

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

Институт Природных ресурсов

Направление подготовки 21.04.01 Нефтегазовое дело

Кафедра Проектирования объектов нефтегазового комплекса

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы

Разработка технологии применения геомеханического моделирования при проектировании конструкции и вариантов заканчивания эксплуатационных скважин Урмано-Арчинской зоны нефтегазонакопления

УДК 622.24

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ЦМ51	Ташкинов Владимир Андреевич		

Руководитель

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

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Томск – 2017 г.

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

Институт Природных ресурсов

Направление подготовки (специальность) 21.04.01 Нефтегазовое дело

Кафедра Проектирования объектов нефтегазового комплекса

УТВЕРЖДАЮ:

Зав. кафедрой

(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

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

Студенту:

Группа	ФИО
2ЦМ51	Ташкинову Владимиру Андреевичу

Тема работы:

Разработка технологии применения геомеханического моделирования при проектировании конструкции и вариантов заканчивания эксплуатационных скважин Урмано-Арчинской зоны нефтегазонакопления	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	18.07.2017, №6119/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Данные специальных исследований керна песчаников Тюменской и Васюганской свит 2. Научные статьи, касающиеся темы диссертации 3. Геофизические данные исследования керна и скважин Урмано-Арчинской зоны нефтегазонакопления 4. Данные ГРП проведенные в пределах исследуемой зоны 5. Дела скважин 6. Данные о заканчивании скважин
<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Получение корреляционной зависимости прочностных свойств горных пород и геофизическими параметрами 2. Определение входных параметров для построения одномерной геомеханической модели 3. Построение одномерной геомеханической модели в исследуемой зоне 4. Подбор оптимальных вариантов траектории

	бурения и заканчивания эксплуатационных скважин
Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)	
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы (с указанием разделов)	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Профессор Белозеров В.Б.
Социальная ответственность	Доцент Мищенко М.В.
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
8.Social responsibility	

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

Задание выдал руководитель:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ЦМ51	Ташкинов Владимир Андреевич		28.06.2017

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2ЦМ51	Ташкинову Владимиру Андреевичу

Институт	ИПР	Кафедра	ПОНК
Уровень образования	Магистр	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<p>1. Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения:</p> <ul style="list-style-type: none"> – вредных проявлений факторов производственной среды (метеоусловия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрации, электромагнитные поля, ионизирующие излучения) – опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической, пожарной и взрывной природы) – негативного воздействия на окружающую природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу) – чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, экологического и социального характера) 	<p>Рабочая зона – объекты месторождения Урмано-Арчинской зоны Вредные факторы - метеоусловия, вредные вещества, освещение, электромагнитные поля. Опасные факторы – пожар, взрыв, температурное воздействие, высокие давления. Негативные воздействия на окружающую природную среду – загрязнение атмосферы, гидросферы, литосферы. Чрезвычайные ситуации – пожары, взрывы, химические отравления</p>
<p>2. Знакомство и отбор законодательных и нормативных документов по теме</p>	<p>Нормативно-правовые акты международного сообщества, нормативно-технические документы, «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»</p>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; – действие фактора на организм человека; – приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); – предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства) 	<p>Процесс бурения является эпизодическим мощным источником воздействия на недра, поскольку сопровождается изъятием горных пород, применением химических веществ, горюче-смазочных материалов (нефти, пластовых вод и попутного нефтяного газа, глинистого раствора) Также процесс бурения связан с применением механических средств и специальной техники, которая оказывает разрушающее влияние на природную среду и человека.</p>
<p>2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой произведённой среды в следующей последовательности</p> <ul style="list-style-type: none"> – механические опасности (источники, средства защиты); – термические опасности (источники, средства защиты); – электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства 	<p>Пожароопасность, взрывоопасность, опасность поражения молнией, поражение электрическим током (защитное заземление и зануление), работа с химическими реагентами, механические травмы.</p>

<p>защиты);</p> <ul style="list-style-type: none"> – пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения) 	
<p>3. Охрана окружающей среды:</p> <ul style="list-style-type: none"> – защита селитебной зоны – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды. 	<p>Оценка воздействия бурения на атмосферу, биосферу и недра.</p> <p>Характеристика процесса бурения как источника образования отходов производства и потребления.</p> <p>Комплекс мер по охране окружающей среды</p>
<p>4. Защита в чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> – перечень возможных ЧС на объекте; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий 	<p>Возможные ЧС: пожары, взрывы, отравления вредными веществами, загрязнение окружающей среды в результате неконтролируемого выброса углеводородов.</p>
<p>5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны 	<p>Меры безопасности при эксплуатации производственных объектов.</p>
Перечень графического материала:	
<p>При необходимости представить эскизные графические материалы к расчётному заданию (обязательно для специалистов и магистров)</p>	<p>Схема действий при возникновении ЧС.</p>

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Мищенко М.В.	к.г.м.н.		28.06.2017

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ЦМ51	Ташкинов Владимир Андреевич		28.06.2017

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

Студенту:

Группа	ФИО
2ЦМ51	Ташкинову Владимиру Андреевичу

Институт	ИПР	Кафедра	ПОНК
Уровень образования	Магистр	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

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

<i>1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>Материальные затраты</i>
<i>2. Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>Общие затраты на бурение скважин Операционные затраты</i>
<i>3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>Время простоя и , время затраченное на СПО, наращивание инструмента, время потраченное на технологические операции</i>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<i>1. Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ</i>	<i>Расчет оптимизации процесса бурения, за счёт уменьшения времени на операции и ожидание</i>
<i>2. Разработка устава научно-технического проекта</i>	<i>Методические рекомендации по выбору оптимальных параметров и конструкции скважины</i>
<i>3. Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок</i>	<i>Анализ экономической эффективности от оптимизации процесса бурения</i>
<i>4. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности</i>	<i>Сравнение времени затраченного времени на те или иные операции в процессе бурения</i>

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

--

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Белозеров В.Б.	Д.Г.-М.Н.		28.06.2017

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ЦМ51	Ташкинов Владимир Андреевич		28.06.2017

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

Принятые сокращения и обозначения

1D MEM – 1 D Mechanical Earth Model – одномерная геомеханическая модель
 SHmax – Maximum horizontal stress – максимальное горизонтальное напряжение, МПа
 Shmin – Minimum horizontal stress – минимальное горизонтальное напряжение, МПа
 Sv – Vertical stress – вертикальное напряжение, МПа
 UCS (Co) – Unconfined Compressive Stress – прочность на одноосное сжатие, МПа
 FANG (ϕ) – Angle of internal friction – угол внутреннего трения, градусы
 μ – Coefficient of internal friction – коэффициент внутреннего трения
 ρ_b – объёмная плотность, г/см³
 ν – Коэффициент Пуассона динамический
 ν_{sta} – Коэффициент Пуассона статический
 σ_1 – Major principal stress – главное нормальное напряжение, МПа
 σ_2 – Intermediate principal stress – второстепенное нормальное напряжение, МПа
 σ_3 – Minor principal stress – минимальное нормальное напряжение, МПа
 σ_n – Normal stress – полное нормальное напряжение, МПа
 τ – Shear stress – касательное напряжение, МПа
 E – Динамический Модуль Юнга, МПа
 Esta – Статический Модуль Юнга, МПа
 ГИС – геофизические исследования скважин
 АВПД – аномально высокое пластовое давление
 СПО – спускоподъемные операции
 ГК – гамма каротаж, gAPI
 НКТ – нейтронный-нейтронный каротаж по тепловым нейтронам, условные единицы
 ГГК-П – гамма-гамма каротаж плотностной, г/см³
 ИК – индукционный каротаж, Ом*м
 АК (V_p) – акустический каротаж, продольная волна, км/с
 AR (V_s) – акустический каротаж поперечная волна, км/с
 ВСП – вертикальное сейсмопрофилирование
 ГГК-С – гамма-гамма каротаж селективный, показания Th – тория, K – калия, U – урана
 TVD – true vertical depth – абсолютная глубина, м
 PNI – пористость, доли единиц
 FMI – Formation Micro Imager – пластовый построитель микроизображений
 FCP – Fracture Closure Pressure – давление закрытия трещины, МПа
 ГРП – гидравлический разрыв пласта

ppg – pounds per gallon – фунтов на галлон ($1\text{ppg} = 0,119 \text{ г/см}^3$)

NPT – non-productive time – время простоя буровой установки

МОГТ – метод общей глубинной точки

ESS – Expandable Sand Screen – расширяющийся песочный фильтр

Реферат

Выпускная квалификационная работа 87 с., 31 рис., 8 табл., 47 источников, 4 прил.

Ключевые слова: одномерная геомеханическая модель, эмпирические зависимости для механических свойств, траектория скважин, конструкция скважин, заканчивание скважин, максимальное и минимальное горизонтальные напряжения.

Объектом исследования является технология применения одномерной геомеханической модели в целях выбора оптимальной траектории и заканчивания скважин в Урмано-Арчинской зоне нефтегазонакопления.

Цель работы – разработка технологии построения одномерной геомеханической модели с целью выбора оптимальной траектории и заканчивания скважин в соответствии с направлением стрессов и механических свойств горных пород.

В процессе исследования проводились расчёты по нахождению эмпирической зависимости прочностных свойств для песчаников Тюменской и Васюганской свит от геофизических параметров, подбор опубликованных эмпирических зависимостей для известняков пласта М1, представленных в разрезе исследуемой зоны нефтегазонакопления. Также проводились необходимые расчёты по определению направления и величин напряжений, порового давления для построения одномерной геомеханической модели. Проанализированы полученные расчёты и выбрана оптимальная траектория бурения и заканчивания скважин в исследуемой зоне.

В результате исследования предложена траектория и тип заканчивания скважин для Урмано-Арчинской зоны нефтегазонакопления.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: траектория рассчитанной скважины включает в себя - угол наклона наклонно направленной скважины ($\alpha=33,7^{\circ}$), а также оптимальный азимут бурения скважин d в направлении максимального горизонтального напряжения. В направлении 220° - 40° рекомендуется проведение перфораций с плотностью 10 каналов на метр.

Область применения: бурение эксплуатационных скважин в пределах Урмано-Арчинской зоны нефтегаонакопления.

Экономическая эффективность/значимость работы заключается в том, что подход расчёта траектории и заканчивания на основе одномерной геомеханической модели позволяет оптимизировать процесс бурения, избежав потери времени на простой буровой установки, тем самым снизив общие издержки на процесс бурения.

В будущем планируется создать трёхмерную геомеханическую модель в отдельности для каждого месторождения исследуемой зоны для использования в поддержку бурения и гидродинамического моделирования, а также как дополнительного инструмента для принятий решений по поддержанию пластового давления и гидравлического разрыва пласта.

Abstract

Graduation qualification paper 87 p., 31 fig., 8 tables, 47 sources, 4 app.

Key words: 1D Mechanical Earth Model (MEM), empirical correlations for mechanical properties, well completion, well trajectory, maximum and minimum horizontal stresses, well design.

The object of investigation is technology of 1D MEM construction for the purpose of optimal well trajectory and well completion within Urman-Archinsk oil and gas accumulation zone.

The aim of paper is development of technology 1D MEM construction which is valid for choosing the optimal well trajectory and well completion according to in-situ stress and mechanical properties of rock.

The process of research involves obtaining the empirical relations for Jurassic sandstones (the Tyumen and the Vasyugan formation sandstones), selection of published empirical relations for M1 carbonate formation. Also necessary calculations for determination of direction and magnitude of stresses, pore pressure for construction of 1D MEM. The calculations are analyzed and the optimum trajectory is chosen for drilling process in the oil and gas zone.

As a result, the proposed trajectory and type of well completion for the Urman-Archinsk oil and gas zone.

The sphere of application: drilling of production drilling within the Urman-Archinsk oil and gas zone.

Economical effectiveness of the paper is that the developed technology allows the calculation of optimal well trajectory and avoids wasting of time during drilling and as a result reduces the total costs of drilling process.

In the future the construction of 3D MEM for each field separately in the zone of research for using it in drilling, reservoir pressure maintenance, reservoir simulation as additional instrument for decision making.

Оглавление

Принятые сокращения и обозначения	8
Реферат.....	10
Abstract	12
Оглавление.....	13
Введение	15
1. Геологическая характеристика Урмано-Арчинской зоны нефтегазонакопления	17
1.1. Стратиграфия.....	18
1.2. Тектоника	21
1.3. Нефтегазоносность Урмано-Арчинской зоны нефтегазонакопления.....	24
2. Литературный обзор	26
3. Методика построения одномерной геомеханической модели	28
3.1. Стратиграфия.....	30
3.2. Определение вертикального напряжения (S_v)	31
3.3. Определение порового давления (P_p)	31
3.4. Определение механических свойств горных пород.....	32
3.4.1. Корреляционные зависимости, используемые в модели	35
3.5. Определение направления максимального горизонтального напряжения (S_{Hmax}).....	41
3.6. Определение минимального горизонтального напряжения (S_{hmin})	41
3.7. Определение максимального горизонтального напряжения (S_{Hmax}).....	43
4. Анализ построенной модели.....	44
5. Расчёты траектории и заканчивания скважин в исследуемой зоне	47
5.1. Траектория скважины.....	47
5.2. Плотность бурового раствора в зависимости от траектории скважины	51
5.3. Вариант заканчивание скважины и контроль пескопроявления.....	56
6. Результаты исследования	59
7. Финансовый менеджмент.....	60
7.1. Стоимость бурения	60

7.2. Анализ времени простоя буровой установки.....	61
7.3. Уменьшение времени простоя буровой установки	62
8. Social responsibility.....	64
8.1. Analysis of identified harmful and hazardous factors in the production environment.....	64
8.2. Fire safety.....	65
8.3. Protection of the environment.....	66
8.4. Safety precautions for handling organic solvents	69
8.5. Calculation of the amount of harmful substances entering the atmospheric air	72
Заключение	76
Список использованной литературы.....	78
Приложение А. Список эмпирических зависимостей прочности на одноосное сжатие для песчаников	83
Приложение Б. Список эмпирических зависимостей прочности на одноосное сжатие для глин.....	85
Приложение В. Список эмпирических зависимостей прочности на одноосное сжатие для известняков и доломитов	86
Приложение Г. Список эмпирических зависимостей угла внутреннего трения для горных пород	87

Введение

В случаях бурения вертикальных скважин выбор «безопасного окна» и оптимальной плотности бурового раствора основано на расчётах гидростатического и порового давления на определённой глубине без учёта механических свойств горных пород и состояния напряжений.

Актуальность данной темы исследования определяется тем фактом, что вертикальные эксплуатационные скважины уступили место наклонно-направленным и горизонтальным. Бурение наклонно-направленных и горизонтальных скважин отличается от бурения вертикальных по причине изменения влияния напряжений на стенки скважины, поэтому при изменении траектории скважины встречаются осложнения при бурении.

В их число входят:

- Потеря циркуляции бурового раствора за счёт поглощения.
- Прихват бурового инструмента, по причине большого количества обрушившейся породы, что влечёт за собой как простой в бурении, так и в некоторых случаях потерю скважины.
- Пескопроявление в пробуренных эксплуатационных скважинах по причине низкого качества заканчивания скважины и свойств горных пород под действия напряжений.

Следовательно, решение перечисленных проблем находит своё отражение в расчётах устойчивости ствола скважин, которые включают:

- Безопасное «окно» плотности бурового раствора,
- Выбор оптимальной плотности бурового раствора,
- Предложения параметров бурения в случаях неопределённостей стабильности скважины,
- Выбор оптимальных траектории, конструкции и заканчивания скважин.

Цель данной работы – разработка технологии построения одномерной геомеханической модели для подбора оптимальной траектории и заканчивания эксплуатационных скважин.

Задачи исследования:

- Расчленив разрез опорной вертикальной скважины на механические фации;
- Определить эмпирические зависимости для распространения механических свойств юрских песчаников;
- Рассчитать вертикальное напряжение и поровое давление;
- Рассчитать механические свойства горных пород;

- Определить направление и величины минимального и максимального горизонтальных напряжений;
- Рассчитать оптимальную траекторию наклонно-направленной скважины, опираясь на построенную одномерную геомеханическую модель;
- Предложить вариант заканчивая эксплуатационной скважины;

Территория исследования – Урмано-Арчинская зона нефтегазонакопления.

Основные положения, выносимые на защиту: обоснованность расчёта траектории и варианта заканчивая эксплуатационной скважины.

Научная новизна: применение индивидуальной эмпирической зависимости для распространения механических свойств юрских песчаников, расчёт траектории наклонно-направленной скважины основан на построенной одномерной геомеханической модели для Урмано-Арчинской зоны нефтегазонакопления.

Практическая значимость: разработанная технология построения одномерной геомеханической модели и расчёта оптимальной траектории и варианта заканчивания может быть применена на месторождениях Урмано-Арчинской зоны нефтегазонакопления. Полученная эмпирическая зависимость для юрских песчаников может быть использована в построении геомеханических моделей на территории распространения Васюганской и Тюменской свит.

1. Геологическая характеристика Урмано-Арчинской зоны нефтегазонакопления

В административном отношении Урмано-Арчинская зона нефтегазонакопления находится на юге Томской области, Парабельском районе (Рисунок 1).

Территория зоны нефтегазонакопления располагается в средней полосе России, где климат района характеризуется как умеренно-континентальный, резко-континентальный, что говорит о продолжительности зимы с устойчивым снежным покровом и о коротком тёплом лете. Средняя температура воздуха в зимний период составляет $-20 - -25^{\circ}\text{C}$, опускаясь иногда до -50°C . Температура в летний период поднимается до $+30 - +32^{\circ}\text{C}$, при средней $+16^{\circ}\text{C}$. Среднегодовое количество атмосферных осадков колеблется от 400 до 500 мм. Наибольшее их количество выпадает летом и осенью. В геоморфологическом отношении территория района представляет собой слабо расчлененную заболоченную равнину с развитой речной сетью.

В структурно-тектоническом отношении зона располагается в юго-восточной части Нюрольской впадины, в зоне сочленения с Лавровским наклонным валом Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Наиболее крупными локальными поднятиями в данной зоне: Урманское и Арчинское структурные поднятия. Промышленные залежи связаны с породами коры выветривания палеозоя (пласт М1) и юрских отложений (Ю_1^1 , Ю_1^3 , Ю_{14} , Ю_{15} , Ю_{11}). Залежи тектонически экранированные, массивные, структурно-литологического типа [39,41].

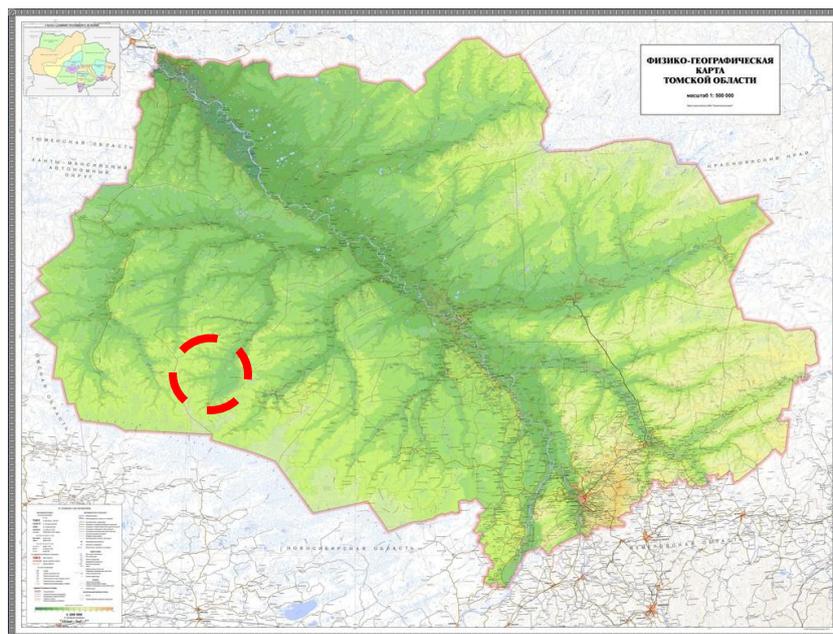


Рисунок 1 – Положение Урмано-Арчинской зоны нефтегазонакопления на физико-географической карте Томской области[41]

1.1. Стратиграфия

Геологический разрез (Рисунок 2) зоны нефтегазонакопления представлен сложнодислоцированными породами палеозойского складчатого фундамента, промежуточного яруса (верхний палеозой – триас) и отложений мезозойско-кайнозойского платформенного осадочного чехла. На (Рисунок 3) представлена стратиграфическая схема Урмано-Арчинской зоны нефтегазонакопления.

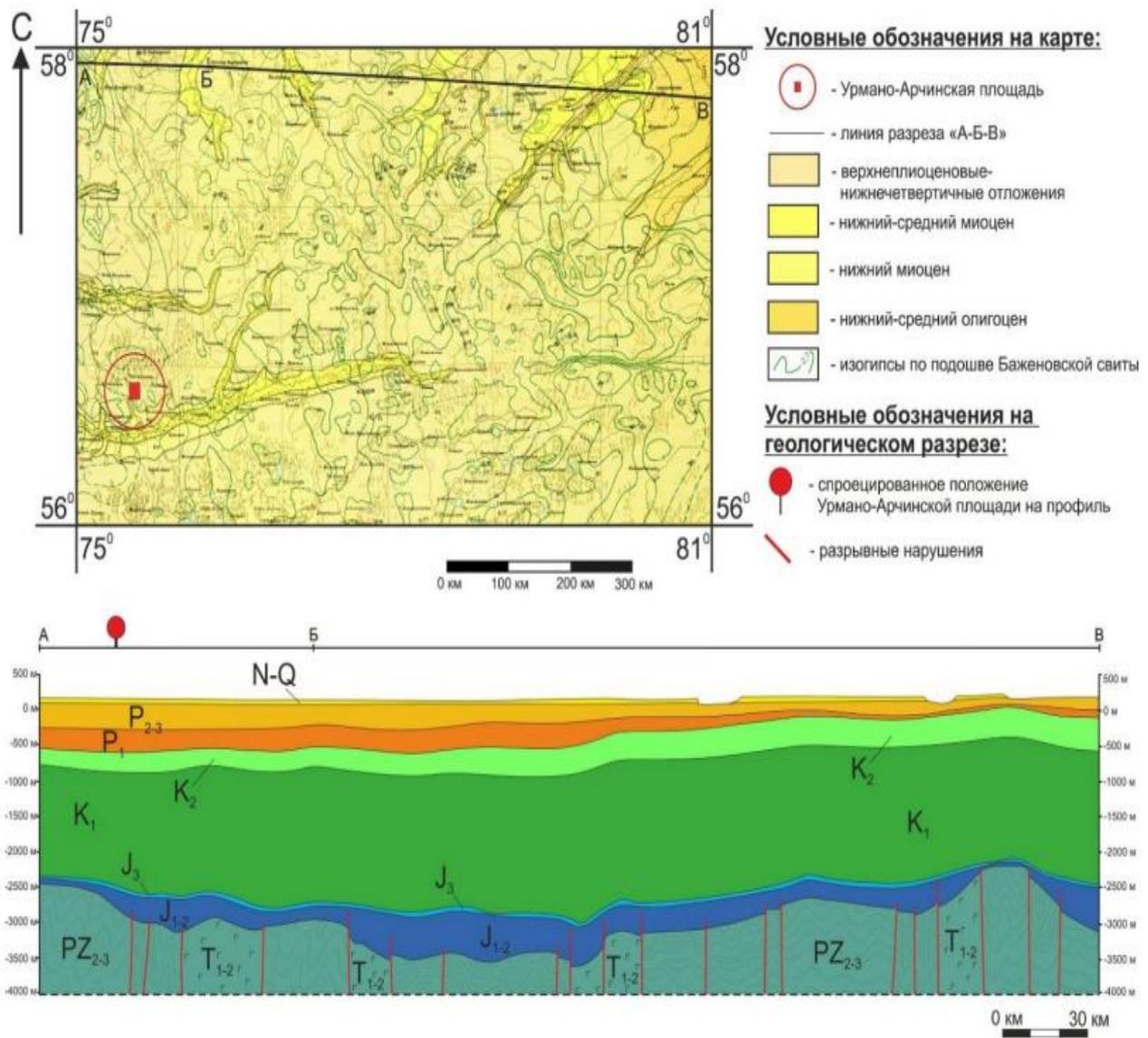


Рисунок 2 – Фрагмент геологической карты и геологический разрез по линии «А-Б-В» [4]

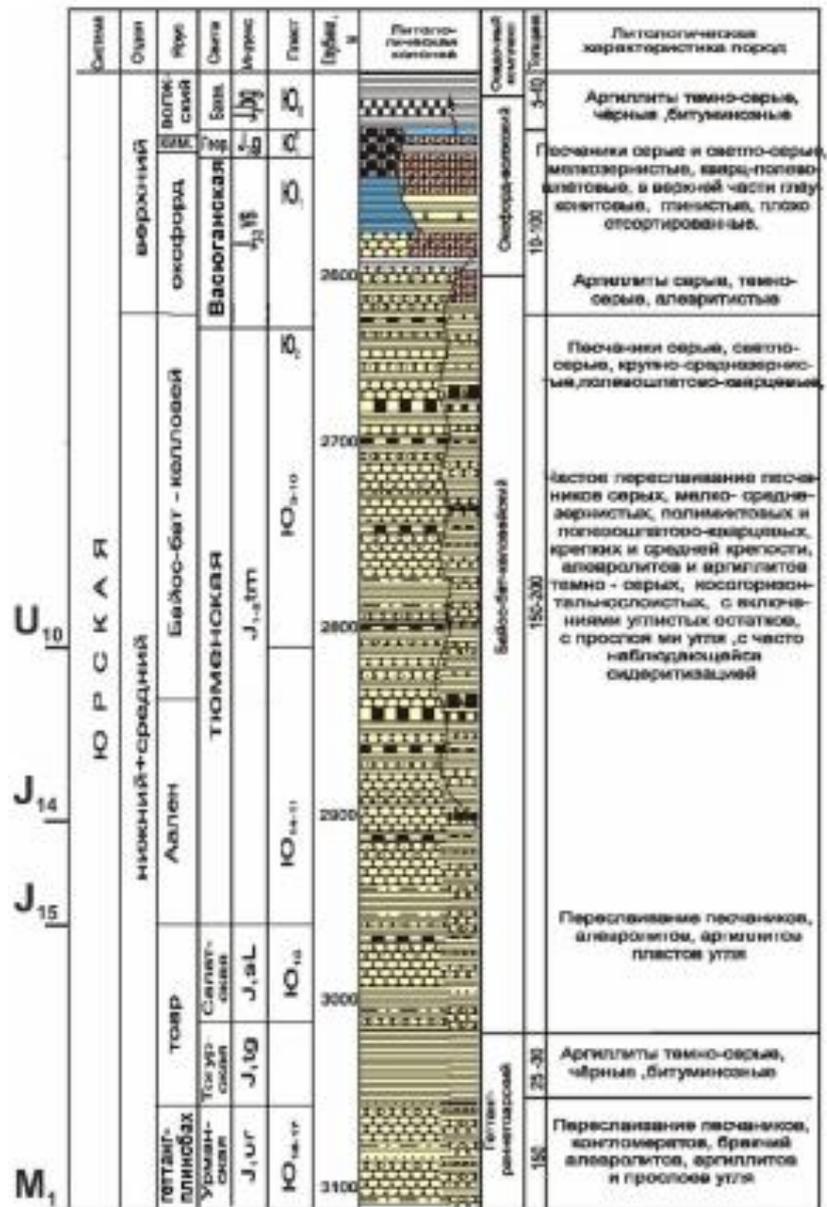


Рисунок 3 – Схема стратиграфического расчленения юрских отложений юго-восточной части Западно-Сибирской плиты [4]

Палеозойская группа (Pz)

Кора выветривания

На карбонатных отложениях фундамента с угловым несогласием и не повсеместно залегают бокситосодержащие породы коры выветривания, мощность которых по данным бурения достигает 23м, а по данным сейсморазведки - 38м. По всей вероятности ее утолщения связаны с морфологическими особенностями палеорельефа, существовавшего в период предмезозойского перерыва в осадконакоплении. Кора выветривания представлена аллитными, железистыми, бокситосодержащими породами серого цвета со слабым буроватым оттенком. Структура породы неравномернозернистая, местами сферолитовая, текстура оолитовая.

Девонская система(D)

Наиболее древней толщей, вскрытой скважинами на Урмано-Арчинской площади, являются отложения Герасимовкой свиты. Литологические разности представлены массивными серыми, кремовыми, темно и светло-серыми, политаксонными, чаще монотаксонными (строматопоратовыми) биокластическими и скелетными известняками, реже доломитизированными пелспаритовыми, иногда фораминиферовыми и амфипоровыми известняками с небольшими органогенными постройками типа биогермов и биостромов.

Лугинецкая свита - D_{3lg} на площади выделяется почти повсеместно. Нижняя граница свиты не вскрыта. Отложения свиты накапливались, преимущественно, на шельфовом склоне. Скважины вскрывают разные уровни лугинецкой свиты, накапливавшиеся в различных фациальных условиях: скважина 3 вскрыла отложения подошвы склона представленными пелитоморфными известняками, скважиной 5 вскрыты отложения склона - чередование тонкозернистых доломитов и тонко-микрозернистых известняков. Выше отложения склона переходят в строматолитовые биостромы скважины 10, отделяющие морские бассейновые фации от лагунных. Здесь же в известняках встречаются остатки кораллов и мшанок. Оолитовые известняки, вскрытые скважиной 2, могут представлять краевые фации платформы, располагающиеся сразу же за органогенной постройкой.

Каменноугольная система (C)

Каменноугольные отложения в некоторой степени условно установлены в разрезе скважины 6. По литологическому составу и по составу фауны, обнаруженной в шлифах, они мало чем отличаются от известняков верхнелугинецкой подсвиты. Однако, положение пород в разрезе и наличие плохой сохранности раннекаменноугольных фораминифер: *Endothyra ex gr. latispiralis*, *E. cf. prisca*, *Glomospira* sp. позволяет предполагать возможность отнесения их к карбону. Разрез по скв.6 может стать уникальным, так как является единственным разрезом, в котором зафиксировано согласное залегание каменноугольных отложений на девонских.

*Мезозойская группа (MZ)**Юрская система(J)*Нижне-среднеюрский отдел (J₁₋₂)

Тюменская свита – J₁₋₂ bs-bt слагается частым переслаиванием аргиллитов, алевролитов и песчаников, преимущественно серых и темно серых и углей. Осадки свиты формировались в континентальных условиях.

Верхнеюрский отдел (J₃)

Васюганская свита – J₃ k-o залегает трансгрессивно на отложениях тюменской свиты. По литологическим особенностям васюганская свита разделяется на две подсвиты: нижневасюганскую, преимущественно глинистую, и верхневасюганскую, преимущественно

песчаную. Формирование отложений свиты происходило в морских, прибрежно-морских условиях, возможно, с перерывами или кратковременными переходами в континентальные условия в верхней ее части.

Георгиевская свита – (J_3 km) в зоне распространена отдельными участками, представлена тёмно-серыми, темными, плотными аргиллитами. Формирование отложений свиты происходило в условиях начала трансгрессии кимериджского моря. Средняя толщина свиты.

Баженовская свита – J_{3v} залегает на отложениях васюганской либо георгиевской свит и формировалась в условиях максимальной трансгрессии. Отложения свиты представлены темно-бурыми до черных битуминозными аргиллитами плитчатыми, плотными, с остатками детрита. Эти отложения являются хорошим маркирующим горизонтом.

Вышележащие меловые отложения (Куломзинская, Тарская, Киялинская, Алымская, Покурская, Кузнецовская, Ипатовская, Славгородская, Ганькинская, Таликская свиты), палеогеновые (Люлинворская, Чеганская, Некрасовская свиты) и неогеновые с четвертичными отложениями представлены терригенным песчано-глинистым разрезом, согласно перекрывающим юрские породы.

1.2. Тектоника

В тектоническом отношении исследуемая зона приурочена к юго-восточной части Нюрольской впадины, в зоне сочленения с Лавровским наклонным валом Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (Рисунок 4).

Фундамент Западно-Сибирской плиты состоит из двух структурных этажей. Нижний (складчатый), состоящий из метаморфизованных, геосинклинальных порода докембрия и палеозоя с интрузивными образованиями различного состава и возраста. Между складчатым основанием и чехлом мезозойско-кайнозойского возраста выделяется промежуточный этаж в составе верхнего структурного этажа, который представлен краевыми прогибами, древними платформенными образованиями и другими геоструктурными единицами.

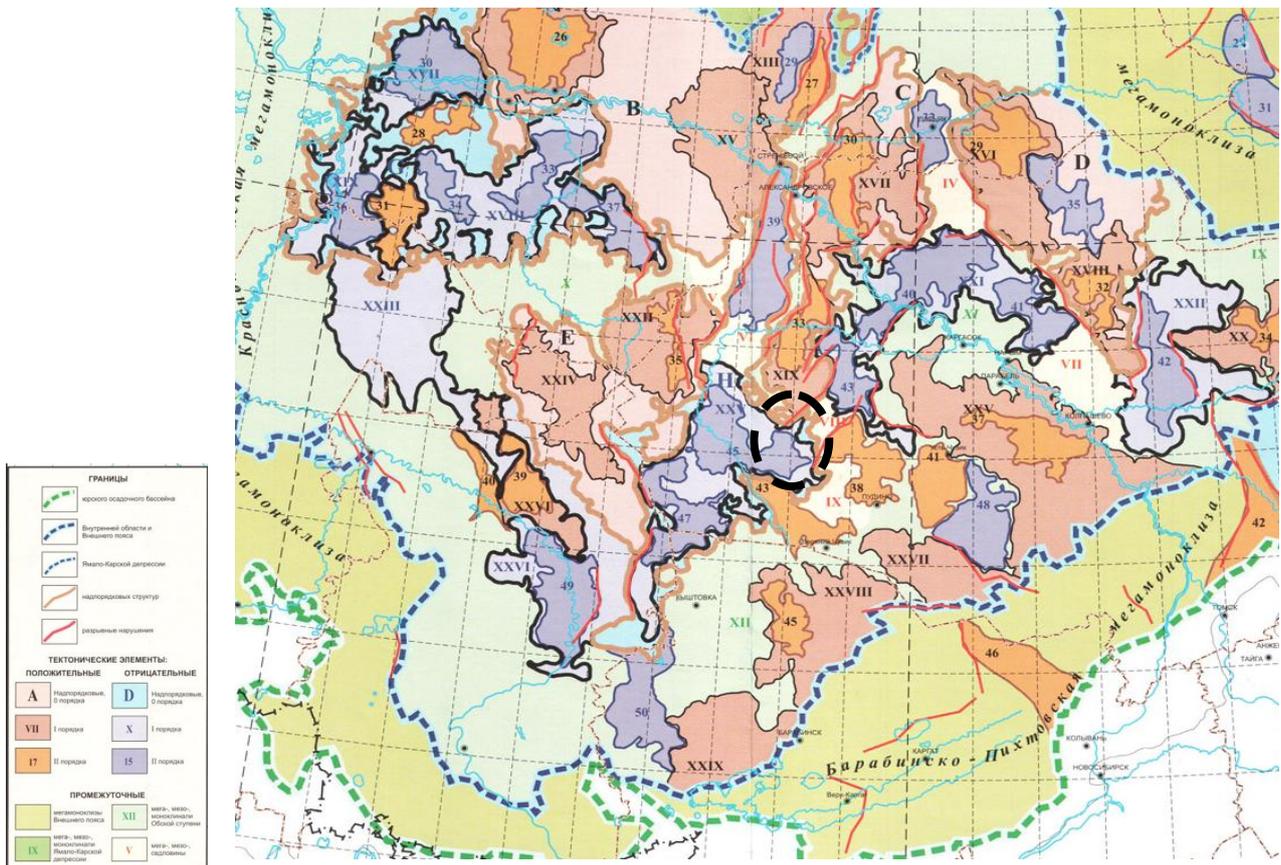
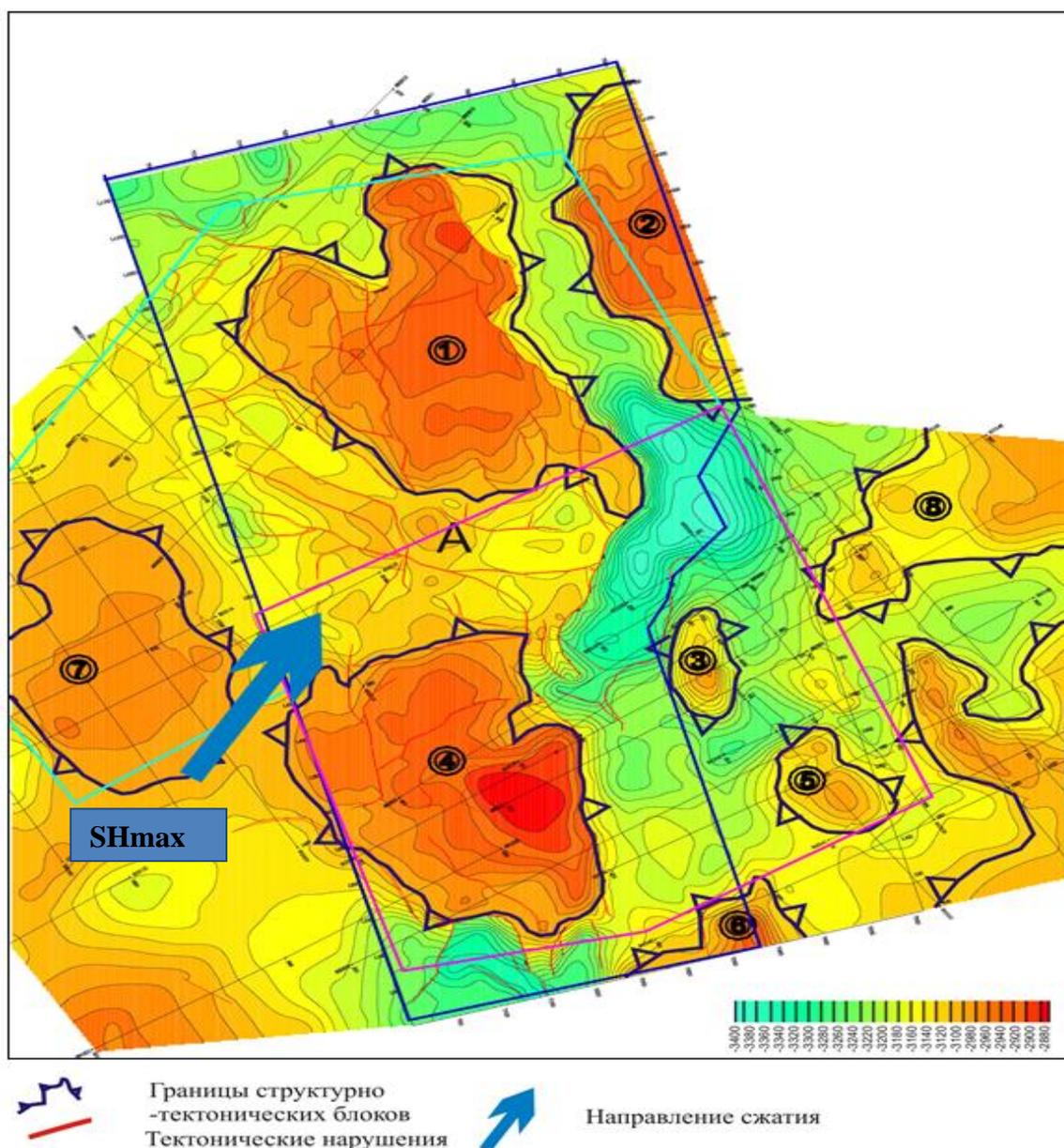


Рисунок 4 – Фрагмент тектонической карты юрского структурного яруса Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции и положение Урмано-Арчинской исследуемой зоны [1]

На основе интерпретации сейсморазведочных работ проведённых по технологии МОГТ 3D и 2D Урманское и Арчинское поднятия представляют собой горст-блок субмеридианального простирания (Рисунок 5). По кровле палеозойского фундамента (отражающий горизонт Ф2) рельеф характеризуется множеством поднятий и прогибов.



Список структур: (I порядка): А – Чузикско-Чижанская мезоседловина, (III, IV порядка): 1- Урманское, 2 – Тамбаевское, 3 – Восточно-Арчинское, 4 – Арчинское, 5 – Северо-Табаканское, 6 – Нижне-Табаканское, 7 – Южно-Урманское, 8 – Широтное.

Рисунок 5 – Схема тектонического районирования в пределах Урмано-Арчинской зоны нефтегазонакопления [2]

Медленное прогибание и накопление бассейна терригенными осадками началось в мезозое. Унаследованный характер структурных элементов осадочного чехла, множество разрывных нарушений в пределах осадочного чехла доказывают, что активизация тектонических движений имела место в мезозое и кайнозое и проходила по разрывным нарушениям позднегерцинского возраста. Направление большинства разрывных нарушений перпендикулярно направлению сжатия (максимальному горизонтальному напряжению горных пород) рассмотренному далее более подробно (Глава 3).

1.3. Нефтегазоносность Урмано-Арчинской зоны нефтегазонакопления

Территориально Урмано-Арчинская зона нефтегазонакопления расположена в пределах Межовского нефтегазогеологического района, Васюганской нефтегазогеологической области (Рисунок 6), где отмечается высокая плотность запасов углеводородов. В районе нефтегазонасыщенными являются отложения палеозоя, урманская, тюменская, васюганская, свиты юрских отложений. Продуктивные пласты Ю₁¹, Ю10, Ю13, Ю14, Ю15, М+М1

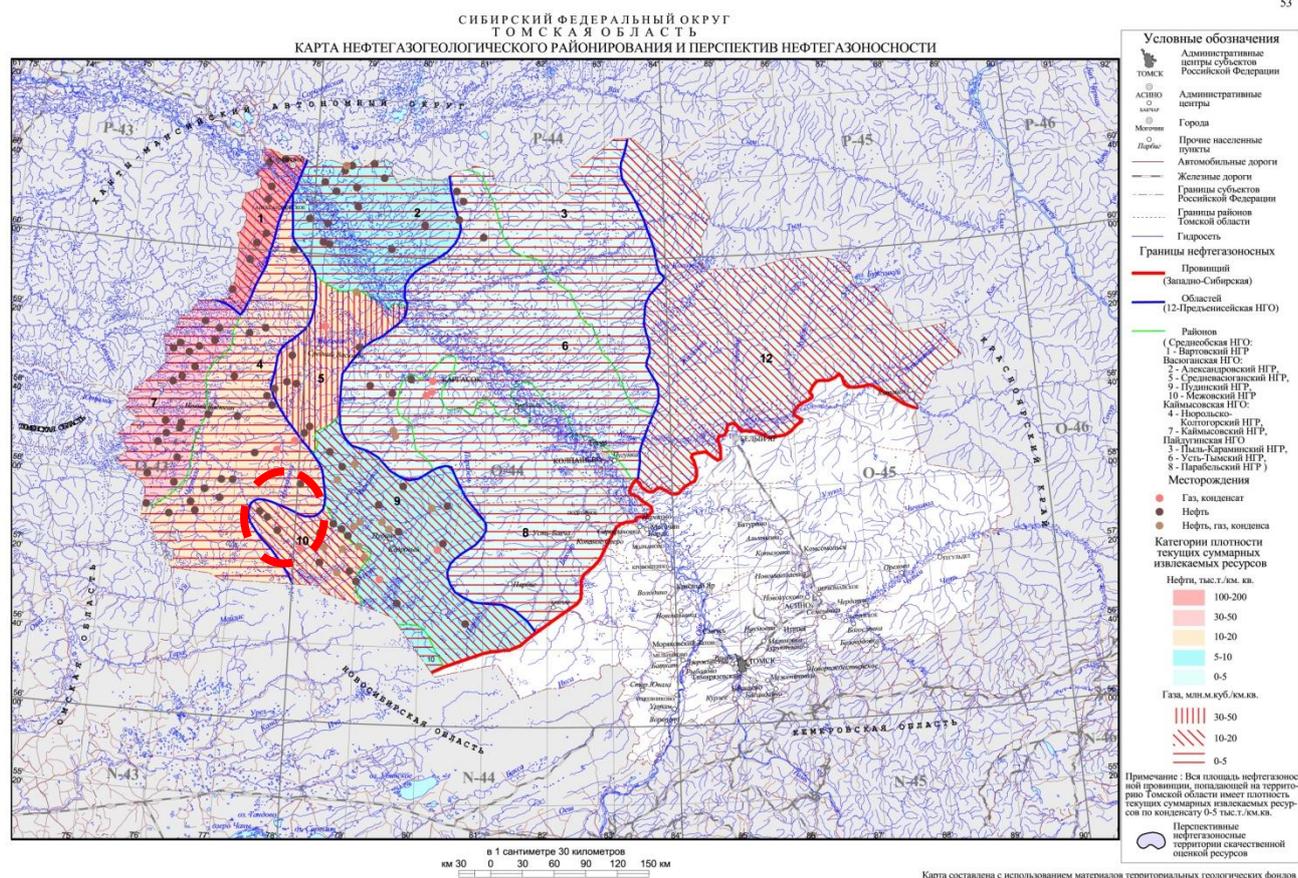


Рисунок 6 – Нефтегазогеологическое районирование Томской области [6]

В целом, залежи, приуроченные к Центральному, Южно-Урманскому, а также Меж-Урманско-Арчинскому выступам фундамента, Арчинскому структурному поднятию.

Коллекторы имеют локальное распределение по площади и разрезу, приурочены к разломам. Залежи палеозойского комплекса приурочены к зоне контакта палеозойских и мезозойских пород. Данные ловушки являются результатом резко расчленённого эрозионно-тектонического рельефа, который сформировался под действием селективной эрозии и разрывных тектонических движений[3].

Коллекторами служат катагенетически изменённые породы и коры выветривания пород на эрозионных выступах. Наличие множества тектонических нарушений и их активизация в пермотриасе, юре, мелу, новейшем этапе геологического развития определили

мелкоблоковый характер данных выступов. Газовые эманации, интрузивные внедрения способствовали развитию коллекторов порово-трещинного, трещинного, порово-кавернозно-трещинного типов[3].

Ниже представлена характеристика некоторых залежей в возрастном порядке (от древних к молодым).

Пласт М+М1

Коллекторами являются бокситоподобные кремнисто-глинисто-сидеритовые породы коры выветривания (М), а также органогенно-обломочные известняки и кавернозные, перекристаллизованные трещиноватые доломиты палеозойского фундамента (М1). Тип коллектора смешанный – трещинно-каверново-поровый. Ёмкость обеспечивается кавернами и выщелоченными полостями, а продуктивность за счёт трещин.

Различные по петрофизическим и литологическим характеристикам отложения коры выветривания и пород палеозоя рассматриваются как гидродинамически связанные коллектора и являются единым объектом разработки. Протяжённых непроницаемых перемычек между корой выветривания и горизонтом М1, а также внутри палеозоя сложенного карбонатными породами не выявлено.

Открытая пористость, определённая по 158 образцам керна, отобранным в интервале пласта М+М1, изменяется от 0,2 до 51,7% (среднее значение по разрезу составляет 13,7%). Проницаемость, изученная по 63 образцам, варьирует в диапазоне – 0,01-668,3 мД (среднее значение – 34,8 мД). Водоудерживающая способность, определённая по 47 образцам, колеблется в пределах 9,0-94,2% (среднее значение – 58,2%).

2. Литературный обзор

Применение геомеханической модели находят широкое применение в нефтегазовой отрасли, так как учитывает состояние, свойства горных пород по всему разрезу, где ведётся бурение, а также технические возможности отрасли. Вопросам исследования стабильности ствола скважин, траекторий и типам заканчивания скважин посвящено множество научных, исследовательских работ.

Так теоретические и концептуальные основы геомеханики, подходы в определении ключевых составляющих любой геомеханической модели раскрыты в трудах [5, 6, 7] Также они включают математические обоснования устойчивости ствола скважин, расчёты геомеханических характеристик и основы выбора типа заканчивая скважин и направления бурения опираясь на азимут максимального горизонтального напряжения (SH_{max}).

Процесс построения геомеханических моделей для целей бурения, размещения скважин, оптимизации поддержания пластового давления, расчёта оптимальной траектории скважин, контроля пескопроявления при разработке и гидравлического разрыва пласта рассмотрены с различной степенью детальности в ряде работ за рубежом.

В работах [8, 9, 12] описывается алгоритм создания одномерной геомеханической модели, указывается на важность её применения в целях бурения, определяют источники информации, а также применение геомеханической модели в смежных областях производства нефтяной отрасли. Статья [10] посвящена использованию построению геомеханической модели, представлены пути решения недостатка информации и применения в целях гидравлического разрыва карбонатного пласта. Труд [11] посвящён алгоритму построения одномерной геомеханической модели, интегрируя данные гидродинамических исследований, геофизических исследований скважин, а также данных полученных во время бурения. В работе [13] акцент делается на построение геомеханической модели в условиях низкого отношения максимального и минимального горизонтального напряжений.

Так отдельно построение геомеханической модели с целью выбора оптимальной траектории рассмотрены в следующих работах. В труде [14] одномерная геомеханическая модель выступает в роли основы в анализе траектории и направления бурения скважины и выбора оптимального бурового раствора. В работе [15] представлен опыт успешного применения геомеханической модели для определения конструкции и траектории горизонтальной скважины в условиях трещиноватого, изрезанного разломами коллектора. Автор статьи [15] использует полный вектор напряжения для определения оптимальной траектории скважины, а также стандартное уравнение определения состояния напряжений в наклонно-направленных скважинах для вычисления забойного давления. В работе [16] автор

подчёркивает, что при различных состояниях напряжения, углах наклона скважины, азимута стабильность скважины необходимо учитывать при выборе максимального забойного давления в целях уменьшения пескопроявления.

Построение геомеханической модели с целью оптимизации контроля пескопроявления и выбора заканчивания скважин рассмотрены в следующих работах. В статье [23] автор оценил потенциал пескопроявления как для обсаженной перфорированной колонны, так и для открытого ствола, а также ориентацию перфорационных каналов в случае отсутствия гравийного фильтра. В труде [24] описывает выбор оптимальных стадии и видов перфорирования скважин. В работе [25] для решения проблемы пескопроявления построена трёхмерная геомеханическая модель с целью разработки стратегии минимизации пескопроявления и оптимизации заканчивания скважин.

В российской практике геомеханическое сопровождение строительства скважин также описано в ряде работ. Например, в статье [18] приводится пример успешного решения проблемы поглощения бурового раствора в скважинах со сложной траекторией. В труде [19] описывается пример применения геомеханической модели в реальном времени для определения параметров бурения в скважине с большим отходом от вертикали. В работе [20] обсуждаются методы повышения качества модельных построений и предложен список лабораторных работ с керном для повышения качества 3D геомеханической модели месторождения. В работе [21] расписан алгоритм построения одномерной геомеханической модели для построения предбуровой модели устойчивости ствола горизонтальной скважины.

Автоматический расчёт траектории скважин описан в работе [22], которая основывается на технологических ограничениях, используя генетический алгоритм, который определяет значения для неизвестных параметров траектории с целью достижения цели бурения по кратчайшему расстоянию. Данный метод не учитывает осложнений при бурении, которые могут быть вызваны траекторией и направлением скважины при конкретных свойствах и состоянии горных пород.

Таким образом, большое количество работ посвящены построению и применению одномерной геомеханической модели в целях определения оптимальной траектории скважины, её заканчивания, выбора оптимального бурового раствора. По причине того, что бурение вертикальных скважин по сравнению с наклонно-направленными и горизонтальными скважинами отличается, то встаёт необходимость оценки стабильности скважин путём построения одномерной геомеханической модели при изменении траектории бурения.

3. Методика построения одномерной геомеханической модели

Геомеханическая модель – количественное представление состояния напряжений и механических свойств горных пород для определённого стратиграфического разреза в пределах месторождения или бассейна осадконакопления [8].

Большинство нефтегазовых проектов подвергаются пристальной оценке из-за геомеханических проблем возникающих в результате присутствия зон АВПД, нестабильности скважин, уплотнения коллектора, повреждения обсадной колонны, пескопроявления, усадки дневной поверхности, реактивации тектонических нарушений [12].

Минимизация рисков связанных с механическими свойствами горных пород требует понимания геомеханических условий месторождения в целом и при строительстве скважины. Одномерная геомеханическая модель находит своё применение в решении широкого круга задач:

- Прогноз порового давления и градиента гидроразрыва, чтобы спроектировать подходящую программу обсадки скважины, что позволяет уменьшить затраты на материалы и аренду бурового станка [5, 6].

- Уменьшение риска прихвата инструмента из-за нестабильности скважин, что может вызвать потерю низа бурильной колонны и, следовательно, увеличит время простоя буровой установки для освобождения бурильной колонны, осуществляют СПО, очистку скважин и забуривание бокового ствола.

- Выбор оптимального варианта заканчивания эксплуатационных скважин [24, 25].

- Оценка влияния снижения порового давления на уплотнения коллектора из-за истощения, что приводит к увеличению эффективное напряжения действующего на пласт. Изменение в напряжении может привести к ряду проблем: деформации пласта, уплотнение породы и как следствие снижение пористости и проницаемости, деформации обсадной колонны, реактивации разломов.

- Осуществлять принятие решений во время бурения, основываясь на анализе трёхмерной геомеханической модели путем обновления по ходу поступления новой информации от каротажа во время бурения.

Далее представлена технология построения одномерной геомеханической модели с целью оптимизации траектории скважины и выбора заканчивания. Геомеханическая модель включает профили упругих, прочностных свойств, напряжений горных пород, порового давления и направление напряжений. В Таблица 1 представлены источники информации для построения модели.

Таблица 1 – Источники информации для построения геомеханической модели [8]

Свойство	Источник (ГИС)	Другие источники
Механическая стратиграфия	ГК, ГГК-П, ИК, АК (Vp)	Шлам, секвенс-стратиграфия
Поровое давление (Pr)	АК (Vp)	ИК, интервальное время пробега волны из сейсмических исследований, ежедневный отчёт буровых работ, ВСП
Литостатическое давление	ГГК-П	Шлам
Минимальное горизонтальное напряжение (Shmin)	Vp, Vs	Pr, leak-off tests, мини-ГРП (давление закрытия трещины), региональная и местная база данных, ежедневный отчёт бурения, исследование приёмистости скважин
Максимальное горизонтальное напряжение (SHmax)	Vp, Vs	Pr, Лабораторная база данные прочностных свойств горных пород
Направление максимального горизонтального напряжения	Данные сканирования скважины (FMI)	Структурные карты, данные 3D сейсморазведки
Упругие свойства: Модуль Юнга (E), Коэффициент Пуассона (ν)	Vp, Vs, ГГК-П	Лабораторная база данных определения статических модулей
Прочностные свойства горных пород: прочность на одноосное сжатие	Vp, Vs, ГГК-С, ГГК-П, механическая стратиграфия	Лабораторная база данных определения прочности на одноосное сжатие

Построение и использование для анализа стабильности скважины, расчёта траектории и выбора заканчивания скважины основано на одномерной геомеханической модели проводилось в 3 стадии:

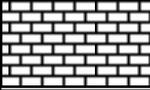
1. Построение одномерной геомеханической модели по опорной разведочной скважине Урмано-Арчинской зоны нефтегазонакопления.
2. Опираясь на построенную модель оценить стабильность скважины и правильность её построения опираясь на данные каверномера.
3. Рассчитать траекторию эксплуатационных скважин, выбрать оптимальный вариант заканчивая скважин.

Таким образом, удастся предупредить проблемы при бурении и разработке, предложить оптимальные решение бурения последующих эксплуатационных скважин в исследуемой зоне нефтегазонакопления.

3.1. Стратиграфия

Для точного определения механических свойств горных пород по разрезу скважины необходимо стратиграфическое расчленение разреза для присвоения определённой зависимости, по которой рассчитываются прочность на одноосное сжатие (UCS) и угол внутреннего трения (FANG) каждой механической фации. Ниже (Таблица 2) представлен стратиграфический разрез опорной скважины А1.

Таблица 2 – Стратиграфическая колонка опорной скважины А1

Эратема	Система	Пласт	Свита	Литологическая колонка	Мощность, м	Литология	
Неогеновая (N)					-	Песчаники с аргиллитами	
Палеогеновая (P)			Некрасовская		80	Аргиллиты, песчаники, угли	
			Чеганская		60	Песчаники, аргиллиты	
			Люлинворская		40	Аргиллиты, песчаник	
			Таликская		60	Аргиллиты, алевролиты	
Мезозойская (MZ)	Меловая (K)		Ганькинская		140	Аргиллиты, песчаник, известняки	
			Славгородская		60	Аргиллиты, песчаник, известняки	
			Ипатовская		60	Аргиллиты, песчаник	
			Кузнецовская		140	Аргиллиты	
			Покурская		40	Переслаивание аргиллитов и песчаников	
			Альмская		665	Аргиллиты, песчаник	
			Киялинская		740	Аргиллиты, песчаник, плотный песчаник	
			Тарская		70	Песчаник, алевролит, плотный песчаник	
		Куломзинская		70	Аргиллит, песчаник, плотный песчаник		
		Юрская (J)	Ю0	Баженовская		40	Битуминозные глины
	Ю ₁ ¹ , Ю ₁ ³		Васюганская		55	Песчаник, угли, аргиллит	
Ю2-Ю15	Тюменская			350	Песчаник, угли, плотный песчаник, аргиллит		
			Тогурская		15	Аргиллит	
Палеозойская (PZ)		M1			95	Известняк	

Данный стратиграфический разрез отражает механические фации, т.е. фации, которым обладают отличительными механическими свойствами горных пород, полученные путём применения эмпирических зависимостей механических свойств от геофизических параметров геологического разреза.

Весь разрез, кроме части от башмака кондуктора и выше расчленен на 5 механических фаций:

- 1 – песчаников, включающих в себя фации плотных песчаников, глинистых песчаников и песчаников,
 2 – глин, включающих в себя фации аргиллитов и алевролитов,
 3 – известняков,
 4 – отдельная фация песчаников для глубин выше башмака кондуктора, так как в интервале присутствует данные ГК и НКТ, и данный разрез характеризуется глинистостью ниже 50%,
 5 - угли.

3.2. Определение вертикального напряжения (S_v)

Величина вертикального напряжения (S_v , МПа) (Рисунок 7) определяется путём суммирования по формуле (1).

$$S_v = \rho \cdot g \cdot h, \quad (1)$$

Где ρ – плотность, г/см³, g – ускорение свободного падения, равное 9,81 м/с², h – глубина, м.

Так как плотностной метод каротажа доступен в интервале глубин от 727 до 3151 метров, то встаёт необходимость восстановления плотностного каротажа, используя скорость продольной волны по формуле (2). [30]

$$\rho, \text{ г/см}^3 = 1,6612 \cdot V_p - 0,4721 \cdot V_p^2 + 0,0671 \cdot V_p^3 - 0,0043 \cdot V_p^4 + 0,000106 \cdot V_p^5, \quad (2)$$

Где V_p – скорость продольной волны, км/с.

В свою очередь, скорость продольной волны доступна в интервале глубин от 880 до 3151 метра, поэтому для восстановления АК (V_p и V_s) от поверхности до глубины 880 метров использована методика Заляева (3):

$$\Delta T = -90Lg(NKT-k) + m, \quad (3)$$

Где NKT – показания нейтронного каротажа, условные единицы; k, m – нормировочные коэффициенты (k = от 1,1 до 4, m = от 180 до 300) [34].

В данном случае коэффициент $k = 1,1$ $m = 310$.

Для восстановления профиля скорости поперечной волны (V_s), использовалась корреляция Гарднера-Кастаньи (4) в интервале выше 880 метров [26].

$$V_s = 0,804V_p - 0,856, \quad (4)$$

Где V_s – скорость поперечной волны, км/с, V_p – скорость продольной волны, км/с.

3.3. Определение порового давления (P_p)

Профиль порового давления (P_p , МПа) (Рисунок 7) получен путём расчёта гидростатического давления по формуле (5).

$$P_p = (I \cdot gh) / 1000, \quad (5)$$

Где g - ускорение свободного падения, равное 9,81 м/с², h – абсолютная глубина, м

1 – принятая плотность воды, г/см^3 , 1000 – коэффициент, для перевода давления в МПа.

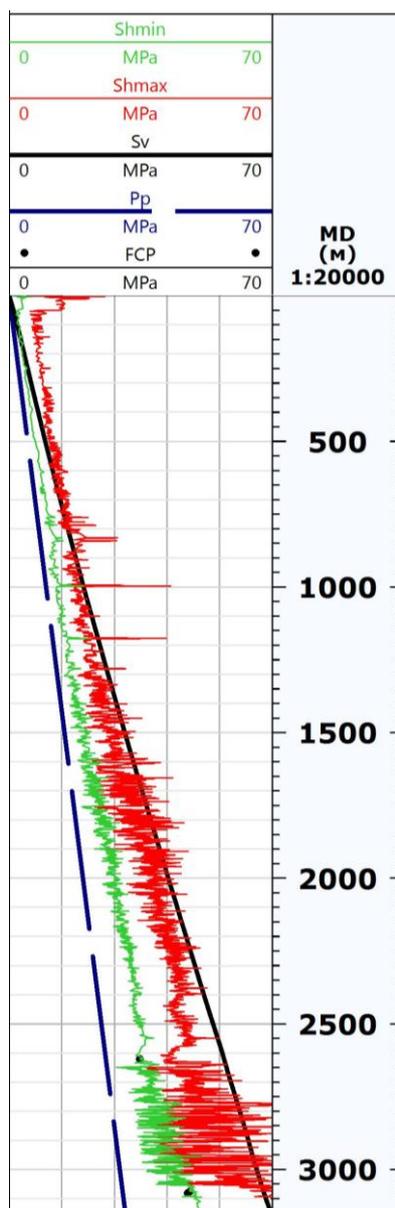


Рисунок 7 – Профиля напряжений и порового давления в скважине А1 Урмано-Арчинской зоне нефтегазонакопления

Таким образом, поровое давление равно гидростатическому давлению.

3.4. Определение механических свойств горных пород

В настоящее время не существует метода ГИС, который давал бы механические свойства горных пород напрямую. Прочностные свойства, такие как прочность на одноосное сжатие (UCS) и угол внутреннего трения (FANG), рассчитанные по стволу скважины, являются результатом применения эмпирических зависимостей. Данные зависимости связывают прочностные свойства и геофизические свойства горных пород, по причине того,

что факторы, влияющие на геофизические параметры и механические свойства схожи по своей природе.

В своей массе эмпирические зависимости (Приложение А, Б, В, Г) делятся на те, которые используют один геофизический параметр и те, которые включают в себя несколько. Так в статье [27] подчёркивается, что ни один геофизический параметр не способен описать все значения UCS с высокой точностью. Тем не менее, наиболее распространёнными эмпирические зависимости, использующие один из трёх геофизических параметров:

- Скорость продольной волны (V_p), что эквивалентно времени пробега волны ($\Delta t = V_p^{-1}$),
- Динамический Модуль Юнга (E_{dyn}), в который рассчитывается с помощью данных АК (V_p , V_s), ГГК-П,
- Пористости (PHI).

Входные керновые данные для получения эмпирической зависимости для юрских песчаников включают в себя:

- 115 тестов на трёхосное сжатие для определения прочностных свойств (UCS и FANG),
- 45 тестов для определения статических упругих свойств (E_{sta} и v_{sta}),
- Данные ГИС (ГГК-П, V_p , V_s , ГГК-С, ГК),
- Петрофизические данные (PHI).

Исходная интерпретация предоставленных данных керна на графике касательного и нормального напряжений (Рисунок 8) используют огибающую линию критерия Мора (фиолетовая пунктирная линия). В данной работе решено на графике нормальных напряжений (Рисунок 9) использовать линейный критерий Кулона для получения прочности на одноосное сжатие и угла внутреннего трения, по следующим причинам.

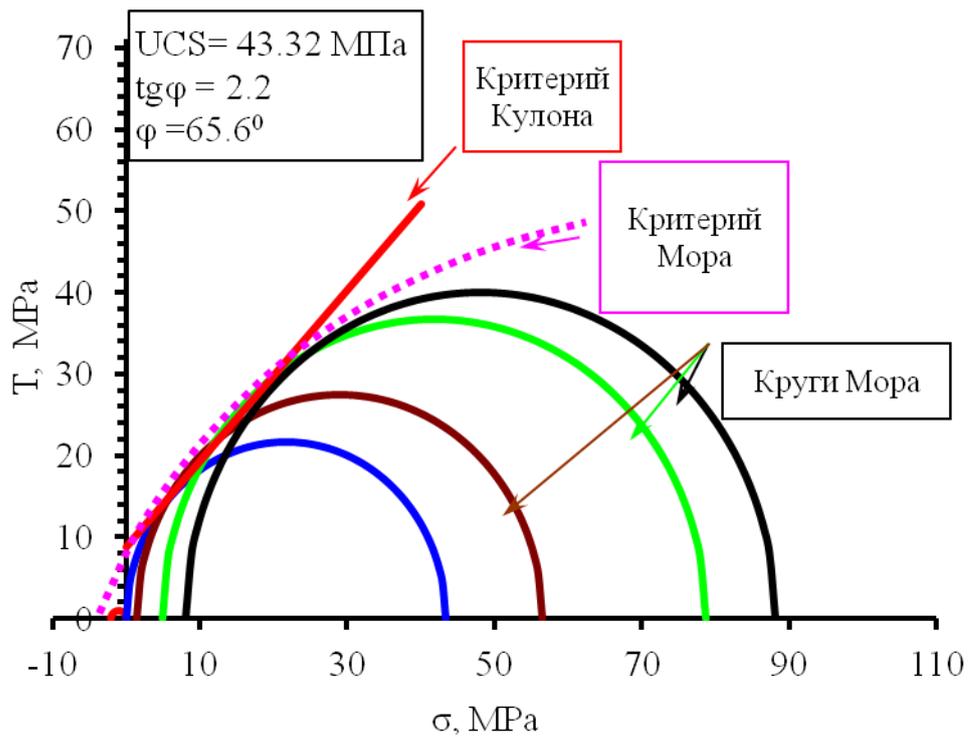


Рисунок 8 – График касательного и нормального напряжений (исходная интерпретация)

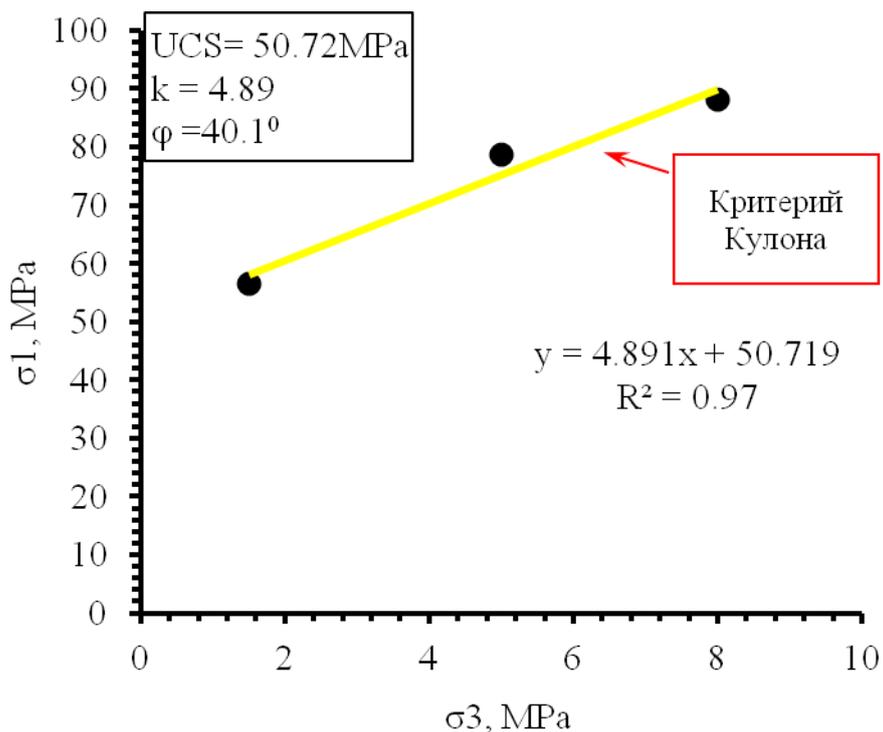


Рисунок 9 – График нормальных напряжений (альтернативный подход)

Во-первых, исходная интерпретация завышает значение FANG (ϕ). Построенная касательная (красная касательная линия) к огибающему критерию Мора, описывает линейный критерий Кулона и имеет очень крутой наклон. Из тангенса угла наклона получают значение FANG. Типичные значения редко превышают 50° и редко опускаются ниже 20° .

Таким образом, при сравнении данных двух графиков наблюдается завышение угла внутреннего трения. При завышении угла внутреннего трения прочностные свойства горных пород завышаются, что влечёт неадекватность результатов будущей модели.

Во-вторых, примечательно, что исходный график интерпретации результатов трёхосного сжатия занижает значения прочности на одноосное сжатие, по сравнению с графиком нормальных напряжений. Однако, каким образом происходит компенсация завышенного FANG заниженной UCS неизвестно.

Следовательно, в данной работе используются значения FANG и UCS, полученные при альтернативном подходе интерпретации исходных керновых данных тестов на трёхосное сжатие.

Данным путём получена база данных UCS и FANG с соответствующими им данными геофизических параметров (плотности, скорости акустических волн, пористости, радиоактивности). Полученная база данных использовалась для разработки зависимости UCS, FANG от геофизических параметров.

3.4.1. Корреляционные зависимости, используемые в модели

Для распространения механических свойств горных пород используются эмпирические корреляции. В одномерной геомеханической модели необходимо распространить следующие свойства по стволу скважины: UCS, FANG, E_{sta} , ν_{sta} . Для Модуля Юнга и Коэффициента Пуассона принадлежность к той или иной механической фации не критично, хотя каждая механическая фация обладает своим характерным диапазоном значений, в то время как для каждой механической фации подбирается свои зависимости для UCS и FANG.

Анализ полученной базы данных для разработки зависимостей показал, что ни один из широко используемых геофизических параметров не показывает высокого коэффициента корреляции (Рисунок 10, Рисунок 11). В случае с эмпирическими зависимостями это единственный критерий, на которые стоит обращать внимание при выборе определённой корреляции в качестве предиктора [28].

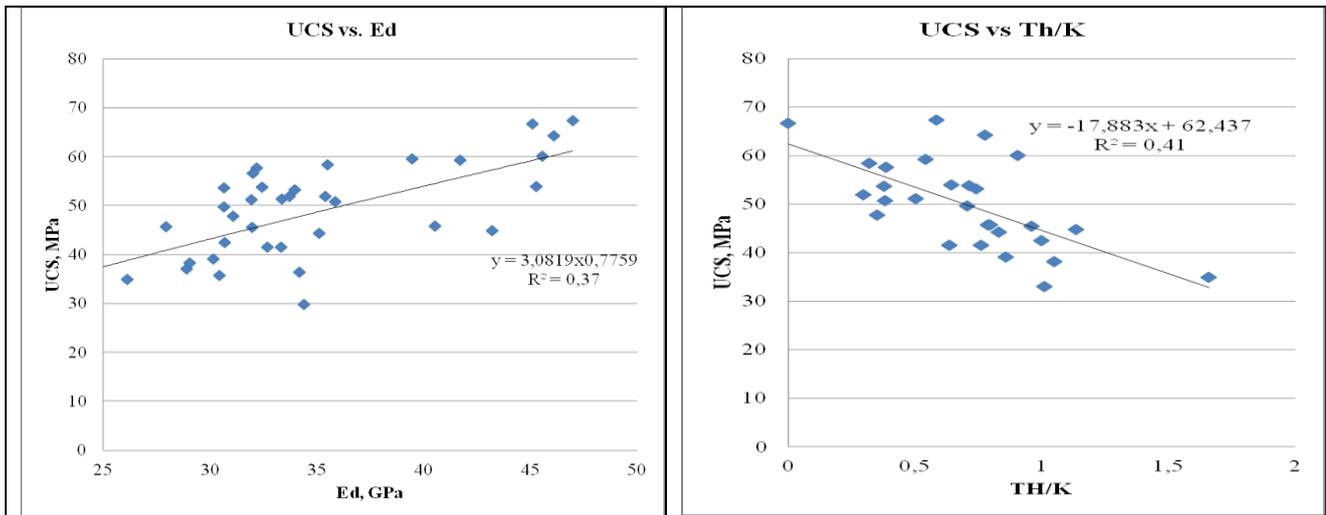


Рисунок 10 – Зависимости UCS от Модуля Юнга и отношения Торий / Калий

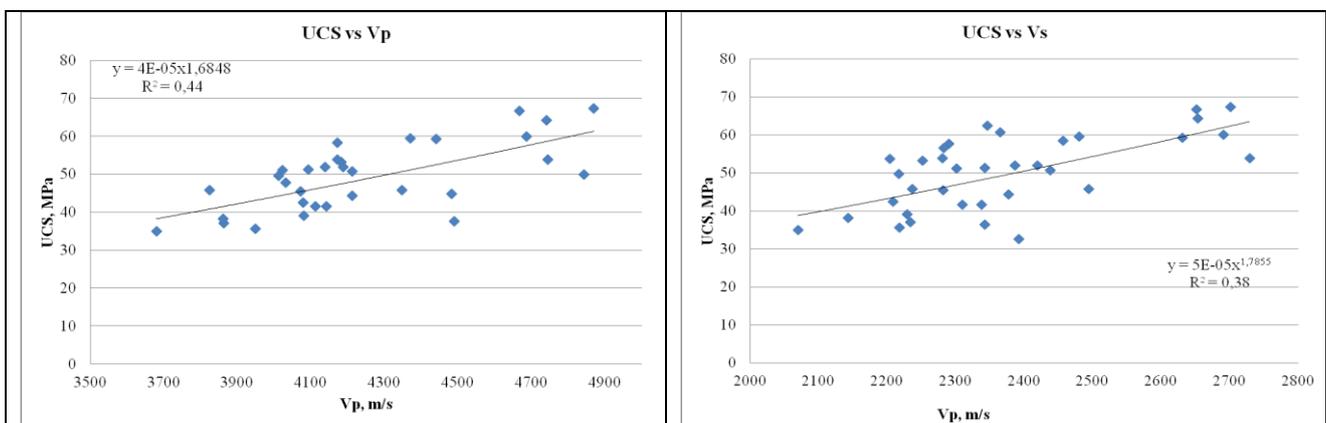


Рисунок 11 – Зависимость UCS от скорости продольной поперечной волны

Полученные корреляции UCS от геофизических параметров являются ненадёжными для использования в модели. Зависимость UCS от геофизических параметров носит нелинейный характер, поэтому для разработки зависимости необходимо использовать множественную нелинейную регрессию.

Ниже (Рисунок 12) представлены результаты прогностической способности полученных уравнений.

Слева показаны результаты полученные зависимостью (6), включающая в себя данные ГГК-С, в то время как график справа и зависимость (7) использует данные АК и ГГК-П, поэтому правая зависимость имеет более широкое применение в настоящее время, так как ГГК-С не всегда доступен в той или иной скважине, когда АК часто присутствует.

$$UCS = 145,8 - 4,1 * Ed - 5,6E-03 * Vs - 15,5 * Th/K + 7,4E-02 * Ed^2 - 3,8E-06 * Vs^2 - 1,2 * Th/K^2, \quad (6)$$

$$UCS = 382,2 + 6,4 * Ed - 4,9E-02 * Vs - 0,2 * Vp - 9,0E-02 * Ed^2 + 1,5E-05 * Vs^2 + 2,7E-05 * Vp^2, \quad (7)$$

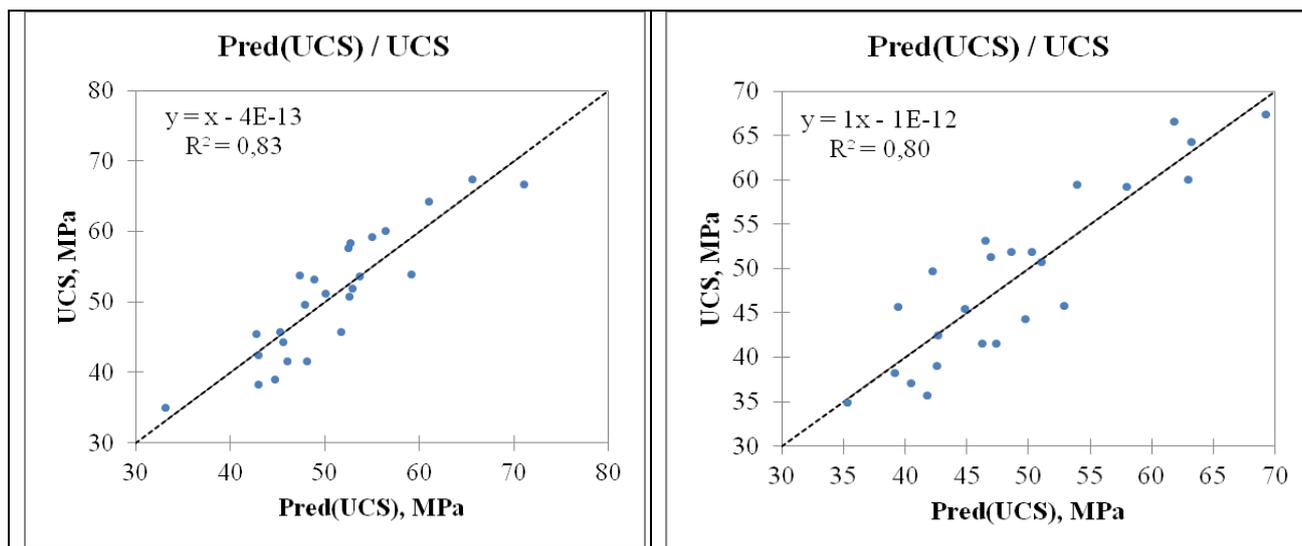


Рисунок 12 – Точность полученных зависимостей для UCS

Несмотря на близкие коэффициенты корреляции, левый график демонстрирует высокую скученность данных, тогда как правый график демонстрирует частое завышение или занижение прогнозируемых значений.

Таким образом, задача распространения UCS по стволу скважины для механической фации юрских песчаников решена. В случае с другими механическими фациями, то в (Таблица 3) представлены зависимости, использованные для распространения UCS.

Таблица 3 – Зависимости, используемые для распространения UCS по стволу скважины

Механическая фация	Зависимость для UCS	Ссылка
Юрские песчаники	$145,8-4,1*Ed-5,6E-03*Vs,m/s-15,5*Th/K+7,4E-02*Ed^2-3,8E-06*Vs,m/s^2-1,2*Th/K^2$ или $382,24+6,4*Ed,GPa0,049*Vs,m/s-0,2*Vp,m/s-0,09*Ed^2+0,000015*Vs,m/s^2+0,000027*Vp,m/s^2$	
Песчаники	$9,95*Vp^{1,21}$ – в пределах кондуктора; $2,45*Vp^{1,92}$ – для остальных песчаников интервала	[30] [28]
Глины	$0,3*Vp^3$ (модифицированное уравнение)	[27]
Угли	$4*(\rho)^{2,4}$	[32]
Известняки	$13,8E^{0,51}$	[33]

Для определения угла внутреннего трения (FANG) преследовалась та же логическая последовательность: поиск лучших корреляционных зависимостей, затем объединение в анализе множественной нелинейной регрессии для получения формул.

На Рисунок 13 и Рисунок 14 представлены используемые геофизические параметры с исходной корреляцией.

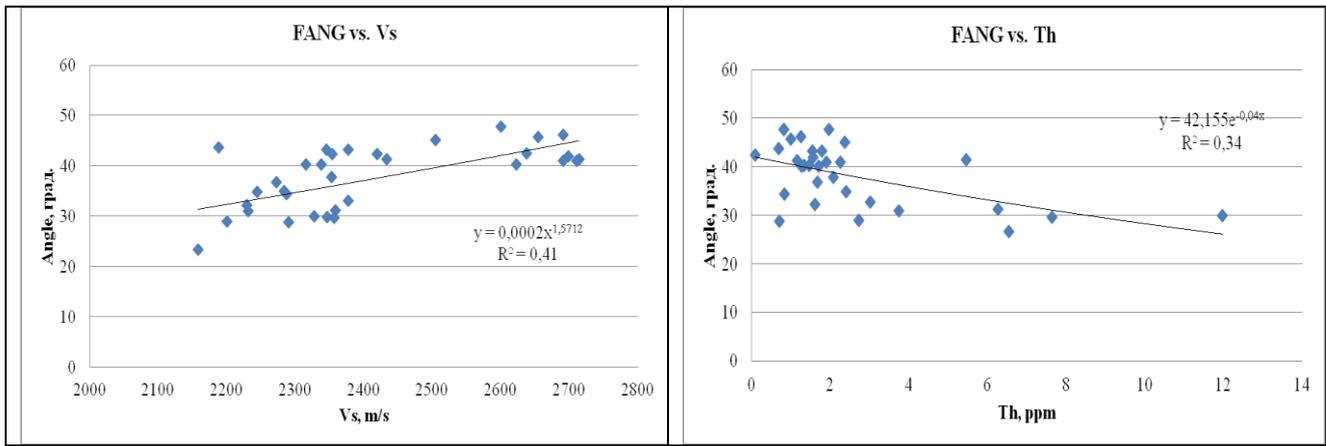


Рисунок 13 – Зависимость FANG от скорости поперечной волны и Тория

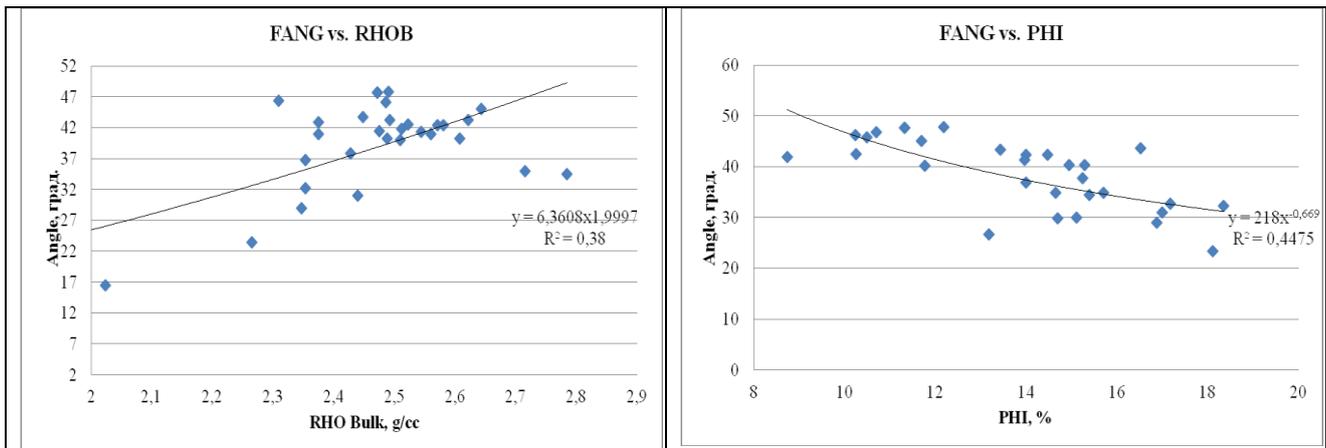


Рисунок 14 – Зависимость FANG от плотности и пористости

После анализа множественной нелинейной регрессии получены следующие результаты Рисунок 15.

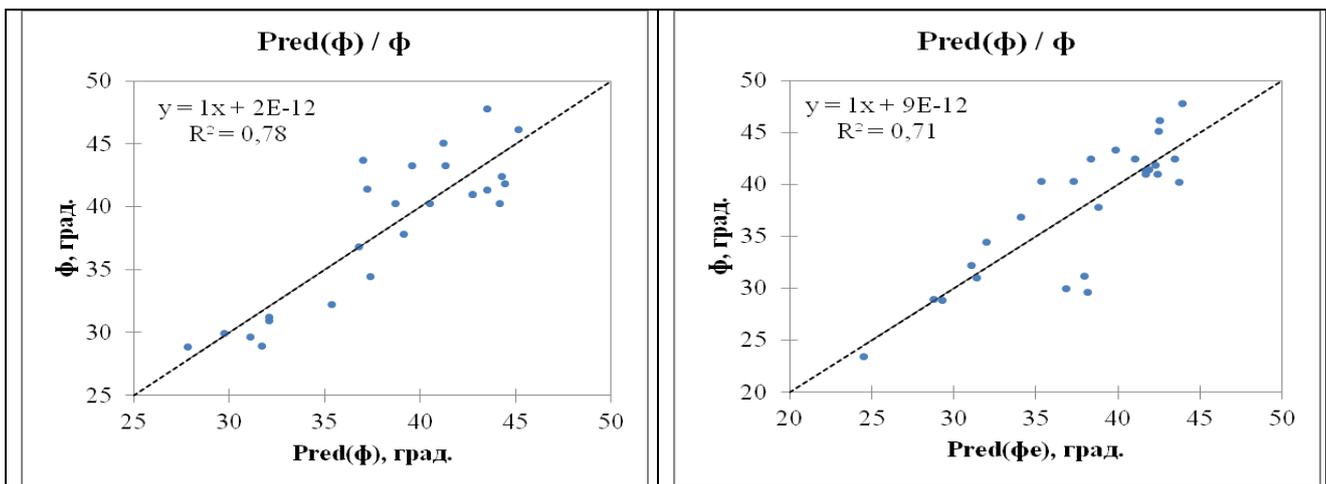


Рисунок 15 – Точность полученных зависимостей для FANG

Слева показаны результаты полученные зависимостью (8), включающая в себя данные ГГК-С, в то время как график справа и зависимость (9) использует данные АК и ГГК-П, поэтому правая зависимость имеет более широкое применение в настоящее время, так как ГГК-С не всегда доступен в той или иной скважине, когда АК часто присутствует.

$$FANG = 554.062.7 * Th + 0.24 * Vs + 227.9 * \rho_{Bulk} + 0.13 * Th^2 - 4.5E-05 * Vs^2 - 45.19 * \rho_{Bulk}^2, \quad (8)$$

$$FANG = -838.81 + 0.56 * V_s + 137.71 * \rho_{Bulk} - 1.08E-04 * V_s^2 - 28.14 * \rho_{Bulk}^2 \quad (9)$$

Таким образом, задача распространения FANG по стволу скважины для механической фации юрских песчаников также решена. Для других механических фаций в представлены зависимости, использованные для распространения FANG.

Таблица 4 – Зависимости, используемы для распространения FANG по стволу скважины

Механические фации	Зависимость	Ссылка
Юрские песчаники	$FANG = 554.062.7 * Th, ppm + 0.24 * V_s, m/s + 227.9 * \rho_{Bulk}, g/sm^3 + 0.13 * Th, ppm^2 - 4.5E-05 * V_s, m/s^2 - 45.19 * \rho_{Bulk}, g/sm^3^2$ или $FANG = -838.81 + 0.56 * V_s, m/s + 137.71 * \rho_{Bulk}, g/sm^3 - 1.08E-04 * V_s, m/s^2 - 28.14 * \rho_{Bulk}, g/sm^3^2$	
Все остальные	$Tan^{-1}((GR - GR_{песок}) \mu_{песок} + (GR_{глин} - GR) \mu_{глин}) / (GR_{глин} - GR_{песок})$, где $\mu_{песок} = 1, 1$; $\mu_{глин} = 0, 6$	[27]

Таким образом, определены зависимости для распространения прочностных свойств по стволу скважины.

Определение статических упругих модулей также основано на базе лабораторных исследований керна. Доступны 45 тестов по определению статических упругих модулей и данные ГИС.

По описанному выше подходу и анализу множественной нелинейной регрессии получены зависимости (10, 11), которые обладают следующими прогнозными свойствами Рисунок 16. При получении зависимостей для статических упругих модулей использовались методы АК и ГГК-П.

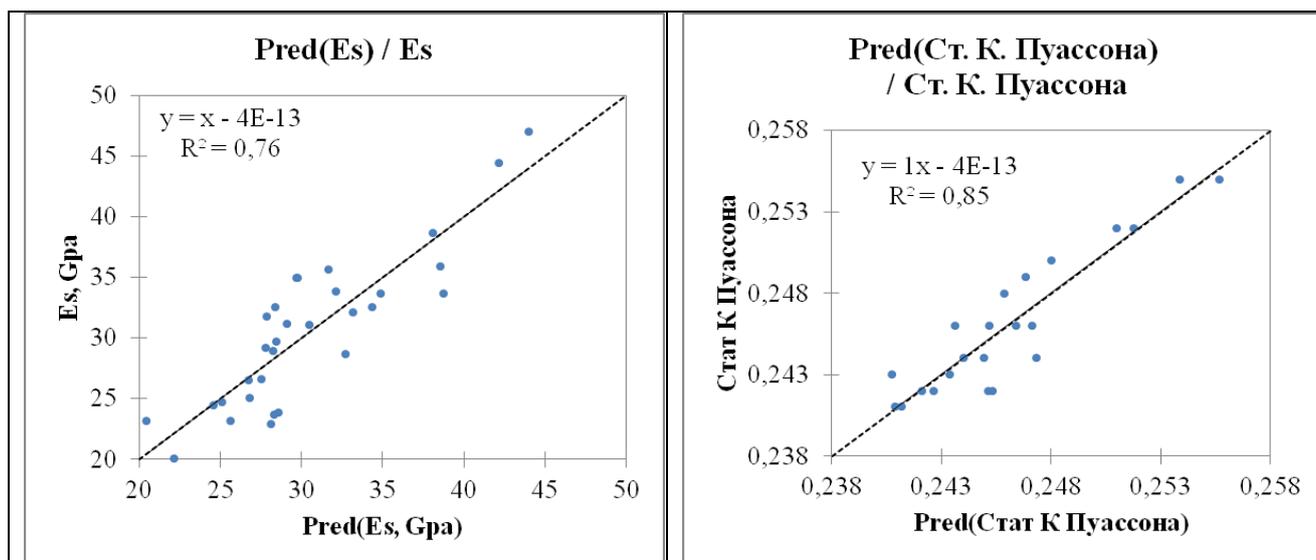


Рисунок 16 – Точность определения статического модуля Юнга и Коэффициента Пуассона

$$Ст. Модуль Юнга = -142,6 * V_p - 0,2 * V_s - 2,1E-05 * V_p^2 + 4,5E-05 * V_s^2, \quad (10)$$

$$Ст. К. Пуассона = 0,53 - 3,89E-04 * V_p + 3,99E-04 * V_s + 4,92E-08 * V_p^2 - 8,16E-08 * V_s^2, \quad (11)$$

В результате, полученные зависимости используются в построении одномерной геомеханической модели. Результаты построения и анализ представлены в Главе 4.

3.5. Определение направления максимального горизонтального напряжения (σ_{Hmax})

Для определения направления горизонтальных напряжений используются данные FMI, на которых видно направление развития вывалов (со стороны σ_{Hmin}) и техногенных трещин (со стороны σ_{Hmax}). Взаимное расположение данных явлений указывает на направление горизонтальных напряжений.

Согласно, приведённому анализу данных FMI одной из соседних скважин по отношению к опорной скважине (A1) в Урмано-Арчинской зоне нефтегазонакопления определено направление максимального горизонтального напряжения равное 330° (северо-северо-запад) – 170° (юго-юго-восток) (Рисунок 17) [31].

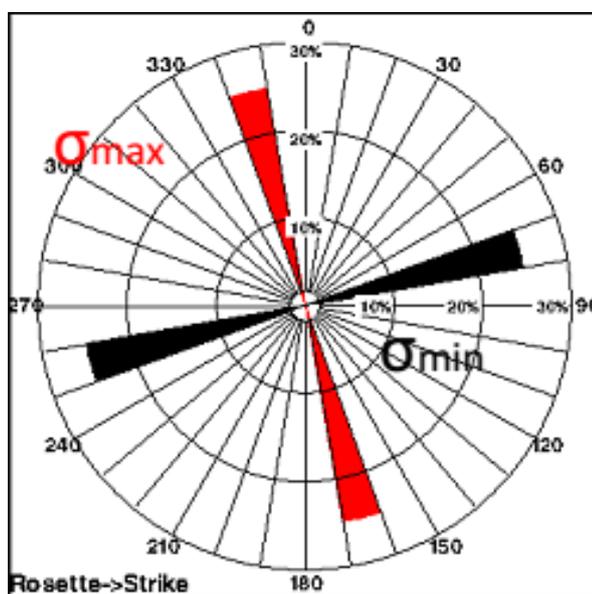


Рисунок 17 – Направление максимального и минимального горизонтальных напряжений [31]

Данное направление противоречит направлению сжатия, соответствующему направлению максимального горизонтального напряжения, поэтому за направление максимального горизонтального напряжения принято направление сжатия представленному на схеме по данным 3D сейсмических наблюдений – 220° – 40° (Рисунок 5).

3.6. Определение минимального горизонтального напряжения (σ_{Hmin})

В качестве начальной оценки значений минимального горизонтального напряжения в исследуемой зоне нефтегазонакопления, использована модель пороупругости (12).

$$\sigma_{Hmin} = \nu/(1-\nu) * S_v - \nu/(1-\nu) / a * P_p + E/(1-\nu^2) * e_h + \nu * E/(1-\nu^2) * e_H, \quad (12)$$

Где ν – Коэффициент Пуассона, S_v – вертикальное напряжение, МПа, a – упругая константа Био, P_p – поровое давление, МПа, E – Модуль Юнга, ГПа, и e_h, e_H – деформации в направлении минимального и максимального горизонтальных напряжений соответственно.

Значение упругой константы Био для Западной Сибири варьируется от 0,2 до 0,95 и зависит от пористости, содержания глинистого цемента, степени литификации. В данном случае, из-за отсутствия данных, в частности о сжимаемости скелета породы, делается допущение, что упругая константа Био равна 0,85 для всего разреза.

Значения упругих модулей получены путём, описанным в разделе 3.4, поровое давление – в разделе 3.3, вертикальное напряжение – в разделе 3.2. Значения деформаций изменяются до достижения близкого соответствия профиля минимального горизонтального напряжения и действительных данных мини-ГРП, а именно давление закрытия трещины (FCP). Операция ГРП на данной скважине не проводилась, поэтому данные взяты с соседних скважин. Полученный, откалиброванный на FCP профиль минимального горизонтального напряжения представлен на Рисунок 18. Точки данных по закрытию трещин лежат на профиле минимального горизонтального напряжения, что говорит о правильности подбора значений деформации ($\epsilon_h=0,001$ и $\epsilon_H=0,75$), а также в целом о высоком качестве определения профиля напряжений.

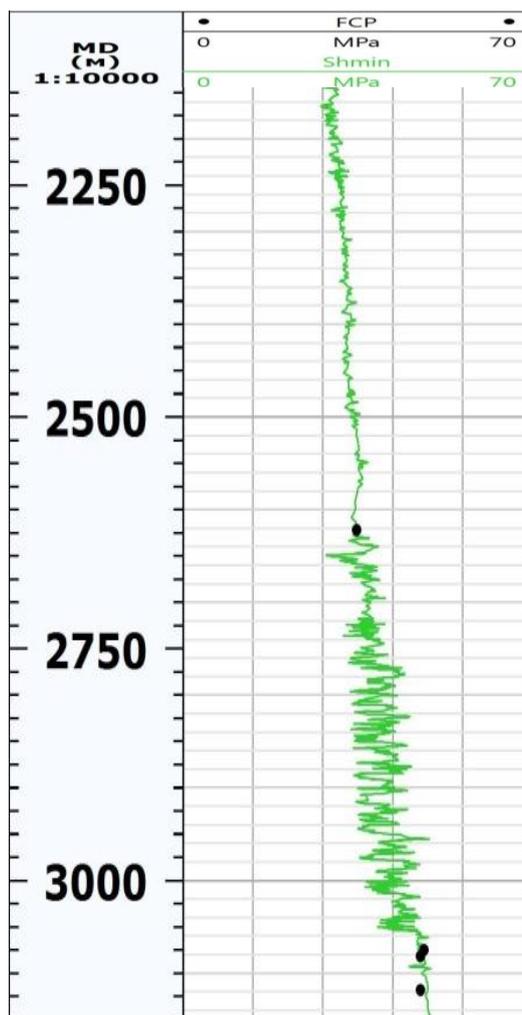


Рисунок 18 – Профиль минимального горизонтального напряжения (Shmin) с данные по закрытию трещин

3.7. Определение максимального горизонтального напряжения (SH_{max})

По причине отсутствия данных FMI в скважине А1, значения SH_{max} также рассчитываются по модели пороупругости, одновременно со значением Sh_{min} по формуле (13).

$$Sh_{min} = \nu/(1-\nu) * S_v - \nu/(1-\nu) / a * P_p + E/(1-\nu^2) * e_H + \nu * E/(1-\nu^2) * e_h, \quad (13)$$

Где ν – Коэффициент Пуассона, S_v – вертикальное напряжение, МПа, a – упругая константа Био, P_p - поровое давление, МПа, E - Модуль Юнга, GPa, и e_h, e_H – деформации в направлении минимального и максимального горизонтальных напряжений соответственно. Рисунок 7 приводит окончательные рассчитанные профили горизонтальных напряжений для опорной скважины.

Таким образом, все входные параметры для построения одномерной геомеханической модели получены. Следующим этапом является построение модели и оценка её правильности в сравнении с данными каверномера, профилемера.

4. Анализ построенной модели

В процессе построения модели, при распространении механических свойств зависимости включающие показания ГГК-С не смогли показать приемлемый результат, по причине того, что в исходных данных керна показания очень низкие, такие показания весьма редко встречаются в данных ГИС для скважины А1. Так как один из геофизических параметров сильно завышен по сравнению с данными, используемые для получения зависимостей, то коэффициенты при этой переменной неверные и зависимость показывает неадекватные результаты.

Поэтому для распространения прочностных свойств использовалась зависимости, не включающие данные ГГК-С.

Критерием правильности построенной модели служит сравнение показаний модели с данными кверномера, профилемера. Важно, чтобы построенная модель отображала интервалы вывалов (breakouts), которые могут перерасти в размыв ствола скважины (washouts). Данные явления становятся причиной прихвата бурового инструмента из-за превышения количества горной породы обрушившейся в скважину, которое буровой раствор способен удалить. Рисунок 19 демонстрирует показания профилемера и отображаемые явления.

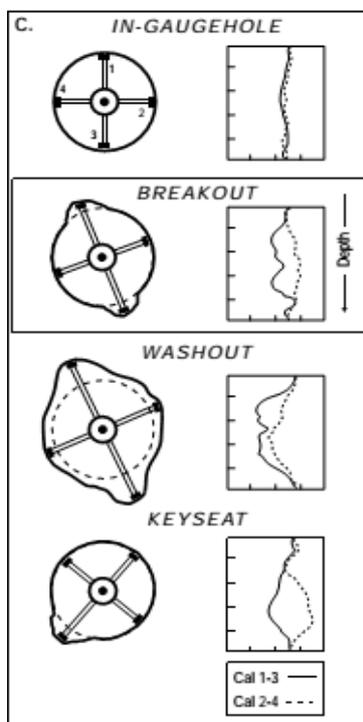


Рисунок 19 – Явления распознаваемые с помощью профилемера [6]

Похожая картина наблюдается в построенной модели (Рисунок 20, Рисунок 21, Рисунок 22).

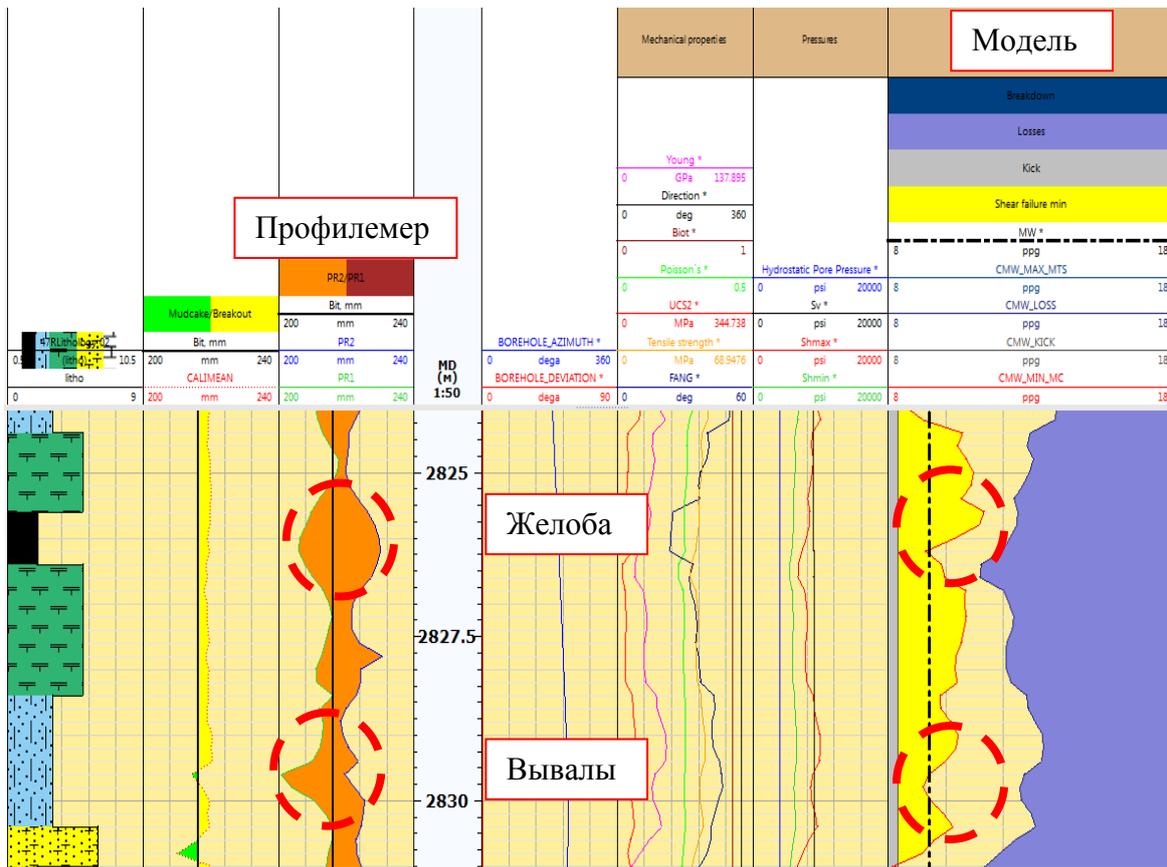


Рисунок 20 – Пример отображения вывалов (breakouts), желобов (keyseats) в модели

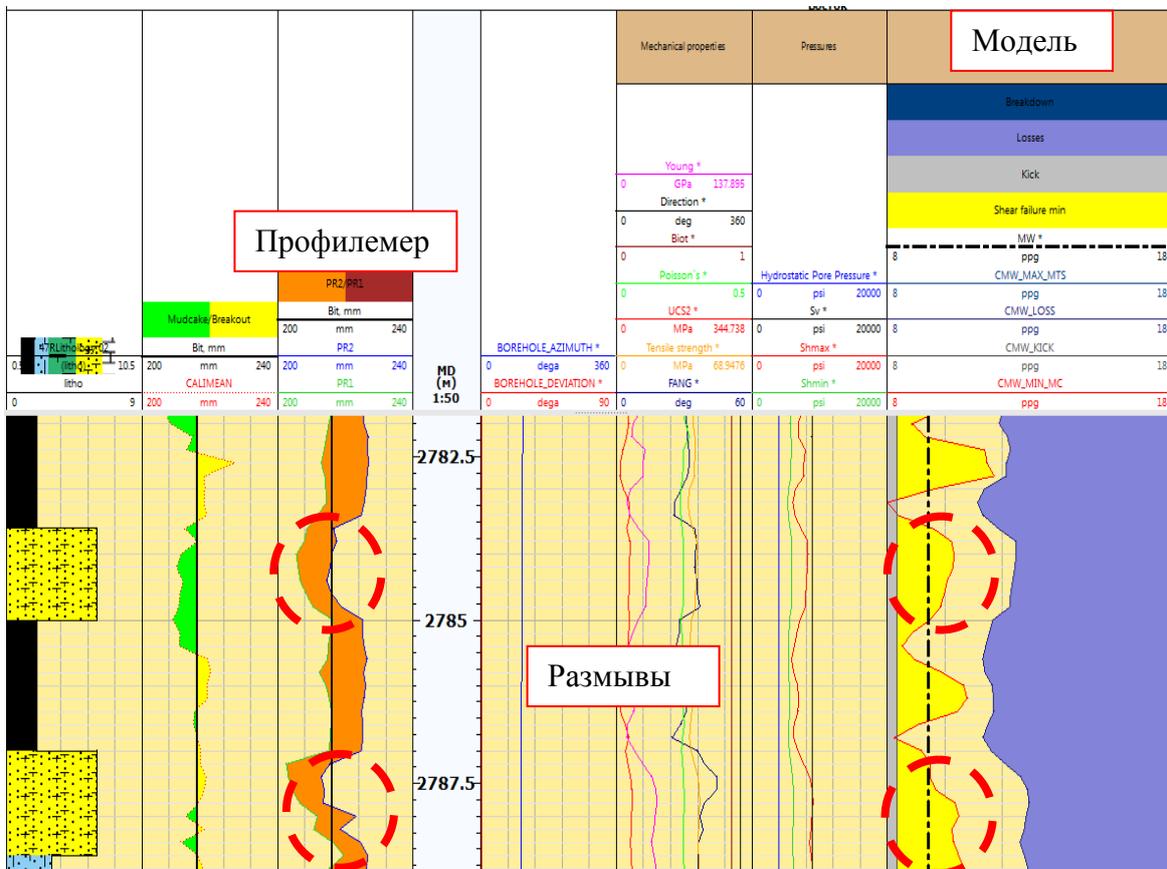


Рисунок 21 – Пример отображения размывов ствола скважины (washouts) в интервале юрских песчаников

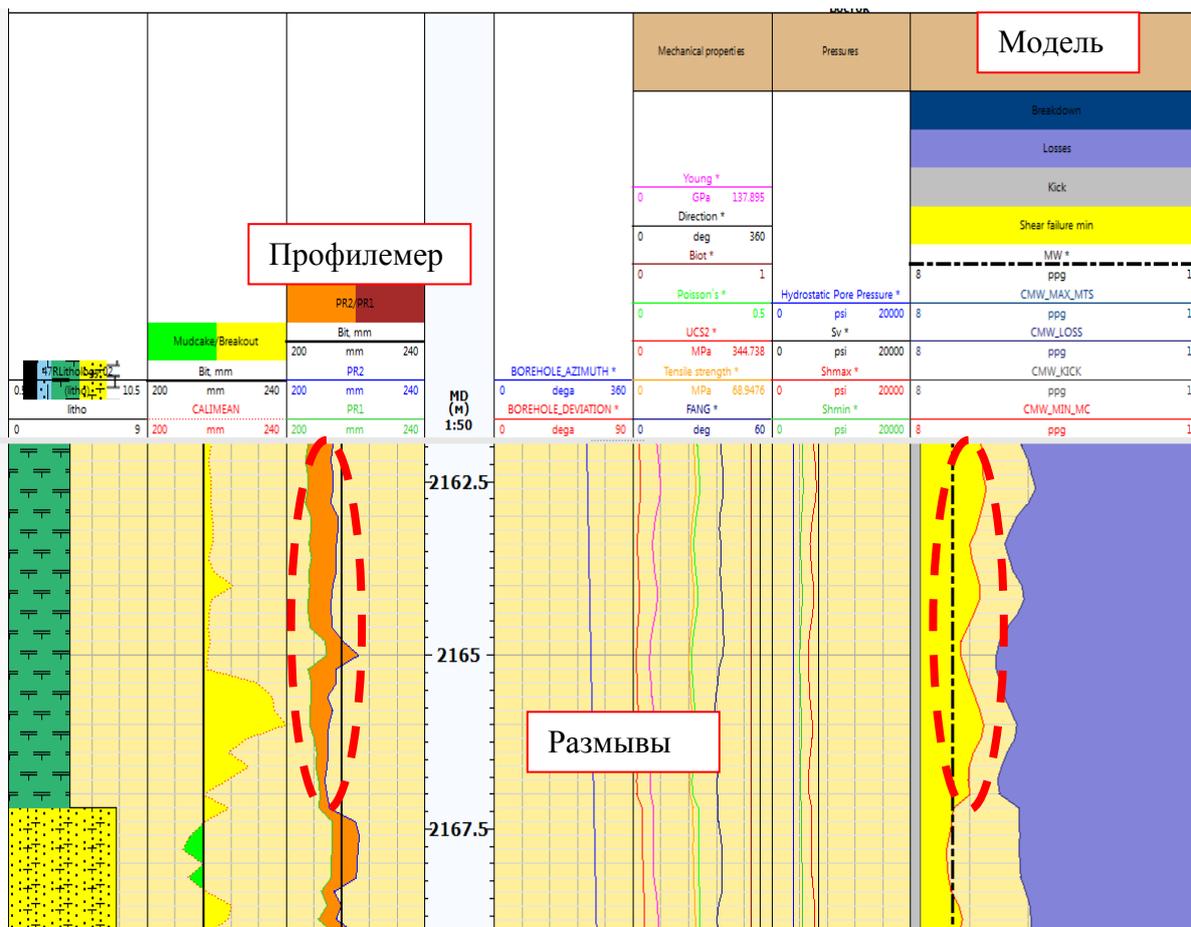


Рисунок 22 – Пример отображения размывов ствола скважины (washouts) в интервале выше юрских отложений

Данные факты говорят о том, что построенная одномерная геомеханическая модель воспроизводит реальную геологическую ситуацию, поэтому модель обладает достаточной степенью надёжности для последующих расчётов.

5. Расчёты траектории и заканчивания скважин в исследуемой зоне

Проектирование траектория ствола скважины играет важную роль в разработке и оптимизации любого месторождения. Положение скважины влияет не только на продуктивность скважины, но и на лёгкость процесса бурения, возможность проведения ГРП.

Появление новых технологий бурения, повышения точности методов ГИС во время бурения, возможности бурения различные типы и формы скважин отражается на требованиях и понимании планирования траектории скважин. Условия стабильности скважины, принимая во внимание механическое разрушение горных пород, есть функция от траектории скважины в совокупности с состоянием напряжений. Стабильность скважины обеспечивается путём определения безопасного «окна» плотности бурового раствора препятствующего обрушению стенок скважины [16,17].

Анализ и расчёт оптимальной траектории для Урмано-Арчинской зоны нефтегазонакопления опирается на тот факт, что зона находится в нормальной тектонической обстановке.

Изменяя инклинометрию исходной вертикальной скважины на рассчитанные параметры траектории, включая азимут, получены следующие результаты, освещённые в последующих разделах.

5.1. Траектория скважины

Наклонно направленная скважина – любая скважина, которая имеет положение отличное от вертикальной оси. Наклонно направленные скважины характеризуются углом наклона и азимутом Рисунок 23.

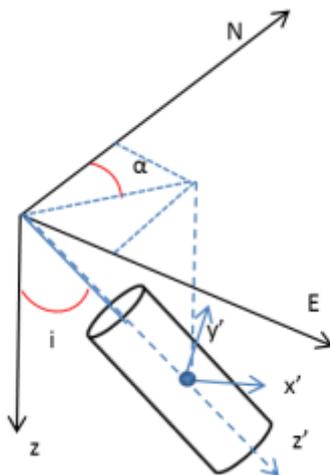


Рисунок 23 – Ориентация системы координат скважины

Угол наклона – отклонение ствола скважины от вертикальной оси изменяется от 0 до 90° . Азимут – направление оси ствола скважины относительно направления на север. Азимут изменяется от 0 до 360° , где 0° – север, увеличение угла по часовой стрелке [14,15].

Профиль наклонно направленной скважины выбирается так, чтобы при минимальных затратах средств и времени на ее проходку было обеспечено попадание скважины в заданную точку продуктивного пласта при допустимом отклонении.

Профили скважин классифицируют по количеству интервалов ствола. За интервал принимается участок скважины с неизменной интенсивностью искривления. По указанному признаку профили наклонно направленных скважин подразделяются на двух, трех, четырех, пяти и более интервальные. Кроме того, профили подразделяются на плоские – расположенные в одной вертикальной плоскости, и пространственные, представляющие собой пространственную кривую линию.

Одним из простейших с точки зрения геометрии является трёхинтервальный профиль наклонно направленной скважины. В данной работе рассмотрен трёхинтервальный профиль (Рисунок 24). Подразумевается, что наклонно направленная скважина бурится для пласта М1, разработки карбонатного коллектора [35].

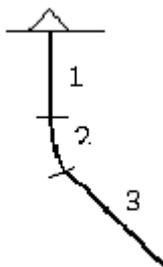


Рисунок 24 – Трёхинтервальный профиль наклонно направленной скважины[35]

Расчёт траектории скважин включает определение следующих параметров:

Для наклонно направленной скважины точка набора угла, который на схеме соответствует точки В (Рисунок 25) основывается на выборе интервала глубин без вывалов, согласно модели и каверномеру, что соответствует крепким породам и не столь сильному состоянию напряжений. По данным модели в качестве точки набора угла подходят песчаники в интервале от 815 до 820 метров. В=**815** метров.

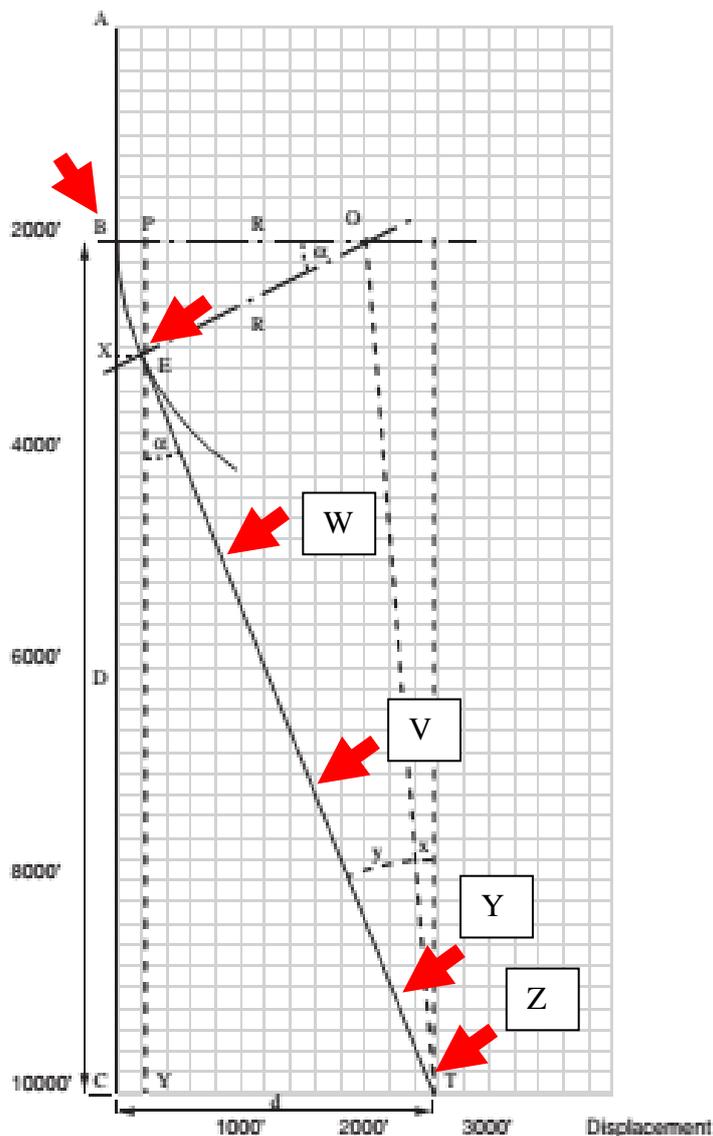


Рисунок 25 – Основные точки, необходимые для расчёта траектории скважины [36]

Абсолютная глубина и отход от устья скважины точки Т (цели бурения). Глубина пласта M1 = **3150** метров и отход от устья = **1500** метров.

Скважины с большим радиусом кривизны имеют интенсивность искривления от 0,6 до 2 град/10 метров. С указанными интенсивностями искривления бурится подавляющее большинство наклонно направленных скважин в Западной Сибири[35]. Примем данное значение равное **2 град/10 метров**, оно необходимо для расчёта радиуса искривленного участка (R).

Результаты расчётов траектории для наклонно направленной скважины представлены в Таблица 5.

Таблица 5 – Результаты расчёта траектории

Параметр	Значение
Набор угла	2°/10 метров
AB (глубина начала набора угла)	815 метров
R (радиус искривлённого участка)	287 метров
AC (глубина цели)	3150 метров
D (глубина от точки набора угла, до цели)	2335 метров
x	27,4°
y	6,3°
a (угол наклона)	33,7°
BE (длина криволинейной секции)	169 метров
PE (глубина от точки набора угла до окончания набора угла)	159 метров
AX (вертикальная глубина до окончания набора угла)	974 метров
AE (длина скважины до окончания набора угла)	985 метров
ET (длина прямолинейной секции)	2615 метров
AT (общая длина скважины)	3600 метров

Абсолютная глубина и отход от устья скважины точки E (окончание набора угла искривления) определяется как

$$AE=AB+BE=848,6 \text{ метров}, \quad (14)$$

Где AE – глубина окончания набора угла искривления, BE – длина искривлённого участка, AB - глубина до точки начала набора угла искривления скважины.

$$BE=2*3,14*R*a/360=168,6 \text{ метров} \quad (15)$$

a – угол отклонения скважины от горизонтальной оси, R – радиус секции угла набора искривления.

$$R=360*10/(2*2*3,14)=287 \text{ метров} \quad (16)$$

$$a=x+y=33,7^\circ \quad (17)$$

$$\text{Где } x=\arctan((1500-287)/2336)*180/3,14 = 27,4^\circ \quad (18)$$

$$y=\arcsin((287*\cos(27,4^\circ*3,14/180)/180)/180*3,14=6,3^\circ, \quad (19)$$

После того, как угол отклонения скважины от вертикальной оси рассчитан, можно рассчитать остальные параметры траектории.

$$AX=AB+PE=974 \text{ метров} \quad (20)$$

Где AX – вертикальная глубина до точки окончания набора угла искривления, PE – длина секции набора угла.

$$PE=R*\sin\alpha=287*\sin 33,7^{\circ}=159 \text{ метров} \quad (21)$$

$$AE=AB+BE=985 \text{ метров} \quad (22)$$

$$ET=(D-AB-PE)/\cos(33,7^{\circ}*3,14/180)=2615 \text{ метров} \quad (23)$$

Где D – глубина от устья до глубины начала набора угла наклона,

$$D=AC-AB=3150-815=2335 \text{ метров} \quad (24)$$

$$AT=ET+AE=2615+985=3600 \text{ метров} \quad (25)$$

5.2. Плотность бурового раствора в зависимости от траектории скважины

Эффект траектории скважины на «окно» плотности бурового раствора оценён с помощью расчётов нижней порога обрушения для глубин с критическими характеристиками. Проекция стереоскопического изображения, представленная на Рисунок 26, отражает все возможные комбинации углов наклона и азимута бурения.

Центр изображения представляет собой вертикальную скважину, а горизонтальные и наклонно направленные скважины лежат в любой другой точке диаграммы, в окрестностях центральной точки, в соответствии с азимутом скважины. Цвет отражает минимальную плотность бурового раствора, необходимого для предотвращения обрушения ствола скважины (левая часть) и для предотвращения разрыва (правая часть).

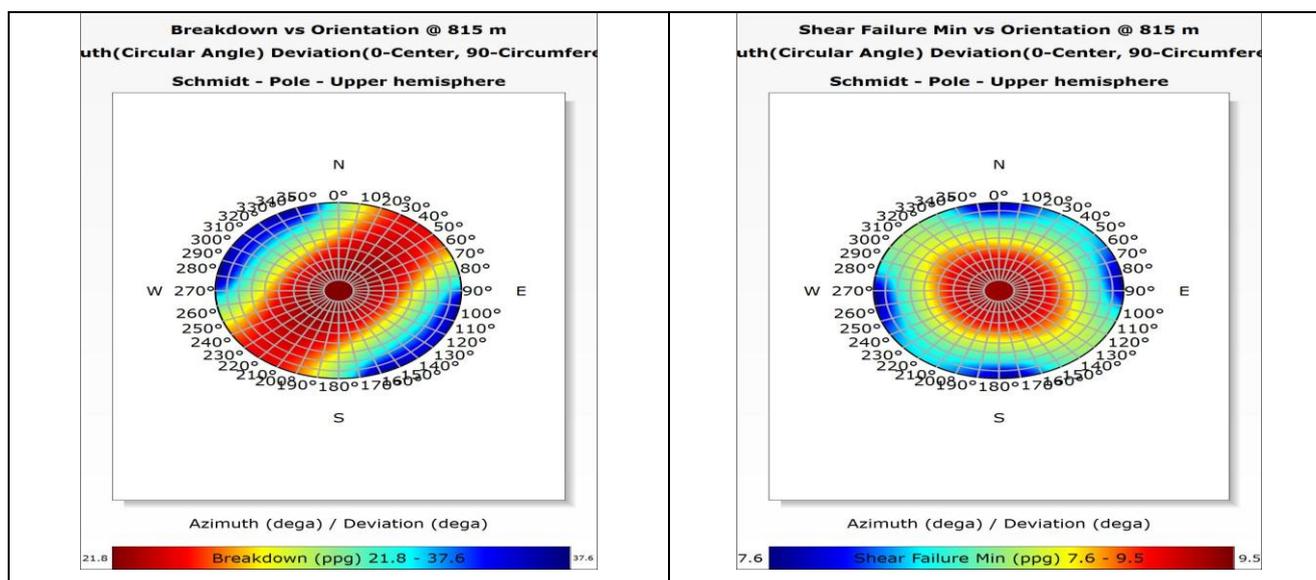


Рисунок 26 – Анализ чувствительности траектории скважины Справа анализ отражающие давление обрушения, слева – давление на разрыв

Данное изображение говорит о том, что если угол наклона скважины примерно 42° , то азимут ствола скважины не имеет значения. Но при повышении угла наклона предпочтительным является направление максимального горизонтального напряжения, тогда как направление минимального горизонтального напряжения является наиболее трудным с точки зрения бурения с диапазоном от 280° (100°) до 350° (170°). Именно для этого

направления в дальнейшем рассчитаны конструкция скважины и плотности бурового раствора.

При этом «окно» плотности бурового раствора изменяется в зависимости от глубины, так для анализа выбраны точки на рассчитанной траектории Рисунок 25. Точка В, Е, W, V, Y, Z. Рисунок 27 для точки набора угла позволяет бурение в любом направлении.

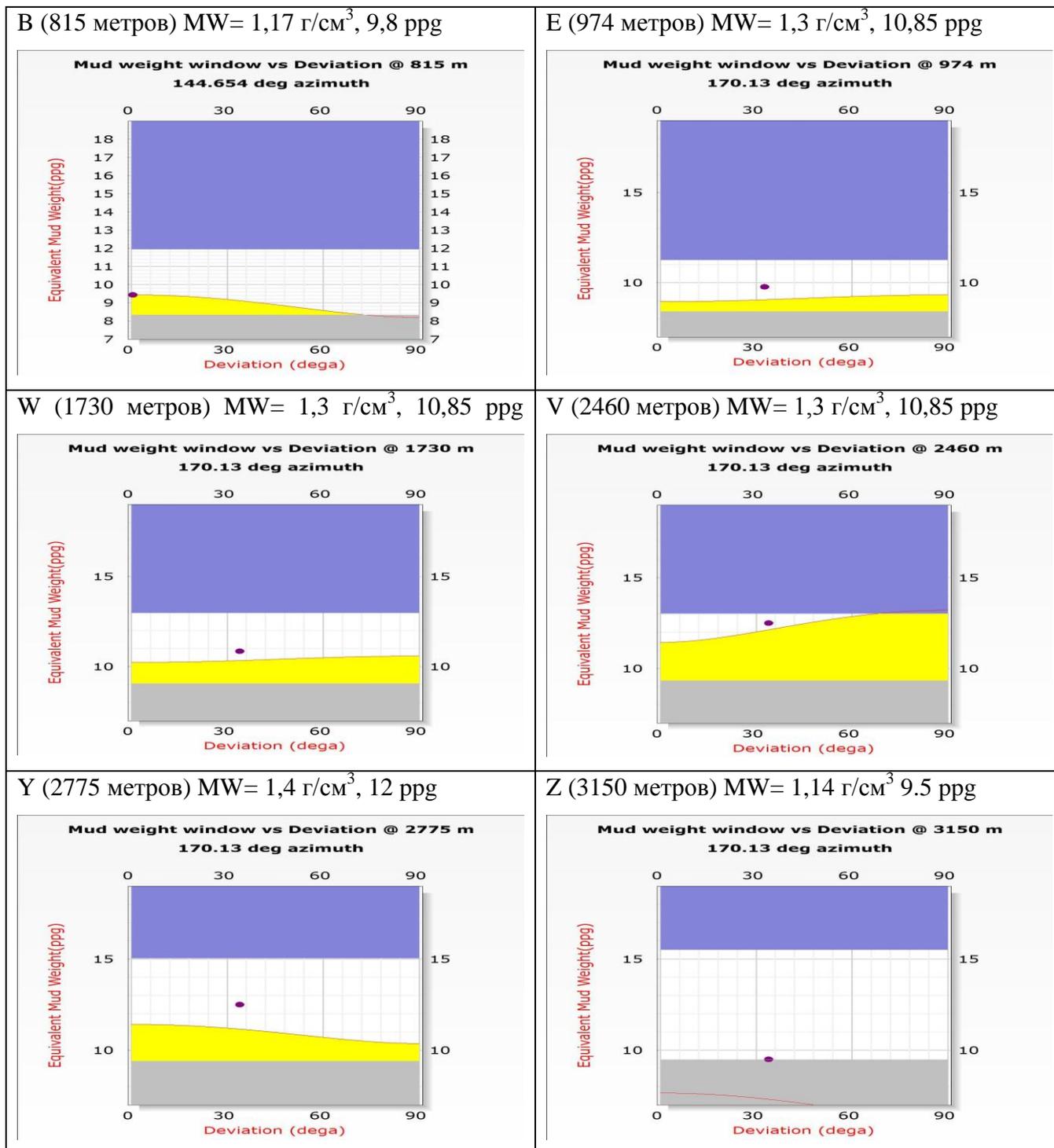


Рисунок 27 – Плотность бурового раствора для наклонно направленной скважины

Точка на графике отражает угол наклона скважины, и плотность бурового раствора при выбранном азимуте бурения наклонно направленной скважины. Не закрашенная часть

рисунка представляет собой безопасное «окно» плотности бурового раствора, которое находится между давлением обрушения (нижняя часть рисунков) и давлением поглощения (верхняя часть рисунков). Полный профиль минимально необходимой плотности бурового раствора представлен на Рисунок 28 по сравнению с вертикальной скважиной.

Таким образом, при увеличении угла наклона скважины, увеличивается необходимая плотность бурового раствора. Однако, в случае, если горные породы обладают высокими прочностными свойствами, то плотность бурового раствора может быть понижена, как это происходит в отношении пласта М1.

Для предотвращения обрушения стенок скважины в наклонно направленной скважине с рассчитанной траекторией, построенная механическая модель позволяет определить безопасное «окно» плотности бурового раствора. Основываясь на данных стабильности скважины и предлагаемой плотности бурового раствора, предлагается также конструкция скважины.

На основе построенной одномерной геомеханической модели, представляется следующая стратегия относительно бурового раствора, которая минимизирует вывалы в процессе бурения, обеспечивает стабильность стенок скважины (Таблица 6).

Таблица 6 – Рекомендуемая плотность бурового раствора

Абсолютная глубина (TVDSS), м	Плотность бурового раствора, г/см³
0-1000	1,17
1000-2390	1,30
2390-3073	1,40
3073-3150	1,14

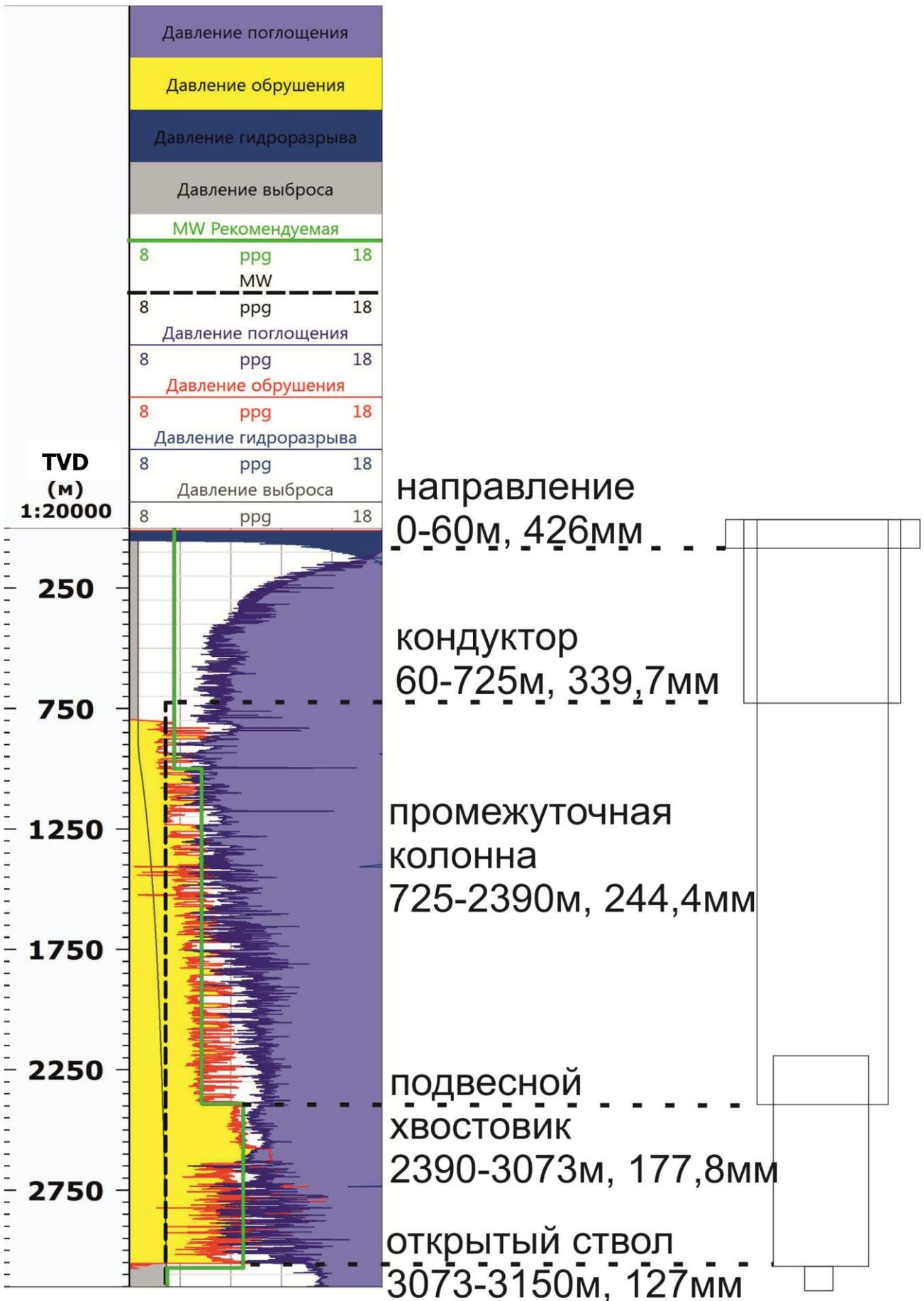


Рисунок 29 – Предлагаемая конструкция наклонно направленной скважины

В интервале от 725 до 1000 метров рекомендуется не менять плотность раствора с целью быстрого прохождения интервала. Однако в интервале глубже, модель прогнозирует серьёзные вывалы, что может быть причиной проблем при бурении, поэтому необходимо повысить плотность бурового раствора.

5.3. Вариант заканчивание скважины и контроль пескопроявления

Пескопроявление относится к негативным явлениям процесса добычи углеводородов. Она может сильно уменьшить темпы добычи, повредить забойное оборудование и поверхностное обустройство. А также увеличивает риск обрушения скважины. Данная проблема часто наблюдается после периода относительно плавной добычи. Её появление обычно совпадает с увеличением истощения пласта, обводнённостью скважины или изменением механического способа добычи.

Потенциал пескопроявления зависит от множества факторов, включая состояние напряжений, поровое давление, свойства пласта, истощение, обводнённость и так далее. Если прочностные свойства горных пород коллектора низкие, то необходимы меры по предупреждению, контролю пескопроявления. Коллектора с прочностными свойствами выше средних не нуждаются в таких мерах [22, 24, 25].

Решения о заканчивании и параметрах эксплуатации скважины для предупреждения пескопроявления должны опираться на индивидуальные характеристики скважины, включая угол наклона, азимут по отношению к полю напряжения, учитывая прочностные свойства горных пород коллектора.

В данной работе основой для выбора заканчивая скважины, служит ориентация напряжений и прочностные свойства. Учитывая ниже среднего - средние прочностные свойства юрских песчаников. Большое количество вывалов и неоднородность поля напряжений по разрезу требует использование варианта отличного от открытого ствола скважины. Принимая во внимание тот факт, что при добыче, давление в околоскважинном пространстве ниже порового, что увеличит эффективное напряжение и подвергнет горные породы в околоскважинном пространстве большим нагрузкам, тем самым инициируя разрушение горной породы.

Анализ пескопроявления, согласно построенной геомеханической модели показал, что при пластовом давлении в 30 МПа, и давлении насыщения 10,7 МПа. При величине депрессии 21 МПа (ниже давления насыщения на 0,85 давления насыщения, что технологически допускается), а также при опускании хвостовика для юрских пород на рекомендуемую глубину, проблем связанных с пескопроявлением в пласте М1 и

обрушением открытого ствола не предвидится, в то время как юрские песчаники при депрессии 10 МПа демонстрируют механическое обрушение, а следственно вынос породы.

Необходимым является использование зацементированного и проперфорированного хвостовика (Рисунок 30). Ориентация перфорационных каналов требует ориентации по направлению максимального горизонтального напряжения (S_{Hmax})[6,7].

Для пласта М1, обладающего прочностными свойствами от средних и выше, допустимый вариант заканчивания – открытый ствол. Однако в случае необсаженного ствола, важно подобрать забойное давление, которое не вызовет обрушение стенок скважины и повреждение забойного оборудования, как показывает анализ пескопроявления величина забойного может быть существенной ниже 0,85 от давления насыщения, что составляет депрессию около 21 МПа.

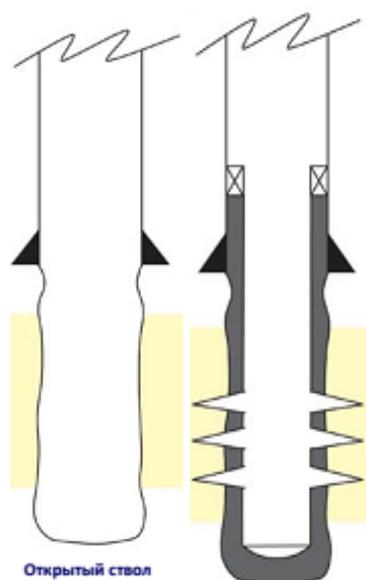


Рисунок 30 – Варианты заканчивания для пласта М1 и юрских пластов

Важной частью процесса заканчивания является выбор перфорации, так как перфорационные каналы обеспечивают соединение скважины и коллектора. Перфорационные каналы не только позволяют углеводородам попадать в скважину, но и влияют на интенсивность притока. В данной работе, по причине свойств юрских коллекторов, которые требуют кислотной обработки, гидравлического разрыва пластов, целесообразен выбор интенсифицированной перфорации. Данный вид характеризуется малыми углами между зарядами и высокой плотностью перфорации.

Так как кислота и трещины ГРП продвигаются независимо от перфорационных каналов, то фазировка перфоратора, плотность и диаметр перфорационных каналов играют более важную роль, чем глубина проникновения.

Угол фазировки перфоратора предлагается $180^{\circ} - 45^{\circ}$, при плотности перфорации 10 каналов на метр [28,29].

Также для ограничения пескопроявления без использования гравийных фильтров, которые снижают продуктивность скважин, рекомендуется использование технологии расширяющихся песочных фильтров - Expandable Sand Screen (ESS) [43].

Система ESS обеспечивает альтернативные поверхностные фильтры взамен традиционных заканчиваний с помощью гравийной набивки и имеет отличительные преимущества в части свободного пространства, внутреннего диаметра заканчивания и меньших потерь давления на трение при одновременном поддержании устойчивости стенок скважины (Рисунок 31).

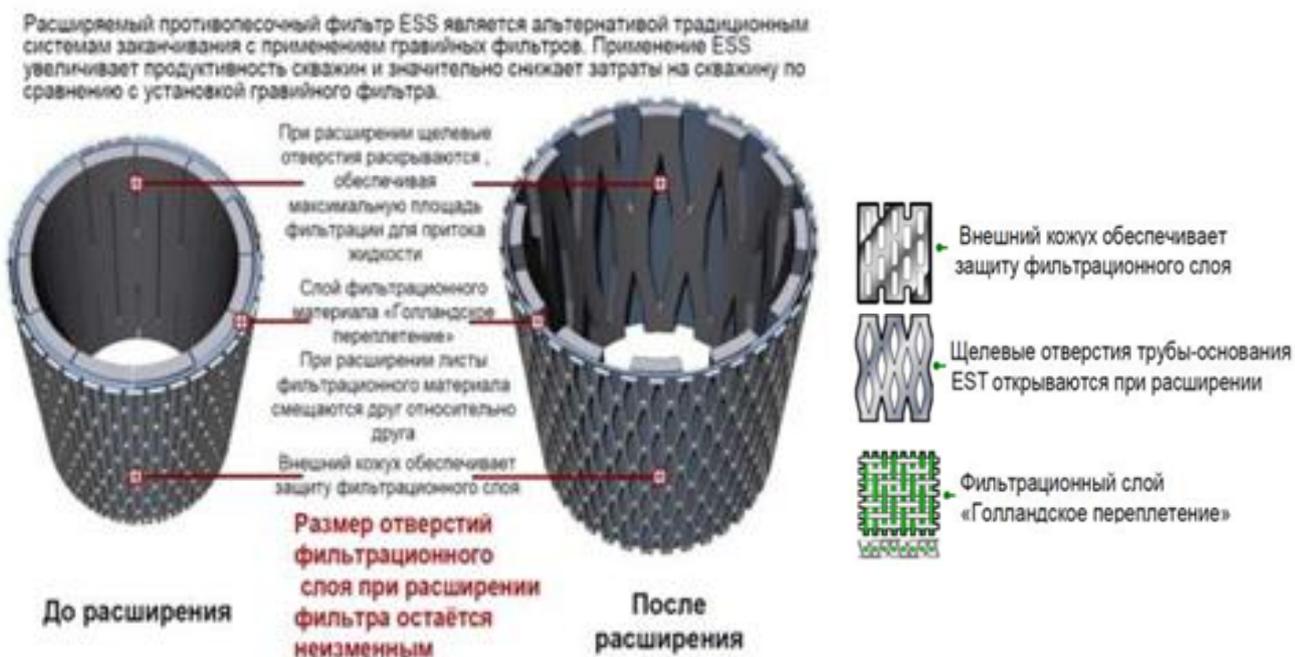


Рисунок 31 – Технология ESS [43]

В основе конструкции лежит стальная труба с прорезями, окруженная слоем фильтрующих мембран. Мембраны сотканы по узору «голландской саржи» и закреплены между основной трубой с прорезями и чехлом. Чехол - стальной лист с прорезями. Система расширения используется для подстраивания фильтра под геометрию скважины.

Таким образом, предложены варианты заканчивания скважин для юрских пластов и пласта М1. Проведён анализ пескопроявления и обвала пород, который показал, что для юрских песчаников необходимо использование цементированного, проперфорированного хвостовика с технологией ESS. Для пласта М1 возможно использование открытого ствола. В случае опускания забойного давления до 0,85 давления насыщения, обрушения стенок скважины моделью не прогнозируется.

6. Результаты исследования

Разработанная технология применения одномерной геомеханической модели в целях оптимизации траектории бурения и заканчивая эксплуатационных скважин в пределах Урмано-Арчинской зоны нефтегазонакопления показала следующие результаты.

1. Полученные зависимости для распространения прочностных и упругих свойств юрских песчаников отражает действительное поведение горных пород, поэтому могут быть использованы в построении геомеханических моделей для территории Западной Сибири;
2. Разработанная методика построения одномерной геомеханической отражает поведение каверномера, профилемера, поэтому обладает достаточной достоверностью для проведения расчётов по расчёту траектории, выбору оптимальной плотности бурового раствора;
3. Наклонно направленные скважины требуют использования повышенной плотности бурового раствора. Так согласно исследованию плотность (от 1,17 до 1,40 г/см³) для бурения в направлении максимального горизонтального напряжения является достаточным для стабильного бурения;
4. Конструкция скважины для бурения наклонно направленных скважин сложнее, чем конструкция разведочной скважины, по которой построена модель. Предлагаемая конструкция состоит из направления, кондуктора, промежуточной колонны, цементированного проперфорированного хвостовика и открытого ствола;
5. Для уменьшения пескопроявления в интервале юрских песчаников рекомендуется перфорация по направлению максимального горизонтального направления, используя перфораторы с углом фазировки 180⁰-45⁰ и плотности перфорации 10 каналов на 1 метр.
6. Анализ пескопроявления показал, что при депрессии в 10 МПа, в интервале юрских песчаников ожидается разрушение породы и, как следствие её вынос, в то время как в интервале пласта М1, при депрессии в 21 МПа, разрушение породы не прогнозируется;
7. Для юрских песчаников необходимо использование цементированного, проперфорированного хвостовика с технологией ESS. Для пласта М1 возможно использование открытого ствола.

7. Финансовый менеджмент

В настоящее время, возрастающая необходимость экономики мира в энергоресурсах подстёгивает нефтегазовые компании бурить всё глубже и глубже, чтобы добывать больше углеводородов для удовлетворения потребностей человечества. Это требует бурения пластов различной литологической принадлежности с различными характеристиками, что ведёт за собой сложности связанные с бурением глубокозалегающих толщ.

Адекватное представление физических, механических свойств и поведения коллекторов могут сократить затраты на бурение и добычу в значительной степени, прогнозируя некоторые трудности при бурении.

7.1. Стоимость бурения

Ключ к успеху для любой бурящейся скважины – минимизация стоимости в совокупности с безопасностью, охраной окружающей среды и отсутствие проблем при бурении. Главной составляющей затрат при разработке нефтегазовых месторождений связано с процессом бурения. Для того, чтобы минимизировать издержки на бурение, необходимо выбрать подходящие параметры процесса бурения. Каждая скважина, согласно геологическим особенностям регион, кровле целевого пласта, техническим задержкам и другим не характерным задержкам могут иметь задержку от 4 месяцев до нескольких лет. Иногда, из-за проблем при бурении, программа бурения может быть заморожена на 2-4 года.

Стоимость бурения может быть разделена на 2 части, фиксированные издержки и переменные(26):

$$\text{Стоимость метра бурения} = (C_b + C_r * (t_b + t_c + t_r)) / \Delta D \quad (26)$$

Где C_b – стоимость долота (\$), C_r – стоимость СПО (\$/ч), t_b – время работы долота (ч), t_c – время на наращивание инструмента (ч), t_r – время на СПО (ч) и ΔD – пробуренный интервал (метров). СПО могут быть оценены путём применения формулы(27):

$$t_r = 1 + (3D_{in}) / 1000 \quad (27)$$

Где D_{in} – длина бурильной колонны в скважине.

Стоимость бурения – критический фактор в определении финансовой выручки от нефтегазовых инвестиций. В особенности, при высоких операционных затратах и частых проблемах при бурении. Оптимизация бурения – важный фактор в уменьшении времени простоя буровой установки, то есть времени, когда бурение приостановлено. Оптимизация бурения также повышает эффективность бурения, безопасность и способствует защите окружающей среды путём определения конкретной программы плотности бурового раствора

и необходимых материалов. Для того, чтобы снизить общие издержки, скорость бурения должна быть увеличена, что достижимо при оценке параметров бурения, влияющих на скорость бурения.

Согласно формуле (26), три переменных подчёркивают роль времени на издержки. Время, затраченное на наращивание инструмента, зависит от эффективности работы буровой бригады, а также времени на СПО также зависит от глубины и эффективности буровой бригады находящейся на столе ротора. Тип долота влияет на время работы долота и на время СПО. Несоответствующий тип долота приведет к снижению скорости проникновения в породу, а также изнашиванию долота, что добавляет времени на СПО. Всё это расходует много времени и добавляет дополнительные затраты компании [37].

7.2. Анализ времени простоя буровой установки

Простой буровой установки определяется как время, во время которого бурения приостановлено или скорость бурения очень низкая и следующее – основные причины простоя:

1. Потеря циркуляции бурового раствора (большое поглощение)
2. Прихват бурильной колонны (механические и относящиеся к геометрии скважины прихваты)
3. Узкое «окно» плотности бурового раствора, что ведёт к поглощению или выбросам
4. Вопросы устойчивости скважины
5. Авто-ГРП (возникновение искусственно образованных трещин, появляющихся во время бурения)
6. Медленная скорость бурения в твёрдых породах
7. СПО с целью замены долота
8. Ловильные операции
9. Вторичное цементирование интервалов

Количественно простои могут быть классифицированы как:

1. Потеря или повреждение оборудования
2. Финансовые потери (затраты превышающие бюджет)
3. Вопросы охраны труда
4. Ожидание доставки оборудования и новых технологических установок

Dodson в 2004 сделал выводы, что около 40% простоев вызваны как нестабильностью скважин, так и вопросами порового давления (выбросы, газопроявления, водопроявления в верхней части разреза, потеря циркуляции, разбухание глин и прихват бурильной колонны),

поэтому, чтобы оптимизировать процесс бурения и уменьшить общие издержки, большое внимание стоит обратить на борьбу с данными явлениями.

Таким образом, возможная экономия средств может достигать 40% [38].

7.3. Уменьшение времени простоя буровой установки

Проблемы нестабильности ствола скважины в разведочном и эксплуатационном бурении стоят отрасли более чем 100 миллионов долларов в месяц по всему миру и возможно более одного миллиарда в год. Часто встречающаяся проблема – увеличение диаметра ствола скважины из-за размывов или вывалов, обрушение из-за хрупкости горных пород. Когда скважина начинает обрушаться, большие и маленькие частицы горной породы могут завалить бурильную колонну и остановить её вращение. Если бурильная колонна не может быть поднята на поверхность, начинаются операции по освобождению. Время, потраченное на освобождение, может выбить процесс бурения из графика. Иногда необходимо много дней для освобождения бурильной колонны, что ведёт к высоким затратам. В большинстве случаев бурильную колонну освобождают, но если этого сделать не удалось, то секции раскручивают, и приступают к ловильным работам, которые могут тянуться неделями.

Время бурения скважины может быть разделено следующим образом (Таблица 7). Период бурения, как показано, может быть разделён на: «превосходное бурение», скрытые потери бурения, время, потраченное на решение проблем бурения, техническое ожидание и осложнения процесса бурения.

«Преисходное бурение» – время, которое обычно тратится на бурение скважины без осложнений, скрытые потери бурения – время, которое зависит от эффективности работы буровой бригады. Появления проблем при бурении, скорей всего, увеличит время, которое классифицируется как время потери циркуляции бурового раствора, время на борьбу с нефтегазоводопроявлениями и освобождением бурильной колонны.

Техническое ожидание – время ожидания доставки оборудования для работы в экстремальных условиях, непредвиденных ранее.

Погодные условия – время на пережидание штормовых ветров, урагана, гроз и других опасных природных явлений.

Осложнения процесса бурения включают вопросы охраны труда и затрагивают вопросы выбросов флюидов, пожаров, утечки сероводорода в процессе бурения.

Таблица 7 – Структура времени процесса бурения [38]

«превосходное бурение»	скрытые потери бурения	Проблемы при бурении			Техническое ожидание/другое			осложнения процесса бурения
		Потери циркуляции бурового раствора	Борьба с нефтегазородопроявлениями	Работа по освобождению буровой колонны	Ограничение инструментов	Доставка инструментов	Природные явления	

8. Social responsibility

This section of the master's thesis covers the analysis and development of measures to ensure favorable conditions for the work of personnel at production facilities in the Urman-Archinsk oil and gas accumulation zone.

8.1. Analysis of identified harmful and hazardous factors in the production environment

The following dangerous production factors have been identified:

- Heavy weather conditions;
- Exposure to the human body of harmful substances (solvents, crude oil);
- Increased gas content (hydrocarbon gases, CO₂);
- Trauma in the process of work;
- Large explosion risk of production.

Weather conditions

The peculiarity of the labor conditions of operators for oil extraction is work, mainly in the open air, as well as movement through the territory of the facility and between objects, frequent ascents to special sites at altitude. Meteorological conditions have a great impact on the health, well-being and working capacity of a person. Therefore, an important factor in the severe climate of Western Siberia is the meteorological factor. At a low ambient temperature, the heat balance is disturbed, which causes hypothermia leading to the disease. The limb mobility is reduced as a result of intensive heat transfer of the body, which inhibits movement. This is the cause of accidents.

The normalization of meteorological parameters is established by GOST 12.1.005 - 88 [44].

The main types of work during the operation of wells are performed in the open air, and the extracted oil, its components and various chemical reagents used in the extraction process are toxic and explosive substances. Therefore, it is important for the worker to provide protection from aggressive environments, as well as comfortable operation in severe weather conditions. Workers should be provided with overalls of the corresponding season.

Harmful gases and chemical reagents

During production operations, workers can be exposed to harmful gases and oil vapors, the source of which are flawed connections leakage failure, mechanical strength of the Christmas tree, due to corrosion or wear, exceeding the maximum permissible pressure, failure or failure of the control and safety valves. Vapors of oil and gas with a certain content of them in the air can cause poisoning and disease. The microclimate of work places must meet the requirements of GOST 12.1005-88 SSBT "Air working area. General sanitary and hygienic requirements" [44].

The sources of negative chemical factors are various harmful substances used in the fields - demulsifiers, various chemical agents (inhibitors and demulsifiers) spilled in a certain area or harmful gases released into the atmosphere during repair work on pipelines. Poisoning with oil gases and various kinds of inhibitors happens due to the non-tightness of the piping, pipes, storage tanks for poisonous substances.

During operation in enclosed spaces, as well as during planned repairs and elimination of accidents, it is necessary to control the gassing of the air environment by stationary sensors or portable gas analyzers. The content of oil vapors and gases in the air of the working area should not exceed the maximum permissible concentration - 300 mg / m³, GOST 12.1.005-88 [44].

During the repair of the well, if there are oil vapors and gases in the air above the MPC, it is necessary to damp the well with the liquid of the necessary parameters and qualities. Work in the gassed zone should be carried out in gas masks.

8.2. Fire safety

Fire and explosion safety is provided at all wells including wells.

Before entering the room of the group metering station (AGZU) it is necessary to open the outside of the blinds, turn on the fan and ventilate the room for 20 minutes before the start of work in the AGGU grounded by two conductors.

Gas hazardous work, including work related to the stay of people inside the apparatus, tanks and other equipment should be carried out in cases where they cannot be mechanized, automated or conducted without the direct participation of people; Should implement measures to reduce the number of gas hazardous works and improve their safety through improved technological processes, the introduction of modern diagnostic methods for hydraulic, mechanical, chemical cleaning of process equipment and communications, etc. [45].

For each workshop, a list of gas hazardous works must be developed. It must be separately indicated gas hazardous works carried out with the design of the work permit and work carried out without registration of the work permit, but with the mandatory registration of such works before they begin in the journal. The list of gas hazardous works should be periodically reviewed at least once a year and re-approved by the technical director of the enterprise.

When preparing an object for carrying out gas hazardous work, the responsible is assigned to the engineering and technical worker - the master in charge of which is the operating personnel. At direct carrying out of gas-hazardous work responsible the worker is appointed - ITR not engaged for the period of carrying out of work by conducting of technological process and knowing ways of safe carrying out of gas-hazardous works.

To prepare the facility for gas hazardous works, the whole complex of preparatory works is carried out in accordance with the rules.

At the same time, measures are taken to minimize the hazard by releasing pressure, removing harmful and explosive products, excluding their receipt from adjacent technological systems, and also to eliminate possible sources of sparking. The location of gas hazardous work associated with the possibility of the release of explosive and harmful products is protected, and if necessary, posts are put up to prevent unauthorized persons from staying in the danger zone [45].

In an emergency situation, it is necessary to close the valves and reduce the pressure to atmospheric pressure. Strip gas through flange connections is prohibited.

8.3. Protection of the environment

To increase the degree of environmental safety and minimize damage to the environment by the existing and projected objects of the Urman-Archinsk oil and gas accumulation zone (UAOGAZ), the following measures are envisaged: Utilization of associated petroleum and natural gas. Gas preparation for transport is provided at the gas compressor station (GCS), which was put into operation in June 2002.

Commissioning of sewage treatment facilities of the shift camp. Concentrations of pollutants entering the river. Shegarka (Kolga) with purified wastewater from the WWTP of the shift camp for each of the limiting indicators of harmfulness will not exceed the MAC. The projected scheme for wastewater treatment provides the required MAC for the discharge of treated sewage into reservoirs of the 2 groups of fishery importance.

Disposal of waste camps, construction debris, residues of insulating materials at its own landfill site located in the bush area No. 35. The design of the landfill is designed in accordance with the requirements of protection of subsoil, soil, surface and groundwater, wild animals.

To house toxic industrial waste (oil sludge), it is planned to build a sludge collector in the area of bush No.10, which will reduce pollution of soils, vegetation and watercourses with oil products.

With the expansion of the arrangement of UAOGAZ, the following measures aimed at protecting the environment are envisaged:

- placement of engineering networks in a single corridor with the minimum distance available in accordance with construction norms, which reduces the area of seized lands to 30%;
- Reclamation of disturbed lands withdrawn for short-term use;
- Arrangement of artificial structures, ensuring the preservation of surface runoff, in-basalt flow;

- Arrangement of hermetically sealed rainwater sewerage in the clusters with discharge of drains into drainage and sewage tanks and subsequent treatment of effluents at the treatment facilities of the OPF field;
- discharge of water at the washing of pipelines in the drainage and sewage capacity in the cluster sites.

Technological solutions that ensure environmental safety:

- automation of technological processes, which allows you to work without the constant presence of maintenance personnel,
- elimination of constant emissions by a torch under normal operating conditions,
- Improving the dispersion of pollutants through the selection of the optimum parameters of emission sources;
- complete sealing of the oil and gas collection and transportation system, underground laying of technological pipelines;
- 100% control of joints of welded joints of pipelines;
- protection of equipment and pipelines against corrosion;
- testing equipment and pipelines for strength and tightness after installation;
- installation of an alarm system on the equipment of cluster sites and pipelines;
- Arrangement of an earthen shaft along the perimeter of cluster sites and technological sites to localize potential oil spills, methanol;
- carrying out a set of preparatory works (cutting of forests, bushes, layout of sites) in the winter season;
- logging around the cluster and technological areas at a distance that ensures fire safety;
- Organization of waste management in the framework regulated by legislation in the field of environmental protection.

In order to reduce the negative impact of field development on the subsoil, the following activities are envisaged:

- use of low-toxic chemical agents of 3 and 4 hazard classes for drilling wells;
- isolation of aquifers and oil and gas bearing layers by cementation of the culled space;
- pumping highly mineralized water into productive oil reservoirs in exchange for oil withdrawn from the formation;
- the seizure of groundwater in quantities ensuring the preservation of the basic properties of the aquifers used;
- collection and decontamination of drilling wastes, their burial;

- carrying out the conservation or liquidation of wells according to an individual plan, coordinated with the local bodies of the Gosgortekhnadzor and a paramilitary detachment for the prevention and liquidation of open fountains.

With a view to rational use of subsurface resources, it is envisaged to reduce water consumption for production needs and drilling using circulating water supply systems. To exclude oil losses and reduce reservoir pressure, a method is used to extract raw materials using the pressure maintenance system, which excludes disturbance of the equilibrium of the geological environment in the exploited oil reservoirs. Cenomanian water is used to maintain in-house pressure.

To ensure the protection of groundwater from pollution, the following measures are envisaged:

- application for drilling of wells of low-toxic chemical agents of 3-4 hazard classes;
- accumulation of drilling wastes in waterproofed slurry barns;
- Cementing of the conductor and production column, concreting of the wellhead and wellhead sealing equipment;
- Maintaining the proper sanitary condition of the sanitary protection zone 1 of the water intake belt for the shift camp.

Action on the rational use and protection of lands, vegetation and wildlife:

For the purpose of protection and rational use of lands, the following main environmental principles are envisioned in the expansion of the arrangement of UAOGAZ:

- the decision of the master plan taking into account the technological interrelation of the construction object with the existing engineering communications (roads, lines VL-6kv, oil gathering and gas gathering collectors, water conduits of the RPM system);
- compliance with standards for the density of development of technological sites; The laying of utilities in one corridor, which reduces the demand for land by 30%;
- the project establishes solid boundaries for land allocation;
- The land was questioned for land not used in agricultural production, mainly occupied by bogs and forests of the 3rd group, rarely by forests of the 2nd group (forests of water protection zones and watercourses);
- Strict adherence to the technology of excavation;
- use of technological systems for the production of works, machines and mechanisms that cause the least damage to the soil surface and the plant environment;
- draining spent fuel and lubricants in the locations of construction equipment in the vessels intended for this purpose;
- Strict adherence to fire safety rules in the production of construction works in forest areas, in residential and administrative premises;

- the implementation of land reclamation in the course of and immediately after the completion of construction.

In the period of operation to prevent chemical contamination of land with methanol tanks, its storage and pumping equipment are installed on reinforced concrete sites, having a dressing connected with the drainage capacity. For the localization of methanol leaks from the stuffing boxes of the pumps and the seals of the stop valves, a system of drainage trays having an outlet to the collection tank is provided, where methanol is pumped out by one of the metering pumps. Bochozar from methanol, after preliminary washing, is stored on the storage area for further shipment to the enterprise that supplies this chemical. Water from washing is to be collected by the networks of industrialization into the drainage tank of condensate drains with subsequent removal to the sewage treatment plant of industrial effluent with the subsequent injection into the reservoir of the pressure maintenance system.

To collect garbage, small containers and wrapping materials on all production sites, installation of urns and special containers is provided. Garbage is transported to the landfill. To avoid accidental spills of petroleum products on technological sites, it is planned to enclose and waterproof the sites with a compacted undrained soil, in a methanol-concrete deposit. The internal volume of the dumped site provides for a complete collection of stored fuel (methanol) in case of its leakage.

The drainage of industrial rainwater from the dumped technological sites is to be carried out through the rainwater drainage system into the drainage tanks with subsequent removal to the sewage treatment plant and injection into the reservoir.

Constant monitoring of compliance with the projected boundaries of the strip of land allotment ensures the preservation of soil and vegetation cover on the territories adjacent to the sites [46].

8.4. Safety precautions for handling organic solvents

Organic solvents occupy a special place among the flammable substances used in laboratories. They easily ignite, burn quickly and hardly extinguish. When burning EFL produce heat 10 times more intensively than wood. Vapors of many organic solvents, even at room temperature, are capable of forming fire-explosive mixtures with air. The danger of the use and storage of organic solvents depends on a number of conditions - the amount and flammability of the liquid, the temperature, the tightness of the equipment or packaging, the presence of sources of ignition, Classification of EFL according to the degree of danger.

Depending on the flash point, the EFL is conventionally assigned to one of the three categories [47].

Table 8 – Classification of EFL [46]

Discharge	Characteristics of the liquid	Flash point, ° C:	
		In an open crucible	In a closed crucible
I	Particularly dangerous	before 18	before -13
II	Permanently dangerous	From -18 to 23	From -13 to 27
III	Hazardous at elevated temperature	From 23 to 61	From 27 to 66

The first category includes acrolein, allyl chloride, acetal, acetaldehyde, acetone, benzines, hexane, dimethyldichlorosilane, dipropyl ether, diethylamine, diethyl ether, isopropylamine, isopropyl chloride, methylal, methyl methacrylate, methyl formate, propylene oxide, petroleum ether, propyl chloride, carbon disulfide, tetrahydrofuran, Furan, cyclohexane, cyclohexene, ethylamine, ethyl formate, etc.

The second category includes: acrylonitrile, allyl bromide. Allylamine, amyl chloride, acetonitrile, benzene, butylamine, 2-methyl-2-propanol, butyl chloride, vinyl acetate, hexamethyldisiloxane, heptane, dibutyl ether, dioxane, dichloroethane, diethylchlorosilane, diethyl ketone, isopropyl acetate, 2-propanol, isopropyl formate, isopropyl carbonate, ligroin, methyl acetate, Methanol, methyltrichlorosilane, methyl chloroformate, methyl ethyl ketone, piperidine, pyridine, toluene, triethylamine, cyclohexylamine, ethyl acrylate, ethyl acetate, ethylbenzene, ethyleneamine, ethanol, etc.

The third category includes: amyl acetate, amyl bromide, amyl formate, anisole, acetylacetone, benzyl chloride, bromobenzene, butanol, hexyl chloride, decane, diamyl ether, diketene, dimethylaminoethanol, dimethyl sulfate, N, N-diethylaminoethanol, diethylcarbonate isoamyl acetate, kerosines, xylene, methyl acrylate, morpholine, Formic acid, octylamine, pentanol, propylbenzene, propanol, turpentine, styrene, white spirit, acetic acid, acetic anhydride, chlorobenzene, cyclohexanone, etc.

Liquids having a flashpoint above 61 ° C in a closed crucible or above 66 ° C in an open crucible and capable of burning after removing the ignition source are classified as GF.

Work with flammable liquids

When working with EFL, three basic principles should be adhered to:

1. Do not allow flammable vapors to enter the atmosphere (prevent the formation of fire and explosive mixtures);
2. To exclude the possibility of ignition in the event of accidental formation of fire and explosion hazard concentrations of vapors (exclude the occurrence of ignition sources);

3. to take all possible measures in advance, so that the consequences of the accident, if it does happen, should be minimal.

Prevention of poisoning

The task of preventing exposure to working harmful production factors and in particular harmful substances is solved by the production sonar. In the book on safety engineering it is impossible to consider in detail the questions of industrial sanitation of labor protection. However, every chemist should have an idea of the main directions of combating occupational poisoning.

Classification of chemicals by the degree of effect on the body

When working in a chemical laboratory, one must assume that all chemical substances are poisonous to one or the other degree. Only pure water is completely harmless. By the degree of exposure to the body, harmful substances are divided into four hazard classes:

1. - extremely dangerous;
2. - highly dangerous;
3. - moderately dangerous;
4. - Low-risk.

The assignment of a particular substance to a particular hazard class is performed according to an indicator whose value corresponds to the highest hazard class. An essential precondition for safe work with chemicals is not only the knowledge of the hazard class of all the reagents and solvents with which we have to deal with everyday work, but also the knowledge of the peculiarities of their toxic, action, basic poisoning prevention measures, poisoning symptoms and ways of first aid in poisoning . Before you start working with new, unfamiliar substances, you should not only study their chemical and physical properties, but also be sure to read through reference books, for example, with their toxic effects and hygienic standards. Acute and chronic poisoning. The result of exposure to harmful substances on the human body can be acute or chronic poisoning. Acute poisoning occurs when relatively large amounts of harmful substances enter the body in a short period of time and are expressed in vivid typical disturbances of normal vital activity immediately after poisoning or after a relatively short period (from several minutes to several hours, more rarely a few days). It is clear that acute poisoning can not occur during normal operation, but is a consequence of emergencies, breakdowns of equipment, spills of harmful substances or gross violations of safety regulations.

In contrast to acute, chronic poisoning occurs with prolonged exposure to the body of relatively small amounts of wartime authorities and can occur in accident-free work, as a result of non-compliance with the rules and standards for storage of reagents, inadequate ventilation performance, non-compliance with personal hygiene rules, etc. The severe consequences of chronic poisoning are aggravated by the fact that their symptoms are often nonspecific and do not bind to

the true cause until the continued penetration of poisons into the organ. It does not lead to serious health problems. Often, chronic poisoning does not manifest itself as severe occupational diseases, but it contributes to the development or exacerbation of common, non-occupational diseases. The specificity of work in chemical laboratories is the extreme variety of harmful substances that affect the clinical diagnosis of chronic poisoning [46].

Precautions for different routes of harmful substances entering the body

When working with chemicals should be prevented from penetrating into the body, the person through the lungs, the skin and through the mouth.

Replacement of extremely dangerous and highly dangerous substances moderately and minimally dangerous reduces the possibility of both chronic and acute poisoning. The admissibility of such a substitution must be determined, first of all, by the specific features of the concrete work. Thus, as a solvent for the recrystallization of organic substances or for carrying out reactions in organic chemistry, instead of the benzene, which is related to high-osmium substances, it is possible to successfully use moderately Dangerous Toluene. Although both solvents are structurally related to the same class of organic compounds, toluene at 20 ° C is almost "three times less volatile than benzene. Consequently, when working with toluene, all other things being equal, the air gets three times less harmful fumes than when working with benzene. In some cases, the use of toluene gives certain advantages, because it has a lower freezing point.

In workrooms, do not create reagent stocks, especially volatile: through leaks in the package, they can gradually evaporate and for a long time poison the atmosphere, causing chronic poisoning. The reagents necessary for current work should be kept tightly closed.

In emergency situations, when the atmosphere of the laboratory suddenly becomes contaminated with poisonous vapors or gases, it is possible to remain in the room for elimination of the consequences of the accident (switching off the equipment, cleaning spilled liquids, etc.) only in a gas mask. Personal gas masks of each employee should always be in a working room in a conspicuous place and be ready for immediate use. The box of the filtering gas mask must correspond to the nature of the poisonous substance in the atmosphere. Spent boxes of gas masks should be replaced in a timely manner. Do not use gas masks in the presence of virtually non-absorbable substances in air-acetylene, methane, ethane, butane, ethylene, etc., as well as with an unknown composition of vapors or gases that pollute the atmosphere.

8.5. Calculation of the amount of harmful substances entering the atmospheric air

Atmospheric air through the air of the apparatus with a change in the flow of 1 hour of the temperature of the liquid and the gaseous medium in the apparatus from 40 to 42 ° C enter harmful substances.

Composition of liquid in the device,% (mass): water 40; Benzene 30 and dichloroethane 30. The gas medium in the apparatus is air with an admixture of ammonia. Humidity of air $\varphi = 50\%$. The concentration of ammonia in the air is $C_{NH_3} = 10 \text{ mg} / \text{m}^3$. The pressure of the external medium is $B = 101325 \text{ Pa}$. The diameter of the device is 1.4 m, the height of the apparatus is 2.5 m. The degree of filling of the apparatus with liquid is $k_S = 0.7$ [48].

Relative molecular weights of constituents of gas and liquid media: $M_{H_2O} = 18,015$; $M_B = 78,10$; $M_D = 98,97$; $M_{NH_3} = 17,31$

Mole fractions of constituent fluids:

Empirical coefficients for each component of a mixture of liquids:

Water $A = 7,9608$; $B = 1678$; $C = 230$;

Benzene $A = 6,912$; $B = 1214,6$; $C = 221,2$;

Dichloromethane $A = 7,184$; $B = 1358,5$; $C = 232$.

The partial pressure of the saturated vapor of the components over pure liquid substances:

$$\lg P_i^h = A - B/(C + t);$$

At $t = 40 \text{ }^\circ\text{C}$:

$$\lg P_{H_2O}^h = 7,9608 - 1678/(230 + 40) = 1,746;$$

$$P_{H_2O}^h = 56,7 \text{ мм рт ст, или } 7541,1 \text{ Па};$$

$$\lg P_B^h = 6,912 - 1214,6/(221,2 + 40) = 2,262;$$

$$P_B^h = 182,5 \text{ мм рт ст, или } 24\,272,5 \text{ Па};$$

$$P_D^h = 7,184 - 1358,5/(232 + 40) = 2,190;$$

$$P_D^h = 155 \text{ мм рт ст, или } 20\,615 \text{ Па}.$$

At $t = 42 \text{ }^\circ\text{C}$:

$$\lg P_{H_2O}^h = 7,9608 - 1678/(230 + 42) = 1,792;$$

$$P_{H_2O}^h = 61,8 \text{ мм рт ст, или } 8239 \text{ Па};$$

$$\lg P_B^h = 6,912 - 1214,6/(221,2 + 42) = 2,297;$$

$$P_B^h = 198 \text{ мм рт ст, или } 26397 \text{ Па};$$

$$P_D^h = 7,184 - 1358,5/(232 + 42) = 2,262;$$

$$P_D^h = 182,5 \text{ мм рт ст, или } 24\,331 \text{ Па}.$$

Partial vapor pressure of components above a mixture of liquids, Pa:

$$P_i = n_i \cdot P_i^h ;$$

At $t = 40 \text{ }^\circ\text{C}$:

74

$$P_{H_2O} = 7541,1 \cdot 0,7637 = 5759; \quad P_B = 24272,5 \cdot 0,1321 = 3206,4;$$

$$P_D = 20615 \cdot 0,1042 = 2148,0;$$

At $t = 42$ °C:

$$P_{H_2O} = 8239 \cdot 0,7637 = 6292; \quad P_B = 26397 \cdot 0,1321 = 3487;$$

$$P_D = 24331 \cdot 0,1042 = 2535.$$

The partial pressure of saturated water vapor in a gaseous medium:

$$\lg P_{H_2O}^s = 0,622 + 7,5 \cdot t / (238 + t);$$

At $t = 40$ °C:

$$\lg P_{H_2O}^s = 0,622 + 7,5 \cdot 40 / (238 + 40) = 1,7011;$$

$$P_{H_2O}^s = 50,2 \text{ мм. рт. ст., или } 6676,6 \text{ Па};$$

At $t = 42$ °C:

$$\lg P_{H_2O}^s = 0,622 + 7,5 \cdot 42 / (238 + 42) = 1,747;$$

$$P_{H_2O}^s = 55,8 \text{ мм. рт. ст., или } 7439 \text{ Па}.$$

Partial pressures of the main gas component of air:

$$C_i = \frac{16 \cdot P_i \cdot M_i \cdot 1000}{(273 + t) \cdot 133,3}, \text{ мг / м}^3$$

At $t = 40$ °C:

$$C_{H_2O} = \frac{16 \cdot 5759 \cdot 18,015 \cdot 1000}{(273 + 40) \cdot 133,3} = 39876;$$

$$C_B = \frac{16 \cdot 3206,4 \cdot 78,10 \cdot 1000}{(273 + 40) \cdot 133,3} = 96258;$$

$$C_D = \frac{16 \cdot 2148 \cdot 98,97 \cdot 1000}{(273 + 40) \cdot 133,3} = 81710;$$

$$C_{NH_3} = 10; \quad C_B = \frac{16 \cdot 90210 \cdot 28,96 \cdot 1000}{(273 + 40) \cdot 133,3} = 1001690;$$

At $t = 42$ °C:

$$C_{H_2O} = \frac{16 \cdot 6292 \cdot 18,015 \cdot 1000}{(273 + 42) \cdot 133,3} = 43186;$$

$$C_B = \frac{16 \cdot 3487 \cdot 78,10 \cdot 1000}{(273 + 42) \cdot 133,3} = 103770;$$

$$C_D = \frac{16 \cdot 2535 \cdot 98,97 \cdot 1000}{(273 + 42) \cdot 133,3} = 95588;$$

$$C_{NH_3} = 10; \quad C_B = \frac{16 \cdot 89\,010 \cdot 28,96 \cdot 1000}{(273 + 42) \cdot 133,3} = 982\,115;$$

Average concentration of gas mixture components, mg / m³:

$$C_{cp\ H_2O} = (39\,876 + 43\,186) / 2 = 41\,531;$$

$$C_{cp\ B} = (96\,258 + 103\,770) / 2 = 100\,014;$$

$$C_{cp\ A} = (81\,710 + 95\,588) / 2 = 88\,634;$$

$$C_{cp\ NH_3} = 10; \quad C_{cp\ B} = (1\,001\,690 + 982\,115) / 2 = 991\,902;$$

Volume of gas mixture in the device:

$$V = \pi \cdot D \cdot H(1 - k_3); \quad V = 3,14 \cdot 1,4 \cdot 2,5(1 - 0,7) = 3,3 \text{ m}^3.$$

Changing the temperature of the gas mixture in the apparatus:

$$\Delta t = t_2 - t_1 = 42 - 40 = 2 \text{ }^\circ\text{C}.$$

An increase in the volume of the gas mixture with a change in temperature:

$$V_\Gamma = V \cdot \frac{\Delta t}{273} = 3,3 \cdot \frac{2}{273} = 0,024 \text{ m}^3.$$

The amount of constituents of the gas mixture evolved from the apparatus with low breathing, g / h[47]:

$$G_i = V_\Gamma \cdot C_{cp\ i},$$

$$G_{H_2O} = 0,024 \cdot 41\,531 \cdot 10^{-3} = 0,984; \quad G_B = 0,024 \cdot 100\,014 \cdot 10^{-3} = 2,400;$$

$$G_A = 0,024 \cdot 88\,634 \cdot 10^{-3} = 2,127; \quad G_{NH_3} = 0,024 \cdot 10 \cdot 10^{-3} = 0,00024;$$

$$G_B = 0,024 \cdot 991\,902 \cdot 10^{-3} = 23,806.$$

Conclusion: The amount of harmful substances released from the device is calculated. There is a need for more careful compliance with safety rules and regulations when working with such substances in order to avoid chemical poisoning of employees.

Заключение

Урмано-Арчинская зона нефтегазонакопления является одной из перспективных в Томской области. Бурение запланированных скважин требует оптимизации процесса бурения с целью повышения рентабельности и снижения общих затрат.

Данные цели достигаются путём применения геомеханических моделей, которые предсказывают интервалы, характеризующиеся повышенными рисками, связанными со стабильностью ствола скважин. С достаточной детальностью определяется необходимая плотность, необходимый вещественный состав для снабжения буровых, а также необходимое технологическое оборудование, что снижает время, потраченное на ожидание, борьбу с негативными последствиями при бурении.

В ходе исследования выполнены:

- Анализ лабораторных данных с целью получения зависимости распространения прочностных и упругих свойств юрских песчаников,
- Выполнены этапы построения одномерной геомеханической модели,
- Рассчитан вариант траектории для последующих эксплуатационных скважин,
- Определена конструкция наклонно направленной скважины,
- Предложен вариант заканчивания для эксплуатационных скважин.

В результате работы сделаны следующие выводы:

Технология, разработанная для применения одномерной геомеханической модели в целях оптимизации траектории бурения и заканчивая эксплуатационных скважин в пределах Урмано-Арчинской зоны нефтегазонакопления, показала следующие результаты.

- Полученные зависимости для распространения прочностных и упругих свойств юрских песчаников отражает действительное поведение горных пород, поэтому могут быть использованы в построении геомеханических моделей для территории Западной Сибири;
- Разработанная методика построения одномерной геомеханической отражает поведение каверномера, профилемера, поэтому обладает достаточной достоверностью для проведения расчётов по расчёту траектории, выбору оптимальной плотности бурового раствора;
- Наклонно направленные скважины требуют использования повышенной плотности бурового раствора. Так согласно исследованию плотность (от 1,17 до 1,40 г/см³) для бурения в направлении максимального горизонтального напряжения является достаточным для стабильного бурения. Наиболее благоприятное направление для бурения – направление максимального горизонтального напряжения;

- Конструкция скважины для бурения наклонно направленных скважин сложнее, чем конструкция разведочной скважины, по которой построена модель. Предлагаемая конструкция состоит из направления, кондуктора, промежуточной колонны, цементированного перфорированного хвостовика и открытого ствола;

- Для уменьшения пескопроявления в интервале юрских песчаников рекомендуется перфорация по направлению максимального горизонтального направления, используя перфораторы с углом фазировки 180° - 45° и плотности перфорации 10 каналов на 1 метр.

Список использованной литературы

1. Конторович В.А., Беляев С.Ю., Конторович А.Э. и др. Тектоническое строение и история развития Западно-Сибирской геосинеклизы в Мезозое и Кайнозое // Геология и геофизика. – 2001, т. 42. - №11-12. – С. 1832-1845.
2. Отчёт «обработка и интерпретация данных и построение цифровой объёмной геологической модели Урманского и Арчинского месторождений» том II / под редакцией В.М. Шмелёва - Москва, «Халлибуртон Интернэшнл Инк.», 2007.
3. Белова Е.В., Рыжкова С.В. Геолого-геофизические модели нефтегазовых скоплений в палеозойских отложениях Западной Сибири // Геология нефти и газа. – 2000ю – Вып. 4 –С. 25-32.
4. Реконструкция кинематических характеристик разрывных нарушений и поля палеонапряжений для Урмано-Арчинской площади (Нюрольская впадина) Отчёт / Отв. исп. Москаленко А.Н., Москва, 2008.
5. Fjaer E., Holt R.M., Horsrud P., Risnes R. Petroleum Related Rock Mechanics, 2nd ed. Elsevier, 2008.
6. Zoback M.D. Reservoir Geomechanics, 1st ed. Cambridge University Press, 2007.
7. Zoback M.D., Barton C.A., Brudy M., Ward C.D. Stanford University, Determination of stress orientation and magnitude in deep wells // International Journal of Rock Mechanics & Mining Sciences. – 2003. – Is. 40 – P. 1049-1076.
8. Plumb R., Edwards S., Pidcock G., Lee D. Schlumberger. «The Mechanical Earth Model Concept and Its Application to High-Risk Well Construction Projects», paper SPE presented at the SPE Drilling Conference held in New Orleans, Louisiana, 23-25 February 2000.
9. Fattahpour V., Pirayehgar A., Dusseault M.B., Mehrgini B. University of Tehran, Iran. «Building a Mechanical Earth Model: a Reservoir in Southwest Iran», paper ARMA presented at the 46th US Rock Mechanics / Geomechanics Symposium held in Chicago, Illinois, 24-27 June 2012.
10. Manhal S., Mujahed A., Xing Zh. Schlumberger. «Predicting Hydraulic Fracturing in a Carbonate Gas Reservoir in Abu Dhabi Using 1D Mechanical Earth Model: Uncertainty and Constraints», paper SPE presented at the SPE Middle East Unconventional Resources Conference and Exhibition held in Muscat, Oman, 26 –28 January 2015.
11. Afsari M., Razmgir S.M. Iranian Offshore Oil Company (IOOC). «Using Drilling and Logging Data for Developing 1D Mechanical Earth Model for a Mature Oil Field to Predict and Mitigate Wellbore Stability Challenges», paper SPE presented at the CPS/SPE

- International Oil & Gas Conference and Exhibition in China held in Beijing, 8–10 June 2010.
12. Afsari M., Ghafoori M.R., Roostaeian M., Haghshenas A. National Iranian Oil Company (NIOC). «Mechanical Earth Model (MEM): An Effective Tool for Borehole Stability Analysis and Managed Pressure Drilling (Case Study)», paper SPE presented at the 2009 SPE Middle East Oil & Gas Show and Conference held in the Bahrain International Exhibition Centre, Bahrain, 15–18 March 2009.
 13. Yi X., Goodman H.E., Williams R.S., Hilarides W.K.. Chevron Corp. «Building a Geomechanical Model for Kotabatak Field with Applications to Sanding Onset and Wellbore Stability Predictions», paper SPE presented at the IADC/SPE Asia Pacific Drilling Technology Conference and Exhibition held in Jakarta, 25–27 August 2008.
 14. Rabe M., Prado M., Escalona D., Soto S. Schlumberger. «Using a Geomechanics study to define the optimum mud window and the best trajectory to be re-drilling the horizontal bor-30 well, Borburata Field, Venezuela», paper ISRM presented at the 5th Asian Rock Mechanics Symposium (ARMS5), Tehran, 24-26 November 2008
 15. Dutta D. J., Farouk M. BP-GUPCO. «Wellbore Stability and Trajectory Sensitivity Analyses Help Safe Drilling of the First Horizontal Well in Asl Formation, Gulf of Suez, Egypt», paper SPE presented at the IADC/SPE Asia Pacific Drilling Technology Conference and Exhibition held in Jakarta, 25–27 August 2008.
 16. Himmelberg N., Eckert A. Missouri University of Science and Technology, USA «Wellbore Trajectory Planning for Complex Stress States», paper ARMA presented at the 47th US Rock Mechanics / Geomechanics Symposium held in San Francisco, 23-26 June 2013.
 17. Zare-Reisabadin M.R., Kaffash A., Shadizadeh S.R. Determination of optimal well trajectory during drilling and production based on borehole stability // International Journal of Rock Mechanics & Mining Sciences. – 2012. – Is. 56. P. 77-87.
 18. Харитонов А., Погорелова С. Халлибуртон. «Стратегия борьбы с поглощением при бурении скважины со сложным профилем на Салымской группе месторождений», статья SPE представленная на Российской нефтегазовой технической конференции SPE, Москва, 26 - 28 октября, 2015.
 19. Глебов Е., Шокарев И. ОАО "НОВАТЭК". «Новые рекорды бурения и многоствольного заканчивания в рамках кампании по строительству скважин с большим отходом от вертикали на Юрхаровском месторождении», статья SPE представленная на Российской нефтегазовой технической конференции SPE, Москва, 26 - 28 октября, 2015.

20. Гарагаш И.А., Дубровская А.В., Баяк И.О., Тихоцкий С.А. ИФЗ РАН. «Построение 3D геомеханической модели нефтяного месторождения с построением модели механических свойств (ММС) пород по задаче строительства эксплуатационных скважин», статья SPE представленная Российской нефтегазовой технической конференции SPE, Москва, 26 - 28 октября, 2015.
21. Лукин С.В., Есипов С.В., Жуков В.В., Овчаренко Ю.В., Хомутов А.Ю. Расчёт устойчивости ствола скважин для предотвращения осложнений в бурении // Нефтяное хозяйство. – 2016. – Вып.6. – С. 70-73.
22. Ильясов Р.Р., Свечников Л.А., Каримов М.Р. ООО "РН-УфаНИПИнефть". «Автоматизация расчета оптимальных траекторий скважин», статья SPE представлена на специальной сессии молодых специалистов Российской технической нефтегазовой конференции и выставке SPE по разведке и добыче, Москва, 14 - 16 октября, 2014.
23. Ray P. L., Hilarides K. W. Chevron ETC, U.A.E. «Mechanical Earth Model Calibration for Sanding Potential Estimation: A Case Study From the Tombua-Landana Development in Angola's Deepwater Block 14» paper SPE presented at the International Petroleum Technology Conference held in Dubai, 4–6 December, 2007.
24. Ejofodomi E.A., Varela R. A., Cavazzoli G., Velez E. I. Schlumberger. «Development of an Optimized Completion Strategy in the Vaca Muerta Shale with an Anisotropic Geomechanical Model», paper SPE presented at the SPE/EAGE European Unconventional Conference and Exhibition held in Vienna, 25–27 February 2014.
25. Mohiuddin M. A., Najem M. M., Al-Dhaferi Y. R., Bajunaid H. A. Schlumberger «Geomechanical Characterization of a Sandstone Reservoir in Middle East— Analysis of Sanding Prediction and Completion Strategy», paper SPE presented at the 2009 SPE Middle East Oil & Gas Show and Conference held in the Bahrain International Exhibition Centre, 15–18 March 2009.
26. Mavko G., Mukerji T., Dvornin J. The Rock Physics Handbook. Tools for Seismic Analysis of Porous Media, 2nd ed. Cambridge University Press, 2009.
27. Chang C., Zoback M.D., Khaksar A. Empirical relations between rock strength and physical properties in sedimentary rocks // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2006. – Is. 51. – P. 223-237.
28. Azimian A., Ajalloeian R., Fatehi L. An Empirical Correlation of Uniaxial Compressive Strength with P-wave Velocity and Point Load Strength Index on Marly Rocks Using Statistical Method // Geotech. Geol. Eng. – 2014. – P. 205-214.

29. Ghasemi E., Kalhori H., Bagherpour R., Yagiz S. Model tree approach for predicting uniaxial compressive strength and Young's modulus of carbonate rocks // Bull Eng Geol Environ. – 2016. – Is. 360. P. 200-2013.
30. Khaksar A., Taylor P., G., Fang, Z., Kayes T., Salazar, A. Rahman K. «Rock Strength from Core and Logs: Where We Stand and Ways to Go», paper SPE presented at the 2009 SPE EUROPEC/EAGE Annual Conference and Exhibition held in Amsterdam, , 8–11 June 2009.
31. Отчёт «интерпретация данных ГИС в открытом стволе» /под ред. И. Карипов - Москва: «Шлюмберже», 2013.
32. Chattrjee R., Paul S., Mourya V.K. Indian School of mines «Prediction of Uniaxial Compressive Strength from well log data in Jharia Caolfield», paper SPG, Dhanbad, India, 2013.
33. Moradian, Z., Behnia, M. Predicting the uniaxial compressive strength and static Young's modulus of intact sedimentary rock using the ultrasonic test // International Journal of Geomechanics. – 2009. – Is. 9. – P. 14-19.
34. Синякина Ю.С., Соколова Т.Ф. Комплексование материалов изучения керна и геофизических исследований скважин для моделирования упругих свойств терригенных пород на примере объектов ОАО «НК «Роснефть» в Западной Сибири. // Геология и геофизика. – 2014. – Вып. 37. С.- 14-18.
35. Федоров Б.В., Аршидинова М.Т., Заурбеков С.А. Искривление скважин и направленное бурение: Учеб. пособие для студентов. Алматы: КазНТУ, 2015. – 153 с.
36. Drilling Engineering manual. – Edinburg: Heriot-Watt University, 2010. – 645p.
37. Paes P., Aragao A., Chen D.C. «Cost effective drilling optimization technologies in Campos Basin», paper SPE presented at the SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference held in Rio De Janeiro, 20-23 June, 2005.
38. Villatoro J., Boutalbi S., Schmigel K., Qutob H., van Galen M. «Controlled Pressure Drilling (CPD) Candidate Screening Methodology», paper SPE presented at the SPE Middle East Oil & Gas Show and Conference held in the Bahrain International Exhibition Centre, 15–18 March, 2009.

Интернет ресурсы

39. http://www.nftn.ru/oilfields/russian_oilfields/tomskaja_oblast/archinskoe/9-1-0-201 про Арчинское нефтегазоконденсатное месторождение
40. http://www.vsegei.ru/ru/info/gisatlas/sfo/tomskaya_obl/53_NGR.jpg карта нефтегазоносности Томской области

41. http://www.nftn.ru/oilfields/russian_oilfields/tomskaja_oblast/urmanskoe/9-1-0-200 про Урманское нефтяное месторождение
42. <http://www.tgm.ru/maps.php?ind=maps&rz=map10&lv=2&menu=map10> Физико-географическая карта Томской области
43. <http://www.weatherford.com/ru/products-services/completion-and-stimulation/sand-control/expandable-sand-screens> про заканчивание скважин
44. <http://www.internet-law.ru/gosts/gost/1583> ГОСТ 12.1.005-88
45. <http://docs.cntd.ru/document/9051953> ГОСТ 12.1.004-91
46. <https://refdb.ru/look/3835055.html> ГОСТ Р ИСО 13623 : 2009
47. <http://woodroads.ru/osnovy-pozharnoi-bezopasnosti/196-gorenie-zhidkosti.html> Классификация легко воспламеняющихся жидкостей
48. http://www.infosait.ru/norma_doc/2/2826/index.htm Расчёты концентрации вредных веществ в атмосферном воздухе

Приложение А. Список эмпирических зависимостей прочности на одноосное сжатие для песчаников

№	UCS, МПа	Регион	Комментарии	Ссылка
1	$35V_p - 31.5$	Германия	-	[27, 28, 29]
2	$2.45 (V_p)^{1.92}$			
3	$9.95 (V_p)^{1.21}$			
4	$2.304 (V_p)^{2.4315}$			
5	$64.2 V_p/1000 - 117.99$			
6	$74.4 \exp(-0.04PHI)$			
7	$1200 \exp(-0.011 * (10^3/V_p))$	Австралия	Мелкозернистые цементированные и нецементированные песчаники	
8	$145(140 - 2.1\Delta t \times 0.0083 \Delta t^2)$		$290 < \Delta t < 460$ мсек/м	
9	$1.4138 \times 10^7 \Delta t^{-3}$	Побережье Мексиканского залива	Слабо цементированные песчаники	
10	$3.3 \times 10^{-20} \rho^2 V_p^4 [(1+\nu) / [(1-\nu)]^2 (1-2\nu) [1+0.78V_{sh}]]$	Побережье Мексиканского залива	Для песчаников с UCS > 30 МПа	
11	$1.745 \times 10^{-9} \rho V_p^2 - 21$	Cook Inlet, Аляска	Крупнозернистые песчаники и конгломераты	

Приложение А. Продолжение.

№	UCS, МПа	Регион	Комментарии	Ссылка
12	$42.1 \exp(1.9 \times 10^{-11} \rho V p^2)$	Австралия	Крепкие песчаники $0.05 < \text{PHI} < 0.12$ and $\text{UCS} > 80$ МПа	[27, 28, 29]
13	$46.2 \exp(0.027E)$	-	-	
14				
15	$254 (1-2.7 \text{PHI})^2$	Осадочные бассейны повсеместн о	Очень чистые, крепко цементированные песчаники с $\text{PHI} < 0.3$	
16	$277 \exp(-10 \text{PHI})$	-	Песчаники с $2 < \text{UCS} < 360$ МПа and $0.002 < \text{PHI} < 0.33$	
17	$(0.0866 \times E_{\text{dyn}} / C_{\text{dyn}} (0.008 V_{\text{sh}} + 0.0045(1 - V_{\text{sh}}))) \times 6.89$	-	Глинистые песчаники	
18	$2.28 + 4.1089 \times E$	Повсеместн о	-	
19	$1 / (2.48 \times 10^{-6} (3.3 \times \Delta t - 23.87)^{2.35})$		Низкопористые породы Подходит для песчаников, глин, карбонатов	
20	$1.9 \times 10^{-17} \rho V p^2 ((1 + \nu^2) / (1 - \nu)) \times (1 - 2\nu) \times (1 + 0.78 V_{\text{sh}})$	США		

**Приложение Б. Список эмпирических зависимостей прочности на
одноосное сжатие для глин**

№	UCS, МПа	Регион	Комментарии	Ссылка
1	$0,77 (V_p / 1000)^{2.93}$	Северное море	В основном высокопористые Третичные глины	[27, 30]
2	$0.43 (V_p / 1000)^{3.2}$	Мексиканский залив	Плиоценовые и моложе	
3	$1.35 (V_p / 1000)^{2.6}$	Повсеместно	-	
4	$0.5 (V_p / 1000)^3$	Мексиканский залив	-	
5	$10 (V_p / 1000 - 1)$	Северное море	В основном высокопористые Третичные глины	
6	$7.97E^{0.91}$	Северное море	В основном высокопористые Третичные глины	
7	$7.22E^{0.712}$	-	Крепкие и уплотнённые глины	
8	$1.001\phi^{-1.143}$	-	Низкопористые ($R_{HI} < 0.1$) крепкие (~79 МПа) глины	
9	$2.922\phi^{-0.96}$	Северное море	В основном высокопористые Третичные глины	
10	$0.286\phi^{-1.762}$	-	Высокопористые ($R_{HI} > 0.27$) глины	
11	$0:458\exp(1.504V_p)$			
12	$0.0123\exp(4.89+pb)$		Полученные для данных плотностью $< 2.4 \text{ г/см}^3$	

**Приложение В. Список эмпирических зависимостей прочности на
одноосное сжатие для известняков и доломитов**

№	UCS, МПа	Регион	Комментарии	Ссылка
1	$(25203.4/\Delta t)^{1.82} / 145$	-	-	[27,29,33]
2	$10^{(2.44+358/\Delta t)} / 145$	-	-	
3	$13.8E^{0.51}$	-	Limestone with $10 < UCS < 300$ МПа	
4	$25.1E^{0.34}$	-	Dolomite with $60 < UCS < 100$ МПа	
5	$276 \times (1 - 3 \text{PHI})^2$, МПа	Россия	-	
6	$143.8 \exp(-6.95 \text{PHI})$	Ближний Восток	Отражает низкую и среднюю пористость ($0.05 < \text{PHI} < 0.2$) и высокую UCS ($30 < UCS < 150$ МПа)	
7	$135.9 \exp(-4.8 \text{PHI})$	-	Отражает низкую и среднюю пористость ($0 < \text{PHI} < 0.2$) и высокую UCS ($10 < UCS < 300$ МПа)	
8	$165.05 \exp(-4.452/V_p)$	Ближний Восток	Известняки, мергель и песчаники	

Приложение Г. Список эмпирических зависимостей угла внутреннего трения для горных пород

№	FANG, градусы	Комментарии	Ссылка
1	$\text{Sin}^{-1}((Vp-1000)-(Vp+1000))$	Глины	[27,30]
2	$57.8-105*PHI$	Песчаник	
3	$\text{Tan}^{-1}((ГК-ГКпесчаник)μпесчаник+(ГКглина-ГК)μглина))/(ГКглина-ГКпесчаник)$	Глинистые осадочные породы	
4	$1.0691 \times 10^{-6}M/0.0069+28.51$	Песчаник	
5	$26.5-37.4(1-PHI-Vsh)+62.1(1-PHI-Vsh)^2$	Песчаники и глины	
6	$20.5+15(1-Vsh)$	Песчаники	
7	$58-135PHI$	Рыхлые песчаники	
8	$(A \text{tan}(0.1 \rho b^{2.85})) \times 180/\pi$	Песчаники	