

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

Институт Природных ресурсов
Направление подготовки 21.04.01 Нефтегазовое дело
Кафедра Геологии и разработки нефтяных месторождений

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Прогноз конусообразования в горизонтальных скважинах газоконденсатных залежей с использованием секторного моделирования (на примере месторождений ЯНАО Тюменской области)

УДК 622.276.6.004(571.12)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ51	Балин Даниил Валерьевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Зав. кафедрой, доцент	Чернова О.С.	К. Г.-М. Н., доцент		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ГРNM	Чернова О.С.	К.Г.-М.Н., доцент		

Томск – 2017 г.

Результаты обучения

Код	Результаты обучения
1	2
P1	Способность использовать естественнонаучные, математические, экономические, юридические и инженерные знания в области геологии, разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений
P2	Способность определять, формулировать и решать междисциплинарные инженерные задачи в области нефтегазовых технологий с использованием профессиональных знаний и современных методов исследования
P3	Способность планировать и проводить исследования в сложных и неопределённых условиях с использованием современных технологий, а также критически оценивать полученные данные
P4	Способность анализировать нестандартные ситуации и быстро выбирать оптимальные решения при разработке нефтяных и газовых месторождений
P5	Способность использовать творческий подход для разработки новых идей и методов проектирования объектов нефтегазового комплекса, а также модернизировать и совершенствовать применяемые технологии нефтегазового производства
P6	Способность разрабатывать многовариантные схемы для достижения поставленных производственных целей, с эффективным использованием имеющихся технических средств
P7	Способность анализировать и систематизировать современные технологические и научные достижения нефтегазовой отрасли, а также выявлять их актуальные проблемы
P8	Способность эффективно работать индивидуально и в качестве члена команды, а также руководить командой, формировать задания, распределять обязанности и нести ответственность за результаты работы
p9	Способность самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в своей профессиональной деятельности
P10	Владеть иностранным языком как средством профессионального общения, на уровне, позволяющем работать в интернациональной среде

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

Институт Природных ресурсов

Направление подготовки (специальность) 21.04.01 Нефтегазовое дело

Кафедра Геологии и разработки нефтяных месторождений

УТВЕРЖДАЮ:

Зав. кафедрой ГРНМ

_____ Чернова О.С.
(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

магистерской диссертации

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

Студенту:

Группа	ФИО
2ТМ51	Балину Даниилу Валерьевичу

Тема работы:

Прогноз конусообразования в горизонтальных скважинах газоконденсатных залежей с использованием секторного моделирования (на примере месторождений ЯНАО Тюменской области)

Утверждена приказом директора (дата, номер)

6174/С от 24.07.2017

Срок сдачи студентом выполненной работы:

14.08.2017

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Материалы _____ компании-недропользователя, полномасштабная _____ сааптированная гидродинамическая модель месторождения
---------------------------------	---

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Литературный обзор, сводная информация по объекту исследований, оценка применимости зависимостей для расчета критического дебита газа и времени прорыва конуса, формирование методики прогноза конусообразования, построение секторных гидродинамических моделей, анализ чувствительности, оценка экономической эффективности мероприятий по нивелированию негативных последствий
Перечень графического материала	Иллюстрации процесса конусообразования, местоположение изучаемого месторождения, показатели эксплуатации скважин, spider-диаграммы, кривые ЧДД

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы
(с указанием разделов)

Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Белозеров В.Б.
Социальная ответственность	Мищенко М.В.

Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:

Введение (Introduction)

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

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Зав. кафедрой ГРНМ	Чернова О.С.	к. Г.-М.Н., доцент		26.06.2017

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ51	Балин Даниил Валерьевич		26.06.2017

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

Студенту:

Группа	ФИО
2ТМ51	Балину Даниила Валерьевичу

Институт	Природных ресурсов	Кафедра	ГРНМ
Уровень образования	магистратура	Направление/специальность	21.04.01. нефтегазовое дело

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

1. Прибыль от продажи газа	Литературные источники
2. Затраты на добычу воды	Литературные источники
3. Ставка дисконтирования	Литературные источники

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка экономической целесообразности проведения мероприятий по нивелированию негативных последствий процесса конусообразования	Расчет чистого дисконтированного дохода для различных вариантов эксплуатации целевой скважины
--	---

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

Кривые изменения ЧДД для различных случаев

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Белозеров В.Б.	д.г.г.-м.н.		26.06.2017

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ51	Балин Даниил Валерьевич		26.06.2017

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2ТМ51	Балин Даниил Валерьевич

Институт	Природных ресурсов	Кафедра	ГРНМ
Уровень образования	магистратура	Направление/специальность	21.04.01.Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения: – вредных проявлений факторов производственной среды (метеоусловия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрации, электромагнитные поля, ионизирующие излучения) – опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической, пожарной и взрывной природы) – негативного воздействия на окружающую природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу) – чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, экологического и социального характера)	Литературные источники
2. Знакомство и отбор законодательных и нормативных документов по теме	Литературные источники

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности: – физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; – действие фактора на организм человека; – приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); – предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства)	К категории вредных факторов могут быть причислены, например: повышенный уровень шума и вибрации, повышенная/пониженная температура воздуха в рабочей зоне, загазованность/запыленность рабочей области
2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой произведённой среды в следующей последовательности: – механические опасности (источники, средства защиты); – термические опасности (источники, средства защиты); – электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты); – пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения)	К категории опасных факторов могут быть причислены, например: подвижные детали машин и механизмов, расположение рабочего места на значительной высоте от поверхности земли, опасные растения и животные в окрестности промысла
3. Охрана окружающей среды: – защита селитебной зоны – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.	Основные требования к охране недр и окружающей среды заключаются в: - систематическом исследовании продуктивных пластов и фонда скважин; - разумном использовании энергии пласта; - контроле за величиной текущего пластового давления и поддержании его близким к проектному уровню; - контроле за дебитами по скважинам и объекту

	разработки в целом; - не допущении излишних давлений на обсадную колонну и цементное кольцо при работах по интенсификации притока; - регулярной проверке герметичности цементного кольца и обсадной колонны; - не допущении преждевременного обводнения скважин в случае форсированных отборов жидкости; - реализации мероприятий по вводу новых скважин из бурения согласно проектному документу, их пуску из консервации и бездействия, проведении своевременных ремонтов; - разработке и применении новых технологий воздействия на пласт, обеспечивающих более высокие вытесняющие свойства; - контроле потенциальных перетоков пластового флюида в вышележащие горизонты через дефекты обсадной колонны и цементного кольца; - соблюдении всех экологических норм.
4. Защита в чрезвычайных ситуациях: – перечень возможных ЧС на объекте; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий	Наиболее типичной ЧС в пределах газовых и газоконденсатных промыслов является возникновение пожара. Для предотвращения подобных ситуаций требуется тщательно соблюдать основные требования пожарной безопасности, правила проведения огнеопасных работ, уметь грамотно использовать средства пожаротушения, владеть приемами тушения пожаров на скважинах
5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: – специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	К проведению различных работ допускаются лишь лица прошедшие необходимый инструктаж, стажировку, производственное обучение, а также проверку знаний по технике безопасности специальной комиссией, назначенной соответствующим приказом. Ее председателем должен быть назначен руководитель, ответственный за технику безопасности, а в ее состав должны входить – ответственные работники служб механики, энергетики, мастер работ на объекте. Ответственность за общее состояние техники безопасности на предприятии несет руководитель предприятия, который обязан в соответствующих должностных инструкциях своих заместителей, главных специалистов и инженеров, а также начальников подразделений, указать, кто из них и за какие разделы охраны труда и техники безопасности отвечает.
Перечень графического материала:	
При необходимости представить эскизные графические материалы к расчётному заданию (обязательно для специалистов и магистров)	-

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Мищенко М.В.	к.г.г.-м.н.		26.06.2017

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ51	Балин Даниил Валерьевич		26.06.2017

Реферат

Выпускная квалификационная работа состоит из страниц 89 страниц, и включает в себя 37 рисунков, 9 таблиц, 44 литературных источника, 0 приложений.

Ключевые слова: горизонтальная скважина, газоконденсатная залежь, конусообразование, секторное моделирование, периодическая эксплуатация скважины.

Объектом исследования является продуктивный пласт П нефтегазоконденсатного месторождения М, расположенного на территории ЯНАО Тюменской области.

Цель работы – разработка методики прогноза конусообразования для горизонтальных скважин, пробуренных в газоконденсатных залежах, а также составление рекомендаций по нивелированию негативных последствий процесса конусообразования.

В процессе исследования проводились: литературный обзор, посвященный изучаемой проблеме; составление сводной характеристики объекта исследований; оценка применимости существующих методик расчета критического дебита газа и времени прорыва конуса воды; увязка рассчитанных по данным методам величин с фактическими данными; построение секторных моделей с целью проведения анализа чувствительности; изучение экономической целесообразности мероприятий по борьбе с процессом образования конуса воды.

В результате исследования была предложена методика расчета критического дебита газа и времени прорыва конуса воды для рассматриваемого пласта, проведен анализ чувствительности характеристик конуса воды к основным эксплуатационным параметрам горизонтальных

скважин, сделана оценка экономической целесообразности периодической эксплуатации скважин, эксплуатируемых в условиях проблемы конусообразования.

Степень внедрения: планируется апробация предложенных методов на более значительном фонде скважин, а также на иных объектах разработки.

Область применения: гидродинамическое моделирование, проектирование разработки газоконденсатных месторождений, анализ текущего состояния разработки месторождений.

Экономическая эффективность/значимость работы: с помощью предложенных методов возможно осуществлять своевременное диагностирование проблемы конусообразования, а, следовательно, подобрать оптимальные параметры эксплуатации скважины, которые позволят обеспечить экономическую рентабельность проекта.

В будущем планируется: более детальное изучение физической природы эффекта образования конуса воды в газоконденсатных залежах; составление собственных универсальных аналитических/эмпирических корреляций для расчета критического дебита газа и времени прорыва воды как для случая горизонтальных, так и для случая вертикальных скважин; определение оптимальных параметров эксплуатации скважин в условиях конусообразования посредством использования основных положений математической теории оптимизации.

Abstract

Graduation thesis consists of 89 pages and includes 37 figures, 9 tables, 44 references and 0 appendix.

Key words: horizontal well, gas-condensate deposit, cresting, sector modelling, cycling well operation.

Subject of the research is the P formation of the oil and gas condensate field M located in the Yamal-Nenets autonomous district of Tyumen Region.

Work objective – introduction of the technique of cone prediction in horizontal wells drilled in gas-condensate reservoirs and preparing of recommendations for coning impact reduction in order to prevent negative consequences.

In the course of the research the literature review about coning problem was conducted, brief description of the subject of research was constructed, an estimation of applicability of existing prediction techniques of critical gas rate and breakthrough time calculation was done, correlation between calculated and observed data was identified, sector models for the sensitivity analysis were created, and economic efficiency of methods of coning impact reduction was studied.

As the results of the research the technique for critical gas rate and cone breakthrough time calculations was introduced, the sensitivity analysis of coning characteristics against the main horizontal well parameters was conducted, an evaluation of economic efficiency of cycling well operation was done.

The degree of implementation: approbation of the proposed methods is planned for a larger number of production wells and other pay formations.

Area of application: simulation modelling, field development project, analysis of the current field development state.

Economic efficiency and importance: with the use of proposed methods the early identification of coning problem becomes possible, and, consequently, parameters of optimum well exploitation can be identified in order to provide the economic profitability of the project.

Work perspective: studying of water coning/cresting nature for the case of gas-condensate deposits in more detail; creating of general analytical/empirical correlations for critical gas rate and coning breakthrough time calculations for the case of both vertical and horizontal wells; identification of optimum parameters of well exploitation with the use of ideas of mathematical theory of optimization.

СПИСОК ОБОЗНАЧЕНИЙ И СОКРАЩЕНИЙ

WOC	Water-oil contact
GLR	Gas-liquid ratio
WOR	Water-oil ratio
GOR	Gas-oil ratio
IMPES	Implicit pressure-explicit saturation
УВ	Углеводороды
ГИС	Геофизические исследования скважин
ГВК	Газоводяной контакт
$K_{\text{во}}$	Коэффициент водонасыщенности
$\delta_{\text{п}}$	Объемная плотность
$Q_{\text{с}}$	Критический дебит газа
$B_{\text{г}}$	Объемный коэффициент газа
L	Длина горизонтального ствола скважины
$\Delta\rho$	Разность плотностей воды и газа
h	Эффективная газонасыщенная толщина
$\mu_{\text{г}}$	Вязкость газа
$k_{\text{в}}$	Вертикальная проницаемость
k_{h}	Горизонтальная проницаемость
z_{w}	Расстояние от ГВК до горизонтального ствола скважины по вертикали
z_{wD}	Безразмерное положение ствола скважины
L_{D}	Безразмерная длина ствола скважины
$Q_{\text{сD}}$	Безразмерный критический дебит газа
x_{a}	Ширина зоны дренирования
x_{D}	Безразмерная ширина зоны дренирования
M	Соотношение подвижностей по воде и газу

r_e	Радиус зоны дренирования
γ_e	Радиус зоны дренирования вертикальной скважины
h_{bp}	Эффективная газонасыщенная толщина ниже интервала перфорации
h_{ap}	Эффективная газонасыщенная толщина выше интервала перфорации
r_w	Радиус скважины
k_{rg}'	Относительная фазовая проницаемость по газу при остаточной водонасыщенности
t_{bt}	Время прорыва конуса воды
ϕ	Пористость
S_{wc}	Остаточная водонасыщенность
S_{gir}	Остаточная газонасыщенность
E_s	Коэффициент вытеснения
t_{Dbt}	Безразмерное время прорыва конуса воды
ВГФ	Водогазовый фактор
a	Полудлина большой оси эллипса
b	Полудлина малой оси эллипса
ОФП	Относительная фазовая проницаемость
ЧДД	Чистый дисконтированный доход
ОВПФ	Опасные и вредные производственные факторы

Содержание

1. Introduction.....	16
1.1. Basic information about coning problem.....	17
1.2. Literature review.....	18
2. Характеристика нефтегазоконденсатного месторождения М.....	25
2.1. Краткая физико-географическая характеристика.....	25
2.2. Природно-климатические условия района работ.....	26
2.3. Изученность месторождения полевыми геофизическими исследованиями.....	27
2.4. Изученность месторождения поисково-разведочным и эксплуатационным бурением.....	28
2.5. Литолого-стратиграфическая характеристика разреза.....	28
2.6. Тектоническая характеристика.....	39
2.7. Краткая характеристика рассматриваемого продуктивного пласта.....	41
2.8. Характеристика пластового флюида.....	45
3. Составление методики прогноза конусообразования и рекомендаций по нивелированию его негативных последствий.....	48
3.1. Обзор используемых корреляционных зависимостей.....	48
3.2. Подбор скважин, эксплуатируемых в условиях эффекта конусообразования.....	52
3.3. Определение входных данных для расчета критического дебита газа и времени прорыва конуса воды.....	59
3.4. Расчет критического дебита газа и времени прорыва конуса воды в горизонтальную скважину.....	61
3.5. Анализ чувствительности значений критического дебита газа и времени прорыва воды к эксплуатационным параметрам скважины.....	66
3.6. Анализ применимости периодической эксплуатации скважины как метода борьбы с эффектом конусообразования.....	69
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение...	73
4.1. Анализ экономической целесообразности циклической эксплуатации скважин в условиях процесса конусообразования.....	73
4.2. Определение оптимальной величины устьевого давления горизонтальной скважины в условиях процесса конусообразования.....	75
5. Социальная ответственность.....	77
5.1. Общие сведения о вредных и опасных факторах.....	77
5.2. Основные правила производственной санитарии, техники безопасности и пожарной безопасности на объектах газового и газоконденсатного хозяйства.....	77
5.3. Охрана окружающей среды.....	82
6. Заключение.....	84
Список литературы.....	85

1. INTRODUCTION

Nowadays the use of horizontal wells becomes a common practice not only in the case of oil fields, but also in the case of gas and gas-condensate fields. Among different negative effects that can complicate fluid production the coning process can be considered as one of the most significant because it leads to the necessity of handling of large volumes of second fluid at the surface in addition to the desired hydrocarbon phase. For example, in the case of water produced from coning there is a question of its disposal if there is no pressure maintenance system in the field, and gas produced from coning can have no local market.

Thus, the objective of this work is to introduce the technique of cone prediction in horizontal wells drilled in gas-condensate reservoirs and prepare recommendations for coning impact reduction in order to prevent negative consequences.

The tasks which will help to achieve the stated objective are listed below and explained in more details in further parts of the present paper:

- conduct the analysis of scientific papers on coning problem;
- study the field-geological information about existing wells in which coning problem can be observed;
- check the applicability of different cone correlation techniques for the available data using simulation modelling;
- prepare the algorithm for cone prediction;
- list the recommendation for coning impact reduction.

In this paper such statements as critical rate and breakthrough time estimation algorithms jointly with applicability of cycling well operation and tubing head pressure adjusting as methods of negative coning impact reduction are proposed by the author and suggested for the defense.

The relevance and practical significance of the present work resides in the use of its results during field development design and current analysis of field

development characteristics in the case of suspicion of water coning problem presence.

1.1. Basic information about coning problem

Coning is a production problem in which gas from the gas-cap or bottom / edge water infiltrates the perforation zone in the near-wellbore area and reduces the desired hydrocarbon phase production. It is important to remember that gas coning should not be confused with free-gas production caused by naturally expanding gas cap, and there is a significant difference between water coning and water production caused by rising WOC from water influx.

Coning can be considered as a rate-sensitive phenomenon generally connected with high rates of production. But strictly being an effect occurring in the near-wellbore area, cone develops only if the pressure forces drawing fluids toward the wellbore overcome the natural buoyancy forces that segregate gas and water from oil.

Some important examples of coning are: water production in an oil well with bottom water drive, gas production in an oil well overlain by a gas cap, production of bottom water in a gas well – which is of particular importance in the present paper.

Speaking about the main variables that affect coning process, density difference, distance between perforations and fluid contacts, fluid viscosity, vertical/horizontal permeability and relative permeabilities can be suggested as important ones.

For the case of horizontal well the cone becomes more of a crest (Figure 1-1).

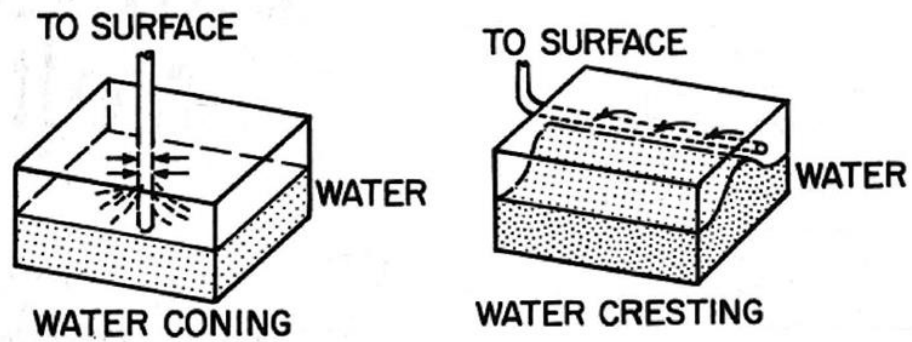


Figure 1-1. Coning and cresting formation

Field practice shows that for the given reservoir conditions the amount of produced undesired fluid is usually less than for a vertical well – thus, this is one of the main motivations for drilling of horizontal wells.

1.2. Literature review

One of the main areas which determine the main tasks of the literature review are critical rate, below which the crest does not form, determination and estimation of coning breakthrough time.

Generally speaking, scientific papers on coning problem can be subdivided into different groups according to the aspects which were studied in them – cases of vertical/horizontal wells, gas/water coning, analytical/experimental/numerical solutions, construction of specific correlations/listing of recommendations/discussion of the engineering techniques etc. But the subdivision with respect to the studied well type seems to be the basic one.

One of the early studies related to water coning for vertical wells was published in 1935 by Muskat and Wyckoff who proposed, using an analytical development, that water coning occurs for large pressure drawdown [1, 2]. Muskat also introduced the idea of a critical rate - the maximum rate below which oil is produced free of water. This study still remains one of the pioneering works on water coning whereas it is based on assumptions that make its practical use rather difficult,

such as single phase flow, mobility ratio equal to unity etc [1, 2]. In the paper published in 1946 Muskat demonstrated the theory developed for the wells and reservoirs producing by the action of bottom water drives [3]. The influence of different parameters, such as well penetration, pay thickness etc. on the displacement efficiency and water-cut dynamics was studied. In 1956 Meyer and Searcy published a paper where they, using a Hele Shaw model, estimated the coning time and the relationship between cone area and cone height [4]. About 5 years later Henley et al. presented a work where the main variables that should be taken into consideration during laboratory tests were listed and the method by which the oil recovery performance for uniform bottom-water drive systems could be calculated was stated [5]. In another study, Sobocinsky and Cornelius [6] used a sand-packed model and computer program for a two-dimensional incompressible system to derive the correlation for predicting the behavior of a water cone as it builds from the static water-oil contact to breakthrough conditions, and, consequently, calculate the cone height and breakthrough time. In 1971 Bournazel and Jeanson presented a modified version of this relation which can be quickly and easily numerically processed, and considered to be useful for a wide variety of cases since it provides a fuller description of reservoir behavior when coning phenomena is involved than previously existing methods [7]. It is necessary to notice, that in 2014 Karami et.al. published the paper in which they suggest the method for dimensionless cone height estimation based on numerical calculations with further substitution in Bournazel-Jeanson formula for the case of Iranian Oil Field [8]. One more comparison of the constructed method with Sobocinsky and Cornelius [6] and Bournazel and Jeanson [7] algorithms was introduced by Kuo and DesBrisay – they showed that their simplified correlation for water coning predictions is valid for the most reservoirs with strong bottom water drives except those with local barriers presence, with high degree of stratification (Dykstra-Parsons permeability variation > 0.8) and with a thick oil-water transition zone [9]. Also, the complex analysis and comparison of some of the discussed above critical rate and post-breakthrough performance correlations is shown in Joshi book [10]. A study of water and gas coning with the

use of potentiometric models was demonstrated by Chierici in 1964; the results of the work are presented in the form of diagrams which allow the determination of maximum oil production rate without water and/or free-gas production and identification of optimal perforated interval position to optimize the maximum permissible oil production rate [11]. Some years later Parker introduced the numerical model which accuracy was checked against Muskat and Chierici methods [11, 3] and showed favorable results; the main focus was directed to construction of oil production performance curves based on such variables as production rate, horizontal to vertical permeability ratio, well penetration and oil to water viscosity ratio [12]. Another numerical coning model was designed by Letkeman and Ridings – it exhibits stable saturation and production behavior during cone formation and after the breakthrough [13]. Addington proposed an approach to gas-coning correlations using a large grid cell reservoir simulator, which allows the estimation of critical coning rate and gas/liquid ratio (GLR) after coning has been achieved [14]. In 1985 Wheatley observed that results of previously published studies are frequently conflicting due to their theoretical nature and, therefore they are based on different assumptions, which leads to their inaccuracy. He suggested a critical rate relation which gives a better result [2, 15]. The work presented by Lee and Tung in 1990 comprises an approach which is rather difficult in comparison with methods discussed earlier since it is based on mechanistic studies – new correlations incorporate key reservoir, well completion and production parameters, and also extended to multi-layered inhomogeneous reservoir models [16].

One of the very early analytical studies related to horizontal wells has been published in 1963 by Efros [17]. In 1986 Chaperon presented the method which includes variations for isotropic/anisotropic cases of gas/water coning predictions in horizontal/vertical wells [18]. Two years later the Joshi's algorithm for gas coning critical rate estimations was presented [10]. In 1990 Ozkan and Raghavan designed an approximate analytical method for the investigation of the behavior of water or gas cone which requires only a numerical integration of trigonometric functions and is considerably simpler than previously existing methods, and, consequently, can be

used for quick engineering estimates of the breakthrough time before detailed simulation studies and comparison of horizontal and vertical well performances [19]. Approximately at the same time period, Dikken presented correlations for the critical rate for gas and water cresting for horizontal wells drilled in lateral edge-water drive reservoirs, and placed either at the top or bottom of a reservoir [10]. In another paper published by Yang and Wattenbarger an algorithm suitable not only for the prediction of critical rate and breakthrough time, but also for the WOR dynamics studying was suggested; a empirical relation of the format similar to Addington's coning correlation [14] was developed, and sensitivity analysis was performed using numerical simulation [20]. Hoyland et.al. in their work conducted a more complex analysis of water coning problem which incorporates the derivation and comparison of two methods – the analytical and numerical ones; the first of them is based on Muskat's solution [3 with replacing of uniform flux at the wellbore assumption by infinitely conductive wellbore, and the results of the second approach include equation and diagram for anisotropic case [21]. In 1992 Guo and Lee proposed a general approach of gas/water coning problem for horizontal wells using conformal mapping method, and an analytical solution for maximum water-free oil production rate determination was stated and confirmed by numerical simulation [22, 23]. Two years later Hatzignatiou and Mohamed in their paper observed that existing correlations of water breakthrough for horizontal wells do not provide accurate prediction, and solutions for gas coning did not exist in principle by that moment of time, and, consequently, a three-dimensional, three-phase, black-oil, commercial simulator was used to examine the influence of different rock and fluid properties, reservoir anisotropy and well configurations on breakthrough time, and derive relations for the prediction of time at which gas or water cones into the well with taking into consideration the effects of numerical dispersion [24]. In 1996 Permadi presented one more study on horizontal wells performance for the case of bottom water drive reservoirs; a semiempirical method, which takes into account non-uniform flux and flow geometry through the use of a special factor that contains well position, well length and drainage area, was introduced [25]. Jiang and Butler

developed a numerical approach for the description of displacement of oil by bottom water drive towards a horizontal well which can be found during experiments with the use Hele-Shaw model; much attention in this work was directed to the study of the effects of unstable flow conditions on the shape of observed interface and oil recovery [26]. The similar aspect of coning problem was studied in another Ozkan et.al. paper – with the use of analytical model it was shown that the shape and breakthrough time of water or gas cone are significantly affected by the pressure drop within the wellbore, and that the wellbore hydraulics leads to breakthrough at the heel of the well [27]. In 2001 one more numerical approach to gas coning problem was introduced by Benamara and Tiab – a special plot was designed for accurate identification of the breakthrough moment and regression analysis was performed to predict critical oil rate and GOR dynamics [28]. In the more recent work published by Salavatov and Ghareed the computer program for critical rate, breakthrough time and optimal well horizontal section position above WOC determination was constructed [29]. Also in 2010 Permadi and Jayadi proposed the semi-empirical method for the prediction of post-breakthrough performance of horizontal wells in the case of water coning which can be realized through the use of iterative procedure of calculations [30]. Paper published by Al-Enezi et.al. covers a complex analytical method developed for the prediction of critical drawdown, critical production rate, extent of water coning, time for water breakthrough and shut-in time required to subside the cone for very high mobility reservoir [31]. In 2011 Makinde et.al. presented the Eclipse 100 based study on post-breakthrough performance of horizontal wells in terms of WOR, breakthrough time and critical oil production rate; also the sensitivity analysis for identification of the most important reservoir parameters and regression analysis for development of useful relations were run [32]. An overview of the coning problem in horizontal wells for different cases is presented by Joshi [10].

Weinstein and Papatzacos papers are discussed here separately from other works because they provide the analysis for three-phase coning [33] and simultaneous gas and water cones in an anisotropic infinite reservoir with a horizontal well placed in the oil column [34] respectively. Thus, as a result of the first

work, it is stated that the problem under consideration is seemed to be difficult to formulate, and according to the second paper, the two-cone solution allows the prediction of single-cone of gas or water breakthrough time in the case if the well is located at the impervious top or bottom of the oil zone.

Graue and Filgate paper published in 1971 was the only found paper provides the study of water coning for the gas condensate field. The results of numerical modeling has shown that the critical height is the dominant factor in determining the critical flow rate, ratio of horizontal to vertical permeability is the next in the list of importance, and that non-Darcy flow can be approximated through the Darcy flow model since there is no strong influence of turbulence effect [35].

Some of the authors of scientific papers proposed basic recommendations that can be useful for coning modeling. For example, in MacDonald et.al paper published in 1970 three techniques of coning behavior numerical simulation are presented and compared – the first one employs implicit pressure-explicit saturation (IMPES) analysis with the production terms treated implicitly, the second one is similar to the first model except that interblock transmissibilities are also treated implicitly in the saturation equation, and the third model is fully implicit with respect to all variables [36]. In 1993 Consonni, Thiele, Palagi and Aziz introduced the idea of flexible gridding techniques for coning studies in vertical and horizontal wells – the applicability of accurate spatial discretisation around the wells through the use of local Cartesian grid refinement was proved [37].

The question of strategies that can be applied in order to level the negative coning consequences is also of the particular interest. Thus, Peng and Yeh stated that the use of horizontal wells instead of vertical wells can be considered as proven technology for the reducing of the coning problems and improving recovery in the reservoirs with a gas cap and/or underlying aquifer [38]. Freeborn et.al. listed some recommendations in the sense of horizontal well locations and technology of their drilling and completion [39]. As part of that, for example, the use of horizontal well completion with stinger for reducing coning problems can be recommended [40].

Summarizing all the discussed above, it can be concluded that the most of proposed methods of critical production rate or post-breakthrough performance estimation frequently show rather different results, and it can be explained from the point of view of wide range of assumptions that have been used. Also, there is no direct instructions about the application of existing correlations for the case of gas-condensate reservoirs. However, on their basis it became possible to list some general recommendations and design useful engineering techniques. Thus, the applicability of the described methods should be carefully studied for each particular case.

2. ХАРАКТЕРИСТИКА НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ М

2.1. Краткая физико-географическая характеристика

Нефтегазоконденсатное месторождение М располагается в южной части Тазовского полуострова, на севере Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. В административном плане месторождение М находится в пределах Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области (рис. 2-1).



Рисунок 2-1. Примерное расположение изучаемого нефтегазоконденсатного месторождения М

Несмотря на то, что населенные пункты в пределах указанной территории расположены крайне редко и на значительных расстояниях друг от друга, в экономическом отношении район работ можно отнести к категории интенсивно осваиваемых. Сообщение с участком работ осуществляется по круглогодично действующей автодороге с твердым покрытием. Транспортировка бурового

оборудования, грузов, материалов и людей с базы к месту проведения работ осуществляется посредством использования авиатранспорта.

2.2. Природно-климатические условия района работ

Морфологически описываемый район представляет собой полого-волнистую и плоскую ступенчатую равнину. Максимальные отметки рельефа достигают 50 м, а минимальные 5 м. Наиболее расчлененный рельеф наблюдается на южной части рассматриваемой территории, что обусловлено хорошо развитой системой мелких рек и ручьев, высокой заозерностью и заболоченностью водораздельных участков равнины. В сейсмическом отношении рассматриваемый район является спокойным. Гидрографическая сеть района может считаться хорошо развитой и имеет ряд своих специфических особенностей. Многие реки представляют собой короткие протоки, соединяющиеся в озера. Вследствие равнинности рельефа и близкого залегания к земной поверхности вечной мерзлоты реки имеют мелкие долины, неглубокие, извилистые русла и низкие берега. Вскрываются реки в конце мая – начале июня, замерзают в начале октября, при этом они практически не судоходны.

Климат данного района резко континентальный. Значительное влияние на формирование климата оказывают: непосредственная близость моря, повышающая температуру воздуха зимой и снижающая ее летом; защищенность с запада Уральскими горами, с востока – Восточно-Сибирскими, и при этом практически полная открытость территории с севера и юга из-за равнинно-плоского рельефа. Зима холодная, суровая и продолжительная. Лето короткое и теплое. Осень и весна являются короткими переходными сезонами. Наблюдаются поздние весенние и осенние ранние заморозки, резкие колебания температуры в течение года и даже суток. Средняя многолетняя наблюдаемая температура воздуха: января (самого холодного месяца) - (-25,6°С); июля

(самого теплого месяца) - (+23°C); среднегодовая – (-8°C); абсолютный зарегистрированный температурный минимум – (-60°C); абсолютный зарегистрированный температурный максимум – (+32°C). Среднее количество выпадающих осадков за год - 500-600 мм. Из-за недостатка количества тепла наблюдается избыточное увлажнение. Испарение во все месяцы меньше выпадающих осадков, поэтому относительная влажность держится на высоком уровне, что создает своеобразные почвенно-растительные условия тундры.

Район работ расположен в подзоне южных субарктических тундр. Растительный покров южно-тундровой зоны представляет собой сложное сочетание разных типов тундр, болот и фрагментов лугоподобной растительности. Широко распространены пятнисто-бугорковатые, бугорковатые и полигональные тундры. Характерные для этой подзоны кустарниковые тундры представлены ерниковыми и ивняково-ерниковыми сообществами. Долины рек, как наиболее дренированные и наиболее прогретые участки, покрыты лесами таежного типа (лиственница, ель, береза, кедр), которые могут быть частично использованы для строительства. Болотная растительность представлена травяно-моховыми, валиково-полигональными и бугристыми болотами с присутствием кустарников. В поймах рек распространены луговины, которые отличаются разреженностью и бедностью видового состава. Животный мир территории представлен зональным комплексом южной тундры.

2.3. Изученность месторождения полевыми геофизическими исследованиями

Изначально, на основании данных, полученных по результатам проведения первых полевых геофизических исследований на территории изучаемого месторождения, было выполнено геотектоническое районирование, выделены основные надпорядковые и I-го порядка структурно-тектонические

элементы платформенного чехла. Впоследствии были построены структурные карты и структурные схемы по ряду отражающих горизонтов, сейсмические разрезы, охарактеризовано строение платформенных отложений, намечены перспективные зоны, уточнено геологическое строение залежей в различных частях месторождения.

2.4. Изученность месторождения поисково-разведочным и эксплуатационным бурением

В настоящее время на месторождении пробурено 172 поисково-разведочных и эксплуатационных скважин суммарных метражом 588891 м, их них 77 поисково-разведочных и 95 эксплуатационных. С их помощью была изучена и позднее уточнена структура сеноманских, неокомских, валанжинских и юрских отложений, определены границы контуров нефте- и газоносности и положения флюидоконтактов, получены притоки пластового флюида, а также, по результатам обобщения полученной геолого-геофизической информации и интерпретации сейсморазведочных данных, проведен подсчет запасов.

2.5. Литолого-стратиграфическая характеристика разреза

В геологическом строении месторождения М принимают участие породы палеозойского фундамента и терригенные песчано-глинистые отложения платформенного мезозойско-кайнозойского чехла. Породы нижней юры, триаса и палеозойского фундамента в пределах месторождения не вскрыты.

Палеозойские отложения (PZ)

Палеозойские породы, относимые к фундаменту, согласно сейсморазведочных данных залегают на глубинах 6900-7300 м. По результатам отбора керн на соседних с изучаемым месторождением площадях отложения

представлены базальтами миндалекаменными коричневого, серого и темно-серого цвета иногда с зеленоватым оттенком, трещиноватыми, с зеркалами скольжения. Миндалины выполнены хлоритом, реже опалом, халцедоном, кальцитом. Иногда встречаются пачки чередования пестрокрашенных туфопесчаников, туфоалевролитов и туффитов.

Краткая характеристика нижнеюрских и триасовых отложений приведена на основе материалов по опорной сверхглубокой скважине, учтенных при построении новых региональных стратиграфических схем начала 2000-х годов.

Триасовые отложения (Т)

Согласно стратиграфической схемы в районе работ разрез триаса представлен породами красноселькупской и тампейской серий и характеризуется как переходный от одного литофациального района к другому.

Нижний отдел триаса (индский - оленекский ярусы, T_{1i} – T_{1o}) представлен красноселькупской осадочно-эффузивной серией, в составе которой выделяются (снизу-вверх): аймальская (верхняя часть), коротчаевская и трыбяхская свиты.

К индскому ярусу (T_{1i}) отнесена верхняя часть аймальской свиты, представленная базальтами гиперстеновыми, лавокластитам, силицитами, туфами базальтов, дайками микродолеритов. Базальты миндалекаменные серого, темно-серого цвета, иногда с зеленоватым оттенком, трещиноватые с зеркалами скольжения, следами выветривания. Миндалины выполнены хлоритом, реже опалом, халцедоном, кальцитом. В кровле свиты – туфы базальтов и черные углеродистые метааргиллиты. Вскрытая мощность свиты - 193 м.

Коротчаевская свита (индский, низы оленекского яруса, T_{1i} – T_{1o}) сложена двумя подсвитами. Нижняя подсвита представлена базальтами гиперстеновыми и двупироксеновыми, мелкозернистыми, микропорфировыми и миндалекаменными; в основании - спекшиеся наземные туфы. Верхняя подсвита сложена базальтами аналогичными с прослоями лавобрекчий, вторично измененными (хлориты, эпидоты, цеолиты, кварц, гематит,

гидролюда), кавернозно-трещиноватыми, в кровле - апобазальтовая метакора выветривания. Мощность свиты до 850 м.

Трыбяхская свита (оленекский ярус, T_{10}) венчает красноселькупскую серию. В нижней части (68 м) представлена пачкой песчаников с прослоями гравелитов и аргиллитов, с фораминиферами и остракодами, а в верхней части (19 м) – базальтами гиперстеновыми среднезернистыми, порфировыми, вторично измененными. В кровле - с апобазальтовой каолининовой корой выветривания, что свидетельствует о наличии существенного перерыва в осадконакоплении в конце оленекского времени. Мощность свиты составляет 87 м.

Осадочный чехол мезозойско-кайнозойского возраста, начинает формироваться с тампейской серии триаса, породы в ее основании представлены аргиллитами, что свидетельствует об отсутствии горного рельефа и пенепленизации территории.

Тампейская серия терригенных отложений триаса представлена пурской, варенгаяхинской и витютинской свитами, характеризуется мощностью от 200 до 860 м и более. Мощности отложений тампейской серии и ее отдельных свит сокращаются, часто выклиниваются на палеоподнятиях.

Пурская свита (анизийский - ладинский, низы карнийского яруса, T_{2a} – T_{2l} – T_{3k}) несогласно залегает на вулканитах коротчаевской серии и представлена переслаиванием аргиллитов, алевролитов и песчаников; в основании песчаники с примесью вулканогенного материала, в средней части – граувакковые, с катунами аргиллитов. Мощность свиты варьируется от 0 до 450 м.

Варенгаяхинская свита (карнийский – норийский ярусы, T_{3k} – T_{3n}) подразделяется на две подсвиты: нижняя, мощностью до 165 м, сложена песчаниками граувакковыми с прослоями гравелитов, конгломератов и верхняя (119 м) - сложена переслаиванием зеленоватых песчаников, аргиллитов с прослоями гравелитов и конгломератов, также встречаются прослои углистых аргиллитов.

Витютинская свита представлена полимиктовыми серыми песчаниками и конгломератами с прослоями темно-серых аргиллитов, встречаются остатки фораминифер и конхостраков. Установленные мощности от 60 до 167 м, причем в зонах, характеризующихся уменьшением мощности свиты, отмечается увеличение доли и толщин пачек мелко- и среднегалечных конгломератов.

Юрские отложения (J)

Отложения юры согласно залегают на триасовых отложениях, развиты в рассматриваемом районе повсеместно, представлены всеми тремя отделами: верхним, средним и нижним, выделяемыми в заводоуковскую серию. Нижне-среднеюрские отложения представлены сложены морскими, прибрежно-морскими, реже континентальными фациями мощностью от 1150 м в пределах палеоподнятий до 1600 м в палеопрогибах. Для них, как и для отложений тампейской серии триаса, характерно увеличение мощностей к северу.

Нижнеюрские отложения (J₁)

Нижний отдел юры представлен береговой, ягельной и котухтинской (нижняя часть) свитами.

Береговая свита (геттанг - нижний плинсбах, J_{1g} – J_{1p}) сложена песчаниками серыми, светло-серыми грубозернистыми, кварцево-полевошпатовыми, слюдистыми, гравелитами и конгломератами с подчиненными прослоями серых глин, с растительным детритом и остатками флоры. Мощность свиты достигает 270 м.

Ягельная свита (низы верхнего плинсбаха, J_{1p}) представлена толщей глин серых с фауной двустворок, с прослоями песчаников. Мощность – до 150 м.

Котухтинская свита (верхний плинсбах-аален, J_{1p} – J_{2a}) разделяется на 2 подсвиты. В основании нижнекотухтинской подсвиты выделяется нижняя пачка – «черничная» (верхи верхнего плинсбаха, J_{1p}), мощностью до 270 м, представленная чередованием серых песчаников, алевролитов и глин с растительным детритом, фауной двустворок и фораминифер. Верхняя пачка, мощностью 40-50 м, является аналогом тогурской свиты (низы нижнего тоара,

J_{1t}) и представлена глинами темно-серыми, иногда слабо битуминозными, с морской фауной. В основании верхнекотухтинской подсвиты также выделяется две пачки. Нижняя (верхний тоар-нижний аален, J_{1t} – J_{2a}), представленная песчаниками серыми, зеленовато-серыми, которые чередуются с уплотненными глинами и алевролитами. Для пород характерны пирит, сидерит, ризоиды, иногда биотурбация. Верхняя пачка - “радомская” (верхний аален, J_{2a}), мощностью 70-140 м, представлена глинами уплотненными, темно-серыми, иногда битуминозными с прослоями песчаников и алевролитов. К подошве радомской мощность котухтинской свиты составляет от 450 до 600 м и более.

Среднеюрские отложения (J₂)

Тюменская свита (байос-бат, J_{2b} – J_{2bt}) представлена толщей прибрежно-континентальных отложений и характеризуется трехчленным строением. Нижняя подсвита “толькинская” (низы нижнего байоса, J_{2b}), мощностью 100-200 м, представлена переслаиванием песчаников и алевролитов с растительным детритом, реже корнями растений, иногда с фауной двустворок и фораминифер. Средняя подсвита «сандибинская» (верхняя часть нижнего байоса - верхний байос, J_{2b}), мощностью 90-160 м, представлена неравномерным переслаиванием глин темно-серых с глинистыми песчаниками и алевролитами с фауной двустворок и фораминифер. Верхняя подсвита «надымская» (верхи байоса – бат, J_{2b} – J_{2bt}), мощностью 90-230 м, представлена переслаиванием темно-серых глин, глинистых песчаников, алевролитов с буроватым оттенком. Отмечаются биотурбированные прослой, пирит, фауна фораминифер. Мощность свиты от 280 до 610 м и более. На рассматриваемой площади максимальная вскрытая толщина свиты - 609 м.

Среднеюрские и верхнеюрские отложения (J₂ и J₃)

Средний и верхний отделы юры (верхи верхнего бата – волжский ярус, J_{2bt} – J_{3tt}) представлены фроловско-тамбейским литофациальным типом разреза, в котором выделяются абалакская и баженовская свиты.

Абалакская свита сложена двумя подсвитами. Нижняя подсвита (верхи верхнего бата – среднеоксфордский подъярус, J_{2bt} – J_{3o}) представлена

аргиллитоподобными темно-серыми глинами, тонкоотмученными до алевроитовых, со стяжениями пирита, с обильной фауной. В основании подсвиты местами выделяется базальная пахомовская пачка (верхи верхнего бата, J₂bt) мощностью 1-6 м, сложенная песчаниками и алевролитами буроватыми, слабосцементированными, иногда глауконитовыми, с прослоями глин, с фауной. Верхняя подсвита (4-20 м) сложена глинами аргиллитоподобными темно-серыми, тонкоотмученными до алевроитовых, с глауконитом и карбонатными конкрециями, с фауной аммонитов, двустворок и фораминифер. Мощность абалакской свиты на месторождении около 80 м.

Баженовская свита (волжский ярус – берриас, J₃tt – K₁b) представлена битуминозными черными аргиллитами с коричневатым оттенком, тонкоплитчатыми, прослоями листоватыми, с прослоями радиоляритов, глинистых известняков, в основании иногда с глауконитом. Обильные включения рыбных остатков, макро- и микрофауны, встречаются пиритизированные водоросли. Отложения баженовской свиты являются выдержанным репером в разрезах скважин, хорошо выделяются по радиоактивному каротажу. Толщина свиты в изучаемом районе от 7 до 90 м.

Меловые отложения (К)

Меловая система представлена нижним и верхним отделами.

Нижнемеловые отложения (K₁)

Нижний отдел частично включает в себя отложения верхов баженовской свиты (ранний берриас, K₁b) и (снизу вверх) сортымской, тангаловской и покурской (нижняя часть) свит.

Сортымская свита (берриас-валанжин, K₁b – K₁v) залегает на битуминозных породах баженовской свиты и представлена неравномерным чередованием песчано-алевритовых и глинистых пород. В разрезе преобладают глинистые отложения. В основании сортымской свиты выделяется ачимовская пачка, представленная, преимущественно, переслаиванием песчано-алевритовых и глинистых пород. Песчаники светло-серые и серые, мелкозернистые, слюдистые, средне- и крепкосцементированные, однородные,

с горизонтальной слоистостью за счет глинистого материала и углистого детрита. Аргиллиты темно-серые, слюдистые, крепкие, массивные, тонко-горизонтальные, за счет прослоек алевроитового материала. Толщина ачимовской пачки по скважинным данным составляет 195 м. Выше по разрезу свиты залегают аргиллиты, песчаники, алевролиты. Общая мощность сортымской свиты составляет 842 м.

Тангаловская свита (верхний валанжин – нижний апт, K_{1v} – K_{1a}), характеризуется тремя подсвитами. Нижняя подсвита (верхний валанжин, K_{1v}) представлена группой шельфовых пластов, с которыми связаны залежи газоконденсата с нефтяными оторочками. Сармановской пачке соответствует маломощная (10-12 м) пачка глин. Глины темно-серые, плитчатые с остатками макрофауны, углефицированными остатками водорослей. Мощность нижнетангаловской подсвиты в пределах изучаемой территории - 130-190 м. Отложения средней подсвиты (нижний готерив, K_{1g}) представлены песчаниками с подчиненными прослоями алевролитов и глин. Песчаники светло-серые, мелко- и среднезернистые, часто алевроитистые, с намывами углистослюдистого материала. Алевролиты серые, глинистые, крепкие, плотные, слоистые. Аргиллиты темно-серые до черных, участками тонкослоистые, хорошо отмученные, хрупкие, с угловатым изломом, с обильными включениями обугленного детрита. Отложения представлены в нижней части группой шельфовых пластов, перекрытой субрегиональной уренгойской пачкой шоколадных глин, а в верхней – группой пластов, перекрытой субрегиональной пимской пачкой глин. Уренгойская пачка шоколадных глин представлена глинами темно-коричневыми с вишневым и шоколадным оттенками, тонкоплитчатыми, однородными, хрупкими, с прослоями темно-серых глин. Глины четко отбиваются на кавернограммах глубокими кавернами и являются хорошим каротажным репером. Мощность пачки – 30-55 м. К югу и востоку пачка опесчанивается полностью. Пимская пачка глин представлена глинами серыми, иногда с зеленоватым оттенком, с прослоями песчаников. Мощность пачки 40-50 м. Верхняя подсвита (нижний

готерив – баррем - нижний апт, $K_1g - K_1br - K_1a$), мощностью до 570 м, представлена алевролитами серыми и песчаниками, чередующимися с глинами серыми, иногда зеленовато-серыми, редко - комковатыми, с присутствием единичных зеркал скольжения. Характерны растительный детрит и остатки флоры. На площади работ выделяется также группа пластов, относящихся к нижнеаптским (K_1a) отложениям (алымский горизонт). Практически все пласты этой группы являются продуктивными. Кровля тангаловской свиты проводится в подошве мощной толщи песчаников покурской свиты. Общая толщина тангаловской свиты 1150-1350 м.

В разрезе покурской свиты (средний апт – альб – сеноман, $K_1a - K_1al - K_2s$) выделяется три подсвиты. Нижняя подсвита (средний - верхний апт, K_1a) общей мощностью до 320 м сложена преимущественно песчаными пачками, чередующимися с алевролитами и глинами. Песчаники серые и светло-серые, волнисто- и косослоистые, каолинизированные, часто с окатышами глин. Алевролиты темно-серые, зеленовато-буровато-серые, глинистые. Глины темно-серые, нередко с зеленоватым оттенком, с прослоями черных углей с многочисленными отпечатками флоры. Для всех разностей пород характерно наличие обильного растительного детрита, линзочек и тонких прослоев угля, желваков и линзочек сидерита, включений пирита. Средняя подсвита (альб, K_1al) мощностью до 380 м сложена крупными пачками глин, алевролитов глинистых, иногда углистых, в основном темно-серых, в единичных прослоях с буроватым оттенком, чередующихся в сложном сочетании с песчаниками от светло-серых до серых, иногда каолинизированными, с окатышами глин в основании отдельных прослоев, с горизонтальной, реже косой слоистостью. Характерен растительный детрит, сидерит, остатки растений, встречаются единичные пласты бурых углей. В основании подсвиты в породах иногда встречается глауконит, ядра двустворок. Верхняя подсвита (сеноман, K_2s), мощностью до 200-300 м, сложена преимущественно песками уплотненными и песчаниками серыми с желтоватым, зеленовато-голубоватым оттенками, мелко и среднезернистыми в различной степени глинистыми, слюдистыми, прослоями

известковистыми, разделяемыми пачками алевролитов и глин. Алевролиты серые и темно-серые, разномеристые, средней плотности, иногда крепко сцементированные, глинистые, слюдистые. Глины темно-серые до серых, иногда зеленоватые, алевроитистые, слюдистые, нередко углистые. Отмечаются прослои ракушняка, гравелитов и когломаратов, содержащих иногда бобовины бокситов. В песчаниках и алевролитах отмечаются редкие включения янтаря. Характерен растительный детрит, остатки растений. Общая мощность покурской свиты составляет 850-950 м.

Верхнемеловые отложения (K₂)

В разрезе верхнемеловых отложений (туронский - датский ярусы, K₂t - □₁d) выделяются следующие свиты: верхнепокурская подсвита, кузнецовская, березовская и ганькинская.

Кузнецовская свита (низы турона - коньякский ярус, K₂t – K₂k) начинает цикл повсеместно развитых морских отложений верхнего мела. Представлена глинами темно-серыми до черных слабобитуминозных в основании свиты (пачка 1) с зеленоватым или голубоватым оттенком (пачка 2), плотными, слюдистыми, с включениями растительных остатков. В глинах отмечаются тонкие прослои алевролита темно- и зеленовато-серого, с глауконитом (пачка 3 – газсалинская). В верхней части свиты выделяется пачка 4, представленная глинами серыми с включениями глауконита. Свита хорошо выделяется по каротажу и является региональным репером. Мощность - 50-75 м.

Березовская свита (коньяк – сантон - кампанский ярусы, K₂k – K₂st – K₂km) подразделяется на две подсвиты. Нижнеберезовская подсвита (коньякский - сантонский ярусы, K₂k – K₂st) представлена опоками серыми и голубовато-серыми и глинами серыми и темно-серыми до черных монтмориλλονитового состава, прослоями опоквидными, слабослюдистыми. В кровле подсвиты повсеместно выделяется пачка опоквидных глин и опок. Мощность - 90-120 м. Верхнеберезовская подсвита (кампанский ярус, K₂km) представлена глинами серыми, темно- и зеленовато-серыми, плитчатыми слабоалевроитистыми с редкими прослоями алевролитов светло-серых, с

редкими зернами глауконита, опоковидных глин и опок. Мощность - 40-150 м. Общая мощность березовской свиты в пределах площади работ составляет 280-405 м.

Ганькинская свита (верхи кампана – маастрихт - датский ярус, $K_2km - \square_{1d}$), завершающая разрез меловых отложений, представлена глинами серыми, иногда с зеленоватым оттенком, слюдистыми, прослоями алевритистыми до алевролитов, известковистыми, с пиритизированными водорослями, с обломками гастропод. Мощность - 40-240 м.

Палеогеновые отложения ($\square$)

В разрезе палеогеновых отложений выделяются тибейсалинская, люлинворская, тавдинская и атлымская свиты.

Тибейсалинская свита (палеоцен, $\square_1$) состоит из двух подсвит. Нижняя подсвита (110-125 м) сложена глинами темно-серыми до черных, аргиллитоподобными слюдистыми, алевритистыми, с прослоями алевролитов темно-серых, разнотернистых. Верхняя подсвита (95-180 м) сложена песками уплотненными, серыми алевритовыми, полевошпат-кварцевыми, сильно слюдистыми, с многочисленными растительными остатками, с прослоями серых глин, иногда бурых углей. Мощность свиты 205-305 м.

По новой стратиграфической схеме упразднена люлинворская свита (верхний палеоцен – эоцен, $\square_1^2 - \square_2$), а вместо нее, в связи с установленным столь же широким распространением, выделены серовская, ирбитская и нюрольская свиты, объемы которых соответствуют ранее выделявшимся нижне-, средне- и верхнелюлинворской подсвитам.

Люлинворский горизонт (ранее соответствовало свите) включает в себя три свиты – серовскую, ирбитскую и нюрольскую.

Серовская свита (верхний палеоцен, $\square_1^2$), соответствующая ранее выделяемой нижнелюлинворской подсвите, сложена глинами серыми опоковидными, опоками, глинами с прослоями опок и диатомовых глин. Мощность 50-60 м.

Ирбитская свита (низы эоцена, бывшая среднелюлинворская подсвита, $\square_2^1$) представлена глинами опоковидными, иногда алевритистыми, диатомитами светло-серыми до белых, слабоглинистыми и глинами с прослоями опок. Мощность до 60-80 м.

Нюрольская свита (верхи нижнего - средний эоцен, бывшая верхнелюлинворская подсвита, $\square_2^1$ - $\square_2^2$) сложена глинами опоковидными, диатомовыми, серыми, голубовато-серыми, плитчатыми с примесью алеврита и включениями пирита. Мощность до 40-45 м.

Глины серовской, ирбитской и нюрольской свит характеризуются гидрослюдисто-монтмориллонитовым составом, что приводит к их вспучиванию при гидратации в процессе бурения и иногда к нарушениям обсадных колонн.

Тавдинская (юрковская) свита (средний - верхний эоцен, $\square_2^2$ - $\square_2^3$) представлена глинами алевритистыми с прослоями глауконитового песка. Мощность - около 30 м. Отложения тавдинской свиты в рассматриваемом регионе являются переходными к разрезу юрковской свиты, которая представлена песками светло-серыми, разнотекстурными с прослоями глин и гравия.

Атлымская свита (нижний олигоцен, $\square_3^1$) сложена в основном песками кварц-полевошпатовыми, кварцевыми, с прослоями алевритов и глин. Мощность - 30-55 м.

Вышележащие отложения олигоцена (новомихайловская и туртасская свиты в полных разрезах) в пределах месторождения М, очевидно, размыты.

Четвертичные отложения (Q)

Отложения четвертичной системы залегают несогласно на размытой поверхности палеогеновых отложений и представлены песками, глинами, супесями, суглинками сероцветными, иногда зеленоватыми или буроватыми, с включениями гальки, гравия и других грубообломочных пород, растительных остатков. Толщина четвертичных отложений на месторождении изменяется от 50 до 100 м.

2.6. Тектоническая характеристика

В строении Западно-Сибирской плиты принимают участие три структурно-тектонических этажа, соответствующие этапам развития.

Нижний этаж соответствует геосинклинальному этапу развития плиты и складывается магматическими, сильно метаморфизованными осадочными породами фундамента. Их возраст в районе работ является предметом дискуссий, поскольку расположен в неизученной бурением области стыка зон байкальского, салаирского и герцинского орогенеза.

Средний структурно-тектонический этаж палеозойско-триасового возраста, промежуточный или посторогенный, сложен менее дислоцированными, слабо метаморфизованными осадочными и эффузивно-осадочными образованиями, заполняющими впадины и грабенообразные прогибы.

Верхний этаж представлен слабодислоцированными терригенными образованиями платформенного осадочного чехла мезозойско-кайнозойского возраста, которые накапливались в условиях длительного, относительно стабильного погружения фундамента, начиная с накопления отложений тампейской серии среднего триаса. К основанию серии приурочен региональный размыв. К верхнему этажу приурочены основные разведанные скопления УВ Западной Сибири.

Район работ приурочен к одной из частей Хадуттейской впадины Надым-Тазовской синеклизы (рис. 2-2).

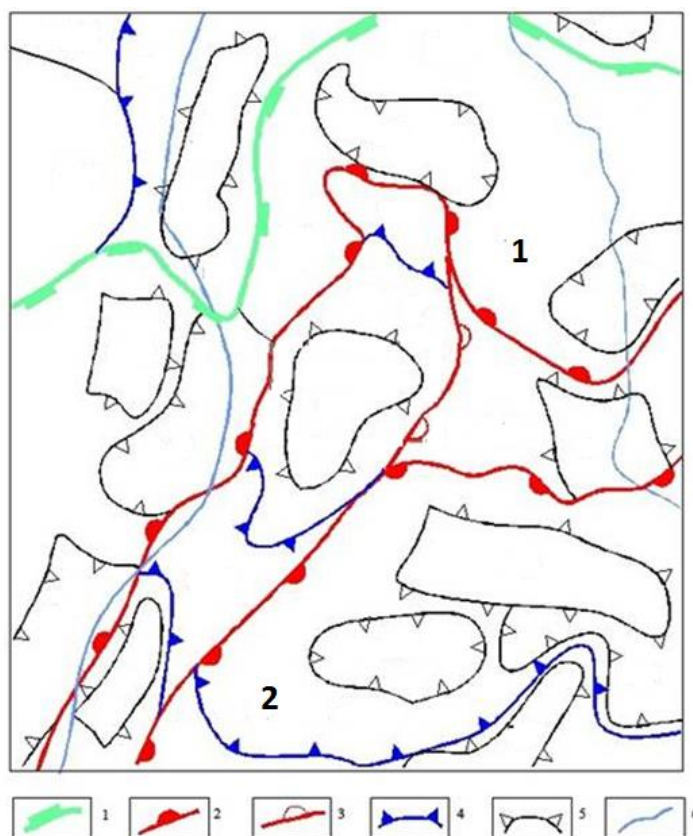


Рисунок 2-2. Приблизительное положение месторождения М в тектоническом отношении

(А – Надым-Тазовская синеклиза; В – Хадуттейская впадина; 1 – контуры надпорядковых структур; 2 – структур 1 порядка - крупных; 3 – 1 порядка средних и малых; 4 – 2 порядка – крупных; 5 – 2 порядка – средних и малых; 6 – орогидрография)

Унаследованность общей структуры осадочной толщи по отношению к рельефу фундамента и его тектоническому строению обусловила своеобразную морфологию рассматриваемой части структуры, а так же ее субширотное простирание, дискорданное по отношению к меридиональному, характерному для большинства положительных структур севера Западно-Сибирской плиты. Для выяснения роста структуры в различные этапы геологической истории были проанализированы полученные структурные планы по всем стратиграфическим подразделениям. В результате был сделан вывод, что тектоническое развитие территории месторождения М отличается большой

сложностью, выражающейся в наличии нескольких куполовидных поднятий в нижней части разреза, а также их самостоятельном, порой инверсионном развитии.

2.7. Краткая характеристика рассматриваемого продуктивного пласта

Вообще говоря, продуктивные отложения месторождения М представлены неокомским и апт-сеноманским нефтегазоносными комплексами. Анализ результатов испытаний, материалов ГИС и эксплуатации показал, что на месторождении М в разных стратиграфических горизонтах выделяются залежи нефти и газа разного типа: пластово-сводовые, литологически и тектонически экранированные. Продуктивные пласты представляют собой терригенные отложения, сложенные песчано-алевритоглинистыми породами с преобладанием песчаников. Песчаные тела характеризуются сложным строением, связанным с замещением в отдельных объектах коллекторов глинистыми непроницаемыми породами, выклиниванием пластов, а также с зонами дизъюнктивных нарушений.

В настоящей работе рассматривается продуктивный пласт П, приуроченный к низу средней подсвиты тангаловской свиты. Кровля пласта П располагается на отметке в -2932 м. Залежь по своему типу массивная, газоконденсатная. В длину ее размер составляет 19,5 км, в ширину – 10,3 км, мощность – 40 м, причем величины эффективных газонасыщенных толщин варьируются в пределах 0,8 – 30, 1 м (в среднем – 11,9 м). Песчанистость по залежи варьируется в пределах от 0,466 до 0,859, расчлененность – от 4 до 14 пропластков коллектора. Отметка ГВК принята на глубине 2972 м.

Отложения представлены песчаными прослоями, чередующимися с малопроницаемыми глинисто-алевритовыми пропластками. Аргиллиты серые, темно-серые, прослоями черные, плотные, крепкие, тонкоотмученные и

алевритистые, нередко переслаивающиеся между собой (серые, темно-серые и черные разности) или с алевролитами. Слоистость слабоволнистая, линзовидная, горизонтальная. Участками порода в таком переслаивании имеет резко выраженную плитчатую отдельность. Плитки мощностью 1-4 см при небольшом усилии раскалываются на более тонкие. Такие прослои в пластовых условиях могут служить путями фильтрации флюидов, увеличивая фильтрационно-емкостные свойства пласта. Встречаются следы размыва осадка и ходы донных животных. Алевролиты светло-серые, серые, крупнозернистые, часто песчанистые, аркозовые, плотные, крепкие, часто переслаивающиеся с аргиллитами. Слоистость горизонтальная, пологоволнистая, линзовидная, иногда перекрестная. Песчаники светло-серые, серые, мелкозернистые, реже средне-мелкозернистые, алевритистые и алевритовые, аркозовые, крепкие, с глинистым, глинисто-кальцитовым и кальцитовым цементом, иногда с линзовидными включениями глинистого материала. Слоистость горизонтальная, пологая, косая, прерывистая, подчеркнута мелким углистым детритом. На свежем сколе песчаников ощущается запах конденсата. Встречаются редкие, тонкие, открытые трещинки под углом 20^0 к оси керна. Песчаники большей частью хорошо отсортированные, с большим содержанием обломочного материала – 92-96%, прослоями – 86-87%. Медианный диаметр обломков 0,11-0,15 мм, максимальный 0,23-0,30 мм. Преобладают обломки мелкопесчаной фракции – 47-78%. Примесь обломков алевритовой фракции составляет 8-39%, среднезернистой – прослоями 1-18%, реже до 32%. В алевролитах обломочный материал составляет 87-93%, отсортированность хорошая. Алевритовая фракция составляет 48-76%. Примесь мелкопесчанистой фракции 10-44%, цемента – 7-13%. В составе глинистых минералов цементирующей части пород преобладают хлорит и гидрослюда. Реже встречаются каолинит и тонкодисперсный лейкоксен. Присутствуют редкие зерна пирита. Тип цемента пленочно-поровый, внедрения приспособления, порово-базальный. Присутствуют пустые поры, не заполненные

цементирующим материалом. В песчаниках они составляют 6-12%, в алевролитах 2-7%.

Открытая пористость коллекторов по данным исследований керна изменяется от 10,1 до 18,6%, в среднем составляет 15%.

Проницаемость коллекторов, определенная на 461 образце, изменяется от 0,2 до 284,82 мД и в среднем равна 10,7 мД.

Коэффициент остаточной водонасыщенности коллекторов измерен на 414 образцах. Диапазон изменения $K_{во}$ от 1,9 до 88,3%, в среднем составляя для пласта 41,4%.

Объемная плотность δ_n измерена на 496 образцах коллекторов и меняется от 2,03 до 2,48 г/см³, среднее значение δ_n по коллекторам составляет 2,28 г/см³.

Сводная характеристика рассматриваемого продуктивного пласта П представлена ниже в таблице 2-1.

Таблица 2-1 - Сводная характеристика рассматриваемого продуктивного пласта

Параметр	Значение
Средняя глубина залегания (абсолютная отметка), м	2933
Тип залежи	газоконденсатная, массивная
Тип коллектора	терригенный
Абсолютная отметка ГВК, м	2973
Средняя общая толщина пласта, м	55,9
Средняя эффективная газонасыщенная толщина пласта, м	12,8
Коэффициент пористости, д.ед.	0,17
Коэффициент газонасыщенности, д.ед.	0,722
Проницаемость, 10^{-3} мкм ²	67,6
Коэффициент песчанистости, д.ед.	0,583
Расчлененность, ед.	8,5
Начальная пластовая температура, °С	85
Начальное пластовое давление, МПа	30
Потенциальное содержание конденсата в газе, г/м ³	160
Плотность воды в поверх.услов., т/м ³	1,0009 – 1,0047
Сжимаемость воды, 1/Мпа*10 ⁻⁴	45
Сжимаемость породы, 1/Мпа*10 ⁻⁴	50

2.8. Характеристика пластового флюида

Сводные данные по компонентному составу и основным физико-химическим свойствам пластового газа и воды представлены в таблицах 2-2 и 2-3.

Таблица 2-2 - Свойства пластового газа

Компо- ненты	Состав газа			Состав конденсата			Состав пластового газа	
	сепара- ции	дегаза- ции	дебутани- зации	дебутанизи- рованного	сырого		% мол.	% мол.
	% мол.	% мол.	% мол.	% мол.	% мол.	% мол.		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
CH ₄	91,64	51,21	-	-	18,91	3,55	97,98	69,31
C ₂ H ₆	4,66	13,09	-	-	5,05	1,78	5,13	6,84
C ₃ H ₈	1,93	14,56	-	-	6,46	3,34	2,13	4,51
i-C ₄ H ₁₀	0,49	6,27	-	-	3,60	2,45	0,57	1,71
n- C ₄ H ₁₀	0,48	7,40	-	-	5,46	3,72	0,58	1,91
i-C ₅ H ₁₂	0,15	2,98	-	-	3,93	3,32	0,24	1,05
n- C ₅ H ₁₂	0,11	2,17	-	-	4	3,38	0,19	0,92
C ₆ H ₁₄	0,08	1,61	-	-	6,66	6,70	0,33	1,4
C ₇ H ₁₆	0,05	0,78	-	-	10,58	12,37	0,45	2,21
C ₈ H ₁₈	0,03	0,32	-	-	13,18	17,56	0,53	2,92
C ₉ H ₂₀	0,01	0,08	-	-	6,49	9,71	0,25	1,57
C ₁₀ H ₂₂ +	0,00	0,05	-	-	16,06	32,38	0,61	5,16
N ₂	0,34	0,1	-	-	0,03	0,02	0,16	0,05
CO ₂	0,02	0,09	-	-	0,03	0,02	0,16	0,05
H ₂ S	-	-	-	-	-	-	-	-
RSH	-	-	-	-	-	-	-	-
He	0,01	-	-	-	-	-	0,01	0,00
Всего	100	100	-	-	100	100	100	100

Таблица 2-2 - Свойства пластового газа (продолжение)

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Расчетное кол-во (при усл. кол-ва комп-ов газа сепарации 1000 кмоль), кмоль	-	-	-	-	-	-	-	-
Молекулярная масса, кг/кмоль	17,98	32,30	-	-	85,43		20,57	
Плотность, кг/м ³	0,7495	1,3553	-	-	-	-	0,8583	
Коэфф. сверхсжимаемости газа, д.ед.	0,8863	-	-	-	-	-	0,9333	
Вязкость газа, мПа*с	-	-	-	-	-	-	-	-
C5+								
Молекулярная масса, кг/кмоль	81,6	78,4	-	-	120,3		114,4	
Плотность, кг/м ³	-	-	-	-	-	-	-	-
Потенциальное содержание C5+	14,7	247,6	-	-	-	-	145,9	
Среднее давление, МПа	4,51	0,1	-	-	4,51		29,4	
Средняя температура, °С	14,2	20	-	-	14,2		79,8	
Количество скважин	12							
Количество определений	18							

Таблица 2-3 - Свойства пластовой воды

Параметр	Диапазон значений	Среднее значение
Газосодержание м ³ /м ³	-	-
Плотность воды, г/см ³		
в стандартных условиях	1-1,002	1,001
в условиях пласта	-	-
Вязкость в условиях пласта, мПа*с	-	-
Коэффициент сжимаемости, 10 ⁻⁴ МПа ⁻¹	-	-
Объемный коэффициент, д.ед.	-	-
Химический состав воды, мг/дм ³		
Na ⁺ +K ⁺	1371 – 1594,5	1482
Ca ⁺²	104	104
Mg ⁺²	7	7
Cl ⁻	1596 – 1997	1796
HCO ₃ ⁻	983 - 1147	1065
CO ₃ ⁻²	24 – 27,5	25,7
SO ₄ ⁻²	39	39
NH ₄ ⁺	3,6	3,6
Br ⁻	7,98	7,98
I ⁻	4,23	4,23
B ⁺³	-	-
Li ⁺	-	-
Sr ⁺²	-	-
Rb ⁺	-	-
Cs ⁺	-	-
Общая минерализация, г/дм ³	4288 - 4600	4444
Водородный показатель, рН	7,9 – 8,1	8
Химический тип воды (по В.А. Сулину)	Гидрокарбонатно-натриевый	

3. СОСТАВЛЕНИЕ МЕТОДИКИ ПРОГНОЗА КОНУСООБРАЗОВАНИЯ И РЕКОМЕНДАЦИЙ ПО НИВЕЛИРОВАНИЮ ЕГО НЕГАТИВНЫХ ПОСЛЕДСТВИЙ

3.1. Обзор используемых корреляционных зависимостей

На основании проведенного литературного обзора был сформирован список корреляционных зависимостей для расчета критического дебита газа и времени прорыва конуса воды. Выбор приведенных ниже корреляций обусловлен прямым или косвенным подтверждением достаточной точности их применимости согласно мнению авторов рассмотренных научных работ. Также необходимо сразу же заметить, что данные алгоритмы в настоящей работе были модифицированы путем замены основных свойств нефти, входящих в них, на свойства газа.

Chaperon method [18]

$$Q_c = 3,486 * 10^{-5} * \frac{1}{B_g} * L * \Delta\rho * h * \frac{k_h}{\mu_g} * \left(\frac{k_v}{k_h}\right)^{\frac{1}{2}} * q_{ic}^* \left(\frac{r_e}{h} * \left(\frac{k_v}{k_h}\right)^{\frac{1}{2}}\right) \quad (1)$$

Где: Q_c – критический дебит газа, м³/час; B_g – объемный коэффициент газа, д.ед.; L – длина горизонтальной секции скважины, м; $\Delta\rho$ – разница плотностей воды и газа, г/см³; h – эффективная газонасыщенная толщина, м; μ_g – вязкость газа, сП; k_v , k_h – вертикальная и горизонтальная проницаемости, мД; r_e – радиус контура питания, м; q_{ic}^* – безразмерный параметр, определяемый из таблицы.

Ozkan and Raghavan method [19]

$$z_{wD} = \frac{z_w}{h} \quad (2)$$

$$L_D = \frac{L}{2h} * \sqrt{\frac{k_v}{k_h}} \quad (3)$$

$$Q_{cD} = (1,0194 - 0,1021 * z_{wD} - 0,2807 * z_{wD}^2) * z_{wD} * L_D \quad (4)$$

$$Q_c = \frac{Q_{cD} * k_h * h^2 * \Delta\rho}{325,7 * \mu_g * B_g} \quad (5)$$

Где: z_w – расстояние от ГВК до горизонтального ствола скважины по вертикали, фут.; h – эффективная газонасыщенная толщина, фут.; z_{wD} – безразмерное положение ствола скважины; L – длина горизонтальной секции скважины, фут.; k_v , k_h – вертикальная и горизонтальная проницаемости, мД; L_D – безразмерная длина горизонтальной секции скважины; Q_{cD} – безразмерный критический дебит газа; Q_c – критический дебит газа, станд.барр./сут.; $\Delta\rho$ – разница плотностей воды и газа, г/см³; B_g – объемный коэффициент газа, д.ед.; μ_g – вязкость газа, сП.

Yang Method [20]

$$x_D = \frac{x_a}{h} * \sqrt{\frac{k_v}{k_h}} \quad (6)$$

$$Q_{cD} = 4,7921 * 10^{-4} * x_a^{0,32} * \left(\frac{1}{x_D}\right)^{0,65} * \frac{1}{1 + M^{0,4}} * \frac{h_{bp}^2}{(h - h_{ap})^2 - h_{bp}^2} \quad (7)$$

$$Q_c = \frac{\sqrt{k_v * k_h} * k'_{rg} * L * h * \Delta\rho}{\mu_g} * Q_{cD} \quad (8)$$

Где: x_a – ширина зоны дренирования, фут.; h – эффективная газонасыщенная толщина, фут.; k_v , k_h – вертикальная и горизонтальная проницаемости, мД; x_D – безразмерная ширина зоны дренирования; M – соотношение подвижностей по воде и газу, д.ед.; h_{bp} – эффективная

газонасыщенная толщина ниже интервала перфорации, фут.; h_{ap} – эффективная газонасыщенная толщина выше интервала перфорации, фут.; k_{rg}' – относительная фазовая проницаемость по газу при остаточной водонасыщенности, д.ед.; L – длина горизонтального ствола скважины, фут.; $\Delta\rho$ – разница плотностей воды и газа, psi/фут.; μ_g – вязкость газа, сП.

Joshi method [10, 29]

$$Q_c = 0,0246 * 10^{-3} * \frac{\Delta\rho * k_h * (h^2 - (h - z_w)^2)}{\mu_g * B_g * \ln \frac{r_e}{r_w}} \quad (9)$$

Где: Q_c – критический дебит газа, станд.барр./сут.; $\Delta\rho$ – разница плотностей воды и газа, фунт/фут³; k_h – горизонтальная проницаемость мД; h – эффективная газонасыщенная толщина пласта, фут.; z_w – расстояние между горизонтальной секцией скважины и ГВК, фут.; μ_g – вязкость газа, сП; B_g – объемный коэффициент газа, д.ед.; r_e – радиус зоны дренирования, фут.; r_w – радиус скважины, фут.

Efros method [10, 17]

$$Q_c = \frac{4,888 * 10^{-4} * k_h * \Delta\rho * h^2 * L}{\mu_g * B_g * (\gamma_e + \sqrt{\gamma_e^2 + h^2/3})} \quad (10)$$

Где: Q_c – критический дебит газа, станд.барр./сут.; k_h – горизонтальная проницаемость мД; $\Delta\rho$ – разница плотностей воды и газа, г/см³; h – эффективная газонасыщенная толщина пласта, фут.; L – длина горизонтального ствола скважины, фут.; μ_g – вязкость газа, сП; B_g – объемный коэффициент газа, д.ед.; γ_e – радиус зоны дренирования вертикальной скважины, пробуренной в тех же самых условиях, фут.

Karcher and Giger et al. method [10]

$$Q_c = 4,888 * 10^{-4} * \left(\frac{k_h}{\mu_g * B_g} \right) * \left(\frac{\Delta \rho * h^2}{2\gamma_e} \right) * L * \left(1 - \frac{1}{6} * \left(\frac{h}{2\gamma_e} \right)^2 \right) \quad (11)$$

Где: Q_c – критический дебит газа, станд.барр./сут.; k_h – горизонтальная проницаемость мД; μ_g – вязкость газа, сП; B_g – объемный коэффициент газа, д.ед.; $\Delta \rho$ – разница плотностей воды и газа, г/см³; h – эффективная газонасыщенная толщина пласта, фут.; γ_e – радиус зоны дренирования вертикальной скважины, пробуренной в тех же самых условиях, фут.; L – длина горизонтального ствола скважины, фут.

Переходя далее к корреляциям по оценке времени прорыва конуса воды, необходимо заметить, что оно рассчитывалось через предварительно определенные критические дебиты для каждой из вышеописанных корреляций.

Ozkan and Raghavan method [10, 19]

$$t_{bt} = \frac{\varphi * (1 - S_{wc} - S_{gir}) * h^3 * E_s}{Q_c * B_g} * \frac{k_h}{k_v} \quad (12)$$

Где: t_{bt} – время прорыва, сут.; φ – пористость, д.ед.; S_{wc} – остаточная водонасыщенность, д.ед.; S_{gir} – остаточная газонасыщенность, д.ед.; h – эффективная газонасыщенная толщина пласта, фут.; E_s – коэффициент вытеснения, д.ед.; Q_c – критический дебит газа, станд.барр./сут.; B_g – объемный коэффициент газа, д.ед.; k_v , k_h – вертикальная и горизонтальная проницаемости, мД.

Papatzacos et al. method [10, 34]

$$Q_{cD} = \frac{325,86 * \mu_g * Q_c * B_g}{L * \sqrt{k_v * k_h} * h * \Delta\rho} \quad (13)$$

$$t_{Dbt} = \frac{1}{6Q_{cD}} \quad (14)$$

$$t_{bt} = \frac{364,72 * t_{Dbt} * h * \varphi * \mu_g}{k_v * \Delta\rho} \quad (15)$$

Где: Q_{cD} – безразмерный критический дебит газа; Q_c – критический дебит газа; μ_g – вязкость газа, сП; B_g – объемный коэффициент газа, д.ед.; L – длина горизонтального ствола скважины, фут.; k_v , k_h – вертикальная и горизонтальная проницаемости, мД.; h – эффективная газонасыщенная толщина пласта, фут.; $\Delta\rho$ – разница плотностей воды и газа, г/см³; t_{Dbt} – безразмерное время прорыва конуса воды; φ – пористость, д.ед.; t_{bt} – время прорыва конуса воды, сут.

3.2. Подбор скважин, эксплуатируемых в условиях эффекта конусообразования

При подборе скважин для дальнейшего изучения процесса конусообразования были тщательно проанализированы технологические режимы их эксплуатации, а также данные, содержащиеся в садаптированной полномасштабной гидродинамической модели месторождения М.

Так, на первом этапе, были проанализированы разрезы по скважинам, и определены те из них, в зоне дренирования которых отсутствуют значительные непроницаемые пропластки, служащие фильтрационными барьерами, а также присутствует зона активного развития аквифера (рис. 3-1 – 3-8).

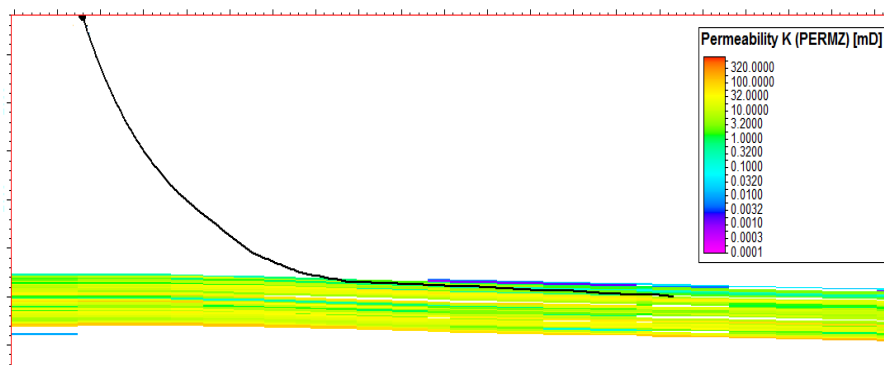


Рисунок 3-1. Распределение вертикальной проницаемости в окрестности скважины 2-1

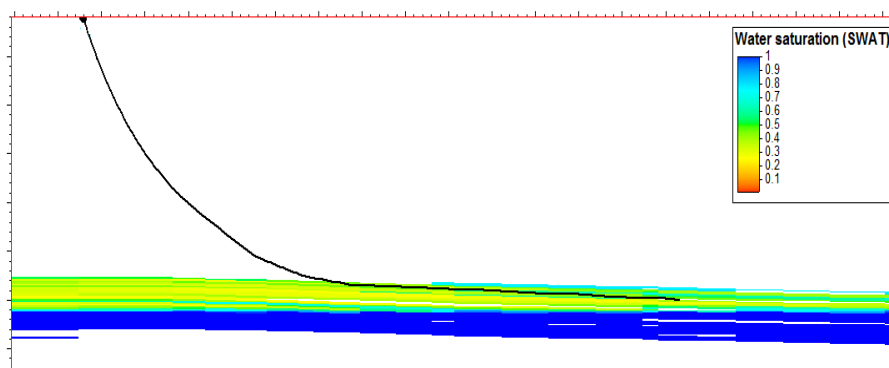


Рисунок 3-2. Распределение начальной водонасыщенности в окрестности скважины 2-1

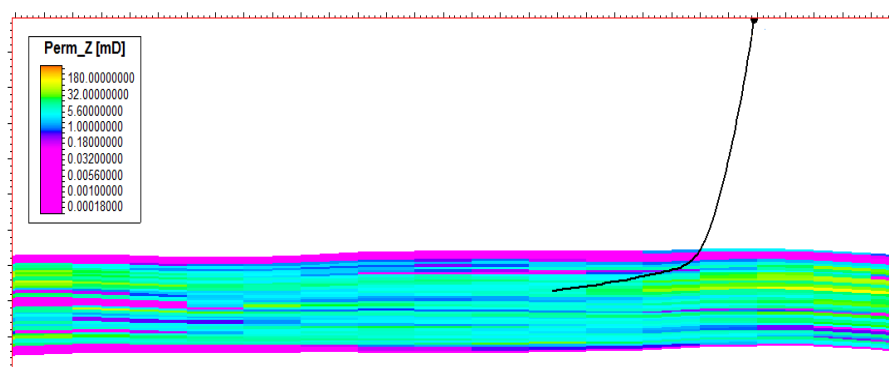


Рисунок 3-3. Распределение вертикальной проницаемости в окрестности скважины 3-3а

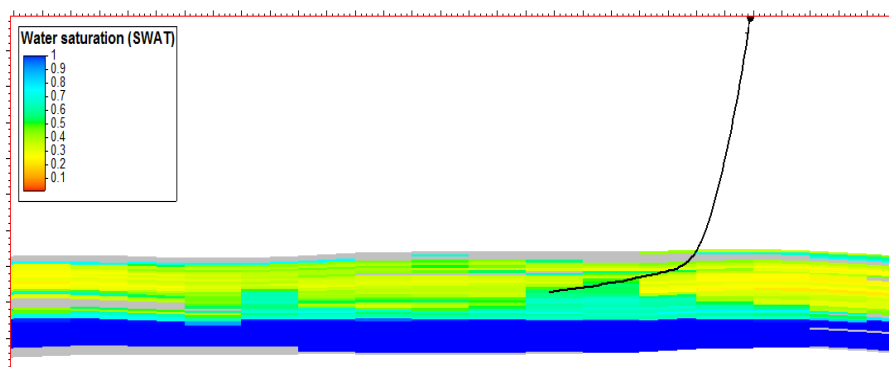


Рисунок 3-4. Распределение начальной водонасыщенности в окрестности скважины 3-3а

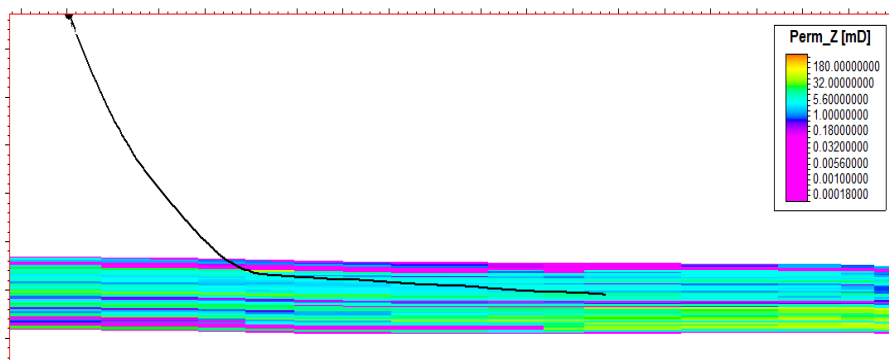


Рисунок 3-5. Распределение вертикальной проницаемости в окрестности скважины 4-1а

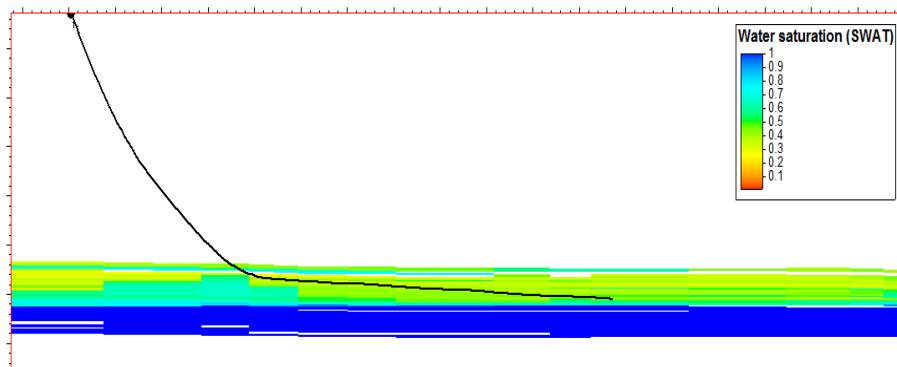


Рисунок 3-6. Распределение начальной водонасыщенности в окрестности скважины 4-1а

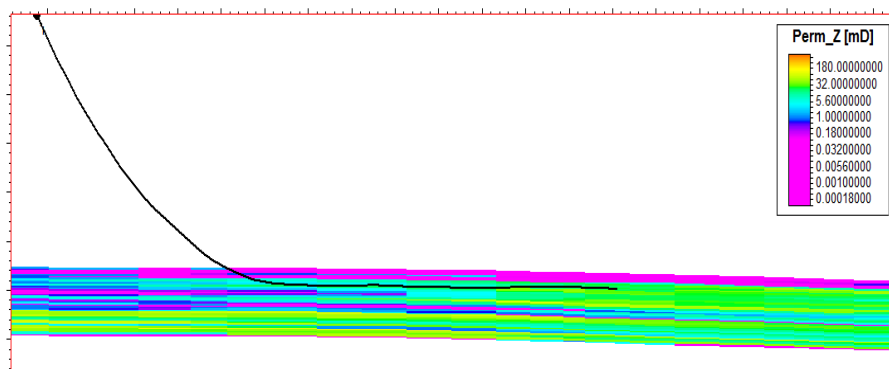


Рисунок 3-7. Распределение вертикальной проницаемости в окрестности скважины 6-1

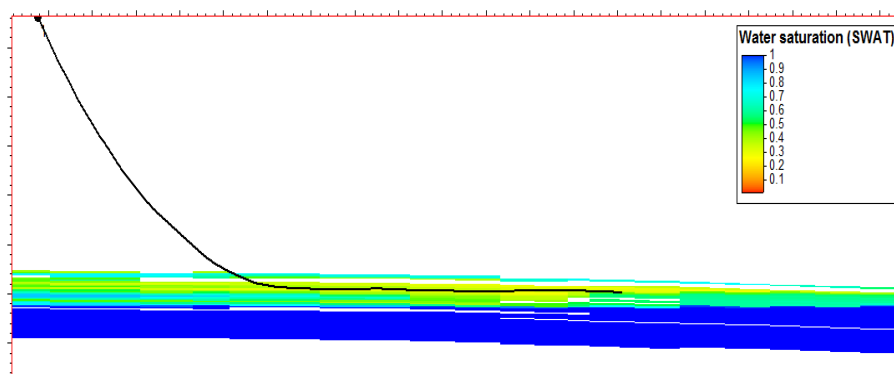


Рисунок 3-8. Распределение начальной водонасыщенности в окрестности скважины 6-1

На втором шаге были проанализированы изменения поля водонасыщенности в окрестности данных скважин за весь рассматриваемый период их эксплуатации с целью идентификации характерного его поведения для случая наличия процесса конусообразования. Распределение водонасыщенности для каждой из скважин 2-1, 3-3а, 4-1а и 6-1, отражающее формирование конуса воды, представлено на рисунках 3-9 – 3-12.

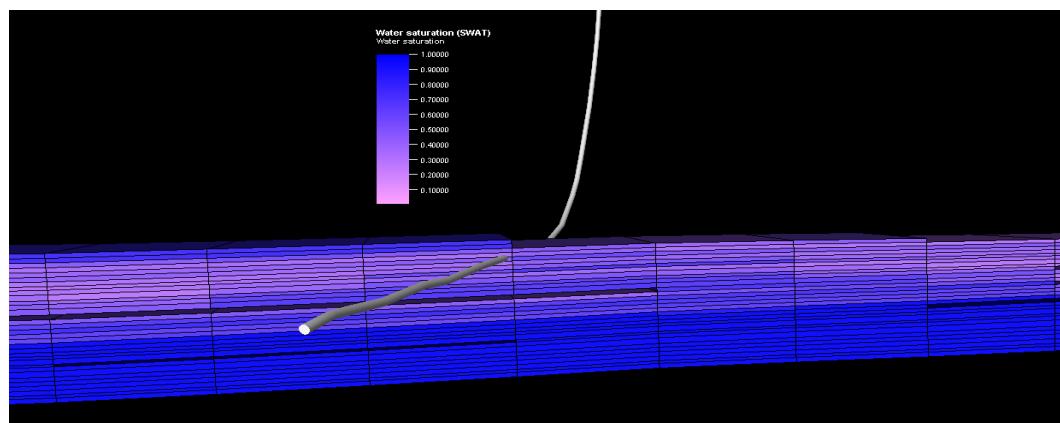


Рисунок 3-9. Формирование конуса воды в окрестности скважины 2-1

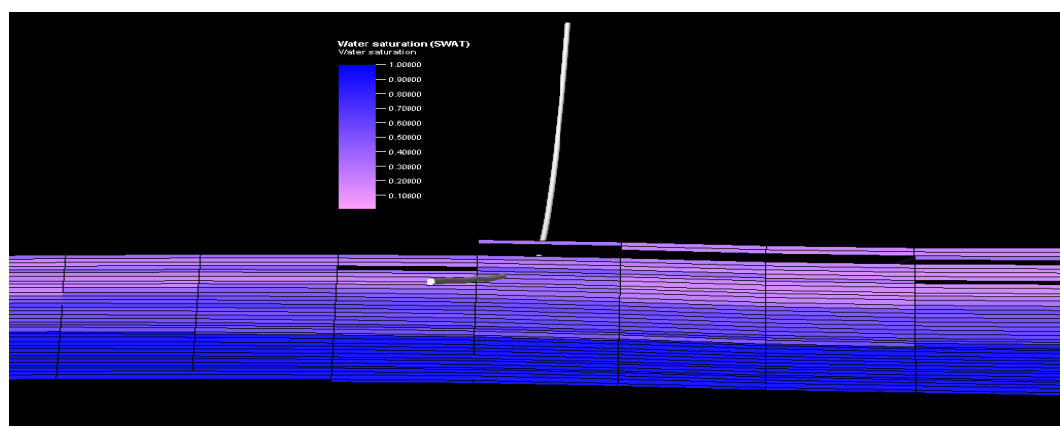


Рисунок 3-10. Формирование конуса воды в окрестности скважины 3-3а

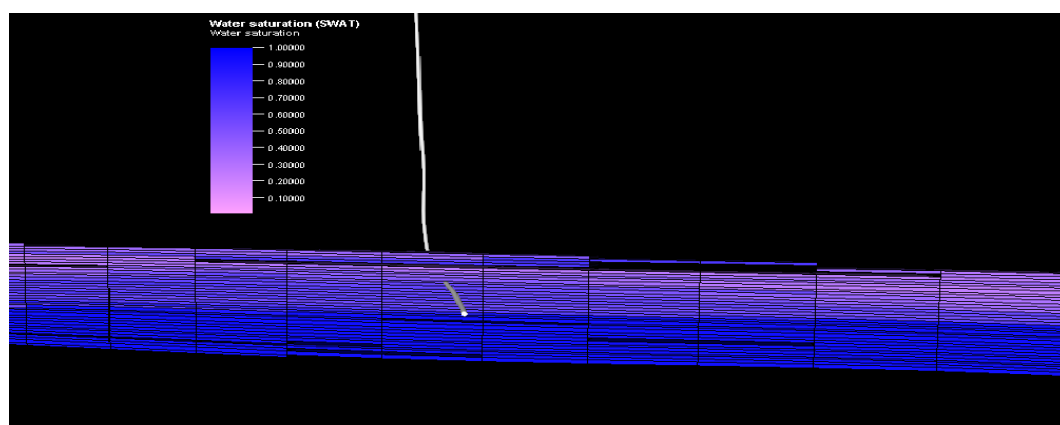


Рисунок 3-11. Формирование конуса воды в окрестности скважины 4-1а

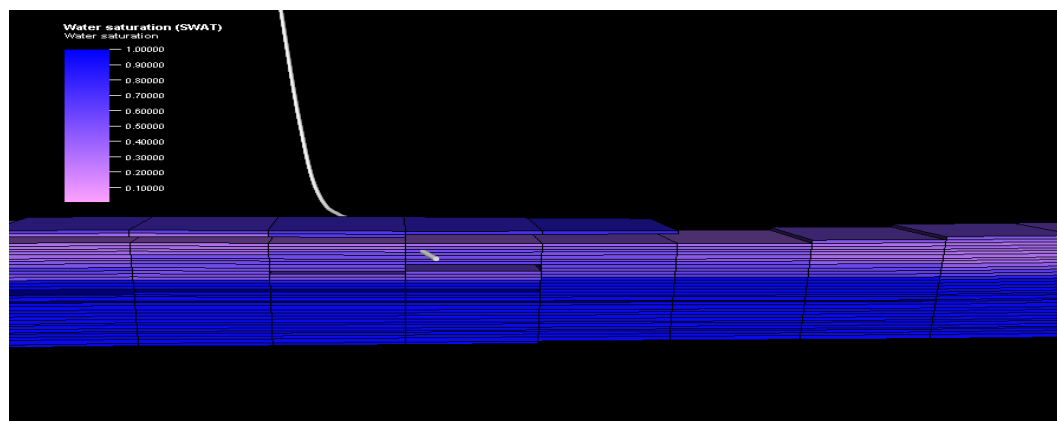


Рисунок 3-12. Формирование конуса воды в окрестности скважины 6-1

Третий шаг, цель которого заключалась в определении характерных изменений в показателях эксплуатации скважин, подверженных эффекту конусообразования, был анализ изменений дебита газа и водогазового фактора (ВГФ) со временем (рис. 3-13 – 3-16).

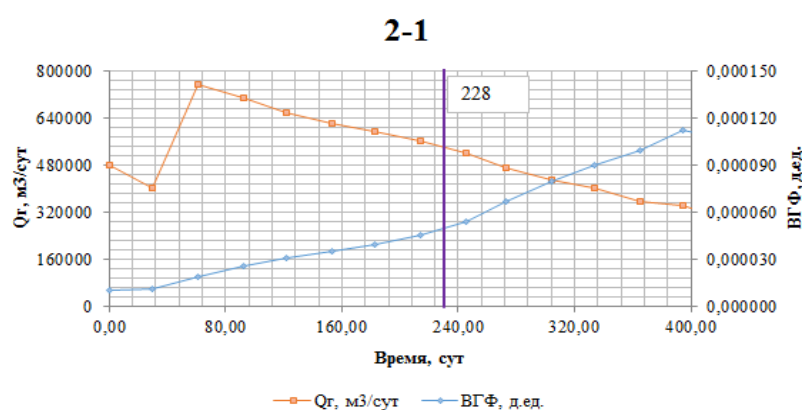


Рисунок 3-13. Динамика изменения дебита газа и ВГФ в случае скважины 2-1

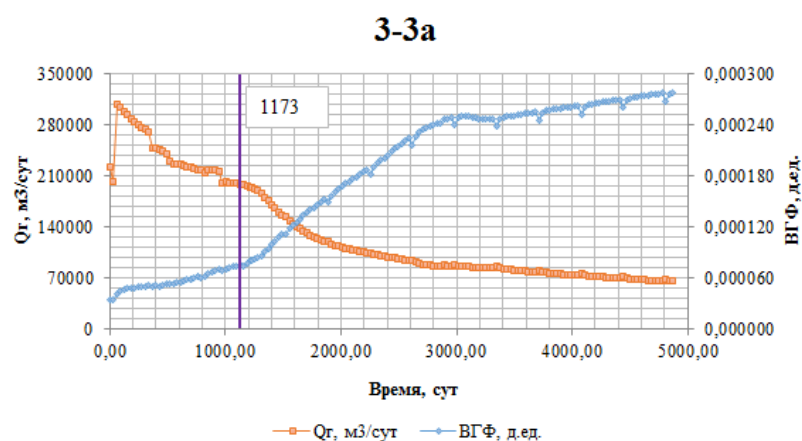


Рисунок 3-14. Динамика изменения дебита газа и ВГФ в случае скважины 3-3а

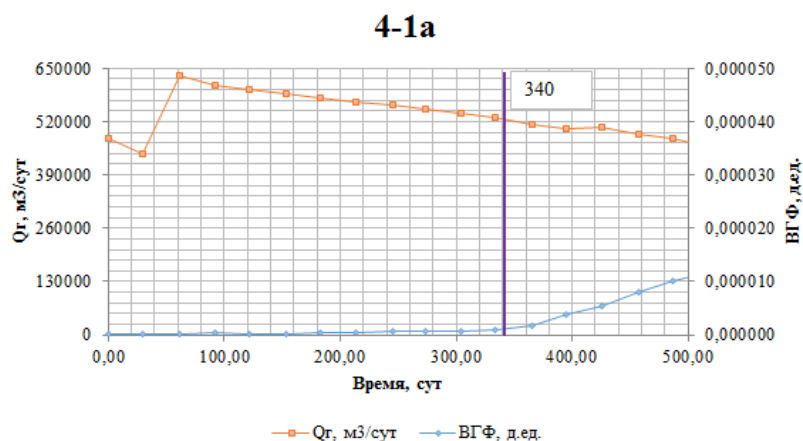


Рисунок 3-15. Динамика изменения дебита газа и ВГФ в случае скважины 4-1a

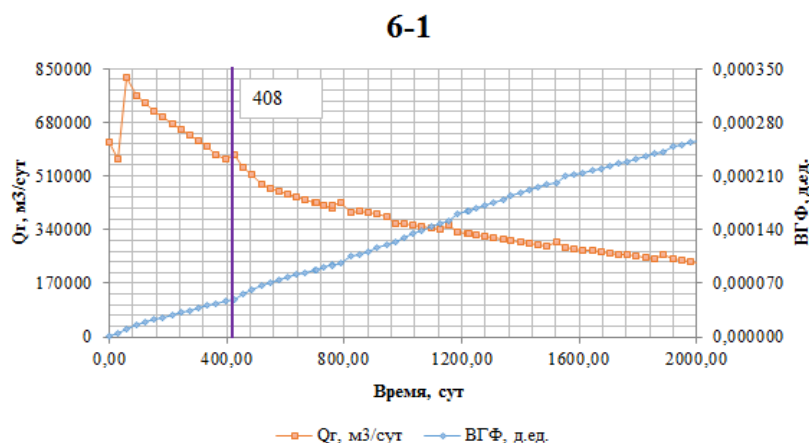


Рисунок 3-16. Динамика изменения дебита газа и ВГФ в случае скважины 6-1

На основании этого удалось сделать вывод о том, что время, соответствующее началу участка наиболее интенсивного роста ВГФ может быть принято, как фактическое время прорыва конуса воды в скважину, т.к. это дополнительно было подтверждено модельными данными, а именно - наблюдаемым временем прихода вершины конуса воды в ячейку перфорации.

3.3. Определение входных данных для расчета критического дебита газа и времени прорыва конуса воды

Входные данные для дальнейших расчетов были подобраны с использованием имеющейся садаптированной полномасштабной гидродинамической модели рассматриваемого месторождения М и предоставленной информации о характеристиках продуктивного пласта П, свойствах пластового флюида и конструкции скважин.

Так, для оценки фильтрационно-емкостных свойств пласта П в окрестности изучаемых горизонтальных скважин был произведен расчет площади их зоны дренирования и определяющих ее геометрических параметров путем применения метода Saavedra и Reyes [41]. В данном алгоритме форма зоны дренирования горизонтальной скважины полагается эллиптической, а ее параметры могут быть рассчитаны по формулам (16)-(17):

$$a = \frac{L}{2} + \gamma_e \quad (16)$$

$$b = \gamma_e \quad (17)$$

Где: a – полудлина большой оси эллипса, м; b – полудлина малой оси эллипса, м; L – длина горизонтальной секции скважины, м; γ_e – радиус зоны дренирования вертикальной скважины, пробуренной в аналогичных условиях, м.

Также, для использования обозначенных корреляций необходимо знание кривых относительных фазовых проницаемостей в системе газ-вода (рис. 3-17):

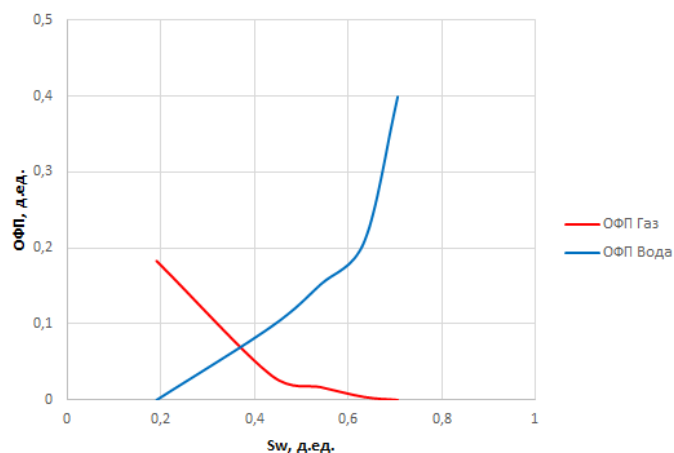


Рисунок 3-17. Кривые ОФП в системе газ-вода

Таким образом, после комплексного анализа всех предоставленных данных, была составлена сводные таблицы 3-1 и 3-2, содержащие требуемую информацию для применения описанных выше корреляционных зависимостей по расчету критического дебита газа и времени прорыва воды.

Таблица 3-1 - Основные параметры горизонтальных скважин и их зон дренирования

Сква- жина	Параметр								
	k_h , мД	k_v , мД	ϕ , д.ед.	Ср. эфф. толщ., м	Дл. гор. сек. скв., м	Выс. перф. инт., м	Рад. скв., м	Пл. зоны дрен., м ²	Глуб. гор. сек. скв., м
2-1	47,83	33,31	0,125	23	730	12	0,07	1818060	2961
3-3а	57,6	16,6	0,161	29	510	15	0,07	97497	2954
4-1а	51,2	13,6	0,162	25	775	21	0,07	181453	2962
6-1	54,3	13,57	0,157	18	750	6	0,07	918764	2959

Таблица 3-2 - Основные характеристики пластового флюида

Параметр	Значение
Вязкость газа, сП	0,028
Объемный коэффициент газа, д.ед.	0,004
Плотность газа, кг/м ³	0,75
Плотность воды, кг/м ³	1016

3.4. Расчет критического дебита газа и времени прорыва конуса воды в горизонтальную скважину

Результаты расчета критического дебита газа для каждой из четырех рассматриваемых скважин по описанным выше корреляционным зависимостям представлены в таблице 3-3.

Таблица 3-3 - Рассчитанные значения критического дебита газа

Скважина	Критический дебит газа, м³/сут					
	Chaperon	Ozkan and Raghavan	Yang	Joshi	Efros	Karcher and Giger et al.
2-1	2178048,5	828581,3	30,7	47215	116638	116728,1
3-3a	6990320,9	1067134,9	86,7	126198	1031340	1036424
4-1a	11094808,2	881802,6	22,8	59942,6	813989,8	816153,9
6-1	3381999,39	1007167,6	68,6	43215,2	129847	129951,1

Из данной таблицы можно видеть, что полученные величины в значительной степени различаются для одних и тех же условий, что подтверждает один из выводов, сделанных в ходе проведения литературного обзора.

Однако, было установлено, что расчетные критические дебиты газа по корреляции Joshi соизмеримы с наблюдаемыми величинами дебитов газа для

рассматриваемых скважин, и могут быть приняты для имеющихся условий. С целью увязки рассчитанных по данному методу значений с фактическими показателями было принято решение о проведении корреляционного анализа, который позволил установить связь между наблюдаемыми дебитами на момент прорыва конуса и критическими дебитами в форме Joshi (рис. 3-18 – 3-22). Данная зависимость имеет экспоненциальную форму и обеспечивает коэффициент достоверности аппроксимации равный 96,16%.

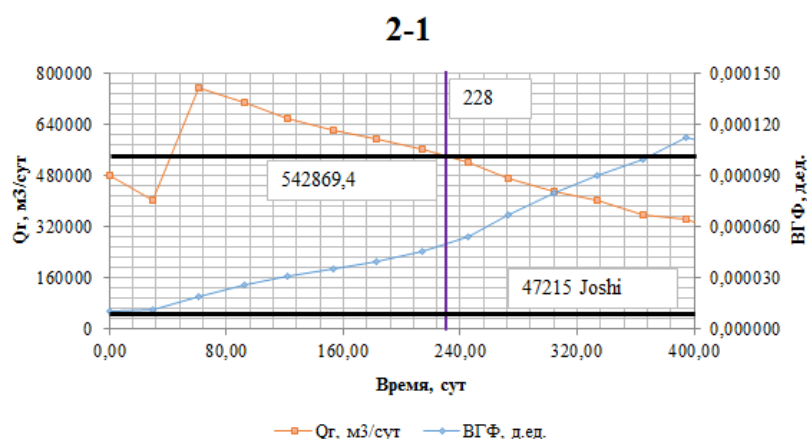


Рисунок 3-18. Сравнение дебита скважины 2-1 на момент прорыва и критического дебита

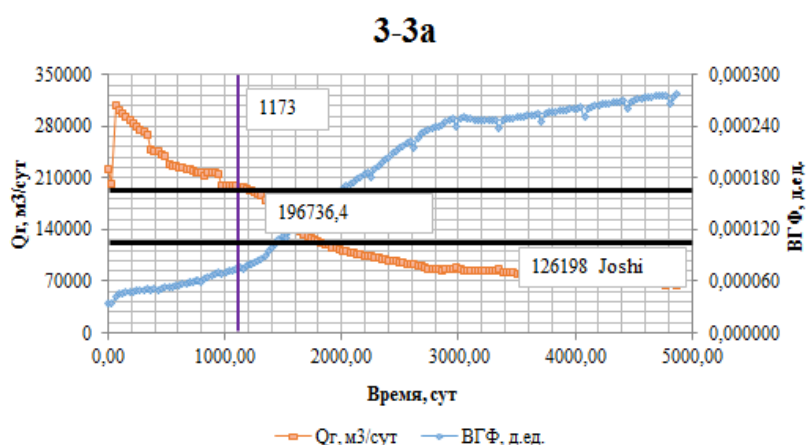


Рисунок 3-19. Сравнение дебита скважины 3-3а на момент прорыва и критического дебита

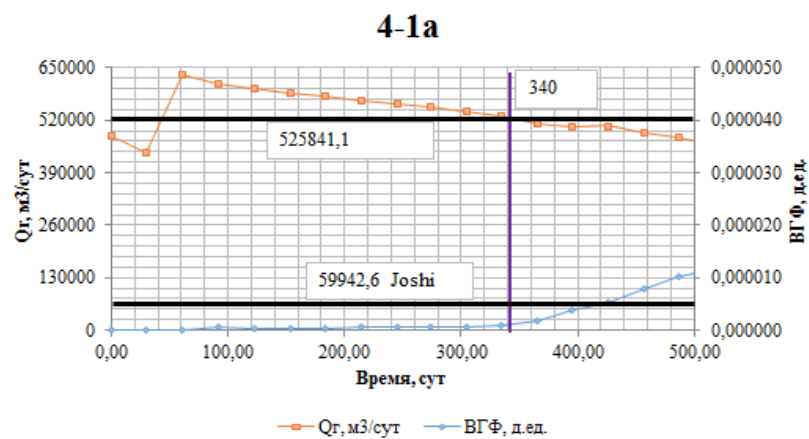


Рисунок 3-20. Сравнение дебита скважины 4-1a на момент прорыва и критического дебита

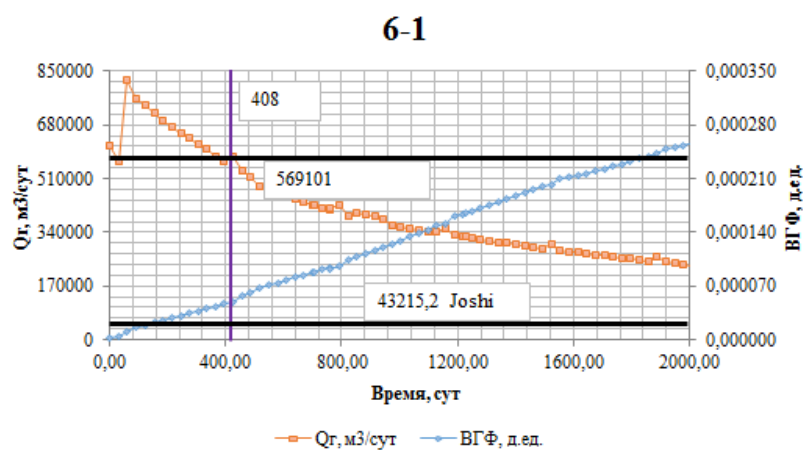


Рисунок 3-21. Сравнение дебита скважины 6-1 на момент прорыва и критического дебита

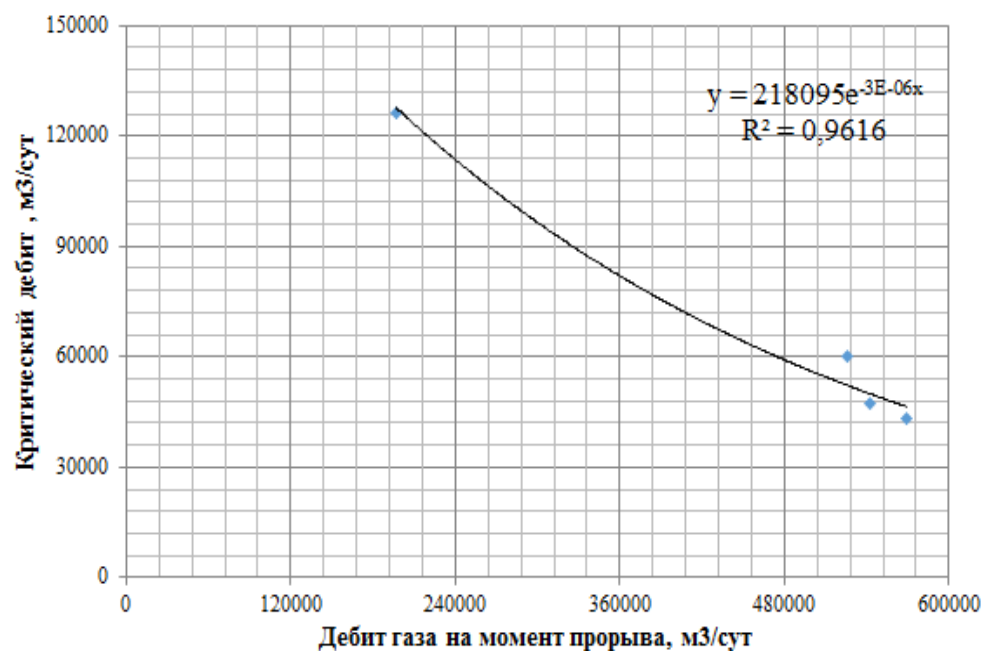


Рисунок 3-22. Корреляционная зависимость между дебитом газа на момент прорыва воды и критическим дебитом

Результаты расчета времени прорыва конуса воды для каждой из четырех рассматриваемых скважин по описанным выше корреляционным зависимостям представлены в таблице 3-4.

Таблица 3-4 - Рассчитанные значения времени прорыва конуса воды

Метод	Сква-жина	Время прорыва конуса воды, сут					
		Chaperon	Ozkan and Ragha- van	Yang	Joshi	Efros	Karcher and Giger et al.
Ozkan and Raghavan	2-1	0,129	0,339	9148,365	5,950	2,409	2,407
	3-3a	0,251	1,642	20220,555	13,888	1,699	1,691
	4-1a	0,110	1,390	53643,423	20,450	1,506	1,502
	6-1	0,139	0,468	6866,227	10,906	3,630	3,627
Papatzacos et al.	2-1	6,948	18,265	492842,985	320,533	129,752	129,651
	3-3a	4,815	31,538	388276,388	266,684	39,632	32,472
	4-1a	3,590	45,174	1743193,410	664,550	48,938	48,808
	6-1	5,904	19,825	290890,723	462,041	153,775	153,652

Как и в случае расчета критического дебита газа, может быть замечен значительный разброс полученных величин, причем ни одна из корреляций напрямую не описывает наблюдаемые значения времени прорыва воды с достаточной степенью точности. На основании этого было принято решение о повторном проведении корреляционного анализа с целью увязки какого-либо метода с фактическими значениями, и по его результатам было установлено, что алгоритм Ozkan and Raghavan с подстановкой в него критического дебита газа в форме Chaperon через экспоненциальную зависимость описывает наблюдаемые времена прорыва с коэффициентом достоверности аппроксимации равным 90,46% (рис. 3-23), и может быть предложен к использованию в рассматриваемых условиях.

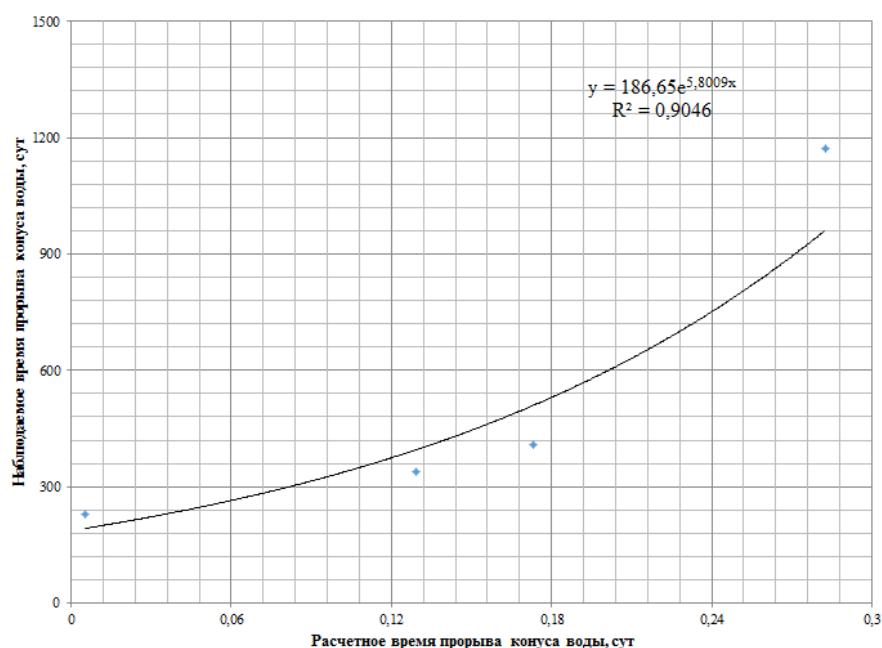


Рисунок 3-23. Корреляционная зависимость между расчетным временем прорыва воды и фактическим временем

3.5. Анализ чувствительности значений критического дебита газа и времени прорыва воды к эксплуатационным параметрам скважины

Для проведения анализа чувствительности значений критического дебита газа и времени прорыва воды на основании имеющейся садаптированной полномасштабной гидродинамической модели месторождения М была создана секторная модель, включающая себя скважину 2-1 в качестве целевой, а также окружающие ее соседние скважины. Основные параметры данной секторной модели представлены в таблице 3-5.

Таблица 3-5 - Основные параметры секторной гидродинамической модели

Параметр	Значение
Количество ячеек в направлении X	59
Количество ячеек в направлении Y	57
Количество ячеек в направлении Z	40
Общее количество ячеек	134520
Средний размер ячейки в направлении X, м	200
Средний размер ячейки в направлении Y, м	200
Средний размер ячейки в направлении Z, м	1,47

В качестве изменяемых параметров, в зависимости от которых рассматривалось поведение критического дебита газа и времени прорыва конуса воды, были приняты устьевое давление целевой скважины, расстояние

от нее до ГВК и длина ее горизонтального ствола. Характеристики базового случая приведены в таблице 3-6.

Таблица 3-6 - Характеристики базового случая для анализа чувствительности

Параметр	Значение
Устьевое давление целевой скважины, атм	95
Устьевое давление окружающих скважин, атм	120
Длина горизонтальной секции скважины, м	730
Расстояние от скважины до ГВК, м	11

Описанные выше варьируемые параметры изменялись на 15%, 30% и 45% как в большую, так и меньшую сторону от базового случая, соответственно. Полученные в результате расчетов spider-диаграммы представлены на рисунках 3-24 и 3-25.

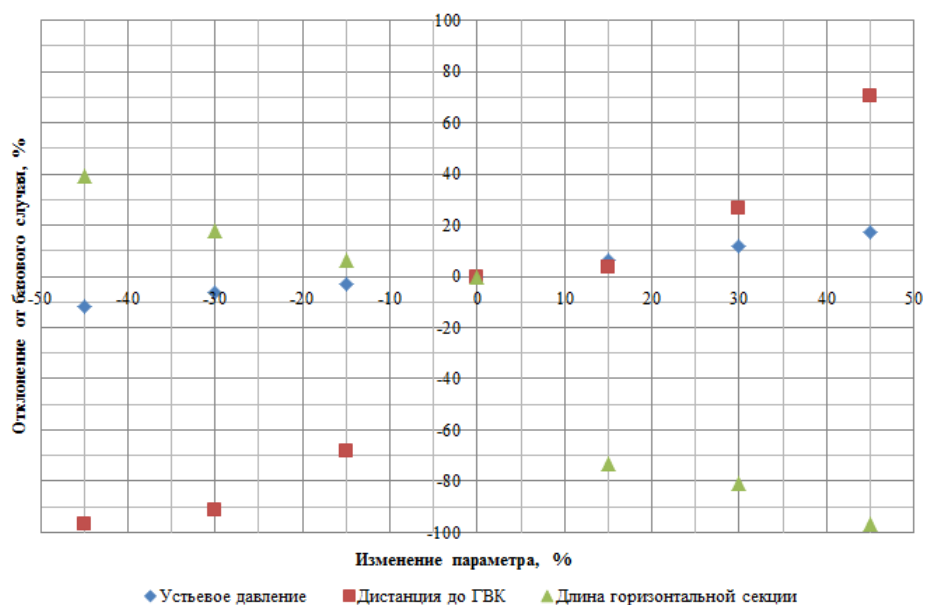


Рисунок 3-24. Анализ чувствительности для времени прорыва конуса воды

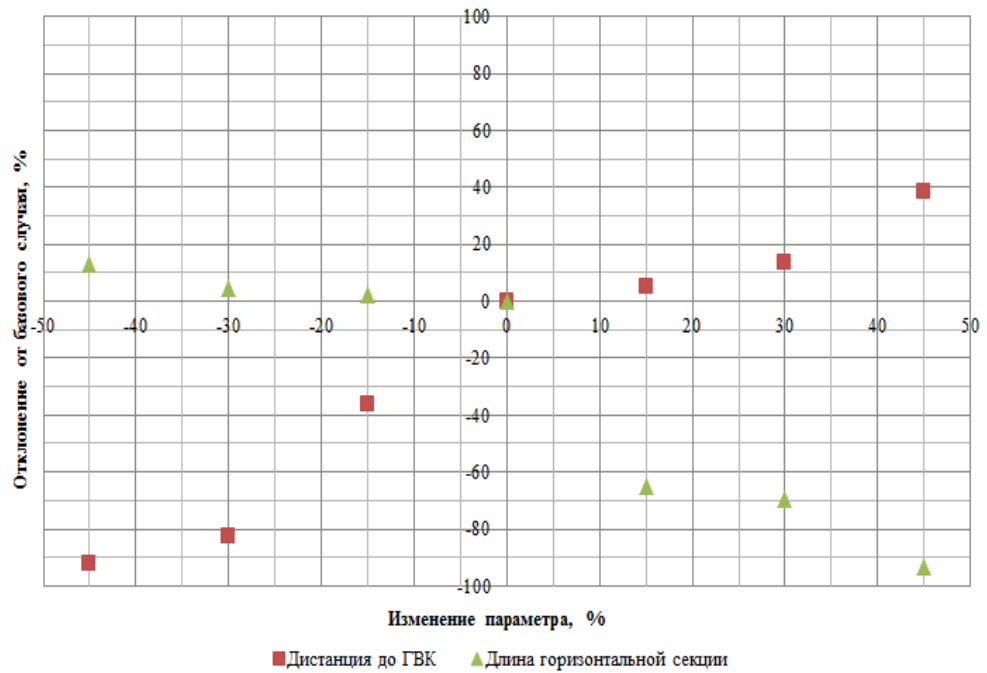


Рисунок 3-25. Анализ чувствительности для критического дебита газа

Исходя из приведенных выше spider-диаграмм, можно говорить о том, что прорыв конуса воды наступает позже с увеличением устьевого давления скважины и ее расстояния до ГВК, а также со снижением длины горизонтальной секции скважины, причем расстояние до контакта является в этом случае определяющим. В то же время, приближение скважины к отметке ГВК и увеличение длины ее горизонтального ствола являются наиболее значимыми в случае наступления более раннего прорыва воды. В случае же анализа чувствительности для критического дебита газа не имеет смысла говорить о влиянии устьевого давления, т.к. динамика изменения дебита в этом случае зависит, при прочих постоянных условиях, от изменения значения текущего пластового давления. Однако, расстояние от скважины до контакта является наиболее значимым в случае увеличения критического дебита, а длина горизонтальной скважины, в конечном итоге, в большей степени влияет на снижение его величины.

3.6. Анализ применимости периодической эксплуатации скважины как метода борьбы с эффектом конусообразования

В рамках данной работы было сделано предположение о том, что периодическая эксплуатация скважины может быть применена как метод борьбы с эффектом конусообразования путем обеспечения более длительного относительно безводного периода ее работы.

Для проверки данной гипотезы рассмотренная ранее секторная гидродинамическая модель была модифицирована путем задания периодов остановки целевой скважины 2-1 на промежутки времени равные 15%, 30% и 45% от зафиксированного времени прорыва конуса воды в базовом случае. Динамика изменения значений дебита газа и ВГФ для всех трех случаев приведена на рисунках 3-26 – 3-31 ниже.

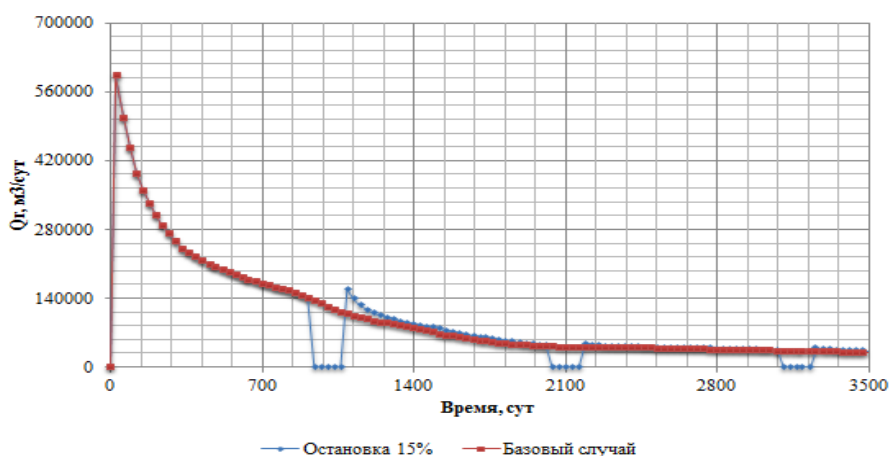


Рисунок 3-26. Сравнение динамики изменения дебита газа для базового случая и случая остановки скважины на 15% от времени прорыва

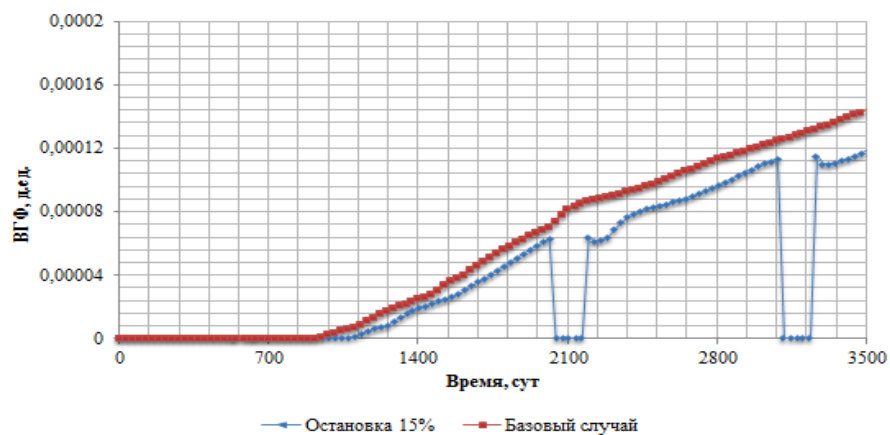


Рисунок 3-27. Сравнение динамики изменения ВГФ для базового случая и случая остановки скважины на 15% от времени прорыва

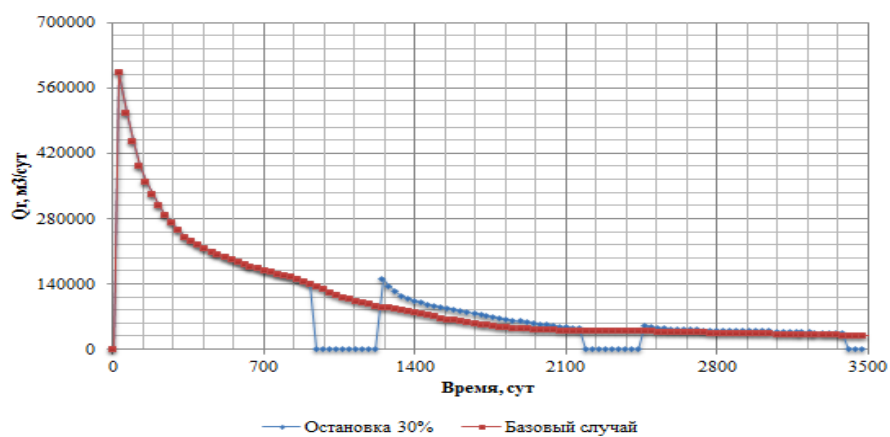


Рисунок 3-28. Сравнение динамики изменения дебита газа для базового случая и случая остановки скважины на 30% от времени прорыва

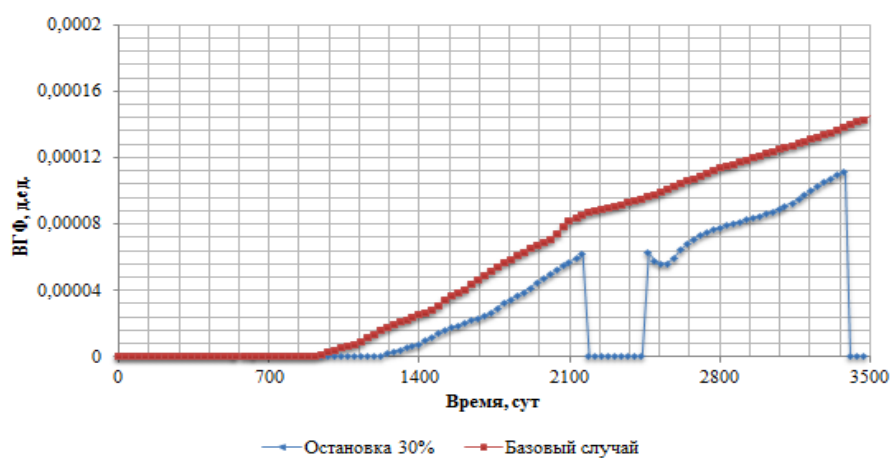


Рисунок 3-29. Сравнение динамики изменения ВГФ для базового случая и случая остановки скважины на 30% от времени прорыва

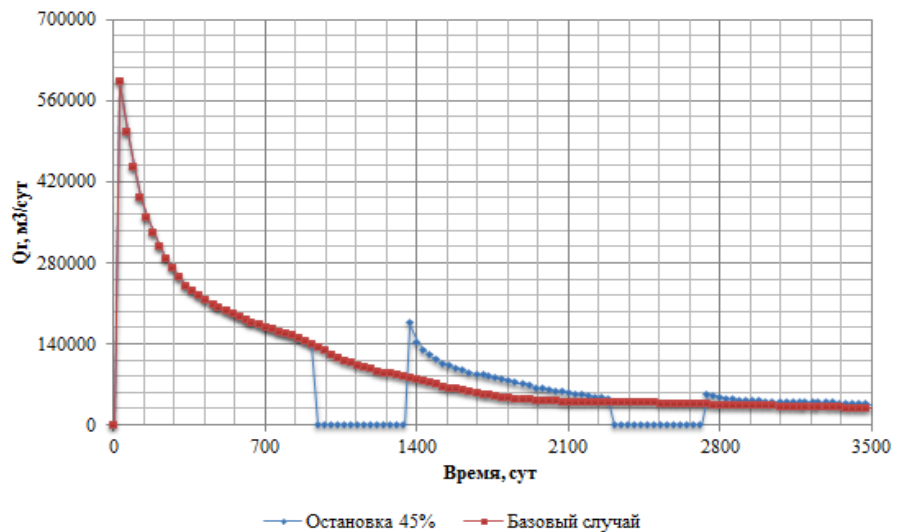


Рисунок 3-30. Сравнение динамики изменения дебита газа для базового случая и случая остановки скважины на 45% от времени прорыва

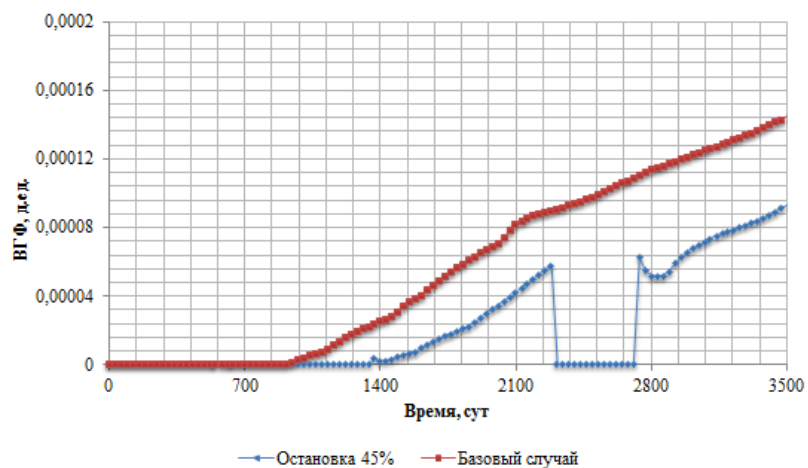


Рисунок 3-31. Сравнение динамики изменения ВГФ для базового случая и случая остановки скважины на 45% от времени прорыва

По результатам комплексного анализа полученных зависимостей можно говорить о том, что циклическая эксплуатация скважины обеспечивает более позднее время прорыва конуса воды, а также работу при более низких значениях водогазового фактора, причем, необходимо отметить, что, чем длительнее период остановки скважины, тем заметнее эта разница. Данный эффект достигается вследствие «выравнивания» поверхности флюидоконтакта в результате «опускания» фронта воды под действием силы гравитации, а также

обеспечивает более высокие (по сравнению с базовым случаем) дебиты при перезапуске горизонтальной скважины за счет частичного восстановления пластового давления в ее зоне дренирования. Таким образом, периодическая эксплуатация, в целом, может быть рекомендована как метод нивелирования негативных последствий проблемы конусообразования.

4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

4.1. Анализ экономической целесообразности циклической эксплуатации скважин в условиях процесса конусообразования

В предыдущей главе настоящей работы была освещена методика периодической эксплуатации скважин как метода нивелирования негативных последствий процесса конусообразования.

Было показано, что за счет циклической эксплуатации возможна работа скважины при более низких дебитах по воде, что уменьшает затраты на ее дальнейшую утилизацию в условиях разработки месторождения при отсутствии системы поддержания пластового давления. В то же время необходимо учитывать, что во время остановок скважины не осуществляется добыча полезного флюида, и, следовательно, сокращается прибыль от его продажи.

В данном разделе приводится оценка экономической эффективности циклической эксплуатации скважины. В качестве входных параметров для необходимых расчетов были приняты: величины добычи газа и воды для базовой ситуации и трех рассмотренных ранее сценариев периодической эксплуатации целевой скважины 2-1; ставка дисконтирования равная 15%; цена реализации газа – 4013 рублей за 1000 м³; затраты на добычу воды – 380 рублей за 1 тонну.

Динамика изменения результирующего чистого дисконтированного дохода (ЧДД) представлена на рисунке 4-1.

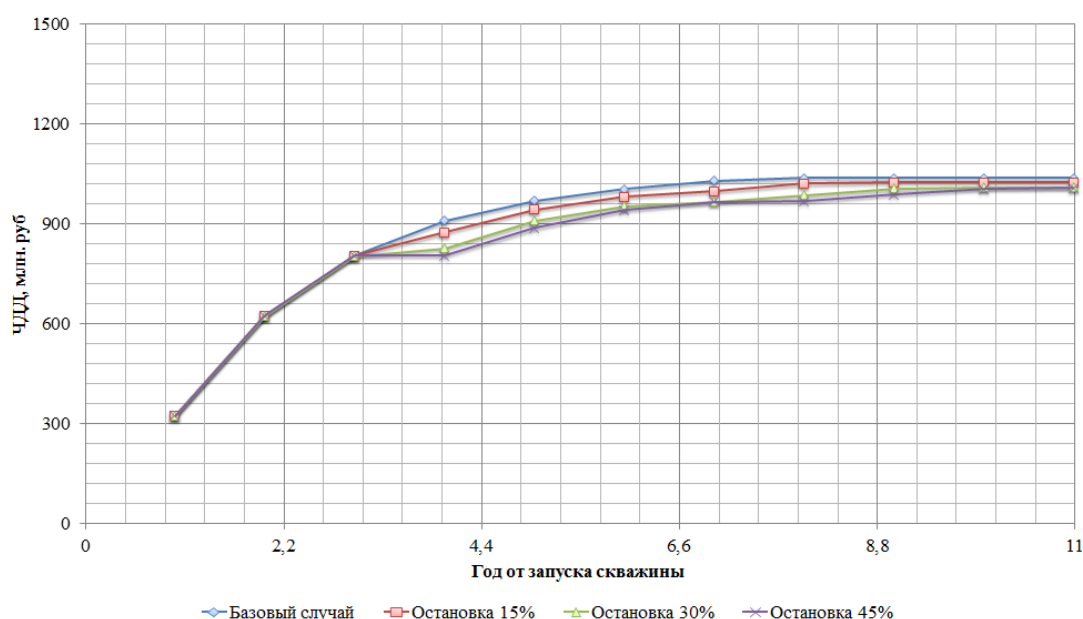


Рисунок 4-1. Динамика изменения ЧДД при различных вариантах периодической эксплуатации скважины

На данном графике можно наглядно отследить периоды остановки скважины, которым соответствуют интервалы постоянства значения ЧДД. Основной же вывод здесь заключается в том, что, несмотря на снижение темпов добычи воды, и, следовательно затрат на ее утилизацию, величина добычи газа оказывает решающее влияние на величину ЧДД, и базовый вариант остается лучшим.

Однако ситуация меняется в том случае, если задаться, например, критическим значением ВГФ, при котором происходит остановка скважины вследствие невозможности поддержания необходимого устьевого давления (примем для определенности величину ВГФ равную 0,0001 д.ед.), а также снизить ставку дисконтирования до 4%. В этом случае вариант периодической эксплуатации скважины с величиной простоя в 45% от времени прорыва конуса воды представляется наиболее экономически рентабельным (рис. 4-2).

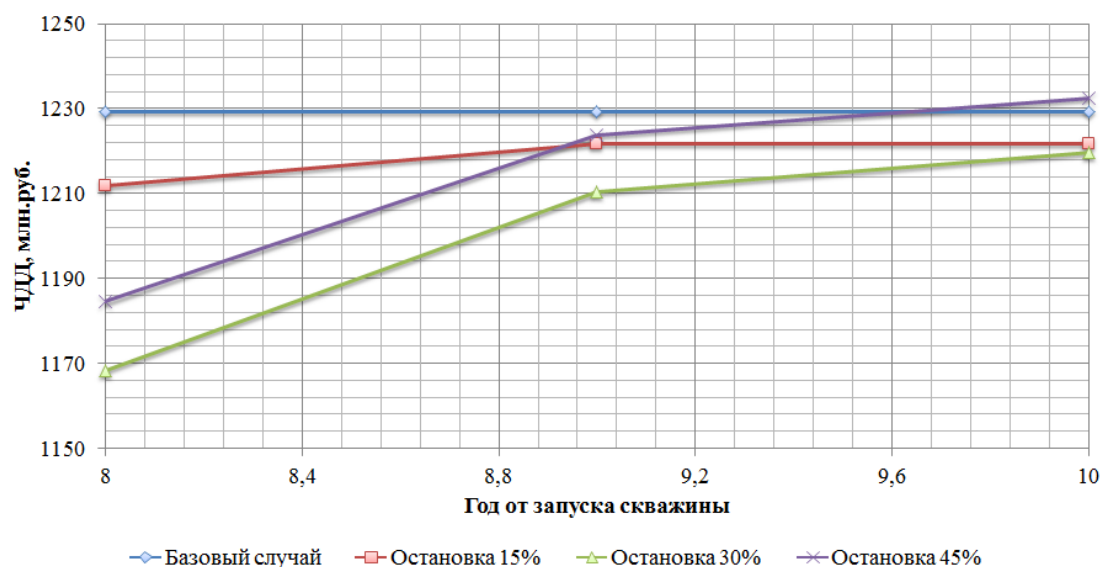


Рисунок 4-2. Динамика изменения ЧДД при изменении экономических параметров

Таким образом, согласно результатам проведенного анализа можно сделать вывод о необходимости детального учета текущих экономических и эксплуатационных параметров с целью определения наиболее эффективного режима работы скважины.

4.2. Определение оптимальной величины устьевого давления горизонтальной скважины в условиях процесса конусообразования

С целью определения оптимального режима эксплуатации горизонтальной скважины в условиях проблемы конусообразования был проведен экономический анализ, аналогичный описанному в предыдущем разделе: рассматривались варианты эксплуатации целевой скважины 2-1 при обозначенных в анализе чувствительности сценариях; ставка дисконтирования равная 15%; цена реализации газа – 4013 рублей за 1000 м³; затраты на добычу воды – 380 рублей за 1 тонну; критическое значение ВГФ – 0,0001 д.ед.

График изменения ЧДД для всех семи сценариев приводится ниже на рисунке 4-3.

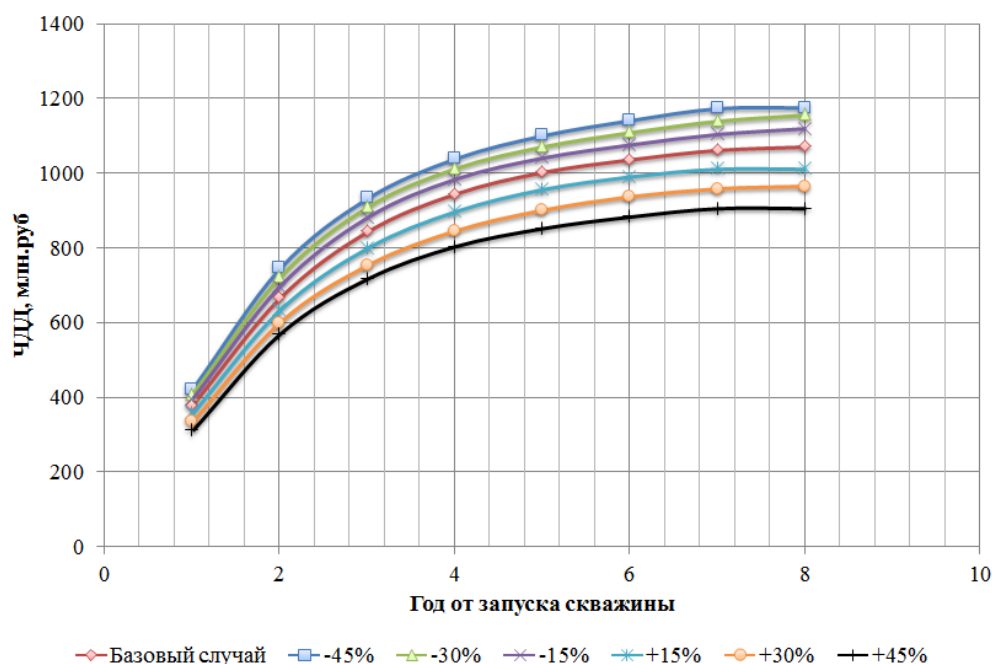


Рисунок 4-3. Динамика изменения ЧДД при различных величинах устьевых давлений скважины

Как можно видеть из полученного графика, при эксплуатации скважины при более низких (по сравнению с базовым) уровнях устьевых давлений, прибыль от большей добычи газа оказывает более существенный вклад в формирование итогового ЧДД, чем возросшие затраты на добычу воды, а значит, что в данном конкретном случае есть смысл в эксплуатации скважины в условиях более раннего прорыва конуса воды. Тем не менее, необходимость проведения аналогичных расчетов в условиях изменчивости экономических параметров очевидна.

5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

5.1. Общие сведения о вредных и опасных факторах

В условиях любого типа производства на организм человека оказывают влияние опасные и вредные производственные факторы (ОВПФ), которые могут служить причиной нарушения здоровья и работоспособности [42].

Заболевания, которые возникают в результате воздействия данных факторов, относят к категории профессиональных болезней.

В общем случае, ОВПФ по типу своего воздействия можно разделить на следующие категории:

- физические (повышенная или пониженная температура поверхностей оборудования, подвижные детали машин и механизмов, повышенные уровни шума и вибрации, повышенная загазованность или запыленность рабочей зоны, расположение места работы на значительной высоте от поверхности земли, повышенное напряжение в электроцепи);
- химические (токсичные, раздражающие, сенсibiliзирующие вещества – например, оксид углерода, кислоты, щелочи, пары бензола и толуола);
- биологические (бактерии, вирусы, опасные растения и животные в окрестности промысла);
- психофизиологические (физические перегрузки, умственное перенапряжение, монотонность труда).

5.2. Основные правила производственной санитарии, техники безопасности и пожарной безопасности на объектах газового и газоконденсатного хозяйства

В рамках данной работы были рассмотрены вопросы изменения технологических режимов работы горизонтальных скважин с целью предотвращения проблемы конусообразования воды в случае газоконденсатных

месторождений, что предполагает вмешательство работающего на промысле рабочего персонала.

К вредным и опасным производственным факторам, которые могут возникнуть при обслуживании газовых и газоконденсатных промыслов относятся [43]:

- пониженная или повышенная температура воздуха в рабочей зоне;
- повышенная загазованность;
- недостаточная освещенность рабочего места;
- повышенные уровни вибрации и шума;
- движущиеся детали механизмов и машин.

Эти факторы могут быть обусловлены:

- необходимостью проведения работ во взрывоопасных и пожароопасных помещениях;
- потребностью в обслуживании фонтанной арматуры, компрессоров, сепараторов;
- проведением огневых и газоопасных работ;
- применением вредных веществ и легковоспламеняющихся жидкостей.

В соответствии с этим вредные и опасные производственные факторы связанные с добычей, сбором, подготовкой и транспортировкой газа и конденсата возникают в основном при продувке и освоении скважин, обслуживании сепараторов и трапов, формировании газогидратов в газопроводах и скважинах.

Большое значение для обеспечения оздоровления и безопасности условий труда сотрудников, обслуживающих газоконденсатные и газовые скважины, имеет:

- обеспечение соответствия оборудования скважин эксплуатационным условиям;
- обеспечение качественной проводки скважин;
- обустройство месторождений с полным соблюдением строительных норм и правил, а также требований пожарной безопасности и охраны труда;

- соответствие требованиям безопасной работы запорной арматуры, контрольно-измерительных приборов и различных технологических аппаратов;
- обеспечение исправности используемого инструмента;
- применение механизации и автоматизации основных процессов;
- строгое соблюдение правил техники безопасности при обслуживании и ремонте объектов.

При расположении производственных помещений, технологических установок и прочих объектов в пределах газоконденсатного или газового месторождения необходимо принимать во внимание нормы и правила пожарной безопасности и удобство обслуживания отдельных объектов.

Территория объекта в обязательном порядке должна содержаться в порядке и чистоте. Загрязненность территории конденсатом, нефтью, промывочным раствором, загроможденность и захламленность различного рода оборудованием являются серьезным нарушением техники безопасности и нередко приводят к пожарам и несчастным случаям.

Заброшенные котлованы и колодцы должны иметь необходимые обозначения и ограждения. На фонтанной елке неработающей скважины и на обоих отводах фонтанной крестовины должны устанавливаться заглушки снабженные вентилями высокого давления. Все задвижки должны быть полностью закрыты, маховики сняты. В северных регионах верхняя часть колонны должна заполняться незамерзающей жидкостью в целях предотвращения размораживания устья скважины.

Должное состояние дорог и подъездных путей к производственным объектам, устройство переходов, мостков и переездов является гарантом правильной организации производства и безопасного проведения работ, а следовательно, они должны содержаться в исправном состоянии, чистоте и иметь предупреждающие знаки.

Рабочая площадка около устья скважины должна быть смонтирована согласно проектным нормам, утвержденным главным инженером предприятия.

Стеллажи должны иметь достаточные размеры для укладки труб, необходимых для каждой скважины. Длина стеллажей и мостков должна обеспечивать укладку труб без свисания их концов. Для предотвращения качения труб стеллажи должны быть оборудованы специализированными стойками.

В ночное время территория места работ должна быть должным образом освещена. Общая освещенность должна быть не менее 20 лк для газовых сепараторов, и от 2 до 25 лк при капитальном и текущем ремонте скважин. Сепараторы и трапы установленные вне производственных помещений должны быть освещены светильниками или прожекторами в любой взрывозащищенной комплектации.

В пределах производственных помещений, где проходят технологические газопроводы и установлены газовые аппараты, взрывоопасные смеси могут образовываться в результате аварий или неисправностей аппаратов и утечек газа. Подобные помещения должны освещаться светильниками соответствующих категорий и типов исполнения, а также в аналогичном исполнении должны быть выполнены контрольно-измерительные приборы с электрическим приводом, электродвигатели, телефонные аппараты.

Проведение необходимых видов работ в питающих цепях, а также в электрооборудовании, установленном во взрывоопасном помещении, разрешается только после их непосредственного отключения от источника питания.

Применение открытого огня на территории взрывоопасных объектов запрещено в условиях отсутствия требуемого плана и разрешения на огневые работы, согласованных с пожарной частью.

Нахождение посторонних лиц в пределах рассматриваемых объектов может быть разрешено только руководством предприятия и после проведения необходимого инструктажа.

В пределах охранной зоны воздушных линий электропередачи запрещается проведение каких-либо работ в условиях отсутствия специального разрешения.

Объекты добычи газа и газоконденсата должны быть снабжены первичными средствами пожаротушения согласно перечню, согласованному с местным подразделением пожарного надзора. Категорически запрещено использовать пожарный инвентарь и оборудование для хозяйственных и производственных нужд, не связанных с пожаротушением. Для курения должны быть выделены отдельные специализированные места.

Мероприятия в области молнизащиты должны реализовываться в зависимости от степени опасности и вероятности их поражения молнией. Ответственность за неисправность соответствующих устройств и заземления по объекту возлагается на лицо, которое ответственно за электрохозяйство.

Для каждого из объектов должен быть составлен план ликвидации возможных аварий с четким распределением действий каждого сотрудника. Каждый работник должен ознакомиться с ним под расписку, а знание этого плана в обязательном порядке должно проверяться во время тренировочных и учебных занятий.

К проведению работ допускаются лишь лица прошедшие необходимый инструктаж, стажировку, производственное обучение, а также проверку знаний по технике безопасности специальной комиссией, назначенной соответствующим приказом. Ее председателем должен быть назначен руководитель, ответственный за технику безопасности, а в ее состав должны входить – ответственные работники служб механики, энергетики, мастер работ на объекте.

Ответственность за общее состояние техники безопасности на предприятии несет руководитель предприятия, который обязан в соответствующих должностных инструкциях своих заместителей, главных специалистов и инженеров, а также начальников подразделений, указать, кто из них и за какие разделы охраны труда и техники безопасности отвечает.

5.3. Охрана окружающей среды

Под охраной недр понимается система технологических мероприятий, обеспечивающих наиболее полное извлечение природных ресурсов нефти, газа и газоконденсата из пласта при соблюдении основных требований геологического, технического и экологического порядка [44].

Под охраной окружающей среды понимается комплекс научных правовых и технических мероприятий, ориентированных на рациональное использование, воспроизводство и сохранение природных ресурсов, на обеспечение биологического равновесия в природе, на улучшение качества окружающей среды путем ее планового преобразования [44].

Основные требования к сформулированным выше понятиям заключаются в следующем:

- систематическом исследовании продуктивных пластов и фонда скважин;
- разумном использовании энергии пласта;
- контроле за величиной текущего пластового давления и поддержании его близким к проектному уровню;
- контроле за дебитами по скважинам и объекту разработки в целом;
- не допущении излишних давлений на обсадную колонну и цементное кольцо при работах по интенсификации притока;
- регулярной проверке герметичности цементного кольца и обсадной колонны;
- не допущении преждевременного обводнения скважин в случае форсированных отборов жидкости;
- реализации мероприятий по вводу новых скважин из бурения согласно проектному документу, их пуску из консервации и бездействия, проведении своевременных ремонтов;
- разработке и применении новых технологий воздействия на пласт, обеспечивающих более высокие вытесняющие свойства;

- контроле потенциальных перетоков пластового флюида в вышележащие горизонты через дефекты обсадной колонны и цементного кольца;
- соблюдении всех экологических норм.

6. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Таким образом, по результатам проделанной работы можно сделать следующие выводы:

- проведен обзор научных работ, посвященных проблеме конусообразования;
- изучена геолого-промысловая информация по существующим скважинам, эксплуатируемым в условиях изучаемого эффекта;
- дана оценка применимости существующих корреляционных зависимостей в условиях рассматриваемого продуктивного пласта;
- предложен собственный алгоритм определения критического дебита газа и времени прорыва конуса воды, связывающий имеющиеся прогнозные методики с фактическими показателями путем использования корреляционных зависимостей;
- обоснована возможность использования циклической эксплуатации скважин и регулирования устьевого давления как методов предотвращения осложнений, связанных с образованием конуса воды.

В качестве перспективы дальнейшего изучения рассматриваемой проблемы предлагаются следующие шаги:

- более детальное изучение физической природы эффекта образования конуса воды в газоконденсатных залежах;
- составление собственных универсальных аналитических/эмпирических корреляций для расчета критического дебита газа и времени прорыва воды как для случая горизонтальных, так и для случая вертикальных скважин;
- определение оптимальных параметров эксплуатации скважин в условиях конусообразования посредством использования основных положений математической теории оптимизации.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- 1) Muskat M. and Wyckoff R. D.: «An approximate theory of water-coning in oil production». Trans. AIME, Vol. 114, 1935, pp. 144-161.;
- 2) Menouar H.K., Hakim A.A. «Water coning and critical rates in vertical and horizontal wells», SPE Paper 29877 prepared for presentation at the SPE Middle East Oil Show, Bahrain, Mar. 11-14, 1995.;
- 3) Muskat M. «The performance of bottom water-drive reservoirs». Trans. AIME, Vol. 114, 1935.;
- 4) Meyer H.I. and Searcy D.F. «Analog study of water coning». Trans. AIME, 1956, 207, pp.302.;
- 5) Henley D.H., Owens W.W. and Craig F.F. «A scale model study of bottom water drives», J.Pet.Tech., Jan. 1961.;
- 6) Sobocinsky D.P. and Cornelius A.J. «A correlation for predicting water coning time», J Pet. Tech., May 1965, pp.594-600.;
- 7) Bournazel C. and Jeanson B. «Fast water-coning evaluation method», SPE Paper 3628 presented at the 46 Annual Fall Meeting, New Orleans, La., Oct. 3-6, 1971.;
- 8) A. Karami, A. Khaksar Manshad and S. Ashoori. «The prediction of water breakthrough time and critical rate with a new equation for an Iranian oil field». Petroleum Science and Technology, 2014.;
- 9) Kuo M.C.T. and DesBrisay C.L. «A simplified method for water coning predictions», SPE Paper 12067 presented at the 58th Annual Technical Conference and Exhibition, San-Francisco, CA, Oct. 5-8, 1983.;
- 10) Joshi S.D. Horizontal well technology. PennWell Publishing Company, 1991.;
- 11) Chierici G.L., Ciucci G.M. «A systematic study of gas and water coning by potentiometric models». Journal of petroleum technology, 1964.;
- 12) Parker R.K. «Water coning – a system for predicting WOR performance», SPE Paper 6978.;

- 13) Letkeman J.P., Ridings R.L. «A numerical coning model». Transactions, Vol. 249, 1970.;
- 14) Addington D.V. «An approach to gas-coning correlations for a large grid reservoir simulator», J.Pet.Tech., Nov. 1981, pp.2267-2274.;
- 15) Wheatley M.J. «An approximate theory of oil/water coning», SPE Paper 14210 presented at 60th Annual Technical Meeting and Exhibition, Las-Vegas, NV, Sept. 22-25, 1985.;
- 16) Lee S.H., Tung W.B. «General coning correlations based on mechanistic studies», SPE Paper 20742 prepared for presentation at the 65th Annual Technical Conference and Exhibition of SPE in New Orleans, LA, Sept. 23-26, 1990.;
- 17) Эфрос Д.А. Исследования фильтрации неоднородных систем. – Государственное научно-техническое издательство нефтяной и горно-топливной литературы. – Ленинград, 1963.;
- 18) Chaperon I. «Theoretical study of coning toward horizontal and vertical wells in anisotropic formations: subcritical and critical rates», SPE Paper 15377 prepared for presentation at the 61st Annual Technical Conference and Exhibition of SPE in New Orleans, LA, Oct. 5-8, 1986.;
- 19) Ozkan E., Raghavan R. «A breakthrough time correlation for coning toward horizontal wells», SPE Paper 20964 prepared to present at Europec 90, The Hague, Netherlands, Oct. 22-24, 1990.;
- 20) Yang W. and Wattenbarger R.A. «Water coning calculations for vertical and horizontal wells», SPE Paper 22931 prepared for presentation at the 66th Annual Technical Conference and Exhibiton of SPE, Dallas, TX, Oct. 6-9, 1991.;
- 21) Hoyland L.A., Papatzacos P and Skjaeveland S.M. «Critical rate for water coning: correlation and analytical solution». SPE Reservoir Engineering, November 1989.;

- 22) Guo B., Molinard J-E. «A general solution of gas/water coning problem for horizontal wells», SPE Paper 25050 prepared for presentation at the European Petroleum Conference, Cannes, France, Nov. 16-18, 1992.;
- 23) Guo B. and Lee R.L. «Determination of the maximum water-free production rate of a horizontal well with water/oil/interface cresting», SPE Paper 24324 prepared for presentation at the SPE Rocky Mountain Regional Meeting, Casper, Wyoming, May 18-21, 1992.;
- 24) Hatzignatiou D.G. and Mohamed F. «Water and gas coning in horizontal and vertical wells». Petroleum Society of CIM and AOSTRA, 1994.;
- 25) Permadi P. «Fast horizontal-well coning evaluation method», SPE Paper 37032 prepared for presentation at the 1996 SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference, Adelaide, Australia, Oct. 28-31, 1996.;
- 26) Jiang Q., Butler R.M. «Experimental and numerical modelling of bottom water coning to a horizontal well». The Journal of Canadian Petroleum Technology, Vol. 37, #10, Oct. 1998.;
- 27) Umnuayponwitat Suwan, Ozkan E. «Water and gas coning toward finite-conductivity horizontal wells: cone build-up and breakthrough», SPE Paper 60308 prepared for presentation at the 2000 SPE Rocky Mountain Regional/Low Permeability Reservoirs Symposium, Denver, CO, Mar, 12-15, 2000.;
- 28) Benamara Ahcene, Tiab Djebbar. «Gas coning in vertical and horizontal wells, a numerical approach», SPE Paper 71026 prepared for presentation at the SPE Rocky Mountain Petroleum Technology Conference, Keystone, Colorado, may 21-23, 2001.;
- 29) Салаватов Т.Ш., Аль Сади Гариб. «Изучение влияния различных параметров пласта и жидкости на процесс конусообразования в горизонтальных скважинах». - ELMİ ƏSƏRLƏR, 02.2010.;

- 30) Permadi P. and Jayadi T. «An improved water coning calculation for horizontal wells», SPE Paper 133162 prepared for presentation at the 2010 SPE/RO&G Russian Oil & Gas technical Conference, Moscow, Russia, Oct. 26-28, 2010.;
- 31) Al-Enezi K., Das O.P. et al. «Water coning model for horizontal wells in high mobility reservoir, West Kuwait», SPE Paper 130302 prepared for presentation at the CPS/SPE International Oil and Gas Conference and Exhibition in China held in Beijing, June 8-10, 2010.;
- 32) Makinde F.A., Adefidipe O.A. «Water coning in horizontal wells: prediction of post-breakthrough performance». International Journal of Engineering & Technology IJET-IJENS Vol: 11, No 01, 2011.;
- 33) Weinstein H.G., Chappelle J.E. «Second comparative solution project: a three-phase coning study». Journal of Petroleum Technology, March 1986.;
- 34) Papatzacos P., Herring T.R. et al. «Cone breakthrough time for horizontal wells». SPE Reservoir Engineering, August 1991.;
- 35) Graue D.J. and Filgate R.A. «A study of water coning in the Kaybob South Beaverhill Lake Field», SPE Paper 3623 prepared for the 46th Annual Fall Meeting of the SPE of AIME, Oct. 3-6, 1971.;
- 36) MacDonald R.C., Coats K.H. «Methods for numerical simulation of water and gas coning». Transactions Vol. 249, 1970.;
- 37) Consomni P. et al. «Flexible gridding techniques for coning studies in vertical and horizontal wells», SPE Paper 25563 prepared for presentation at the SPE Middle East Oil Technical Conference and Exhibition, Bahrain, Apr. 3-4, 1993.;
- 38) Peng C.P. and Yeh N. «Reservoir Engineering aspects of horizontal wells – application to oil reservoirs with gas or water coning problems», SPE Paper 29958 prepared for presentation at the International Meeting on petroleum Engineering in Beijing, China, Nov. 14-17, 1996.;
- 39) Freeborn W.R. et al. «South Jenner horizontal wells a water coning study». Drilling and completions, Vol. 29, No 3, May-June, 1990.;

- 40) Permadi P., Wibowo W. «Horizontal well completion with stinger for reducing water coning problems», SPE Paper 37464 prepared for presentation at the 1997 SPE Production Operations Symposium, Oklahoma, Mar. 9-11, 1997.;
- 41) Saavedra N.F. and Reyes D.A. «Drainage area for horizontal wells with pressure drop in the horizontal section», SPE Paper 69431 prepared for presentation at the SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Buenos Aires, Argentina, Mar. 25-28, 2001.;
- 42) Мордвинов А.А. Теоретические основы добычи нефти и газа для операторов [Текст]: учеб. пособие. В 3 ч. Ч. 3 / А.А. Мордвинов, О.М. Корохонько. – Ухта: УГТУ, 2010. – 107 с.;
- 43) Куцын П.В., Эстрин Р.Я. Охрана труда и техника безопасности на газовом промысле. М., Недра, 1982. – 246 с.;
- 44) Каплан Л.С. Оператор по добыче нефти и попутного газа. – Уфа, 2005.