6PO M1 3140 3149 Cyxo 0 4.8 1 1 6PO M1 3191 3186 Cyxo 0 4.8 1 1 6PO M1 3200 3291 Cyxo 0.4 15.8 1 1 6PO M1 3290 3407 Cyxo 0 7.8 1 1	6PO	M1	2959	2966	Плохой коллектор	2.2	6.8	1	1
6PO MI 2978 2980 Плохой коллектор 1.8 1.8 0 1 6PO MI 2983 2986 Плохой коллектор 2.8 2.8 0 1 6PO MI 3012 3015 Плохой коллектор 2.6 2.8 0 1 6PO MI 3012 3037 Плохой коллектор 2.6 2.8 0 1 6PO MI 3106 3114 Cyxo 1.4 8.8 0 0 6PO MI 3164 3170 Cyxo 4.8 5.8 0 0 6PO MI 3181 3186 Cyxo 0 4.8 1 1 6PO MI 3209 3216 Cyxo 0.4 10.8 1 1 6PO MI 3323 3339 Cyxo 0.4 15.8 1 1 6PO MI 3523 3540 Плохой коллектор 9.	6PO	M1	2970	2973	Плохой коллектор	0.4	2.8	1	0
6PO MI 2983 2986 Inxxxii коллектор 2.8 2.8 0 1 6PO MI 2900 2993 Inxxxii коллектор 1.6 2.8 0 1 6PO MI 3012 3015 Inxxxii коллектор 2.6 2.8 0 1 6PO MI 3032 3037 Inxxxii коллектор 2.6 2.8 0 1 6PO MI 3106 3114 Cyxo 3 7.8 0 0 6PO MI 3140 3149 Cyxo 0 4.8 5.8 0 0 6PO MI 3181 3186 Cyxo 0 6.8 1 1 6PO MI 3220 3216 Cyxo 0.4 15.8 1 1 6PO MI 3329 3407 Cyxo 0 7.8 1 1 6PO MI 3525 3540 Inxxxii коллектор<	6PO	M1	2978	2980	Плохой коллектор	1.8	1.8	0	1
6PO M1 2990 2993 ILroxofi коллектор 1.6 2.8 0 1 6PO M1 3032 3037 ILroxofi коллектор 2.6 2.8 0 1 6PO M1 3106 3114 Cyxo 3 7.8 0 0 6PO M1 3164 3170 Cyxo 4.8 5.8 0 0 6PO M1 3164 3170 Cyxo 4.8 5.8 0 0 6PO M1 3191 3198 Cyxo 0 6.8 1 1 6PO M1 3209 3216 Cyxo 0.2 6.8 1 1 6PO M1 3233 3339 Cyxo 0.4 15.8 1 1 6PO M1 3529 3540 Плохоfi коллектор 0.4 5.8 1 0 0 6PO M1 3655 5855 Cyxo 14.4<	6PO	M1	2983	2986	Плохой коллектор	2.8	2.8	0	1
6PO M1 3012 3015 Πποχοй коллектор 2.6 2.8 0 1 6PO M1 3106 3114 Cyxo 3 7.8 0 0 6PO M1 3140 3149 Cyxo 1.4 8.8 0 0 6PO M1 3164 3170 Cyxo 1.4 8.8 0 0 6PO M1 3181 3186 Cyxo 0 4.8 1 1 6PO M1 3191 S198 Cyxo 0.0 4.8 1 1 6PO M1 3209 3216 Cyxo 0.4 10.8 1 1 6PO M1 3290 3201 Cyxo 0 7.8 1 1 6PO M1 3529 3540 Πποxoi коллектор 9.2 19.8 0 0 148 M1 3078 3126.5 Cyxo 14.4 15.2	6PO	M1	2990	2993	Плохой коллектор	1.6	2.8	0	1
6PO M1 3032 3037 Ποχοй коллектор 1.8 4.4 1 1 6PO M1 3140 3149 Cyxo 3 7.8 0 0 6PO M1 3140 3149 Cyxo 1.4 8.8 0 0 6PO M1 3164 3170 Cyxo 4.8 5.8 0 0 6PO M1 3191 3186 Cyxo 0 6.8 1 1 6PO M1 3280 3291 Cyxo 0.2 6.8 1 1 6PO M1 3223 3339 Cyxo 0.4 15.8 1 1 6PO M1 3529 3540 Huoxoň коллектор 0.2 19.8 0 0 6PO M1 3669 3615 Huoxoň коллектор 1.4 15.2 0 0 148 M1 3078 3126.5 Cyxo 1.4.4 15	6PO	M1	3012	3015	Плохой коллектор	2.6	2.8	0	1
6PO M1 3106 3114 Cyxo 3 7.8 0 0 6PO M1 3164 3170 Cyxo 1.4 8.8 0 0 6PO M1 3181 3186 Cyxo 0 4.8 1 1 6PO M1 3191 3198 Cyxo 0 6.8 1 1 6PO M1 3209 3216 Cyxo 0.4 10.8 1 1 6PO M1 3220 3291 Cyxo 0.4 15.8 1 1 6PO M1 3523 3339 Cyxo 0 7.8 1 1 6PO M1 3565 3585 Пахой коллектор 9.2 19.8 0 0 6PO M1 3609 3615 Пахой коллектор 1.2 1.2 1 1 148 M1 3140 3170 Пахой коллектор 1.4 14	6PO	M1	3032	3037	Плохой коллектор	1.8	4.4	1	1
6PO M1 3140 3149 Cyxo 1.4 8.8 0 0 6PO M1 3164 3170 Cyxo 4.8 5.8 0 0 6PO M1 3181 3186 Cyxo 0 6.8 1 1 6PO M1 3191 3198 Cyxo 0.4 10.8 1 1 6PO M1 3280 3291 Cyxo 0.4 10.8 1 1 6PO M1 3280 3291 Cyxo 0.4 15.8 1 1 6PO M1 3529 3540 IIaoxoñ konzerop 0 10.8 0 0 6PO M1 3069 3615 IIaoxoñ konzerop 0.4 5.8 1 0 0 148 M1 3078 3126.5 Cyxo 14.4 14 0 0 148 M1 3140 IIaoxôñ konzerop 1.2 1.2 <td>6PO</td> <td>M1</td> <td>3106</td> <td>3114</td> <td>Сухо</td> <td>3</td> <td>7.8</td> <td>0</td> <td>0</td>	6PO	M1	3106	3114	Сухо	3	7.8	0	0
6PO M1 3164 3170 Cyxo 4.8 5.8 0 0 6PO M1 3181 3186 Cyxo 0 4.8 1 1 6PO M1 3191 3198 Cyxo 0.2 6.8 1 1 6PO M1 3280 3291 Cyxo 0.4 10.8 1 1 6PO M1 3280 3291 Cyxo 0.4 15.8 1 1 6PO M1 3523 3339 Cyxo 0.4 15.8 1 1 6PO M1 3525 3540 Πлохой коллектор 9.2 19.8 0 0 6PO M1 3605 3585 Πлохой коллектор 1.2 1.2 1 1 148 M1 3086 3100 Плохой коллектор 1.2 1.2 1 1 148 M1 3140 31707 Плохой коллектор 1.4	6PO	M1	3140	3149	Сухо	1.4	8.8	0	0
6PO M1 3181 3186 Cyxo 0 4.8 1 1 6PO M1 3191 3198 Cyxo 0 6.8 1 1 6PO M1 3209 3216 Cyxo 0.2 6.8 1 1 6PO M1 3323 3339 Cyxo 0.4 10.8 1 1 6PO M1 3329 3407 Cyxo 0 7.8 1 1 6PO M1 3529 3540 Inoxoñ konzekrop 0 0 7.8 1 0 6PO M1 3609 3615 Inoxoñ konzekrop 0.4 5.8 1 0 0 148 M1 3104 3126.5 Cyxo 14.4 14.2 1 1 1 148 M1 3140 3170 Inoxoñ konzekrop 12.8 13.8 0 0 148 M1 3250 3280	6PO	M1	3164	3170	Сухо	4.8	5.8	0	0
6PO M1 3191 3198 Cyxo 0 6.8 1 1 6PO M1 3209 3216 Cyxo 0.2 6.8 1 1 6PO M1 3320 3291 Cyxo 0.4 10.8 1 1 6PO M1 3323 3339 Cyxo 0.4 15.8 1 1 6PO M1 3329 3407 Cyxo 0 7.8 1 1 6PO M1 3529 3540 Плохой коллектор 0. 10.8 0 0 6PO M1 3609 3615 Плохой коллектор 0.4 5.8 1 0 148 M1 3066 3100 Плохой коллектор 1.2 1.2 1 1 1 148 M1 3140 3170 Πлохой коллектор 12.8 13.8 0 0 148 M1 3252 3340 Πлохой коллектор	6PO	M1	3181	3186	Сухо	0	4.8	1	1
6PO M1 3209 3216 Cyxo 0.2 6.8 1 1 6PO M1 3280 3291 Cyxo 0.4 10.8 1 1 6PO M1 3329 3407 Cyxo 0.4 15.8 1 1 6PO M1 3529 3540 ILaxoñ konzekrop 0 7.8 1 1 6PO M1 3555 3585 ILoxoñ konzekrop 0.2 19.8 0 0 6PO M1 3609 3615 ILoxoñ konzekrop 0.4 5.8 1 0 0 148 M1 3140 3126.5 Cyxo 14.4 15.2 0 0 148 M1 3140 3126.5 Cyxo 14.4 14 0 0 148 M1 3140 3170 ILoxoñ konzekrop 14.8 14 1 1 148 M1 3250 3280 ILoxoñ kon	6PO	M1	3191	3198	Сухо	0	6.8	1	1
6PO M1 3280 3291 Сухо 0.4 10.8 1 1 6PO M1 3323 3339 Сухо 0.4 15.8 1 1 6PO M1 3523 3540 Плохой коллектор 0 7.8 1 1 6PO M1 3525 3540 Плохой коллектор 0 10.8 0 0 6PO M1 3565 3585 Плохой коллектор 0.4 5.8 1 0 0 148 M1 3078 312.6 Сухо 14.4 15.2 0 0 0 148 M1 3086 3100 Плохой коллектор 1.2 1.2 1 <t< td=""><td>6PO</td><td>M1</td><td>3209</td><td>3216</td><td>Сухо</td><td>0.2</td><td>6.8</td><td>1</td><td>1</td></t<>	6PO	M1	3209	3216	Сухо	0.2	6.8	1	1
GPO M1 3323 3339 Сухо 0.4 15.8 1 1 GPO M1 3399 3407 Сухо 0 7.8 1 1 GPO M1 3529 3540 Пюхой коллектор 0 10.8 0 0 GPO M1 3565 3585 Плохой коллектор 9.2 19.8 0 0 GPO M1 3609 3615 Плохой коллектор 0.4 5.8 1 0 148 M1 3078 3126.5 Сухо 14.4 15.2 0 0 148 M1 3140 3170 Плохой коллектор 1.2 1.2 1 1 148 M1 3250 3280 Плохой коллектор 14.8 1.4 1 1 148 M1 3325 3340 Плохой коллектор 2.4 3.8 1 1 148 M1 3531 3546 Плохой к	6PO	M1	3280	3291	Сухо	0.4	10.8	1	1
6PO M1 3399 3407 Cyxo 0 7.8 1 1 6PO M1 3529 3540 Πлохой коллектор 0 10.8 0 0 6PO M1 3565 3585 Плохой коллектор 9.2 19.8 0 0 6PO M1 3609 3615 Плохой коллектор 9.2 19.8 0 0 148 M1 3078 3126.5 Cyxo 14.4 15.2 0 0 148 M1 3086 3100 Плохой коллектор 1.2 1.2 1 1 148 M1 3140 3170 Плохой коллектор 12.8 13.8 0 0 148 M1 3250 3280 Плохой коллектор 2.4 3.8 1 1 148 M1 3522 2517 Плохой коллектор 2 9.4 1 1 148 M1 3651 3077 <	6PO	M1	3323	3339	Сухо	0.4	15.8	1	1
6PO M1 3529 3540 Плохой коллектор 0 10.8 0 0 6PO M1 3565 3585 Плохой коллектор 9.2 19.8 0 0 6PO M1 3609 3615 Плохой коллектор 0.4 5.8 1 0 148 M1 3078 3126.5 Cyxo 14.4 15.2 0 0 148 M1 3114 3124.5 Cyxo 14.4 14.2 1 1 148 M1 3140 3170 Плохой коллектор 1.4 1.4 0 0 148 M1 3250 3280 Плохой коллектор 1.4.4 6.4 1 1 148 M1 3352 3367 Плохой коллектор 2.4 3.8 1 1 148 M1 3502 2517 Плохой коллектор 2 9.4 1 1 148 M1 3641 3671	6PO	M1	3399	3407	Сухо	0	7.8	1	1
бРО М1 3565 3585 Плохой коллектор 9.2 19.8 0 0 6PO M1 3609 3615 Плохой коллектор 0.4 5.8 1 0 148 M1 3078 3126.5 Сухо 14.4 15.2 0 0 148 M1 3086 3100 Плохой коллектор 6.6 6.6 0 0 148 M1 3140 3170 Плохой коллектор 14 14 0 0 148 M1 3190 3220 Плохой коллектор 14.4 6.4 1 1 148 M1 3250 3280 Плохой коллектор 2.4 3.8 1 1 148 M1 3352 3367 Плохой коллектор 2 14.2 1 1 148 M1 3502 2517 Плохой коллектор 2 9.4 1 1 148 M1 3641 3671 <td>6PO</td> <td>M1</td> <td>3529</td> <td>3540</td> <td>Плохой коллектор</td> <td>0</td> <td>10.8</td> <td>0</td> <td>0</td>	6PO	M1	3529	3540	Плохой коллектор	0	10.8	0	0
бРО М1 3609 3615 Плохой коллектор 0.4 5.8 1 0 148 M1 3078 3126.5 Сухо 14.4 15.2 0 0 148 M1 3086 3100 Плохой коллектор 1.2 1.2 1 1 148 M1 3140 3170 Плохой коллектор 1.4 144 0 0 148 M1 3140 3170 Плохой коллектор 1.4 1.4 0 0 148 M1 3250 3280 Плохой коллектор 1.4.8 6.4 1 1 148 M1 3252 3340 Плохой коллектор 2.4 3.8 1 1 148 M1 3502 2517 Плохой коллектор 2 14.2 1 1 148 M1 3541 3546 Плохой коллектор 2 9.4 1 1 148 M1 3641 3671 </td <td>6PO</td> <td>M1</td> <td>3565</td> <td>3585</td> <td>Плохой коллектор</td> <td>9.2</td> <td>19.8</td> <td>0</td> <td>0</td>	6PO	M1	3565	3585	Плохой коллектор	9.2	19.8	0	0
148 M1 3078 3126.5 Сухо 14.4 15.2 0 0 148 M1 3086 3100 Плохой коллектор 1.2 1.2 1 1 148 M1 3114 3124 Плохой коллектор 6.6 6.6 0 0 148 M1 3140 3170 Плохой коллектор 14 14 0 0 148 M1 3250 3280 Плохой коллектор 12.8 13.8 0 0 148 M1 3352 3340 Плохой коллектор 2.4 3.8 1 1 148 M1 3425 3367 Плохой коллектор 2 14.2 1 1 148 M1 3502 2517 Плохой коллектор 2 9.4 1 1 148 M1 3641 3671 Плохой коллектор 3.4 18.6 1 1 26PO M1 3128 3176 </td <td>6PO</td> <td>M1</td> <td>3609</td> <td>3615</td> <td>Плохой коллектор</td> <td>0.4</td> <td>5.8</td> <td>1</td> <td>0</td>	6PO	M1	3609	3615	Плохой коллектор	0.4	5.8	1	0
148 M1 3086 3100 Плохой коллектор 1.2 1.2 1 1 148 M1 3114 3124 Плохой коллектор 6.6 6.6 0 0 148 M1 3140 3170 Плохой коллектор 14 14 0 0 148 M1 3190 3220 Плохой коллектор 12.8 13.8 0 0 148 M1 3250 3280 Плохой коллектор 4.4 6.4 1 1 148 M1 3325 3340 Плохой коллектор 2.4 3.8 1 1 148 M1 3448 3478 Плохой коллектор 2 14.2 1 1 148 M1 3502 2517 Плохой коллектор 2 9.4 1 1 148 M1 3641 3671 Плохой коллектор 3.2 21.6 0 0 26PO M1 3085 <t< td=""><td>148</td><td>M1</td><td>3078</td><td>3126.5</td><td>Сухо</td><td>14.4</td><td>15.2</td><td>0</td><td>0</td></t<>	148	M1	3078	3126.5	Сухо	14.4	15.2	0	0
148 M1 3114 3124 Плохой коллектор 6.6 6.6 0 0 148 M1 3140 3170 Плохой коллектор 14 14 0 0 148 M1 3190 3220 Плохой коллектор 12.8 13.8 0 0 148 M1 3250 3280 Плохой коллектор 4.4 6.4 1 1 148 M1 3325 3340 Плохой коллектор 2.4 3.8 1 1 148 M1 3448 3478 Плохой коллектор 2 14.2 1 1 148 M1 3502 2517 Плохой коллектор 2 9.4 1 1 148 M1 3641 3671 Плохой коллектор 3.2 21.6 0 0 26PO M1 3085 3097 Хороший коллектор 3.2 21.6 0 0 26PO M1 3128	148	M1	3086	3100	Плохой коллектор	1.2	1.2	1	1
148 M1 3140 3170 Плохой коллектор 14 14 0 0 148 M1 3190 3220 Плохой коллектор 12.8 13.8 0 0 148 M1 3250 3280 Плохой коллектор 4.4 6.4 1 1 148 M1 3325 3340 Плохой коллектор 2.4 3.8 1 1 148 M1 33448 3478 Плохой коллектор 2 14.2 1 1 148 M1 3502 2517 Плохой коллектор 0 0 0 0 148 M1 3502 2517 Плохой коллектор 2 9.4 1 1 148 M1 3641 3671 Плохой коллектор 3.4 18.6 1 1 26PO M1 3128 3176 Хороший коллектор 3.2 21.6 0 0 26PO M1 3265 <t< td=""><td>148</td><td>M1</td><td>3114</td><td>3124</td><td>Плохой коллектор</td><td>6.6</td><td>6.6</td><td>0</td><td>0</td></t<>	148	M1	3114	3124	Плохой коллектор	6.6	6.6	0	0
148 M1 3190 3220 Плохой коллектор 12.8 13.8 0 0 148 M1 3250 3280 Плохой коллектор 4.4 6.4 1 1 148 M1 3325 3340 Плохой коллектор 13.8 13.8 0 0 148 M1 3325 3367 Плохой коллектор 2.4 3.8 1 1 148 M1 3448 3478 Плохой коллектор 2 14.2 1 1 148 M1 3502 2517 Плохой коллектор 0 0 0 0 148 M1 3641 3671 Плохой коллектор 2 9.4 1 1 148 M1 3641 3671 Плохой коллектор 3.4 18.6 1 1 26PO M1 3128 3176 Хороший коллектор 3.2 21.6 0 0 26PO M1 3362	148	M1	3140	3170	Плохой коллектор	14	14	0	0
148 М1 3250 3280 Плохой коллектор 4.4 6.4 1 1 148 М1 3325 3340 Плохой коллектор 13.8 13.8 0 0 148 M1 3352 3367 Плохой коллектор 2.4 3.8 1 1 148 M1 3448 3478 Плохой коллектор 2 14.2 1 1 148 M1 3502 2517 Плохой коллектор 0 0 0 0 148 M1 3641 3671 Плохой коллектор 2 9.4 1 1 148 M1 3641 3671 Плохой коллектор 3.4 18.6 1 1 26PO M1 3085 3097 Хороший коллектор 3.2 21.6 0 0 26PO M1 3265 3295 Плохой коллектор 14.2 14.4 1 1 26PO M1 3362	148	M1	3190	3220	Плохой коллектор	12.8	13.8	0	0
148 M1 3325 3340 Плохой коллектор 13.8 13.8 0 0 148 M1 3352 3367 Плохой коллектор 2.4 3.8 1 1 148 M1 3448 3478 Плохой коллектор 2 14.2 1 1 148 M1 3502 2517 Плохой коллектор 0 0 0 0 148 M1 3502 2517 Плохой коллектор 2 9.4 1 1 148 M1 3531 3546 Плохой коллектор 3.4 18.6 1 1 148 M1 3641 3671 Плохой коллектор 3.4 18.6 1 1 26PO M1 3085 3097 Хороший коллектор 3.2 21.6 0 0 26PO M1 3265 3295 Плохой коллектор 14.2 14.4 1 1 26PO M1 3384	148	M1	3250	3280	Плохой коллектор	4.4	6.4	1	1
148 M1 3352 3367 Плохой коллектор 2.4 3.8 1 1 148 M1 3448 3478 Плохой коллектор 2 14.2 1 1 148 M1 3502 2517 Плохой коллектор 0 0 0 0 148 M1 3502 2517 Плохой коллектор 2 9.4 1 1 148 M1 3641 3671 Плохой коллектор 3.4 18.6 1 1 148 M1 3641 3671 Плохой коллектор 3.4 18.6 1 1 26PO M1 3085 3097 Хороший коллектор 3.2 21.6 0 0 26PO M1 3265 3295 Плохой коллектор 14.2 14.4 1 1 26PO M1 3362 3379 Плохой коллектор 6.8 10.6 1 0 26PO M1 3384	148	M1	3325	3340	Плохой коллектор	13.8	13.8	0	0
148 М1 3448 3478 Плохой коллектор 2 14.2 1 1 148 M1 3502 2517 Плохой коллектор 0 0 0 0 148 M1 3531 3546 Плохой коллектор 2 9.4 1 1 148 M1 3641 3671 Плохой коллектор 3.4 18.6 1 1 26PO M1 3085 3097 Хороший коллектор 3.2 21.6 0 0 26PO M1 3128 3176 Хороший коллектор 3.2 21.6 0 0 26PO M1 3265 3295 Плохой коллектор 21.2 24.2 0 0 26PO M1 3330 3346 Хороший коллектор 14.2 14.4 1 1 26PO M1 3384 3398 Плохой коллектор 7.4 13.8 0 0 26PO M1 3518	148	M1	3352	3367	Плохой коллектор	2.4	3.8	1	1
148 M1 3502 2517 Плохой коллектор 0 </td <td>148</td> <td>M1</td> <td>3448</td> <td>3478</td> <td>Плохой коллектор</td> <td>2</td> <td>14.2</td> <td>1</td> <td>1</td>	148	M1	3448	3478	Плохой коллектор	2	14.2	1	1
148 M1 3531 3546 Плохой коллектор 2 9.4 1 1 148 M1 3641 3671 Плохой коллектор 2 9.4 1 1 26PO M1 3085 3097 Хороший коллектор 3.4 18.6 1 1 26PO M1 3085 3097 Хороший коллектор 3.2 21.6 0 0 26PO M1 3128 3176 Хороший коллектор 21.2 24.2 0 0 26PO M1 3330 3346 Хороший коллектор 14.2 14.4 1 1 26PO M1 3362 3379 Плохой коллектор 6.8 10.6 1 0 26PO M1 3384 3398 Плохой коллектор 7.4 13.8 0 0 26PO M1 3538 3557 Плохой коллектор 2 18.8 1 1 26PO M1 3578	148	M1	3502	2517	Плохой коллектор	0	0	0	0
148 MI 3641 3671 Плохой коллектор 3.4 18.6 1 1 26PO MI 3085 3097 Хороший коллектор 1.6 11.8 0 0 26PO MI 3128 3176 Хороший коллектор 3.2 21.6 0 0 26PO MI 3128 3176 Хороший коллектор 21.2 24.2 0 0 26PO MI 3265 3295 Плохой коллектор 21.2 24.2 0 0 26PO MI 3330 3346 Хороший коллектор 14.2 14.4 1 1 26PO MI 3362 3379 Плохой коллектор 6.8 10.6 1 0 26PO MI 3384 3398 Плохой коллектор 7.4 13.8 0 0 26PO MI 3517 Плохой коллектор 2 18.8 1 1 26PO MI 3578	148	M1	3531	3546	Плохой коллектор	2	9.4	1	1
26PO MI 3085 3097 Хороший коллектор 1.6 11.8 0 0 26PO MI 3128 3176 Хороший коллектор 3.2 21.6 0 0 26PO MI 3128 3176 Хороший коллектор 3.2 21.6 0 0 26PO MI 3265 3295 Плохой коллектор 21.2 24.2 0 0 26PO MI 3362 3379 Плохой коллектор 14.2 14.4 1 1 26PO MI 3362 3379 Плохой коллектор 6.8 10.6 1 0 26PO MI 3384 3398 Плохой коллектор 7.4 13.8 0 0 26PO MI 3417 3432 Плохой коллектор 2 18.8 1 1 26PO MI 3578 3587 Плохой коллектор 0 6.4 0 0 609PO MI	148	M1	3641	3671	Плохой коллектор	3.4	18.6	1	1
26РО M1 3128 3176 Хороший коллектор 3.2 21.6 0 0 26РО M1 3265 3295 Плохой коллектор 21.2 24.2 0 0 26РО M1 3330 3346 Хороший коллектор 14.2 14.4 1 1 26РО M1 3362 3379 Плохой коллектор 6.8 10.6 1 0 26РО M1 3362 3379 Плохой коллектор 6.8 10.6 1 0 26РО M1 3384 3398 Плохой коллектор 7.4 13.8 0 0 26РО M1 3417 3432 Плохой коллектор 2 18.8 1 1 26РО M1 3578 3587 Плохой коллектор 0 6.4 0 0 26РО M1 2745 2757 Хороший коллектор 1.4 5.8 0 0 609РО M1	26PO	M1	3085	3097	Хороший коллектор	1.6	11.8	0	0
26PO M1 3265 3295 Плохой коллектор 21.2 24.2 0 0 26PO M1 3330 3346 Хороший коллектор 14.2 14.4 1 1 26PO M1 3330 3346 Хороший коллектор 14.2 14.4 1 1 26PO M1 3362 3379 Плохой коллектор 6.8 10.6 1 0 26PO M1 3384 3398 Плохой коллектор 7.4 13.8 0 0 26PO M1 3417 3432 Плохой коллектор 7.4 13.8 0 0 26PO M1 3518 3557 Плохой коллектор 2 18.8 1 1 26PO M1 3578 3587 Плохой коллектор 0 6.4 0 0 26PO M1 2745 2757 Хороший коллектор 1.4 5.8 0 0 609PO M1 <td< td=""><td>26PO</td><td>M1</td><td>3128</td><td>3176</td><td>Хороший коллектор</td><td>3.2</td><td>21.6</td><td>0</td><td>0</td></td<>	26PO	M1	3128	3176	Хороший коллектор	3.2	21.6	0	0
26PO M1 3200 3200 Плокой коллектор 2112 2112 0 0 26PO M1 3330 3346 Хороший коллектор 14.2 14.4 1 1 26PO M1 3362 3379 Плохой коллектор 6.8 10.6 1 0 26PO M1 3384 3398 Плохой коллектор 7.4 13.8 0 0 26PO M1 3417 3432 Плохой коллектор 7.4 13.8 0 0 26PO M1 3518 3557 Плохой коллектор 2 18.8 1 1 26PO M1 3578 3587 Плохой коллектор 0 6.4 0 0 26PO M1 2745 2757 Хороший коллектор 1.4 5.8 0 0 609PO M1 2774 2790 Хороший коллектор 0.8 11.4 0 0 609PO M1 <td< td=""><td>26PO</td><td>M1</td><td>3265</td><td>3295</td><td>Плохой коллектор</td><td>21.2</td><td>24.2</td><td>0</td><td>0</td></td<>	26PO	M1	3265	3295	Плохой коллектор	21.2	24.2	0	0
26PO M1 3362 3379 Плохой коллектор 6.8 10.6 1 0 26PO M1 3362 3379 Плохой коллектор 6.8 10.6 1 0 26PO M1 3384 3398 Плохой коллектор 7.4 13.8 0 0 26PO M1 3417 3432 Плохой коллектор 4.8 9.8 1 1 26PO M1 3538 3557 Плохой коллектор 2 18.8 1 1 26PO M1 3578 3587 Плохой коллектор 2 18.8 1 1 26PO M1 3578 3587 Плохой коллектор 0 6.4 0 0 609PO M1 2745 2757 Хороший коллектор 1.4 5.8 0 0 609PO M1 2806 2816 Хороший коллектор 0.8 7 0 0 609PO M1 2930 <td>26PO</td> <td>M1</td> <td>3330</td> <td>3346</td> <td>Хороший коллектор</td> <td>14.2</td> <td>14.4</td> <td>1</td> <td>1</td>	26PO	M1	3330	3346	Хороший коллектор	14.2	14.4	1	1
26PO M1 3384 3398 Плохой коллектор 7.4 13.8 0 0 26PO M1 3384 3398 Плохой коллектор 7.4 13.8 0 0 26PO M1 3417 3432 Плохой коллектор 4.8 9.8 1 1 26PO M1 3538 3557 Плохой коллектор 2 18.8 1 1 26PO M1 3578 3587 Плохой коллектор 2 18.8 1 1 26PO M1 3578 3587 Плохой коллектор 0 6.4 0 0 609PO M1 2745 2757 Хороший коллектор 1.4 5.8 0 0 609PO M1 2774 2790 Хороший коллектор 0.8 11.4 0 0 609PO M1 2806 2816 Хороший коллектор 0.8 7 0 0 609PO M1 2930 2952 Хороший коллектор 19 20 1 1 6	26PO	M1	3362	3379	Плохой коллектор	6.8	10.6	1	0
26FO M1 3504 3506 Плохой коллектор 1.1.4 15.6 0 0 26PO M1 3417 3432 Плохой коллектор 4.8 9.8 1 1 26PO M1 3538 3557 Плохой коллектор 2 18.8 1 1 26PO M1 3578 3587 Плохой коллектор 0 6.4 0 0 609PO M1 2745 2757 Хороший коллектор 1.4 5.8 0 0 609PO M1 2774 2790 Хороший коллектор 0.8 11.4 0 0 609PO M1 2806 2816 Хороший коллектор 0.8 7 0 0 609PO M1 2930 2952 Хороший коллектор 19 20 1 1 609PO M1 2959 2972 Хороший коллектор 5.4 11.4 1 1 609PO M1 3053 3077 Хороший коллектор 5.4 11.4 1 1	26PO	M1	3384	3398	Плохой коллектор	7.4	13.8	0	0
261 0 M1 3417 3452 Плохой коллектор 4.0 5.0 1 1 26PO M1 3538 3557 Плохой коллектор 2 18.8 1 1 26PO M1 3578 3587 Плохой коллектор 0 6.4 0 0 609PO M1 2745 2757 Хороший коллектор 1.4 5.8 0 0 609PO M1 2774 2790 Хороший коллектор 0.8 11.4 0 0 609PO M1 2806 2816 Хороший коллектор 0.8 7 0 0 609PO M1 2930 2952 Хороший коллектор 19 20 1 1 609PO M1 2959 2972 Хороший коллектор 5.4 11.4 1 1 609PO M1 3053 3077 Хороший коллектор 5.4 11.4 1 1 609PO M1 3053 3077 Хороший коллектор 1 19.8 0 0	26PO	M1	3417	3432	Плохой коллектор	4.8	9.8	1	1
261 0 M1 3550 3557 Плохой коллектор 2 10.0 1 1 1 26PO M1 3578 3587 Плохой коллектор 0 6.4 0 0 609PO M1 2745 2757 Хороший коллектор 1.4 5.8 0 0 609PO M1 2774 2790 Хороший коллектор 0.8 11.4 0 0 609PO M1 2806 2816 Хороший коллектор 0.8 7 0 0 609PO M1 2930 2952 Хороший коллектор 19 20 1 1 609PO M1 2959 2972 Хороший коллектор 5.4 11.4 1 1 609PO M1 3053 3077 Хороший коллектор 5.4 11.4 1 1 609PO M1 3053 3077 Хороший коллектор 1 19.8 0 0 609PO M1 3053 3077 Хороший коллектор 1 19.8 0 0	26PO	M1	3538	3557	Плохой коллектор	2	18.8	1	1
2010 М1 3510 3501 Плокон коллектор 0 0.4 0 0 609PO M1 2745 2757 Хороший коллектор 1.4 5.8 0 0 609PO M1 2774 2790 Хороший коллектор 0.8 11.4 0 0 609PO M1 2806 2816 Хороший коллектор 0.8 7 0 0 609PO M1 2930 2952 Хороший коллектор 19 20 1 1 609PO M1 2959 2972 Хороший коллектор 5.4 11.4 1 1 609PO M1 3053 3077 Хороший коллектор 5.4 11.4 1 1 609PO M1 3053 3077 Хороший коллектор 1 19.8 0 0	26PO	M1	3578	3587	Плохой коллектор	0	64	0	0
609PO M1 2743 2757 Абронни коллектор 1.4 5.6 6 6 609PO M1 2774 2790 Хороший коллектор 0.8 11.4 0 0 609PO M1 2806 2816 Хороший коллектор 0.8 7 0 0 609PO M1 2930 2952 Хороший коллектор 19 20 1 1 609PO M1 2959 2972 Хороший коллектор 5.4 11.4 1 1 609PO M1 3053 3077 Хороший коллектор 1 19.8 0 0	609PO	M1	2745	2757	Хороший коллектор	14	5.8	0	0
609PO M1 2774 2790 Короший коллектор 0.6 11.4 0 0 0 609PO M1 2806 2816 Хороший коллектор 0.8 7 0 0 609PO M1 2930 2952 Хороший коллектор 19 20 1 1 609PO M1 2959 2972 Хороший коллектор 5.4 11.4 1 1 609PO M1 3053 3077 Хороший коллектор 1 19.8 0 0	600PO	M1	2745	2790	Хороший коллектор	0.8	11.4	0	0
609PO M1 2930 2952 Хороший коллектор 19 20 1 1 609PO M1 2959 2972 Хороший коллектор 5.4 11.4 1 1 609PO M1 3053 3077 Хороший коллектор 1 19.8 0 0	600PO	M1	2806	2170	Хороший коллектор	0.0	7	0	0
609PO M1 2950 2952 Аброший коллектор 19 20 1 1 609PO M1 2959 2972 Хороший коллектор 5.4 11.4 1 1 609PO M1 3053 3077 Хороший коллектор 1 19.8 0 0	600PO	M1	2000	2010	Хороший коллектор	10	20	1	1
609РО M1 2555 2572 Аброший коллектор 5.4 11.4 1 1 609РО M1 3053 3077 Хороший коллектор 1 19.8 0 0 Суммарный процент совладения:	600PO	M1	2750	2932	Хороший коллектор	5 /	11.4	1	1
Суммарный процент совпадения. 47% 51%	600PO	M1	3053	3077	Хороший коллектор	J. 4 1	11.4	0	0
	00710	1411	 	3077 Уммариый ир		1	17.0	47%	51%

4.5.2.3 Выделение трещин по наличию поглощения при давлении в скважине ниже давления поглощения бурового раствора

Всего, из рассматриваемых скважин, задокументировано 5 скважин с наличием поглощений (Таблица 27, Рисунок 95 – Рисунок 99). Из 5 скважин сравнительный анализ можно сделать только в 3 скважинах, поскольку в скважине Арчинская 52PO поглощение наблюдается в интервале юрских пород, а в скважине Нижне-Лугинецкое 207R отсутствуют данные акустического каротажа для построения геомеханической модели. Как видно по планшетам ни в одной из 3 скважин нет соответствия наличия поглощений и наличия пересечения градиента поглощения и плотности бурового раствора, т.е. зафиксированные поглощения не прогнозируются по геомеханической модели и поглощение связано не с раскрытием новых трещин, а утечкой бурового раствора в ранее существовавшие открытые трещины.

Таким образом сопоставление информации о поглощениях с данными по геомеханической модели подтверждает рассматриваемый подход определения трещинного коллектора. Также следует отметить, что в отличие от других подходов в данном случае для диагностики интервалов естественной трещиноватости не требуются спец исследования ГИС (микросканеры), что существенно повышает возможность использования данного метода.

ЛУ/ Площадь/ Месторождение	№ скв.	Вид осложнения	Ин [,] поглог	гервал цения (1)	Интервал поглощения (2)		
Арчинское	52PO	поглощение	3194	3212			
Арчинское	1124	поглощение	3720	3742	3832	4001	
Нижне- Лугинецкое	207R	поглощение	3000				
Урманское	11R	поглощение	2994	3058			
Южно- Табаганское	207ut	поглощение, бурение без выхода, затяжка, прихват	3539	3571			

Таблица 27 – Информация о поглощениях на скважинах

	⊕ 52PO [MD]																		
NO TVD	SP	DTS_core	Bulk densit		BS 450.00	Zenit		SH	_max_v	Tangen of File ange	v_core_high o	Dip angle	E_core_low	Co_possible	BS	Breakout_g	rad_90	CALCITE_Q_ModelO	
	GR	DTS	RHOB	0.00	C2	Azimut		0.00 Sh	min_v	mi	v core low	0.00 deg 90.00	Biot	Co_confirmed	Caliper	Tensile fra	2.20	POR Q ModelO	
	0.00 gAPI 35.00	50.00 us/m 800.0	0 2.7005 2.000 2.8000	0.00	mm 450.00	2.00 385.00		0.00	80.0	0 0.00 2.00	0.10 0.60		0.00 1.00	0.00 200.00	0.00 mm 450.00	0.80	2.20	DDLOMITE_Q_ModelQ	
		DT_core	0	0.00	C1			Pressure	measurement		Poison		E PO O	Core_UCS	Colorfill	Mud_loss	_grad		
		DT		0.00	mm 460.00	2		0.00	Sv	-	0.10 0.60	F	0.00 00.00	Co		Mud_de	ens		
		100.00 us/m 350.00	2					0.0	MPa 80.	0				0.00 200.00		0.80	2.20		
								0.000	Pp MPa 80.00	0				Co_before_calibration		Breakout_g	grad_0 2 20	1	
								0.000	111 u 00.00	<u> </u>				Possible		Pore_g	rad		
														Contrast		0.80	2.20		
ana - 20167	3	3	1 2			I I I			1	3	8		1						
- + - +	2	3									4			<u>_</u>		The area	2		
8] 8]	4									3							1		
1	1	5	2		8					2	7		-	75			5		
‡ :	5		4		-				1	2	3		-+	+>-	▌▕▕┡╡▕▕┣╸		4		
1 1 2	3	2	3							5	2		4	4		2	Š		
8 15 1 8	1	7	-							2									
F 18 1			3														2		
± : E	1	3	1 1							E E			2	2		ne da	1		
1 1 2	1	5	3		1					5			3	3	1 1	= <u></u>	Ś		
1 1 2	2	2	3							\mathbb{P}	5		2	1		-2	3		
141 S	-3-				-					3									
1 1 1	7				-					E	1				-				
‡ ‡	3	2	3							5			3			2	1		
‡ ‡	1				4						4		2		2				
8101	3		E							1					5			Best homogeop.1	Bep
34 1 33	AP.						CHAN				4			3			6	Has normalies 1	THus
‡ :	-				5		2(1)	0.11		}	3		A		<u> </u>				UT IN 3
1 # 1			- 2								3		1				i i i		
- Ioi	1 AT	-8	1						- 1-12	20.92	0.24		· 28-30	38.1					
326		2							1	1 3							COMMUNICATION OF THE	A DOLARD A DOLA	
1 1 1		5					<u>u</u>				4							Second Const	
‡]		1				Í			1-	5	2								
Ŧ]ă	3	8		1					4	1	8								
8 18:1	-3	2-			-				-		2		*				-		
8 - 6	1						0	2	-	3									
‡ ‡	4	3		1					1		3			2					
‡ ‡	- -		- -3	s .														1	
				Рис	VHOR	95	<u>– П</u> пят	ншет	по ск	важи	не Апчи	нское	52PO	с вылеле	нным и	нтерват	юм		
				T HO	JHOR	,,,,	115101			Dumn	The trib It		5210	с выделе		in oppas			

поглощения (синяя заливка)

Примечание: описание кривых – Таблица 24


⊕ 207R [MD]																						
🔟 TVD 🛨	SP	DTS	RHOB		BS	Zenit				SH_max_v	/	mi		Poison	Dip	angle		Biot		Co	BS	
* \$000	190.00 mV 280.00	50.00 us/m 800.00	0.1000 giam3 2.9000	0.00	mm 450.0	D 0.00 100.0	-		0.00		80.00	0.00 2.	00 0.10	0.0	50 0.00 (1eg 90.00	00.00	1	.00 0.00	200.00	0.00 mm 45	0.00
	GR	DT				Azimu	1		0.00	Sh_min_v	00.00						0.00	E	00000	Co_down	Caliper	
	0.00 9001 28.00	100.00 ds/m 350.00					1		0.00	Su	00.00						0.00	00	.00 0.00	Co. UD	Colorfi	0.00
									0.0	MPa	80.0								0.00	200.00	COIOTIN	<u> </u>
										Pp									0.00	200.00		
									0.000	MPa	80.000											
ana - 19407-	2																					Ē
						1.1.11.1		-10	\vdash			+++-		+			\vdash	+	Ц.			
8 1 2 1 8	3																					
	注																					
E E	3									1 1												
o ‡≿ : "	3					1121																
8 18 1																						
1 7 1	3																					
<u>+</u> +	R					II III															1 11	
						RUU															- I IFI	
8 4 8 4								- 11											Ц			╷┝┥
R ‡≈ :	F									11 11											H	
<u>+</u> +										11 11												
I]																						
0 2 2 2																						
12 1 2 1 2 1 2 1 2 1 2 1 2 1 2 1 2 1 2																			+			
<u>∓</u> ``∃ 8						IC II I					U I											
<u> </u>																						
1 1 2	3					1111																
8 1 2 1 2	15																		ц		Bep nor	тащен па т
F #8 1 F	1										1											
										1 1	1 1									Попошва осад	acop uer (A zonat
E E	ĭ≱+++					1111					1 1											
e ‡8 :	2							Ц.			1 1											
동부형부	2						1 📕	ž 😞											+			
1 7 1	<i>§</i>							- 10			1 1											
I I I	§					11711	l X	A o			1 1											
<u> </u>							5	138			1 1											
8481	£						8	3()														
m 101	£						0															
± 1	3						<u> </u>	DE														
I Ŧ Ŧ	1							<u>z</u>		1											1	
	I	Puevuor	07 _	Ппа	ume	г по	OVD9	1/171	I AI	Juw	1е_∏	VEDA	IeIII	roe 2	07P	C D	стпе	пет	шт	M HUTEN		л
	1	псупок	<i>)</i> -	I IJIA	пшс	i ne	, сква	лш		INV	10-71	y 1 FI f	ιсці	$\lambda U U Z$			ыдс	JICE	пы	минтер	Dalion	VI.

поглощения (синяя заливка)





поглощения (синяя заливка)

4.6 Итоговая концептуальная модель для доюрского комплекса

В результате проведенной работы помимо разработанных подходов выделения трещин в доюрском комплексе Томской области по данным геомеханического моделирования была предложена обобщенная концептуальная модель процессов в скважине при различных соотношениях плотности бурового раствора (Рисунок 100). Согласно данной модели в отличие от «стандартного поведения» в ДЮК Томской области наблюдается следующее поведение:

1) при пересечении плотности бурового раствора линии градиента обрушения скважины в вертикальных скважинах образуются широкие вывалы за счет низкого контраста горизонтальных напряжений;

при плотности бурового раствора, находящегося в окне стабильного 2) вместо бурения отсутствия каких-либо осложнений могут наблюдаться бурового поглощения раствора В естественные открытые трещины. Соответственно наличие поглощений в таких случаях является индикатором трещинного коллектора;

 при плотности бурового раствора выше градиента начала поглощений происходит увеличение интенсивности поглощения за счет дальнейшего раскрытия естественных трещин;

4) при плотности бурового раствора выше градиента ГРП поглощения либо значительно увеличиваются, либо образуются в ранее стабильных интервалах.



186

Рисунок 100 – Обобщенная концептуальная модель процессов в скважине

при различных соотношениях плотности бурового раствора

4.7 Выводы по разделу 4

1. Построенные одномерные геомеханические модели по месторождениям Томской области в рамках проекта «Палеозой» подтверждает возможность использования геометрической аппроксимации вывалов для проведения автокалибровки геомеханических моделей на данные кавернометрии, а также работоспособность самого подхода автокалибровки.

2. Использование процесса автокалибровки позволяет сократить время построения одной модели в среднем с 1 суток до 15 минут, т.е. в 25 раз.

3. Разработанный на основе одномерного геомеханического моделирования подход позволяет выделять проницаемые трещины в доюрском комплексе Томской области путем определения напряженности трещин (критических трещин) и/или сопоставления информации о поглощениях с прогнозом поглощений по геомеханическому моделированию.

4. Разработанный подход позволяет выделять интервалы потенциально продуктивного трещинного коллектора в отложениях доюрского комплекса Томской области.

Сделанные в данной главе выводы подтверждают защищаемое <u>№</u>3 «разработанный положение основе одномерного подход на геомеханического моделирования позволяет выделять проницаемые трещины в доюрском комплексе Нюрольского структурно-фациального района Томской области путем определения напряженности трещин (критических трещин). Сопоставление информации об интервалах поглощения бурового раствора с данными по геомеханической модели является индикатором трещинного коллектора. Использование процесса автокалибровки позволяет сократить время построения одной модели в среднем в 25 раз».

Заключение

Выделение открытых трещин, являющихся каналами для течения флюида, является важной задачей как для поиска и оценки запасов, так и для планирования и анализа разработки месторождений нефти и газа. Существующие подходы построения одномерных геомеханических моделей требуют наличие геомеханических исследований по керну и записи микросканеров, а также значительного времени на проведение калибровки модели, что не позволяет эффективно строить геомеханические модели по существующим скважинам, вскрывшим доюрский комплекс Томской области. Представленная в данной работе методика на основе связи угла вывала (показания микросканера) в скважине с глубиной вывала (показания каверномера) позволяет:

1) восполнить недостаток данных по геомеханическим исследованиям по керну и низкую прогнозную способность прочностных параметров путем уточнения прочности на одноосное сжатие по результатам калибровки модели;

2) устранить проблему отсутствия требуемого объема данных микросканеров для уточнения напряжений и геомеханических свойств горных пород;

3) снизить время на построение модели путем автоматизации процесса калибровки (использование разработанного программного продукта позволяет сократить срок построения одной модели в среднем с 1 суток до 15 минут);

4) выделять проницаемые трещины в доюрском комплексе Томской области путем определения напряженности трещин (критических трещин) и/или сопоставления информации о поглощениях с прогнозом поглощений по геомеханическому моделированию.

Список сокращений и условных обозначений

- τ тангенциальное напряжение, Па;
- ε strain относительная деформация;
- Е модуль Юнга, Па;
- ν коэффициент Пуассона;
- d diameter диаметр, м;
- µ тангенс угла трения в плоскости (например, разлома);
- µ_i тангенс угла внутреннего трения горной породы;
- g ускорение силы тяжести, 9.81 м/с²;
- S stress общее (полное) напряжение, Па;

S₁, S₂, S₃ – главные нормальные напряжения, Па;

S_v – вертикальное напряжение, Па;

S_H – максимальное главное нормальное горизонтальное напряжение, Па;

 S_h – минимальное главное нормальное горизонтальное напряжение, Па;

σ – эффективное напряжение, Па;

σ_v – эффективное вертикальное напряжение, Па;

σ_н – максимальное эффективное главное нормальное горизонтальное напряжение, Па;

σ_h – минимальное эффективное главное нормальное горизонтальное напряжение, Па;

S₀ – cohesion – когезия (сцепление) горной породы, Па;

 $C_0 - UCS$ – unconfined compressive strength – прочность горной породы на одноосное сжатие, Па;

Р_р – поровое давление, Па;

Р_{погт} – нормальное (гидростатическое) поровое давление, Па;

 V_{p} , V_{s} – скорость продольной и поперечной волны соответственно, м/с;

 ρ – плотность, кг/м³;

ρ_s – плотность скелета (минеральной части) горной породы, кг/м³;

TVD – true vertical depth – вертикальная глубина, м;

 ϕ – пористость;

- T tensile strength прочность горной породы на растяжение, Па;
- G модуль упругости при сдвиге; Па;

Е_{dyn} – динамический модуль Юнга; Па;

v_{dyn} – динамический коэффициент Пуассона;

К – объемный модуль упругости, Па;

К_{dry} – объемный модуль упругости сухой горной породы, Па;

K_{sat} – объемный модуль упругости насыщенной горной породы, Па;

К_т – объемный модуль упругости зерен (скелета) горной породы, Па;

К_f – объемный модуль упругости флюида в порах, Па;

- $V_{clay}-$ объемное содержание глин;
- Δt время пробега продольной волны, с/м или изменение времени, с;
- r radius радиус, м;

R_w – радиус скважины, м;

 $\Delta p_w - peпрессия, Па;$

σ_r – эффективное радиальное напряжение возле скважины, Па;

Work –работа, Дж;

 ΔP_{fric} – потери давления за счет трения, Па;

 $\Delta P_{\text{leak-off}}$ – потери давления за счет утечек жидкости разрыва в пласт, Па; Q – дебит, м³/с;

t – время, с;

t_p – общее время закачки жидкости ГРП, с;

k-triaxial stress factor;

 R_{\log} – удельное электрическое сопротивление пласта, Ом м;

R_f – удельное электрическое сопротивление пластового флюида, Ом м;

 Δt_{log} – интервальное время пробега продольной волны по каротажу, мс/м;

 Δt_{ma} – интервальное время пробега продольной волны в скелете горной породы, мс/м;

 $\Delta t_{\rm f}$ – интервальное время пробега продольной волны во флюиде, мс/м.

Список литературы

Аширов, К. Б. Бесплодная гипотеза – расточительная практика / К. Б.
 Аширов // Геология нефти и газа. – 1989. – №12. – С. 41-45.

2. Бордюг, Е. В. Генетические типы нефтей продуктивных отложений юговосточной части Западной Сибири: дис. ... канд. г-м. наук: 25.00.12 / Бордюг, Екатерина Васильевна. – Москва, 2012. – 187 с.

3. Гарсия Б. А. С. Анализ сопоставления литологической неоднородности пород палеозойского фундамента с результатами опробования скважин / Б. А. С. Гарсия, В. Б. Белозёров // II Международная научно-практическая конференция «Geonature 2018». – 2018. – С. 16-23.

4. Геологический разрез Майзасской 1 параметрической скважины (лудлов-ранний девон, Западная Сибирь) / С. А. Степанов, В. И. Краснов, Н. П. Кульков [и др.] // Биостратиграфия и биогеография палеозоя Сибири. – Новосибирск: СНИИГГиМС. – 1985а. – С. 64-76.

5. Геомеханическое моделирование для решения задачи ограничения пескопроявления / М. М. Хасанов, В. В. Жуков, Ю. В. Овчаренко [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2016. – № 12. – С. 48–51.

6. ГОСТ 21153.2-84. Породы горные. Методы определения предела прочности при одноосном сжатии : дата введения 1986-07-01. – Москва : ИПК издательство стандартов, 1984. – 8 с.

 7.
 ГОСТ 21153.8-88.
 Породы горные.
 Метод определения предела

 прочности при объемном сжатии : дата введения 1989-07-01.
 – Москва : ИПК

 издательство
 стандартов.
 – 1989.
 15
 с.
 – URL:

 https://kodeks.lib.tpu.ru/docs/d?nd=1200023978
 (дата обращения: 28.02.2024).

8. ГОСТ 28985-91. Породы горные. Метод определения деформационных характеристик при одноосном сжатии : дата введения 1992-07-01. – Москва. : ИПК издательство стандартов, 1992. – 10 с.

9. Динник А. Н. О давлении горных пород и расчет крепи круглой шахты / А. Н. Динник // Инженерный работник. – 1925. – Т. 7. – С. 1–12.

10. Запивалов Н. П. Критерии оценки нефтегазоносности палеозойских отложений Западной Сибири / Н. П. Запивалов, Г. Д. Исаев // Вестник Томского государственного университета. – 2010. – Т. 341. – С. 226-232.

Интегрированный подход к планированию бурения, многостадийного гидроразрыва пласта и эксплуатации скважин на основе цифровой геомеханической модели залежи с учетом влияния разработки / Д. А. Поляков, В. А. Павлов, Н. А. Павлюков [и др.] // Нефтепромысловое дело. – 2019. – № 11. – С. 44–50. – DOI 10.30713/0207-2351-2019-11(611)-44-50

Исаев, Г.Д. Региональные стратиграфические подразделения палеозоя
Западно-Сибирской плиты (по данным исследования табулятоморфных кораллов)
/ Г.Д. Исаев // Вестник Томского государственного университета. – 2012. – №355.
– С. 161-168.

 Использование предварительной 1D геомеханической модели для планирования исследований керна / В. А. Фадеева, М. И. Самойлов, В. А. Павлов [и др.] // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. – 2020. – № 7. – С. 29–35. – DOI 10.30713/2413-5011-2020-7(343)-29-35

14. Использование результатов промысловогеофизических исследований скважин для расчета напряжений при моделировании гидроразрыва пласта / С. А. Кондратьев, Р. Р. Шарафеев, Д. В. Новокрещенных [и др.] // Нефтепромысловое дело. – 2021. – № 7. – С. 26–34.

15. Исследование устойчивости подготовительных выработок, закреплённых анкерной крепью, оказавшихся в сложных аварийных ситуациях при отработке угольных пластов на шахтах Кузбасса / Е. А. Разумов, В. Г. Венгер, С. И. Калинин [и др.] // Уголь. – 2021. – № 11. – С. 13–18. – DOI 10.18796/0041-5790-2021-11-13-18

16. К вопросу импортозамещения в геомеханическом моделировании / В.
А. Павлов, Д. А. Поляков, М. Д. Субботин [и др.] // Технологии нефти и газа. – 2019.
– № 2. – С. 3–9.

17. Калибровка одномерных геомеханических моделей с использованием геометрической аппроксимации вывалов / Д. В. Коношонкин, В. С. Рукавишников, А. С. Шадрин [и др.] // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2023. – Т. 334, № 7. – С. 102–110. – DOI 10.18799/24131830/2023/7/4071

Комплексные лабораторные исследования керна в ЦПГИ ИФЗ РАН / С.
 А. Тихоцкий, И. В. Фокин, И. О. Баюк [и др.] // Наука и технологические разработки. – 2017. – Т. 96, № 2. – С. 17–32. – DOI 10.21455/std2017.2-2

19. Коношонкин Д. В. Геометрическая аппроксимация вывалов в скважине для проведения калибровки геомеханической модели / Д. В. Коношонкин, В. С. Рукавишников // Горный информационно-аналитический бюллетень. – 2021. – № 12. – С. 58–72. – DOI 10.25018/0236_1493_2021_12_0_58

20. Коробов, А. Д. Гидротермальные процессы в погребенных палеорифтах Западной Сибири и их роль в доломитизации известняков и насыщении пород фундамента нефтью / А. Д. Коробов, А. А. Коробова // Геология нефти и газа. – 2005. – № 3. – С. 37-46.

21. Краснов, В. И. Новые данные по литостратиграфии палеозойских отложений юго-востока Западно-Сибирской плиты / В. И. Краснов, Г. Д. Исаев, В. И. Саев // Региональная стратиграфия нефтегазоносных районов. – Новосибирск: СНИИГГиМС. – 1988. – С. 9-13.

22. Новый подход к внедрению результатов геомеханического моделирования в производственные процессы добывающих обществ ПАО «НК «Роснефть» / Д. А. Поляков, В. А. Павлов, В. А. Морева [и др.] // Экспозиция Нефть Газ. – 2021. – № 6. – С. 47–50. – DOI 10.24412/2076-6785-2021-6-47-50

23. Обоснование безопасных параметров междукамерных податливых целиков при применении технологической схемы со скважинной отбойкой руды и

принудительной посадкой кровли в сложных удароопасных условиях шахт СУБРа / М. А. Шадрин, Д. В. Сидоров, А. П. Корнаушенко [и др.] // Горный журнал. – 2023. – № 1. – С. 85–88. – DOI 10.17580/gzh.2023.01.14

24. Обоснование режимов эксплуатации скважин сеноманской газовой залежи Харампурского месторождения по результатам геомеханического моделирования / В. А. Павлов, Н. А. Павлюков, М. Д. Субботин [и др.] // Экспозиция Нефть Газ. – 2021. – № 2. – С. 41–46. – DOI 10.24412/2076-6785-2021-2-41-46

25. Определение геомеханических свойств юрских и доюрских отложений Томской области / А. С. Шадрин, Д. В. Коношонкин, А. Е. Антонов [и др.] // Известия высших учебных заведений. – 2022. – №. 1. – С. 34–44. – DOI 10.21440/0536-1028-2022-1-34-44

26. Опыт применения геомеханического моделирования на этапе проектирования скважин / И. Н. Ляпин, Д. О. Королев, И. Ю. Коровин [и др.] // Нефть. Газ. Новации. – 2019. – № 10. – С. 17–20.

27. Особенности численного решения задач геомеханики месторождений с негладкими решениями методом конечных элементов / Н. В. Дубиня, А. В. Вершинин, А. С. Пирогова [и др.] // Геофизические исследования. – 2022. – Т. 23, № 1. – С. 30–48. – DOI 10.21455/gr2022.1-3

28. Открытие ордовикской системы в Нюрольской структурнофациальной зоне (Среднее Приобье) / Г. Д. Исаев, В. И. Краснов, Л. М. Аксенова [и др.] // Стратиграфия и палеонтология докембрия и палеозоя Сибири. – Новосибирск: СНИИГГИМС, 1990. –119 с.

29. Патент N 2159849 Российская Федерация, E21B 47/00 (2000.01), E21B 49/00 (2000.01). Способ оценки проницаемости пород и дебитов нефтегазовых скважин : N 98122039/03 : заявл. 08.12.1998 : опубл. 27.11.2000 / Смыков В. В., Волкова И. Н., Кашапов Х. З. – 11 с.

30. Патент N 2225020 Российская Федерация, МПК G01V 11/00 (2000.01). Способ геофизической разведки для определения нефтепродуктивности

трещинных глинистых коллекторов в межскважинном пространстве : N 2003105203/28 : заявл. 25.02.2003 : опубл. 27.02.2004 / Копилевич Е. А., Давыдова Е. А., Славкин В. С., Мусихин В. А. – 5 с.

31. Патент N 2433426 Российская Федерация, МПК G01V 1/00 (2006.01).
Способ определения азимутального направления трещиноватости пород : N
2010112035/28 : заявл. 29.03.2010 : опубл. 10.11.2011 / Ленский В. А., Адиев А. Я.,
Ахтямов Р. А., Ленская Е. В. – 18 с.

32. Патент N 2475780 Российская Федерация, МПК G01V 1/40 (2006.01). Способ для регистрации трещиноватости коллектора и диагональных пластов, использующий трехосные/многокомпонентные измерения анизотропии удельного сопротивления : N 2010126646/28 : заявл. 08.10.2008 : опубл. 10.01.2012 / Хэчжу И. – 22 с.

33. Патент N 2485553 Российская Федерация, МПК G01V 1/28 (2006.01), G01V 1/48 (2006.01). Способ оценки трещинной пористости по данным скважинной сейсморазведки : N 2011143172/28 : заявл. 25.10.2011 : опубл. 20.06.2013 / Ленский В. А., Адиев А. Я., Ахтямов Р. А., Ленская Е. В. – 10 с.

34. Патент N 2719792 Российская Федерация, E21B 49/00 (2006.01), G06F 17/00 (2006.01). Способ прогноза зон поглощений бурового раствора при бурении скважин на основе трехмерной геомеханической модели и тектонической модели месторождения : N 2018127256 : заявл. 24.07.2018 : опубл. 24.01.2020 / Калинин О. Ю., Лукин С. В., Овчаренко Ю. В., Жуков В. В., Бочков А. С., Захарова О. А., Вашкевич А. А., Хомутов А. Ю. – 14 с.

35. Патент N 2797376 Российская Федерация, МПК Е21В 49/00 (2006.01).
Способ определения трещинного коллектора и способ добычи углеводородов : N
202113878 : заявл. 24.12.2021 : опубл. 05.06.2023 / Коношонкин Д. В., Петрова Д.
С., Чурочкин И. И., Коровин М. О., Левочко Е. Г., Рукавишников В. С., Грабовская
Ф. Р., Верещагин П. С. – 33 с.

36. Повышение эффективности оценки состояния пород кровли выработок с применением различных методов в условиях шахты «Чертинская-Коксовая» / П.

В. Гречишкин, В. Ф. Харченко, Е. Ю. Розонов [и др.] // Уголь, 2019. – № 10. – С. 42–46. – DOI 10.18796/0041-5790-2019-10-42-46

37. Построение численной 3D геомеханической модели на примере месторождений ПАО «ЛУКОЙЛ» / А. А. Предеин, П. И. Клыков, О. В. Гаршина [и др.] // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2021. – № 4. – С. 43–48. – DOI 10.33285/2413-5011-2021-4(352)-43-48

38. Развитие геомеханического моделирования в России / В. А. Павлов, М.
А. Лушев, Е. П. Корельский [и др.] // Технологии нефти и газа. – 2017. – № 6 (113).
– С. 3–9.

39. Развитие комплексного геомеханического моделирования в ПАО «Газпром нефть» / А. А. Вашкевич, В. В. Жуков, Ю. В. Овчаренко [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2016. – № 12. – С. 16–19.

40. Региональная стратиграфическая схема палеозойских образований нефтегазоносных районов Западно-Сибирской плиты / В. И. Краснов, Г. Д. Исаев, В. Ф. Асташкина [и др.] // Стратиграфия и палеогеография фанерозоя Сибири. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 1993. – С. 47-48.

41. Реконструкция истории тектонического развития Нюрольской впадины на основе Sandbox-экспериментов / К. А. Малхасян, Д. В. Коношонкин, А. С. Шадрин [и др.] // Известия УГГУ. – 2022. – № 2 (66). – С. 59–70. – DOI 10.21440/2307-2091-2022-2-59-70

42. Решения межведомственного совещания по рассмотрению и принятию региональные стратиграфической схемы палеозойских образований Западно-Сибирской равнины / В. И. Краснов, В. С. Бочкарев, Ф. Г. Гурари [и др.] // Новосибирск : ротапринт СНИИГГиМС, 1999. – 80 с.

43. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ N 2021680321. Программа для проведения автокалибровки одномерной геомеханической модели на данные мини-ГРП и кавернометрии : N 2021669549 : заявл. 01.12.2021 : опубл. 09.12.2021 / Коношонкин Д. В., Грабовская, Ф. Р.

44. Al-Ameri A. Integrated Mechanical Earth Modeling for Predicting Sand Production: A Case Study // SPE Production & Operations. – 2022. – Vol. 37, N 02. – P. 169–187. – DOI 10.2118/208599-PA

45. An integrated drilling and geomechanics approach helps to successfully drill wells along the minimum horizontal stress direction in khuff reservoirs / S. Ahmed, K. Khan, P. Omini [et al.] // Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference.
– OnePetro. – 2014. – P. 749–761. – DOI 10.2118/171755-MS

46. Analysis of borehole breakout development using continuum damage mechanics / D. P. Sahara, M. Schoenball, E. Gerolymatou [et al.] // International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences. – 2017. – Vol. 97. – P. 134–143. – DOI 10.1016/j.ijrmms.2017.04.005

47. Araujo E. Incorporating Thermochemoporoelastic Effects in Wellbore Stability Design in Shales / E. Araujo, J. Pastor, S. Fontoura // ARMA US Rock Mechanics/Geomechanics Symposium. – ARMA. – 2006. – P. ARMA-06-964.

48. Archie G. E. Introduction to Petrophysics of Reservoir Rocks / G. E. Archie // AAPG Bulletin. – 1950. – Vol. 34, N 5. – P. 943–961.

49. ASTM D7012-10. Standard test method for compressive strength and elastic moduli of intact rock core specimens under varying states of stress and temperatures. – 2010. – P. 1–8. – DOI 10.1520/D7012-14E01

50. Babcock E. A. Measurement of Subsurface Fractures from Dipmeter Logs /
E. A. Babcock // AAPG Bulletin. – 1978. – Vol. 62, N 7. – P. 1111–1126.

51. Barree R. D. Diagnostic Fracture Injection Tests: Common Mistakes, Misfires, and Misdiagnoses / R. D. Barree, J. L. Miskimins, J. V. Gilbert // SPE Production & Operations. – 2015. – Vol. 30, N 02. – P. 84–98. – DOI 10.2118/169539-PA

52. Borehole televiewer. New logging concept for fracture location and other types of borehole inspection / J. Zemanek, R. L. Caldwell, E. E. Glenn [et al.] // Journal of Petroleum Technology. – 1969. – Vol. 21, N 6. – P. 762–774. – DOI 10.2118/2402-PA

53. Bowers G. L. Pore Pressure Estimation From Velocity Data: Accounting for Overpressure Mechanisms Besides Undercompaction / G. L. Bowers // SPE Drilling & Completion. – 1995. – Vol. 10, N 02. – P. 89– 95. –DOI 10.2118/27488-PA

54. Brocher T. M. Empirical relations between elastic wavespeeds and density in the Earth's crust / T. M. Brocher // Bulletin of the Seismological Society of America.
2005. – Vol. 95, N 6. – P. 2081–2092. – DOI 10.1785/0120050077

55. Building a mechanical earth model: a reservoir in Southwest Iran / V. Fattahpour, A. Pirayehgar, M. B. Dusseault [et al.] // ARMA US Rock Mechanics/Geomechanics Symposium. – 2012. – P. 2678–2685.

56. Calibrated Mechanical Earth Models Answer Questions on Hydraulic Fracture Containment and Wellbore Stability in Some of the CSG Wells in the Bowen Basin / Z. J. Pailikathekathil, R. Puspitasari, I. Altaf [et al.] // Society of Petroleum Engineers - Asia Pacific Unconventional Resources Conference and Exhibition 2013: Delivering Abundant Energy for a Sustainable Future. – 2013. – Vol. 2. – P. 683–707. – DOI 10.2118/167069-MS

57. Castagna J. P. Petrophysical imaging using AVO / J. P. Castagna // The Leading Edge. – 1993. – Vol. 12, N 3. – P. 172–178. – DOI 10.1190/1.1436939

58. Chang C. Empirical relations between rock strength and physical properties in sedimentary rocks / C. Chang, M. D. Zoback, A. Khaksar // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2006. – Vol. 51, N 3–4. – P. 223–237. – DOI 10.1016/j.petrol.2006.01.003

59. Cox J. W. The high resolution dipmeter reveals dip-related borehole and formation characteristics / J. W. Cox // SPWLA 11th Annual Logging Symposium. – SPWLA. – 1970. – Vol. 11, N 01. – P. 46–57.

60. Dasgupta T. Sediment Compaction and Applications in Petroleum Geoscience / T. Dasgupta, S. Mukherjee. – Cham : Springer International Publishing, 2020. – 99 p. – DOI 10.1007/978-3-030-13442-6

61. Determination of horizontal stress orientation in the areas of the Tomsk region / A. E. Antonov, A. S. Shadrin, D. V. Konoshonkin [et al.] // Izvestiya vysshikh

uchebnykh zavedenii. Gornyi zhurnal. – 2021. – Vol. 1, N 7. – P. 16–24. DOI 10.21440/0536-1028-2021-7-16-24

62. Determination of minimum and maximum stress profiles using wellbore failure evidences: a case study–a deep oil well in the southwest of Iran / A. Molaghab, M. H. Taherynia, S. M. Fatemi Aghda [et al.] // Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. – 2017. – Vol. 7, N 3. – P. 707–715. – DOI 10.1007/s13202-017-0323-5

63. Determination of stress orientation and magnitude in deep wells / M. D. Zoback, C. A. Barton, M. Brudy [et al.] // International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences. – 2003. – Vol. 40, N 7–8. – P. 1049–1076. – DOI 10.1016/j.ijrmms.2003.07.001

64. Diakov K. Assessment of the relationship between fracturing and fault tectonics of paleozoic deposits / K. Diakov, D. Konoshonkin // Saint Petersburg 2020 – Geosciences: Converting Knowledge into Resources. – 2020. – Vol. 2020, N 1. – P. 1–5. – DOI 10.3997/2214-4609.202053088

65. Eaton B. A. The Equation for Geopressure Prediction from Well Logs / B.
A. Eaton // SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Sept. 28-Oct. 1, 1975,
Dallas, Texas. – 1975. – P. SPE-5544. – DOI 10.2118/5544-MS

66. Estimation of in-situ maximum horizontal principal stress magnitudes from borehole breakout data using machine learning / H. Lin, W. H. Kang, J. Oh [et al.] // International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences. – 2020. – Vol. 126. – P. 1-15. - DOI 10.1016/j.ijrmms.2019.104199

67. Fluid filtration analysis of complex fractured system based on geomechanical parameters and diagenetic alterations / I. Uzhegova, A. Garcia, D. Konoshonkin [et al.] // 81st EAGE Conference and Exhibition 2019. – 2019. – Vol. 2019, N 1. – P. 1–5. – DOI 10.3997/2214-4609.201901034

68. Fowler M. J. The Use of Borehole Breakout for Geotechnical Investigation of an Open Pit Mine / M. J. Fowler, F. M. Weir // SHIRMS 2008 : First Southern

Hemisphere International Rock Mechanics Symposium – 2008. – P. 541–550. – DOI 10.36487/ACG_repo/808_61

69. Freyburg E. Der Untere und mittlere Buntsandstein SWThuringen in seinen gesteinstechnicschen Eigenschaften / E. Freyburg // Ber. Dtsch. Ges. Geol. Wiss. – 1972.
– Vol. A, N 176. – P. 911–919.

70. Gardner G. H. F. Formation velocity and density - the diagnostic basics for stratigraphic traps / G. H. F. Gardner, L. W. Gardner, A. R. Gregory // Geophysics. – 1974. – Vol. 39, N 6. – P. 770–780. – DOI 10.1190/1.1440465

71. Goodman H. E. Reconciling subsurface uncertainty with the appropriate well design using the mechanical Earth model (MEM) approach / H. E. Goodman, P. Connolly
// SPE Nigeria Annual International Conference and Exhibition. – 2007. – Vol. 26, N 5.
– P. 585–588. – DOI 10.2118/111913-MS

72. Haimson B. C. Borehole breakouts and compaction bands in two highporosity sandstones / B. C. Haimson, H. Lee // International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences. – 2004. – Vol. 41, N 2. – P. 287–301. – DOI 10.1016/j.ijrmms.2003.09.001

73. Haimson B. C. Laboratory study of borehole breakouts in Cordova Cream: a case of shear failure mechanism / B. C. Haimson, I. Song // International journal of rock mechanics and mining sciences & geomechanics abstracts. – 1993. – Vol. 30, N 7. – P. 1047–1056. – DOI 10.1016/0148-9062(93)90070-T

74. Haimson B. C. Micromechanisms of borehole instability leading to breakouts in rocks / B. C. Haimson // International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences. – 2007. – Vol. 44, N 2. – P. 157–173. – DOI 10.1016/j.ijrmms.2006.06.002

75. Herrick C. G. Modeling of episodic failure leading to borehole breakouts in Alabama limestone / C. G. Herrick, B. C. Haimson // ARMA North America Rock Mechanics Symposium. – ARMA. – 1994. – P. ARMA-1994–0217.

76. Herwanger J. Seismic Geomechanics: How to Build and Calibrate Geomechanical Models using 3D and 4D Seismic Data / J. Herwanger // Fourth EAGE

CO₂ geological storage workshop, Apr 2014. – European Association of Geoscientists & Engineers. – 2014. – P. cp-439-00001. – DOI 10.3997/2214-4609-pdb.439.EET-V_Slides_SeismicGeomechanics_JorgHerwanger_EAGE-Website_

77. Hiramatsu Y. Stress around a shaft or level excavated in ground with a threedimensional stress state / Y. Hiramatsu, Y. OKA // Memoirs of the Faculty of Engineering, Kyoto University. -1962. - Vol. 24. - N. 1. - P. 56-76.

78. Horsrud P. Estimating Mechanical Properties of Shale From Empirical Correlations / P. Horsrud // SPE Drilling & Completion. – 2001. – Vol. 16, N 02. – P. 68–73.

79. Hydraulic fracturing stress measurements at Yucca Mountain, Nevada, and relationship to the regional stress field (USA) / J. M. Stock, J. H. Healy, S. H. Hickman [et al.] // Journal of Geophysical Research: Solid Earth. – 1985. – Vol. 90, N B10. – P. 8691–8706. – DOI 10.1029/JB090iB10p08691

80. In situ stress state from walkaround VSP anisotropy in the Kumano basin southeast of the Kii Peninsula, Japan / T. Tsuji, R. Hino, Y. Sanada [et al.] // Geochemistry, Geophysics, Geosystems. – 2011. – Vol. 12, N 9. – P. 1–18. – DOI 10.1029/2011GC003583

81. In situ stress state in the Nankai accretionary wedge estimated from borehole wall failures / C. Chang, L. C. Mcneill, J. C. Moore [et al.] // Geochemistry, Geophysics, Geosystems. – 2010. – Vol. 11, N 12. – P. 1–17. – DOI 10.1029/2010GC003261

82. Jimenez J. A. A mechanical earth model for the weyburn CO₂ monitoring and storage project and its relevance to long-term performance assessment / J. A. Jimenez,
R. J. Chalaturnyk, S. G. Whittaker // Greenhouse Gas Control Technologies 7. – 2005. –
Vol. 2, N 2. – P. 2141–2145. – DOI 10.1016/B978-008044704-9/50289-5

Kagan K. G. The features of openhole hydrodynamic logging: evidence from offshore fields / K. G. Kagan // Actual Problems of Oil and Gas. – 2022. – Vol. 2, N 37. – P. 139–152.

84. Kasani H. A. A Review of Techniques for Measuring the Biot Coefficient and Other Effective Stress Parameters for Fluid-Saturated Rocks / H. A. Kasani, A. P. S.

Selvadurai // Applied Mechanics Reviews. - 2023. - Vol. 75, N 2. - P. 1-24. - DOI 10.1115/1.4055888

85. Kidambi T. Mechanical Earth Modeling for a vertical well drilled in a naturally fractured tight carbonate gas reservoir in the Persian Gulf / T. Kidambi, G. S. Kumar // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2016. – Vol. 141. – P. 38–51. – DOI 10.1016/j.petrol.2016.01.003

86. Kirsch G. Die Theorie der Elastizitat und die Beaurforisse der Festigkeitslehre / G. Kirsch // Z. Des. Verlines Dtsch. Ing. – 1898. – Vol. 42. – P. 707.

87. Koutsabeloulis N. 3D Reservoir Geomechanical Modeling in Oil/Gas Field
Production / N. Koutsabeloulis, X. Zhang // SPE Kingdom of Saudi Arabia Annual
Technical Symposium and Exhibition, May 9-11, 2009, Al-Khobar, Saudi Arabia. – SPE.
– 2009. – P. 1-14. – DOI 10.2118/126095-MS

88. Kundan A. Extended Leak-Off Tests (EXLOT) & Its Applications to Geomechanical Study: Field examples of Western Offshore Basin, ONGC, India / A. Kundan, V. Kalpande // Geology Operations Group. – 2017. – P. 1–7.

89. Lee H. Borehole breakouts induced in Arkosic sandstones and a discrete element analysis / H. Lee, T. Moon, B. C. Haimson // Rock Mechanics and Rock Engineering. – 2016. – Vol. 49, N 4. – P. 1369–1388. – DOI 10.1007/s00603-015-0812-0

90. Malinverno A. Horizontal principal stress orientation in the Costa Rica Seismogenesis Project (CRISP) transect from borehole breakouts / A. Malinverno, S. Saito, P. Vannucchi // Geochemistry, Geophysics, Geosystems. – 2016. – Vol. 17, N 1. – P. 65–77. – DOI 10.1002/2015GC006092

91. Mavko G. The Rock Physics Handbook / G. Mavko, T. Mukerji, J. Dvorkin.
– Cambridge : Cambridge University Press, 2009. – 511 p.

92. McNally G. H. Estimation of coal measures rock strength using sonic and neutron logs / G. H. McNally // Geoexploration. – 1987. – Vol. 24, N 4–5. – P. 381–395.
– DOI 10.1016/0016-7142(87)90008-1

93. Mechanical Earth Model (MEM): An Effective Tool for Borehole Stability Analysis and Managed Pressure Drilling (Case Study) / M. Afsari, M. R. Ghafoori, M. Roostaeian [et al.] // SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference, MEOS, Proceedings. – 2009. – Vol. 1. – P. 87–98.

94. Mechanical earth modeling and fault reactivation analysis for CO_2 -enhanced oil recovery in Gachsaran oil field, south-west of Iran / M. Amiri, G. R. Lashkaripour, S. Ghabezloo [et al.] // Environmental Earth Sciences. – 2019. – Vol. 78, N 4. – P. 1–22. – DOI 10.1007/s12665-019-8062-1

95. Mechanical earth modeling and sand onset production prediction for Well X in Malay Basin / N. I. Ismail, M. Y. Naz, S. Shukrullah [et al.] // Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. – 2020. – Vol. 10, N 7. – P. 2753–2758. – DOI 10.1007/s13202-020-00932-2

96. Methodology of stepwise multi-scale stress inversion for predicting fault tectonics and fracturing: Case study for prejurassic complex of Tomsk region / D. Konoshonkin, I. Churochkin, N. Konoshonkina [et al.] // ProGREss 2019: Exploration as a Business - Oil and Gas International Exploration Conference. – 2019. – Vol. 2019, N 1. – P. 1–5. – DOI 10.3997/2214-4609.201953041

97. Minifrac Pre-Closure Analysis // S&P Global Commodity Insights. – 2024.
 – URL:

https://www.ihsenergy.ca/support/documentation_ca/WellTest/content/html_files/analy sis_types/minifrac_test_analyses/minifrac-pre-closure_analysis.htm (usage date: 27.01.2023).

98. Moos D. Feasibility Study of the Stability of Openhole Multilaterals, Cook
Inlet, Alaska / D. Moos, M. D. Zoback, L. Bailey // SPE Drilling & Completion. – 2001.
– Vol. 16, N 03. – P. 140–145. – DOI 10.2118/73192-PA

99. Moos D. Impact of rock properties on the relationship between wellbore breakout width and depth / D. Moos, S. Willson, C. A. Barton // ARMA Canada-US Rock Mechanics Symposium. – ARMA. – 2007. – P. ARMA-07-209.

100. Nafe J. E. Variation with depth in shallow and deep water marine sediments of porosity, density and the velocities of compressional and shear waves / J. E. Nafe, C.
L. Drake // Geophysics. – 1957. – Vol. 22, N 3. – P. 523–552. – DOI 10.1190/1.1438386

101. Numerical modeling of logged wellbore breakouts using cohesionweakening frictional-strengthening models / P. Zoughy, H. Molladavoodi, S. Nikoosokhan [et al.] // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2021. – Vol. 198. – P. 1–18. – DOI 10.1016/j.petrol.2020.108206

102. Petroleum Related Rock Mechanics 2nd Edition / E. Fjær, R. M. Holt, P. Horsrud [et al.] – Amsterdam : Elsevier, 2008. – 497 p.

103. Plumb R. A. Influence of composition and texture on the failure properties of clastic rocks / R. A. Plumb // SPE/ISRM Rock Mechanics in Petroleum Engineering.
– SPE. – 1994. – P. 13–20. – DOI: 10.2118/28022-MS

104. Prats M. Effect of Burial History on the Subsurface Horizontal Stresses of Formations Having Different Material Properties / M. Prats // Society of Petroleum Engineers journal. – 1981. – Vol. 21, N 06. – P. 658–662. – DOI 10.2118/9017-PA

105. Predicting Reservoir Compaction and Casing Deformation in Deepwater Turbidites Using a 3D Mechanical Earth Model / C. Sayers, L. Den Boer, D. Lee [et al.] // SPE International Oil Conference and Exhibition in Mexico, Aug. 31–Sept. 2, 2006, Cancun, Mexico. – SPE. – 2006. – P. 467–473. – DOI 10.2118/103926-MS

106. Recent advances in in-situ stress measurements by hydraulic fracturing and borehole breakouts / B. C. Haimson, M. Lee, C. Herrick // 7th ISRM Congress. – OnePetro. – 1991. – P. 1737–1742.

107. Salimov M. The ratios of the main stresses in the Wellbore in carbonate rocks / M. Salimov, D. Konoshonkin // Saint Petersburg 2018, Apr. 9-12, 2018, Saint Petersburg, Russia. – 2018. – Vol. 2018, N 1. – P. 1–5. – DOI 10.3997/2214-4609.201800124

108. Shen, B. Borehole Breakouts and In Situ Stresses / B. Shen // SHIRMS 2008Proceedings of the First Southern Hemisphere International Rock Mechanics

Symposium, Australian Centre for Geomechanics, Perth. – 2008. – P. 407–418. – DOI 10.36487/ACG_repo/808_145

109. Staněk F. Stress field orientation inverted from source mechanisms of microseismic events induced by hydraulic fracturing and geomechanical interpretation /
F. Staněk, Z. Jechumtálová, L. Eisner // SEG Technical Program Expanded Abstracts. –
2015. – Vol. 34. – P. 2552–2556. – DOI 10.1190/segam2015-5926686.1

110. Tashkinov V. The rock strength properties determination of the jurassic formation sandstones by updating empirical relations for mechanical earth model construction / V. Tashkinov, D. Konoshonkin // Saint Petersburg 2018, Apr. 9-12, 2018, Saint Petersburg, Russia. – 2018. – Vol. 2018, N 1. – P. 1-6. – DOI 10.3997/2214-4609.201800162

111. The Mechanical Earth Model Concept and Its Application to High-Risk Well Construction Projects / R. Plumb, S. Edwards, G. Pidcock [et al.] // SPE/IADC Drilling Conference and Exhibition, Feb. 23–25, 2000, New Orleans, Louisiana. – SPE. – 2000. – P. 1–13. – DOI 10.2118/59128-MS

112. Tingay M. Borehole breakout and drilling-induced fracture analysis from image logs / M. Tingay, J. Reinecker, B. Müller // World Stress Map Project. – 2008. Vol.
1. – P. 1–8.

113. Transverse drilling-induced tensile fractures in the West Tuna area, Gippsland Basin, Australia: implications for the in situ stress regime / E. J. Nelson, J. J. Meyer, R. R. Hillis [et al.] // International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences. – 2005. – Vol. 42, N 3. – P. 361–371. – DOI 10.1016/j.ijrmms.2004.12.001

114. Traugott M. Pore pressure and fracture pressure determinations in deepwater
/ M. Traugott // Deepwater technology supplement to World Oil. – 1997. – Vol. 8. – P.
1–8.

115. Uzhegova I. A. Fault conductivity analysis based on geomechanical parameters of fractured reservoir / I. A. Uzhegova, D. V. Konoshonkin // Saint Petersburg 2018, Apr. 9-12, 2018, Saint Petersburg, Russia. – 2018. – Vol. 2018, N 1. – P. 1–5. – DOI 10.3997/2214-4609.201800205

116. van Oort E. Improving Formation-Strength Tests and Their Interpretation /
E. van Oort, R. F. Vargo // SPE/IADC Drilling Conference and Exhibition, Feb. 20–22,
2007, Amsterdam, The Netherlands . – SPE. – 2007. – P. 284–294. – DOI
10.2118/105193-MS

117. Vernik L. Empirical relations between compressive strength and porosity of siliciclastic rocks / L. Vernik, M. Bruno, C. Bovberg // International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences & Geomechanics Abstracts. – 1993. – Vol. 30, N 7. – P. 677–680. – DOI 10.1016/0148-9062(93)90004-W

118. Well bore breakouts and in situ stress / M. D. Zoback, D. Moos, L. Mastin
[et al.] // Journal of Geophysical Research: Solid Earth. – 1985. – Vol. 90, N B7. – P.
5523–5530. – DOI 10.1029/JB090iB07p05523

119. Yaghoubi A. A. Determination of magnitude and orientation of the in-situ stress from borehole breakout and effect of pore pressure on borehole stability – Case study in Cheshmeh Khush oil field of Iran / A. A. Yaghoubi, M. Zeinali // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2009. – Vol. 67, N 3–4. – P. 116–126. – DOI 10.1016/j.petrol.2009.05.008

120. Zain-Ul-Abedin M. Building 1d and 3d mechanical earth models for underground gas storage–a case study from the molasse basin, southern Germany / M. Zain-Ul-Abedin, A. Henk // Energies. – 2020. – Vol. 13, N 21. – P. 1–21. – DOI 10.3390/en13215722

121. Zimmer M. A. Seismic velocities in unconsolidated sands: Measurements of pressure, sorting, and compaction effects / M. A. Zimmer. – Stanford University, 2004. – 204 p.

122. Zoback M. D. Reservoir Geomechanics / M. D. Zoback – Cambridge : Cambridge University Press, 2007. – 449 p.

123. Zubova E. Fracture density evaluation with the use of geomechanical analysis / E. Zubova, D. Konoshonkin // Saint Petersburg 2018, Apr. 9-12, 2018, Saint Petersburg, Russia. – 2018. – Vol. 2018, N 1. – P. 1–5. – DOI 10.3997/2214-4609.201800123