

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

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

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Влияние особенностей геологического строения карбонатного трещиноватого резервуара на интенсификацию добычи нефти на примере Арчинского нефтегазоконденсатного месторождения

УДК 622.276.6:551.73:552.54(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ61	Пашенко Александра Павловна		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ведущий эксперт ЦППС НД ТПУ	Чернова О.С	К.Г.-М.Н.		

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
Ведущий эксперт ЦППС НД ТПУ	Меркулов В.П	К.Г.-М.Н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ведущий эксперт ЦППС НД ТПУ	Чернова О.С	К.Г.-М.Н.		

Томск – 2018 г.

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

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

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП
_____ Чернова О.С
(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Магистерской диссертации

Студенту:

Группа	ФИО
2ТМ61	Пащенко Александре Павловне

Тема работы:

Влияние особенностей геологического строения карбонатного трещиноватого резервуара на интенсификацию добычи нефти на примере Арчинского нефтегазоконденсатного месторождения

Утверждена приказом директора

№7260/с от 08.08.2018

Срок сдачи студентом выполненной работы:

16.08.2018

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе

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

Геолого-геофизическая характеристика месторождения, данные из отчета проекта пробной эксплуатации.

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<p>Обзор изученности палеозойских отложений; уточнение геологического строения основного продуктивного пласта; рассмотрение влияния трещиноватости на разработку; анализ текущих и перспективных методов интенсификации.</p>
<p>Перечень графического материала</p> <p><i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<p>Презентация</p>
<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</p> <p><i>(с указанием разделов)</i></p>	
<p>Раздел</p>	<p>Консультант</p>
<p>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</p>	<p>д.г.-м.н., профессор Белозеров В.Б.</p>
<p>Социальная ответственность</p>	<p>к.г.-м.н., ведущий эксперт ЦППС НД ТПУ Меркулов В.П.</p>
<p>Специальная часть</p>	<p>к.г.-м.н., ведущий эксперт ЦППС НД ТПУ Чернова О.С.</p>
<p>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</p>	
<p>4 ОСОБЕННОСТИ СТРОЕНИЯ КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ И МЕТОДЫ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ПРИТОКА В НИХ</p>	

<p>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</p>	<p>27.06.2018</p>
--	-------------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
<p>Ведущий эксперт ЦППС НД ТПУ</p>	<p>Чернова О.С</p>	<p>к.г.-м.н.</p>		<p>27.06.2018</p>

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
<p>2ТМ61</p>	<p>Пашенко Александра Павловна</p>		<p>27.06.2018</p>

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

Студенту:

Группа	ФИО
2ТМ61	Пащенко Александре Павловне

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	ОНД
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	21.04.01 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>	Месячный оклад научного руководителя – 26300 рублей, инженера – 17000 рублей.
<i>2. Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	Прочие затраты – 10% от суммы материальных затрат, амортизационных отчислений, затрат на заработную плату и затрат на социальные отчисления. Накладные расходы – 200% от ФЗП
<i>3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Единый социальный налог – 30% от ФЗП.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<i>1. Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ</i>	Планирование работ по выполнению НИР
<i>2. Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок</i>	Смета затрат на выполнение НИР
<i>3. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности</i>	Экономическая оценка проведения кислотного гидравлического разрыва пласта на одной скважине

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	27.06.2018
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Белозеров В.Б.	д.г.-м.н.		27.06.2018

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ61	Пащенко Александра Павловна		27.06.2018

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2ТМ61	Пащенко Александре Павловне

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	ОНД
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	21.04.01 Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<p>1. Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, используемого 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 и т.д.) – опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической, пожарной природы) – чрезвычайных ситуаций социального характера 	<p>Рабочим местом является кустовая площадка, основными вредными факторами которой является попутный газ (метан), кроме того разливы нефти и газопроявления которые опасны для человека – возникновения пожаров и окружающей среды – разливы нефти. Также исследуемая операция связана с повышенными давлениями, необходимые для разрыва горных пород. Химические реагенты, применяемые для операции опасны для человека (при попадании на кожу или в глаза)</p>
<p>2. Список законодательных и нормативных документов по теме</p>	<p>ПШБ 01-03 СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03 СН 276-74 СНиП 21-01-97 СП 1.13130.2009</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>Работники предприятия подвержены опасности связанной с большими давлениями при проведении операции, взрывоопасными и химическими веществами.</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 защиты); – пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения) 	<p>Был произведен анализ опасностей связанный с большими давлениями, взрывоопасными и химическими веществами</p>

<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>Проанализированы факторы связанные с охраной окружающей среды, в том числе разливами нефти и пожарами.</p>
<p>Перечень графического материала:</p>	
<p>При необходимости представить эскизные графические материалы к расчётному заданию (обязательно для специалистов и магистров)</p>	

<p>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</p>	<p>27.06.2018</p>
--	-------------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
<p>Ведущий эксперт ЦППС НД ТПУ</p>	<p>Меркулов В.П.</p>	<p>к.г.-м.н.</p>		<p>27.06.2018</p>

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
<p>2ТМ61</p>	<p>Пашенко Александра Павловна</p>		<p>27.06.2018</p>

Запланированные результаты обучения

Код	Результат обучения*
P1	Применять естественнонаучные, математические, гуманитарные, экономические, инженерные, технические и глубокие профессиональные знания в области современных нефтегазовых технологий для решения прикладных междисциплинарных задач и инженерных проблем, соответствующих профилю подготовки
P2	Планировать и проводить аналитические и экспериментальные исследования с использованием новейших достижений науки и техники, уметь критически оценивать результаты и делать выводы, полученные в сложных и неопределённых условиях; использовать принципы изобретательства, правовые основы в области интеллектуальной собственности
P3	Проявлять профессиональную осведомленность о передовых знаниях и открытиях в области нефтегазовых технологий с учетом передового отечественного и зарубежного опыта; использовать инновационный подход при разработке новых идей и методов проектирования объектов нефтегазового комплекса для решения инженерных задач развития нефтегазовых технологий, модернизации и усовершенствования нефтегазового производства
P4	Выбирать оптимальные решения в многофакторных ситуациях, владеть методами и средствами технического моделирования производственных процессов и объектов нефтегазовой отрасли; управлять технологическими процессами, обслуживать оборудование, использовать любой имеющийся арсенал технических средств, обеспечивать высокую эффективность при разработке нефтегазовых объектов
P5	Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности; активно владеть иностранным языком на уровне, позволяющем работать в интернациональной среде, разрабатывать документацию и защищать результаты инженерной деятельности
P6	Работать эффективно в качестве члена и руководителя команды, умение формировать задания и оперативные планы всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, нести ответственность за результаты работы; координировать работу групп по извлечению и совершенствованию добычи нефти, газа и газового конденсата, передавать знания через наставничество и консультирование
P7	Внедрять, эксплуатировать и об-служивать современные машины и механизмы для реализации техно-логических процессов нефтегазовой области, обеспечивать их высокую эффективность, соблюдать правила охраны здоровья и безопасности труда, выполнять требования по защите окружающей среды
P8	Предлагает процедуры анализа и оценки геологических объектов по данным геолого-геофизической изученности и скважинных исследований в целях разработки программы исследований и технологических мероприятий для конкретного типа месторождений углеводородов
P9	Предлагать процедуры оценки эффективности промысловых работ и оптимизации работы оборудования при добыче нефти, газа и газового конденсата, обеспечение энергоэффективности технологических процессов
P10	Обеспечивать внедрение новых методов при построении геолого-геофизических моделей; материалов и нефтегазового оборудования в осложненных условиях эксплуатации нефтяных и газовых скважин
P11	Контролировать выполнение требований регламентов для обеспечения добычи нефти, газа и газового конденсата
P12	Совершенствовать, разрабатывать мероприятия и/или подготавливать бизнес-предложения по технологическому процессу и технологическим мероприятиям при добыче нефти, газа и газового конденсата
P13	Корректировать программы работ по добыче нефти, газа и газового конденсата, выбирать и принимать решения в нестандартных ситуациях, опираясь на государственные стандарты в области нефтегазодобычи

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 128 с., 12 рисунков, 8 таблиц, 27 источников, 7 приложений.

Ключевые слова: КАРБОНАТНЫЙ КОЛЛЕКТОР, ТРЕЩИНОВАТОСТЬ, СОЛЯНО КИСЛОТНАЯ ОБРАБОТКА, КИСЛОТНЫЙ ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАЗРЫВ ПЛАСТА.

Объектом исследования являются карбонатные палеозойские отложения.

Цель работы: выявление геологических особенностей карбонатных коллекторов и рассмотрение методов интенсификации притока.

В результате исследования уточнены тектонические процессы и обстановки осадконакопления, оказавшие влияние на геологическое строение карбонатного коллектора, рассмотрено влияние трещиноватости на фильтрационные параметры пласта, осуществлена оценка применяемых методов интенсификации, выявлены параметры карбонатной породы для корректного подбора метода ГТМ и рассмотрен метод кислотного гидравлического разрыва пласта, как наиболее перспективный.

Область применения: геолого-технические мероприятия на карбонатных коллекторах.

Теоретической и практической значимостью работы является расширение представления о геологическом строении карбонатного трещиноватого коллектора, что может способствовать более эффективной разработке залежей углеводородов и проектированию методов по интенсификации притока.

СОКРАЩЕНИЯ

УВ – углеводороды;

ГИС – геофизические исследования скважин;

ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства;

ГКО – глинокислотная обработка;

СКО – соляно-кислотная обработка;

ПАВ – поверхностно-активные вещества;

НКТ – насосно-компрессорные трубы;

ПЗП – призабойная зона пласта;

ПЗ – призабойная зона;

ПДК – предельно-допустимая концентрация;

ТБ – техника безопасности;

ГТМ – геолого-технические мероприятия;

КИН – коэффициент извлечения нефти;

ГРП – гидравлический разрыв пласта;

КГРП – кислотный гидроразрыв пласта;

ВНК – водонефтяной контакт;

ГНК – газонефтяной контакт;

НГБ – нефтегазоносный бассейн

ЭТВ – эрозионно-тектонический выступ

Содержание

ВВЕДЕНИЕ	12
1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ.....	16
1.1 Характеристика района исследований	16
1.2 Результаты геологоразведочных работ и состояние изученности месторождения	18
2 ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ	21
2.1 Стратиграфия	21
2.2 Тектоника	26
2.3 Нефтегазоносность	30
2.4 Характеристика продуктивных отложений	31
2.5 Выполненный комплекс ГИС.....	35
3 ОСОБЕННОСТИ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ	37
3.1 Детальная корреляция пласта М	37
3.2 Характеристика залежи, толщин и геологической неоднородности пласта М.....	42
3.3 Существующая модель геологического строения.....	43
3.4 Разработанная модель геологического строения	46
4 ОСОБЕННОСТИ СТРОЕНИЯ КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ И МЕТОДЫ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ПРИТОКА В НИХ.....	52
4.1 Трещиноватость карбонатных коллекторов и ее влияние на разработку месторождения	52
4.2 Анализ результатов пробной эксплуатации продуктивного пласта.....	55
4.3 Обоснование технологий для воздействия на пласт	57
4.4 Технология кислотного гидравлического разрыва пласта	62
4.5 Рекомендации по доразведке месторождения	71
5 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	74
5.1 Планирование работ по выполнению магистерской диссертации	74
5.2 Смета затрат на выполнение НИР	76
5.2.1 Материальные затраты.....	76
5.2.2 Амортизация компьютерной техники	76
5.2.3 Затраты на заработную плату.....	77
5.2.4 Затраты на социальные отчисления.....	78
5.2.5 Прочие затраты	78
5.2.6 Накладные расходы	78
5.3 Экономическая оценка проведения кислотного гидравлического разрыва пласта на одной скважине.....	79
6 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	82
Введение	82

6.1 Профессиональная социальная безопасность.....	83
6.2 Пожаровзрывоопасность	89
6.3 Электробезопасность	91
6.4 Экологическая безопасность	93
6.5 Мероприятия по защите окружающей среды.....	95
6.6 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	96
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	99
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	100
Приложение А.....	103
Приложение Б	123
Приложение В.....	124
Приложение Г	125
Приложение Д.....	126
Приложение Е.....	127
Приложение Ж.....	128

ВВЕДЕНИЕ

Формирование доюрских отложений Западно-Сибирского НГБ, процессы образования, геологического строения и нефтегазоносность карбонатных палеозойских отложений Нюрольской впадины, остаются до конца неизученными. Несомненно, проводились крупные исследовательские работы в результате которых были открыты месторождения с высокими притоками нефти и газа, но точное геологическое строение палеозойского комплекса и закономерность распределения коллекторов и залежей УВ до сих пор находится под вопросом.

Одной из причин малой изученности палеозойских отложений является доказанный нефтегазоносный потенциал вышележащего мезозойского комплекса, который на данный момент успешно разрабатывается. Но не стоит забывать, что сейчас нефтегазовая отрасль находится на той стадии, когда необходимо осваивать и вовлекать в разработку труднодоступные залежи нефти и газа, к каким и относятся залежи в отложениях палеозоя Нюрольского осадочного бассейна.

Актуальность исследования заключается в необходимости расширения представления о геологическом строении палеозоя Западно-Сибирского региона и отдельных его территорий для более эффективной разработки залежей углеводородов, приуроченных к карбонатным коллекторам.

Цель исследования

Выявить особенности геологического строения основного продуктивного пласта на Арчинском месторождении путем уточнения седиментационно-тектонических условий формирования карбонатных коллекторов; оценить влияние трещиноватости на разработку залежи; проанализировать текущие методы интенсификации притока и рассмотреть возможность применения технологии гидравлического разрыва пласта.

Научная новизна

1. Выявлено геологическое строение трещиноватого карбонатного резервуара отличное от строения единичной органогенной постройки, что указывает на сложнопостроенную залежь УВ в условиях такого коллектора.

2. Составлена программа доразведки Арчинского месторождения с целью выявления дополнительных данных о свойствах породы-коллектора для проектирования эффективных геолого-технических мероприятий.

Основные защищаемые положения

1. Уточнение геологического строения продуктивного карбонатного пласта Арчинского месторождения.

2. Обоснование применения методов интенсификации притока в трещиноватом коллекторе.

Теоретическая и практическая значимость работы

Расширенное представление о геологическом строении карбонатного трещиноватого коллектора может способствовать более эффективной разработке залежей углеводородов и проектированию методов по интенсификации притока.

Степень изученности темы

Еще в начале 30-х годов И. М. Губкин призывал к поискам нефти на Западно-Сибирской равнине. Проведя аналогию с палеозойскими нефтегазоносными районами Северной Америки, он выдвинул идею о нефтегазоносности среднего палеозоя юга Западной Сибири и считал, что эти отложения станут фундаментом для будущих поисков нефти и газа [1].

На фоне ярких выступлений И. М. Губкина в тени остались исследования Томских ученых М.А. Усова, М.К. Коровина, А.В. Тыжнова, Р.С. Ильина, В.И. Высоцкого, а также московских профессоров Н.С. Шатского, Н.А. Кудрявцева и других. Все эти ученые наиболее перспективными считали верхне- и среднепалеозойские отложения, а нефтегазоносность Западно-Сибирской равнины связывали с возможностью обнаружения залежей УВ во впадинах, подобных Кузбасской, Минусинской, Чулымской с палеозойским осадочным

заполнением, перекрытых мезозойским осадочным чехлом. Первоначально их выводы основывались на находках асфальтенов, сапропелитов и горючих сланцев в восточной части Кузбасса, а также на основании сходства между Кузбассом и Аппалачским бассейном США [1].

Вплоть до конца 50-х годов многие исследователи Западной Сибири больше рассчитывали на открытие палеозойской нефти, чем мезозойской. Но в 60-е годы, в значительной мере в связи с открытием крупных месторождений в мезозойском комплексе, интерес к палеозойским отложениям утратился, и перспективность их на нефть и газ высоко оценивалась лишь в единичных работах [Трофимук, 1964], а поисковых работ на палеозойскую нефть совершенно не проводилось.

Возрождение проблемы палеозойской нефти в Западной Сибири произошло в конце 60 — начале 70-х годов благодаря материалам глубинного сейсмического зондирования [Пузырев, Крылов, 1971], новым данным по геохимии нефтей и битумоидов [Вышемирский, 1971], крупным притокам нефти из зоны контакта палеозоя с мезозоем [Трофимук и др., 1972].

Затем многолетние исследования (А.Э. Конторович, В.С. Сурков, Н.П. Запивалов, Ф.Г. Гурари, Г.К. Тищенко, М.Ю. Васильева, В.Г. Журавлев, О.Г. Жеро, Л.В. Смирнов, О.И. Богущ, Б.А. Канарейкин, В.И. Краснов) позволили установить, что нефтегазоносность латерально невыдержанных и маломощных доюрских кор выветривания, а также терригенно-кремнистых и карбонатных пород верхнепалеозойских толщ проявляется в относительно небольших масштабах и приурочена к эрозионно-тектоническим выступам фундамента (ЭТВ), прослеживаемых сейсморазведкой.

В 1954 г. В.А. Успенский при исследовании притока нефти из нижней части отложений платформенного чехла в Колпашевской опорной скважине предположил ее палеозойское происхождение, однако А.Э. Конторович, О.Ф. Стасова и А.С. Фомичев (1964) считали, что палеозойская нефть генетически связана с нефтематеринскими породами озёрных образований тогурской свиты

нижней юры. Таким образом, в качестве источника УВ предполагались как юрские, так и палеозойские отложения [2].

Перспективы нефтегазоносности собственно палеозойских отложений связывались также с мощными (порядка первых километров) толщами карбонатного палеозоя. Обширная область их распространения выявлена на юго-востоке Западной Сибири в пределах Томской и Новосибирской областей. Это уникальное геоструктурное образование было названо Нюрольской впадиной. Оно рассматривалось как часть дислоцированного фундамента. Возможность такого подхода определяли случаи выраженности в керне негоризонтальной слоистости карбонатных пород и трудности выявления внутреннего строения карбонатного комплекса по материалам сейсморазведки.

В 80-90-е годы появились данные (А.Э. Конторович, И.А. Олли, О.Ф. Стасова, В.С. Выпшемирский, Н.П. Запивалов, Ж.О. Бадмаева и др.) показавшие, что палеозойские отложения Нюрольской впадины не подвергались региональному метаморфизму, свойственному складчатым комплексам фундамента. Это определило возможность более оптимистического подхода к оценке перспектив нефтегазоносности самого палеозойского комплекса, исходя из возможности его неравномерной или локальной дислоцированности.

В последние годы были получены следующие результаты: 1) определено присутствие в палеозойском карбонатном комплексе рифогенных, обломочно-шлейфовых отложений (С.А. Степанов, В.И. Краснов, Н.С. Новгородов и др.), которые могут иметь первично негоризонтальное напластование; 2) подтверждена возможность выявления аномальных сейсмических зон, связанных с органогенными постройками (В.И. Краснов, С.А. Степанов, В.И. Биджаков, Н.И. Карапузов, В.М. Тищенко) и выделения холмовидных рифовых сейсмофаций (Р.В. Белов); 3) сделана попытка прослеживания внутрипалеозойского ОГ на Тамбаевской площади (Н.И. Карапузов).

1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ

1.1 Характеристика района исследований

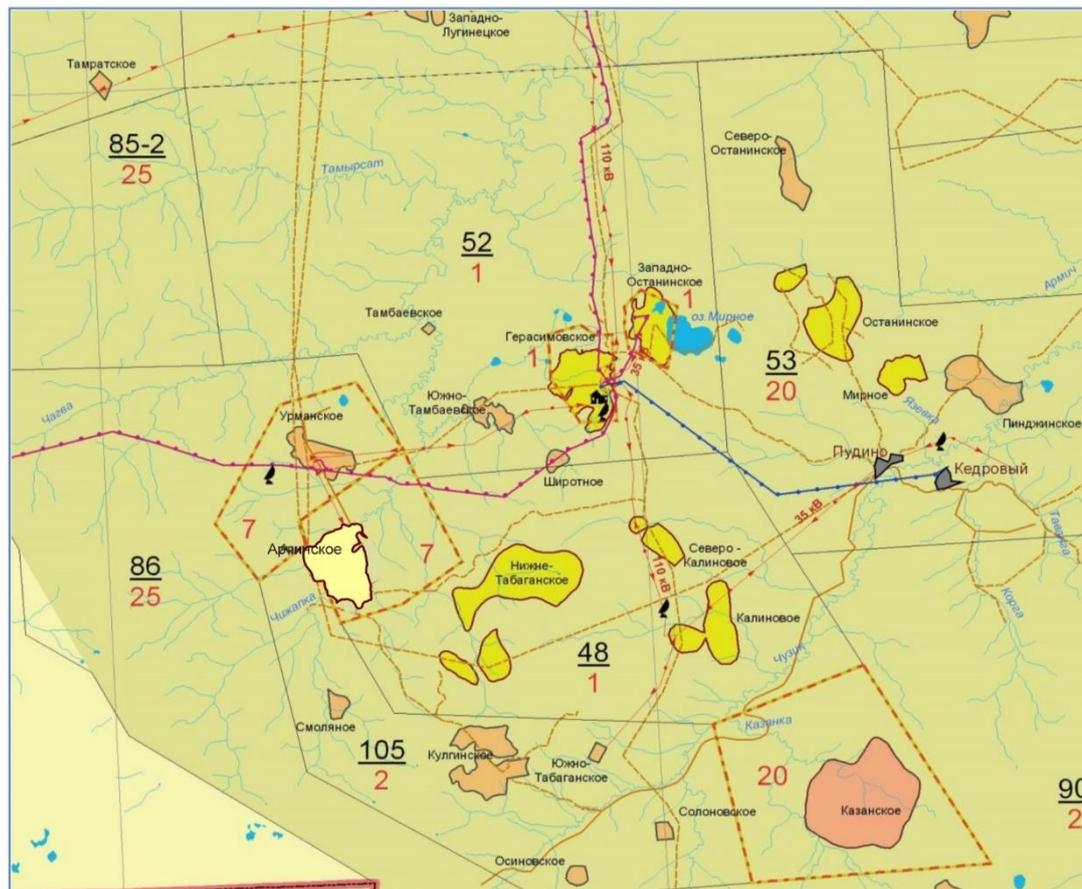
Арчинское нефтегазоконденсатное месторождение расположено на юге Томской области в Парабельском районе. Открыто в 1985 году бурением поисковой скважины 40Р, которая при опробовании дала промышленный приток нефти. Лицензия на разработку месторождения принадлежит ООО «Газпромнефть-Восток». В непосредственной близости от месторождения открыты и введены в разработку Урманское, Герасимовское, Западно-Останинское, Калиновое месторождения (Рисунок 1.1.).

Район исследований представляет собой таежную местность, с пологой, заболоченной, слаборасчлененной поверхностью с а.о. на юге 130 – 134 м и понижением до 93 м на севере. Речная сеть на территории месторождения представлена рекой Чижалка с многочисленными притоками, берущими начало из водораздельных болот. Ледостав на реках устанавливается в конце октября - начале ноября, а вскрытие рек - в начале мая. Амплитуда колебаний уровня р. Чижалка достигает 6,9 м.

Кроме речных вод на рассматриваемой территории распространены воды верховых, переходных и низинных болот. Верховые болота распространены на водораздельных пространствах, низинные – в пределах речных долин. Заболоченность рассматриваемой территории составляет более 30 %, глубины болотных торфяных залежей – до 1,8 м и более. На левобережье реки, в северной части Арчинского лицензионного участка, расположено открытое непроходимое болото.

Большая часть территории покрыта лесом смешанного типа, где преобладает осина, берёза, сосна, пихта. Климат района резко континентальный и зависит от влияния арктических воздушных масс. Средняя годовая температура минус 1,5°С. Самым холодным месяцем является январь со среднемесячной температурой минус 20,6°С. Абсолютный минимум

температуры достигает в январе минус 55°С. Безморозный период длится всего 89 дней. Максимальная температура в июне-июле составляет плюс 35°С. Территория относится к районам с избыточным увлажнением. За год выпадает более 500 мм осадков.



Условные обозначения:

Месторождения

- нефтяное
- газоконденсатное
- нефтегазоконденсатное
- Арчинское НГК м-ние

Трубопроводы, дороги и ЛЭП

- нефтепроводы
- газопроводы
- грунтовые дороги
- сезонные дороги (зимники)
- электросети

Номера лицензионных участков и недропользователей

- 48 – Северо-Пудинский, 52 – Южно-Тамбаевский, 53 – Останинский, 85-Верхне-Нюрольский, 86 – Южно-Урманский, 105 – Южно-Пудинский
 1 – ОАО «Томскнефть ВНК», 2 – Компания «Бенодет инвестменс лимитед»,
 7 – ЗАО «Арчинское», 20 – ОАО «Томскгазпром», 25 – ООО «Альянснефтегаз»

Рисунок 1.1 – Обзорная карта района исследований

Ближайшими населенными пунктами являются с. Пудино в 72 км к северо-востоку и г. Кедровый в 80 км. В связи с отсутствием постоянных путей

сообщения завоз оборудования, грузов возможен вертолетом либо (зимой) наземным транспортом по зимнику, действующим с декабря по март. Материально-техническое снабжение осуществляется из Томска водным транспортом по рекам Томь, Обь, Васюган, Чузик до базы экспедиции в пос. Гонохова. В зимний период - автотранспортом (637 км).

В 30 км к северо-востоку от Арчинского месторождения расположен нефтепровод Игольское-Лугинецкое-Парабель, который связан с основной транспортной нефтяной магистралью Александровское – Томск – Анжеро-Судженск.

Из местных строительных материалов для строительства используется только лес. В связи с пробной разработкой месторождения предоставлено право на расчистку от леса земельного участка площадью 16 га в лесах I и III групп Кедровского лесхоза.

1.2 Результаты геологоразведочных работ и состояние изученности месторождения

Полный разрез меловых и юрских отложений района получен впервые при бурении Пудинской опорной скважины в 1960 г.

Геофизические исследования проводятся с 1949 года. В пятидесятых годах площадь бассейна р. Чижалка была покрыта аэромагнитной съемкой масштаба 1:200 000, составлены карты распределения палеозойских пород, сделаны выводы об унаследованности древних структурных форм отложениями платформенного чехла.

На современном этапе площадь характеризуется достаточно высоким уровнем изученности сейсмическими методами ОГТ, КМПВ, высокоточной гравиметрической съемкой масштаба 1:50 000.

В 1987г. на Арчинской площади были дополнительно проведены сейсморазведочные работы МОГТ и КВПВ.

Основанием для постановки поискового бурения послужили структурные построения, выполненные по результатам сейсморазведки 1981-1982 гг. Проектом предусматривалось бурение 7 поисковых скважин на палеозойские отложения с изучением юрских песчаных пластов в отложениях васюганской и тюменской свит: все пробуренные скважины (40, 41, 43, 44, 45, 46, 51) вскрыли продуктивные в верхней части карбонатные отложения доюрского фундамента с максимальной общей толщиной 226 м в скв. 44. Спуск эксплуатационных колонн осуществлен до забоя, качество цементажа удовлетворительное. Из шести скважин, законченных строительством, 5 поставлены в консервацию, скв. 41 ликвидирована. Сходимость структурных построений по данным сейсморазведки и глубокого бурения невысока, с максимальными расхождениями в западной части структуры в районе скважин 44 и 46. В процессе бурения изучались литологические особенности вскрываемого разреза. Зафиксированы осложнения при бурении из-за поглощения глинистого раствора (скв. 41, 44), «провалы» инструмента до 0,5-0,8 м (скв. 42).

Установлено практически горизонтальное залегание пород мезозойского чехла и залегание карбонатных пород палеозойского фундамента с углом наклона до 50 градусов. Отбор керн в продуктивной части разреза проведен в недостаточном количестве, в основном из плотных пропластков, что характерно для карбонатных отложений.

Поднятый материал изучен на высоком уровне – проведен петрографический, гранулометрический, рентгенотермолюминисцентный и спектральный анализ образцов пород, сделаны попытки стратиграфического расчленения толщи вскрытых палеозойских пород по палеонтологическим признакам

В 1992 году проведен анализ геологоразведочных работ институтом ТомскНИПИнефть [3]. В этом же году в ОАО «Томскнефтегазгеология» сделано детальное описание геологической изученности, объемов и результатов геологоразведочных работ в проекте разведки Арчинского месторождения [4].

В 1997 г. по заказу Томского геолкома во ВНИГНИ-2 была проведена обработка сейсморазведочных данных на ЭВМ по 49 профилям с максимальной разрешенностью сейсмической записи. При этом, помимо традиционного отражающего горизонта Φ_2 (подошва юрских отложений), были выделены внутрипалеозойские глубинные границы, проведено литолого-акустическое обоснование новых выделенных отражающих горизонтов.

Геофизические исследования скважин включали обязательный и дополнительный комплексы ГИС, а также контроль за техническим состоянием скважин. Детальные исследования проводились в предполагаемых продуктивных отложениях в масштабе 1:200.

2 ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ

2.1 Стратиграфия

Стратиграфическое расчленение разреза Арчинского месторождения осуществлено по данным глубокого бурения (Арчинская, Урманская, Нижне-Табаганская площади) с использованием электрокаротажей, а также колонкового бурения (глубина 600 м). Также был проведен литолого-петрографический, минералогический и микрофаунистический анализ кернового материала, что в совокупности позволило составить сводный литолого-стратиграфический разрез, представленный на Рисунке 2.1.

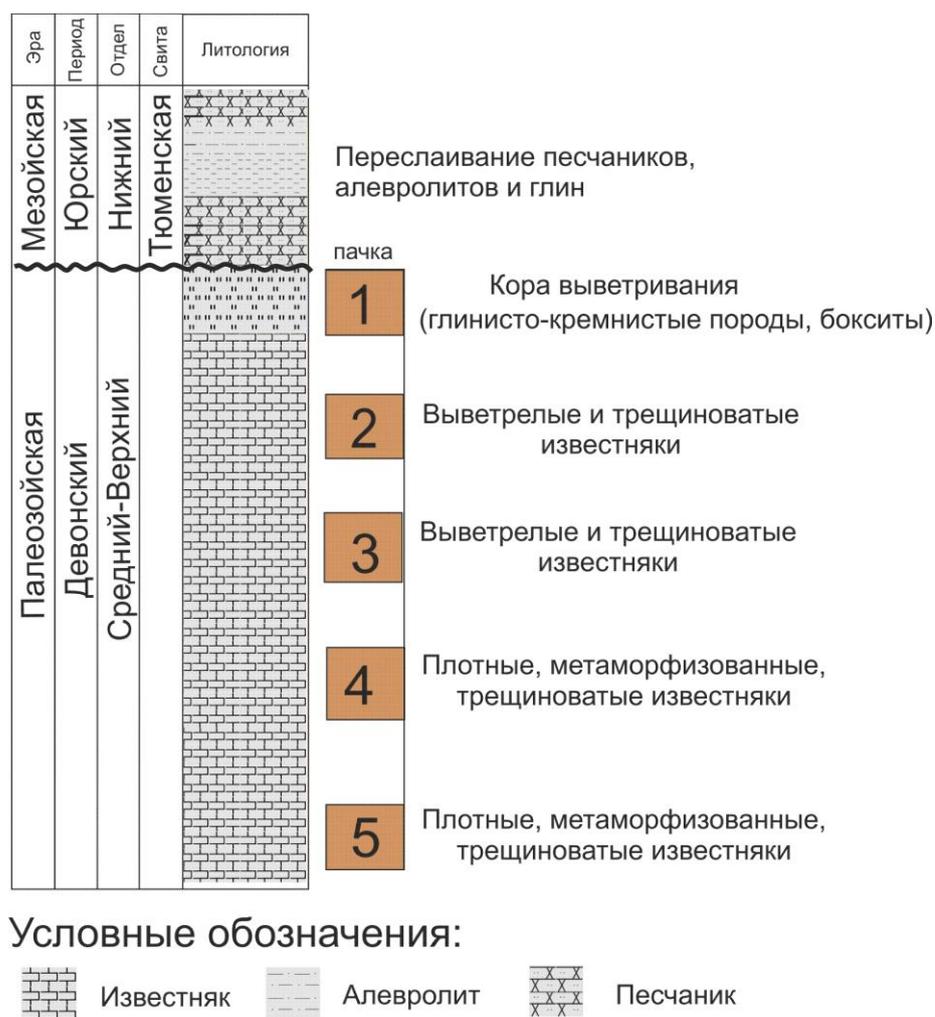


Рисунок 2.1 – Сводный литолого-стратиграфический разрез

Палеозойская группа – PZ

Силурийская система – S

Наиболее древние породы вскрыты на Малоичской, Тамбаевской, Солоновской, Западно-Еллейской площадях и приурочены к зоне сочленения Лавровского наклонного вала и Нюрольской впадины. Породы верхне-силурийского возраста представлены известняками, доломитами известковистыми, с незначительными прослоями глинисто-кремнистых пород, аргиллитов и алевролитов. Общая толщина вскрытых отложений этого возраста оставляет примерно 700 м.

Девонская система – D

Нижний отдел – D₁

Нижне-девонские отложения вскрыты на глубинах 2840 – 3200 м. скважинами №3 Еллей-Игайской, №75 Южно-Тамбаевской, №17 Северо-Останинской площадей и являются мелководно-шельфовыми рифогенными фациями.

Породы представлены известняками, известняками доломитизированными, содержащими скелетные остатки кораллов, водорослей, остракод, брахиопод, фораминифер, мшанок и др. Отличительным признаком является неравномерная по разрезу доломитизация, а также развитие неравномерной кавернозности в нижней части разреза.

Средний-верхний отделы D₂₋₃

Отложения среднего и верхнего девона вскрыты всеми скважинами на Арчинской площади. В литологическом составе этой толщи преобладают известняки, известняки доломитизированные, реже доломиты. Породы серого, светло-серого, кремового цвета, мелкокомковатые, мелкозернистые, органогенно-детритовые. Присутствуют остатки раковинной фауны (брахиоподы, остракоды и др.). По изучению кернового материала породы кавернозные, с размерами каверн до 10 мм, с выпотами нефти, интенсивно трещиноватые, трещины выполнены белым кальцитом. Именно отложения этого возраста называют «Арчинские» известняки – это наиболее чистые, отмытые

карбонатные осадки со спаритовым цементом, с богатой биокластикой амфипор (участками до образования биогенного каркаса). В палеогеографическом смысле – это наиболее мелководные отложения с подвижной гидродинамикой.

Отложения фаменского яруса верхнего девона размыты и присутствуют в разрезе на соседних площадях (Нижне-Табаганская, Урманская). Литологически представлены известняками органогенно-детритовыми, амфипоровыми, строматопоровыми, светло-серыми, буровато-серыми, неравномернозернистыми, кавернозными, трещиноватыми, трещины выполнены белым и розовым кальцитом.

В кровле пород отмечается интенсивное развитие трещин, зон каолинизации, окремнения, сидеритизации. Влияние вторичных процессов привело к образованию пустотного пространства в кровле карбонатных отложений (кора выветривания).

Мезозойская группа – MZ

Юрская система – J

Отложения юрской системы (тюменская, васюганская, георгиевская и баженовская свиты) залегают с угловым несогласием и перерывом в осадконакоплении на породах верхнего девона.

Тюменская свита представлена, в основном, озёрно-аллювиальными и озёрно-болотными осадками с большой фациальной и литологической изменчивостью как по разрезу, так и по площади. Чередование песчаников, алевролитов, аргиллитов и углей. Песчаники светло-серые, полимиктовые, часто глинистые, известковистые. Аргиллиты серые, до черных, плотные, крепкие, часто углистые, сидеритизированные. Толщина пород тюменской свиты 290-360 м. К низам тюменской свиты приурочен отражающий горизонт I-а, к кровле – отражающий горизонт I-б.

Васюганская свита представлена песчаниками серыми, светло-серыми, мелко-среднезернистыми, полимиктовыми, участками известковистыми. Общая толщина васюганской свиты - 75 м.

Георгиевская свита сложена морскими отложениями: темно-серыми, черными аргиллитами с незначительными линзочками известняков и алевролитов. Отмечены включения пирита, раковин белемнитов, пелеципод, растительного детрита и глауконита.

Баженовская свита сложена глубоководно-морскими осадками, аргиллитами битуминозными, буровато-черными, плитчатыми, сидеритизированными, иногда известковистыми. Толщина свиты – 25-30 м.

Меловая система – К

Куломзинская свита представлена аргиллитами с множеством маломощных пропластков алевролитов, алевролитов. В кровле залегает песчаная толща, в низах свиты – ачимовская пачка, сложенная известковистыми песчаниками, которые содержат пачку темно-серых, иногда битуминозных аргиллитов. Толщина свиты составляет 250-260 м.

Тарская свита представлена песчаниками светло-серыми, мелкозернистыми, с прослоями конгломератовидного песчаника. Песчаники кварц-полевошпатовые и полимиктовые с гидрослюдисто-хлоритовым цементом. Толщина тарской свиты 80 м.

В отложениях киялинской свиты преобладают лагунные глины с прослоями песчаников, все породы отличаются значительной карбонатностью. Толщина этой свиты на Арчинской площади - 640-680 метров.

Отложения алымской свиты представляют собой толщу морских и прибрежно-морских осадков кратковременной раннеаптской трансгрессии. Свита делится на нижнюю и верхнюю подсвиты. Нижняя подсвита выделяется в песчаный пласт, представленный серыми, светло-серыми, кварц-полевошпатовыми песчаниками. Верхняя часть представлена темно-серыми и черными глинами каолинит-хлорит-монтмориллонитового состава. Толщина свиты – 40 м.

Покурская свита представлена толщиной континентальных и, частично, прибрежно-морских отложений и сложена серыми и зеленовато-серыми песками и песчаниками с глинистым и глинисто-известковистым цементом. Встречаются

прослой мергелей, глинистых известняков, включения растительного детрита. Толщина свиты в пределах площади практически не меняется и составляет 880 м.

Морские осадки кузнецовской свиты трансгрессивно залегают на континентальных отложениях покурской свиты. Кузнецовская свита сложена зеленовато-серыми плотными алевритовыми глинами, с незначительными прослоями песчано-алевритовых пород. Для пород характерно наличие аутигенного пирита, глауконита, фосфатных минералов. Толщина свиты - 20 м.

Ипатовская свита представляет собой прибрежно-морские отложения, представленные песками, глинами, песчаниками. Толщина свиты - 180 м.

Славгородская и ганькинская свиты представлены морскими глинистыми отложениями. В ганькинской свите отмечена обильная фауна фораминифер и остракод. Толщины свит соответственно 45 и 95 метров.

Кайнозойская группа – KZ

Палеогеновая система – P

В разрезе присутствуют три отдела: палеоценовый, эоценовый и олигоценый. Отделы расчленяются на следующие свиты: талицкая, люлинворская, чеганская, атлымская, новомихайловская, туртасская.

Отложения талицкой, люлинворской и чеганской свит представлены морскими глинистыми осадками. Глины темно-серые, зеленовато-серые, опоковидные, реже диатомовые.

Атлымская свита, отложения которой начинают олигоценый континентальный цикл осадконакопления, представлена аллювиальными песками светло-серыми, преимущественно кварцевыми, иногда слюдистыми.

В составе новомихайловской свиты преобладают зеленовато-серые глины с прослоями бурых углей и линзочек алевритов.

Туртасская свита представлена довольно однородными, зеленовато-серыми алевритовыми глинами с прослоями тонкозернистого песка. Часто породы выходят на дневную поверхность в долине реки Чижакпа.

Неогеновая система – N

Отложения представлены серыми и светло-серыми разномерными песками с подчиненными прослоями серых и коричневатых глин. В кровле свиты залегает пласт гумусированной породы типа погребенной почвы.

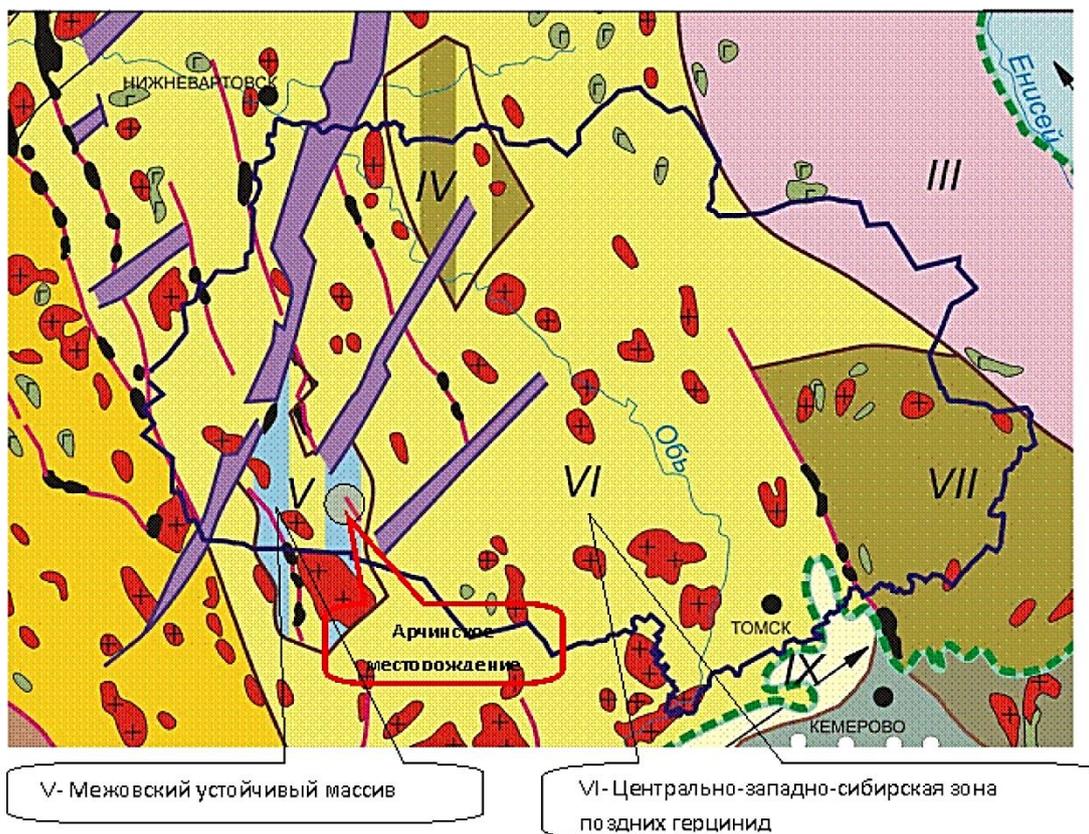
Четвертичная система – Q

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

2.2 Тектоника

Согласно «Тектонической карте фундамента Западно-Сибирской геосинеклизы» (Рисунок 2.2.) по отложениям нижнего структурного этажа фундамента площадь месторождения тяготеет к восточной границе Межовского срединного массива, представляющего собой крупный докембрийский выступ, сформированный байкальской складчатостью и переработанный в герцинскую эпоху.

С запада массив ограничен южной, узкой частью Колтогорско-Уренгойского грабен-рифта, являющегося крупнейшей стержневой рифтовой зоной в доюрском основании Западно-Сибирской геосинеклизы. С северо-востока и севера к выступу примыкает Нюрольский прогиб, разбитый на ряд блоков системой разломов более мелких Усть-Тымского и Чузикского грабен-рифтов. Кроме того, структура прогиба осложнена рядом разломов северо-западного направления, а по данным сейсморазведочных работ выделяется много мелких разноориентированных нарушений, часть из которых проникает в чехол.



- граница Западно-Сибирской геосинеклизы
- граница Томской области
- магматические породы кислого состава
- магматические породы основного состава
- магматические породы ультраосновного состава
- разломы
- границы зон разного времени стабилизации
- триасовые рифты
- Зоны разного возраста консолидации в фундаменте Западно-Сибирской геосинеклизы**
- зоны стабилизации в добайкальскую эпоху (до позднего рифея)
- зоны стабилизации в раннекаледонскую эпоху (E)
- зоны стабилизации в каледонскую эпоху (S)
- зоны стабилизации в раннегерцинскую эпоху (C₁)
- зоны стабилизации в позднегерцинскую эпоху (C_{2-P})
- массивы добайкальской консолидации, переработанные в байкальскую эпоху (R₃)
- байкалиты, переработанные в герцинскую эпоху (C_{1-P})
- ранние каледониды, переработанные в герцинскую эпоху (C_{1-P})
- массивы добайкальской консолидации, переработанные в герцинскую эпоху (C_{1-P})
- Платформенные и орогенно-складчатые зоны обрамления**
- добайкальского возраста (до позднего рифея)
- байкальского возраста (R₃)
- раннекаледонского возраста (E)
- каледонского возраста (S)
- раннегерцинского возраста (C₁)
- позднегерцинского возраста (C_{2-P})
- среднепалеозойско-мезозойский субплатформенный чехол
- преобладающая ориентировка основных тектонических структур

Рисунок 2.2 – Фрагмент тектонической карты фундамента юго-восточной части Западно-Сибирской геосинеклизы и ее обрамления (Сурков В.С., Жеро О.Г.), 1981г.

Складки, закартированные в фундаменте, имеют преимущественно северо-западное простирание. Основные черты рельефа фундамента соответствуют структурному плану платформенных образований.

В структурном плане отражающего горизонта Φ_2 , приуроченного к поверхности доюрского фундамента, Арчинская структура представлена локальным поднятием, преимущественно субширотного простирания, расположенного на одной террасе с Урманской и Нижне-Табаганской структурами.

Сейсморазведочными работами МОГТ выделен Арчинский перегиб между Урманским и Нижне-Табаганским поднятиями. Последующими детальными работами установлено наличие Арчинского локального поднятия, которое представляет собой резко взброшенный горст, заключенный между разломами: ограничивающим северо-восточный борт Фестивального грабена и разломом, отделяющим горст от соседней на северо-востоке впадины с отметкой -3240 м. Арчинское поднятие оконтуривается изогипсой -3040 м, примыкающей на востоке к разлому северо-западного простирания. Поднятие имеет почти прямоугольную форму и находится в вытянутом узком блоке, в который входят южная часть Урманского поднятия и западная часть Нижне-Табаганского поднятия.

Детализационными сейсморазведочными работами МОГТ и результатами бурения скважин уточнен структурный план Арчинского поднятия. По оконтуривающей изогипсе -3020 м структура имеет линейно-вытянутую форму в северо-западном направлении с крупным северо-восточным склоном и более пологим юго-западным. С учетом данных бурения изменилась амплитуда поднятия - от 90 м, по результатам сейсморобот 1980-81 гг., до 140 м.

Площадь увеличилась с 15,0 до 37,5 км за счет расширения контура поднятия в северо-западном и юго-западном направлениях. Северо-восточнее Арчинского поднятия выявлено два небольших поднятия: Северо-Табаганское (по оконтуривающей -2980 м – 5 км²) и Восточно-Арчинское (по оконтуривающей -3040 м – 5 км²), которые проявляются в структурном плане по отражающему горизонту Φ_2 в виде выступов фундамента северо-западной ориентировки.

Структурообразование в мезозойско-кайнозойском чехле обусловлено унаследованными движениями структурно-формационных зон доюрского фундамента. Наиболее отчетливо унаследованность внутренней структуры фундамента структурами чехла выражена в зоне развития позднегерцинской складчатости. Васюган-Пудинскому антиклинорию соответствует в чехле Пудинский мегавал, Нюрольскому погруженному блоку – Нюрольская впадина, положительная и отрицательная структуры I порядка, осложненные структурами II и III порядка.

Согласно «Карты тектоники мезозойско-кайнозойского чехла юго-восточной части Западно-Сибирской плиты» район работ приурочен к восточной части Нюрольской впадины и к зоне сочленения юго-западного склона Пудинского мегавала и восточного борта Нюрольской впадины.

В структурном плане отражающего сейсмического горизонта I-а (низы тюменской свиты) Арчинское локальное поднятие полностью совпадает по форме и пространственному положению с выделенным по горизонту Φ_2 . Осложняющий северо-западное крыло дизъюнктив сохранился в структурном плане горизонта I-а.

По горизонту II-а (подошва баженовской свиты) Арчинское поднятие практически сохраняет свои размеры (5 x 4 км) и форму в структурном плане. Оконтуривается оно изогипсой –2600 м, которая на западе примыкает к дизъюнктиву. Амплитуда – 85 м.

В структурном плане отражающего горизонта III (кровля апт-альбских отложений) Арчинское поднятие менее выражено и в виде структурного носа осложняет западное крыло Нижне-Табаганского поднятия. Это осложнение картируется изогипсой –1400 м. Внутри неё по полуизогипсе –1390 м можно выделить изометричный купол, с размерами 4,5 x 2,5 км и амплитудой до 30 м.

Таким образом, Арчинско-Урманско-Нижне-Табаганская структурная зона остается постоянно приподнятой на всех этапах геологического развития от периода начала формирования юрских отложений до ипатовского времени, что

свидетельствует об активном тектоническом режиме и постоянном росте структуры.

2.3 Нефтегазоносность

Арчинское нефтегазоконденсатное месторождение входит в состав Казанского нефтегазоносного района Васюганской нефтегазоносной области, обладающей высокими прогнозными и разведанными запасами углеводородов и широким стратиграфическим диапазоном распространения залежей.

В непосредственной близости от Арчинского месторождения находятся Урманское, Нижне-Табаганское, Тамбаевское, Южно-Тамбаевское, Калиновое, Северо-Калиновое, Южно-Табаганское месторождения, на которых продуктивными также являются карбонатные отложения доюрского фундамента. На Нижне-Табаганском, Калиновом и Северо-Калиновом помимо палеозойских отложений открыты залежи промышленного значения в юрских песчаных пластах: Ю₁¹⁻², Ю₃, Ю₅, Ю₆. На Северо-Калиновом месторождении в скважине 21 получен фонтан газоконденсата непромышленного значения из пласта Ю₂ тюменской свиты.

Признаки нефтеносности по керну были зафиксированы в базальном песчаном пласте Ю₁₃₋₁₅ тюменской свиты на скважинах 2, 4, 5, 11 Урманской площади; 43, 51 Арчинской площади; 14 Нижне-Табаганской площади. Эти же породы испытаны в скважине 4 Урманской, где из интервала 3235-3240 м получен непромышленный приток нефти с пластовой водой.

Нефтеносность меловых отложений в пределах Арчинской площади и вышеперечисленных соседних месторождений не установлена.

На Арчинском месторождении, как отмечалось выше, залежь нефти с газовой шапкой массивного типа, приурочена к карбонатному выступу доюрского фундамента. Глубина залегания кровли залежи 3011-3119 м, высота залежи в своде структуры 110 м (скв. 41), на периферии - 13 м (скв. 46).

Условный газонефтяной контакт (ГНК) проводится по кровле нефтенасыщенной части пласта М в скв. 40 на а. о. –2941 м (гипсометрически наиболее высокая отметка получения нефти). Положение ГНК подтверждается результатами испытания других скважин Арчинской площади.

Условный водонефтяной контакт проведен по подошве нефтенасыщенной части пласта в скв. 41 на а. о. –3002 м.

Вмещающие залежи нефти и газа карбонатные породы на Арчинском месторождении характеризуются сложным типом коллектора – порово-трещинно-каверновым. Коллекторы этого типа обладают низкой механической прочностью и, как правило, не выносятся на поверхность. При сопоставлении результатов лабораторных исследований керна с материалами геофизических исследований скважин, установлено, что вынесенный керн характеризует, в основном, плотные породы, не являющиеся коллекторами (коэффициенты пористости, определенные по керну, составляют 0,2-2,8%, породы непроницаемые). В связи с этим, выделение эффективных толщин и определение основных подсчетных параметров проводилось по материалам промыслово-геофизических исследований.

2.4 Характеристика продуктивных отложений

Продуктивными отложениями на Арчинском месторождении являются органогенные известняки, в различной степени подвергшиеся вторичным процессам (доломитизации, перекристаллизации, выщелачивания, уплотнения, брекчирования и др.).

Покрышкой для залежи нефти и газа в сводовой части (скв. 40, 41, 42, 43) являются глины Тогурской свиты (толщиной до 25 м).

Изучаемый продуктивный пласт М характеризуется крайне низкой освещенностью данными керновых исследований, что видно из Таблицы 2.1.

Таблица 2.1 – Данные по отбору керна

№ скв.	Кровля палеозоя, м	Забой скважины, м	Вскрытая мощность, м	Проходка с отбором керна, м	Вынос керна, м	% выноса керна
40	3011	3107	96	61,1	19,2	31,4
41	3012	3175	163	112,6	23,3	20,6
42	3009	3170	161	157	65,9	42,0
43	3017	3159	142	140	71,3	50,9
44	3074	3300	226	194	29,9	15,4
46	3119	3200	181	61,6	7,3	11,9
51	3058	3200	141	98,9	12,66	12,8

Из таблицы видно, что наиболее изучена скважина 43, в которой охарактеризованность керном вскрытой толщины палеозоя составила 50,9%. В то же время, освещенность керном эффективной толщины отсутствует по всем скважинам. Это установлено лабораторными исследованиями керна с последующей привязкой образцов к каротажу. Отсутствие выноса керна из кавернозных, трещиноватых интервалов связано с несовершенной технологией бурения, а также из-за большого объема пустотного пространства и трещиноватости в породе (провалы бурового инструмента, поглощение глинистого раствора).

По керновому материалу определялись основные фильтрационно-емкостные свойства пород пласта М. Так, открытая пористость определялась методом жидкостенасыщения (по Преображенскому) на аппаратуре АКМ-2М, абсолютная газопроницаемость – на стандартной аппаратуре ГК-5. Количество определений пористости составило 357, проницаемости – 57. Остаточная водонасыщенность образцов определялась методом центрифугирования со скоростью вращения ротора 5000 об./мин, время центрифугирования 25 мин. Водонасыщенность определялась на аппаратах Закса по общепринятой методике

на больших образцах керна. Результаты определений ФЕС представлены в Таблице Б.1 (Приложение Б).

Повсеместно развитая трещиноватость карбонатных пород изучалась на кернах при полевом микроописании и по шлифам. По описанию шлифов в карбонатах наблюдаются минеральные битумные и открытые трещины. Длина минеральных трещин до 1,2 мм, ширина 0,8 мм.

Очевидно, что установление закономерностей изменения коллекторских свойств карбонатных отложений является определяющим при подсчете запасов. Но, поскольку полученный керн непредставителен, так как поднят из интервалов уплотненных пород с низкими фильтрационными свойствами, выделение эффективных толщин и определение основных параметров пласта проводилось по результатам интерпретации данных ГИС.

По данным литолого-петрографического анализа I пачка пласта М в кровельной части (кора выветривания), толщина которой варьирует от 1,5 до 5 м, представлена метаморфизованными карбонатными глинисто-кремнистыми, кремнисто-сидеритовыми породами с оолитовой структурой, массивной текстурой. Вниз по разрезу характеризуется переслаиванием известняков органогенных, доломитизированных. Известняк глинистый амфиоровый серого цвета, с буроватым оттенком. Межформенные пространства сложены темно-серым, тонкозернистым кальцитом в смеси с аморфным глинистым материалом, содержащим микроорганику фораминифер, остракод, брахиопод. Процентный состав породы: кальцит – 60%, глинистый материал – 40%, глинистый материал микрочешуйчатый типа гидрослюды. Порода содержит минеральные трещины, сложенные тонко-мелкозернистым кальцитом, ширина трещин от 0,05 мм до 0,2 мм. Отмечаются также стилолитовые швы, пустоты выщелачивания, изолированные или сообщающиеся посредством микротрещин.

По I пачке коллекторские свойства определялись по 7 образцам, отобраным из непроницаемой части. Образцы пород обладают пористостью 0,6-1,2%, карбонатностью 58,2-90,6%. Из эффективной толщины I пачки скважины 51 исследованы 3 образца глинисто-кремнистых пород: открытая

пористость – 29,9%, проницаемость – 46,3 мД, остаточная водонасыщенность – 41,3%, карбонатность – 2,5%.

II пачка вскрыта полностью всеми пробуренными скважинами на площади, литологически представлена доломитами, известняками доломитизированными, известняками органогенно-обломочными, битуминозными, глинистыми. Преобладает трещинно-каверново-поровый тип коллектора.

В III пачке отобранные образцы керна также характеризуют плотные разности пород. Всего проанализировано 134 образца, 2 из них отобраны из эффективной толщины скважины 42. Пористость образцов составила 5,7-6,0 %, проницаемость не замерена, карбонатность – 82%. Остальные образцы обладают открытой пористостью 0,3-0,5%, проницаемостью в горизонтальном направлении – 0,07-0,2 мД, в вертикальном направлении – непроницаемые, карбонатностью – 75%.

Литологически породы представлены известняками органогенно-детритовыми, строматопоровыми, амфипоровыми, глинистыми, кремового цвета до коричневого, массивными, трещиноватыми. Вдоль трещин встречаются полости выщелачивания размером до 3 см, заполненные кальцитом. Согласно петрографическому описанию шлифов, известняки амфипоровые, светло-темно-серые. Порода сложена на 70% продольными и поперечными сечениями ценостиумов амфипор. Межформенные пространства сложены почти черным микрозернистым кальцитом и бурым битумом, содержащим микроорганику простейших фораминифер и остракод. Трещины извилистые шириной от 0,04 мм до 1,2 мм. Есть единичные полые каналы, соединяющие поры, вытягивающиеся в трещины шириной до 0,016 мм. Встречаются стилолитовые швы, проходящие под углом 45° к оси керна.

IV пачка литологически представлена глинистыми известняками с прослоями мергелей. Порода, в целом, отличается незначительным содержанием строматопор и в основной глинисто-кальцитово-битуминозной массе отсутствием фораминифер и другой микроорганики. Весь керн трещиноватый,

ширина трещин до 1 см, заполнены белым кальцитом, иногда кальцит имеет буроватый оттенок. Встречаются стилолитовые швы, общий наклон которых 45°.

По четвертой пачке имеются 108 определений по образцам керна из уплотненных интервалов непродуктивной части разреза. Общая открытая пористость составила 0,3-0,6%, проницаемых образцов нет.

Несмотря на широкий спектр выполненного комплекса исследований на образцах керна, отметим, что имеющийся объем кернового материала не обеспечивает достоверность определения подсчетных параметров. Таким образом, неполный вынос керна, соответствующего, как было сказано выше, интервалам пород с низкими фильтрационно-емкостными свойствами, не позволил отразить истинный тип коллектора, а лабораторные исследования – объективно разработать петрофизическую основу интерпретации данных ГИС. Эти обстоятельства существенно снижают достоверность определения основных подсчетных параметров по данным геофизических исследований скважин – пористости, нефтенасыщенности и эффективных толщин, выделение которых, без надежной петрофизической базы, можно считать в некоторой степени условным и требующим дальнейшей разработки и обоснования.

2.5 Выполненный комплекс ГИС

Палеозойские отложения пласта М, являющегося основным продуктивным на месторождении, исследованы геофизическими методами в 11 скважинах, 8 из которых принадлежат Арчинской площади (№№ 40, 41, 42, 43, 44, 45, 46 и 49), а также в скв. №№ 50, 51 и 58, расположенных, соответственно, на Восточно-Арчинском, Северо-Табаганском и Урманском поднятиях.

Геофизические исследования включали в себя следующие виды: общие, детальные и контроль за техническим состоянием скважин.

Общие исследования проводились по всему стволу скважин в масштабе 1:500 и включали следующие методы:

- кавернометрия, профилометрия и инклинометрия;
- стандартный каротаж (КС) градиент-зондом А2.0М0.5N и запись потенциалов собственной поляризации (ПС);

- гамма- и нейтронный гамма-каротаж (ГК и НГК).

Детальные геофизические исследования проводились в возможно продуктивных и продуктивных отложениях в масштабе 1:200 и включали следующий (основной) набор методов:

- кавернометрия и профилометрия.
- стандартный каротаж (КС) кровельным градиент-зондом N0.5M2.0A и потенциал-зондом N8.0M0.5A с одновременной записью потенциалов собственной поляризации (СП);

- акустический каротаж (АК) по скорости и затуханию с записью волновых картин (ФКД);

- боковое каротажное зондирование (БКЗ) подошвенными градиент-зондами А0.4М0.1N, А1.0М0.1N, А2.0М0.5N, А4.0М0.5N и А8.0М1.0N;

- микрозондирование (МЗ) микроградиент-зондом А0.025М0.025N и микропотенциал-зондом А0.05M;

- боковой каротаж (БК);

- индукционный каротаж (ИК) с записью зондом 6Ф1 или 8И1;

- боковой микрокаротаж (МБК) с записью микрокавернометрии;

- радиоактивный каротаж - ГК и НГК;

Исследования гамма-гамма плотностным каротажом (ГГК-п) и термометрией дополнительно проведены в большей части скважин (№№ 41, 43, 44, 45, 46, 49, 58).

Удельное электрическое сопротивление промывочной жидкости измерялось одновременно с записью зондов БКЗ и составляло на уровне продуктивных отложений 1,1-1,3 Ом·м (пресный раствор).

3 ОСОБЕННОСТИ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ

3.1 Детальная корреляция пласта М

На основании данных ГИС, материалов исследования керн и результатов испытаний скважин, была проделана работа по детальному расчленению пласта М на пачки. Всего было выделено пять продуктивных пачек.

Детальная корреляция проводилась по 11-ти скважинам, из них – в 8-ми на Арчинской площади (№№ 40, 41, 42, 43, 44, 45, 46 и 49), а также в скв. №№ 50, 51 и 58, расположенных, соответственно, на Восточно-Арчинском, Северо-Табаганском и Урманском поднятиях.

В ходе детальной корреляции разрезов скважин удалось единообразно расчленить разрез отложений, проследить характер изменчивости слоев, а также исследовать их литологическую изменчивость. При проведении детальной корреляции в разрезе отложений осадочного чехла и палеозойского фундамента было выделено 12 корреляционных поверхностей (Рисунок В.1 Приложение В).

В качестве репера на глубине 2900 м была выделена пачка известняков юрского возраста (зеленый цвет). Внутри отложений палеозойского фундамента (пласт М) прослежено 5 продуктивных пачки. В кровельной части I пачки выделена кора выветривания, покрывающая отложения фундамента.

Пачка I

Отложения пачки вскрыты на глубине 3050-3100 м. Эти отложения отличаются сильной изменчивостью толщин, литологического состава и фильтрационно-емкостных свойств по площади. В кровельной части прослеживается кора выветривания, представленная глинисто-кремнистыми, кремнисто-сидеритовыми породами оолитовой структуры. По аналогии с другими месторождениями кора выветривания характеризуется высокими значениями гамма-активности, снижением удельного электрического сопротивления на кривых электрических методах и высокими значениями удельной электрической проводимости на кривых индукционного метода.

Толщина пачки I изменяется от 7 м (скв.49) до 33 м. (скв.58). В среднем толщина пачки составляет 12,5 м (Рисунок 3.1.).

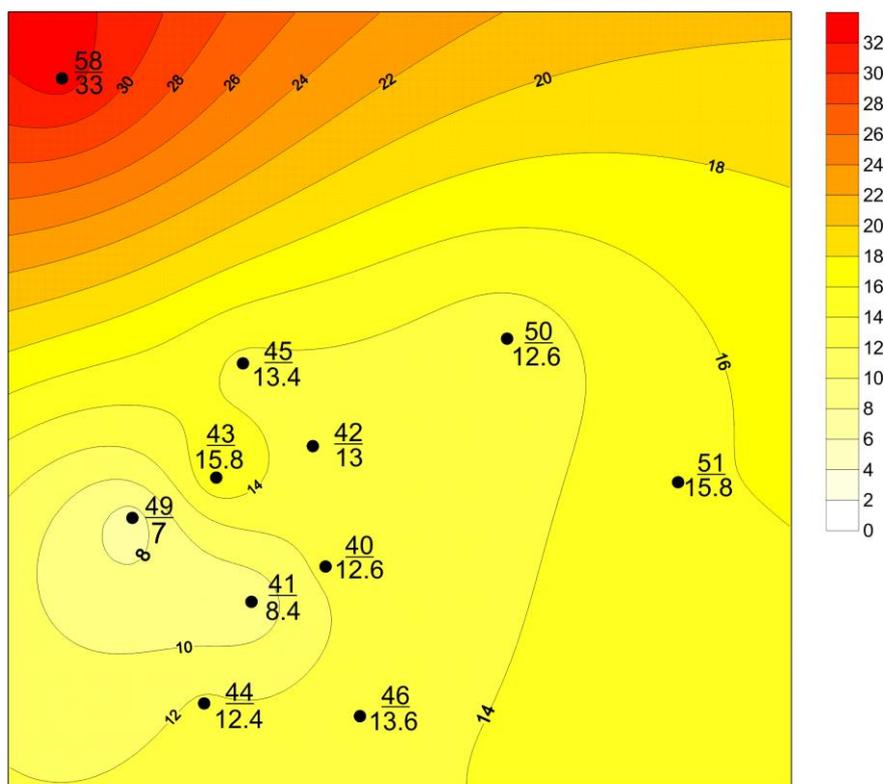


Рисунок 3.1 – Карта общих толщин пачки I

Пачка II

Пачка II пласта М сложена наиболее проницаемыми разностями карбонатных пород. Литологически представлена известняками выветрелыми, сильнотрещиноватыми и хорошо проницаемыми. Толщина второй пачки изменяется от 5,6 м (скв.40) до 17,4 м (скв.51). В некоторых скважинах толщина пачки резко сокращается. Это связано, в первую очередь, с тем, что пачка расположена в кровельной части пласта М, где в наибольшей степени проявляются процессы выветривания. Средняя толщина пачки составляет 10,5 м (Рисунок 3.2.).

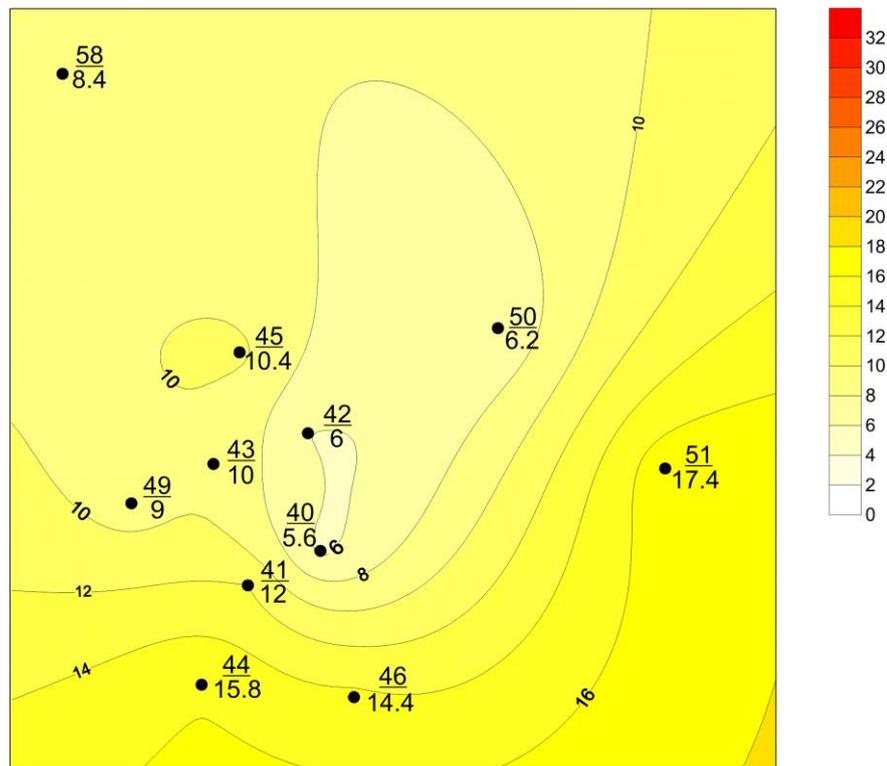


Рисунок 3.2 – Карта общих толщин пачки II

Пачка III

По литологическому составу и свойствам пачка III аналогична вышележащей пачке II и представлена известняками выветрелыми, трещиноватыми и хорошо проницаемыми. При этом наблюдается следующая закономерность: при сокращении толщины второй пачки и ухудшении её коллекторских свойств, увеличивается толщина третьей пачки и улучшаются ее коллекторские свойства. Толщина третьей пачки изменяется от 13,6 м (скв.58) до 25,8 м (скв.51). Средняя толщина пачки составляет 19,9 м (Рисунок 3.3.).

Пачка IV

В отличие от вышележащих пачек, пачка IV сложена более плотными известняками, метаморфизованными, трещиноватыми, трещины которых заполнены кальцитом. В большинстве скважин пачка IV представляет собой хороший коллектор, однако в некоторых он замещен непроницаемыми разностями пород. Толщина этой пачки распределена по площади

месторождения неравномерно и изменяется от 18,6 м (скв.50) до 29 м (скв.29).
Средняя толщина пачки составляет 22,8 м (Рисунок 3.4.).

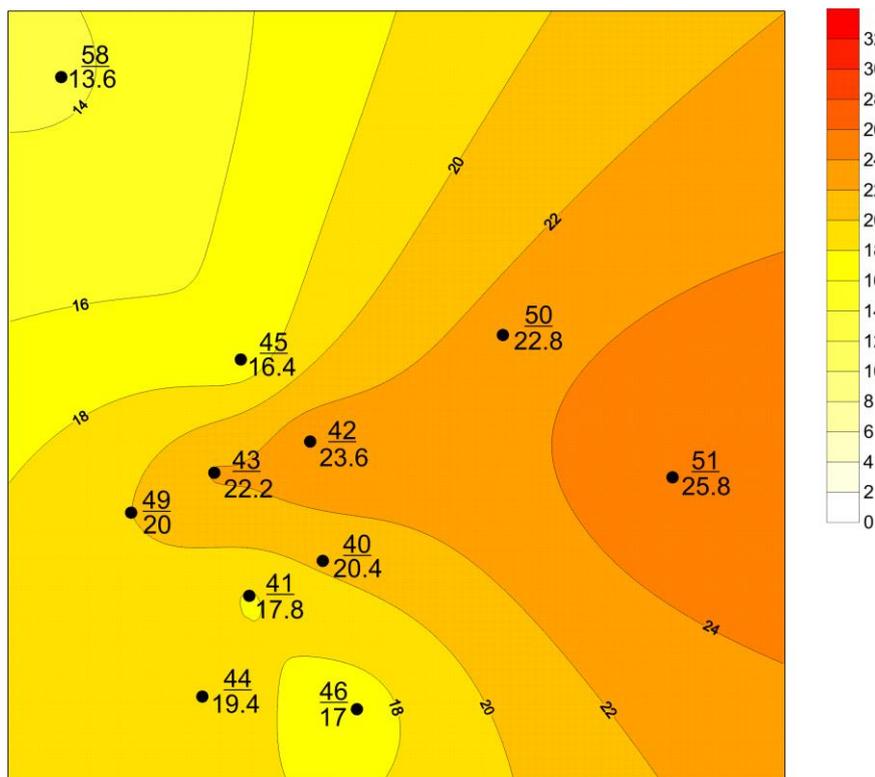


Рисунок 3.3 – Карта общих толщин пачки III

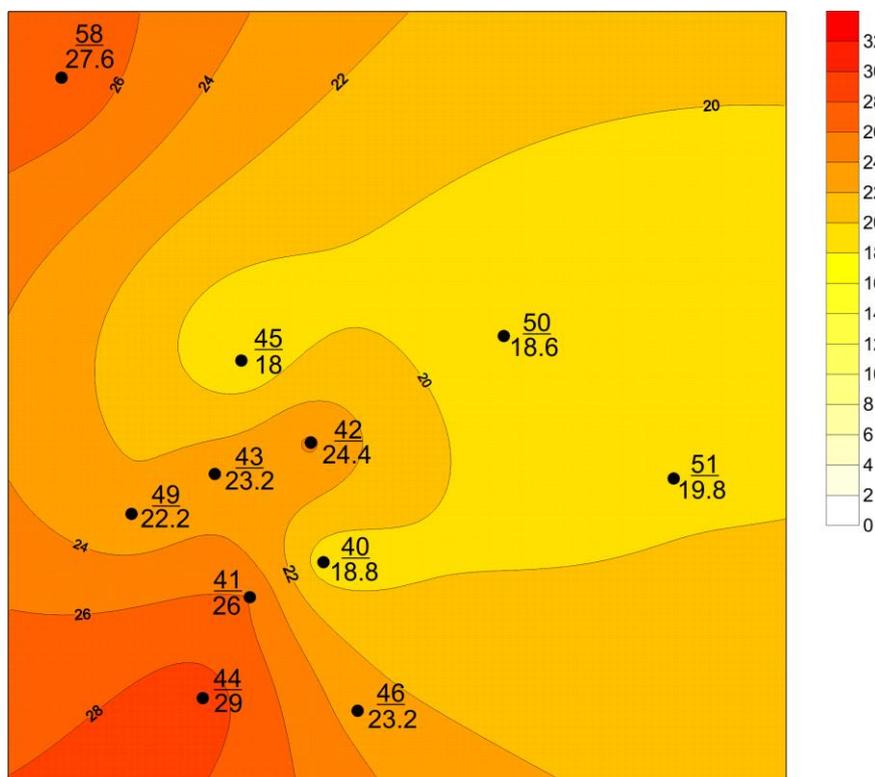


Рисунок 3.4 – Карта общих толщин пачки IV

Пачка V

По литологическому составу пачка V схожа с вышележащей пачкой и сложена плотными цементированными известняками, метаморфизованными, трещиноватыми, трещины заполнены кальцитом. По фильтрационно-емкостным свойствам пачка V хуже вышележащих. Толщина пачки изменяется от 22,2 м (скв.58) до 37,8 м (скв.42). Средняя толщина составляет 28,6 м (Рисунок 3.5.).

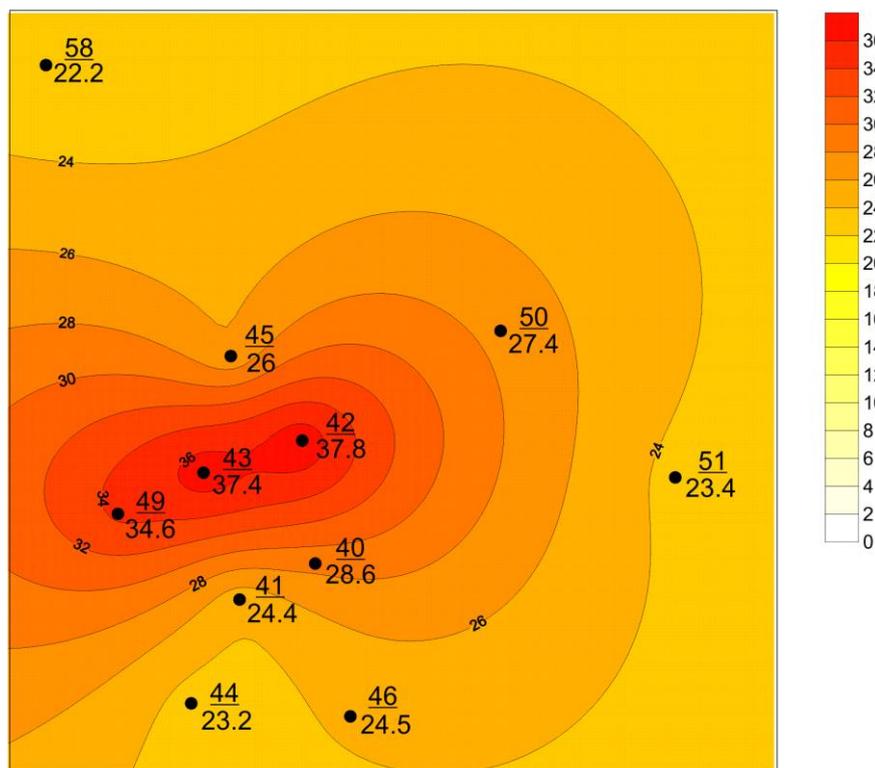


Рисунок 3.5 – Карта общих толщин пачки V

Построив корреляционную панель и карты толщин пачек можно сделать вывод о том, что отложения палеозойского фундамента отличаются изменчивостью толщин, литологического состава и свойств как по разрезу, так и по площади. Так, наилучшими фильтрационно-емкостными свойствами обладают верхние пачки пласта М, благодаря чему верхние пачки наиболее продуктивны. Вниз по разрезу породы, слагающие фундамент, уплотняются, перекристаллизуются, вследствие чего коллекторские свойства ухудшаются.

3.2 Характеристика залежи, толщин и геологической неоднородности пласта М

Нефтегазоконденсатная залежь Арчинского месторождения приурочена к карбонатным отложениям палеозойского фундамента и относится к массивному типу.

Учитывая массивный тип залежи и тот факт, что не все скважины вскрыли водонасыщенную часть (скв. 40), подошва залежи проведена условно – параллельно кровле пласта на расстоянии 170 м. Основанием для распределения свойств в нижней водонасыщенной части залежи послужили данные по скв. 44, вскрывшей фундамент на максимальную глубину.

В среднем, общая вскрытая нефтегазонасыщенная толща палеозойских отложений составила 69 м, при этом максимальное значение составило 109,9 м (скв. 41), минимальное - 12,6 м (скв. 46). В Таблице Г.2 (Приложение Г) приводятся глубины, отметки и толщины продуктивного пласта по скважинам.

В центральной части структуры скважины 40, 41, 42, 43 и 49 вскрыли газоконденсатную шапку. В целом, месторождение имеет мощный этаж нефтегазонасыщенности, особенно в сводовой части. Так, в скважине 41 общая газонасыщенная часть разреза составила около 49 м, нефтенасыщенная – 61 м, по результатам интерпретации данных ГИС эффективные толщины в данной скважине составляют, соответственно, 21,6 м и 22,4 м. Пласт М характеризуется достаточно высоким значением коэффициента вариации эффективных толщин 0,581. Интервал изменения составляет 1,6-44 м.

Эффективные толщины газонасыщенных коллекторов в сравнении с нефтенасыщенными характеризуются большей выдержанностью по площади, коэффициенты вариации составляют, соответственно, 0,207 и 0,636. Характеристики выделенных толщин продуктивного пласта М представлены в Таблице Д.3 (Приложение Д)

Как было указано выше, подошва пласта М принята условно. Следовательно, и статистические характеристики неоднородности пласта, приведенные в Таблице 3.1, являются в достаточной степени условными. Так, для коллекторов (коэффициент песчанистости) составляет 0,291. Коэффициент расчлененности равен 11,1, что говорит о значительной неоднородности пласта.

Таблица 3.1 – Статистические показатели неоднородности пласта

Число скважин	Коэффициент песчанистости, доли ед.		Коэффициент расчлененности, доли ед.	
	Среднее значение	Коэффициент вариации	Среднее значение	Коэффициент вариации
8	0,291	0,348	11,1	0,546

3.3 Существующая модель геологического строения

Как уже было отмечено на Арчинском месторождении промышленно значимым является пласт М, в котором и находится основная нефтегазоконденсатная залежь, приуроченная к выступу фундамента, сложенного девонскими карбонатными отложениями. Залежь контролируется тектоническими нарушениями и является массивной, водоплавающей. В настоящее время для залежи принят единый флюидоконтакт. Помимо крупных нарушений в фундаменте, в пласте развита система субсейсмических (более мелких) трещин.

По результатам региональных и биостратиграфических исследований объект изучения представляет собой брахисинклинальную структуру северо-восточного простирания, что выражается в закономерной смене свит как по

разрезу, так и по площади. Установлено, что залежь контролируется одиночной органогенной постройкой верхнего девона. При этом было выявлено, что гребневая часть такой постройки за весь период геологической истории после ее формирования практически сохранила свое гипсометрически приподнятое положение.

Из работ [5, 6] по рассматриваемой зоне известно, что органогенные постройки представлены в виде карбонатных банок, биостромов и биогермов по перифериям поднятий вдоль уступов по бортам Нюрольской впадины, осложненной разломами. Основными строителями таких банок являлись бентосные формы организмов (фораминиферы, строматопориты, кораллы, водоросли). По латерали в пределах депрессионных зон они замещались карбонатно-кремнистыми битуминозными осадками доманикового типа, включающими фораминиферы, радиолярии, мшанки, остракоды, тентакулиты, конодонты.

На карбонатных отложениях девона локально залегают бокситоподобные глинисто-кремнистые породы коры выветривания. Распределение и толщина коры выветривания определяются палеорельефом поверхности фундамента. По результатам бурения скважин на юго-западе месторождения кора выветривания является продуктивным объектом, поскольку представлена сильно выщелоченными (кавернозными) сидеритизированными породами оолитового строения (бокситоподобного) с явными признаками нефтенасыщения по керну (запах углеводородов, характерное свечение в ультрафиолетовом свете) [7]. Отложения коры выветривания, рассматриваемые как коллекторы, как правило, обладают низкой механической прочностью и не выносятся на поверхность, однако достаточно уверенно выделяются в разрезе по повышенным значениям радиоактивности (содержание урана и тория).

Зависимость между фациальной зональностью палеозойского разреза и коллекторскими свойствами в пределах Арчинского месторождения не установлена, ФЕС карбонатных пород определяются уровнем развития постседиментационных преобразований, направленностью и интенсивностью

тектонических процессов, и степенью глинистости пород. Для палеозойских карбонатных отложений Арчинского месторождения выделяют два типа коллектора: каверново-поровый и трещинный. Трещинный тип коллектора с низкопористой (1-2 %) и практически непроницаемой матрицей доминирует в разрезе и служит проводником между прослоями каверново-поровых коллекторов, определяя продуктивность разреза.

Таким образом, принципиальный геологический разрез Арчинского месторождения (Рисунок 3.6.) представляет собой в различной степени трещиноватый массив карбонатных пород, обеспечивающий связь каверново-порового коллектора.

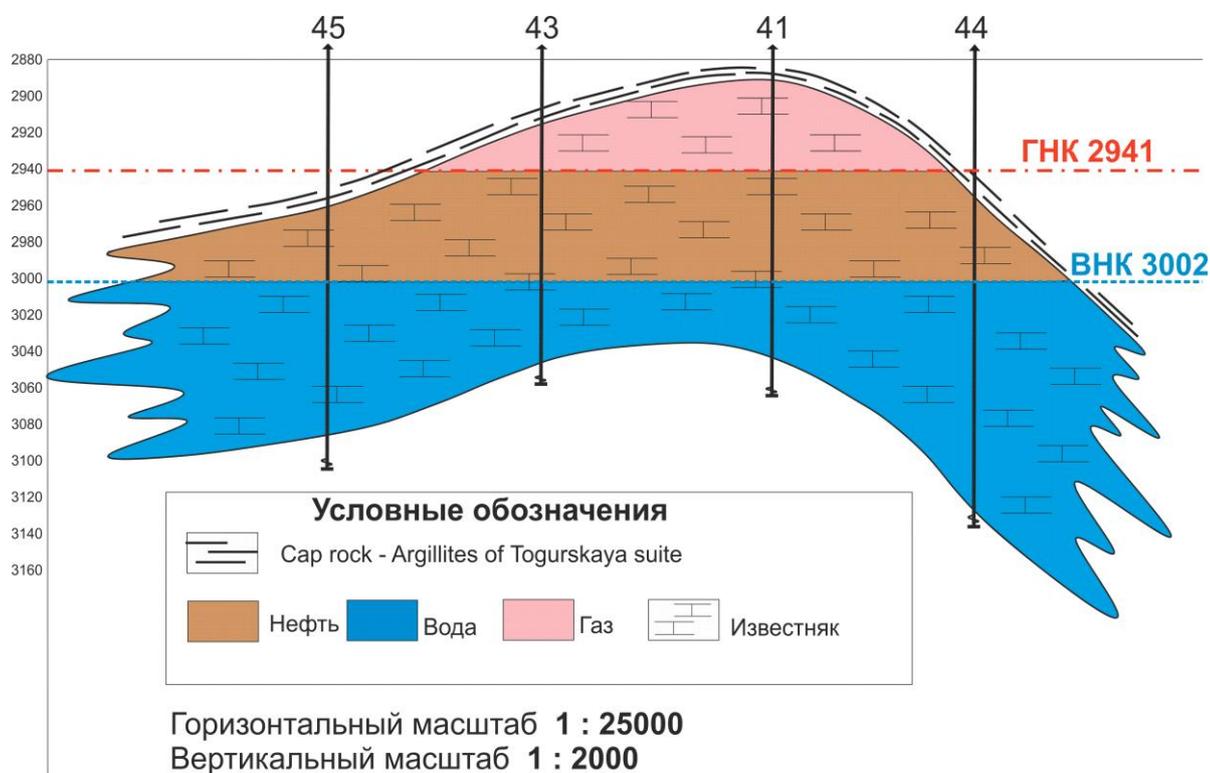


Рисунок 3.6 – геологический разрез по линии скважин 45-43-41-44

3.4 Разработанная модель геологического строения

Для уточнения геологического строения обратимся к условиям осадконакопления, в которых сформировался палеозойский карбонатный комплекс Нюрольской впадины.

В среднем-позднем девоне, в период формирования отложений герасимовской свиты, в пределах рассматриваемой части Нюрольского палеобассейна выделяются обстановки крупной отмельной области (морской банки) и окаймляющих ее желобообразных впадин (Рисунок 3.7.).

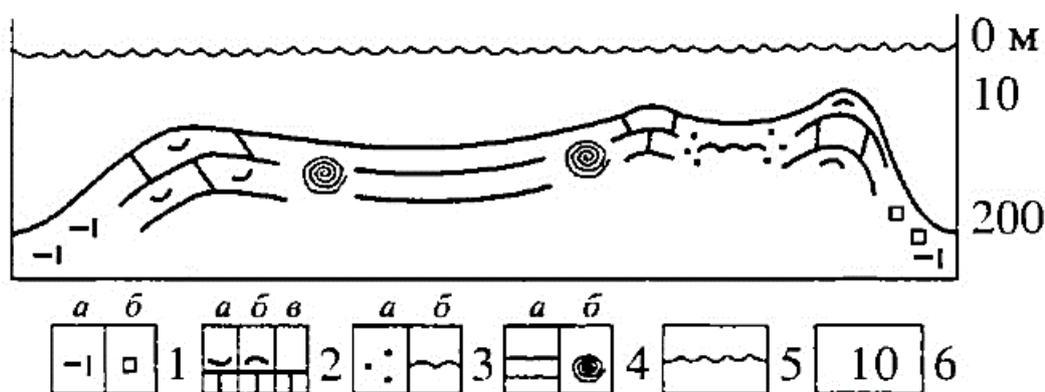


Рисунок 3.7 – Схематический профиль распределения фациальных типов отложений девона Чижапской банки Нюрольской впадины [8]

1-4-осадки фаций: 1- впадин (а) и передового склона (б); 2- органогенных построек: типа «иловых холмов» (а), строматопоровых биогерм передового склона (б) и внутренних участков (в); отмельной области: 3 –«изолированных» лагун: зернистых (а) и илистых (б) отложений; 4 – «внутренних» лагун: илистых отложений (а) и накоплений «амфипоровых слоев» (б); 5 -уровень моря: 6 - глубина морского бассейна.

Во пониженных участках шло накопление мелких известковистых осадков с множественной примесью кремнеистого и глинистого вещества. Непрерывающаяся фоновая седиментация иногда нарушалась лишь действием гравитационных процессов. В следствие подводной «солифлюкции», медленного сползания накопившихся осадочных толщ со склонов котловин, происходило отложение гравитационно-седиментационных осадков.

Обстановки мелководной области отличались поразительным спектром условий седиментации. Одновременно на одном участке отмельной области наблюдалось образование строматопоровых биогерм, на другом происходило образование так называемых «иловых холмов» (агглютигерм).

Осадки «иловых холмов» осаждались в условиях открытого мелководья, верхней части подводного склона и на окраине отмельной области. Агглютигермы распространены на участках наибольшего прогибания дна морского бассейна, а возможно даже связаны с местами прохождения крупных (региональных) разломов. Развитие таких «холмов» обуславливалось высокой биопродуктивностью цианобионтов. Развитие агглютигерм происходило за счет биохимической деятельности микробиальных сообществ прокариот. Осадконакопление проходило в условиях мелководного бассейна при нисходящих тектонических движениях. Подобные условия седиментации сформировали наиболее мощные толщи осадков. По высоте такие «холмы» могли вполне достигать 60 м. Огромные комплексы осадков сформировались во многом благодаря совокупности последовательно формировавшихся агглютигерм [8].

На окраинных и внутренних зонах отмельной области, где наблюдалось слабое прогибание морского дна, происходило образование строматопоровых биогерм, а в пределах территории передового склона – строматопоровых бугоровидных тел.

В пределах отмельной области, со стороны строматопоровых биогерм располагались лагуны изолированного типа. По окраинам таких лагун происходило отложение зернистых детритовых осадков с включениями

обломков мшанок, строматопор, брахиопод и других морских организмов. В центральной же части осаждались характерные глинистые осадки с присутствием строматолитовых образований.

Обстановка лагуны внутреннего типа установлена в пределах мелководной области (отмели) со стороны агглютигерм. Осадконакопление материала происходило при свободном обмене поверхностных вод глубоководных и мелководных частей палеобассейна, с широким развитием донных течений. Под защитой «иловых холмов», в гидродинамически спокойных условиях образовывались сообщества «амфипоровых лугов» и неравномерно расположенные обособленные строматопоровые банки небольшого размера.

Рассматриваемый седиментационный палеобассейн приурочен к островному, архипелаговому типу. Современное формирование Большой и Малой Багамских банок может послужить аналогом такой обстановки осадконакопления. Фации, выделенные в пределах исследуемой территории, приуроченной к Нюрольской впадине, по характеру распределения и строению подобны палеозойским образованиям Камско-Киннельского прогиба, Северной Америки и Европы [Полонская, Розонова, 1973; Геология..., 1968; Уилсон, 1980]. Девонские образования «иловых холмов» известны в формациях юга Франции, Марокко (Anti-Atlas Mountains), Бельгии (Ardennes), Канады (Rocky Mountains of Alberta).

Теперь рассмотрим тектоническое строение Западно-Сибирского бассейна, для того чтобы определить какие процессы способствовали формированию геологической структуры.

Фундамент Западно - Сибирской плиты перекрывается рифей - вендским и палеозойским осадочным чехлом, в пределах которого наблюдаются как поднятия, так и значительные зоны прогиба. В географическом районе Широтного Приобья выделяют целую систему этих поднятий: Красноленинский свод, Сургутский свод, Нижневартовский свод, Салымский свод, Верхнесалымский мегавал, Каймысовский свод, Средневасюганский мегавал,

Парабельский мегавал и др. валы и поднятия, расположенные в южной части Западной Сибири. Все эти поднятия являются положительными структурами вероятнее всего сформированы на месте единого кристаллического массива (Рисунок Е.2 Приложение Е).

Большинство поднятий разбиты на узкие грабены, которые получили развитие в стадию триасового рифтогенеза, затронувшего не малую часть Западной Сибири. Такие грабены обычно заполнены пермско-триасовыми вулканогенно-осадочными осадками мощностью от сотен метров до 2 километров на севере.

Палеопрогибы претерпели все стадии развития бассейна еще в палеозое: от раскола земной коры и интенсивного погружения до стадии инверсии, образования пологих складок и обширной эрозии верхней части палеоразреза. Отложения палеозойского комплекса в этих палеопрогибах слабо дислоцированы, смяты в пологие складки и эродированы там, где они подверглись максимальной инверсии, т.е. на бортах и в центральной части палеозойского палеопрогиба [9].

В предъюрский период все положительные структуры были выведены на поверхность и оставались выше уровня моря, в области эрозии, в течение длительного периода времени. В результате, в кровле палеозойско-каменноугольных терригенно-карбонатных отложений практически повсеместно присутствует кора выветривания, выше которой залегают юрские отложения, преимущественно глинистые, сформировавшиеся в период первой региональной трансгрессии морского бассейна на всю территорию Западно-Сибирского бассейна. Кора выветривания, перекрытая слабопроницаемой глинистой покрывкой, может быть рассмотрена в качестве потенциального резервуара, способного содержать и перемещать углеводороды [10].

Таким образом начинает складываться представление о формировании залежи Арчинского месторождения, приуроченной к толще карбонатных пород, образованной в мелководно-морском режиме В позднепалеозойское и ранне-мезозойское время рассматриваемая территория

была относительно приподнятой и подвергалась денудации с образованием площадных кор выветривания. К тому же в результате триасового рифтогенеза и соответственно мощных тектонических движений карбонатные породы приобрели характер трещинных коллекторов. В результате чего сформировался, в основном, трещинный, трещинно-каверновый и каверновый типы коллекторов. В целом залежь приурочена в эрозионно-тектоническому выступу, образованному в результате блоковых движений триасового рифтогенеза.

Теперь еще раз обратимся к литологическому расчленению продуктивного пласта, для опровержения теории о единичной органогенной постройке как коллектора Арчинского месторождения. Всего при интерпретации данных ГИС и исследовании кернового материала, было выделено 5 пачек. Все они имеют разный литологический состав.

I пачка пласта М (кора выветривания) представлена метаморфизованными карбонатными глинисто-кремнистыми, кремнисто-сидеритовыми породами с оолитовой структурой, массивной текстурой. Вниз по разрезу характеризуется переслаиванием известняков органогенных, доломитизированных.

II пачка литологически представлена доломитами, известняками доломитизированными, известняками органогенно-обломочными, битуминозными, глинистыми.

Литологически породы III пачки представлены известняками органогенно-детритовыми, строматопоровыми, амфипоровыми, глинистыми. Порода сложена на 70% продольными и поперечными сечениями ценостиумов амфипор. Межформенные пространства сложены почти черным микрозернистым кальцитом, содержащим микроорганику простейших фораминифер и остракод.

IV пачка литологически представлена глинистыми известняками с прослоями мергелей. Порода, в целом, отличается незначительным содержанием строматопор и в основной глинисто-кальцитово-битуминозной массе отсутствием фораминифер и другой микроорганики. По литологическому

составу пачка V схожа с вышележащей пачкой и сложена плотными сцементированными известняками, метаморфизованными, трещиноватыми, трещины заполнены кальцитом.

Вспомним, что особенности карбонатных массивов заключаются в размещении и сочетании различных типов карбонатных пород внутри построек. Согласно структурно-генетической классификации карбонатных пород все массивы по типу образования подразделены на органогенные, органогенно-обломочные и органогенно-хемогенные.

Для первого типа породообразующими являются свободные поселения организмов, дающие пожизненные скопления и постройки, образованные прижизненными нарастаниями. В этом случае, отличительной чертой органогенных пород является явное присутствие в породе большого количества самих организмов или остатков их жизнедеятельности, чего не наблюдается в карбонатной толще Арчинского месторождения.

Второй тип карбонатного массива – органогенно-обломочный, формируется в результате разрушения карбонатных толщ и за счет перемыва органогенного, органогенно-хемогенного и другого карбонатного материала. Для этого типа характерно наличие слоистой толщи пород, разного состава породообразующего карбонатного материала, но в целом, такая карбонатная толща представляет собой массивный тип резервуара с гидродинамической связью между пластами. Именно такая концепция геологического строения продуктивного пласта Арчинского месторождения предлагается к рассмотрению.

4 ОСОБЕННОСТИ СТРОЕНИЯ КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ И МЕТОДЫ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ПРИТОКА В НИХ

4.1 Трещиноватость карбонатных коллекторов и ее влияние на разработку месторождения

Карбонатные коллекторы содержат значительную часть углеводородов, но в большинстве случаев не обладают хорошей проницаемостью, поэтому чаще всего фильтрация флюидов осуществляется за счет трещиноватости породы. Сеть трещин выступает в роли системы проводящих каналов, и в то же время может содержать приличные запасы углеводородов. Определение основных закономерностей трещиноватости породы-коллектора, оказывающие влияние на фильтрационно-емкостные свойства, способствуют надежному прогнозированию, подсчету запасов и выбору методов разработки залежей углеводородов. Установление направления трещин и определение степени растрескивания пород-коллекторов имеют огромное значение в виду следующих причин.

Информация о направлении трещин используется для бурения наклонных и горизонтальных скважин так, чтобы их ствол располагался, по возможности, перпендикулярно плоскости трещин. Таким образом, скважина будет пересекать большее количество трещин, способствуя увеличению дебита.

Происхождение трещин в пласте в большей степени обусловлено полями напряжения в породе, которые оказывают значительное влияние на характеристики продуктивных пластов и методы разработки месторождения. В трещиноватой породе поле напряжений анизотропно, а трещины отражают напряженно-деформированное состояние пласта. Все это делает изучение трещиноватости основным фактором определения главных осей напряжения.

Также направление развития трещин разрыва напрямую связано с эффективностью проведения гидравлического разрыва пласта, при

проектировании которого необходимо учитывать уже существующие трещины, анизотропию поля напряжений и статические геомеханические свойства породы.

Таким образом, возможность увеличения дебитов углеводородов путем вовлечения в разработку трещиноватых участков коллекторов, является основной задачей при разработке залежей, приуроченных к карбонатным толщам.

К особенности зон трещиноватости следует отнести существование дополнительного порового пространства, которое обеспечивает развитие трещины. Так для трещины существуют свои собственные фильтрационно-емкостные параметры: трещинная пористость и проницаемость. Зная первый параметр (пористость), можно рассчитать и проницаемость, которая напрямую зависит от раскрытости трещины [12]:

$$K_{тр} = (b^2/12) \cdot \phi_{тр}, \quad (1)$$

где $K_{тр}$ – трещинная проницаемость (мД);

b – раскрытость трещины (мкм);

$\phi_{тр}$ – трещинная пористость.

Для удержания вертикальных трещин в продуктивном пласте в раскрытом состоянии пластовое давление жидкости, заполняющей эти трещины, должно превышать боковое горное давление, которое определяется с учетом коэффициента бокового распора:

$$P_{бок} = P_{гор} \cdot K_{бок}, \quad (2)$$

где $P_{бок}$ – боковое давление (горизонтальная составляющая напряжения);

$P_{гор}$ – вертикальное полное горное давление (Мпа);

$K_{бок}$ – коэффициент бокового распора.

Коэффициент бокового распора определяется через коэффициент Пуассона карбонатной породы (ν), а раскрытость трещины – из следующего выражения:

$$b = (16,5 \cdot h_m / E) \cdot (P_{пл} - P_{бок}), \quad (3)$$

где h_m – толщина пласта (см);

E – модуль упругости (модуль Юнга, МПа);

$P_{пл}$ – пластовое давление (МПа).

Существование зависимости между упругими свойствами карбонатных пород, с одной стороны, и величиной коэффициента бокового распора и раскрытостью вертикальных трещин, с другой – позволяет использовать результаты определения упругих параметров известняков для изучения характера вертикальной трещиноватости карбонатных коллекторов [13].

Также стоит отметить, что давление играет немаловажную роль в поддержании раскрытости трещин. Так, например, при попытке получить приток нефти путем значительного снижения на забое, можно запустить процесс смыкания трещин, результатом которого станет снижение притока к скважине или полное его отсутствие.

На Арчинском месторождении трещиноватость карбонатных пород изучалась по результатам исследования кернового материала и данных геофизических исследований скважин. Как отмечалось ранее, средний вынос керна составляет 40% и характерен для более плотных и крепких карбонатных пород. Оценка таких образцов на фильтрационно-емкостные свойства породы заведомо занижена и не дает реальную характеристику трещиноватости. При детальном изучении керна можно отметить разнообразие в интенсивности развития трещин в породе: присутствуют трещины как открытые, так и залеченные кальцитом. Согласно результатам исследования керна, интенсивность развития трещин в карбонатных породах сильно варьирует: встречаются трещины как открытые, так и залеченные кальцитом.

Исследования естественной трещиноватости пород было проведено пластовым микросканером (FMI). Результаты показали развитие трещиноватости по всему продуктивному палеозойскому комплексу с заметным снижением плотности трещин вниз по разрезу. Азимут простирания трещин имеет северо-западное направление (330°) [7].

Также по заключению атрибутивного анализа сейсмических исследований и данных геофизики были выделены зоны интенсивной трещиноватости в области коры выветривания. Такие зоны характеризуются хорошими

фильтрационно-емкостными параметрами и выделены как наиболее перспективные для разработки.

На текущей стадии изученности Арчинское месторождение нуждается в ряде дополнительных исследований по установлению характеристик трещиноватости. К ним в первую очередь необходимо отнести протяженность трещин по площади (длина трещин) и по разрезу (высота трещин), раскрытость трещин, трещинная проницаемость и пористость, а также коэффициент сжимаемости трещин.

4.2 Анализ результатов пробной эксплуатации продуктивного пласта

В соответствии с проектом поискового бурения проводилось испытание объектов, перспективных на нефть и газ. Границы продуктивных интервалов уточнялись по результатам обработки керна и данных ГИС. Испытания проводились в восьми разведочных скважинах Арчинской площади (всего испытано 44 объекта, из них 3 - в процессе бурения), а также в скважинах прилегающих структур (50, 51, 54, 58).

Опробование пластов в процессе бурения проводилось методом «сверху-вниз» комплектом пластоиспытателей КИИ-2М-146 ГрозУФНИИ. Вызов притока произведен путем создания депрессии на пласт до 13,0 МПа.

Испытание в эксплуатационной колонне проводилось методом «снизу-вверх». На месторождении в колонне испытывались только карбонатные отложения палеозоя. Вскрытие пластов осуществлялось кумулятивными перфораторами типа ПКС-80, ПКС-105 с плотностью прострела 21-35 отв/п.м., ПР-43 с плотностью 10-30 отв/п.м. Контроль точности интервала перфорации проводился привязкой по РК, после перфорации с целью подтверждения точности привязки производилась запись локатора муфт.

Вызов притока из пласта, в основном, проводился по стандартной методике заменой глинистого раствора в скважине на техническую воду с последующим снижением уровня до 700-1200 м.

Результатами испытания скважин 40, 41, 42, 43 установлено наличие газовой шапки на месторождении. ГНК, на абсолютной отметке - 2941м, проведен по нижнему отверстию интервала перфорации 3034-3042м (а.о. - 2932,7-2940,7м) в скважине 43. Подтверждается ГНК также результатами испытания в скв.40 интервала 3062-3068 (а.о. - 2942,6-2948,6м), где получен приток нефти, без признаков газосодержания.

Менее достоверным является положение водонефтяного контакта, условно принятого на а.о. - 3002м по результатам испытания скважины 41 (интервал 3108-3122м, а.о. - 2988,3-3002м). Это наиболее низкий гипсометрический уровень на месторождении, где получена безводная нефть. Пластовая вода получена лишь в скв. 43 (интервалы 3136-3146м, 3120-3127м, а.о. - 3034-3044м, 3018-3025м). В скважине 44 с этого же гипсометрического уровня получена пленка нефти без признаков пластовой воды.

При испытании скважин наиболее высокие притоки нефти получены по следующим скважинам и интервалам перфорации:

скв.42 (а.о. - 2946-2956) - 86 т/сут. (диаметр штуц.-5мм),

скв.44 (а.о.-2950-2971)-78 т/сут. (диаметр штуц.-5мм),

скв.45 (а.о. - 2993-3003) - 85-117т/сут с обводненностью 20%.

С целью интенсификации притока из пласта проводились соляно-кислотные обработки (1-6 операций), что позволило увеличить притоки.

Перед обработкой пласта соляно-кислотной смесью (СКС) определялась приемистость, которая почти на всех объектах достигалась методом глубоких депрессий (МГД) и методом переменных давлений (МПД).

Так, в скв. 40 (II объект) после проведения трех СКО продуктивность увеличилась в 3,5 раза. В скважине 42 при испытании VI и VII объектов после проведения двух СКО дебит газоконденсата увеличился в 1,9 раза.

В скв. 41 (II объект) фонтан нефти дебитом и газа был получен только после проведения семи операций СКО и ГКО. В скважине 42 (V объект) при стандартном методе вызова притока пластовый флюид получен не был. Фонтан газоконденсата получили после проведения двух соляно-кислотных обработок и

воздействия МПД-9 циклов, дебит газа составил 54,3 тыс.м³/сут, конденсата - 42 м³/сут.

Гидродинамические исследования проводились в восьми скважинах Арчинской площади и в скважинах прилегающих структур (50, 51, 54, 58). Законтурная область практически не изучалась. Коэффициент продуктивности изменяется в широких пределах как по толщине залежи, так и по площади; значения составляют от 0,02 до 11,4 м³/сут·МПа в скв. 42 (а.о.-2946-2956 м).

Наиболее высокие значения продуктивности по разрезу соответствуют интервалам перфорации трещиноватых и кавернозных известняков. По площади наибольшая продуктивность отмечается в скв.42, 44 и 45 (11,4; 7,8 и 5 м³/(сут·МПа) соответственно). Максимальные значения проницаемости – 34, 80 мД отмечаются в скважинах 44 и 49, расположенных в западной части залежи, а наименьшие значения, 0,17-0,61 мД - в скважинах 40, 42, в восточной газонефтяной части залежи. Принятые средние гидродинамические параметры пластов представлены в Таблице Ж.4 (Приложение Ж).

4. 3 Обоснование технологий для воздействия на пласт

Загрязнение пласта происходит с того момента, как буровое долото вскрывает продуктивный интервал и до тех пор, пока скважина не будет ликвидирована. Следствием этих неизбежных загрязнений является нарушение первичной проницаемости пласта, а значит ухудшается его сообщение со скважиной, уменьшая ее продуктивность/приемистость.

Контроль за состоянием призабойной зоны пласта (ПЗП) осуществляется проведением периодических или специальных гидродинамических исследований скважин, по результатам которых можно судить о состоянии ПЗП, степени и радиусе зоны загрязнения.

Степень эффективности любого метода интенсификации притока нефти к забою скважин зависит от степени восстановления ухудшенной проницаемости

ПЗП. Однако, следует помнить, что эффективность методов воздействия на ПЗП при многократном их применении, обычно после нескольких операций на одной и той же скважине, значительно снижается или становится нулевой, требуя усовершенствования технологий воздействия.

Продуктивный пласт М Арчинского месторождения характеризуется карбонатным составом продуктивных пластов, порово-каверновым, порово-трещинным типом коллекторов, неоднородностью фильтрационно-емкостных характеристик продуктивных отложений. В этих условиях возможны негативные проявления скин-эффекта и снижения по этой причине продуктивности скважин в процессе первичного и вторичного вскрытия продуктивных пластов.

В условиях коллекторов, имеющих карбонатный состав, эффективной технологией воздействия на ПЗП служат соляно кислотные обработки (СКО). Кислотой обрабатывают пласт вблизи ствола скважины, чтобы открыть закупоренные старые поры или создать новые каналы. Карбонатные породы-коллекторы – в основном, доломиты и известняки – легко вступают в реакцию с HCl с образованием сети каналов (Рисунок 4.1.). Продуктивность повышается путем растворения самой породы пласта.

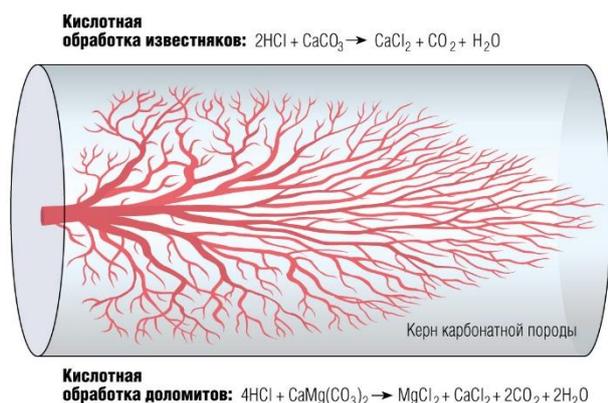


Рисунок 4.1 – Образование «wormholes» в процессе обработки карбонатного пласта

Как отмечалось в результатах пробной эксплуатации, применение СКО для интенсификации притока при опробовании скважин на Арчинском

месторождении обеспечило увеличение продуктивности. Так, в скв.40 (II объект) после проведения трех СКО продуктивность увеличилась в 3,5 раза. В скв.41 (II объект) фонтан нефти дебитом и газа был получен только после проведения семи операций СКО и ГКО. В скважине 42 (V объект) при стандартном методе вызова притока пластовый флюид не получен. Фонтан газоконденсата получили после проведения двух соляно-кислотных обработок и воздействия МПД-9 циклов. В этой же скважине при испытании VI и VII объектов после проведения двух СКО дебит газоконденсата увеличился в 1,9 раза.

Так как других исследований в области интенсификации притока не проводилось, то этот вопрос остается широко открытым на данном месторождении. Наряду с матричной кислотной обработкой пласта, существует также кислотный ГРП, в результате которого кислота проникает в пласт, может быть на один – два порядка глубже. Однако, кислотные разрывы будут относительно короткими и никогда не будут иметь бесконечную проводимость, особенно при высоких давлениях смыкания. Тут на помощь приходит еще один метод – кислотно-проппантный гидроразрыв пласта. Суть данной технологии заключается в создании и травлении трещин и червоточин кислотными композициями и закреплении данных пустот расклинивающим агентом. Но и тут есть свои отрицательные стороны: сложно внедрить проппант, есть вероятность его растворения в кислоте, отсутствие прогнозируемости закачек, а также риск получить скрин-аут эффект.

Не имея в данный момент никаких исследований в области прочностных свойств пород (отсутствие данных о динамическом модуле Юнга и коэффициенте Пуассона), не представляется возможным смоделировать процесс ГРП, однако можно выделить ряд критериев, которые помогут с выбором метода интенсификации притока.

Гомогенность

Литология пласта-коллектора, а именно разнообразие карбонатного вещества, слагающего породу, влияет на поведение закачанной кислоты. Так в гомогенной породе будет происходить равномерное травление, с образованием

дыр и полостей, нежели чем проводящих трещин. В таком случае предпочтительнее проводить гидравлический разрыв пласта без применения кислотного раствора.

Механические свойства пород

Основными физико-механическими свойствами горных пород, влияющими на процесс их разрушения, являются упругость и пластичность, прочность, твердость, абразивность и сплошность.

Под воздействием внешних нагрузок все горные породы претерпевают деформации, исчезающие или остающиеся после снятия нагрузки. Первые из них называются упругими деформациями, а вторые - пластическими.

Упругие свойства горных пород проявляются только в пределах упругой зоны, т.е. при нагрузках, после снятия которых порода возвращается в исходное состояние. Пластические свойства пород возникают при нагрузках, превышающих предела упругости породы, после снятия которых порода уже не полностью восстанавливают исходную форму и размеры.

Большинство породообразующих минералов является телами упруго-хрупкими, т.е. они подчиняются закону Гука и разрушаются, когда напряжения достигают предела упругости. Согласно закону Гука, деформация ε тела прямо пропорционально нормальному напряжению:

$$\varepsilon = \sigma/E, \quad (4)$$

где σ – нормальное напряжение;

E – модуль деформации при растяжении или сжатии (модуль Юнга).

Упругие свойства горных пород характеризуется модулем упругости E и коэффициентом Пуассона ν :

$$\nu = \varepsilon_x / \varepsilon_y, \quad (5)$$

где ε_x – поперечная деформация;

ε_y - продольная деформация.

В отличие от достаточно консолидированных (твердых) пород вдавливание в мягких породах может превышать несколько диаметров зерен проппанта. Вдавливание расклинивающего наполнителя может сократить

ширину трещины на 10-60% с последующим сокращением продуктивности газовых и нефтяных скважин.

Температура пласта

С ростом пластовых и забойных температур резко увеличивается коррозионная агрессивность кислотных агентов. Помимо разрушения подземного оборудования скважин, это является причиной частичной нейтрализации кислоты в колонне насосно-компрессорных труб. Так, экспериментальные исследования и расчеты показывают, что при температуре на забое порядка 130-140 °С 15%-ная соляная кислота может нейтрализоваться при прокачке по насосно-компрессорным трубам почти на треть [27]. Таким образом, в пластах с высокими забойными температурами предпочтительнее использовать технологию ГРП без закачки кислоты. В противном случае, использование кислоты при высоких температурах пласта требует использования ингибиторов коррозии, а значит значительных денежных затрат.

Эффект экранирования

Возможны ситуации, когда твердые частицы, находящиеся в обрабатываемой жидкости, такие как расклинивающий наполнитель в жидкости гидроразрыва, создают мост через каналы перфорации или подобную ограниченную зону потока. Это создает внезапное и значительное ограничение потока жидкости, что вызывает быстрый рост давления на насосе. Эффект наблюдается в трещиноватых породах и в таких ситуациях предпочтительнее проводить кислотный ГРП.

Также в Таблице 4.1. приведено сравнение некоторых параметров создаваемых трещин при той или иной операции.

Таблица 4.1 – Сравнение параметров кислотного и проппантного ГРП

Задача	Кислотный ГРП	Проппантный ГРП
Полудлина трещины ГРП	Короткая	Длинная
Риск потери проводимости	Высокий	Низкий
Риск СТОПа	Отсутствует	Высокий
Вероятность повторного ГРП	Высокая	Ниже чем при КГРП
Легкость отработки	Легче	Сложнее

Таким образом, выбор того или иного метода воздействия требует значительных исследований в области механических свойств пород, петрографического состава, взаимодействия рабочих жидкостей с породой и насыщающими флюидами и т.д.

4.4 Технология кислотного гидравлического разрыва пласта

В процессе КГРП при давлении, превышающем давление разрыва, в скважину последовательно закачивается высоковязкая жидкость и раствор соляной кислоты. Высоковязкая жидкость (жидкость разрыва), с одной стороны, образует магистральную трещину, а с другой, заполняет каверны и естественные трещины с высокой проницаемостью, не позволяя попадать в них кислоте, поступающей следом. Закачиваемый раствор соляной кислоты разъедает породу вдоль направления трещины преимущественно в низкопроницаемых нефтенасыщенных прослоях, так как высокопроницаемые заполнены гелем. Закачка следующих пачек жидкости разрыва и раствора соляной кислоты еще больше увеличивает протяженность трещины и, таким образом, поверхность фильтрации. Тем самым создаются условия для приобщения ранее неработающих пропластков и повышения производительности скважин. В данной технологии расклинивающие материалы, как правило, не применяются, так как после взаимодействия с соляной кислотой трещина имеет развитую

поверхность и смыкается хаотичными выступами, создавая систему сообщающихся гидродинамических каналов, через которые идет фильтрация нефти.

Для эффективности КГРП важно, чтобы вытравленные кислотой поровые каналы оставались открытыми. В карбонатных отложениях, представленных кальцитом и доломитом, которым присуща определенная прочность, можно создать достаточно протяженные стабильные каналы. Результатом проведения КГРП является существенное увеличение проницаемости ПЗП, которая может стать даже выше проницаемости удаленной зоны пласта (УЗП). Повышение проницаемости в свою очередь вызывает увеличение продуктивности скважины, а также коэффициента извлечения нефти в результате увеличения зоны дренирования скважины. Однако технология КГРП является достаточно сложной. Если проектирование КГРП проведено не на должном уровне, то успешность ГТМ может быть нулевой и даже отрицательной, а материальные затраты не оправдают ожиданий, главным образом из-за недостаточного знания реальных характеристик пласта. Поэтому во многих случаях перед применением основного ГРП производится тестовый гидроразрыв (мини-ГРП), после которого корректируются все параметры модельного «дизайна» КГРП.

Оборудование для КГРП является исходной точкой для успешного контроля качества и выполнения работ. Оборудование, требуемое для выполнения стимулирующей обработки, включает ёмкости, смесительное оборудование, оборудование для подачи кислоты, а также насосное и контрольно-измерительное оборудование.

Смесительное оборудование используется для подготовки жидкости разрыва, комбинирования в заданной пропорции жидких и сухих химических добавок к жидкости разрыва. Жидкости разрыва либо смешиваются порционно до проведения обработки (и хранятся в емкостях, пока они не потребуются), либо смешиваются непрерывно в процессе обработки. Для непрерывного смешивания базовая жидкость подготавливается в предварительном смесителе, который соединяет жидкий концентрат геля с водой затворения и обеспечивает

достаточное время гидратации, чтобы базовый гель мог набрать требуемую вязкость. Гидратированный гель затем перекачивается из гидратационной емкости в блендер (смеситель), где в рабочую жидкость вводятся необходимые добавки.

Качество процесса смешивания почти всегда контролируется компьютером. В компьютер вводятся заданные контрольные точки для концентрации смеси, и концентрация поддерживается автоматически, независимо от расхода жидкости. Технологические параметры блендера, такие, как уровень жидкости в баке, скорость перемешивания и давления, также находятся под автоматическим управлением, что сводит к минимуму возможные ошибки оператора.

Сегодня при проведении ГРП в реальном времени можно контролировать и регистрировать более тысячи отдельных параметров. Контроль параметров жидкостей обработки является наиболее существенным элементом контроля качества. Параметры, контролируемые и регистрируемые во время проведения ГРП, включают, но не ограничиваются давлением, температурой, расходом жидкости и концентрациями добавок, рН и вязкостью. Любые или все эти параметры могут быть визуализированы во время проведения работ, причем во многих случаях их значения могут в реальном времени пересчитываться на скважинные условия. Во время проведения обработки также контролируются и регистрируются многие параметры оборудования — время работы, давления, вибрация и так далее. Эта информация используется для диагностики и профилактики проблем с оборудованием, она помогает проводить техническое обслуживание и ремонт оборудования, а также совершенствовать расстановку оборудования и дизайн ГРП при проведении последующих работ [18].

Рассмотрим необходимый перечень технологического оборудования для проведения КГРП:

Питающий манифольд

Питающий манифольд обеспечивает всасывание из водяного резервуара (если он используется), а также обычный всасывающий коллектор с не менее чем

восемью 4-дюймовыми всасывающими патрубками. Он используется только тогда, когда вода на смеситель поступает напрямую из водяного резервуара, или, когда используется перекачивающий водяной насос, чтобы поддерживать емкости ГРП в наполненном состоянии.

Перекачивающий водяной насос

Насосы низкого давления с большой подачей используются для перекачки воды из водяного резервуара (или другого источника воды) в емкости ГРП и/или к смесителю. Перекачивающие насосы могут требоваться или не требоваться, в зависимости от расстояния между источником водоснабжения и блендером, а также от их взаимного расположения по высоте. В зависимости от объема ГРП и расстояния от источника водоснабжения, будет использоваться один или больше насосов для перекачки воды по стандартному 6-дюймовому оросительному ПВХ трубопроводу.

Емкости ГРП

Гуммированная контейнер, предназначенный для рабочего раствора, представляет собой металлическую емкость цилиндрической формы, имеющий параметры: диаметр 4,2 метра, длина 8 метров. Прямым назначением такого контейнера является приготовление кислотного раствора для операции КГРП. Обычно емкость установлена на простом средстве передвижения – тележке. Необходимое количество емкостей напрямую зависит от объема подготавливаемой рабочей жидкости.

Блок манифольдов

Блок манифольдов при проведении кислотного гидравлического разрыва пласта необходим для обвязки насосных установок между собой и устьевым оборудованием. Монтаж блока манифольдов производится на санном основании, для простоты перевозки с помощью шасси автомобиля и предусматривает установку напорного и приёмораздаточного коллекторов, комплекта контрольно-измерительных приборов, а также комплекта труб с шарнирными соединениями.

Устьевая арматура для проведения КГРП

Устьевая арматура перевозится совместно с блоком манифольдов. Ее назначением является обвязка устья скважин с насосными установками для обеспечения спуско - подъемных операций без потери герметизации на устье скважины.

Насосные агрегаты ГРП

Насосы забирают рабочую жидкость под низким давлением (порядка 60 psi = 4,14 атм) и выбрасывают под требуемым давлением в тысячи psi (сотни атмосфер). Эти плунжерные насосы прямого вытеснения бывают нескольких типоразмеров. Чаще всего используется триплексная конфигурация (три плунжера). Сейчас приобретают популярность насосные агрегаты ГРП типа квинтаплекс (5-плунжерные), и они, конечно, могут перекачивать больше жидкости и при более высоких давлениях, чем триплексные. Гидравлическая мощность этих насосных агрегатов варьирует от менее 1000 гидравлических л.с. у ранних моделей триплексных насосов до значительно более 2000 гидравлических л.с. у последних моделей насосов типа квинтаплекс.

Насосные агрегаты монтируются на траке или на прицепе. Они снабжены системой отключения на высоком давлении, управление ими должно вестись дистанционно по кабелю.

Трубопроводы высокого давления

Для подсоединения выкидной стороны насосных агрегатов ГРП к манифольду, а манифольда к скважине требуются рассчитанные на высокие давления трубные секции, быстроразъемные соединения с накидной крыльчатой гайкой, патрубки-разветвители, шарниры, контрольные клапаны, предохранительные клапаны и запорные клапаны. Эти детали, часто собирательно называемые «трубной обвязкой» или «технологическим трубами» («treating iron»), бывают диаметром 2, 3 и 4 дюйма и на разные номинальные давления.

Патрубок-разветвитель часто используется возле устья скважины для совместного подвода двух линий высокого давления от манифольда к одной

точке нагнетания. Контрольные клапаны изолируют оборудование для ГРП от противодействия в нагнетательной скважине. Если по какой-либо причине давление в гидроразрывной линии превысит максимальное заданное давление, то открывается предохранительный клапан, чтобы сбросить давление и предупредить повреждение оборудования или травму персонала. В качестве дополнительной контрольной точки в трубопроводе выше устья скважин также используется пробковый клапан. Чтобы минимизировать влияние вибрации труб и перемещения труб на жесткие соединения, всё оборудование высокого давления соединено с использованием как минимум двух секций с шарнирным соединением посередине. Дополнительные шарнирные соединения часто используются для упрощения обвязки устья и дальнейшей минимизации влияния вибрации.

Гибкие шланги

Четырехдюймовый гибкий шланг, рассчитанный на давление 150 psi (1.03 МПа) и обычно эксплуатируемый при 60 psi (0.41 МПа), обычно используется для подсоединения источника водоснабжения к смесителю, а также смесителя к манифольду, а также для подачи рабочей жидкости к входу насосных агрегатов; 12-дюймовые гибкие шланги обычно используются для совместной обвязки емкостей ГРП, чтобы создать единый источник водоснабжения.

Станция контроля и управления

Всё оборудование, расходы жидкостей и критические давления контролируются центральной станцией управления, который в просторечии часто называют станцией ГРП. В станции контроля и управления данные визуализируются, регистрируются, обрабатываются и по минутно распечатываются.

Проверкой количества жидкости в специальных емкостях проводит руководитель КГРП. Также он осуществляет расчёт необходимого количества химических реагентов: концентрации раствора соляной кислоты HCL, товарной воды и ПАВ. Согласно расчетам, операторы процесса КГРП запускают насосы в режим перемешивания жидкостей в емкостях и начинают вводить в один цикл

циркуляции (по расходомеру) расчетное количество требуемых компонентов для приготовления рабочей жидкости. По окончании ввода химических реагентов плотность полученной жидкости измеряется специальным прибором ареометром самим руководителем КГРП, который делает заключение о готовности жидкости к процессу кислотного разрыва. Одновременно с процессом приготовления жидкости разрыва бригада ГРП осуществляет сборку линий высокого и низкого давления, установку датчиков, манометров и электрических соединений, производит обвязку трубного и затрубного пространства скважины и другой техники. Затем открывается трубная задвижка для прокачки всех линий на скважину поочередно каждым насосом. Параллельно этому процессу осуществляется проверка работоспособности установленных датчиков и приборов, в том числе компьютерного оборудования и насосных агрегатов.

Когда оператор пульта управления получает команду о запуске процесса ГРП от руководителя КГРП, производится поочередное включение насосных агрегатов. На протяжении всего процесса руководитель КГРП осуществляет мониторинг за показаниями датчиков на процессоре, следит за графиками на компьютерах и контролирует основные параметры: давление на жидкостном манометре, показания расходомеров на насосах. При каких-либо отклонениях параметров закачки от расчётных, руководитель КГРП вправе принимать решение об изменении режимов работы насосов.

Станция контроля качества

Мобильная химическая лаборатория используется для того, чтобы отобрать образцы и анализировать их до и во время проведения ГРП. Типичная мобильная лаборатория включает, как минимум: рН-метр; температурный зонд; набор сит для проппанта и механические классификаторы для ситового анализа; лабораторные весы; смеситель; водяной термостат; вискозиметр и, возможно, встроенный вискозиметр; а также различные принадлежности, такие как чашки, мешалки, перчатки, фильтры, справочные руководства, микроволновая печь. Мобильная лаборатория обычно оснащена собственным генератором для электропитания всего оборудования.

Средства связи

Все операторы любой техники, человек, контролирующий источник водоснабжения, а также любой другой персонал, критический для проведения работ по ГРП, должен иметь постоянную двухстороннюю связь с оператором ГРП, в любой момент. Оборудование связи обычно встроено в центр управления, и производители таких агрегатов предлагают несколько вариантов.

Дистанционный мониторинг

Дистанционный мониторинг «доставляет» площадку скважины непосредственно клиенту, обеспечивая связь в реальном времени через спутник. Возможность передачи данных по спутниковому каналу становится приоритетной для всех работ ГРП, проводимых в отдаленных районах. Производители центров управления теперь предлагают спутниковый вариант.

Дистанционное управление

Когда используется несколько насосных агрегатов ГРП (почти всегда), число операторов можно ограничить, используя пульта дистанционного управления. Каждый пульт дистанционного управления может обслуживать до четырех насосных агрегатов, а один оператор может обслуживать два пульта. Оборудование более новых моделей может быть встроено непосредственно в центр управления, хотя это не всегда необходимо.

Оборудование скважины

При подготовке скважины к ГРП для исключения возможных выбросов жидкости глушения и продукции скважины устье последней оборудуется превенторными установками.

При подготовке к ГРП для закачки жидкости в скважину спускается колонна НКТ диаметром 89 мм. Затрубное пространство (обсадная колонна и НКТ 89 мм) герметизируется установленным в зоне ГРП пакером. Установка пакера проверяется опрессовкой затрубного пространства водой на рабочее давление обсадной колонны через ЦА-320.

Примерная схема расстановки оборудования для проведения КГРП представлена на Рисунке 4.2.

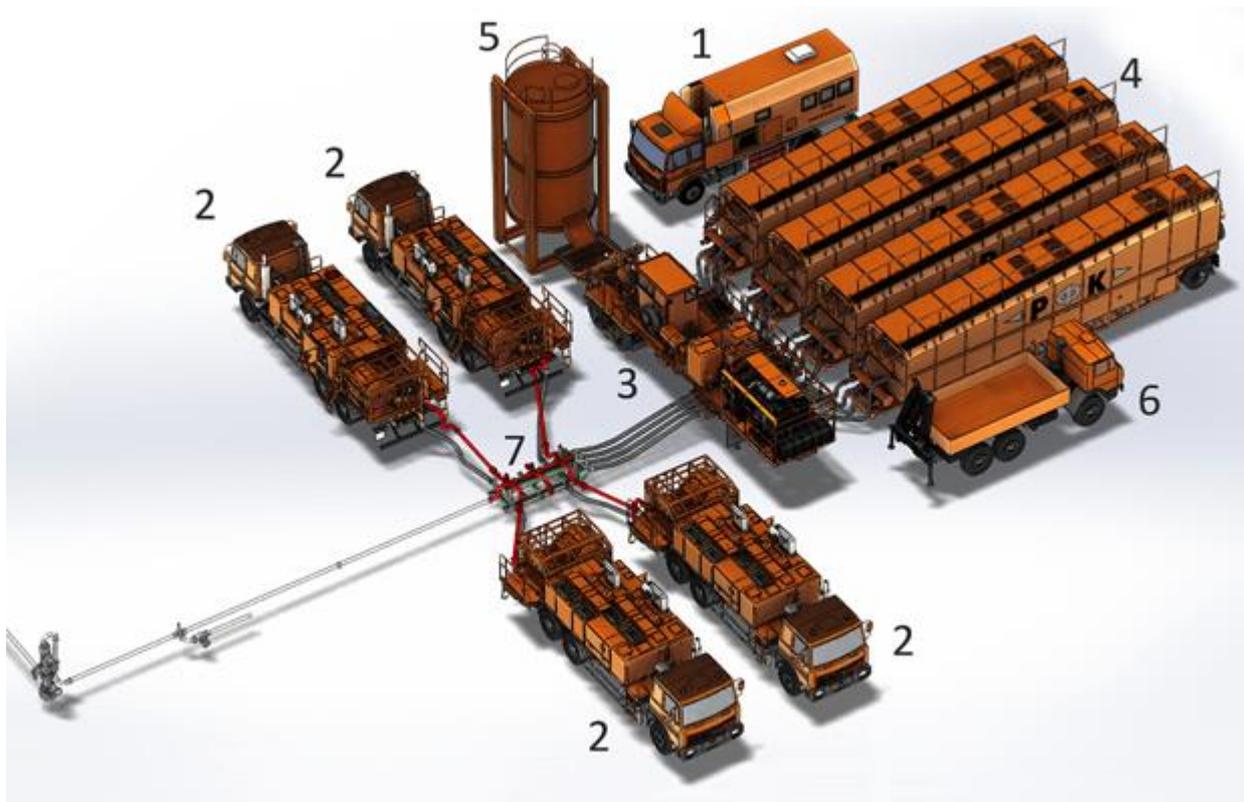


Рисунок 4.2 – Схема расстановки оборудования для проведения гидравлического разрыва пласта

1 - Станция контроля и управления СКУ-10; 2 - Насосные установки УН-2250; 3 - Смесительная установка УС-10; 4 - Ёмкости для рабочей жидкости; 5 - Бункер для проппанта или саморазгружающийся проппантовоз; 6 - Машина манифольдов типа ММ105М; 7 - Блок манифольдов типа БМ105

Принципиальный процесс КГРП состоит из следующих последовательных этапов:

1. Закачка жидкости глушения в скважину с целью определения приемистости пласта;
2. Закачка в скважину рабочей жидкости (кислотного раствора);
3. Продавка рабочей жидкости в пласт с помощью жидкости глушения.

По окончании продавки подаётся общая команда «Стоп!». Руководитель КГРП осуществляет обход кустовой площадки с целью проверки исправности

всех приборов, расходомеров на насосах, герметичности устья скважины. Все это время падение давления в скважине записывается на компьютере.

По окончании проверки, руководитель КГРП командует остановить насосные агрегаты.

Следующим этапом является демонтаж линий и откачка оставшейся в них жидкости с помощью вакуумной установки. Процесс демонтажа осуществляет бригада КГРП.

По завершении работ кустовая площадка и скважины, где проводился процесс кислотного гидравлического разрыва пласта, сдаются мастеру бригады КРС в соответствии акта установленной формы.

4.5 Рекомендации по доразведке месторождения

Как уже упоминалось выше, Арчинское месторождение, несмотря на выполненный в его пределах определенный объем геологоразведочных работ, остается до конца не изучено. Следствием этого является невозможность точного заключения о внутреннем строении пласта-коллектора, определения его фильтрационных характеристик, связанных с трещиноватостью, которая сильно развита на месторождении, а также проектирование геолого-технических мероприятий, направленных на интенсификацию притока.

В силу этого на Арчинском месторождении необходимо провести комплекс работ по доразведке выявленной газоконденсатной залежи в пласте М.

Основными задачами по доразведке являются:

1. Отбор и исследование керна

Так как месторождение недостаточно полно охарактеризовано исследованиями керна для дальнейшего проектирования разработки, требуется провести повторный отбор, с использованием новейших технологий для повышения процента выноса керна из трещиноватых карбонатных коллекторов.

На основе результатов лабораторной обработки образцов керн (а также бурового шлама), комплексного литолого-петрографического и палеонтологического анализа, провести литолого-стратиграфическое расчленения разреза для корректировки геологического строения исследуемой территории.

Остро требуется провести измерение прочностных и деформационных характеристик пород с определением таких параметров как модуль Юнга, коэффициент Пуассона, предел прочности при сжатии и растяжении. На основе этих данных появится возможность расчета и моделирования технологии гидравлического разрыва пласта.

Еще одним важным аспектом является определение пространственной анизотропии фильтрационных свойств коллектора в зависимости от напряжённого состояния породы.

На отобранных образцах керн рекомендуется провести исследования по определению фильтрационно-ёмкостных параметров, особенно ранее неизученных трещиноватых интервалов, коэффициентов вытеснения насыщающих флюидов различными агентами, кривых относительных фазовых проницаемостей, коэффициентов сжимаемости породы, типа смачиваемости и эффективности капиллярной пропитки.

При изучении образцов керн необходимо уделить внимание характеристикам трещиноватости и кавернозности породы-коллектора на имеющихся образцах керн и шлифах: количество трещин, их раскрытость и пористость.

2. Гидродинамические исследования

В первую очередь необходима оценка трещиноватости пласта для уточнения геолого-гидродинамической модели залежи и характера фильтрации жидкости.

Рекомендуется провести поинтервальное опробование в скважинах, расположенных в газонефтяной и водонефтяной зонах, с отбором пластовых проб нефти газа, конденсата и воды с их последующим комплексным

исследованием, в том числе и оценкой содержания парафина. Также имеет смысл уточнить положения флюидоконтактов, особенно ВНК.

Установить характер зависимости фильтрационных свойств коллектора от забойных давлений и коэффициента продуктивности скважины от создаваемой депрессии, особенно при давлениях ниже насыщения.

3. Исследования в области интенсификации притока

Проведение лабораторных исследований на керне по определению реагента для увеличения продуктивности скважин, по определению характера взаимодействия закачиваемого кислотного раствора и породы (изучение продуктов реакции).

Также рекомендуется исследование физико-химических процессов, связанных с использованием различных добавок и ПАВ в составе кислотных композиций: растворение карбонатной породы, коррозии оборудования, вторичного осадкообразования, взаимодействия с пластовыми флюидами.

5 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

В Западной Сибири в последние годы отмечается повышение интереса к поискам залежей нефти в глубокозалегающих палеозойских отложениях. Это связано с перспективной нефтегазоносностью палеозойского комплекса. Изучение и анализ необходим для получения информации о природных ресурсах и предположении возможных техногенных нагрузках, о наиболее рациональных технологиях освоения, для обеспечения экологической сбалансированности природопользования, а также выявления наиболее комфортных мест разработки. В связи с этим для комплексирования и сопряженной обработки дистанционных и геофизических данных уточнение и анализ палеозойских отложений остаётся актуальной задачей.

В данной работе выявлены особенности геологического строения палеозойских карбонатных отложений с помощью анализа и обработки геологических, геофизических и промысловых данных. Также проведена оценка применяемых методов интенсификации выработки запасов нефти, и предлагается рассмотреть возможность применения технологии гидроразрыва пласта.

5.1 Планирование работ по выполнению магистерской диссертации

При выполнении магистерской диссертации (НИР) необходимо оптимально планировать занятость каждого из участников и сроки проведения отдельных работ. На начальном этапе установлены полный перечень проводимых работ, их исполнителей и оптимальная продолжительность. Научный руководитель выполняет координацию деятельности исполнителя НИР.

В обязанности исполнителя входит: поиск и представление информации по НИР, проведение расчетов, а также выполнение необходимых заданий и

указаний научного руководителя. Перечень работ по выполнению ВКР и их временная оценка представлены в Таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Перечень работ по выполнению и их временная оценка

Наименование работ	НР - научный руководитель, И - исполнитель	Продолжительность, дней
Составление и получение задания	НР	1
	И	1
Подбор и изучение материала по теме	НР	2
	И	5
Сбор необходимых данных	И	4
Календарное планирование работ	И	2
Обзор изученности палеозойских отложений	И	9
Обзор геологических данных	И	7
Разработка концепции геологического строения месторождения	И	8
Оценка текущих методов интенсификации	И	4
Рассмотрение проведения технологии ГРП	И	5
Составление и оформление пояснительной записки	И	2
Проверка пояснительной записки	НР	1
	И	2
Итого	НР	4
	И	49

5.2 Смета затрат на выполнение НИР

В состав затрат на проведение магистерской работы включается стоимость всех расходов, необходимых для реализации комплекса запланированных работ. Экономические затраты рассчитываются по формуле:

$$K_{НИР} = K_{\text{мат}} + K_{\text{ам}} + K_{\text{зп}} + K_{\text{со}} + K_{\text{пр}} + K_{\text{накл}}, \quad (6)$$

где $K_{\text{мат}}$ – материальные затраты;
 $K_{\text{ам}}$ – амортизация компьютерной техники;
 $K_{\text{зп}}$ – затраты на заработную плату;
 $K_{\text{со}}$ – затраты на социальные отчисления;
 $K_{\text{пр}}$ – прочие затраты; $K_{\text{накл}}$ – накладные расходы.

5.2.1 Материальные затраты

К материальным затратам относится стоимость всех покупных изделий, расходуемых непосредственно в процессе выполнения работ – канцелярские принадлежности. Принимаем в размере:

$$K_{\text{мат}} = 800 \text{ руб.}$$

5.2.2 Амортизация компьютерной техники

Амортизационные отчисления – отчисления части стоимости основных фондов для возмещения их износа, производятся на основе балансовой стоимости основных фондов. В нашем случае большая часть работы осуществлялась на персональном компьютере.

$$K_{\text{ам}} = \frac{T_{\text{исп}}}{T_{\text{кал}}} \cdot C_{\text{пк}} \cdot \frac{1}{T_{\text{сл}}}, \text{ руб / год}, \quad (7)$$

где $T_{\text{исп}} = 43$ дня – время использования компьютера;
 $T_{\text{кал}} = 365$ дней – количество дней в году;
 $C_{\text{пк}} = 33000$ рублей – цена компьютера;

$T_{сл} = 5$ лет – срок службы компьютера.

$$K_{ам} = \frac{43}{365} \cdot 33000 \cdot \frac{1}{5} = 778 \text{ руб / год},$$

5.2.3 Затраты на заработную плату

В этой статье расходов планируется и учитывается основная заработная плата исполнителей, непосредственно участвующих в выполнении магистерской диссертации. Расходы на основную заработную плату определяются как произведение трудоемкости работ каждого исполнителя на среднедневную заработную плату.

Месячный оклад научного руководителя, на должности доцента, составляет 26300 рублей, исполнителя – 17000 рублей.

$$ЗП_M = ЗП_О \cdot K_1 \cdot K_2, \text{ руб}, \quad (8)$$

где $ЗП_О$ – месячный оклад;

$K_1 = 1,1$ – коэффициент, учитывающий отпуск;

$K_2 = 1,3$ – районный коэффициент.

$$ЗП_{НР} = 26300 \cdot 1,1 \cdot 1,3 = 37609 \text{ руб};$$

$$ЗП_{исп} = 17000 \cdot 1,1 \cdot 1,3 = 24310 \text{ руб}.$$

Фактическая заработная плата

$$ЗП^\phi = \frac{ЗП_M}{21} \cdot n^\phi, \text{ руб}, \quad (9)$$

где $n_{НР}^\phi = 4$ дня – фактическое число дней участия научного руководителя;

$n_{исп}^\phi = 49$ дней – фактическое число дней участия исполнителя;

21 – среднее число рабочих дней в месяце.

$$ЗП_{НР}^\phi = \frac{37609}{21} \cdot 4 = 7164 \text{ руб};$$

$$ЗП_{исп}^\phi = \frac{24310}{21} \cdot 49 = 56723 \text{ руб}.$$

Фонд заработной платы

$$K_{зп} = 3П_{НР}^{\phi} + 3П_{исн}^{\phi} = 7164 + 56723 = 63887 \text{ руб.}$$

5.2.4 Затраты на социальные отчисления

Затраты по этой статье составляют отчисления по единому социальному налогу (ЕСН). Отчисления на социальные нужды включают в себя отчисления во внебюджетные формы: пенсионный фонд РФ, фонд социального страхования, фонд обязательного медицинского страхования. Отчисления на социальные нужды составляют 30% от ФЗП.

$$K_{со} = 0,3 \cdot K_{зп}, \text{ руб.} \quad (10)$$

где $K_{зп}$ – фонд заработной платы.

$$K_{со} = 0,3 \cdot 63887 = 19166 \text{ руб.}$$

5.2.5 Прочие затраты

Прочие затраты рассчитываются для оценки не учтенных расходов. Например, суммы комиссионных сборов, расходы по обеспечению нормальных условий труда и техники безопасности.

Прочие затраты составляют 10% от суммы материальных затрат, амортизации, заработной платы и затрат на социальные отчисления.

$$K_{пр} = 0,1 \cdot (K_{\text{мат}} + K_{\text{ам}} + K_{зп} + K_{со}), \text{ руб.} \quad (11)$$

$$K_{пр} = 0,1 \cdot (800 + 778 + 63887 + 19166) = 8463 \text{ руб.}$$

5.2.6 Накладные расходы

В эту статью включаются затраты на управление и хозяйственное обслуживание, косвенные налоги, расходы на реализацию продукции. Накладные расходы составляют 200% от ФЗП.

$$K_{накл} = 2 \cdot K_{зн}, руб, \quad (12)$$

$$K_{накл} = 2 \cdot 63887 = 127774 руб.$$

Определим общую себестоимость НИР путем сложения рассчитанных затрат и расходов в смету. Смета затрат – плановый и отчетный документ, который составляется по экономическим элементам затрат на выполнение НИР. Смета затрат на выполнение НИР представлена в Таблице 5. 2.

Таблица 5.2 – Смета затрат на выполнение НИР

Элемент затрат	Стоимость, руб
Материальные затраты	800
Амортизация	778
Фонд заработной платы	63887
Социальные отчисления	19166
Прочие затраты	8463
Накладные расходы	127774
Итого	220868

5.3 Экономическая оценка проведения кислотного гидравлического разрыва пласта на одной скважине

Экономическая оценка проведения подготовительных работ к кислотному гидравлическому разрыву пласта КГРП компанией ООО «Пакер Сервис» состоит из следующих пунктов:

1. Стоимость проведения КГРП на одной скважине.
2. Стоимость оборудования для КГРП на одной скважине.

3. Стоимость закаченного в скважину кислотного раствора.

В стоимость проведения КГРП на одной скважине включена амортизация основных средств (специальная техника), заработная плата рабочего персонала, стоимость горюче-смазочных материалов и рентабельность компании. Она составила 850 тысяч рублей на одну скважино-операцию.

Стоимость оборудования для ГРП складывается так же из амортизации основных технических средств (пакер ГРП, НКТ, фонтанная арматура) исходя из первоначальной стоимости и срока полезного использования, а рассчитывается на основе рабочего времени (количества дней). Для расчета возьмем 30 суток. Стоимость равна 350 тысяч рублей на одну скважино-операцию.

Стоимость материала, а именно кислотного раствора HCL закаченного в пласт, равна стоимости за 1 м³ на объем закачиваемой кислоты. Стоимость 1м³ кислотного раствора HCL равна в районе 5,5 тысяч рублей.

Таблица 5.3 – Стоимость проведения КГРП на примере одной скважины

Стоимость одной операции КГРП	тыс. руб	850
Стоимость 1м ³ кислоты HCl	тыс. руб	5,5
Необходимо закачать кислоты	м ³	35
Итого стоимость кислоты	тыс. руб	192,5
Арматура на устье для операции КГРП	тыс. руб	40
Пакер, оборудование и сервис	тыс. руб	100
Колонна НКТ, длина 3000 м	тыс. руб	200
Итого	тыс. руб	1639

Экономическая оценка проведения подготовительных работ к КГРП бригадой КРС складывается из следующих пунктов:

1. Фактического времени, затраченного на ремонт скважины бригадой.
2. Времени принятого к оплате в компании-заказчике операции КГРП.
3. Стоимости одного часа работы бригады КРС.

На основании даты начала и окончания проведения ремонта бригадой КРС рассчитывается фактическое время потраченное на один ремонт при подготовительных работах к КГРП.

После чего согласно «Единых норм времени на проведение Текущего и Капитального ремонта скважин» (утв. постановлением Госкомтруда СССР, Секретариата ВЦСПС от 07.03.1986 N 82/5-87) проводится расчет производительного времени, который как правило меньше фактически затраченного времени по следующим причинам: собственных простоев бригады КРС, медленной работы, поломок и замены оборудования и транспорта.

После расчета производительного времени (в часах) этот показатель умножается на стоимость одного часа работы бригады КРС, которая примерно равна 6 тысяч рублей.

Для примера расчета возьмем время и дату начала ремонта 12:00 10.07.2018 года, а время и дату окончания ремонта 14:00 17.07.2018 года. Таким образом фактическое время составило 194 бригадо часов. С учетом времени простоя и поломок рассчитанное производительное время бригады КРС составило 182 часа. Таким образом общая стоимость ремонта = $182 \cdot 6000 = 1092$ тысяч рублей.

Таблица 5.4 – Оценка проведения ремонта ПР КГРП бригадой КРС

Дата начала проведения КРС ПР ГРП	Дата время	10.07.18 12:00
Дата окончания проведения КРС ПР ГРП	Дата время	17.07.18 14:00
Фактическое время работы	часы	194
Оплачиваемое время	часы	182
Стоимость одного часа работы бригады	тыс. руб	6
Итого	тыс. руб	1092

6 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Введение

Проблемы обеспечения технической безопасности и противоаварийной устойчивости промышленных производств и объектов повышенной опасности при рыночных отношениях имеют решающее значение. От их решения зависит успешная работа и экономическая устойчивость предприятия или отрасли народного хозяйства.

Анализ ситуации с травматизмом и аварийностью за последние несколько лет показывает усиление общей тенденции ухудшения (несмотря на снижение объемов производства) технической безопасности и противоаварийной устойчивости промышленных производств и объектов. Особенно это относится к предприятиям топливно-энергетического комплекса.

Основные причины аварий и травматизма на производстве - грубейшие нарушения специалистами и персоналом требований правил безопасности, отступление от установленных технологий и регламентов, неверные инженерные решения, а также конструктивные недостатки и неисправности оборудования.

Сложная ситуация сложилась в нефтяной и газовой промышленности. В процессе развития нефтегазодобывающей отрасли, с ее мощными перерабатывающими комплексами и трубопроводными системами, многократно возросла степень опасности всех производств.

Положение усугубляется низким техническим состоянием производственных объектов, использованием устаревшего и выработавшего нормативный срок службы оборудования, недостатками проектных решений, низкой технологической дисциплиной.

6.1 Профессиональная социальная безопасность

Таблица 6.1 - Опасные и вредные факторы при выполнении работ КГРП

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы (по ГОСТ 12.0.003-74)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
<p>Работы по проведению ГРП в скважине:</p> <p>1. Закачка в скважину жидкости разрыва для создания трещин в пласте;</p> <p>2. Закачка в скважину кислоты для создания взаимосвязанных щелей – поровых каналов.</p> <p>3. Закачка жидкости-песконосителя;</p> <p>4. Закачка продавочной жидкости для продавливания песка в пласт.</p>	<p>1. Отклонение показателей климата на открытом воздухе;</p> <p>2. Недостаток освещения, особенно в зимнее и вечернее время;</p> <p>3. Превышение уровней шума и вибрации;</p> <p>4. Повышенная загазованность воздуха рабочей среды.</p>	<p>1. Движущиеся машины и механизмы, используемые при проведении ГРП;</p> <p>2. Высокое давление;</p> <p>3. Электрический ток.</p> <p>4. Пожаро- и взрывоопасность.</p>	<p>1. СН 2.2.4/2.1.562-96 «Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки».</p> <p>2. РД 39-0147035-236-89 Инструкция по технологии глубокопроникающего гидравлического разрыва пласта</p> <p>3. ПБ 08-624-03 «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности.» М., 2003г;</p> <p>4. СанПиН 2.2.4-548-96 - Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений</p> <p>5. ГОСТ 12.1.005-88 «Воздух рабочей зоны. Общие санитарно-технические требования».</p> <p>5. ГОСТ 12.1.004-91 - Общие требования пожарной безопасности</p> <p>6. ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ.</p>

Работы по проведению КГРП в скважине включают в себя следующие операции:

1. Закачка в скважину жидкости разрыва для создания трещин в пласте;
2. Закачка в скважину кислоты для вытравливания кислотой поровых взаимосвязанных щелей – поровых каналов.
3. Закачка жидкости-песконосителя (в случае пропантного КГРП);
4. Закачка продавочной жидкости для продавливания пропанта в пласт.

В связи с этим к опасным и вредным факторам при производстве ГРП относят:

Производственный шум и вибрация

Шум на рабочем месте не должен превышать 85 дБ и соответствовать требованиям. СН 2.2.4/2.1.562-96 «Шум на рабочих местах». Для уменьшения шума на объекте используются как индивидуальные (наушники, вкладыши, шлемы), так и коллективные средства защиты. К коллективным средствам защиты относятся: пневмоударники, звукоизоляция и звукопоглощение, а также предусматривается установка кожухов и глушителей.

Вибрация. Для борьбы с вибрацией на объекте производят балансировку, установку амортизаторов, виброфундамент, увеличивают массу основания. При коллективных средствах защиты используют амортизационные подушки в соединениях блоков, оснований, эластичные прокладки, виброизолирующие хомуты на напорных линиях буровых насосов. В качестве индивидуальных средств защиты применяются: специальные виброгасящие коврики под ноги у пультов управления различными механизмами, виброобувь и виброрукавицы. Вибрация при частоте 16 Гц не должна превышать амплитуду $0 \div 28$ мм. Вибрация должна отвечать требованиям ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования.

Высокое давление

Герметичность фланцевых соединений в трубопроводах и колонной головки обеспечивается плотностью прилегания поверхностей деталей, что достигается правильным выбором фланцев и прокладочных материалов, а для

резьбовых соединений – применением соответствующей герметизирующей подмотки и смазки. Также проводятся систематические проверки герметичности технологического оборудования: установок по подготовке нефти и газа, товарных и сырьевых резервуаров и т.д.

Устье скважины после спуска кондуктора или промежуточной обсадной колонны обязательно оборудуется превенторной установкой. Обвязка превенторов выполняется по типовой схеме, утвержденной нефтегазодобывающим объединением или территориальным геологическим управлением, которая согласуется с органом Госгортехнадзора и военизированной частью по предупреждению и ликвидации нефтяных и газовых фонтанов.

Применяется опознавательная окраска трубопроводов для указания на свойства транспортируемого вещества. Трубопроводы подвергаются гидравлическим испытаниям при пробном давлении на 25% выше рабочего, но не менее 0,2 МПа. Наружную поверхность баллонов окрашивают в определенный цвет, наносится соответствующая надпись и сигнальная полоса.

Для обеспечения безопасной и безаварийной эксплуатации сосуда и аппараты, работающие под давлением, подвергаются техническому освидетельствованию после монтажа и пуска в эксплуатацию, периодически в процессе эксплуатации, а в необходимых случаях внеочередному освидетельствованию. Для управления работой и обеспечения безопасных условий эксплуатации сосуда оснащаются: запорной и запорно-регулирующей арматурой, приборами для измерения давления, приборами для измерения температуры, предохранительными устройствами, указателями уровня жидкости.

Движущиеся машины и механизмы, используемые при проведении кислотно-пропантного гидравлического разрыва пласта

Все открытые движущиеся части механизмов кабеленаматывателя могут служить причиной травмирования и поэтому должны иметь ограждения.

Выступающие и вращающиеся детали должны быть закрыты по всей окружности вращения сплошными кожухами. ГОСТ 12.2.003-91.

Перед пуском механизмов в работу необходимо проверить их исправность. Пускать в работу механизмы следует, только убедившись, что у движущихся частей нет людей. И только после подачи предупредительного знака (сигнала).

Во время работы механизма запрещается:

- производить ремонт их или крепление каких-либо частей;
- чистить и смазывать движущиеся части вручную;
- снимать ограждения или отдельные их части и проникать за ограждения;
- переходить через приводные ремни, цепей или под ними;
- направлять, надевать, сбрасывать, натягивать или ослаблять ременные передачи;
- находится в опасной зоне.

Намотка и размотка кабеля на барабан кабеленаматывателя должна быть механизирована, поэтому производить намотку (размотку) кабеля вручную, а также тормозить барабан руками, доской или трубой запрещается. Конструкция пульта управления кабеленаматывателя должна исключать случайное или самопроизвольное его включение. При управлении кабеленаматывателем с устья скважины его реверсивный переключатель должен быть во взрывозащищенном исполнении

Основным нормативным документом, используемым для избегания травм, нанесенных движущимися машинами и механизмами, является ГОСТ 12.2.003-91

РД 39-0147035-236-89 Инструкция по технологии глубокопроникающего гидравлического разрыва пласта. ПБ 08-624-03 «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» М.,2003г; м

Параметры микроклимата

Неблагоприятные метеорологические условия могут явиться причиной несчастных случаев. При высокой температуре понижается внимание, появляется торопливость и неосмотрительность; при низкой – уменьшается подвижность конечностей вследствие интенсивной теплоотдачи организма. Оптимальные и допустимые пределы температуры устанавливаются СН-245-71 “Санитарные нормы проектирования промышленных предприятий”, СНиП 11-33-75 “Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха. Нормы проектирования” и ГОСТ 12.1.005-88 “Воздух рабочей зоны. Общие санитарно-технические требования”.

Влияет на теплоотдачу организма и влажность воздуха: обычно при температуре 18 °С влажность должна находиться в пределах от 35 до 70 процентов. При меньшей относительной влажности воздух считается сухим, при большей – с повышенной влажностью. Как одно, так и другое отрицательно сказывается на организме человека. Сухой воздух приводит к повышенному испарению, в связи, с чем появляется ощущение сухости слизистых оболочек и кожи. Очень влажный воздух, наоборот, затрудняет испарение.

При работе на открытом воздухе правилами техники безопасности предусмотрены мероприятия по защите рабочих от воздействия неблагоприятных метеорологических условий: снабжение рабочих спецодеждой и спецобувью, устройство укрытий, помещений для обогрева рабочих и т.д.

Производственное освещение

К числу мероприятий по улучшению условий труда при работе на открытом воздухе относится создание микроклимата на рабочих местах с помощью соответствующих агрегатов и устройств

Также на предприятиях существуют нормы искусственного и естественного освещения. Освещение производится в соответствии с СНиП 23-05-95 “Естественное искусственное освещение. Нормы проектирования”. Освещение производственных помещений, площадок и кустовых площадок скважин

нефтегазодобывающих предприятий считается рациональным при соблюдении следующих требований:

- световой поток должен достаточно ярко и равномерно освещать рабочее место, чтобы глаз безнапряжения различал нужные ему предметы и не испытывал слепящего действия от чрезмерной яркости как источника света, так и отражающих поверхностей;

- на полу в проходах не должно быть резких и глубоких теней;

- в помещениях и наружных установках, где возможно образование опасных по взрыву и пожару смесей, оборудование освещение должно быть выполнено во взрыво - пожаробезопасном исполнении.

Для кустов скважин установлены следующие нормы электрического освещения (в люксах):

- устья нефтяных скважин, станки-качалки.....10

- моторные будки станков-качалок, будки с аппаратурой электропогружных насосов.10

Рабочие места при подземном и капитальном ремонте скважин:

- устье скважин..... 25

- лебедка..... 15

- подъемная мачта..... 2

- люлька верхнего рабочего.....15

Рациональное освещение рабочих мест имеет весьма важное гигиеническое значение. Оно облегчает труд, делает движения работающего более уверенными, снижает опасность травматизма. Недостаточное или неправильное освещение территории, дорог, установок, лестниц может привести к падению работающих и к тяжёлым несчастным случаям.

В нефтяной промышленности для освещения широко применяются лампы накаливания. Это связано с тем, что светильники во взрывоопасном исполнении выпускаются только для ламп накаливания.

6.2 Пожаровзрывопасность

Пожароопасность

Одними из наиболее вероятных и разрушительных видов ЧС являются пожар или взрыв на рабочем месте. Общие требования пожарной безопасности как ЧС изложены в ГОСТ 12.1.004-91. ССБТ.

Каждый объект обеспечивается противопожарным инвентарем и оборудованием в соответствии с действующими нормами ГОСТ 12.1.004-91.

В вахтовых поселках с числом жителей от 50 до 500 человек объем неприкосновенного противопожарного запаса воды должен составлять не менее 60 м³ (исходя из допустимого расчетного расхода воды 5 л/с при расчетном времени тушения пожара 3 часа). Количество противопожарных водоемов должно быть не менее двух, в каждом храниться половина запаса воды.

На территории поселков в разных местах с учетом обслуживания всей площади устанавливаются по две металлические утепленные обогреваемые емкости для хранения противопожарного запаса воды. Каждая имеет объем 30 м³. Вода в емкости подвозится автоцистернами.

Противопожарный водопровод выполняется из труб с внутренним диаметром 100 мм, устроенным на два направления с учетом застройки поселков.

Количество отводов с пожарными кранами предусматривается до 8 штук. Каждый пожарный кран комплектуется пожарным рукавом длиной 40 м и стволом с соответствующей насадкой.

Согласно техническому регламенту о требованиях пожарной безопасности (Федеральный закон от 22.07.2008 N 123-ФЗ (ред. от 13.07.2015)) рабочая зона по пожароопасности относится к классу П-III (зоны, расположенные вне зданий, сооружений, в которых обращаются горючие жидкости с температурой вспышки 61 и более градуса Цельсия или любые твердые горючие вещества).

Взрывоопасность

В процессе испарения разлившихся нефтепродуктов образуется облако топливно-воздушной смеси (ТВС). Наличие источника зажигания в пределах облака ТВС может повлечь за собой воспламенение и взрыв облака ТВС.

Рабочая зона по взрывоопасности относится ко 2-му классу (зоны, в которых при нормальном режиме работы оборудования не образуются взрывоопасные смеси газов или паров жидкостей с воздухом, но возможно образование такой взрывоопасной смеси газов или паров жидкостей с воздухом только в результате аварии или повреждения технологического оборудования) (Федеральный закон от 22.07.2008 N 123-ФЗ (ред. от 13.07.2015) «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»)

Для проведения замеров состояния воздушной среды должны использоваться газоанализаторы АНТ-2М, предназначенные для определения предельно допустимых концентраций (ПДК) веществ в воздухе рабочей зоны (в весовых (мг/м³) или объемных величинах (% об.)).

Контроль воздушной среды проводится до и после выполнения всех подготовительных мероприятий, предусмотренных нарядом-допуском. Первичный контроль воздушной среды должен проводиться в присутствии лиц, ответственных за подготовку и проведение работ, текущие замеры – в присутствии ответственного за проведение работ.

При выборе точек контроля необходимо учитывать место и характер проведения работ, а также метеорологические условия (температуру воздуха, направление и скорость ветра).

Результаты замеров заносятся в наряд-допуск и журнал контроля. Результаты анализа газовой воздушной среды сообщаются ответственным лицам и заносятся в «Журнал контроля состояния воздушной среды».

6.3 Электробезопасность

Устройство электроустановок нефтегазодобывающей промышленности должно производиться в соответствии с «Правилами устройства электроустановок» (ПУЭ), а эксплуатация их в соответствии с «Правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей» и «Правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей».

Электробезопасность обеспечивается строгим выполнением всех требований действующих электротехнических нормативов. Все токоведущие части надежно изолированы, укрыты или помещены на недоступной высоте. Качество изоляции определяется ее электрическим сопротивлением, которое проверяется мегомметром, и соответствует необходимому.

Выбор электрооборудования проводится с учетом его работы. Для помещений с повышенной опасностью или особо опасным в отношении вероятности электротравм выбирается оборудование в особом исполнении. Комплект электроизмерительных приборов, системы сигнализации, релейной защиты и блокировки создают условия для обеспечения электробезопасности.

Для ручного электроинструмента и переносных ламп рекомендуется безопасное напряжение в 12 – 36 В. ГОСТ 12.1.038-82

Для защиты от опасности поражения электрическим током при переходе напряжения на нетоковедущие металлоконструкции применяются заземлители. В качестве заземлителей используют обсадные трубы, сваи или искусственные заземлители. Последние забиваются в грунт вертикально через 3 м друг от друга и обычно имеют длину 3 м и диаметр 5 см.

Сопротивление всей системы заземления, присоединенной к корпусу электрооборудования, не менее 0,5–10 Ом и чаще всего принимается для электроустановок с напряжением до 1000 В – $R_z = 4$ Ом. ГОСТ 12.1.030-81

Сопротивление эксплуатируемого заземления проверяется измерителем МС – 0,8.

Обслуживание электроустановок доверяется лицам, которым присвоена необходимая для безопасного выполнения работ квалификационная группа (от 1 до 5).

На стадии проектирования и монтажа буровой необходимо предусмотреть противопожарные разрывы между узлом приготовления раствора, емкостями для его хранения и устьем скважины не менее 50 м. Вся циркуляционная система, механизмы по обработке и заготовке раствора, площадка для хранения порошкообразных реагентов должны быть под навесом для защиты от атмосферных осадков. Все деревянные и тканевые покрытия привышечных сооружений, находящиеся в непосредственной близости от циркуляционной системы и приемных емкостей, пропитываются 25-30%-ным раствором жидкого стекла. Над желобами и приемными емкостями должна быть обеспечена естественная вентиляция. Настил на буровой в месте прохождения желоба выполняется из несгораемого материала. Ширина несгораемой части настила должна быть не менее 2 м. Стационарно установленные электрические аппараты и приборы, искрящие по условиям работы, при установке в помещениях должны иметь маслonaполненное или пыленепроницаемое исполнение (класс II-I), а при наружной установке – закрытое (класс II-III). Все оборудование заземляется. Устье скважины оборудуется поддоном, полностью исключающим разлив раствора, а боковины подсвечника обвариваются листовым железом. С подсвечника должен быть оборудован сток в желобную систему. Буровая должна быть оснащена пеногенераторной установкой, а водяная линия должна находиться под давлением.

Защитное отключение применяют в сетях с напряжением до 1000 В в качестве самостоятельной или дополнительной защиты. В тех случаях, когда применение защитного заземления и устройств защитного отключения невозможно, допускается эксплуатация оборудования с изолированной или выровненной по электрическому потенциалу площадки. В особо опасных условиях защитное заземление устраивается с помощью специальной жилы в кабеле электроустановок, работающих под напряжением 36 В и более. Для

ручных инструментов, работающих под напряжением 36 или 12 В, запрещается использовать в целях заземления нулевой провод. Нулевой и заземляющий провода должны присоединяться к заземляющей сети во всех случаях отдельно (обособленно). При напряжении 220В и выше предусматривается обязательное применение средств индивидуальной защиты (СИЗ).

6.4 Экологическая безопасность

Освоение, эксплуатация и ремонты скважин, в том числе и ГРП, на месторождениях сопровождаются комплексным воздействием технических сооружений и технологических процессов на природную среду. В зону их прямого или косвенного воздействия попадают все компоненты природных комплексов.

При этом следует учитывать, что воздействие отдельных объектов, сооружений, технологий на природную среду в целом и ее отдельные компоненты различно на стадиях строительства, эксплуатации и при аварийных ситуациях.

Воздух

В нефтяной промышленности множество объектов и различных технологических процессов, служащих источниками утечек углеводородов и загрязнения окружающей среды.

Чаще других в атмосферу выбрасываются легкие углеводороды, концентрации которых нередко превышают установленные предельные допустимые (ПДК).

Установлено, что большая часть выделяемых углеводородов - 75% поступает в атмосферу, 20% - в воду, 5% - в почву. Таким образом, основными загрязнителями атмосферы в районах добычи нефти служат углеводороды, окислы серы, азота, углерода и твердые частицы.

Результаты исследований УфНИИ гигиены и профзаболеваний, подтверждают, что наиболее агрессивным загрязнителем является сероводород, а среди углеводородных компонентов - пентан.

Опасные серосодержащие газы, газовые смеси, твердые и жидкие загрязнители атмосферы, образующиеся в воздухе производственных объектов в результате химической трансформации, могут служить причиной острых отравлений, травм и хронических профессиональных заболеваний. В зависимости от состава и свойств этих веществ действие их на человека и окружающую природную среду может быть совершенно различным. Обусловлено это тем, что при взаимодействии загрязнителей со сложным по составу и структуре атмосферным воздухом образуется большое количество вторичных, третичных и других токсичных веществ, нередко более опасных, чем первичные загрязнители (углеводороды, сернистые газы и т.д.). Эффективный контроль и возможное нормирование вредных выбросов в атмосферу предусматривают расчет категории экологической опасности предприятия.

Вода

Главным источником загрязнения водоемов являются сточные воды. Минеральные загрязнители представлены в сточных водах нефтью и нефтепродуктами. Наибольшую опасность для водной среды представляют нефть, нефтепродукты и конденсат. Покрывая тончайшей пленкой огромные участки водной поверхности, нефть нарушает кислородный, углекислотный и другие формы биологически значимого газового обмена в поверхностных слоях воды и пагубно воздействует на планктон, речную, озерную фауну и флору.

Опасность отравления нефтью возрастает с ростом ее концентрации. Токсичность в водной среде появляется при ее концентрации 1 мг/м³. Содержание нефти в воде выше 100 мг/м³ придает мясу рыбы специфический запах и привкус, неустранимый ни при какой технологической обработке.

Почва

Локальные загрязнения почвы связаны чаще всего с разливами нефти и нефтепродуктов с повреждениями больших площадей при фонтанировании нефти. За счет загрязнения нефтью в почве резко возрастает соотношение между углеродом и азотом, что ухудшает азотный режим почв и нарушает корневое питание растений. Кроме того, нефть, попадая на поверхность земли и впитываясь в грунт, сильно загрязняет подземные воды и почву, в результате чего плодородный слой земли не восстанавливается в течение длительного периода времени. Объясняется это тем, что из грунта вытесняется кислород, необходимый для жизнедеятельности растений и микроорганизмов.

Не малый ущерб растительному покрову и поверхностному слою почвы наносится и при перетаскивании тракторами буровых вышек на новые точки.

Вредное действие нефти на почву и растительность усиливается наличием в ней высокоминерализованных пластовых вод. Пластовые и сточные воды нефтяных промыслов, отличающиеся физико-химическими свойствами и содержанием различные вредные вещества, из-за своей токсичности крайне отрицательно воздействуют на живые организмы и растительный мир. Основываясь на практике разработки месторождений оказалось, что при разливе высокоминерализованных вод на плодородный слой земли вероятный период восстановления почвы составит около 20 лет.

6.5 Мероприятия по защите окружающей среды

Для того чтобы свести к минимуму воздействие на окружающую среду и недра месторождений, на данном этапе можно предположить следующие мероприятия:

1. В процессе освоения продукты (нефть, минерализованная вода) должны собираться в ёмкости с последующей закачкой их в нефтяной сборный коллектор.

2. В целях предупреждения загрязнения атмосферного воздуха предусмотреть ряд мероприятий по сокращению выбросов вредных веществ в атмосферу:

- полная герметизация системы трубопроводов;
- стопроцентный контроль швов сварных соединений трубопроводов;
- оснащение предохранительными клапанами всей аппаратуры, в которой может возникнуть давление, превышающее расчётное;
- сброс нефти и газа с предохранительных клапанов в аварийные ёмкости;
- испытание трубопроводов и оборудования на прочность и герметичность после монтажа;
- возврат нефтепродуктов, уловленных на очистных сооружениях в систему подготовки нефти.

6.6 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

На месторождении могут возникнуть различные чрезвычайные ситуации (ЧС). Путем экспертных оценок, учитывая климатические условия Западной Сибири, можно спрогнозировать следующие виды ЧС.

Природного характера:

- лесные и торфяные пожары;
- сильные морозы (ниже – 40 °С);
- метели и снежные заносы.

Техногенного характера:

- пожары;
- отключение электроэнергии;
- взрывы и многое другое.

В том числе при проведении гидравлического разрыва пласта:

- порыв трубы;

- разливы нефти;
- открытое фонтанирование;
- взрыв или возгорание ёмкости нагрева и многое другое.

Для защиты кустовых площадок от лесных и торфяных пожаров, кустовые площадки полностью засыпаются песком и вокруг них делают обваловку высотой примерно в 1,5 метра.

Специфической особенностью большинства объектов нефтегазовой промышленности является наличие значительного объема нефти и газа, что обуславливает возникновение аварий, пожаров, взрывов, затоплений, опасного поражения местности и атмосферы сильнодействующими ядовитыми веществами.

Наибольшую опасность при ведении спасательных и неотложных аварийно-восстановительных работ (СНАВР) на объектах нефтегазовой промышленности представляют пожары, возникающие при разрушении технологических емкостей, аппаратов, трубопроводов и оборудования, сильная загазованность, грозящая отравлениями и взрывами, задымленностью и затопленностью нефтью или нефтепродуктами территории.

Спасательные работы на загазованных и задымленных участках в первую очередь направлены на эвакуацию из опасных районов в безопасные места всего незащищенного населения и только затем укрываемых, находящихся в герметичных защитных сооружениях, обеспечивающих регенерацию внутреннего воздуха.

К характерным видам СНАВР на объектах нефтегазовой промышленности также относятся:

сбор и тушение растекающейся горячей нефти и нефтепродуктов или их отвод в безопасные места;

- охлаждение горящих и соседних емкостей, аппаратов и другого оборудования;

- создание дополнительных ограждающих валов; перекачки нефти и нефтепродуктов из горящих, разрушенных или поврежденных аппаратов в свободные или специальные аварийные;
- снижение давления в аппаратах, работающих под давлением, или наоборот повышение до атмосферного в вакуумных аппаратах;
- отключение аварийных участков и т.д.

В целом гидравлический разрыв пласта соответствует современным требованиям промышленной и экологической безопасности, но состояние промысловой территории и суровые природно-климатические условия Западной Сибири предъявляют жесткие требования к соблюдению технологии производства работ, техники безопасности при проведении кислотно-пропантного ГРП и высокую надежность применяемого оборудования.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Основной целью данной работы являлось выявление особенностей геологического строения основного продуктивного пласта на Арчинском месторождении, а также оценка влияния трещиноватости на разработку залежи карбонатного коллектора. В результате уточнения седиментационно-тектонических условий формирования палеозойских отложений на территории исследования установлено внутреннее строение резервуара, отличное от рифогенной постройки и представляющее собой карбонатный массив, сложенный органогенно-обломочным материалом, накопление которого происходило в условиях мелководного холодного бассейна.

При рассмотрении влияния трещиноватости на интенсификацию притока и применения технологии кислотного гидравлического разрыва пласта установлена недостаточность данных для проведения качественных исследований и расчетов, ввиду чего составлена программа доразведки Арчинского месторождения. Целью программы является выявления дополнительных параметров породы-коллектора для проектирования эффективных геолого-технических мероприятий.

Комплекс работ по доразведке выявленной газоконденсатной залежи в пласте М включает в себя: отбор и исследование керна, проведение гидродинамических исследований, а также лабораторное исследование по подбору рабочей жидкости КГРП на образцах керна.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Губкин И.М. Горючие ископаемые Кузбасса. Проблемы Урало-Кузбасского комбината //Труды июньской сессии 1932 г. – Л.: Академия наук СССР, 1933. – С. 158–170
2. Славкин В.С. Новые данные о литолого-фациальной модели палеозойских отложений юга Нюрольской впадины (Западная Сибирь) // Геология нефти и газа. - 2001 - № 1.
3. Биджаков В.И., Волков В.И Анализ результатов геологоразведочных работ на нефть и газ, проведенных на территории деятельности объединения «Томскнефть», ТомскНИПИнефть 1992г.
4. Тищенко В.М., Гайдукова В.М. и др. Проект разведки Арчинского месторождения нефти, ГГП Томскнефтегазгеология 1992г.
5. Запивалов Н.П., Пехтерева И.А., Сердюк З.Я., Шматалюк Г.Ф. Выделение и картирование палеозойских рифовых массивов Западной Сибири // Геология нефти и газа. 1980. № 11. С. 5-11.
6. Краснов В.И., Степанов С.А., Биджаков В.И. Органогенные постройки среднего палеозоя Западной Сибири. Экостратиграфия осадочных бассейнов Сибири // Сборник трудов СНИИГГиМС. 1980. Вып. 279. С. 38-52.
7. Главнова Е.Н, Жуковская Е.А Особенности геологического строения и разработки Арчинского месторождения // Нефтяное хозяйство. – 2014. – №2. – С. 110-113.
8. Ростовцева Ю.В Карбонатные фации Девона Чижапской банки Норольского палеобассейна //Литология и полезные ископаемые. – 2003. – №5. – С. 488-501.
9. Ступаков А.В, Соколов А.В Геологическое изучение и нефтегазоносность палеозойских отложений Западной Сибири//Георесурсы. – 2015. – №2(61). – С. 63-76.

10. Запивалов Н.П. Геологические предпосылки и методы поисков залежей нефти в палеозое на юге Западной Сибири. Советская геология. № 3. 1979. С. 22-37.
11. Иванов И.А., Худорожков Г.П. и др. Нефтегазоносность палеозоя Томской области. В кн.: Новые данные по геологии и полезным ископаемым Западной Сибири. Томск. 1975. С. 29-34.
12. Гольфрайт Т.Д. Основы нефтепромысловой геологии и разработки трещиноватых коллекторов. - М.: Недра, 1986.
13. Викторин В.Д. Разработка нефтяных месторождений, приуроченных к карбонатным коллекторам / Викторин В.Д., Лыков Н.А. М.: Недра, 1980.-202 с.
14. Багринцева К.И. Карбонатные породы-коллекторы нефти и газа. - М.: Недра, 1977. - 247 с. 4.
15. Багринцева К.И. Трещиноватость осадочных пород. - М.: Недра, 1982. - 256 с.
16. Королюк И.К., Михайлова М.В., Равикович А.И. Ископаемые органические постройки, рифы, методы их изучения и нефтегазоносность. М.: Наука, 1975. 236 с.
17. Уилсон ДжЛ. Карбонатные фации в геологической истории. М.: Недра, 1980. 463 с.
18. Байков Н.М., Новые технологии кислотных обработок продуктивных пластов // Нефтяное хозяйство. - 2003. - №3. - С. 114
19. Середа Н.Е., Нифантов В.И., Малышев С.В., Оценка параметров трещины при проведении кислотного ГРП в скважинах, вскрывающих карбонатные пласты // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. - 2005. - №7. - С. 17-19
20. Гусельников М.Э., Извеков В.Н., Крепша Н. В., Панин В.Ф. Методические указания по разработке раздела «Производственная и экологическая безопасность» выпускной квалификационной работы для студентов всех форм обучения» – Томск: Изд-во ТПУ, 2006. – 42 с.

21. И.Г. Видяев, Г.Н. Серикова Н.А. Гаврикова Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение: Учебное пособие. – Томск: Изд-во ТПУ, 2014. – 36 с.

22. ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования.

23. ГОСТ 12.1.038-82 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность.

24. ГОСТ 12.1.002–84 ССБТ. Электрические поля промышленной частоты. Допустимые уровни напряженности и требования к проведению контроля на рабочих местах.

25. СНиП 23-05-95 «Естественное и искусственное освещение».

26. СанПиН 2.2.4.548–96 «Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений».

27. Лапшин, М.Е. О количественном соотношении эффективных и уплотненных мощностей верхнемеловых отложений некоторых месторождений ЧР // Материалы изучения мезозойских залежей нефти Восточного Предкавказья: тр. СевКавНИПИнефти (ЦНИПР), вып. 10. –Грозный: Чечен.-Инг. кн. изд-во, 1971. – С. 62–68.

Приложение А

(обязательное)

4 FEATURES OF THE STRUCTURE OF CARBONATE RESERVOIRS AND METHODS OF INTENSIFICATION OF INFLOW

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ61	Пащенко Александра Павловна		

Консультант школы отделения (НОЦ) ОНД:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ведущий эксперт ЦППС НД ТПУ	Чернова О.С	К.Г.-М.Н.		

Консультант – лингвист отделения (НОЦ) ОНД:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Максютин К.Ю	К.П.Н.		

4 FEATURES OF THE STRUCTURE OF CARBONATE RESERVOIRS AND METHODS OF INTENSIFICATION OF INFLOW

4.1 Natural fracture of carbonate reservoirs and its influence on field development

Carbonate reservoirs contain a significant part of hydrocarbons, but in most cases do not have good permeability, so most often the filtration of fluids is carried out due to the fracture of the rock. The network of fractures act as a system of conducting channels, and at the same time can contain a decent amount of hydrocarbons. Determination of the main patterns of fracture of the reservoir rock, which affect on reservoir porosity and permeability, contribute to reliable forecasting, calculation of reserves and choice of methods for the development of hydrocarbon deposits. Establishing the direction of fractures and determining the degree of fracturing of reservoir rocks are of great importance in view of the following reasons.

Information on the direction of fractures is used to drill inclined and horizontal wells so that their trunk is located, if possible, perpendicular to the plane of the fractures. Thus, the well will cross more fractures, contributing to an increase in production rates.

The origin of fractures in the formation is largely due to the stress fields in the rock, which have a significant effect on reservoir characteristics and methods of field development. In a fractured rock, the stress field is anisotropic, and the fractures reflect the stress-strain state of the formation. All this makes the study of fracturing the main factor in determining the main stress axes.

Also, the direction of development of fractures is directly related to the efficiency of hydraulic fracturing of the formation, in the design of which it is necessary to take into account already existing fractures, anisotropy of the stress field and static geomechanical properties of the rock.

In this way, the possibility of increasing the hydrocarbon production rates by involving fractured reservoir sections in the development is the main task in the development of deposits confined to the carbonate reservoirs.

The existence of an additional pore space, which ensures the development of a fractures, should be attributed to the peculiarities of the fracturing zones. So fractures have own porosity-permeability parameters: fracture porosity and permeability. Knowing the first parameter (porosity), it is possible to calculate permeability, which directly depends on the fracture opening [12]:

$$K_f = (b^2/12) \cdot \phi_f, \quad (1)$$

where K_f – fracture permeability (mD);

b – fracture opening (um);

ϕ_f – fracture porosity.

To keep vertical fractures in the reservoir in the open state, the reservoir pressure of the fluid filling these fractures should overcome the lateral rock pressure, which is determined with the coefficient of lateral expansion:

$$P_{lateral} = P_{rock} \cdot K_{exp}, \quad (2)$$

где $P_{lateral}$ – lateral rock pressure;

P_{rock} – vertical rock pressure (MPa);

K_{exp} – coefficient of lateral expansion.

The coefficient of lateral expansion is determined by the Poisson's ratio of the carbonate rock (ν), and fracture opening – from the following equation:

$$b = (16,5 \cdot h/E) \cdot (P_{form} - P_{lateral}), \quad (3)$$

where h – formation thickness (cm);

E – Young's modulus or modulus of elasticity;

P_{form} – Formation pressure (MPa).

The existence of a relationship between the elastic properties of carbonate rocks, on the one hand, and the magnitude of the lateral rupture coefficient and the openness of vertical fractures, on the other hand, makes it possible to use the results of determining the elastic parameters of limestones to study the character of vertical fracturing of carbonate reservoirs [13].

It is also worth noting that pressure plays an important role in maintaining the fractures opening. So, for example, if you try to get an influx of oil by significantly reducing the bottom hole pressure, you can start the process of closing the fractures, which will result in a reduction in inflow to the well or its complete absence.

At the Archinskoye field, the fracturing of carbonate rocks was studied based on the results of the core material investigation and well logging data. As noted earlier, the average core removing is 40% and is characteristic of denser and stronger carbonate rocks. The evaluation of such samples for the porosity-permeability properties of the rock is deliberately understated and does not give a real characteristic of the fracture. With a detailed study of the core, one can note the diversity in the intensity of the development of fractures in the rock: fractures are present both open and calcified. According to the results of the core study, the intensity of development of fractures in carbonate rocks varies greatly.

Investigations of natural fracturing of rocks were carried out by a formation microscanner (FMI). The results showed the development of fracturing along the entire productive Paleozoic complex with a noticeable decrease in the fracture density down the section. The azimuth of the strike of fissures has a N-W direction (330 °) [7].

Also, according to the conclusion of the attribute analysis of seismic studies and geophysical data, zones of intensive fracturing in the area of weathering crust were identified. Such zones are characterized by good porosity-permeability parameters and identified as the most promising for development.

At the current stage of exploration, the Archinskoye field needs a number of additional studies to establish fracture characteristics. The length of fractures along the area (length of fractures) and along the section (fracture height), fracture opening, fracture permeability and porosity, as well as the compressibility coefficient of fractures should be included first of all.

4.2 Analysis of the results of production testing

In accordance with the project of exploration, the testing of objects promising for oil and gas was carried out. The boundaries of productive intervals were refined by the results of core processing and logging data. The tests were carried out in eight exploration wells of the Archinskaya area (a total of 44 objects were tested) .

The testing of the formations during the drilling process was carried out by the "top-down" method with a set of formation testers. The inflow was triggered by creating a depression on the reservoir to 13.0 MPa.

The test in the production column was carried out by the "bottom-up" method. Only carbonate reservoirs of the Paleozoic were tested. The formations were opened by cumulative perforators of the type PKS-80, PKS-105 with the shot density 21-35 shot / m, PR-43 with density 10-30 shot / m.

The inflow from the reservoir was mainly caused by a standard procedure by replacing the clay solution in the well with technical water, and then lowering the level to 700-1200 m.

The results of testing wells 40, 41, 42, 43 established the presence of a gas cap in the field. GOC, at an absolute elevation of 2941m, was carried out along the bottom hole of the perforation interval 3034-3042m (TVD - 2932.7-2940.7m) in well 43. GOC is also confirmed by the results of the test in well 40 of the interval 3062-3068 (TVD - 2942.6-2948.6 m), where an inflow of oil has been obtained, without signs of gas content.

Less reliable is the position of the water-oil contact, conditionally adopted on TVD - 3002 m according to the results of testing well 41 (interval 3108-3122 m, TVD - 2988.3-3002 m). This is the lowest hypsometric level in the field, where pure oil is obtained. Reservoir water is obtained only in wells 43 (intervals 3136-3146m, 3120-3127m, TVD -3034-3044m, 3018-3025m). In the well 44 from the same hypsometric level, an oil film without signs of formation water is obtained.

Well test were carried out in eight wells of Archinskaya area and in wells of adjacent structures (50, 51, 54, 58). The coefficient of productivity varies widely both

in the thickness of the deposit and in the area; the values are from 0.02 to 11.4 m³ / day·MPa in wells. 42 (TVD-2946-2956 m).

The highest values of productivity in the section correspond to the intervals of perforation of fractured and cavernous limestones. In terms of area, the greatest productivity is noted in wells 42, 44 and 45 (11.4, 7.8 and 5 m³ / (day · MPa), respectively). Maximum permeability values of 34, 80 mD are observed in wells 44 and 49 located in the western part of the field, and the lowest values, 0.17-0.61 mD in wells 40, 42, in the eastern gas-oil part of the field. The accepted average reservoir hydrodynamic parameters are presented in Table G.4 (Appendix G).

4.3 Substantiation of technologies for impact on the reservoir

Reservoir contamination occurs from the moment when the drill bit opens the productive interval and until the well is liquidated. The consequence of these unavoidable impurities is a violation of the primary permeability of the formation, which means that its communication with the well bore, reducing its productivity / injectivity.

Control over the state of the near wellbore region is carried out by periodic or special studies of wells (well test), according to the results of which it is possible to identify the state of the near wellbore area, the degree and radius of the contaminated zone.

The degree of efficiency of any method of intensifying the flow of oil to the bottom of wells depends on the degree of restoration of the deteriorated permeability of the wellbore area. However, it should be remembered that the effectiveness of the methods of influencing the wellbore area in case of repeated application, usually after several operations on the same well, significantly decreases or becomes zero, requiring the improvement of the impact technologies.

The productive formation of the M Archinskoe field is characterized by the carbonate reservoir, pore-cavern, pore-fracture type of reservoirs, heterogeneity of the porosity-permeability characteristics of productive formation. Under these conditions, negative skin effect effects and a decrease in the productivity of wells in the process of primary and secondary opening of reservoirs are possible.

In the conditions of carbonate reservoirs, the hydrochloric acidizing is effective technology for influencing near wellbore area. The acid is injected into formation in order to open the clogged old pores or create new channels. Carbonate reservoir rocks - mainly dolomites and limestones - easily react with HCl to form a network of channels (Figure 4.1.). Productivity is increased by dissolving the formation itself.

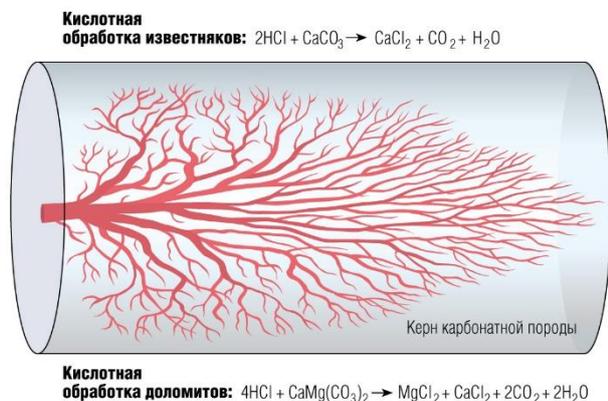


Figure 4.1 – Creation of «wormholes» during acidizing treatment of carbonate reservoir

As noted in the results of trial operation, the application of the acidizing for stimulation of the flow during well testing at the Archinskoye field ensured an increase in productivity. So, in well 40 (II object) after carrying out of three acidizing operations the productivity has increased in 3,5 times. In well 41 (II object), the oil fountain of oil and gas was received only after seven operations of the acidizing. In well 42 (V object), with the standard inflow method, formation fluid is not obtained. The gas condensate fountain was obtained after two hydrochloric acid. In the same well during the testing of VI and VII facilities, after the completion of two acid operations, the gas condensate production rate increased 1.9 times.

Since other studies in the field of stimulation of the influx have not been carried out, this issue remains widely open at this field. Along with the matrix acid treatment of the formation, there is also acidic fracturing, as a result of which the acid penetrates into the reservoir, maybe one or two orders of magnitude deeper. However, acid ruptures will be relatively short and will never have an infinite conductivity, especially at high clamping pressures. Here comes to the rescue another method - acid-proppant fracturing. The essence of this technology is the creation and etching of fractures and wormholes with acidic compositions and fixing of these cavities with a wedging agent. But there are also disadvantages here: it is difficult to implant proppant, there is a possibility of its dissolution in acid, the lack of predictability of downloads, as well as the risk of obtaining a screen-out effect.

At the moment, there is no research in the field of mechanical properties of rocks (lack of data on the dynamic Young's modulus and the Poisson's ratio), it is not possible to model the fracturing process, but a number of criteria can be distinguished that will help with the choice of the stimulation method of inflow.

Homogeneity

The lithology of the reservoir, namely the diversity of the carbonate material composing the rock, affects the behavior of the injected acid. So in a homogeneous rock there will be uniform etching, with the formation of holes and cavities, rather than conductive fractures. In such a case, it is preferable to conduct a hydraulic fracturing of the formation without the use of an acid solution.

Mechanical properties of rocks

The main physical and mechanical properties of rocks affecting the process of their destruction are elasticity and plasticity, strength, hardness, abrasiveness and continuity.

Under the influence of external loads, all rocks undergo deformation, disappearing or remaining after the removal of the load. The first of these are called elastic deformations, and the latter are called plastic deformations.

Elastic properties of rocks appear only within the elastic zone, i.e. under loads, after removal of which the breed returns to its original state. The plastic properties of

rocks arise at loads exceeding the elastic limit of the rock, after removal of which the rocks no longer completely restore the original shape and dimensions.

Most rock-forming minerals are bodies that are elastically brittle; they obey Hooke's law and are destroyed when the stresses reach the limit of elasticity. According to Hooke's law, the deformation ε of the body is directly proportional to the normal stress:

$$\varepsilon = \sigma/E, \quad (4)$$

where σ – normal stress;

E – Young's modulus.

The elastic properties of rocks are characterized by the elastic modulus E and Poisson's ratio ν :

$$\nu = \varepsilon_x / \varepsilon_y, \quad (5)$$

где ε_x – transverse deformation;

ε_y - dilatational strain.

Unlike sufficiently consolidated (hard) rocks, indentation in soft rocks can exceed several diameters of proppant grains. Pressing the proppant can reduce the width of the fracture by 10-60%, followed by a reduction in the productivity of gas and oil wells.

The temperature of the reservoir

As the formation and downhole temperatures increase, the corrosiveness of acidic agents increases dramatically. In addition to the destruction of downhole equipment, this is the reason for the partial neutralization of the acid in the tubing string. Thus, experimental studies and calculations show that at a bottomhole temperature of about 130 ... 140 ° C, 15% hydrochloric acid can be neutralized by pumping through tubing by almost a third [27]. Thus, in reservoirs with high bottomhole temperatures, it is preferable to use fracturing technology without acid injection. Otherwise, the use of acid at high reservoir temperatures requires the use of corrosion inhibitors, which means significant monetary costs.

Wellbore screen-out

There may be situations where solid particles in the treatment fluid, such as a proppant in a fracturing fluid, create a bridge through perforation channels or a similar limited flow zone. This creates a sudden and significant restriction of the flow of liquid, which causes a rapid increase in pressure. In such situations, preferred acid fracturing.

Also Table 4.1 contain a comparison of some parameters of fractures, which created by hydraulic fracturing.

Table 4.1 – Comparison of the parameters of acid and proppant fracturing

Objective	Acid fracturing	Proppant fracturing
Fracture half-length	Short	Длинная
Conduction loss risk	High	Low
«Stop» risk	No	High
Probability of repeated operation	High	Lower than Acid frac.
Simplicity of the process	Easily	More difficult

Thus, the choice of this or that method of exposure requires considerable research in the field of mechanical properties of rocks, petrographic composition, interaction of working fluids with rock and formation fluids, etc.

4.4 Technology of acidic hydraulic fracturing

In the process of acid fracturing at a pressure higher than the burst pressure, a high viscosity liquid and a solution of hydrochloric acid are successively pumped into the well. High-viscosity liquid (fracture fluid), on the one hand, forms a main crack, and on the other, fills caverns and natural cracks with high permeability, preventing the acid entering it from entering them. The injected hydrochloric acid solution corrodes the rock along the direction of the crack, mainly in low-permeable oil-saturated interlayers, since the highly permeable are filled with gel. The injection of

the following packs of fracturing fluid and hydrochloric acid solution further increases the length of the crack and, thus, the filtration surface. Thus, conditions are created for acquiring previously inoperative interlayers and increasing the productivity of wells. In this technology, proppants are generally not used, since after interaction with hydrochloric acid the fracture has a developed surface and is closed by chaotic projections, creating a system of communicating hydrodynamic channels through which oil filtration proceeds.

It is important for the efficiency of acid fracturing that the acid-etched pore channels remain open. In the carbonate deposits represented by calcite and dolomite, which have a certain strength, it is possible to create sufficiently long stable channels. The result of the RGPP is a significant increase in the permeability of the near wellbore area, which can become even higher than the permeability of the uninvasion zone of the formation. The increase in permeability in turn causes an increase in the productivity of the well, as well as the oil recovery factor as a result of the increase in the drainage zone of the well. However, the technology of the acid fracturing is rather complicated. If the design of the acid fracturing is not carried out at the proper level, the success of the intensification can be zero and even negative, and material costs do not meet expectations, mainly because of insufficient knowledge of the real characteristics of the formation. Therefore, in many cases, before the application of the main hydraulic fracturing, a test hydraulic fracturing (mini-hydraulic fracturing) is performed, after which all parameters of the model «design» of the acid fracturing are adjusted.

The equipment for the acid fracturing is the starting point for successful quality control and performance. The equipment required to perform the stimulating treatment includes tanks, mixing equipment, acid supply equipment, as well as pumping and control equipment.

Mixing equipment is used to prepare the fracturing fluid, combining in a predetermined proportion of liquid and dry chemical additives to the fracturing fluid. The fracture fluids are either mixed portion by portion before processing (and stored in containers until they are needed) or mixed continuously during processing. For

continuous mixing, the base liquid is prepared in a pre-mixer that connects the liquid concentrate of the gel with the mixing water and provides sufficient hydration time so that the base gel can acquire the required viscosity. The hydrated gel is then pumped from the hydration tank to the blender (mixer), where necessary additives are introduced into the working fluid.

The quality of the mixing process is almost always controlled by a computer. The set control points for the concentration of the mixture are entered into the computer, and the concentration is maintained automatically, regardless of the flow rate of the liquid. The technological parameters of the blender, such as the level of liquid in the tank, the speed of mixing and pressure, are also under automatic control, which minimizes possible operator errors.

Today, during fracturing in real time, it is possible to monitor and record over a thousand individual parameters. Monitoring the parameters of processing fluids is the most essential element of quality control. Parameters monitored and recorded during fracturing include, but are not limited to, pressure, temperature, fluid flow and additive concentrations, pH and viscosity. Any or all of these parameters can be visualized during the work, and in many cases their values can be recalculated in real-time to well conditions. During the processing, many parameters of the equipment are monitored and recorded, such as operating time, pressure, vibration and so on. This information is used to diagnose and prevent equipment problems, it helps to carry out maintenance and repair of equipment, as well as to improve the arrangement of equipment and the design of hydraulic fracturing during subsequent work [18].

Let's consider the necessary list of technological equipment for the acid fracturing:

Feed manifold

The feed manifold provides suction from the water tank (if it is used), as well as a conventional suction manifold with at least eight 4-inch suction nozzles. It is only used when the water to the mixer comes directly from the water tank, or when a transfer water pump is used to maintain the fracturing capacity in the filled state.

Water pump

High-pressure, low-pressure pumps are used to pump water from a water reservoir (or other source of water) in the fracturing tank and / or to the mixer. Transfer pumps may or may not be required, depending on the distance between the source of the water supply and the blender, as well as their relative position in height. Depending on the volume of the fracturing and the distance from the source of water supply, one or more pumps will be used to pump water through a standard 6-inch irrigation PVC pipeline.

Capacities of hydraulic fracturing

The gummy tank for the acid solution is a metal tank of cylindrical shape with a diameter of 4.2 meters, a length of 8 meters, designed to prepare an acid solution of the required density. The container is mounted on a mobile trolley. The required number of hydraulic fracturing tanks depends on the size of the treatment.

Block manifolds

The manifold block during the acid fracturing is designed for tying the pumping stations between each other and wellhead equipment. The manifold block is mounted on a lavatory base, transported to the chassis of the car and consists of pressure head and intake manifold, a set of instrumentation, a set of pipes with articulated joints and a lifting boom.

Acid fracturing wellhead facilities

Together with the block of manifolds, the wellhead reinforcement is transported. Wellhead reinforcement is designed for tying the mouth of wells with pumping units and allows producing and lifting tubing without disturbing the wellhead sealing.

Pumping units of fracturing

The pumps take the working fluid under low pressure (about 60 psi = 4.14 atm) and are ejected at the required pressure in thousands of psi (hundreds of atmospheres). These plunger pumps of direct displacement are available in several sizes. The most commonly used triplex configuration (three plungers). Pumping aggregates of the quintaplex type (5-plunger) are now becoming popular, and they, of course, can pump more liquid at higher pressures than triplex ones. The hydraulic power of these

pumping units varies from less than 1000 hydraulic hp. in the early models of triplex pumps to significantly more than 2000 hydraulic hp. the latest models of quintaplex pumps.

Pump units are mounted on a track or on a trailer. They are equipped with a shutdown system at high pressure, they must be controlled remotely via cable.

High pressure pipelines

For the connection of the discharge side of the pump units of the fracturing to the manifold, and the manifold to the well, high-pressure pipe sections, quick-release couplings with a cap nut, couplers, hinges, check valves, safety valves and shut-off valves are required. These parts, often collectively referred to as «treating iron», are 2, 3 and 4 inches in diameter and at different nominal pressures.

The branch pipe is often used near the wellhead to jointly supply two high pressure lines from the manifold to a single injection point. Control valves isolate the equipment for hydraulic fracturing from the back pressure in the injection well. If for any reason the pressure in the fracturing line exceeds the maximum set pressure, a safety valve opens to relieve pressure and prevent damage to the equipment or personal injury. A check valve is also used as an additional control point in the pipeline above the wellhead. To minimize the effect of pipe vibration and the movement of pipes on rigid connections, all high-pressure equipment is connected using at least two sections with a hinged joint in the middle. Additional swivel joints are often used to simplify the tying of the mouth and further minimize the effects of vibration.

Flexible hoses

A four-inch flexible hose designed for a pressure of 150 psi (1.03 MPa) and normally operated at 60 psi (0.41 MPa) is typically used to connect a water source to a mixer, as well as a mixer to a manifold, and to supply hydraulic fluid to the inlet of pumping units; 12-inch flexible hoses are commonly used to co-ordinate hydraulic fracturing tanks to create a single source of water.

Control and management station

All equipment, fluid flow and critical pressures are controlled by a central control station, which in common parlance is often referred to as a fracturing station.

In the monitoring and control station, the data is visualized, recorded, processed and minutely printed.

After checking the amount of liquid in the tanks, the head of the RGPU calculates the required amount of chemicals: HCl hydrochloric acid solution - 24% concentration, HF -36% concentration of fluoric acid, commercial water, surfactant - 1%. According to the calculation, the operators start the pumps in a mode of mixing liquids in containers and begin to enter in the one cycle of circulation (by the flowmeter) the calculated amount of the required acid, 28 commercial water, surfactant. Upon completion of the reagent input, the head of the acid fracturing measures the density with a hydrometer and makes a decision about the readiness of the acidic fracturing fluid. In parallel to the acid solution preparation process, the hydraulic fracturing crew, under the supervision of the senior operator, assembles high and low pressure lines, assembles sensors, manometers and electrical connections, piping and annular well piping in accordance with the schemes, preparation for operation of the control station, upper equipment of pumping units and other equipment. A pipe valve is opened and all lines are pumped to the well in turn by each pump, and all devices, sensors, computers, processors, pumps are tested.

The head of the acid fracturing gives the command to the operator of the control panel to alternately start the pumping units and begins the process of acidic hydraulic fracturing in an automatic mode. From the beginning of the process, the head of the acid fracturing monitors the readings of the sensors on the processor, the graphs on the computers, monitors the pressure on the liquid manometer, the flow according to the readings of the flowmeters of each pump, and interrogates the operators at all workplaces on the radio. If deviation of the injection parameters from the calculated ones, the head of the acid fracturing independently makes a decision on changing the operating modes of the pumps. The download countdown starts from the density meter readings and is monitored on the flowmeter of the control station, on the flowmeter and the operator on the tanks.

Quality control station

A mobile chemical laboratory is used to select samples and analyze them before and during fracturing. A typical mobile laboratory includes, at a minimum: a pH meter; temperature probe; a set of sieves for proppant and mechanical classifiers for sieve analysis; laboratory scales; mixer; water thermostat; a viscometer and, possibly, a built-in viscometer; as well as various accessories such as cups, agitators, gloves, filters, reference manuals, a microwave oven. The mobile laboratory is usually equipped with its own generator for powering all equipment.

Means of communication

All operators of any equipment, a person controlling the source of water supply, as well as any other personnel critical for the work on the hydraulic fracturing, must have a permanent two-way communication with the operator of the hydraulic fracturing unit, at any time. Communication equipment is usually built into the control center, and manufacturers of such units offer several options.

Remote Monitoring

Remote monitoring «delivers» the well site directly to the client, providing real-time communication via a satellite. The ability to transmit data over a satellite channel becomes a priority for all fracturing operations conducted in remote areas. Manufacturers of control centers now offer a satellite version.

Remote control

When several hydraulic pump units are used (almost always), the number of operators can be limited using remote controls. Each remote control can service up to four pump units, and one operator can serve two remote controls. Equipment of newer models can be built directly into the control center, although this is not always necessary.

Well Equipment

When preparing a well for fracturing to exclude possible releases of jamming fluids and well production, the mouth of the well is equipped with preventor installations.

When preparing for the fracturing, a tubing string with a diameter of 89 mm descends into the well for pumping fluid into the well. The annulus (casing and tubing 89 mm) is sealed with a packer installed in the fracturing zone. The installation of the packer is verified by pressing the annulus with water by operating pressure of the casing through the CA-320.

An approximate scheme of arrangement of equipment for carrying out the acid fracturing is presented on Figure 4.2.

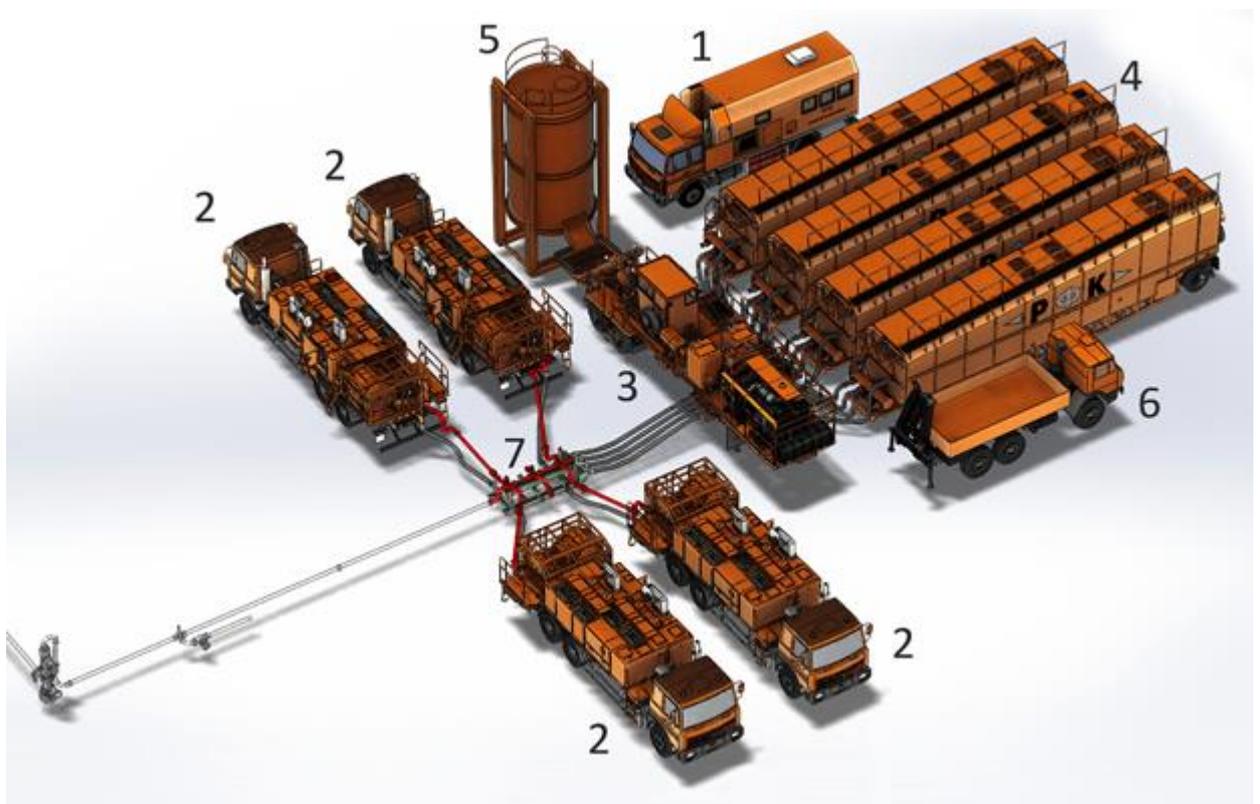


Figure 4.2 – Arrangement of equipment for hydraulic fracturing

1 - Control and management station; 2 - Pumping units; 3 - Mixing plant; 4 - Tanks for working fluid; 5 - Bunker for proppant or self-unloading proppant; 6 - Machine of manifolds; 7 - Block of manifolds

The principal process of the acid fracturing consists of the following consecutive stages:

1. Injecting a well-killing fluid into the well to determine injectivity of the formation;

2. Injection of an acid solution of the required volume into the well;

3. Pumping into the reservoir by the well-killing fluid.

After the end of the pumping, the general command "Stop!" Is given. The head of the acid fracturing bypasses the site of the bush and checks the serviceability of the instruments and meters of the pumps, the wellhead, the consumption of chemicals. At this time, the control station computer records the pressure drop in the well.

Upon completion of the inspection, the head of the acid fracturing gives a command to stop the diesels of the pump units.

The acid fracturing brigade, under the supervision of the senior operator, starts dismantling the lines and pumping out the remaining liquid from the jamming line with a vacuum unit.

After completion of the work, the borehole and the bush area are handed over to the master of the cattle brigade according to the established form.

4.5 Recommendations for additional exploration

As already mentioned above, the Archinskoye field, despite a certain amount of geological exploration performed within it, remains unclear. The consequence of this is the impossibility of an accurate conclusion about the internal structure of the reservoir-reservoir, the definition of its filtration characteristics associated with fracturing, which is highly developed in the field, as well as the design of geological and technical measures aimed at intensifying the inflow.

Due to this, it is necessary to carry out a complex of works on the additional exploration of the identified gas condensate deposit in the reservoir at the Archinskoye field.

The main tasks for additional exploration are:

- 1. Selection and investigation of the core**

Since the deposit is not fully characterized by core research for further design development, it is necessary to conduct a repeated selection, using the latest technologies to increase the percentage of core removal from fractured carbonate reservoirs.

Based on the results of laboratory processing of core samples (as well as drill cuttings), complex lithologic-petrographic and paleontological analysis, to perform lithologic-stratigraphic dissection of the section to correct the geological structure of the study area.

The measurement of the strength and deformation characteristics of the rocks is required to be determined with the determination of parameters such as Young's modulus, Poisson's ratio, compressive strength and tensile strength. Based on this data, it will be possible to calculate and simulate the technology of hydraulic fracturing.

Another important aspect is the determination of the spatial anisotropy of the filtration properties of the reservoir as a function of the strained state of the rock.

On the selected core samples, it is recommended to carry out studies to determine the filtering-capacitance parameters, especially the previously unexplored fractured intervals, the coefficients of displacement of saturating fluids by various agents, the curves of the relative phase permeabilities, the compressibility coefficients of the rock, the type of wettability and the efficiency of capillary impregnation.

When studying the core samples, attention should be paid to the characteristics of fracture and cavernousness of the reservoir rock on the existing cores and sections: the number of cracks, their openness and porosity.

2. Hydrodynamic investigations

First of all, it is necessary to evaluate the fracturing of the reservoir to clarify the geological and hydrodynamic model of the reservoir and the nature of the fluid filtration.

It is recommended to perform a periodical sampling in wells located in the gas and oil and water-oil zones, with the sampling of oil, gas, condensate and water samples with their subsequent complex research, including assessment of the paraffin content. It also makes sense to clarify the positions of fluid contacts, especially VNK.

Determine the nature of the dependence of the filtration properties of the reservoir on bottomhole pressures and the efficiency of the well from the created depression, especially at pressures below saturation.

3. Investigations in the field of stimulation of inflow

Conducting laboratory tests on the core to determine the reagent to increase the productivity of the wells, to determine the nature of the interaction of the injected acid solution and rock (study reaction products).

It is also recommended to study the physicochemical processes associated with the use of various additives and surfactants in the composition of acidic compositions: dissolution of carbonate rock, corrosion of equipment, secondary sedimentation, interaction with formation fluids.

Приложение Б

(справочное)

Таблица Б.1 – Характеристика свойств породы-коллектора

Метод определения	Наименование	Проницаемость, мкм ²	Пористость, доли ед.	Начальная нефтегазо-насыщенность, доли ед.
Лабораторные исследования керна	Количество скважин, шт.	6	6	нет исходных данных
	Количество определений, шт.	57	357	
	Среднее значение	0,00015	0,085	
	Коэффициент вариации, доли ед.	0,013	0,6	
	Интервал изменения	нпр.-0,0004	0,003-0,12	
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин, шт.	8	нет исходных данных	
	Количество определений, шт.	18		
	Среднее значение	0,01		
	Коэффициент вариации, доли ед.	0,745		
	Интервал изменения	0,00017-0,08		
Геофизические исследования скважин	Конденсатогазонасыщенная зона			
	Количество скважин, шт.		5	5
	Количество определений, шт.		56	56
	Среднее значение		0,14	0,784
	Коэффициент вариации, доли ед.		0,075	0,112
	Интервал изменения		0,056-0,28	0,67-0,911
	Нефтенасыщенная зона			
	Количество скважин, шт.		8	8
	Количество определений, шт.		65	65
	Среднее значение		0,10	0,721
	Коэффициент вариации, доли ед.		0,069	0,115
Интервал изменения		0,045-0,26	0,388-0,904	
Принятые при проектировании значения параметров		0,01	0,102	0,70

Приложение В (справочное)

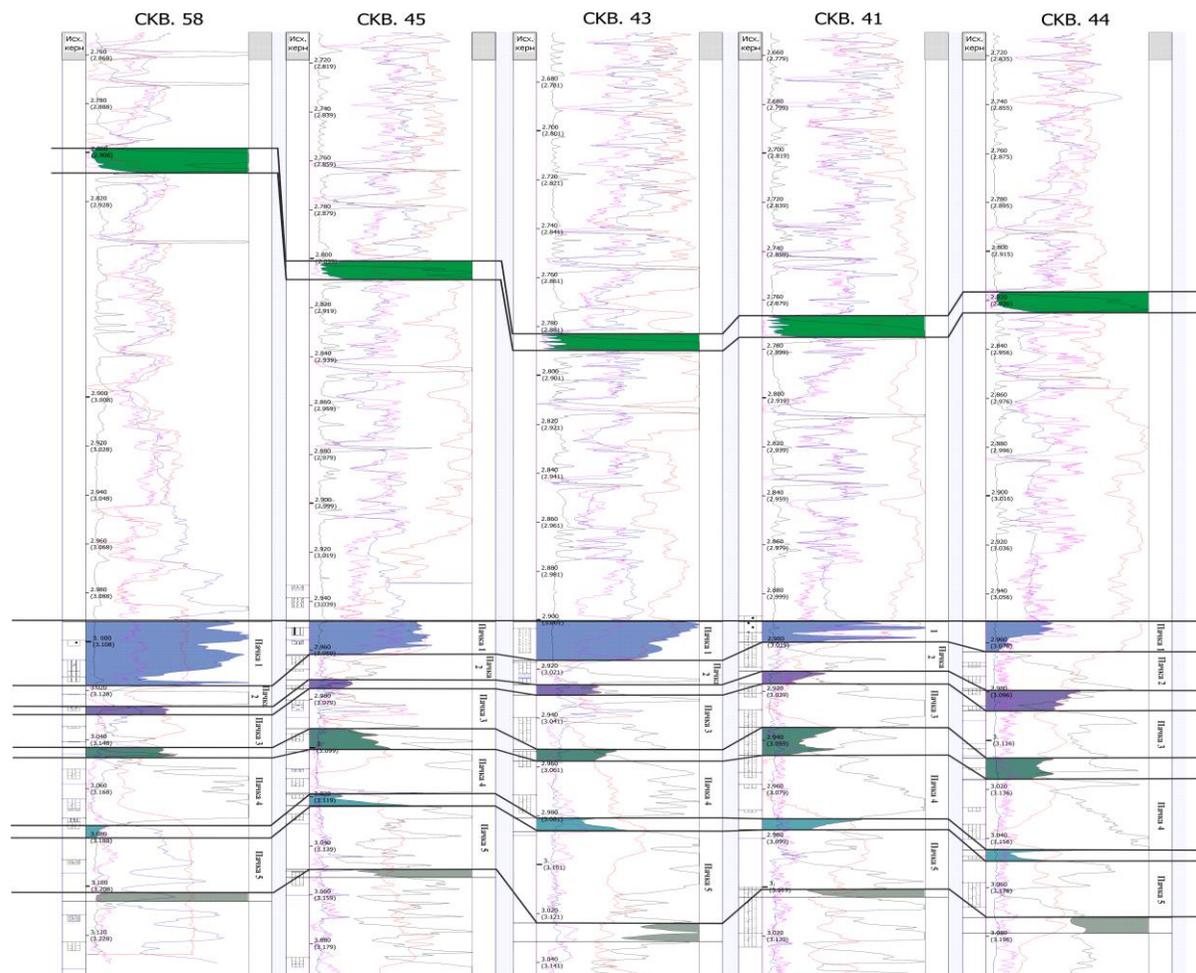


Рисунок В.1 – Корреляционная панель по линии скважин 58-45-43-41-41

Приложение Г

(справочное)

Таблица Г.2 – Глубины, отметки и толщины продуктивного пласта по скважинам

№ № скв.	Пласт	Стратиграфические границы пласта (горизонта)		Границы проницаемых прослоев					Принято положение, м глубина, абс. отм		Поправка к абс.отм.
		кровля, м	подошва, м	кровля, м	подошва, м	Эффективная толщина, м			ГНК	ВНК	
		глубина, абс. отм	глубина, абс. отм	глубина, абс. отм	глубина, абс. отм	общая	газо- насыщ.	нефте- насыщ.			
40	М	3011,0	3100,0	3015,0	3091,4	25,4	19,2	6,2	3061,6		-1,2
		-2891,6	-2980,6	-2895,6	-2972,0				-2942,2		
41	М	3012,0	3164,0	3015,2	3164,0	44,0	21,6	22,4	3060,9	3121,9	
		-2892,1	-3044,1	-2895,3	-3044,1				-2941,0	-3002,0	
42	М	3009,0	3150,0	3012,4	3110,0	31,4	17,4	14,0	3045,6	3106,1	
		-2904,9	-3045,8	-2908,3	-3005,8				-2941,5	-3002,0	-0,5
43	М	3017,0	3148,0	3018,6	3140,6	23,8	15,2	8,6	3045,0	3103,6	
		-2915,4	-3046,4	-2917,0	-3039,0				-2943,4	-3002,0	-2,4
44	М	3074,0	3245,0	3074,0	3178,2	15,8	0,0	15,8		3118,0	
		-2958,0	-3128,9	-2958,0	-3062,1					-3002,0	
45	М	3061,6	3185,0	3061,6	3185,0	15,8	0,0	15,8		3101,4	
		-2962,2	-3085,6	-2962,2	-3085,6					-3002,0	
46	М	3119,0	3200,0	3120,4	3196,4	1,6	0,0	1,6		3131,6	
		-2989,4	-3070,4	-2990,8	-3066,8					-3002,0	
49	М	3024,0	3193,8	3024,4	3193,8	10,8	8,6	2,2	3045,2	3106,2	
		-2919,8	-3089,6	-2920,2	-3089,6				-2941,0	-3002,0	

Приложение Д
(справочное)

Таблица Д.3 – Характеристики толщин продуктивного пласта

Толщина, м	Наименование, м	По пласту М в целом	Примечания
Общая вскрытая нефтегазонасыщенная толща PZ	Средняя, м	69,1	
	Коэффициент вариации, доли ед.	0,45	
	Интервал изменения, м	12,6-109,9	
в т. ч. - нефтенасыщенная	Средняя, м	45,9	Вскрыта скважина ми 40, 41, 42, 43, 44, 45, 46, 49
	Коэффициент вариации, доли ед.	0,444	
	Интервал изменения, м	12,6-61,0	
- конденсатогазонасыщенная	Средняя, м	37,1	Вскрыта скважина ми 40, 41, 42, 43, 44, 45, 46, 49
	Коэффициент вариации, доли ед.	0,309	
	Интервал изменения, м	21,2-50,6	
Эффективная	Средняя, м	21,1	
	Коэффициент вариации, доли ед.	0,581	
	Интервал изменения, м	1,6-44,0	
в т. ч. - нефтенасыщенная	Средняя, м	10,8	
	Коэффициент вариации, доли ед.	0,636	
	Интервал изменения, м	1,6-22,4	
- конденсатогазонасыщенная	Средняя, м	16,4	
	Коэффициент вариации, доли ед.	0,207	
	Интервал изменения, м	8,6-21,6	

Приложение Е
(справочное)



Рисунок Е.2 – Схема тектонического районирования Баренцево-Карского шельфа (составлена А.В. Ступаковой, 2011)

Приложение Ж

(справочное)

Таблица Ж.4 - Результаты исследования скважин пласта М

Наименование	Количество скважин		Интервал изменения	Среднее по пласту
	скважин	измерений		
1	2	3	4	5
Начальное пластовое давление, МПа	10	29	20,36-33,6	31,17
Пластовая температура, °С	11	46	91-106	101
Геотермический градиент, °С	8	15	0,0327-0,0331	0,033
Дебит нефти, м ³ /сут	9	24	0,07-117,6	22,28
Обводненность, %	-	-	0-99	9,84
Газовый фактор, м ³ /м ³ - ВНЗ	3	6	2,5-241	103,4
- подгазовая зона	5	11	2,3-3710	756,9
Газоконденсатный фактор, см ³ /м ³	3	4	10,7-773	357,12
Коэффициент продуктивности нефтяной зоны залежи, м ³ /(сут·МПа)	8	22	0,02-11,4	2,26
Гидропроводность, м ² ·10 ⁻¹² ·м/(МПа·с)	10	21	0,000002-0,717	0,112
Пьезопроводность, 10 ⁻⁴ м ² /с	2	4	44 -740	450
Проницаемость, мкм ²	8	18	0,00017-0,080	0,010
Дебит газа, тыс.м ³ /сут	8	18	0,42-176	32,43
Содержание стабильного конденсата, г/м ³	1	1	-	308