

**Министерство образования и науки Российской Федерации**  
федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
высшего профессионального образования

**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт – Институт природных ресурсов

Направление подготовки – 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Профиль - Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти

Кафедра - Геология и разработка нефтяных месторождений

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

Тема работы
Особенности разработки Арчинского нефтегазоконденсатного месторождения (Томская область)

УДК 622.276.53.054.23-049.7-047.44(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
з-2Б23	Шабанова Сергей Валерьевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Карпова Е.Г.	К.Т.Н.		

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Глызина Т.С.			

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Гуляев М.В.			

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Чернова О.С.	К.Г.-м.н., доцент		

Томск - 2017

**Министерство образования и науки Российской Федерации**  
федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
высшего профессионального образования

**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

---

Институт – Природный ресурсов

Направление подготовки (специальность) – 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Профиль - Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти

Кафедра – Геологии и разработки нефтяных месторождений

УТВЕРЖДАЮ:

Зав. кафедрой

\_\_\_\_\_ Чернова О.С.

(Подпись)

(Дата)

(Ф.И.О.)

**ЗАДАНИЕ**

**на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

Бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
<b>з-2Б23</b>	Шабанова Сергей Валерьевич

Тема работы:

Особенности разработки Арчинского нефтегазоконденсатного месторождения (Томская область)	
Утверждена приказом директора	2404/с от 10.04.2017

Срок сдачи студентом выполненной работы:	9.06.2017
--	-----------

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<b>Исходные данные к работе</b>	Научные статьи, публикации на основе которых проводился обзор и анализ эффективности применения методов увеличения нефтеотдачи и интенсификации притока.
<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>	<ol style="list-style-type: none"><li>1. Введение</li><li>2. Общие сведения о месторождении и участке недр</li><li>3. Состояние геолого–физической изученности месторождения и участка недр, предоставленного в пользование</li><li>4. Геолого – физическая характеристика продуктивных пластов</li><li>5. Состояние разработки месторождения</li><li>6. Методы увеличения нефтеотдачи и интенсификации добычи углеводородов</li><li>7. Социальная ответственность</li><li>8. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</li><li>9. Заключение</li><li>10. Список используемых источников</li></ol>
<b>Перечень графического материала</b>	<ol style="list-style-type: none"><li>1. Обзорная карта района работ</li><li>2. Принципиальная модель карбонатообразования</li><li>3. Выкопировка из тектонической карты Юрского осадочного чехла</li><li>4. Выкопировка из тектонической карты Палеозойских отложений</li><li>5. Сравнение проектных и фактических показателей разработки по месторождению</li><li>6. Блок-схемы процессов моделирования</li><li>7. Классификация карбонатов (по Вишневному)</li></ol>

	<p>8. Корреляция Арчинского НГКМ</p> <p>9. Разрезы по скважинам Арчинского НГКМ</p> <p>10. Модели распространения основных фильтрационно-емкостных характеристик по Арчинскому НГКМ</p> <p>11. Конструкции основных насосных установок, используемых на Арчинском НГКМ</p> <p>12. Схема, иллюстрирующая экологическую сукцессию карбонатов</p> <p>13. Палеогеография Сибирской платформы</p> <p>14. Внешние и внутренние факторы, контролирующие седиментацию в карбонатных формированиях.</p>
--	--

**Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы**

Раздел	Консультант
<b>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</b>	Глызина Т.С.
<b>Социальная ответственность</b>	Гуляев М.В.

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	<b>10.02.2017</b>
---	-------------------

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
<b>Ст. преподаватель</b>	<b>Карпова Е.Г.</b>			

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
<b>з-2Б23</b>	<b>Шабанов Сергей Валерьевич</b>		

## ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

№	Результаты обучения
1	2
P1	Приобретение <i>профессиональной эрудиции и широкого кругозора</i> в области <i>гуманитарных и естественных наук</i> и использование их в профессиональной деятельности
P2	Уметь анализировать <i>экологические последствия</i> профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение <i>безопасных условий труда</i>
P3	Уметь <i>самостоятельно учиться</i> и непрерывно <i>повышать квалификацию</i> в течение всего периода профессиональной деятельности
P4	Грамотно решать <i>профессиональные инженерные задачи</i> с использованием современных <i>образовательных и информационных технологий</i>
P5	Управлять <i>технологическими процессами</i> , эксплуатировать и обслуживать <i>оборудование нефтегазовых объектов</i>
P6	Внедрять в практическую деятельность <i>инновационные подходы</i> для достижения конкретных результатов
P7	Эффективно работать <i>индивидуально и в коллективе</i> по <i>междисциплинарной тематике</i> , организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику
P8	Осуществлять <i>маркетинговые исследования</i> и участвовать в создании проектов, повышающих <i>эффективность использования ресурсов</i>
P9	Определять, систематизировать и получать необходимые <i>данные для экспериментально-исследовательской деятельности</i> в нефтегазовой отрасли
P10	<i>Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать</i> экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием <i>современных методов моделирования и компьютерных технологий</i>
P11	Способность применять знания, современные методы и <i>программные средства проектирования</i> для составления <i>проектной и рабочей и технологической документации</i> объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов

Министерство образования и науки Российской Федерации  
федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
высшего профессионального образования

**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт – Институт природных ресурсов  
Направление подготовки – 21.03.01 «Нефтегазовое дело»  
Профиль - Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти  
Кафедра – Геологии и разработки нефтяных месторождений

Форма представления работы:

Бакалаврская работа

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

Срок сдачи студентом выполненной работы: 9.06.2017

Дата контроля	Название раздела	Максимальный балл раздела (модуля)
25.02.2016	Общие сведения о месторождении и участке недр	10
10.03.2016	Состояние геолого–физической изученности месторождения и участка недр, предоставленного в пользование	10
24.03.2016	Геолого – физическая характеристика продуктивных пластов	10
07.04.2016	Состояние разработки месторождения	15
28.04.2016	Методы увеличения нефтеотдачи и интенсификации добычи углеводородов	20
19.05.2016	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	10
30.05.2016	Социальная ответственность	10
10.06.2016	Оформление работы	15

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Карпова Е.Г.			

**СОГЛАСОВАНО:**

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
<b>Доцент</b>	<b>Чернова О.С.</b>	<b>К. Г.-М. Н.</b>		

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

Студенту:

Группа	ФИО
<b>3-2Б23</b>	<b>Шабанов Сергей Валерьевич</b>

Институт	ИПР	Кафедра	ГРМ
Уровень образования	бакалавриат	Направление	21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Разработка и эксплуатация нефтегазовых месторождений»

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Рабочая документация, данные по капитальным вложениям, данные по эксплуатационным затратам, основные показатели экономических параметров
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Принять нормы расходования ресурсов согласно государственных единых сметных норм
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Согласно действующему законодательству РФ

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

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Оценка экономической эффективности вариантов разработки месторождения; Оценка капитальных вложений и эксплуатационных затрат.
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	В основе расчета заложена отпускная цена нефтедобывающего предприятия, установленная согласно прейскуранту

3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Технико-экономический анализ разработки месторождения
---	---

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

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Глызина Т.С.			

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
з-2Б23	Шабанов Сергей Валерьевич		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА  
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
3-2Б23	Шабанов Сергей Валерьевич

Институт	ИПР	Кафедра	ГРМ
Уровень образования	Бакалавр	Направление	210301 «Нефтегазовое дело» профиль «Разработка и эксплуатация нефтегазовых месторождений»

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

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения

Рабочим местом является Арчинское нефтегазоконденсатное месторождение, расположенное в Парабельском районе Томской области. Климат в районе проведения работ континентальный, что проявляется в больших месячных и годовых колебаниях температуры воздуха. При выполнении работ на Арчинском НГКМ могут иметь место вредные и опасные проявления факторов производственной среды для человека. Оказывается негативное воздействие на природу (атмосферу, гидросферу, литосферу).

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

<p><b>1. Производственная безопасность</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>○ 1.1 Анализ выявленных вредных факторов на Арчинском НГКМ.</li> <li>• 1.2 Анализ выявленных опасных факторов Арчинского НГКМ пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения)).</li> </ul>	<p><b>1. Производственная безопасность</b></p> <p>1.1. Анализ выявленных вредных факторов</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- отклонение показателей климата на открытом воздухе</li> <li>- запыленность и загазованность воздушной среды, токсичные вещества</li> <li>- повышенный уровень шума и вибрации</li> <li>- предлагаемые средства защиты</li> </ul> <p>1.2. Анализ выявленных опасных факторов</p> <p>При выполнении работ на Арчинском НГКМ в Томской области могут возникнуть опасные ситуации для обслуживающего персонала, к ним относятся:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– поражение электрическим током;</li> <li>– опасность механических повреждений</li> </ul>
<p><b>2. Экологическая безопасность:</b></p> <p>.</p>	<p>При выполнении работ на Арчинском НГКМ в Томской области будет оказываться негативное воздействие, в основном, на состояние земельных ресурсов и атмосферного воздуха. Поверхностных водотоков или других водоемов вблизи установки не имеется, негативного воздействия на водную среду не будет. Животный мир вблизи проектируемых объектов также не обитает вследствие фактора беспокойства</p>
<p><b>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b></p> <p>–</p>	<p>Расчет категории взрывопожароопасности Арчинского НГКМ</p>
<p><b>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b></p>	<p>РД 09-364-00 «Типовая инструкция по организации безопасного проведения</p>

	<p>огневых работ на взрывоопасных взрывопожароопасных объектах»;  ГОСТ 12.3.003-86 «Работы электросварочные. Требования безопасности»  ГОСТ 12.1.003-83 «Шум. Общие требования безопасности».  ГОСТ 12.0.003-74 «Опасные и вредные факторы».</p>
--	--

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

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Гуляев М.В.			

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
з-2Б23	Шабанов Сергей Валерьевич		

## Содержание

ВВЕДЕНИЕ .....	16
1. ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ ..	17
1.1. Изученность территории месторождения.....	17
1.2. Геологическое строение месторождения и залежей.....	19
1.3. Нефтенасыщенность .....	26
1.4. Геофизические исследования скважин .....	27
1.5. Характеристика залежи, толщин и геологической неоднородности пласта М .....	29
1.6. Свойства и состав флюидов .....	30
1.8. Формирование залежи .....	31
2. ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ УГЛЕВОДОРОДОВ.....	34
2.1. Анализ результатов пробной эксплуатации .....	34
2.2. Обоснование выделения эксплуатационных объектов. Методы воздействия на пласт.....	39
2.3. Рациональный способ подъема флюида в скважинах, устьевого и внутрискважинного оборудования.....	43
2.4. Фонтанный способ .....	44
2.5. Механизированная эксплуатация скважин.....	45
2.6. Техника и технология добычи природного газа и конденсата.....	48
2.7. Методы повышения нефтеизвлечения .....	49
3. ГЕОЛОГО–ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ .....	51
3.1. Цифровая геологическая модель .....	51
3.2. Цифровая гидродинамическая модель.....	54
3.3. Интегрированная база данных геолого-технологической модели.....	56
4. ТЕХНИКО–ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	58
4.1. Общие положения .....	58
4.2. Показатели экономической оценки.....	58
4.3. Налоговая система.....	60
4.4. Оценка капитальных вложений.....	62
4.5. Оценка эксплуатационных затрат .....	64
4.6. Результаты экономической оценки варианта.....	66
4.7. Анализ чувствительности.....	67
5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	68

5.1. Производственная безопасность в компьютерном помещении .....	68
5.1.1. Анализ вредных производственных факторов.....	69
5.2. Анализ выявленных опасных производственных факторов .....	78
5.3. Экологическая безопасность.....	79
5.4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	82
5.5. Законодательное регулирование при работах, связанных с эксплуатацией компьютера .....	83
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	85
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ .....	86
ПРИЛОЖЕНИЕ А .....	88
ПРИЛОЖЕНИЕ Б.....	89
ПРИЛОЖЕНИЕ В .....	90
ПРИЛОЖЕНИЕ Г.....	91
ПРИЛОЖЕНИЕ Д .....	93

## ВВЕДЕНИЕ

Арчинское нефтегазоконденсатное месторождение открыто в результате поискового бурения в 1985 г. Геологоразведочные работы осуществлялись ОАО «Томскнефтегазгеология» и его дочерними предприятиями Колпашевским геофизическим трестом, Западной нефтегазоразведочной экспедицией и др. В 1992 г. был составлен проект разведки Арчинского месторождения, однако, в связи со снижением объёмов геологоразведочных работ, проект не был реализован.

В результате значительная часть параметров пластов и свойства насыщающих жидкостей продуктивных пластов не освещена или представлена результатами единичных исследований. В итоге разведка месторождения оказалась не завершена, утвержденные запасы месторождения по категории  $C_2$  составляют более 70% от общих запасов.

Целью данной дипломной работы является изучение реального состояния разработки Арчинского нефтегазоконденсатного месторождения для выявления условий формирования, неразрабатываемого ранее, пласта М, изучения влияний данных условий на эффективность эксплуатации изучаемого объекта, для дальнейшего сопоставления геологических данных с технологическими решениями, реализованными на месторождении.

Для достижения цели работы автором поставлены следующие задачи:

- Выявление характерных особенностей формирования пласта М Арчинского месторождения, а также физико-гидродинамических характеристик.
- Сопоставление полученной геолого-физической характеристики месторождения с технологическими показателями разработки.
- Формирование постоянно действующей геолого-технологической модели месторождения.

# 1. ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ

## 1.1. Изученность территории месторождения

Арчинское нефтегазоконденсатное месторождение открыто в 1985 году и относится к ряду верхнепалеозойских залежей Пудинского нефтедобывающего района, сосредоточенных в юго-западной части Томской области.

Район таежный, с пологой, заболоченной, слаборасчлененной поверхностью. Для площади характерны низкие отметки высот, на юге они составляют 130-134 м, с понижением до 93 м на севере. Пересекает участок река 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 6,9м. (Рисунок 1.1)

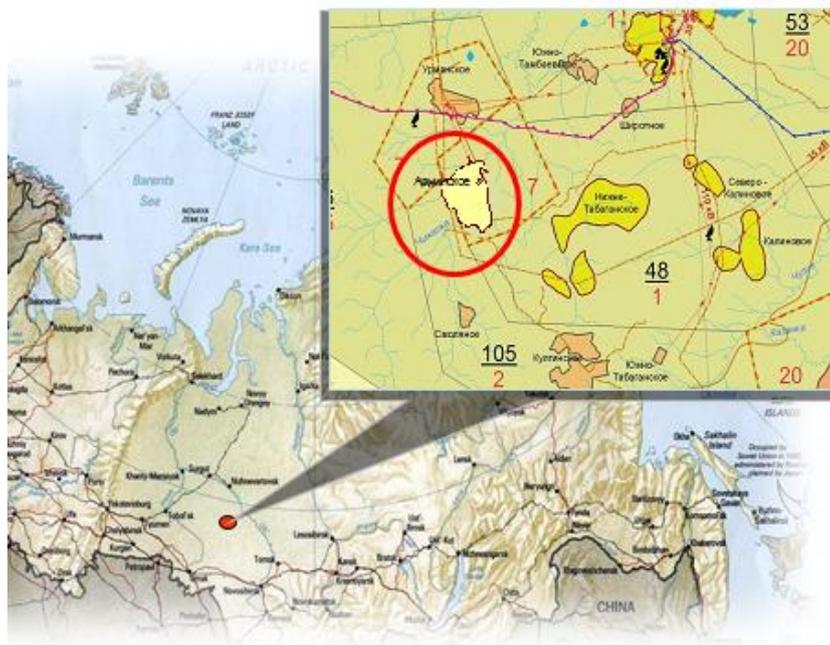


Рисунок 1.1 – Обзорная карта Арчинского нефтегазоконденсатного месторождения

На левобережье реки, в северной части Арчинского лицензионного участка, расположено открытое непроходимое болото. Большая часть

территории покрыта лесом смешанного типа. Климат района резко континентальный и зависит от влияния арктических воздушных масс. Это приводит к неустойчивости погоды и значительным колебаниям температуры и осадков. Средняя годовая температура - 1,5°C. Самым холодным месяцем является январь со среднемесячной температурой – 20,6°C. Абсолютный минимум температуры достигает в январе –55°C. Безморозный период длится всего 89 дней. Максимальная температура в июне-июле составляет +35°C.

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 был изучен следующими методиками - 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 [1]. В этом же году в ОАО «Томскнефтегазгеология» сделано детальное описание геологической изученности, объемов и результатов геологоразведочных работ в проекте разведки Арчинского месторождения [2].

## 1.2. Геологическое строение месторождения и залежей

Стратиграфическое расчленение разреза Арчинского месторождения проведено на основании данных электрокаротажа, литолого-петрографического, минералогического и микрофаунистического анализов, с привлечением фондовых материалов, в соответствии с унифицированной схемой расчленения, принятой в 1967 г. (г. Тюмень). При составлении сводного литолого-стратиграфического разреза были использованы материалы глубокого бурения на Арчинской, Урманской, Нижне-Табаганской и других соседних площадях, а также колонкового бурения (глубина 600 м) Чижапской партией в районе работ.

### Палеозойская группа – PZ

Наиболее древние породы в пределах Лавровского наклонного вала и его зоны сочленения с Нюрольской впадиной вскрыты на Малоичской, Тамбаевской, Солоновской, Западно-Еллейской площадях и представлены известняками, доломитами известковистыми, с незначительными прослоями глинисто-кремнистых пород, аргиллитов и алевролитов верхне-силурийского возраста. Общая толщина вскрытых верхне-силурийских пород в пределах района работ около 700 м.

## Девонская система – D

### Нижний отдел – D<sub>1</sub>

В районе работ отложения вскрыты скважинами №3 Еллей-Игайской, №75 Южно-Тамбаевской, №17 Северо-Останинской площадей и представлены мелководно-шельфовыми рифогенными фациями на глубинах 2840-3200 м.

Известняки, известняки доломитизированные насыщены скелетными остатками различного состава: кораллов, водорослей, остракод, строматопорат, брахиопод, фораминифер, мшанок и др. Породы отличаются неоднородной по разрезу доломитизацией с развитием неравномерной кавернозности, особенно в нижней части разреза.

### Средний-верхний отделы D<sub>2-3</sub>

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. Имеются включения остатков раковинной фауны (брахиоподы, остракоды и др.). По данным кернового материала породы кавернозные, с размерами каверн до 10 мм, с выпотами нефти, интенсивно трещиноватые, трещины выполнены белым кальцитом. “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 благоприятно действовало на образование пустотного пространства в кровле карбонатных отложений (кора выветривания).

Мезозойская группа – МЗ

Юрская система – J

На карбонатных породах верхнего девона с угловым несогласием и перерывом в осадконакоплении залегают отложения юрской системы, включающие тюменскую, васюганскую, георгиевскую и баженовскую свиты.

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 глубокоководно-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. 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 толщей континентальных и, частично, прибрежно-морских отложений и сложена серыми и зеленовато-серыми песками и песчаниками с глинистым и глинисто-известковистым цементом. Встречаются прослои 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 - 20м.

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.

В тектоническом отношении согласно «Тектонической карты фундамента Западно-Сибирской плиты» (1985г.) район работ приурочен к зоне погруженного блока Межовского срединного массива – Нюрольской палеозойской впадины (Урманская, Арчинская, Нижне-Табаганская и др. структуры).

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. Таким образом, площадь увеличилась с 15,0 до 37,5 км за счет расширения контура поднятия.

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

Детальная корреляция представлена 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. При проведении детальной корреляции в разрезе отложений осадочного чехла и палеозойского фундамента было выделено 12 корреляционных поверхностей. (Приложение А)

В качестве репера на глубине 2900 м была выделена пачка известняков юрского возраста (зеленый цвет). Внутри отложений палеозойского фундамента (пласт М) прослежено 5 продуктивных пачек.

#### *Пачка 1*

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 методов и высокими значениями удельной электрической проводимости на кривых индукционного метода. Толщина пачки 1 изменяется от 7 м (скв.49) до 33 м. (скв.58). В среднем толщина пачки составляет 12,5 м.

#### *Пачка 2*

Пачка 2 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 17.4м (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.

#### *Пачка 3*

По литологическому составу и свойствам пачка 3 аналогична вышележащей пачке 2 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 19.9м.

#### *Пачка 4*

В отличие от вышележащих пачек, пачка 4 сложена более плотными известняками, метаморфизованными, трещиноватыми, трещины которых заполнены кальцитом.

В большинстве скважин пачка 4 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.

#### *Пачка 5*

По литологическому составу пачка 5 схожа с вышележащей пачкой и сложена плотными сцементированными известняками, метаморфизованными, трещиноватыми, трещины заполнены кальцитом.

По фильтрационно-емкостным свойствам пачка 5 хуже вышележащих.

Толщина пачки изменяется от 22.2м (скв.58) до 37.8 м (скв.42). Средняя толщина составляет 28.6м.

Из выше перечисленного 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 этому, верхние пачки наиболее продуктивны.

Вниз по разрезу породы, слагающие фундамент, уплотняются, перекристаллизуются, вследствие чего коллекторские свойства ухудшаются.

### 1.3. Нефтенасыщенность

На Арчинском месторождении, 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 (ВНК) 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 керн 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.

Сложное геологическое и тектоническое строение доюрских отложений в значительной степени обуславливают и сложность гидродинамической обстановки, а также нет четкой закономерности в направлении движения подземных вод.

#### 1.4. Геофизические исследования скважин

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 песчаные пласты Ю<sub>13-15</sub> тюменской свиты (толщиной до 25 м).

Изучаемый продуктивный пласт М характеризуется крайне низкой освещенностью данными керновых исследований, в связи с несовершенством технологии кернозаборного бурения к моменту проведения ГИС.

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. Водонасыщенность определялась на аппаратах Закса по общепринятой методике на больших образцах керна.

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. Межформенные пространства сложены почти черным микрозернистым кальцитом и бурым битумом. 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 различной микроорганики. Весь керн трещиноватый, ширина трещин до 1 см, заполнены белым кальцитом, иногда кальцит имеет буроватый оттенок.

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, стоит отметить, 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.

#### 1.5. Характеристика залежи, толщин и геологической неоднородности пласта М

Газоконденсатнонефтяная залежь Арчинского месторождения приурочена к карбонатным отложениям палеозойского фундамента и относится к массивному типу. С восточной части структуры залежь, возможно, тектонически осложнена разломом меридионального направления. Поскольку нет достоверных данных о существовании данного разлома, в процессе создания геологической модели восточная часть залежи не осложнялась тектоническим нарушением, а была ограничена линией ВНК.

Учитывая массивный тип залежи и тот факт, что не все скважины вскрыли водонасыщенную часть (скв. 40), подошва залежи для моделирования 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 центральной части структуры скважины 40, 41, 42, 43 и 49 вскрыта газоконденсатная шапка. В целом, месторождение имеет мощный этаж нефтегазоносности, особенно в сводовой части. Так, в скв. 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. Эффективные

толщины газонасыщенных коллекторов в сравнении с нефтенасыщенными характеризуются большей выдержанностью по площади.

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

#### 1.6. Свойства и состав флюидов

Физико-химические свойства нефти, свободного и растворенного газа, конденсата и воды получены в процессе испытания скважин путем отбора и исследования поверхностных и глубинных проб палеозойской нефти на Арчинской залежи (по восьми скважинам) и нефти пласта Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> на Восточно-Арчинской залежи (по скважине 50). В приложении Б приведены основные свойства флюидов, представленных на Арчинском месторождении.

Повышенное содержание парафинов определяет неблагоприятные реологические характеристики нефти. Температура застывания нефти меняется от -55°С до +20°С. По усредненным показателям пластовая нефть Арчинского месторождения легкая (плотность 0,851 г/см<sup>3</sup>), маловязкая (1,36мПа\*с), малосернистая (0,29%), парафинистая (5,12%).

Давление насыщения нефти подгазовой зоны изменяется от 16,9 до 20,2 МПа (среднее - 18 МПа), что составляет до 60% от пластового давления. За пределами газовой шапки, в чисто нефтяной зоне давление насыщения составляет 8,5 МПа.

Нефть Арчинской залежи имеет высокое содержание светлых фракций (отгон при температуре от 200°С до 300°С - 52,58%). Бензины могут быть использованы как компоненты моторных топлив, легкие керосиновые фракции пригодны для топлива реактивных двигателей. Дизельные фракции отвечают требованиям летнего и зимнего видов топлива. Фракции вязких дорожных битумов практически отсутствуют.

В таблице 1.1 приведен компонентный состав растворенного газа Арчинского месторождения, который по составу метановый (64 - 96%).

Таблица 1.1 – Компонентный состав нефтяного газа, дегазированной и пластовой нефти

Наименование	состав, %
Сероводород (H <sub>2</sub> )	1,34
Углекислый газ (CO <sub>2</sub> )	2,1
Азот + редкие (N <sub>2</sub> )	2,29
в т.ч. гелий (He)	0,015
метан (CH <sub>4</sub> )	86,72
этан (C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> )	5,32
пропан (C <sub>3</sub> H <sub>8</sub> )	1,42
Изобутан	0,23
н. бутан (C <sub>4</sub> H <sub>10</sub> )	0,37
Изопентан	0,08
н. пентан (C <sub>5</sub> H <sub>12</sub> )	0,07
Изогексан	0,012
н. гексаны (C <sub>6</sub> H <sub>14</sub> )	0,017
Плотность газа, кг/м <sup>3</sup>	0,63

Среднее содержание пропана незначительное - 1,42%, бутана - от следов до 2,91%. В скважине 40, с наибольшим количеством проб (8 проб), отмечается закономерность: процентное содержание метана вниз по разрезу постепенно падает от 92% до 73%. Это подтверждает приуроченность легких нефтей к верхним горизонтам, а тяжелых - к нижним.

### 1.8. Формирование залежи

Внутреннее строение и закономерности формирования пласта М обуславливают колебания уровня воды в бассейне седиментации. Продуктивная формация Арчинского месторождения сложена карбонатами (органогенными известняками), песчаниками, глинисто-кремниевыми породами.

В нефтяной геологии применение секвенс-стратиграфического анализа позволяет прогнозировать распределение в структуре осадочно-породного бассейна коллекторов, покрышек и очагов генерации углеводородов, а также несомненным преимуществом является то, что этот анализ является основой

для геологического моделирования структуры и свойств природных резервуаров.

Три основных фактора определяют архитектуру терригенной секвенции:

- изменение уровня Мирового океана;
- вертикальное движение земной коры (включая тектонику, уплотнение и т.д.);
- количество поступающего осадочного материала. [5]

Практическое отсутствие карбонатного осадконакопления на склоне и в бассейне связано с активным растворением карбонатных минералов метеорными водами, обогащенными  $\text{CO}_2$ . Это приводит к переходу значительной части  $\text{CaCO}_3$  в растворенное состояние и последующему выпадению его в виде кальцитового цемента

По структуре пласт М Арчинского НГКМ является рифовой постройкой, (рисунок 1.2) рост которых контролируется многими факторами. Наиболее благоприятные условия образования рифов – это температура от 25 до 29°C; присутствие в воде тонкодисперсных взвешенных частиц.

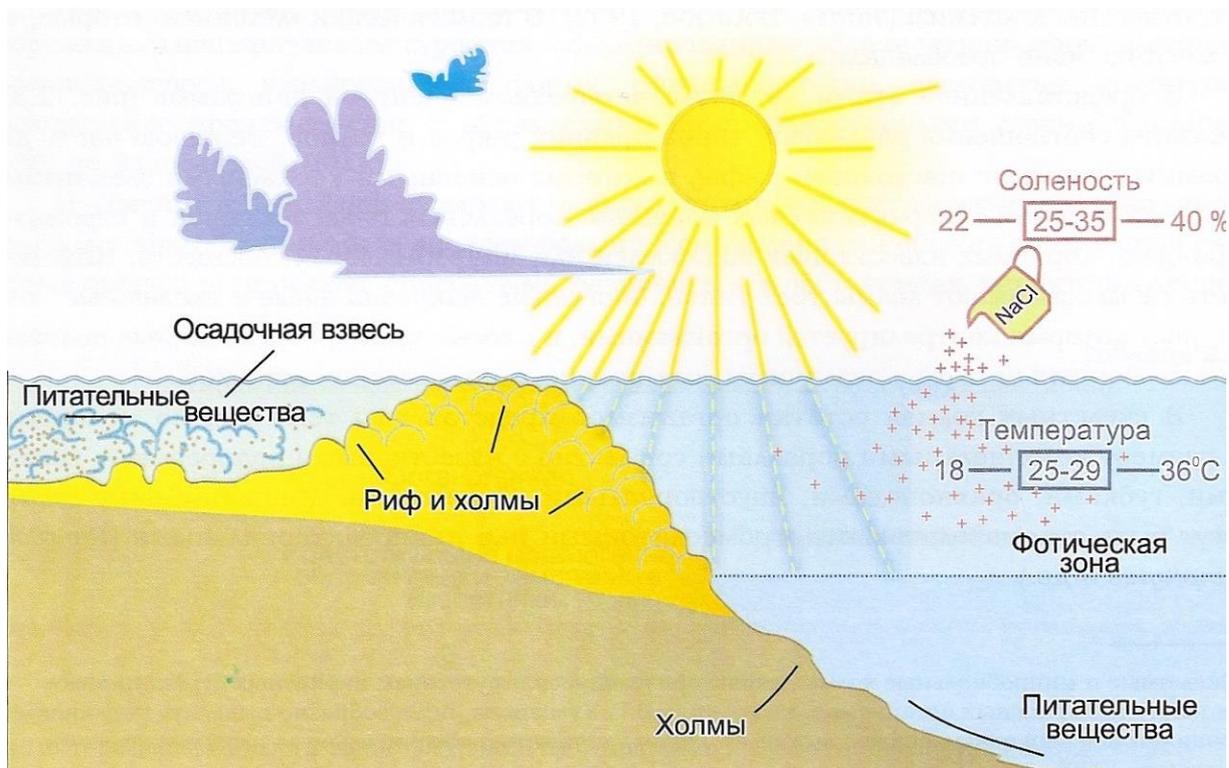


Рисунок 1.2– Принципиальная модель карбонатообразования

Структура, распространенная в известняках, там, где придонная часть полости заполнена осадком, а ее верхняя часть остается свободной или выполнена эпигенетическими минералами. Эта структура может использоваться для определения вертикальной ориентировки и горизонтальной поверхности в момент осадконакопления.

## 2. ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ УГЛЕВОДОРОДОВ

### 2.1. Анализ результатов пробной эксплуатации

Испытание перспективных на нефть и газ объектов проводилось в соответствии с проектом поискового бурения. Интервалы уточнялись по результатам обработки кернового материала и промыслово-геофизических исследований. 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 осуществлялся путем создания депрессии на пласт до 13,0МПа. Время стояния на притоке определялось геологической целесообразностью, а также состоянием ствола скважины.

Испытание в эксплуатационной колонне проводилось методом «снизу-вверх» На Арчинском месторождении в колонне испытывались только карбонатные отложения доюрского фундамента. 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. В скв. 40 (V объект) и в скв. 42 (II объект) после перфорации дополнительно применяли ПГД-БК-100. Контроль точности интервала перфорации проводился привязкой по кавернометрии, 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.

При получении переливающего притока проводились исследования на установившихся и неуставившихся режимах фильтрации. При испытании нефонтанирующих объектов исследования проводились методом

прослеживания роста уровня жидкости в скважине поплавком. Дебит определялся путем приведения к среднединамическому уровню. При исследовании газоконденсатных и газонефтяных объектов замер газа осуществлялся через газосепаратор, (на давление 10 МПа) с помощью диафрагменного измерителя критического течения (ДИКТ). После газосепаратора также производился замер количества жидкости, выделившейся при различных режимах работы. Контроль качества поступающего из пласта флюида осуществлялся на забое пробоотборниками типа ПД-3М и ВПП-300. Этими же приборами отбирались глубинные пробы нефти, газа.

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 достоверен водонефтяной контакт, условно принятый 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%.

При достаточно мощном исследуемом этаже нефтеносности - от ГНК (скв.42) до ВНК (скв.45), по имеющимся керновым данным, все интервалы представлены одним типом пород - трещиноватыми известняками. Трещины разнонаправлены, шириной до нескольких миллиметров, в основном, заполнены кальцитом.

Для лабораторных исследований из каждого испытанного объекта отбирались поверхностные пробы полученного из пласта флюида.

Проведены специальные исследования на газоконденсатность в скважинах 43 (VIII и VII объекты), 51 (IV объект), 40 (IV объект). По пробам из скважины 40 установлено, что давление начала конденсации исследуемой углеводородной смеси выше пластового давления и составляет при пластовой температуре 98°C – 33,8МПа. При пластовых термобарических условиях в жидкой фазе находится 1,8 см<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>.

В процессе исследования газоконденсатных объектов в скважине 40 (IV объект), скважине 42 (V объект), скважине 43 (VIII объект) возникали гидратообразования, с целью ликвидации которых, применяли ингибитор - хлористый кальций. Образование гидратных пробок происходило в НКТ (интервал 0 - 200м) и на устье в трубном отводе при работе скважины на малых режимах.

С целью интенсификации притока из пласта на 21 объекте 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.м<sup>3</sup>/сут, конденсата - 42 м<sup>3</sup>/сут.

Оценивая результаты опробования скважин, можно сделать следующие выводы:

- в малом количестве проведено опробование песчаных пластов горизонта Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> васюганской свиты,

- не испытаны песчаные пласты Ю<sub>13-15</sub> тюменской свиты скв. 43, 46, где были отмечены признаки нефти по керну,

- в скв. 45 и 49 основная толща разреза осталась неисследованной, что не позволило перевести запасы в категорию С<sub>1</sub>; -очевидно, что промышленные дебиты нефти в палеозойской толще следует ожидать прежде всего, из коллекторов трещинного и кавернового типа.

Гидродинамические исследования проводились в восьми скважинах Арчинской площади и в скважинах прилегающих структур (50, 51, 54, 58). Законтурная область практически не изучалась. Исследования проводились через насосно-компрессорные трубы диаметром 60,3 мм и 73 мм. Глубина спуска НКТ - кровля интервала перфорации или на 10-20 м выше кровли интервала перфорации с целью предупреждения прихвата НКТ и засорения фильтра выносимыми из пласта мелкими обломками породы. Исследование фонтанирующих объектов проводилось при установившихся режимах фильтрации (замер дебитов на трех-четырёх режимах, один контрольный) и при неустановившемся режиме фильтрации (запись кривой восстановления пластового давления и запись эпюры давлений по стволу скважины). Забойные и пластовые давления замерялись глубинными манометрами типа МГН-2-400, МГН-2-600, забойная температура - максимальным термометром ТП-7. В последующем бланки глубинных манометров расшифровывались,

полученная динамика давления во времени обрабатывалась по методам касательной и Хорнера с получением значений коэффициента продуктивности, гидропроводности, проницаемости пласта, потенциального коэффициента продуктивности. Таким образом, по результатам исследований, получены индикаторные диаграммы, графики зависимости скорости роста уровня от глубины, преобразованные кривые восстановления давления, которые в дальнейшем будут использованы для составления гидродинамической модели.

Коэффициент продуктивности изменяется в широких пределах как по толщине залежи, так и по площади; значения составляют от 0,02 до  $11,4 \text{ м}^3/\text{сут} \cdot \text{МПа}$  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  $5 \text{ м}^3/(\text{сут} \cdot \text{МПа})$  соответственно). Максимальные значения проницаемости –  $34, 80 \text{ мД}$  отмечаются в скважинах 44 и 49, расположенных в западной части залежи, а наименьшие значения,  $0,17-0,61 \text{ мД}$  - в скважинах 40, 42, в восточной газонефтяной части залежи. Принятые средние гидродинамические параметры пластов представлены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Результаты исследования скважин пласта М Арчинской площади

Наименование	Среднее значение по пласту
Начальное пластовое давление, МПа	31,17
Пластовая температура, °С	101
Геотермический градиент, °С	0,033
Дебит нефти, м <sup>3</sup> /сут	22,28
Обводненность, %	9,84
Газовый фактор, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup> - ВНЗ	103,4
- подгазовая зона	756,9
Газоконденсатный фактор, см <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	357,12
Коэффициент продуктивности нефтяной зоны залежи, м <sup>3</sup> /(сут* МПа)	2,26
Гидропроводность, м <sup>2</sup> *10 <sup>-12</sup> *м/(МПа*с)	0,112
Пьезопроводность, 10 <sup>-4</sup> м <sup>2</sup> /с	450
Проницаемость, мкм <sup>2</sup>	0,010
Дебит газа, тыс.м <sup>3</sup> /сут	32,43
Содержание стабильного конденсата, г/м <sup>3</sup>	308

## 2.2. Обоснование выделения эксплуатационных объектов. Методы воздействия на пласт

На данной стадии изученности Арчинского месторождения в продуктивной толще выделен один эксплуатационный объект – пласт М, приуроченный к коре выветривания и карбонатным отложениям палеозойского фундамента. Исходные геолого-физические характеристики пласта М приведены в приложении В

В процессе поисково-разведочных работ установлена также, нефтегазоносность песчаных пластов горизонта Ю11 васюганской свиты при испытании скв.50. При исследовании керна, отобранного из песчаных пластов Ю13-15 тюменской свиты, были отмечены признаки нефти. Объем исходной информации по юрским залежам очень ограничен; вопрос об их

вводе в промышленную эксплуатацию может быть решен только после проведения дополнительных геолого-разведочных работ и оценки запасов.

В процессе эксплуатации скважин также возможно проявление факторов, отрицательно влияющих на качество сообщения пласта со стволом скважины, из которых следует отметить основные:

- ✓ высокую анизотропию коллекторских свойств пласта, вследствие чего велика вероятность проводки скважин в зонах с низкими фильтрационно-емкостными свойствами или в гидродинамически изолированных линзах, что обуславливает резкое снижение продуктивности скважин;
- ✓ образование в матрице пласта зон капиллярно-удерживаемой воды при глушении скважин водными растворами для выполнения ремонтных работ;
- ✓ кольматация пласта при глушении скважин суспензионными растворами;
- ✓ блокирование поровых каналов ПЗП водно-нефтяными эмульсиями в процессе обводнения скважин;

Часть вышеперечисленных осложнений исключается соблюдением строгой технологической дисциплины: использование в системе ППД и в технологических операциях глушения скважин качественно подготовленной воды, чистых автоцистерн, предварительная проверка и очистка НКТ от парафина.

Обязательное добавление в водные технологические растворы многофункциональных поверхностно-активных веществ (ПАВ) типа МЛ-72, МЛ-80 (0,2-0,5% об.) разрушает зоны капиллярно-удерживаемой воды и водонефтяные эмульсии, улучшает процесс освоения скважин после ремонтных работ и выхода их на оптимальный режим эксплуатации.

Следует отметить, что исключение/снижение отрицательного влияния ряда факторов возможно только при воздействии на ПЗП.

Известно, что степень эффективности любого метода интенсификации притока нефти к забою скважин зависит от степени восстановления ухудшенной проницаемости ПЗП. Другим известным фактом является и то, 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 и требуется усовершенствование технологии воздействия.

Объект 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 солянокислотные обработки (СКО). Таким образом, применение СКО для интенсификации притока при опробовании скважин 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.

На основании имеющегося опыта применения СКО в разведочных скважинах исследуемого объекта и обширного опыта разработки многочисленных месторождений России с аналогичными карбонатными коллекторами следует рассматривать метод солянокислотного воздействия

на пласт и его модификации в качестве перспективной технологии. Практика разработки аналогичных месторождений показывает целесообразность проведения кислотных обработок и в добывающих, и в нагнетательных скважинах.

В процессе эксплуатации подразумеваются различные технологические варианты СКО: кислотная ванна, повторные, поочередные, с вибровоздействием, пенокислотные, селективные обработки, кислотный гидроразрыв пласта. Основной используемой кислотой служит соляная кислота (HCl); она является недорогим и не дефицитным реагентом. Возможно также применение уксусной, муравьиной кислот.

Перспективной является современная технология гидрокислотного разрыва пласта на углеводородной основе, в завершающей стадии которой на максимальной развитой скорости в пласт закачивается раствор кислоты.

При проектировании технологии СКО дополнительно следует учитывать следующие особенности кислотного воздействия. Известно, что кислотный раствор реагирует с различными твердыми компонентами (карбонаты кальция и магния, окислы железа, силикаты алюминия и др.), образуя растворимые хлориды. Последние остаются в растворенном состоянии до истощения кислоты. Обычный раствор HCl истощается достаточно быстро (около 30 минут) и pH возрастает, стремясь к значению 7. Одновременно с нейтрализацией кислотного раствора часть образовавшихся хлоридов остается в растворенном состоянии, а другая часть образует соединения гидроксида железа  $[\text{Fe}(\text{OH})_3]$  и алюминия  $[\text{Al}(\text{OH})_3]$ , которые осаждаются, давая вторичные отложения в виде гелей, способных заметно снизить проницаемость обрабатываемой зоны. По этой причине после СКО вместо ожидаемого увеличения дебита иногда происходит полное блокирование ПЗП.

Чтобы избежать вторичного выпадения осадков в пласте, в кислотный раствор вводится стабилизатор, в качестве которого применяются органические кислоты: уксусная ( $50 \text{ кг/м}^3$  15% раствора HCl), лимонная

(20г/м<sup>3</sup>), смесь лимонной и уксусной кислот (6 кг лимонной и 11 кг уксусной на 1м<sup>3</sup> соляной кислоты).

Для снижения высокого поверхностного и межфазного натяжений при обработке ПЗП, применяются поверхностно-активные кислотные растворы, с добавлением в них смеси неионогенных и анионогенных ПАВ в количестве до 1%. Данное мероприятие дает возможность кислоте более полно проникать в пустоты пористой среды и в тонкие каналы продуктивного пласта, удаляет нефть с поверхности породы и обеспечивает хороший контакт между кислотой и породой.

### 2.3. Рациональный способ подъема флюида в скважинах, устьевого и внутрискважинного оборудования

В пробную эксплуатацию ввелась залежь нефти пласта М - карбонаты палеозойского возраста. Проект пробной эксплуатации предусматривал бурение 15 новых скважин и ввод из бездействия 6 пробуренных разведочных скважин с формированием двух семиточечных элементов для более детального изучения залежи нефти.

Для определения рациональных способов эксплуатации скважин проведены расчеты по подъему продукции из скважин. Необходимые данные по объекту М Арчинского месторождения, дающие представления об основных особенностях:

- большая глубина залегания продуктивного пласта 2941 – 3002 м;
- пластовое давление, превышающие гидростатическое по пласту М в 1,05 раза.
- нефти сильно недонасыщены газом в водонефтяной зоне, разница между пластовым давлением и давлением насыщения нефти газом составляет 22,7 МПа;
- высокая пластовая температура – 101°С;
- карбонатный состав пластов со сложным трещиновато-кавернозно-поровым типом коллекторов.

- повышенное содержание асфальтено-смоло-парафинов – 9,38%;

Выбор рационального способа подъема жидкости зависит от начальных гидродинамических условий залежей, режимов работы скважин, а также принятой системы разработки.

#### 2.4. Фонтанный способ

Инженерные расчеты показывают, что при заданных условиях эксплуатации скважин, находящихся в водонефтяной зоне (ВНЗ) пласта М, от забоя до глубин 1300 – 1500 м движется однофазная нефть, далее до устья - поток двухфазной газожидкостной смеси. В скважинах подгазовой зоны от забоя до устья движется двухфазный поток

Расчетное распределение давления по глубине скважины ВНЗ на участках подъемника, например, диаметром 60x5 мм при дебите 55 м<sup>3</sup>/сут. В интервале 3000 – 1480 м существует однофазное движение, а на участке «1480 – устье скважины» двухфазный поток. Предельное забойное давление фонтанирования скважины с учетом устьевого давления  $P_y = 1,5$  МПа составит 19,18 МПа.

При этом депрессия на пласт равна 11,89 МПа (31,17 – 19,18), следовательно, проектные средние дебиты (55 м<sup>3</sup>/сут) на период пробной эксплуатации фонтанным способом могут быть получены только по скважинам с коэффициентом продуктивности не менее чем 4,63 м<sup>3</sup>/(сут·МПа). Для обеспечения запланированных дебитов по скважинам с меньшим коэффициентом продуктивности была выполнена солянокислотная обработка призабойной зоны пласта или переведены такие скважины на механизированную добычу.

По полученным характеристикам фонтанирования скважин оптимальным диаметром НКТ является 60x5 мм. Использование труб меньшего диаметра (по сравнению с наиболее распространенным 73x5,5 мм) увеличивает скорость потока до оптимальной и способствует снижению

потерь на проскальзывание газа, а также выносу «водяной подушки», образующейся на забое малообводненных скважин.

Ввиду большого газового фактора скважины, находящиеся в подгазовой зоне будут иметь достаточно продолжительный период фонтанирования.

Для фонтанных скважин, находящихся в ГНЗ предусмотрено применение устьевого фонтанной арматуры типа АФК1-65х35 (МПа), а для скважин, находящихся в ВНЗ применение фонтанной арматуры типа АФК1-65х21 (МПа). Насосно-компрессорные трубы диаметром 60, 73, 89 мм из стали марки «К» (ГОСТ 633-80) с воронкой. Спуск лифтовых труб осуществляется до верхних перфорационных отверстий.

Затрубное пространство изолировано пакером с циркуляционным клапаном и заполнено ингибированной водой для защиты эксплуатационной колонны от коррозии в нижней части.

## 2.5. Механизированная эксплуатация скважин

Проектные дебиты скважин пластов на определенной стадии их разработки обеспечиваются за счет механизированной добычи нефти. В водонефтяной зоне фонтанирование скважин прекратилось при обводненности свыше 30 %. В подгазовой зоне скважины имеют достаточно долгий период фонтанирования ввиду большого газосодержания и возможного прорыва газа из газовой шапки. На период пробной эксплуатации подъем жидкости из скважин подгазовой зоны осуществлялся за счет энергии расширяющегося газа.

Ввиду того, что на месторождении имеются значительные ресурсы газа высокого давления газовой шапки на месторождении возможно применение газлифтного способа эксплуатации скважин.

Гидропоршневой способ (ГПН) механизированной добычи предусматривает значительные капиталовложения на обустройство скважин системой высоконапорных насосов, подачи и распределения рабочей

жидкости, ее сепарации и отделения от продукции скважин, очистки от мех.примесей. Несмотря на положительные стороны способа, заключающиеся в примерах эффективного использования в наклонных скважинах, в широком диапазоне добывающих возможностей при различной степени обводненности продукции, отрицательные аспекты в виде большого объема строительного-монтажных работ, невысокого межремонтного периода эксплуатации (30-270), - не нашло применения в промышленных масштабах.

Установки струйных насосов по тем же причинам, что и ГПН, также не нашли применения. Более того, способ энергоемкий, т.к. на подъем  $1 \text{ м}^3$  пластовой жидкости требуется закачка около  $3 \text{ м}^3$  рабочей жидкости.

Учитывая значительную кривизну скважин, величины ожидаемых дебитов, свойства продукции (вязкость, газосодержание), термобарические условия в скважинах, а также наличие обученного персонала и степень изученности технологии, в качестве основного способа эксплуатации на период пробной эксплуатации приняты установки погружных центробежных (УЭЦН) и винтовых (УЭВНТ) электронасосов.

Результаты расчетов показывают, что даже на предельно низком уровне забойного давления возможно использование установок серии УЭЦН и УЭВНТ, предназначенных для скважин с обсадной колонной диаметром не менее 146 мм (внутренний диаметр не менее 122 мм).

Глубина установки погружных электронасосов и, соответственно, длина подвески НКТ, по скважинам пласта М возможна в широких пределах, так как разгазирование нефти начинается с глубин 1350-1500 м для скважин, находящихся в водонефтяной зоне.

В настоящее время номенклатура винтовых и электроцентробежных насосов позволяет использовать их в скважинах с дебитами от 20 до  $1250 \text{ м}^3/\text{сут.}$

Для обеспечения проектных дебитов скважин пласта М предусмотрены следующие погружные насосы:

- установки УЭЦН отечественного производства по ТУ 26-06-1486-97 - УЭЦНМ 5-50-1300, УЭЦН5-80-1200 – производительностью, соответственно, 50, 80 напором 1200-1300; по ТУ 3631-007-00217930-97 и ТУ 3665-001-00217780-97 насосы, соответственно, Л2ЭЦНМ5-30-1400 производительностью 30 м<sup>3</sup>/сут, напор 1400 м, ЭЦНМ5-20-1200 – 20м<sup>3</sup>/сут, напор 1200 м
- установки УЭЦН импортного производства - насосы фирм REDA, Centrilift, ESP соответствующей производительности и напора;
- установки погружных винтовых электронасосов отечественного и импортного производства соответствующей производительности.

Для отдельных, слабоискривленных и низкодебитных скважин, находящихся в водонефтяной зоне, применяются штанговые насосные установки со станками - качалками типа СК8-3.5-4000; СКД10-3.5-5600; СКД12-3.5-5600 или аналогичные им для дебита, соответственно, до 5, 10-15 и 15-20 м<sup>3</sup>/сут. с насосами НСВ1 диаметром 28, 32 мм с трехступенчатой колонной штанг 25 - 22 - 19 мм, снабженных полимерными центраторами и скребками, при подвеске насоса до 1600 м.

Для насосных скважин также применяется следующее оборудование:

для скважин, оборудованных электронасосами:

- \* - устьевая арматура АФК 1Э-65-140 (ГОСТ-13846-84);
- \* - насосно-компрессорные трубы диаметром 60 мм из стали марки "К" (ГОСТ 633-80), при большей глубине подвески (до 2000м) из стали марки «Е»;
- \* - циркуляционный клапан для слива жидкости из НКТ при спуско-подъемных операциях; для скважин, оборудованных штанговыми глубинно-насосными установками:
- \* - устьевая арматура ОУС-65/50-14-ХЛ с устьевым сальником типа 1СУ-32-73;

- \* - насосно-компрессорные трубы диаметром 73 мм, изготовленные из стали марки "К" (ГОСТ633-80);
- циркуляционный клапан для слива жидкости из НКТ при спуско-подъемных операциях;
- \* - штанги диаметром 19, 22 и 25мм (ГОСТ 13877-80);

## 2.6. Техника и технология добычи природного газа и конденсата

На Арчинском месторождении запасы свободного газа по категории  $C_1$  составляют 11795 млн.м<sup>3</sup>. Извлекаемые запасы попутного нефтяного газа оцениваются в объеме 5,88 млрд. м<sup>3</sup>, в период пробной эксплуатации (5 лет) максимальная добыча нефтяного газа составит 67,0 млн.м<sup>3</sup>.

Добываемый нефтяной газ в первую очередь используется на собственные технологические нужды: для выработки электроэнергии на газодизельных (ЭГД) автономных электростанциях. Для собственных нужд Арчинского месторождения на период пробной эксплуатации используется газодизельная установка мощностью 1,5 МВт, способная работать как на газе, так и на дизельном топливе.

При полном развитии максимальный уровень добычи нефтяного газа (13-ый год разработки) – 352 млн.м<sup>3</sup>. При этом на собственные нужды расход газа составит:

- выработка электроэнергии – 20,97 млн. м<sup>3</sup> или 5.96 % от объема добычи газа;
- нагрев продукции для деэмульсации, обезвоживания 6,16 млн.м<sup>3</sup> (1,75 %);

Итого потребность в газе на собственные нужды около 27,13 млн.м<sup>3</sup> в год (7,7 %).

Технологические потери 17,6 млн.м<sup>3</sup> (5%).

## 2.7. Методы повышения нефтеизвлечения

Основным методом повышения нефтеизвлечения на период пробной эксплуатации для Арчинского месторождения является солянокислотная обработка призабойной зоны пласта (СКО).

При проектировании соляно кислотной обработки пласта учитываются следующие факторы:

- высокая пластовая температура ( $101^{\circ}\text{C}$ ). При высокой пластовой температуре увеличивается скорость реакции кислоты с породой, а также происходит более сильная коррозия подземного оборудования;
- содержание в коре выветривания железосодержащих минералов (сидерит). Наличие в породе железосодержащих элементов может привести к выпадению гелеобразных соединений железа и перекрытию ими проточных каналов.

Учитывая вышесказанные причины, для условий Арчинского месторождения используется следующий состав для СКО с замедленной скоростью реакции: 10-16 % раствор соляной кислоты, затворенный на технической воде, содержащей 6-7 % поваренной соли, 5-10 % хлористого кальция, 3-4 % сульфата калия или магния, с добавлением в полученный раствор присадок в виде 3-5 % уксусной или 2-3 % лимонной кислоты, ингибитора коррозии В-2, ПАВ деэмульгаторов. Также для замедления реакции используются кислотные эмульсии на нефтяной основе следующего состава: 60-70 % раствора 10-16 % соляной кислоты, 30-40 % светлых нефтепродуктов (керосин, дизельное топливо) с добавлением ингибитора коррозии.

Эффективным также является сочетание солянокислотной обработки призабойной зоны пласта с органическим растворителем “Нефрас” (ВНИИЦ “Нетегазтехнология”).

В результате закачки растворителя с добавками в призабойную зону достигается:

- растворение и удаление АСПО, скопившихся в призабойной зоне;
- вымывание мелких частичек твердой фазы;
- разложение высоковязких нефтяных эмульсий;
- повышение фазовой проницаемости для нефти за счет гидрофобизации породы пласта.

Весьма перспективным представляется также использование технологии “Полисил”, разработанной в Научно-производственном центре АО РИТЭК. Технология основана на гидрофобизации поверхности.

Материалы “Полисил” обладают уникальными физико-химическими свойствами. Они представляют собой химически инертные мелкодисперсные порошки на основе двуокиси кремния с частицами микронного и субмикронного размера. Частицы порошка обладают сильно развитой поверхностью, химически модифицированной для придания ей водоотталкивающих свойств. Частицы порошка легко проникают в пористую среду. После обработки коллектора приобретают гидрофобные свойства, но при этом полностью сохраняют свою проницаемость.

В зависимости от параметров обработки возможен режим общего увеличения проницаемости и режим избирательного улучшения фильтрации только по нефти, с отсечкой воды. При обработке скважин требуется минимальное количество материала “Полисил” – от 5 до 15 кг, в зависимости от толщины обрабатываемого пласта.

### 3. ГЕОЛОГО–ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ

Одним из главных направлений повышения качества проектирования, управления и контроля за разработкой нефтяных и газонефтяных месторождений является применение компьютерных постоянно действующих геолого-технологических моделей (ПДГТМ).

При построении на базе всей совокупности имеющихся геолого-геофизических и промысловых данных постоянно действующих геолого-технологических моделей недропользователь имеет возможность отслеживать в динамике выработку остаточных запасов углеводородов, точнее прогнозировать добычу нефти и газа, моделировать геолого-технические мероприятия по повышению нефтеотдачи и эффективности работы предприятия, более обоснованно рассчитывать наиболее рациональные и экономически эффективные варианты разработки продуктивных пластов и т.д.

#### 3.1. Цифровая геологическая модель

Объемная детальная геолого-математическая модель объектов разработки является основой для гидродинамического моделирования, анализа и совершенствования разработки месторождений. Качественная и детальная трехмерная геологическая модель повышает надежность и адекватность прогнозных расчетов технологических показателей разработки.

Для геологического моделирования Арчинского месторождения был использован программный комплекс IRAP RMS норвежской фирмы ROXAR, как один из наиболее современных продуктов геологического моделирования, который успешно применяется при создании моделей российских месторождений.

Благодаря функциональности этот комплекс позволяет пользователям создавать трехмерные геологические модели, наполнять их параметрами в соответствии со скважинными данными и статистическими трендами и подготавливать гидродинамические модели для дальнейших расчетов.

Данный пакет позволяет использовать технологии стохастического моделирования при распределении трещиноватых коллекторов в межскважинном пространстве на месторождении с низкой разбуренностью, а также дополнять геологическую модель вероятностным распределением трещин.

Этот программный комплекс интегрирует все элементы анализа и моделирования месторождения, позволяет создавать объемные геолого-математические модели объектов разработки и прогнозировать на их основе динамику технологических показателей.

Для построения трехмерной геологической модели пласта М Арчинского месторождения в качестве исходной информации были использованы:

- данные геологического изучения района и стратиграфии отложений;
- структурные карты кровли залежей;
- координаты пластопересечений;
- результаты обработки данных ГИС;
- геолого-промысловые данные;
- петрофизические зависимости.

На рисунке 3.1 приведена блок-схема процесса геологического моделирования:

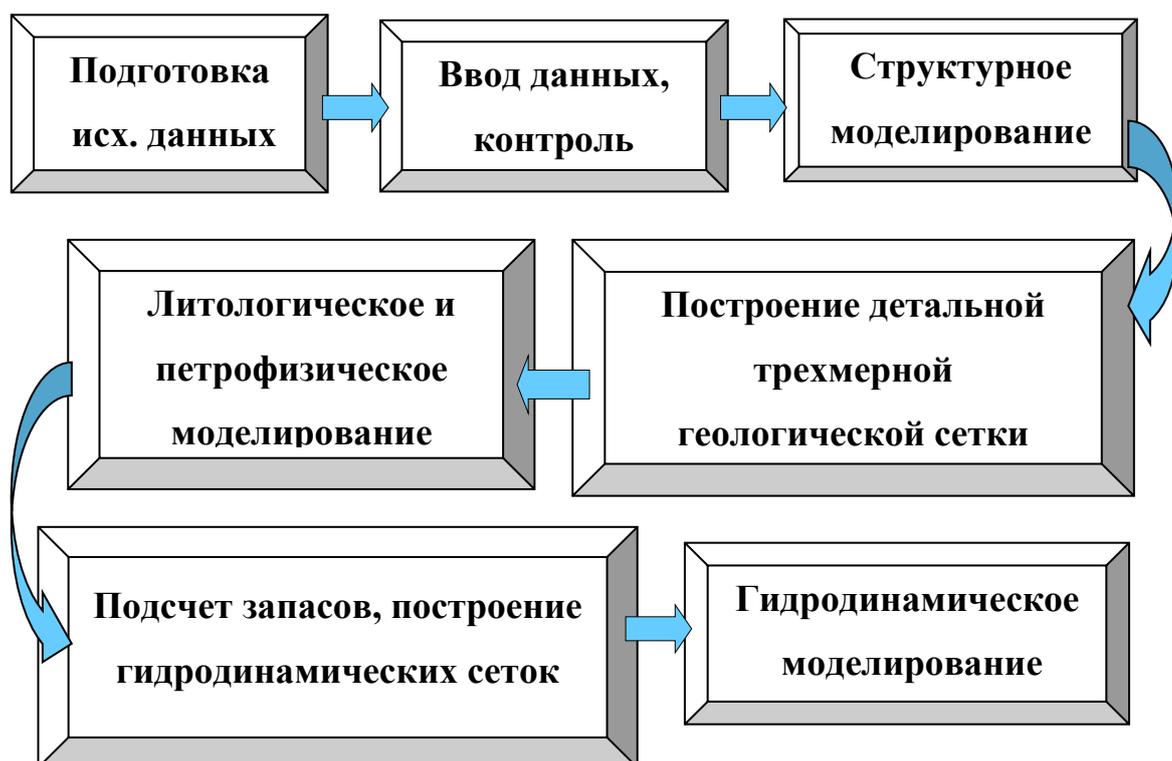


Рисунок 3.1 – Блок-схема процесса геологического моделирования

Литологическая неоднородность месторождений оказывает определяющее влияние на показатели разработки. Программный комплекс позволяет учесть эту неоднородность при моделировании пространственного распределения типов пород.

По результатам бурения разведочных скважин и использования алгоритмов двумерной интерполяции была построена структурная поверхность кровли пласта М Арчинского месторождения, которая в целом соответствует структурному плану по отражающему горизонту  $\Phi_2$ , приуроченному к поверхности доюрского фундамента. Структурная поверхность подошвы пласта М была принята условно. В связи с тем, что подошва фундамента не вскрыта ни одной скважиной, она была опущена на 170 м относительно кровли.

### 3.2. Цифровая гидродинамическая модель

Детальная геологическая модель редко может быть напрямую передана в пакеты программ гидродинамического моделирования, поскольку вычислительные возможности компьютеров пока не позволяют использовать сетки большой размерности при проведении гидродинамических расчетов. Поэтому для конкретных условий Арчинского месторождения, была выбрана сетка геометрии угловой точки (corner point) с равным количеством слоев по площади (таблица 3.1). Данная гидродинамическая сетка не в полной мере сохраняет геологическую неоднородность пласта, но это компенсируется вводом показателя доли коллекторов для каждой гидродинамической ячейки, Таблица 3.1 – Сетка геометрии угловой точки

Гидродинамическая сетка пласта М	
X (размер ячейки) = 100м	Nx (число колонок) = 155
Y(размер ячейки) = 100 м	Ny (число строк) = 134
	Nz (количество слоев) = 14
Общее количество активных ячеек: 290 780	

При определении значений пористости в гидродинамических ячейках использовалась технология осреднения параметра с взвешиванием по толщине пропластков-коллекторов, осреднение насыщенности осуществлялось путем взвешивания параметра по поровому объему. Для получения значений проницаемости блоков в технологии Upscaling используется метод диагонального тензора проницаемости (Diagonal Tensor), основанный на численном решении уравнения фильтрации однофазной несжимаемой жидкости для каждого блока фильтрационной модели: для каждого блока динамической сетки решается задача фильтрации однофазной несжимаемой жидкости в трех направлениях. Этот метод позволяет получать анизотропное поле проницаемости, отражающее наличие в разрезе тонких пропластков неколлекторов и коллекторов с различными свойствами.

Таким образом, результатом гидродинамического моделирования является разрез коллектора по линии скважин в виде двумерной модели – рисунок 3.2, а также трехмерная модель – рисунок 3.3.

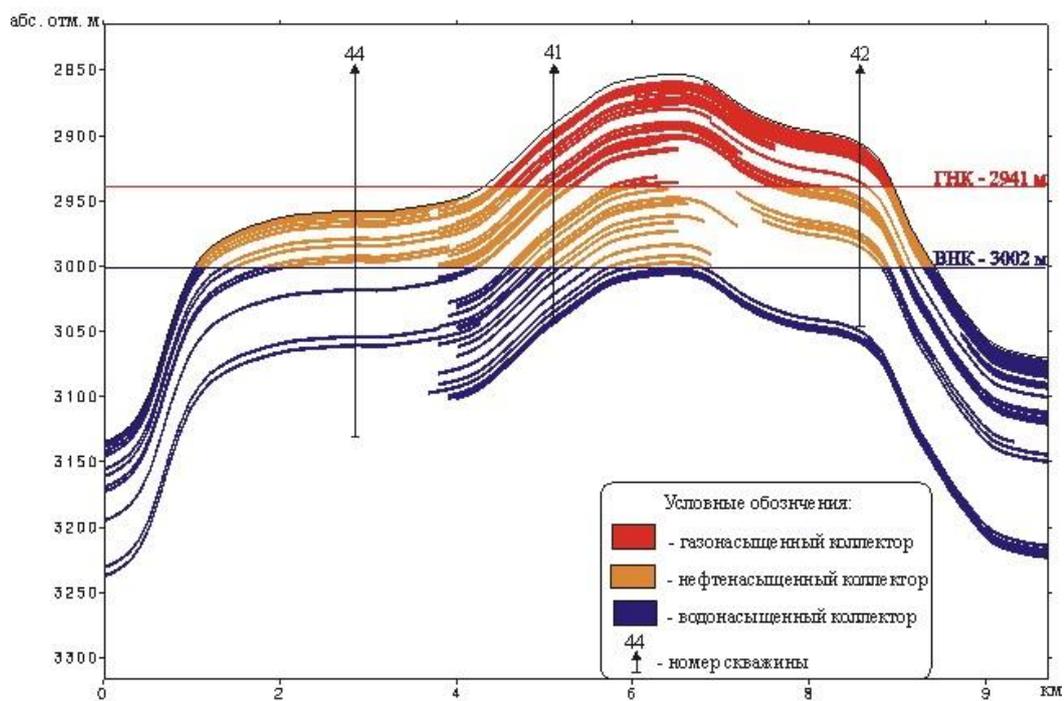


Рисунок 3.2 – Разрез коллектора пласта М по линии скважин 44-41-42

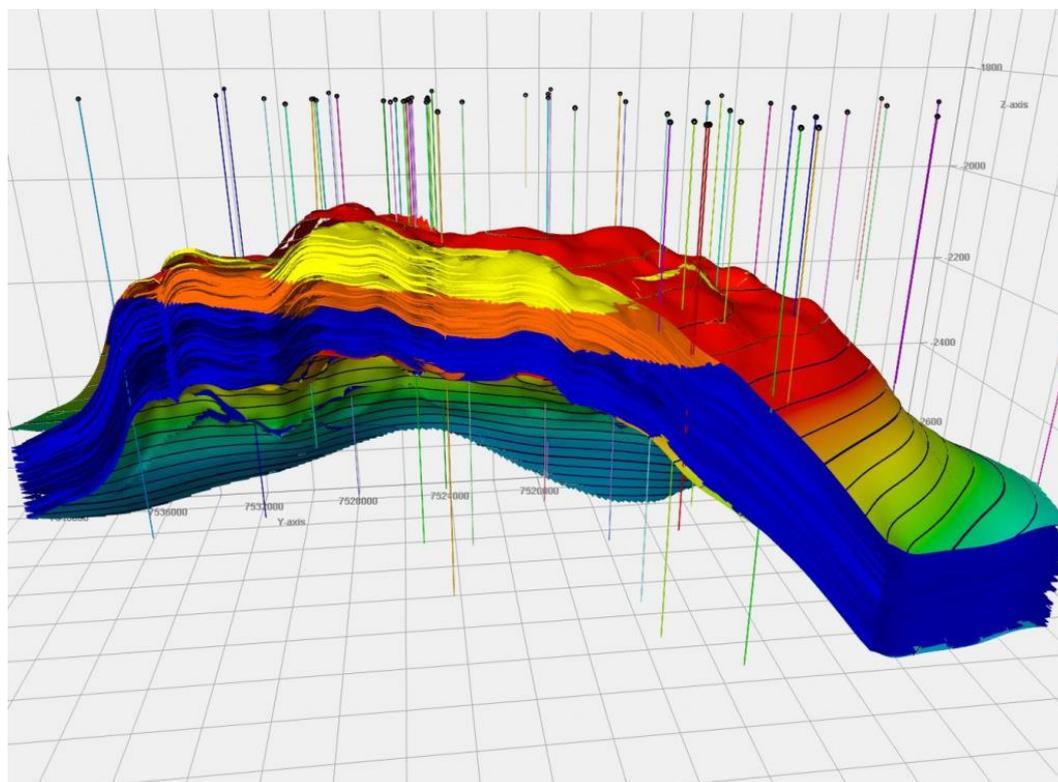


Рисунок 3.3 – Комплексная геолого–гидродинамическая модель Арчинского месторождения

### 3.3. Интегрированная база данных геолого-технологической модели

Элементы интегрированной базы данных одинаково важны как для недропользователя, так и для органов власти. Интегрированная база данных позволит всем сторонам, участвующим в освоении недр, работать в едином информационном пространстве. В свою очередь, это обеспечит компаниям равенство условий, а территории – стабильное, рациональное освоение природных ресурсов [6]. Таким образом, создаваемая система управления ресурсами будет содержать однотипные блоки:

- 1) интегрированные базы геолого-геофизической, нефтегазопромысловой, экономической, экологической информации, коллекций керна и флюидов;
- 2) механизм экономического и административного воздействия на процессы недропользования, лицензирования недр;
- 3) механизм мониторинга поиска, разведки, добычи углеводородов, экологической обстановки;
- 4) нормативно-правовая база недропользования и природопользования;
- 5) краткосрочное и долгосрочное программирование, прогнозирование, планирование поисково-разведочных, добычных работ, обустройства и развития региона;
- б) компьютерные системы, программные комплексы, обеспечивающие решение поставленных задач.

В перспективе каждый блок, меняясь и развиваясь, предъявляет новые требования к другим блокам системы, требуя их трансформации. Совершенствование нормативно-правовой базы приведет непосредственно к изменению механизма освоения ресурсов и позволит расширить и эффективно использовать базы данных. В то же время развитие программных комплексов и баз данных предоставит новые возможности для решения экологических, экономических и прочих задач, а обеспечение взаимного влияния всех блоков позволит системе управления ресурсами полноценно функционировать.

Несомненным преимуществом создания подобных моделей является возможность получения сведений о распределении основных характеристик в объемном представлении (рисунок 3.4). Зачастую, является возможным и получение недостающей информации путем заимствования опыта у схожих баз (другие месторождения, схожие по строению), а также на базе совокупности характеристик, получаемых в процессе построения моделей.

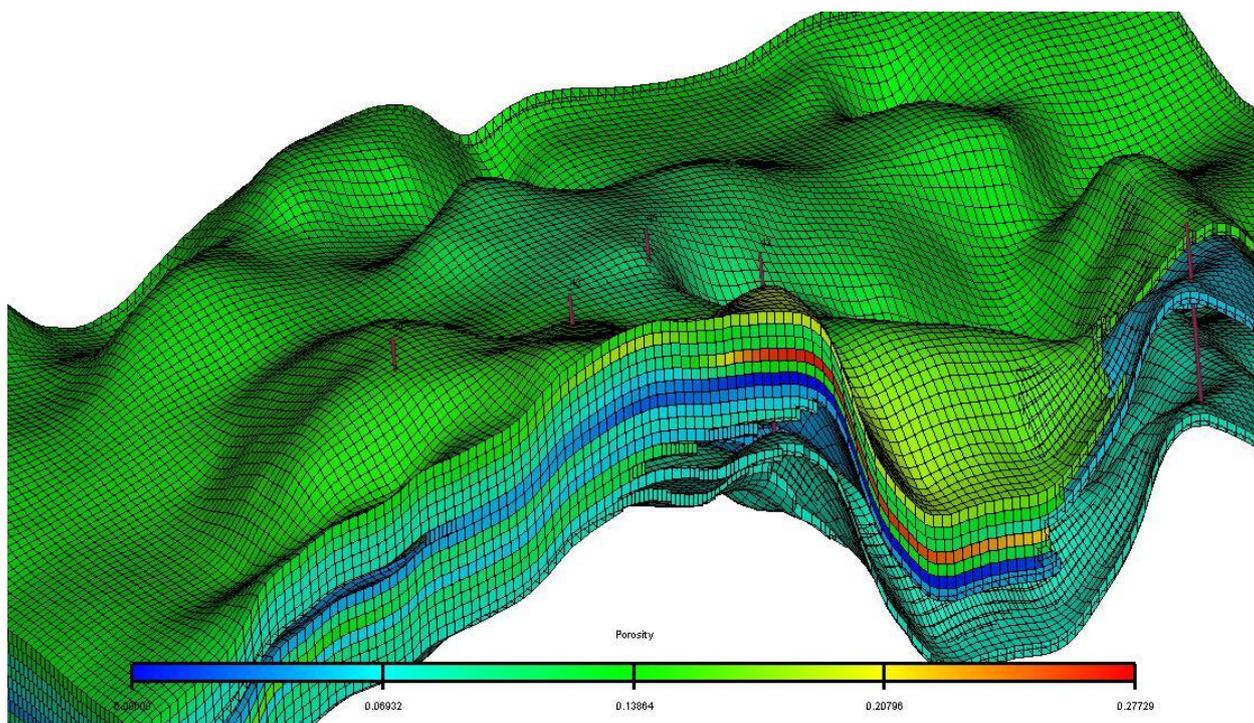


Рисунок 3.4 – Трехмерная модель распространения пористости Арчинского нефтегазоконденсатного месторождения.

В настоящее время компания Газпромнефть-Восток выступила генеральным спонсором идеи объединения геологической и гидродинамической моделей в 2014 году. На данный момент данная концепция исследуется в «Газпромнефть Научно-технический центр» в сфере иерархии моделей.

## 4. ТЕХНИКО–ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

### 4.1. Общие положения

Технико-экономический анализ проекта пробной эксплуатации продуктивных отложений пласта М Арчинского месторождения проводился по 1 варианту:

Разновременный ввод скважин по семиточечной схеме размещения с расстоянием между скважинами 600\*600. Все добывающие скважины горизонтальные. Для интенсификации притока на добывающих и нагнетательных скважинах предусмотрено проведение СКО.

Показатели, характеризующие экономическую эффективность проекта, рассчитывались при условии реализации 70% произведенной продукции на внутреннем рынке и 30% – на внешнем рынке по цене, соответственно, 2600руб./т и 4978руб./т.

Все расчеты произведены в рублях, в постоянных ценах и в условиях действующей налоговой системы, с учетом полного налогообложения. Норма дисконта принята на уровне 0,10 д.ед.

### 4.2. Показатели экономической оценки

Дисконтированный поток денежной наличности (чистый дисконтированный доход, ЧДД, NPV)– сумма прибыли от реализации и амортизационных отчислений, уменьшенная на величину инвестиций, направляемых на освоение нефтяного месторождения, приведенная к начальному году с помощью дисконтирования.

ЧДД является основным показателем, определяющим выбор из всех рассматриваемых вариантов рекомендуемого для внедрения.

Для признания проекта эффективным с точки зрения инвестора необходимо, чтобы ЧДД имел положительное значение.

Внутренняя норма доходности (внутренняя норма рентабельности, ВНД, IRR) – это такое значение переменного норматива дисконтирования, при котором сумма чистого дохода от инвестиций равна сумме инвестиций, то есть величина суммарного потока наличности (NPV) за расчетный срок равна нулю.

При оценке эффективности ВНД отражает годовой процент на вкладываемый капитал, который может получить инвестор. Разность между ВНД и нормой дисконта характеризует степень устойчивости проекта.

ВНД соответствует значению максимально допустимой годовой процентной ставке кредита для полного финансирования проекта, при которой прибыль предприятия равна нулю. Поэтому величина ВНД информирует о возможностях использования кредитных (заемных) средств для реализации проекта.

Потребность в дополнительном финансировании (Капитал риска)– максимальное значение абсолютной величины отрицательного накопленного сальдо от инвестиционной и операционной деятельности. Величина капитала риска показывает минимальный объем внешнего финансирования проекта, необходимый для обеспечения его финансовой реализуемости.

Период окупаемости капитальных вложений (Пок)– это продолжительность периода, в течение которого начальные отрицательные значения накопленной денежной наличности полностью компенсируются ее положительными значениями. Другими словами, это тот период, по истечении которого NPV становится неотрицательным.

Индекс доходности (PI)– характеризует экономическую отдачу вложенных средств и представляет собой отношение суммарных приведенных чистых поступлений (прибыли от реализации нефти и амортизационных отчислений) к суммарному дисконтированному объему капитальных вложений.

Индекс доходности превышает единицу, если чистый дисконтированный доход положителен.

Помимо основных показателей эффективности по каждому варианту рассчитываются оценочные показатели, в число которых входят:

- капитальные вложения на освоение месторождения;
- эксплуатационные затраты на добычу нефти;
- доход государства (налоги и платежи, отчисляемые в бюджетные и внебюджетные фонды).

При оценке инвестиционного проекта, осуществляемого на эксплуатируемом месторождении, необходимо проводить расчеты, основанные на изменении выручки, прибыли, стоимости имущества, налогов, связанных с реализацией данного проекта и получением дополнительной добычи нефти.

#### 4.3. Налоговая система

Оценка экономической эффективности проекта пробной эксплуатации продуктивных отложений пласта М Арчинского месторождения проведена с учетом действующей налоговой системы РФ, предусматривающей уплату следующих налогов и платежей:

- Налог на добавленную стоимость. Выплачивается в размере 18% от стоимости продукции, реализованной на внутреннем рынке. Взимается на основании части II Налогового Кодекса РФ.
- Экспортная пошлина на нефть. Выплачивается с 1 мая 2016 года в размере 66 долл. за тонну. Льготная ставка (0%) пошлины на нефть действует на нефть Восточной Сибири, в рамках налогового маневра.
- Налог на имущество предприятия. В соответствии с Законом РФ "О налоге на имущество предприятий" от 13.12.1991 года №2030-1 предельный размер налога на имущество составляет 2% от среднегодовой стоимости имущества предприятия. Конкретный размер налога на имущество предприятий определяют законодательные органы субъектов Федерации. Принятая в расчетах ставка налога на имущество предприятия – 2,2%.

- Налог на прибыль. Исчисляется в размере 20% от налогооблагаемой прибыли. Взимается на основании части II Налогового Кодекса РФ; Налоги, учитываемые в себестоимости.

- Налог на добычу полезных ископаемых. В период с 1 января 2016 года по 31 декабря 2016 года налоговая ставка при добыче нефти составляет 857 рублей за одну тонну. При этом указанная налоговая ставка применяется с коэффициентом, характеризующим динамику мировых цен на нефть, - Кц. Данный коэффициент ежеквартально определяется налогоплательщиком самостоятельно по формуле:

$$K_{ц} = (Ц - 8) * P / 252, \quad (4.1)$$

где Ц - средний за налоговый период уровень цен сорта нефти "Юралс" в долларах США за баррель; Р - среднее значение за налоговый период курса доллара США к рублю Российской Федерации, устанавливаемого Центральным банком Российской Федерации.

- Единый социальный налог (взнос). В соответствии с Федеральным законом "О введении в действие части второй Налогового кодекса Российской Федерации и внесении изменений в некоторые законодательные акты Российской Федерации о налогах" от 5.08.2000 года №118-ФЗ с 1.01.2001 года вступила в действие 24 глава Налогового кодекса РФ, в соответствии с которой единый социальный налог зачисляется в государственные внебюджетные фонды - Пенсионный Фонд Российской Федерации, Фонд социального страхования Российской Федерации и фонды обязательного медицинского страхования Российской Федерации по ставкам в зависимости от налоговой базы на каждого отдельного работника нарастающим итогом с начала года.

В расчетах принято, что налоговая база на отдельного работника составляет до 100тыс. руб./год и ставка единого социального налога равна 30 %.

- Страховые взносы на обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве. В соответствии с Федеральным законом "О страховых тарифах на обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве" от 2.01.2000г №10-ФЗ тарифы страховых взносов в Фонд социального страхования РФ на обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний установлены в размере от 0,2% до 10,7% от выплат, начисленных в пользу работников.

Принятый в расчетах страховой тариф - 0,5% (нефтедобывающая промышленность).

#### 4.4. Оценка капитальных вложений

Капитальные вложения на разработку Арчинского месторождения включают в себя затраты на строительство скважин и их обустройство, рассчитанные в планируемых на 2016 г. ценах без учета НДС.

Расчет стоимости строительства скважин производился исходя из запланированной на 2016 г. стоимости 1 метра проходки и средней глубины скважины. В стоимости скважин не учтены затраты на подготовительные работы. Затраты на строительство скважин представлены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 –Стоимости строительства скважин на месторождении, тыс. руб.

Наименование работ или затрат	Стоимость бурения, руб.	
	Добывающие скважины	Нагнетательные скважины
1	2	3
Подготовительные работы к строительству скважин	2 098 488	645 125
Вышкомонтажные работы	1 748 036	854 127
Бурение и крепление	48 847 831	4 287 351
Средняя глубина скважин	2700	2700
Итого	54 624 108	6 415 147

Расчет капитальных вложений производился по укрупненным нормативам, с учетом существующего обустройства, в разрезе следующих направлений:

- бурение;
- подготовительные работы;
- сбор и транспорт нефти и газа;
- заводнение и промводоснабжение;
- прочие объекты и затраты;
- оборудование, не входящее в сметы строек.

Прочие капитальные вложения рассчитываются в процентном отношении (10%) к сумме затрат на нефтепромысловое строительство.

Затраты на оборудование, не входящие в сметы строек, рассчитаны, исходя из необходимости замены каждые 5 лет быстро изнашивающегося оборудования. Средняя стоимость оборудования 2 281 тыс. руб. на 1 новую скважину и 575 тыс. руб. на 1 скважину действующего добывающего механизированного фонда. Затраты на капитальное строительство при разработке месторождения по годам представлены в приложении Д. Динамика капитальных вложений представлена на рисунке 4.1.

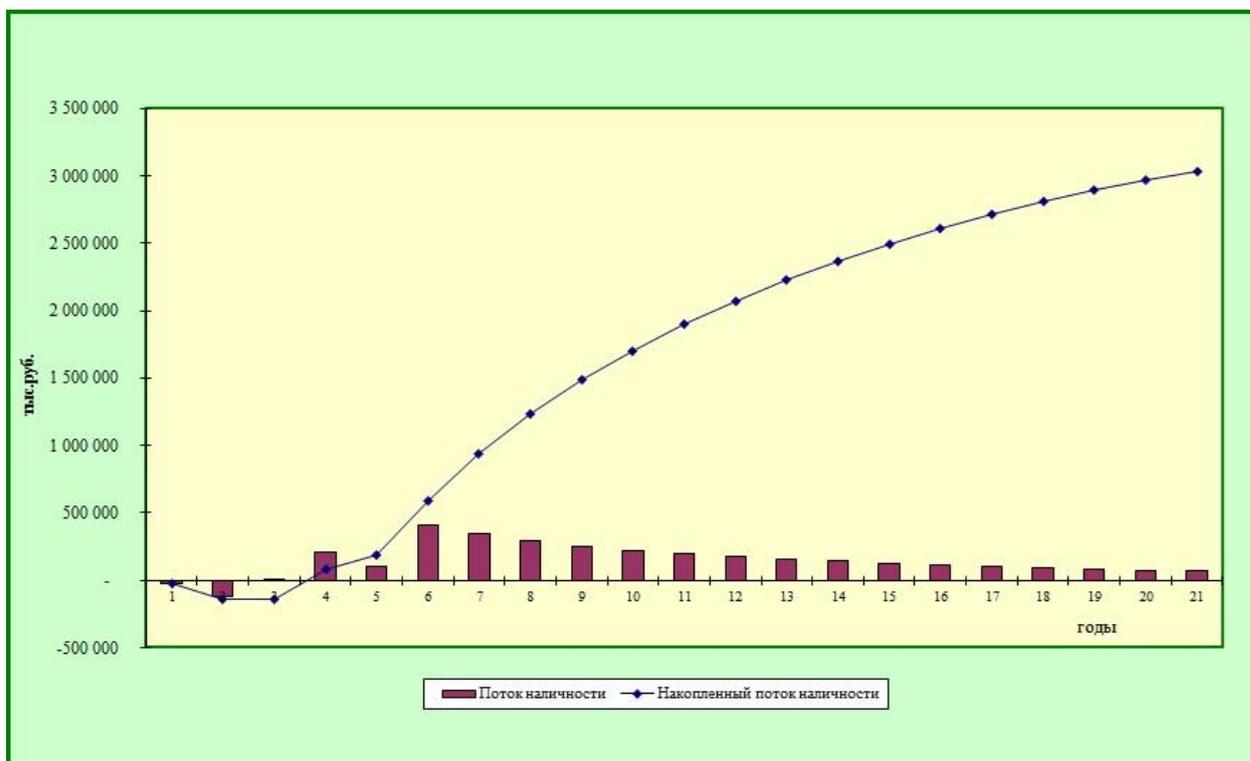


Рисунок 4.1 – Динамика капитальных вложений при разработке месторождения

#### 4.5. Оценка эксплуатационных затрат

Эксплуатационные затраты на добычу нефти рассчитаны в соответствии с удельными текущими затратами и объемными технологическими показателями вариантов разработки на основе фактических издержек при добыче нефти на Арчинском месторождении ООО «Газпромнефть-Восток» за 2002 г.

Себестоимость определена в разрезе следующих статей:

- обслуживание скважин;
- электроэнергия на извлечение жидкости;
- искусственное воздействие на пласт;
- сбор и транспорт нефти и газа;
- технологическая подготовка нефти;
- прочие производственные расходы;
- методы воздействия на пласт;
- амортизационные отчисления.

Затраты на обслуживание скважин определяются в зависимости от количества действующих скважин и включают в себя заработную плату (основную и дополнительную) производственных рабочих, затраты на содержание и эксплуатацию оборудования и регламентный капитальный ремонт скважин.

Общепроизводственные затраты, не связанные с добычей нефти (затраты АУП), рассчитываются в зависимости от объема добываемой нефти, так как эти затраты формируются в целом по предприятию и разносятся по месторождениям пропорционально добыче нефти месторождения.

Прочие затраты, не зависящие от фонда скважин, включают в себя цеховые расходы и прочие производственные расходы и рассчитываются как условно-постоянные затраты, имеющие ступенчатую динамику, зависящую от значительного снижения добычи нефти по отношению к текущему году. При превышении планируемых уровней добычи нефти над уровнями текущего года прочие затраты остаются неизменными на уровне фактических.

Энергетические затраты по извлечению нефти рассчитаны в соответствии с прогнозным расчетом объемов механизированного подъема жидкости.

Расходы на сбор и транспорт нефти и газа рассчитываются в зависимости от объема добываемой жидкости и газа, и затрат по этим статьям калькуляции без учета амортизационных отчислений.

Расходы на технологическую подготовку нефти и газа рассчитываются в зависимости от объема добываемой нефти и газа, и затрат по этим статьям калькуляции без учета амортизационных отчислений.

Амортизационные отчисления рассчитаны исходя из классификации основных средств по амортизационным группам и срока полезного использования в соответствии с Федеральным законом РФ №158-ФЗ.

Целевые средства для финансирования работ по завершению эксплуатации месторождения были оценены, исходя из сложившегося по

каждому варианту объема капитальных затрат и существующего фонда скважин. Размер ликвидационных затрат учтен в статье «Внереализационные расходы» и рассчитан исходя из 20 % от величины новых капитальных вложений на обустройство месторождения и остаточной стоимости основных производственных фондов без учета стоимости скважин. Отчисление ликвидационных затрат на скважины осуществляются по факту выбытия скважин из эксплуатации, а ликвидационные затраты на объекты обустройства отнесены на последний год разработки.

Исходные данные для расчета эксплуатационных затрат представлены в приложении Г.

#### 4.6. Результаты экономической оценки варианта

Основные экономические показатели (капитальные вложения на бурение скважин и промышленное обустройство, эксплуатационные затраты на добычу нефти, выручка от реализации добываемой продукции, поток денежной наличности, внутренняя норма рентабельности, индекс доходности, срок окупаемости, доход государства) были определены для каждого варианта разработки в целом по месторождению.

Проектный срок разработки 21год. Планируемая добыча за этот период – 2,70 млн.т нефти.

Вариант предусматривает бурение 13 добывающих и 2 нагнетательных скважин.

Капитальные вложения на бурение и промышленное обустройство составят 880млн.руб.

Эксплуатационные затраты за весь период разработки составляют 2936млн.руб. Из них 23% - затраты, непосредственно связанные с добычей нефти, 47% - платежи и налоги, 30% - амортизационные отчисления.

Ожидаемая за проектный срок выручка от реализации продукции составит 8936млн.руб.

Накопленный доход государства оценивается в 4341млн.руб.

Накопленный дисконтированный поток наличности (NPV) составляет 1282млн.руб.

Внутренняя норма рентабельности (IRR) – 80%.

Срок окупаемости –3,6 лет.

#### 4.7. Анализ чувствительности

В работе проведен анализ чувствительности показателей экономической эффективности разработки к изменению таких факторов, как объем капитальных вложений и эксплуатационных затрат, добыча нефти, цена на добываемую продукцию.

На рисунке 4.2 представлены результаты расчетов чувствительности, которые показывают, что проект разработки обладает достаточной устойчивостью к изменению объема эксплуатационных затрат и чувствителен к изменению инвестиций, объема добываемой продукции и величины цены на нефть.



Рисунок 4.2 – Анализ чувствительности

## 5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Социальная ответственность или корпоративная социальная ответственность (как морально-этический принцип) – это ответственность перед людьми и данными им обещаниями, когда организация учитывает интересы коллектива и общества, возлагая на себя ответственность за влияние их деятельности на заказчиков, поставщиков, работников, акционеров.

Целью данной дипломной работы является выявление условий формирования пласта М Арчинского нефтегазоконденсатного месторождения, изучения влияний данных условий на эффективность эксплуатации разрабатываемого объекта, для дальнейшего сопоставления геологических данных с технологическими решениями, реализованными на месторождении.

Основная работа производится в закрытом помещении (камеральная обработка данных) за компьютером, поэтому в разделе «Социальная ответственность» рассматривается безопасность работы за рабочим местом в компьютерном классе.

НГКМ «Арчинское» предназначено для ведения коммерческих операций по приему-сдаче нефти в магистральный нефтепровод для дальнейшей транспортировки по системе магистральных нефтепроводов. Режим работы объекта – непрерывный круглосуточный.

### 5.1. Производственная безопасность в компьютерном помещении

Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении камеральных работ в этом помещении описаны в таблице 5.1 в соответствии с ГОСТ 12.0.003-74 [9].

Таблица 5.1 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные факторы

Наименование видов работ	Ф а к т о р ы (ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ с измен. 1999 г.)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Сбор, изучение, анализ имеющихся материалов;	1. Исследование освещенности рабочей зоны	1. Поражение Электрическим током	ГОСТ 12.1.019 - 79 [10] ГОСТ 12.1.038-82 [11] ПТЭ и ПТБ потребителей [12]
камеральная обработка, формирование пояснительной записки	2. Исследование параметров микроклимата в помещении 3. Напряженность труда 4. Производственный шум	2. Пожарная опасность	ПУЭ [13] СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03 [14] СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 [15] СанПиН 2.2.4.548-96 [16]

#### 5.1.1. Анализ вредных производственных факторов

Вредными производственными факторами называются факторы, отрицательно влияющие на работоспособность или вызывающие профессиональные заболевания и другие неблагоприятные последствия.

##### Производственный шум

Источниками шума объекта исследования являются звуки, вызванные в результате производственной деятельности машин, используемых при

сооружение резервуара (плетевозы, панелевозы, бетономешалки, самосвалы, бульдозеры, экскаваторы, автопогрузчики, автокран, башенный кран, землеройные машины). Действие шума на человека определяется влиянием на слуховой аппарат и многие другие органы и системы организма, в том числе и нервную систему.

Громкость ниже 80 дБ обычно не влияет на органы слуха.

Длительное действие шума  $> 85$  дБ в соответствии с нормативными документами СН 2.2.4/2.1.8.562-96 и ГОСТ 12.1.003-83, приводит к постоянному повышению порога слуха, к повышению кровяного давления.

Основные методы борьбы с шумом. Общая классификация средств и методов защиты от шума приведена в ГОСТ 12.1.029-80:

- использование средств, снижающих шум. К акустическим средствам защиты относятся звукоизоляция, звукопоглощение, виброизоляция, вибродемпфирование. Применяются звукоизолирующие экраны, кожухи, кабины, облицовки, прокладки, опоры, конструктивные разрывы, демпферы, а также глушители шума - реактивные, абсорбционные, комбинированные. Для защиты от непосредственного, прямого воздействия шума используют звукоизолирующие экраны и перегородки;
- средства индивидуальной защиты (СИЗ): наушники;
- соблюдение режима труда и отдыха.

#### Ультразвук

Ультразвуковые колебания, при строительстве резервуара могут возникать при работе движущихся частей машин, а также при ультразвуковой сварке (сварке давлением, осуществляемая под воздействием ультразвуковых колебаний).

Такой вид сварки сопровождается звуковыми колебаниями, лежащими в диапазоне ультразвука и инфразвука.

Человеческое ухо воспринимает слышимые колебания, лежащие в

пределах от 20 до 20000 Гц.

Звуковой диапазон принято подразделять на низкочастотный (20 - 400 Гц), среднечастотный (400 - 1000 Гц) и высокочастотный (свыше 1000 Гц). Звуковые волны с частотой менее 20 Гц называются инфразвуковыми, а с частотами более 20000 Гц - ультразвуковыми. Инфразвуковые и ультразвуковые колебания органами слуха человека не воспринимаются.

Инфразвук оказывает негативное влияние на органы слуха, вызывая утомление, чувство страха, головные боли и головокружения, а также снижает остроту зрения. Особенно неблагоприятно воздействие на организм человека инфразвуковых колебаний с частотой 4 - 12 Гц.

Вредное воздействие ультразвука на организм человека выражается в нарушении деятельности нервной системы, снижении болевой чувствительности, изменении сосудистого давления, а также состава и свойств крови.

Характеристикой воздушного ультразвука на рабочих местах являются уровни звукового давления в децибелах в третьоктавных полосах со среднегеометрическими частотами 12,5, 16, 20, 25, 31,5, 40, 50, 63, 80, 100 кГц. В таблице 5.2. приведены нормативные значения уровня звукового давления согласно ГОСТ 12.1.001-89:

Таблица 5.2. – Допустимый уровень звукового давления.

Среднегеометрические частоты третьоктавных полос, кГц	Уровень звукового давления, дБА
12,5	80
16	80(90)*
20	100
25	105
31,5 – 100,0	110

\*Допускается по согласованию с заказчиком устанавливать значение показателя, указанное в скобках.

Для того, чтобы минимизировать действие ультразвука на человека следует:

- подбирать оборудования соответствующее ГОСТ 12.2.051;
- запретить непосредственный контакт работающих с рабочей поверхностью оборудования в процессе его обслуживания, жидкостью и обрабатываемыми деталями во время возбуждения в них ультразвука;
- для защиты рук от возможного неблагоприятного воздействия контактного ультразвука в твердой или жидкой средах необходимо применять две пары перчаток - резиновые (наружные) и хлопчатобумажные (внутренние) или только хлопчатобумажные;
- для защиты работающих от неблагоприятного воздействия воздушного ультразвука следует применять противошумы по ГОСТ 12.4.051.

#### Метеоусловия в рабочей зоне

Климат представляет комплекс физических параметров воздуха, влияющих на тепловое состояние организма. К ним относят температуру, влажность, скорость движения воздуха, интенсивность радиационного излучения солнца, величину атмосферного давления. Максимальная температура для Томской области составляет +37 °С, минимальная -51 °С.

Нормирование параметров на открытых площадках не производится, но определяются конкретные мероприятия по снижению неблагоприятного воздействия их на организм рабочего.

Работающие в зимний период года должны быть обеспечены спецодеждой с теплозащитными свойствами. При температуре воздуха -40 °С и ниже необходима защита органов дыхания и лица.

В летний период работающие должны быть обеспечены головными уборами исключающие перегрев головы от солнечных лучей.

#### Электромагнитные поля радиочастот

Наиболее характерными при воздействии радиоволн всех диапазонов являются отклонения от нормального состояния центральной нервной системы и сердечно-сосудистой системы человека. Общим в характере биологического действия электромагнитных полей радиочастот большой интенсивности является тепловой эффект, который выражается в нагреве отдельных тканей или органов. Особенно чувствительны к тепловому эффекту хрусталик глаза, желчный пузырь, мочевой пузырь и некоторые другие органы.

Субъективными ощущениями облучаемого персонала являются жалобы на частую головную боль, сонливость или бессонницу, утомляемость, вялость, слабость, повышенную потливость, потемнение в глазах, рассеянность, головокружение, снижение памяти, беспричинное чувство тревоги, страха и другое.

ЭМП радиочастот следует оценивать показателями интенсивности поля и создаваемой им энергетической нагрузкой.

В диапазоне частот 60 кГц - 300 МГц интенсивность ЭМП характеризуется напряженностью электрического (E) и магнитного (H) полей, энергетическая нагрузка (ЭН) представляет собой произведение квадрата напряженности поля на время его воздействия. Энергетическая нагрузка, создаваемая электрическим полем:

$$\text{ЭН}_E = E^2 \cdot T$$

Энергетическая нагрузка, создаваемая магнитным полем:

$$\text{ЭН}_H = H^2 \cdot T$$

Предельно допустимы параметры ЭМП радиочастот на рабочих местах персонала указаны в таблице 5.3. согласно ГОСТ 12.1.006-84:

Таблица 5.3 – Предельно допустимы параметры ЭМП радиочастот

Параметр	Предельные значения в диапазонах частот, МГц		
	от 0,06 до 3	св. 3 до 30	св. 30 до 300
Напряженность электрического поля, В/м	500	300	80
Напряженность магнитного поля, А/м	50	-	-
Энергетическая нагрузка электрического поля, (В/м) <sup>2</sup> ·ч	20000	7000	800
Энергетическая нагрузка магнитного поля, (А/м) <sup>2</sup> ·ч	200	-	-

Организационные мероприятия по защите от ЭМП К организационным мероприятиям по защите от действия ЭМП относятся:

- использование средств индивидуальной защиты, например, экранирующие комплект – индивидуальная сетка Фарадея;
- экранирование рабочего места или источника излучения;
- правильный выбор режима работы оборудования;
- ограничение время нахождения в зоне действия ЭМП радиочастот;
- ограждение зон с повышенным уровнем ЭМП радиочастот;

максимальное увеличение расстояния от источников ЭМП радиочастот.

Техника безопасности при монтаже насоса

Половина травм происходит при строповке, перемещении, установке и укладке грузов. В основном травмируются ноги при падении переносимых грузов. При этом основании группа травм связана с временными устройствами, которые изготавливаются из подручных материалов по индивидуальным проектам. При монтаже оборудования должны выполняться следующие правила техники безопасности.

К монтажным работам допускаются лица не моложе 18 лет на основании данных медицинского осмотра, прошедшие вводный инструктаж на рабочем месте и знающие правила техники безопасности, что должно быть записано в специальных журналах.

Монтажный персонал должен явиться на рабочее место в исправной спецодежде и с защитными средствами (каска, противогаз). Все колодцы, лотки, траншеи и другие коммуникации, находящиеся на пути грузоподъемных и транспортных машин, должны быть обозначены хорошо видимыми указателями. Запрещается выходить на монтажную площадку без защитной каски и находиться под грузом, перемещаемым краном.

При силе ветра более 6 баллов работа кранов прекращается. На электролебедках могут работать только лица, знающие их устройство и правила эксплуатации, что должно быть подтверждено удостоверением, выданным квалификационной комиссией.

Грузоподъемные операции могут проводиться только специально обученным персоналом. Из зоны подъема и спуска груза люди должны быть удалены на безопасное расстояние до начала операции.

Не допускается поднимать грузы, засыпанные землей или примерзшие к земле.

При строповке грузов запрещается поднимать груз без предварительной проверки исправности такелажа, надежности строповки груза, пробного подъема груза на высоту 0,2-0,3 м для проверки равномерности натяжения стропов и положения центра тяжести. Запрещается подтаскивать грузы краном при косом натяжении канатов или поворотов стрелы.

Усилие, действующие на рым-болт, должно быть направлено по оси рыма. Для этой цели при подъеме агрегата за несколько стропов между стропами должна быть установлена распорка или применена траверса. При обвязке груза нельзя допускать угол между ветвями стропа более 90°.

На углах и ребрах оборудования во избежание повреждения стропа необходимо ставить деревянные подкладки. Запрещается смазывать, чистить и ремонтировать такелажные механизмы и оснастку, когда они находятся под нагрузкой.

При сматывании каната с барабана лебедки на последнем должно оставаться не менее полутора витка каната.

Устанавливаемые элементы конструкций до их освобождения от крюка крана должны быть надежно закреплены.

При установке деталей следует направлять их не руками, а соответствующим инструментом. Совпадение отверстий во фланцах и других деталях должно проверяться конусными оправками, а не пальцами.

При работе в ночное время рабочие места должны быть хорошо освещены лампами рассеивающегося света и прожекторами. Переносные лампы должны иметь напряжение 12 В.

При гидроиспытании насоса и арматуры запрещается находиться против фланцевых соединений.

Средства индивидуальной защиты ремонтного персонала

Согласно ГОСТ 12.4.034–78 средства индивидуальной защиты органов дыхания (СИЗОД) подразделяют на две группы: фильтрующие (Ф), обеспечивающие защиту в условиях достаточного количества кислорода (не менее 18% в воздухе) и ограниченного содержания вредных веществ, и изолирующие (И), обеспечивающие защиту в условиях недостаточного количества кислорода и неограниченного содержания вредных веществ в воздухе.

Фильтрующие СИЗОД в свою очередь подразделяют на противоаэрозольные (ФА), противогазовые (ФГ) и универсальные (ФУ), а изолирующие СИЗОД – на шланговые (ИШ) и автономные (ИК).

Промышленный фильтрующий противогаз состоит из резиновой лицевой части (шлема-маски), гофрированной трубки и фильтрующей коробки, заполненной специальным химическим поглотителем, состав которого зависит от вида вредных веществ, находящихся в воздухе. Лицевая часть противогаса имеет пять размеров.

В зависимости от конкретных условий на каждом участке производства его руководители вместе с работниками газоспасательной

службы определяют, какими марками противогазов должны пользоваться работающие и кому противогазы должны выдаваться в личное пользование. Независимо от этого на установке или в цехе создают резервный запас противогазов. В резервном комплекте должны быть противогазы всех размеров, а каждый рабочий должен знать свой размер противогаза.

Для защиты от пыли применяют противоаэрозольные (противопылевые) респираторы. Они могут быть бесклапанными или клапанными.

Наиболее простым респиратором бесклапанного типа является «Лепесток» одноразового пользования, изготовленный из специальной фильтрующей ткани, укрепленной на каркасе из пластмассы. На голове «Лепесток» крепится тесемками.

Пневмошлемы и пневмомаски применяют для защиты органов дыхания в условиях повышенной концентрации пыли и газов при выполнении работ на отдельных рабочих местах (в пескоструйных камерах).

Шланговые противогазы изолируют органы дыхания только от воздуха, находящегося в зоне рабочего места, автономные – полностью от окружающего воздуха. Принцип действия шлангового противогаза состоит в том, что чистый воздух для дыхания забирается на некотором расстоянии от работающего и через шланг подается под шлем-маску. В зависимости от способа подачи воздуха в лицевую часть шланговые противогазы подразделяют на самовсасывающие (ПШ-1) и с принудительной подачей воздуха (ПШ-2, ДПА-5).

Для защиты глаз от воздействия вредных и опасных производственных факторов применяют защитные очки (от пыли, твердых частиц, брызг неразъедающих и разъедающих жидкостей, газов, ультрафиолетового излучения, слепящей яркости видимого излучения, инфракрасного излучения и др.).

Для защиты от вредного воздействия на кожные покровы агрессивных веществ помимо рукавиц применяют защитные пасты и мази.

Спецодежда служит для защиты тела работающих от различных производственных вредностей и опасностей: агрессивных жидкостей, искр, брызг металла, вода, низких и высоких температур и т.д. Спецодежда, спецобувь и другие предохранительные приспособления выдают работающими бесплатно в соответствии с действующими нормами и сроками носки.

Для защиты ног от агрессивных веществ, воздействия температурных факторов и механических повреждений применяют различные виды специальной обуви: сапоги, полусапоги, ботинки, полуботинки, туфли, галоши, боты и бахилы.

Спецодежда, спецобувь и предохранительные приспособления являются собственностью предприятия, выносить их за пределы предприятия не разрешается.

Для защиты рук от механических травм, ожогов, действия растворителей и других вредностей применяют рукавицы и перчатки, изготавливаемые из различных материалов: хлопчатобумажных, льняных, шерстяных, кожи, резины и полимерных материалов. Средства защиты от шума подразделяют на две группы: антифоны – вкладыши, вкладываемые в устье слухового аппарата, и наружные противоразношумы – наушники, шлемы, накладываемые на ушную раковину. Наиболее эффективны вкладыши «Беруши», состоящие из смеси волокон органической бактерицидной ваты и ультратонких полимерных волокон и позволяющие снижать уровень звука на различных частотах от 15 до 30 дБ.

## 5.2. Анализ выявленных опасных производственных факторов

### Электробезопасность

Электрические установки, к которым относятся практически все оборудование ЭВМ, представляет для человека большую потенциальную опасность.

Для предотвращения электротравматизма большое значение имеет правильная организация работ, т.е. соблюдение правил технической эксплуатации электроустановок потребителей [18], правил техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей [19] (ПТЭ и ПТБ потребителей) и правил устройства электроустановок (ПУЭ) [20].

Аудитория, где проводится камеральная обработка результатов научной деятельности, согласно ПУЭ относится к помещениям без повышенной опасности поражения электрическим током (относительная влажность воздуха – не более 75 %, температура воздуха +25С°, помещение с небольшим количеством металлических предметов, конструкций)

Основные нормативные акты, устанавливающие требования электробезопасности являются ГОСТ 12.1.019 -79 [11] и ГОСТ 12.1.038-82 [12].

Для предотвращения электротравм следует соблюдать требования, предъявляемые к обеспечению электробезопасности работающих на ПЭВМ:

- все узлы одного персонального компьютера и подключенное к нему периферийное оборудование должно питаться от одной фазы электросети;
- корпуса системного блока и внешних устройств должны быть заземлены радиально с одной общей точкой;
- для отключения компьютерного оборудования должен использоваться отдельный пункт с автоматами и общим рубильником.

### 5.3. Экологическая безопасность

В настоящем разделе приведена экологическая оценка воздействия на компоненты природной среды рекомендуемого варианта разработки мелкого месторождения. Предусмотрены мероприятия, обеспечивающие безопасность населения, охрану окружающей среды и недр от возможных негативных воздействий, связанных с рекомендуемым вариантом разработки малого месторождения.

- Охрана атмосферного воздуха

Основная деятельность, планируемая на мелком месторождении – добыча и транспортировка нефти.

Основными источниками выбросов загрязняющих веществ (ЗВ) в атмосферу от планируемых объектов пробной эксплуатации малого месторождения являются:

- транспортабельная котельная с котлами ПКН–2С, работающая в период бурения новых скважин;
- дизельный подъемный агрегат «Cardwell» (работает в период освоения, бурения, монтажа и демонтажа при зарезки бокового ствола);
- двигатели внутреннего сгорания автомобильной и строительной техники.

Основными ЗВ, выбрасываемыми в приземный слой атмосферы, от планируемых источников являются: углеводороды, оксид азота, диоксид азота, оксид углерода, оксид серы, сажа, формальдегид, сернистый ангидрид, взвешенные вещества, акролеин.

В процессе опытно-промышленной разработки мелкого месторождения предусматривается герметизированная система добычи, сбора и транспорта продукции скважин до МБСНУ где планируется проводить первичную подготовку нефти (сброс воды).

Окончательная подготовка нефти проводится на действующей УПН «Арчинского» месторождения, которая обеспечивает соответствие её качественных показателей первой группе по ГОСТ Р 51858-2002 [21].

- Охрана земель, флоры и фауны

Бурение эксплуатационных скважин с кустовых оснований и прокладка инженерных коммуникаций к ним в одном коридоре позволит сконцентрировать негативное воздействие планируемой разработки месторождения на земли, растительность и животный мир на ограниченных площадях. Почв сельскохозяйственного использования на площади месторождения не имеется. Земли используются в лесном хозяйстве.

Негативное воздействие объектов планируемой разработки месторождения на растительность оказывается:

- вырубкой леса на изымаемых под строительство землях;
- возможными аварийными разливами нефти.

Для рационального использования растительных ресурсов и снижения отрицательного воздействия планируемой разработки месторождения на растительность рекомендуется:

- использовать древесину, вырубаемую на отводимой территории, для нужд строительства;
- выполнять строительные работы строго в полосе отвода;
- соблюдать правила пожарной безопасности при работе в лесных массивах.

Реализация перечисленных мероприятий позволит ограничить негативное воздействие планируемой разработки месторождения на животный мир пределами площадных объектов. Беспокойство животных производством работ при отсутствии браконьерства будет сказываться в пределах нескольких сотен метров от планируемых объектов в период их строительства.

- Обращение с отходами

Образующиеся при разработке месторождения отходы подлежат переработке, обезвреживанию или захоронению в соответствии с требованиями нормативных документов и природоохранных органов государственного контроля.

Образующиеся при разработке месторождения отходы подлежат переработке, обезвреживанию или захоронению в соответствии с требованиями нормативных документов и природоохранных органов государственного контроля.

#### 5.4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

В данном разделе рассматривается чрезвычайная ситуация – пожары в зданиях, сооружениях жилого, социального и культурного назначения, относящаяся к классу ЧС техногенного характера.

В современных ЭВМ очень высока плотность размещения элементов электронных схем. В непосредственной близости друг от друга располагаются соединительные провода, коммутационные кабели. При протекании по ним электрического тока выделяется значительное количество теплоты, что может привести к повышению температуры отдельных узлов до 80-100°C. При повышении температуры отдельных узлов возможно оплавление изоляции соединительных проводов, которое ведет к короткому замыканию, сопровождающееся, в свою очередь, искрением.

Предотвращение распространения пожара достигается мероприятиями, ограничивающими площадь, интенсивность и продолжительность горения. К ним относятся:

- конструктивные и объёмно-планировочные решения, препятствующие распространению опасных факторов пожара по помещению;
- ограничения пожарной опасности строительных материалов, используемых в поверхностных слоях конструкции здания, в том числе кровель, отделки и облицовок фасадов, помещений и путей эвакуации;
- снижение технологической взрывопожарной и пожарной опасности помещений и зданий;
- сигнализация и оповещение о пожаре.
- «План эвакуации людей при пожаре»;
- установлена система автоматической противопожарной сигнализации (датчики-сигнализаторы типа ДТП).

В данном помещении не обнаружено предпосылок к пожароопасной ситуации. Это обеспечивается соблюдением норм при монтаже

электропроводки, отсутствием электрообогревательных приборов и дефектов в розетках и выключателях.

#### 5.5. Законодательное регулирование при работах, связанных с эксплуатацией компьютера

При разработке данного раздела учитываются необходимые нормы и требования законов Российской Федерации при работе за компьютером. Продолжительность рабочего дня составляет 8 часов.

В соответствии с приказом Министерства здравоохранения и социального развития Российской Федерации от 12 апреля 2011 г. N 302н работы профессионально связанные с эксплуатацией ПЭВМ не входят в перечень вредных и (или) опасных производственных факторов и работ.

В соответствии с пунктом 13.1 статьи 13 Постановления Главного государственного санитарного врача Российской Федерации от 03.06.2003 № 118 "О введении в действие санитарно-эпидемиологических правил и нормативов СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03" лица, работающие с ПЭВМ более 50% рабочего времени (профессионально связанные с эксплуатацией ПЭВМ), должны проходить обязательные предварительные при поступлении на работу и периодические медицинские осмотры в установленном порядке.

Нормальная продолжительность рабочего времени согласно статье 91 Трудового кодекса РФ не может превышать 40 часов в неделю.

В соответствии с Типовой инструкцией по охране труда при работе на персональном компьютере ТОИ Р-45-084-01 продолжительность непрерывной работы с компьютером без регламентированного перерыва не должна превышать двух часов. Продолжительность и частота перерывов зависят от категории работы с компьютером и уровня нагрузки (таблица 5.4).

Согласно статье 92 Трудового кодекса РФ сокращенная продолжительность рабочего времени при проведении работ профессионально связанных с эксплуатацией ПЭВМ не предусмотрена.

В соответствии со статьей 108 Трудового кодекса РФ в течение рабочего дня (смены) работнику должен быть предоставлен перерыв для отдыха и питания продолжительностью не более двух часов и не менее 30 минут, который в рабочее время не включается.

Таблица 5.4 – Категории работ с компьютером

Категории работы с компьютером	Уровень нагрузки за смену при разных видах работ		
	А	Б	В
	кол-во знаков	кол-во знаков	часы
I	до 20000	до 15000	до 2
II	до 40000	до 30000	до 4
III	до 60000	до 40000	до 6

При 8-часовой рабочей смене и работе на компьютере регламентированные перерывы следует устанавливать:

- для I категории работ – через два часа от начала рабочей смены и через два часа после обеденного перерыва продолжительностью 15 минут каждый;
- для II категории работ – через два часа от начала рабочей смены и через 1,5-2 часа после обеденного перерыва продолжительностью 15 минут каждый или продолжительностью 10 минут через каждый час работы;
- для III категории работ – через 1,5-2 часа от начала рабочей смены и через 1,5-2 часа после обеденного перерыва продолжительностью 20 минут каждый или продолжительностью 15 минут через каждый час работы.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Основной целью данной работы являлось сопоставление геологических данных с технологическими решениями на Арчинском НГКМ, а также построение наиболее-соответствующей геолого-технологической модели. Для достижения данной цели в работе был выполнен целый ряд промежуточных задач. Среди этих задач: выявление особенностей формирования пласта  $M_1$ , построение геологической и гидродинамической модели.

По результатам данной работы можно сказать, что основная цель достигнута, а задачи выполнены. На основе приведенной методики построена геолого-технологическая модель месторождения Томской области.

На базе спроектированной геолого-технологической модели созданы прогнозные варианты. После был проведен анализ экономической эффективности целесообразного сценария разработки, который являлся основой для проекта пробной эксплуатации месторождения.

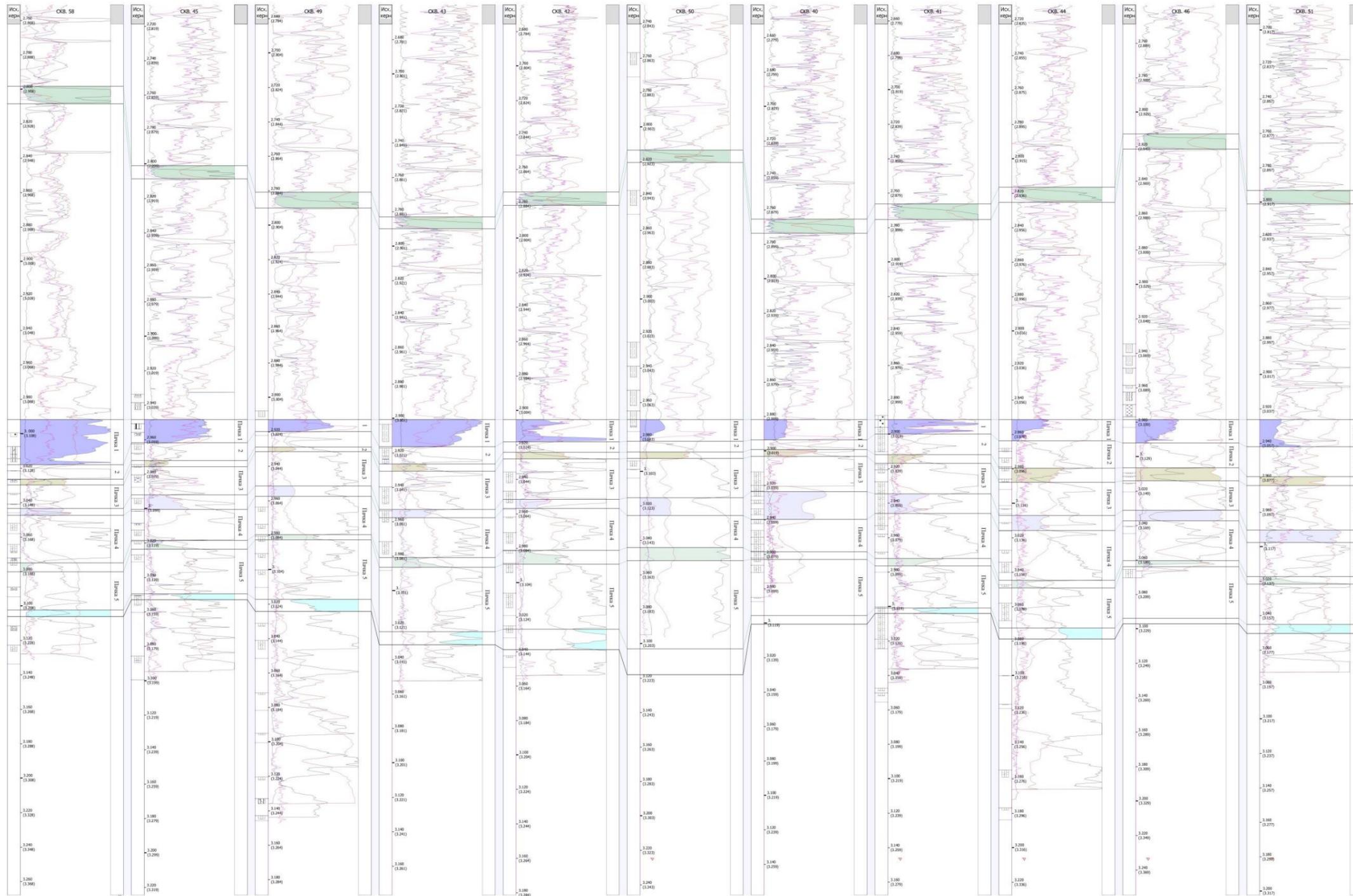
## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Биджаков В.И., Волков В.И. и др. Анализ результатов геологоразведочных работ на нефть и газ, проведенных на территории деятельности объединения "Томскнефть", ТомскНИПИнефть 1992г.
2. Тищенко В.М., Гайдукова В.М. и др. Проект разведки Арчинского месторождения нефти, ГГП Томскнефтегазгеология 1992г.
3. Славкин В.С., Тищенко Г.И. Моделирование залежей углеводородов палеозойской поверхности на территории Томской области с целью определения рациональности их разработки (на примере Калинового, Северо-Калинового, Нижне-Табаганского месторождений и сопредельных территорий юго-востока Нюрольской впадины). ТОО "ВНИГНИ-2", Москва, 1997г.
4. Дж.Л.Уилсон. Карбонатные фации в геологической истории. Москва, Недра 1980г.
5. Жемчугова В. А. Резервуарная седиментология карбонатных отложений. – М.: ООО «ЕАГЕ Геомодель», 2014. – 232 с.
6. Карасев В.И., Кирсанов Г.П. и др. Основы рационального недропользования. – Тюмень: ТюмГНГУ, 1999. – 115с.
7. Проект разведки Арчинского месторождения. Томскнефтегазгеология, 1992г.
8. Каневская Р. Д. Математическое моделирование гидродинамических процессов разработки месторождений углеводородов. – Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2002. – 140 с.
9. ГОСТ 12.0.003–74.ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
10. ГОСТ 12.1.005-88 Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.

11. ГОСТ 12.1.019 -79 (с изм. №1) ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
12. ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов.
13. Постановления Главного государственного санитарного врача Российской Федерации от 03.06.2003 № 118 «О введении в действие санитарно-эпидемиологических правил и нормативов СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03»
14. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей и правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей. - М.: Атомиздат, 1971.
15. Правила устройства электроустановок. 7-е изд., разд. 1, 6, 7. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2009.
16. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03. Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещенному освещению жилых и общественных зданий. – М.: Госкомсанэпиднадзор, 2003.
17. СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 Санитарно-эпидемиологические правила и нормативы «Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы». – М.: Госкомсанэпиднадзор, 2003.
18. СанПиН 2.2.4.548-96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.
19. ТОИ Р-45-084-01 «Типовая инструкция по охране труда при работе на персональном компьютере». - М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2002.
20. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 № 197-ФЗ (ред. от 28.12.2013) // Собрание законодательства Российской Федерации. - 07.01.2002. - N 1 (Ч. 1). - Ст. 3.
21. ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия».

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Схема корреляции отложений пласта М Арчинского месторождения



## ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Таблица – Основные свойства флюидов

Наименование	Пласт М			
	Количество исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение
	скважин	проб		
Нефть				
Давление насыщения газом, МПа				
- в подгазовой зоне	2	4	16,9-20,2	18,0
- в чисто нефтяной зоне	1	1	8,47	8,47
Газосодержание при однократном разгазировании, м <sup>3</sup> /т				
- Нижне-Табганская площадь	1	1	23,3-27,0	25,4
- Арчинская площадь	4	5	51,3-130,1	121,44
Объемный коэффициент при однократном разгазировании, доли ед.	3	5	1,17-1,58	1,28
Пластовое давление, МПа	10	29	20,36-33,6	31,17
Плотность, кг/м <sup>3</sup> (поверхн. усл.)	7	14	804-891	851
Плотность, кг/м <sup>3</sup> (пластов. усл.)	3	7	726-809	770
Вязкость в пластовых условиях, мПа*с	1	2	1,26-1,47	1,36
Газ газовой шапки				
Плотность, кг/м <sup>3</sup>	4	9	0,55-0,69	0,62
Содержание стабильного конденсата, г/м <sup>3</sup>	1	1	308	308
Стабильный конденсат				
Плотность, г/см <sup>3</sup>	1	2	0,765	0,765
Содержание, % вес				
- парафина	1	2	0,06	0,06
- серы	1	2	0,05	0,05
Содержание конденсата, г/м <sup>3</sup>	1	1	308	308
Пластовая вода				
Газосодержание, м <sup>3</sup> /т	1	3	1,7-4,0	3,0
Общая минерализация, г/л	4	4	38,2-55,5	49,8
Плотность, кг/м <sup>3</sup>	7	9	1020-1044	1027

## ПРИЛОЖЕНИЕ В

Таблица – Геолого-физические характеристики продуктивного пласта М

Параметры	Объект
	М
1	2
Средняя глубина залегания, м	2971,5
Тип залежи	массивная
Тип коллектора	порово-каверн., порово-трещ., межзерн., смеш.
Площадь нефтегазоносности, тыс.м <sup>2</sup>	21 100(C1) + 56 000(C2)
Средняя общая толщина, м	69,1
Средняя конденсатогазонасыщенная толщина, м	16,4
Средняя нефтенасыщенная толщина, м	10,8
Средняя водонасыщенная толщина, м	36,5
Пористость, %	10
Средняя нефтенасыщенность ГНЗ, доли ед.	0,713
Средняя нефтенасыщенность ВНЗ, доли ед.	0,634
Проницаемость, мкм <sup>2</sup>	0,010
Коэффициент песчаности, доли ед.	0,29
Коэффициент расчлененности, доли ед.	11,1
Начальная пластовая температура, °С	101
Начальное пластовое давление, МПа	31,17
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа*с	1,36
Плотность нефти в пластовых условиях, кг/м <sup>3</sup>	770
Плотность нефти в поверхностных условиях, кг/м <sup>3</sup>	851
Абсолютная отметка ВНК, м	3002
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,28
Содержание серы в конденсате, %	0,05
Содержание парафина в нефти, %	4,94
Давление насыщения нефти газом, МПа -в подгазавой зоне	18
- в ВНЗ	8,47
Газосодержание нефти, м <sup>3</sup> /т	121,44
Плотность воды в пластовых условиях, кг/м <sup>3</sup>	1027
Средняя продуктивность, м <sup>3</sup> /(сут*МПа)	2,26
Начальные балансовые запасы нефти, млн.т	
(утв.ГКЗ РФ или на балансе ГПП "Росгеолфонд")	13,718 (C1)
в том числе: по категории C <sub>1</sub> /C <sub>2</sub>	50,224 (C2)
Начальные извлекаемые запасы нефти, млн.т	
(утв.ГКЗ РФ или на балансе ГПП "Росгеолфонд")	2,74(C1)
в том числе: по категории C <sub>1</sub> /C <sub>2</sub>	10,04(C2)
Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	
в том числе: по категории C <sub>1</sub> /C <sub>2</sub>	0,2
Начальные балансовые запасы свободного газа, млн.м <sup>3</sup>	
(утв.ГКЗ РФ или на балансе ГПП "Росгеолфонд")	14197(C1)
в том числе: по категории C <sub>1</sub> /C <sub>2</sub>	1441(C2)
Начальные балансовые запасы конденсата, млн.т	3,378
Коэффициент извлечения конденсата, доли ед.	0,627

## ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Таблица – Исходные данные для расчета экономических показателей.

№ п/п	Показатели	Ед.измерения	Значение
1	2	3	4
1	<b>ЦЕНА</b>		
	Цена на внутреннем рынке		
	на нефть	руб./т	2 600,00
	Цена на внешнем рынке		
	на нефть	руб./т	4 978,00
	Транспортные расходы	долл./т	30,90
	Транспортные расходы	руб./т	775,00
2	<b>ПЛАТЕЖИ И НАЛОГИ</b>		
	НДС	%	20%
	экспортная пошлина	долл./т	17,88
	экспортная пошлина	руб./т	554,23
	на имущество	%	2%
	на прибыль	%	24%
	отчисления в дорожный фонд (налог на пользователей автодорог)	%	1,0%
	налог на добычу полезных ископаемых	руб./т	576,00
	налог на добычу полезных ископаемых	%	16,5%
	единый социальный налог	%	36,4%
	отчисления в страховой фонд	%	
	отчисления на милицию	%	
	плата за землю	руб./га	12 300
3	<b>КАПИТАЛЬНЫЕ ВЛОЖЕНИЯ</b>		
	наклонно-направленная скважина	тыс.руб./скв.	32 000
	горизонтальная скважина	тыс.руб./скв.	42 000
	нагнетательная скважина	тыс.руб./скв.	32 000
	оборудование для нефтедобычи	тыс.руб./скв.	2 180
	оборудование прочих организаций	%	10%
	Промысловое обустройство		
	сбор и транспорт нефти и газа	тыс.руб./скв.	1 038
	комплексная автоматизация и связь	тыс.руб./скв.	180
	электроснабжение	тыс.руб./скв.	280
	промводоснабжение	тыс.руб./скв.	
	БПО	тыс.руб.	8 700
	автодорожное строительство	тыс.руб./скв.	4 050
	заводнение нефтяных пластов	тыс.руб./нагн.скв.	1 160
	технологическая подготовка нефти	руб./т	125,0
	внешний транспорт нефти	тыс.руб./км	2 000
	внешний транспорт нефти	тыс.руб.	28 000

## Продолжение таблицы

4	<b>ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЕ ЗАТРАТЫ</b>		
	обслуживание нефтяных скважин (с общепромысловыми затратами)	тыс.руб./скв.-год	1 200,00
	обслуживание нагнетательных скважин	тыс.руб./скв.-год	750,00
	технологическая подготовка нефти	руб./т жидкости	14,00
	сбор и транспорт нефти	руб./т жидкости	8,00
	стоимость электроэнергии	руб./1кВт-час	0,61
	стоимость кап.ремонта доб.скв.	тыс.руб./скв.	1 500
	стоимость кап.ремонта нагн.скв.	тыс.руб./скв.	1 500
	прочие	%	10%
5	<b>ДОПОЛНИТЕЛЬНЫЕ ДАННЫЕ</b>		
	на реновацию скважин	%	6,7
	на реновацию объектов обустройства	%	8,3
	Норматив приведения разновременных затрат	доли.ед.	0,10
	Уд.расход на механизированную добычу:		
	эл.энергии при добыче нефти ШГН	кВт-ч/ т жидк	9,26
	эл.энергии при добыче нефти ЭЦН	кВт-ч/ т жидк	22,00
	сжатого воздуха (газа) при добыче газлифтом	м <sup>3</sup> / т жидк	
	эл.энергии на закачку воды в пласт	кВт-ч/ м <sup>3</sup>	5,10

## ПРИЛОЖЕНИЕ Д

Таблица – Расчет капитальных вложений на разработку месторождения «В», млн. руб.

Годы и периоды	Текущие затраты, тыс. руб										
	обслуживание нефтяных скважин (с общепром. затратами)	з/п с отчислениями	обслуживание нагнетательных скважин	Расходы на ППД	Технологическая подготовка нефти	Сбор и таранспорт нефти	стоимость кап.ремонта доб.скв.	стоимость кап.ремонта нагн.скв.	соляно-кислотные обработки	Прочие	Итого текущих затрат
1	2	2	3	4	5	6	7	8	7	9	10
2002	3 600	-	-	-	243	139	300	-	-	428	4 710
2003	10 800	-	-	-	985	563	900	-	392	1 364	15 003
2004	18 000	-	-	-	2 238	1 279	1 500	-	392	2 341	25 750
2005	20 400	-	-	-	3 056	1 746	1 700	-	196	2 710	29 808
2006	26 400	-	-	-	3 639	2 079	2 200	-	490	3 481	38 289
2007	24 000	-	1 500	224	3 933	2 247	2 000	200	-	3 410	37 515
2008	24 000	-	1 500	239	3 600	2 057	2 000	200	-	3 360	36 956
2009	24 000	-	1 500	245	3 476	1 986	2 000	200	-	3 341	36 748
2010	24 000	-	1 500	246	3 399	1 942	2 000	200	-	3 329	36 615
2011	24 000	-	1 500	245	3 401	1 944	2 000	200	-	3 329	36 619
2012	24 000	-	1 500	245	3 440	1 966	2 000	200	-	3 335	36 686
2013	24 000	-	1 500	245	3 465	1 980	2 000	200	-	3 339	36 729
2014	24 000	-	1 500	246	3 495	1 997	2 000	200	-	3 344	36 782
2015	22 800	-	1 500	245	3 507	2 004	1 900	200	-	3 216	35 372
2016	22 800	-	1 500	245	3 473	1 985	1 900	200	-	3 210	35 314
2017	22 800	-	1 500	245	3 422	1 956	1 900	200	-	3 202	35 225
2018	22 800	-	1 500	246	3 386	1 935	1 900	200	-	3 197	35 164
2019	21 600	-	1 500	245	3 300	1 886	1 800	200	-	3 053	33 585
2020	21 600	-	1 500	245	3 152	1 801	1 800	200	-	3 030	33 329
2021	21 600	-	1 500	245	3 042	1 738	1 800	200	-	3 013	33 138
2022	20 400	-	1 500	246	2 913	1 665	1 700	200	-	2 862	31 487
<b>Всего</b>	<b>447 600</b>	<b>-</b>	<b>24 000</b>	<b>3 899</b>	<b>64 566</b>	<b>36 895</b>	<b>37 300</b>	<b>3 200</b>	<b>1 470</b>	<b>61 893</b>	<b>680 824</b>