

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки 21.04.01 Нефтегазовое дело
 ООП Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений
 Отделение школы Отделение нефтегазового дела

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА МАГИСТРАНТА

Тема работы
ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ОБВОДНЕНИЯ ФОНДА ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН НА ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ

УДК 622.279.58-047.72

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ15	Масаренко Андрей Юрьевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Арбузов Валерий Николаевич	к.ф.-м.н.		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Цибулькикова Маргарита Радиевна	к.г.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Сечин Андрей Александрович	к.т.н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП/ОПОП, должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Мельник Игорь Анатольевич	д.г.-м.н		

Томск – 2023г.

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОСВОЕНИЯ
21.04.01 Нефтегазовое дело
ООП «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

Код компетенции	Наименование компетенции
Универсальные компетенции	
УК(У)-1	Способность осуществлять поиск, критический анализ проблемных ситуаций на основе системного подхода, вырабатывать стратегию действий
УК(У)-2	Способность управлять проектом на всех этапах его жизненного цикла
УК(У)-3	Способность организовывать и руководить работой команды, вырабатывая командную стратегию для достижения поставленной цели
УК(У)-4	Способность применять современные коммуникативные технологии, в том числе на иностранном(ых) языке(ах), для академического и профессионального взаимодействия
УК(У)-5	Способность анализировать и учитывать разнообразие культур в процессе межкультурного взаимодействия
УК(У)-6	Способность определять и реализовывать приоритеты собственной деятельности и способы ее совершенствования на основе самооценки
Общепрофессиональные компетенции	
ОПК(У)-1	Способность решать производственные и (или) исследовательские задачи на основе фундаментальных знаний в нефтегазовой области
ОПК(У)-2	Способен осуществлять проектирование объектов нефтегазового производства
ОПК(У)-3	Способность разрабатывать научно-техническую, проектную и служебную документацию, оформлять научно-технические отчеты, обзоры, публикации, рецензии
ОПК(У)-4	Способность находить и перерабатывать информацию, требуемую для принятия решений в научных исследованиях и в практической технической деятельности
ОПК(У)-5	Способность оценивать результаты научно-технических разработок, научных исследований и обосновывать собственный выбор, систематизируя и обобщая достижения в нефтегазовой отрасли и смежных областях
ОПК(У)-6	Способность участвовать в реализации основных и дополнительных профессиональных образовательных программ, используя специальные научные и профессиональные знания
Профессиональные компетенции	
ПК(У)-1	Способен разрабатывать методическое обеспечение для первичной и периодической подготовки и аттестации специалистов в области добычи углеводородного сырья
ПК(У)-2	Способен анализировать и обобщать данные о работе технологического оборудования, осуществлять контроль, техническое сопровождение и управление технологическими процессами добычи углеводородного сырья
ПК(У)-3	Способен оценивать эффективность инновационных технологических решений в процессе выполнения производственных показателей при разработке и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений углеводородного сырья
ПК(У)-4	Способен обеспечивать безопасную и эффективную эксплуатацию и работу технологического оборудования нефтегазовой отрасли
ПК(У)-5	Способен участвовать в управлении технологическими комплексами, принимать решения в условиях неопределенности

ПК(У)-6	Способен применять полученные знания для разработки и реализации проектов и научно-исследовательских работ различных процессов производственной деятельности на основе методики проектирования в нефтегазовой отрасли, а также инструктивно-нормативных документов
ПК(У)-7	Способен применять современные программные комплексы для научно-исследовательских работ и проектирования технических устройств, аппаратов и механизмов, технологических процессов в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки 21.04.01 Нефтегазовое дело
 ООП Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений
 Отделение школы Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП
 _____ И.А. Мельник
 (Подпись) (Дата) (ФИО)

**ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы**

Обучающийся:

Группа	ФИО
2БМ15	Масаренко Андрей Юрьевич

Тема работы:

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ОБВОДНЕНИЯ ФОНДА ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН НА ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ	
<i>Утверждена приказом директора (дата, номер)</i>	62-82/с от 03.03.2023

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:	21.06.2023
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к функционированию (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.)</i>	Тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, технологические регламенты, нормативные документы.
Перечень разделов пояснительной записки подлежащих исследованию, проектированию и разработке <i>(аналитический обзор литературных источников с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе)</i>	Влияние геологических особенностей на процесс разработки газовых месторождений на поздних стадиях. Прогнозирование обводнения добывающих скважин в процессе разработки месторождения Х. Комплексный подход к прогнозированию обводнения добывающих скважин газовых месторождений.
Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	

Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Доцент, к.г.н., Цибульникова Маргарита Радиевна
«Социальная ответственность»	Доцент, к.т.н., Сечин Андрей Александрович
Раздел на английском языке	Доцент, к.ф.н., Болсуновская Людмила Михайловна
Названия разделов, которые должны быть написаны на иностранном языке:	
Introduction	
The influence of geological features on the gas field development in the later stages.	
Conclusion	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	04.03.2023
---	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Арбузов Валерий Николаевич	к.ф.-м.н.		04.03.2023

Задание принял к исполнению обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ15	Масаренко Андрей Юрьевич		04.03.2023

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки 21.04.01 Нефтегазовое дело
 ООП Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений
 Отделение школы Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения _____ весенний семестр 2022/2023 учебного года

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

Обучающийся:

Группа	ФИО
2БМ15	Масаренко Андрей Юрьевич

Тема работы:

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ОБВОДНЕНИЯ ФОНДА ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН НА ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ
--

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:	21.06.2023
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
	<i>Влияние геологических особенностей на процесс разработки газовых месторождений на поздних стадиях</i>	30
	<i>Прогнозирование обводнения добывающих скважин в процессе разработки месторождения X</i>	30
	<i>Комплексный подход к прогнозированию обводнения добывающих скважин газовых месторождений</i>	20
	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	10
	<i>Социальная ответственность</i>	10

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Арбузов Валерий Николаевич	к.ф-м.н.		04.03.2023

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			04.03.2023

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Мельник Игорь Анатольевич	д.г-м.н		04.03.2023

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ15	Масаренко Андрей Юрьевич		04.03.2023

Обозначения, определения и сокращения

ВД – воронка депрессии;

ВИР – водоизоляционные работы;

ГВК – газоводяной контакт;

ГДИС – гидродинамические исследования скважин;

ГИС – геофизические исследования скважин;

ГКМ – газоконденсатное месторождение;

ГКС – газовая компрессорная станция;

ГСС – газосборная сеть;

ДКС – дожимная компрессорная станция;

КИГ – коэффициент извлечения газа;

КРС – капитальный ремонт скважины;

ЛК – лифтовая колонна;

МКП – межколонное пространство;

МФП – многофазный поток;

НГКМ – нефтегазоконденсатное месторождение;

НИЗ – начальные извлекаемые запасы;

НКТ – насосно-компрессорная труба;

НУП – низкие устьевые параметры;

ОЛК – основная лифтовая колонна;

ПАВ – поверхностно-активные вещества;

ПЗП – призабойная зона пласта;

УВ – углеводороды;

УКПГ – установка комплексной подготовки газа;

ФА – фонтанная арматура;

ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства;

ЦЛК – центральная лифтовая колонна.

РЕФЕРАТ

Магистерская диссертация содержит 100 страниц, в том числе 19 рисунков, 17 таблиц и 41 литературных источников. Работа содержит 1 приложение.

Ключевые слова: месторождение, сеноманские залежи, газовая скважина, прогнозирование обводнения, подошвенные воды, забой.

Объектом исследования являются газовые скважины с высокой степенью обводнения.

Цель работы – повышение эффективности разработки газовых залежей путем предупреждения раннего обводнения добывающих скважин, основанного на прогнозировании внедрения воды в газоносные горизонты.

Задачи исследования:

1. Оценить влияние геологических особенностей на процесс разработки газовых месторождений;
2. Провести анализ существующих методов прогнозирования обводнения газовых скважин;
3. Провести расчет количества воды, внедрившейся в газовую залежь, и подъем ГВК в процессе разработки месторождения X;
4. Сформировать комплексный подход к прогнозированию обводнения газовой залежи.

В результате исследования проанализировано влияние гидрогеологических условий, влияющих на процесс разработки сеноманских залежей, определены преимущества и недостатки известных методов прогнозирования обводнения газовых скважин. Проведен расчет основных показателей разработки месторождения X. На основании проведенных расчетов и сравнения полученных значений с результатами 3D моделирования представлен комплексный подход к прогнозированию основных показателей разработки, таких как подъем ГВК и объем внедрившейся воды, который поможет контролировать и управлять процессами разработки месторождений газа с большей эффективностью.

Область применения: эксплуатационные скважины газовых месторождений на поздних стадиях разработки.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	12
1 ВЛИЯНИЕ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ОСОБЕННОСТЕЙ НА ПРОЦЕСС РАЗРАБОТКИ ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НА ПОЗДНИХ СТАДИЯХ	14
1.1 Механизм формирования обводненности в геологических условиях продуктивных пластов газовых месторождений	15
1.1.1 Влияние режима работы залежи при разработке месторождений	15
1.1.2 Влияние неоднородности газоносного пласта.....	20
1.2 Пластовые воды сеноманских залежей.....	24
1.3 Анализ условий формирования технологических режимов эксплуатации газовых скважин (механизм формирования воды на забое добывающих скважин. Уровень обводнения забоя)	30
2 ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ОБВОДНЕНИЯ ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН В ПРОЦЕССЕ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ X	38
2.1 Современные методы прогнозирования внедрения воды в скважину	38
2.2 Расчет количества внедрившейся воды в газовые залежи	41
3 КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД К ПРОГНОЗИРОВАНИЮ ОБВОДНЕНИЯ ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ	48
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	52
4.1 Исходные данные и нормативная база для расчета экономических показателей проекта	52
4.2 Выручка от реализации продукции УКПГ	52
4.3 Капитальные вложения.....	53
4.4 Амортизационные отчисления	53
4.5 Эксплуатационные затраты.....	54
4.6 Налоговые отчисления.....	56
4.7 Оценка экономической эффективности проекта	56
4.8 Анализ чувствительности.....	59
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	63
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	64
5.2 Производственная безопасность.....	65
5.2.1. Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	66
5.2.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	69
5.3 Экологическая безопасность.....	74
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	76
5.5 Выводы по разделу	78

ЗАКЛЮЧЕНИЕ	79
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	81
Приложение А.....	85

ВВЕДЕНИЕ

На протяжении многих десятилетий основным источником природного газа в Российской Федерации являются верхнемеловые залежи Западной Сибири. Основной проблемой столь длительной эксплуатации месторождений-гигантов является процесс обводнения сеноманских залежей, связанный с тем, что пласты-коллекторы обладают серьезной неоднородностью и образуют единый водоносный комплекс. Обводнение эксплуатационных скважин, вследствие внедрения воды, оказывает негативное влияние на показатели разработки и процесс комплексной подготовки газа, что влечет за собой усложнение и удорожание добычи природного газа. Помимо этого, скопление жидкости на забое эксплуатационных скважин ведет к падению депрессии, что в свою очередь влечет за собой снижение дебита скважины и дальнейшее самозадавливание. Увеличение фонда бездействующих скважин является серьезной проблемой для любого добывающего предприятия.

Также скопление воды на забоях скважин газовых месторождений может привести к увеличению концентрации механических примесей и разрушению цемента горной породы. Это может вызвать абразивный износ оборудования и увеличение риска аварийных ситуаций. Для предотвращения этого необходимо постоянно следить за активностью подстилающих вод и прогнозировать их внедрение в скважины.

На данный момент не существует универсальных и надежных методов прогнозирования обводнения. Связано это в первую очередь с тем, что большинство методов делают акцент на газовой составляющей залежи, уделяя внимание водоносным горизонтам и подстилающей воде в меньшей степени. В диссертационном исследовании подробно рассматриваются геологические особенности разработки сеноманских залежей, в частности, их водоносная составляющая.

Также в работе исследованы техногенные причины скапливания жидкости на забое эксплуатационных скважин, что также необходимо учитывать при разработке продуктивных залежей.

Объектом исследования являются газовые скважины с высокой степенью обводнения.

Актуальность данной работы обусловлена отсутствием универсальных методов прогнозирования внедрения пластовых вод в разрабатываемую залежь и дальнейшего обводнения газовых скважин. Это связано с тем, что большинство способов подразумевают определение одного или нескольких переменных, в то время, как в работе предлагается интегрированный подход к решению проблемы, связанной с обводнением эксплуатационных скважин газовых месторождений, что в конечном итоге способствует повышению эффективности эксплуатации скважин на газовых и газоконденсатных месторождениях Западной Сибири.

Основными методами исследования являются анализ, моделирование и аналогия.

Защищаемыми положениями работы являются два пункта:

1. Объем воды поступающей в залежь в течение разработки месторождения при известных параметрах технологического режима;
2. Подъем ГВК в ходе эксплуатации газовых скважин при заданном технологическом режиме.

Научная новизна исследования заключается в разработке комплексного подхода прогнозирования обводнения газовых скважин, позволяющего повысить эффективность разработки газовых месторождений. Отличие от существующих методик заключается в комплексности применения аналитических расчетов и результатов 3D моделирования и сформированным поэтапным алгоритмом выполнения.

Разработанный комплексный подход имеет практическую значимость и может быть использован при текущем мониторинге разработки месторождений, для анализа текущего состояния показателей разработки, при формировании программы геолого-технических мероприятий.

1 ВЛИЯНИЕ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ОСОБЕННОСТЕЙ НА ПРОЦЕСС РАЗРАБОТКИ ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НА ПОЗДНИХ СТАДИЯХ

Проблемам обводнения газовых скважин посвящены труды многих российских и зарубежных авторов, начиная с 30-х гг XX века по настоящее время. За этот период предложено множество различных методов расчета количества внедрившейся пластовой воды в газовые залежи такими учеными, как О.М. Ермилов, С.Н. Бузинов, Ван Эвердинген, Ю.Н. Васильев, И.А. Чарный, Ю.П. Коротаев, С.В. Колбиков, Б.Б. Лапук, Л.С. Лейбензон, В.Н. Маслов, П.Т. Шмыгля, В. Херст, С.Н. Закиров, Шильзиус, Картер и др. [1, 2, 3, 4, 5, 6]

Первым отечественным ученым, решившим задачу внедрения воды в газовый пласт был академик Л. С. Лейбзон в 1934 г. Он разработал однородную полосообразную модель пласта, на основе которой его ученик Б. Б. Лапук предложил метод расчета продвижения воды в пласт, который учитывает вязкость воды и несжимаемость жидкости. Однако в методе не учитывается противодавление и количество поступающей воды, что приводит к погрешностям [2].

В своей работе "Методы разработки нефтяных и газовых залежей" Ван Эверден и Херст, Шильзиус, Картер, Трейси и Феткович предложили методы, которые широко используются в теории и на практике. Они создали математические модели, чтобы определить динамику притока воды и прогнозировать обводненность интервалов перфорации скважин. Для газовых скважин под подошвенной водой разработаны методы расчета подъема конусной подошвы, которые позволяют определять максимальные безводные дебит. М. Маскетом впервые рассмотрена задача для нефтедобывающих скважин, однако И.А. Чарным, Д. А. Эфросом и другими были проведены дополнительные исследования [6].

Обводнение газовых скважин происходит не только из-за подтягивания краевых и подошвенных вод. Оно также может быть вызвано скоплением технологической жидкости на забое скважины. Теория и практика расчета

скорости газового потока, необходимого для выноса этой жидкости, были развиты отечественными и иностранными учеными такими как: С.С. Алескерова, З.С. Алиева, В.И. Белова, А.С. Великовского, А.П. Власенко, З.И. Гусейн-Заде, А. Даклера, П. Джонса, Д. Длана, Н.Н. Дурицкого (1985 год), Ю.К. Игнатенко, К.Б. Ильковского, Б.Н. Кожевникова, С.М. Лютомского, Р. Тернера, М. Хаббарда, Ю.Г. Чашкина, А.И. Ширковского, Р.Б. Эмануилова, В.В. Юшкина [7, 8, 9, 10]. Проведен анализ существующих методов расчета минимальной необходимой скорости движения жидкости или газа. Результаты анализа показали, что формулы, разработанные для конкретных условий, могут быть использованы только в ограниченном диапазоне изменения параметров. Для оценки скоростей выноса техногенных жидкостей на месторождении ТП₁₋₆ в Бованенковском НГКМ была создана композиционная модель совместной эксплуатации продуктивных пластов, которая позволила определить оптимальные условия для процесса выноса жидкости.

Среди нефтегазовых компаний лидерами в исследовании проблемы обводнения газовых залежей и внедрения воды в скважины является ООО «Газпром ВНИИГАЗ» совместно с ООО «Газпром добыча Уренгой», ООО «Газпром добыча Ямбург», ООО «Газпром добыча Надым». Так, в работе [11] с помощью модели спрогнозирована динамика количества обводненных и обводняющихся газовых скважин на Ямбургском НГКМ. А в работе [12] представлена композиционная гидродинамическая модель для расчета продвижения пластовых вод в залежи газа Ямбургского и Бованенковского НГКМ.

1.1 Механизм формирования обводненности в геологических условиях продуктивных пластов газовых месторождений

1.1.1 Влияние режима работы залежи при разработке месторождений

Динамика проектных и фактических отборов газа из недр определяется конкретными геолого-промысловыми и региональными особенностями объекта разработки. В зависимости от активности подошвенных или законтурных вод

при отборе газа проявляет себя либо газовый, либо водонапорный режим. Практика разработки свидетельствует о том, что чисто газовый режим встречается относительно редко. Как правило, по мере снижения давления в продуктивном пласте в него внедряется внешняя по отношению к пласту вода.

Газовый режим

Этот режим эксплуатации называется газовым или газонапорным. Он основан на использовании энергии сжатого газа для извлечения нефти или газа из пласта. Падение давления в поровом пространстве пласта приводит к расширению скелета горных пород, однако основным источником энергии является сжатый газ в пласте, который позволяет флюидам двигаться к забоям скважин.

Газовый режим разработки месторождения характеризуется постоянством газонасыщенного объема порового пространства залежи. Данный режим возможен в том случае, когда в процессе разработки контурная или подошвенная вода практически не поступает в газовую залежь или совсем отсутствует.

Газовый режим эксплуатации месторождения характеризуется постоянным объемом порового пространства, занятого газом. Это возможно, когда при разработке месторождения контурной или подошвенной воды практически нет или она отсутствует. Для газовых месторождений характерно средневзвешенное давление, которое устанавливается после длительного простоя всех скважин. Это давление образуется за счет газа в пласте и не зависит от давления в поровых пространствах.

Изменение среднего p пластового давления в случае газового режима определяется следующим уравнением:

$$\tilde{p}(t) = \left(\frac{p_n}{z_n} - \frac{p_{ат} Q_{доб}(t)}{\tilde{\alpha} \Omega_n} \right) \cdot z(\tilde{p}) \quad (1)$$

Здесь p_n – начальное пластовое давление; $Q_{доб}(t)$ – суммарное добытое количество газа ко времени t , приведенное к атмосферному давлению $p_{ат}$ и пластовой температуре $T_{пл}$; $\tilde{\alpha} \Omega_n$ – газонасыщенный объем порового

пространства залежи; $\tilde{\alpha}$ – коэффициент газонасыщенности; $\Omega_{п}$ – поровый объем залежи; $z_{н}$ и $z(\tilde{p})$ – соответственно коэффициенты сверхсжимаемости газа при температуре T_{nl} и давлениях $p_{н}$ и $\tilde{p}(t)$ [5].

Из приведенного уравнения следует, что для газового режима характерна прямолинейность зависимости $\tilde{p}/z(\tilde{p}) = f(Q_{доб}(t))$. При водонапорном режиме зависимость $\tilde{p}/z(\tilde{p}) = f(Q_{доб}(t))$ отклоняется от соответствующей зависимости, справедливой для газового режима.

Водонапорный режим

При разработке газовой залежи в водонапорном режиме, в нее поступает либо контурная, либо подошвенная вода. С течением времени объем порового пространства залежи уменьшается, что приводит к снижению притока газа к забою скважин. Приток газа происходит как за счет энергии давления сжатого газа в газовой залежи, так и за счет напора продвигающихся в нее краевых или подошвенных вод, которые замедляют падение пластового давления в залежи.

Упруговодопроводный режим является одним из наиболее распространенных способов добычи газа из газоносного пласта. Он характеризуется наличием внешнего источника энергии, который обеспечивает фильтрацию флюидов. В некоторых случаях выделяют жестководопроводный режим, который является частным случаем упруговодопроводного режима. При этом увеличение объема отбора газа приводит к проявлению упругой составляющей, что влияет на баланс сил, обеспечивающих фильтрацию.

При добыче газа в условиях водонапорной системы может происходить снижение давления в скважине. На начальной стадии процесса, когда вода поступает в поровое пространство в небольшом количестве, ее влияние на давление несущественно. Однако со временем количество поступающей воды может увеличиваться, что замедляет скорость снижения давления в скважине. Если проницаемость пласта высокая, а темп разработки медленный, то водонапорный режим может проявиться уже на начальной стадии.

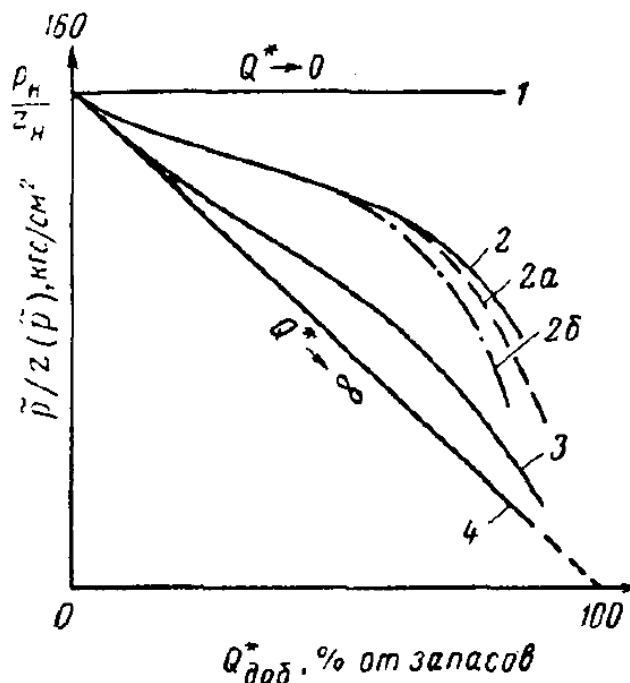
Определение скорости продвижения воды при разработке газовых месторождений имеет большое значение для проектирования, анализа и определения перспектив разработки газовых месторождений. Скорость продвижения воды отражает скорость падения пластового давления, что важно для определения показателей разработки и обустройства месторождения. Проявление водонапорного режима может быть полезным для определенных показателей разработки, однако оно также может иметь отрицательные последствия, такие как обводнение части скважин и самоглушение скважин, что может привести к их ликвидации.

Стоит отметить, что обводнение газовых скважин в условиях водонапорных систем является естественным процессом, поэтому при размещении и очередности ввода газовых скважин необходимо учитывать движение грунтовых и поверхностных вод. Для достижения равномерного стягивания газоносных площадей необходимо стремиться к созданию эффективной системы дренирования, регулируя продвижение вод путем установки соответствующих дебита скважин, бурения дополнительных скважин, резки боковых стволов и остановки отдельных скважин в случае необходимости.

На практике режим месторождения природного газа устанавливается следующим образом. Промысловые данные об изменении среднего пластового давления $\tilde{p}(t)$ и о добытом количестве газа $Q_{\text{доб}}^*(t)$ обрабатываются в координатах $\tilde{p}/z(\tilde{p}) \div Q_{\text{доб}}^*(t)$. Если в указанных координатах отмеченные промысловые данные ложатся на прямую, это указывает на проявление газового режима. Если с какого-то момента темп падения приведенного среднего пластового давления $\tilde{p}/z(\tilde{p})$ начинает замедляться, это свидетельствует о начале заметного поступления воды в залежь (Рисунок 1).

Прямолинейность зависимости $\tilde{p}/z(\tilde{p}) = f(Q_{\text{доб}}^*(t))$ в рассматриваемых координатах является необходимым, но не достаточным условием проявления газового режима. Для того, чтобы достоверно установить,

относится ли указанная выше зависимость к газовому или водонапорному режиму, необходимо воспользоваться дополнительной информацией [5].



1 – при водонапорном режиме и бесконечно малом темпе отбора газа;
 2,3 – при водонапорном режиме и реальных темпах разработки; 4 – при газовом режиме, а также при бесконечно большом темпе разработки залежи в условиях водонапорного режима

Рисунок 1 – Примеры зависимостей $\tilde{p}/z(\tilde{p}) = f(Q_{\text{доб}}^*(t))$ для газовой залежи [5]

Одним из первых признаков поступления воды в залежь является снижение уровня в скважинах, которые пробурены на водопроницаемый пласт или на участок пласта-коллектора вблизи залежи. Чем больше количество таких скважин, тем более точным становится оценка текущего объема воды, проникшей в зону, насыщенную газом.

Дополнительную информацию о состоянии газоносного пласта можно получить из данных геофизических исследований, особенно по данным о подъеме уровня газовойодяного контакта (Рисунок 2).

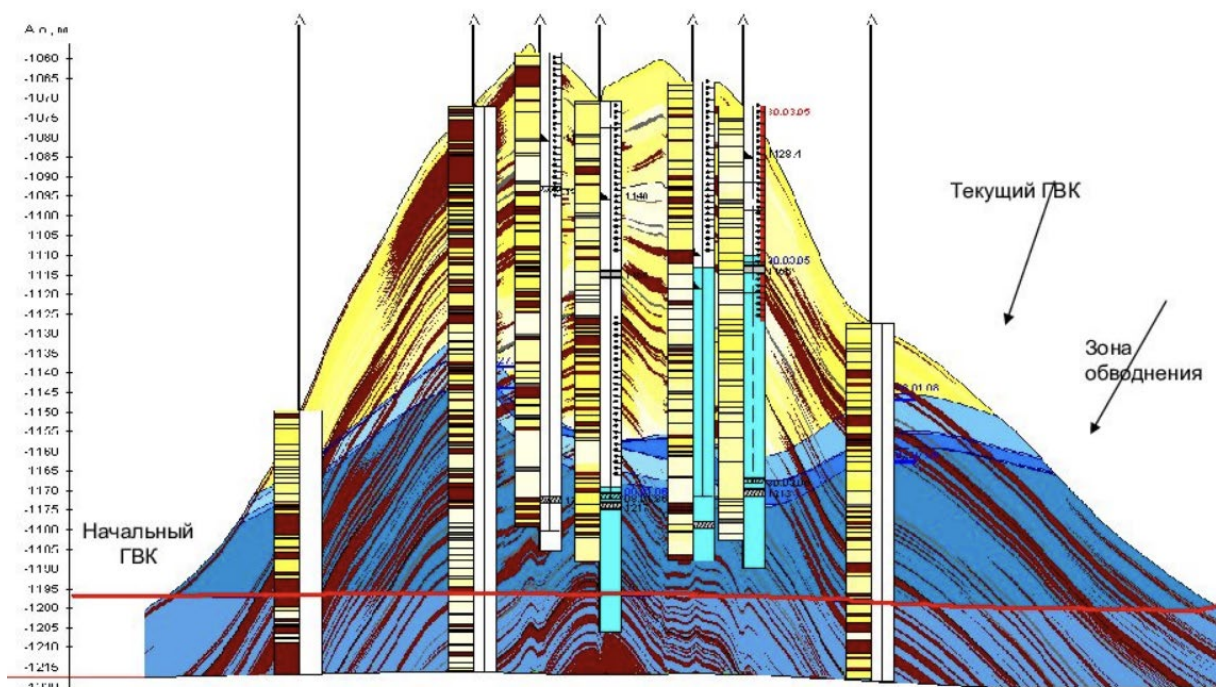


Рисунок 2 – Геологический разрез сеноманских отложений Уренгойского месторождения с зонами обводнения [13]

Свидетельством поступления воды в залежи может служить информация о содержании воды в продукции скважин и химический анализ воды, которая добывается вместе с газом. Анализируя состав подошвенных и законтурных вод, можно определить, как происходит внедрение этих вод в газовые области, а также оценить количество поступающей воды путем систематического мониторинга состава попутной воды на добывающих скважинах, начиная с периферии.

1.1.2 Влияние неоднородности газоносного пласта

Нефтегазоносные породы характеризуются изменением литолого-фациального и минерального состава. Также, в свою очередь, в продуктивных горизонтах имеется непостоянство фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС): проницаемость, пористость, начальная газонасыщенность, сжимаемость. В довольно широком диапазоне значений меняется и эффективная мощность пласта. Из-за данных особенностей, для характеристики изменчивости ФЕС, характера распространения горизонта в объеме газовой залежи используют понятие неоднородности [14].

В неоднородных продуктивных пластах (ПП) процесс фильтрации газа, а также внедрения воды будет неравномерен. Связано это с тем, что из-за различия значений проницаемостей в первую очередь будет происходить вытеснение по высокопроницаемым пропласткам. Как следствие, низкопроницаемые участки ПП содержат большое значение остаточных запасов газа. Вдобавок к вышесказанному, неоднородность продуктивных отложений по мощности и неравномерность их дренирования по разрезу могут приводить к быстрому продвижению воды по наиболее проницаемым и дренируемым прослоям, пропласткам, пачкам, что также вызывает преждевременное обводнение скважин.

Во многих научных трудах понятие неоднородности относят к геологической. Связано это с тем, что неоднородность вызвана геологическими процессами, из-за которых происходит изменение литологических, петрофизических, физических свойств нефтеносных пород. Е.И. Семин под геологической неоднородностью подразумевает изменчивость литолого-физических свойств пород. Расширенное определение приведено в работе Л.Ф. Дементьева, где под геологической неоднородностью следует понимать непостоянство литологической характеристики, физических свойств как по площади, так и по разрезу пород, которые слагают ПП [15].

В результате обобщения выполненных исследований по изучению неоднородности продуктивных пластов предложена данная классификация неоднородности ПП:

1. неоднородность по коллекторским свойствам продуктивного пласта;
2. литолого-фациальная неоднородность продуктивного горизонта (пласта).

Два представленных типа неоднородности выделены на основе геологического и физико-гидродинамических признаков. В таблице 1 представлены разновидности литолого-фациальной неоднородности и неоднородности по коллекторским свойствам.

Таблица 1 – Разновидности литолого-фациальной неоднородности и неоднородности по коллекторским свойствам.

Тип неоднородности	Разновидности неоднородности по данному типу
Литолого-фациальная неоднородность	<ul style="list-style-type: none"> • минералогическая неоднородность; • гранулометрическая (агрегативная) неоднородность; • неоднородность по толщине горизонта; • неоднородность по толщине пластов (в составе продуктивного горизонта)
Неоднородность по коллекторским свойствам	<ul style="list-style-type: none"> • неоднородность по пористости; • неоднородность по проницаемости; • неоднородность по распределению остаточной водонасыщенности; • микронеоднородность

Литолого-фациальная неоднородность – изменение гранулометрического, минералогического, литолого-фациального состава пород ПП. Данная неоднородность обусловлена чередованием пород как по площади нефтяной залежи, так и по разрезу продуктивного горизонта, изменением толщины слагающих пород, их замещением, выклиниванием и т.д.

В связи с тем, что все продуктивные пласты обладают литолого-фациальной неоднородностью, для количественной оценки данного вида неоднородности применяют следующие коэффициенты:

- коэффициент расчленённости – отношение суммарного числа проницаемых слоёв, суммированных по всем скважинам, вскрытых продуктивный пласт, к числу этих скважин.
- коэффициент связанности – отношение площади участков, где пласты сливаются, к общей нефтенасыщенной площади залежи. Данный коэффициент показывает степень гидродинамической связи.
- коэффициент песчанистости (терригенный коллектор) – отношение эффективной мощности к общей мощности ПП в разрезе определенной скважины.

Для сеноманского горизонта, на который направлено исследование, характерна неоднородность пласта. Разрез представлен песчано-алевролитовыми пластами и пачками алевролитовых пород с подчиненными глинами и линзами. Мощность песчано-насыщенных коллекторов в сеноманском продуктивном горизонте Уренгойского месторождения составляет от 0,4 до 40 м. Глинистые и карбонатные породы, не внесенные в эффективную мощность, имеют толщину от 0,4 м до 8 м. В целом, проницаемые породы занимают 81,4% общей мощности залежи. Песчаность сеноманского разреза увеличивается от крыльев до свода складки, и изолинии песчаности соответствуют изогипсам.

На Ямбургском месторождении мощность (толщина) газонасыщенных коллекторов изменяется от 0,4 до 45,0 м, а глинистых разностей от 0,4 до 18,0 м. В разрезах отдельных скважин на долю газонасыщенных коллекторов приходится от 57 до 100%. В среднем проницаемые породы составляют 77,7% от общей мощности продуктивного разреза, вскрытого скважинами на Ямбургском месторождении. Так же, как и на Уренгойском месторождении общая глинизация разреза возрастает вниз по падению пластов.

На Уренгойском и Ямбургском месторождениях в разрезе сеноманской продуктивной толщи прослеживается цикличность (ритмичность). В каждом цикле отмечается уменьшение зернистости осадочного материала снизу-вверх по разрезу [18]. Цикличность осадконакопления отражает чередование фаз относительно мелководной седиментации (песчаники и крупнозернистые алевролиты) с фазами углубления бассейна (глины, мелкозернистые алевролиты).

Несмотря на то, что эти пласты полностью газонасыщены, они не являются монолитными по литологической характеристике и отличаются по зернистости и отсортированности обломочного материала. Другими словами, эти пласты, в свою очередь, представляют собой переслаивание песчаников, алевролитов, алевролитовых песчаников (алевропесчаников), глинистых алевролитов, песчаных алевролитов, разномерных алевролитов и т.д.

В связи с вышесказанным, можно говорить о том, что гидродинамическая связь между коллекторами продуктивной толщи определяется неоднородным, преимущественно песчаным характером залежи с подчиненными невыдержанными и опесчаненными прослоями глин. Ввиду такого характера неоднородности коррелируемость пластов плохо прослеживается даже в соседних скважинах. Геологическая неоднородность и, как следствие, гидродинамическая сообщаемость пород predeterminedены генетически, так как в отложениях приморской аккумулятивной равнины, каковыми являются сеноманские образования, невозможно формирование протяженных глинистых пластов. Близкие значения песчанистости на Ямбургском (0,78) и Уренгойском (0,79) месторождениях позволяют рассматривать отложения сеноманский водоносный комплекс как единый природный резервуар пластовых флюидов.

1.2 Пластовые воды сеноманских залежей

Взаимодействие флюидов в газовых залежах происходит по системе "газ-вода-порода". Сеноманский газовый продуктивный пласт находится под слоем апт-сеноманской воды, которая является ключевым элементом водонапорной системы. Однообразное геологическое строение крупнейших месторождений Западной Сибири, расположенных в едином водоносном комплексе, позволяет анализировать разработку отдельных продуктивных слоев.

В пределах Западно-Сибирской синклинали выделяются пять геологических комплексов и два уровня подземных вод, разделённых глинистой толщей, возраст которой относится к туронской эпохе.

Первый комплекс, состоящий из песчано-алевритовых и глинистых отложений, расположенных на уровне четвертичного периода и позднего олигоценского периода, служит источником подземных вод. Эти воды представляют собой один водоносный горизонт, связанный между собой через межпластовые и грунтовые воды.

Второй (водоупорный) комплекс объединяет отложения турон-нижнеолигоценского возраста и сложен, в основном, глинами и аргиллитами с

подчиненными прослоями водонасыщенных песков, песчаников и алевролитов. Он делит разрез на два гидрогеологических этажа [16].

Для верхнего этажа преимущественное значение имеет свободный водообмен, хотя в нижних секциях разреза существуют условия затрудненного и весьма затрудненного водообмена. Воды этого этажа преимущественно пресные и слабо-солончатые. Питание, циркуляция и разгрузка вод определяются не столько геологическим строением сколько геоморфологическими и климатическими условиями. Насыщение вод газами незначительное, по составу газы азотные, реже азотно-метановые.

Нижний этаж Западно-Сибирского региона включает отложения третьего, четвертого и пятого комплексов. В отличие от верхнего, он характеризуется затрудненным, весьма затрудненным и даже застойным режимом. Воды нижнего этажа имеют более высокую минерализацию, повышенное содержание микрокомпонентов и высокое газонасыщение. На их гидрогеологический режим влияют геологические, литофациальные, гидродинамические и нефтегазообразующие процессы.

Третий (водоносный) комплекс сложен отложениями сеноман-аптского возраста, отличается хорошими фильтрационно-емкостными свойствами коллекторов и их высокой водообильностью.

Четвертый комплекс состоит из отложений юрского и мелового периодов, которые чередуются с непроницаемыми породами. Соотношение этих двух типов пород в разных частях синеклизы может быть различным.

Пятый (триас-юрский) комплекс включает в себя отложения юрского периода и породы доюрских отложений. Для юрских отложений характерна низкая пористость, что приводит к слабым притокам воды. Пятый водоносный комплекс включает недислокированные терригенные и вулканогенно-терригенные породы триаса, которые обладают преимущественно трещинно-поровыми или поровыми водами, а также породы, относящиеся к юрскому периоду. В Надымо-Тазской области кровля комплекса находится на глубине более 3,7 км [21].

В пластах коллекторов комплекса присутствуют газоконденсатные залежи и горизонты пластовой воды. Притоки воды из этих пластов составляли несколько десятков кубометров в сутки при выбросе на поверхность. Статические уровни пластовой воды комплекса расположены выше, чем в апт-сеномском комплексе, но их минерализация ниже (от 3 до 10 г/л), чем минерализация воды апт-сеномского комплекса (около 18 г/л).

Подземные воды комплекса имеют хлоридно-натриевый состав при повышенном содержании гидрокарбонат-иона.

Содержание водно-растворенного газа составляет 3000-3500 см³/л. Пластовая температура в газо-нефтепродуктивных пластах комплекса изменяется от 75 до 90°С [17].

Вторым водоупорным комплектом, хотя и менее мощными (300—600 метров), является толща глинистых отложений верхнего юрского - нижнего валанжинского возрастов. Между указанными выше водоупорными пластами имеются еще два менее устойчивых глинистых пласта - нижний аптский (К1) и глинистый горизонт хантыманийского свита К1а1

На севере Западной Сибири (особенно в Надымо-Тазовское междуречье) нижний аптинский пласт часто отсутствует, а глинистые отложения хантыманийской свиты приобретают опесчаненный характер, вследствие чего их толщина значительно уменьшается (до 20 - 30 метров) и лишаются своих флюидоудерживающих способностей, что делает их неспособными служить надежным барьером для подземных вод.

Отложения неокомского и апт-сеномского горизонтов на севере Западно-Сибирской равнины могут рассматриваться в качестве единого водоносного комплекса. Верхний водоупорный горизонт представлен мощным слоем турон-неогеновых глин, достигающим 800 м в толщину. Нижний водоупорный горизонт образован преимущественно глинистыми отложениями нижнего мела и верхнего юрского периода, толщиной от 300 до 600 м.

На севере Западно-Сибирской равнины, где отложения неокома и апт-сеномана образуют единый водонапорный комплекс, верхний водоупорный

горизонт ограничен мощным слоем турон-неогеновых глин толщиной до 800 метров. Нижний водоупорный горизонт сформирован преимущественно глинистыми отложениями нижнего мела и юрского периода толщиной от 300 до 600 метров. Однако, в некоторых разрезах Тазовского района апт-альбский горизонт может служить верхним ограничителем для водонапорного комплекса с газопродуктивными отложениями сеномана. В качестве рабочей схемы принята гидрогеологическая стратификация разреза, разработанная авторами подсчета запасов газа, согласно которой сеноманские отложения являются частью апт-сеноманского комплекса [12].

Распределение напоров подземных вод верхнеапт-сеноманских отложений в центральных и северных районах Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции отражено на схеме С.А. Федорцевой и А.В. Шакуриной (1978), а уточнено Р.Г. Семашевым (2004) (Рисунок 3).

Исходя из приведенных данных, можно сделать вывод о том, что движение пластовых вод направлено с юга на север. Это подтверждается региональными закономерностями изменения минерализации, химического состава и наклона газо-водяных контактов. Скорость движения вод в сеноманском продуктивном горизонте составляет 12 сантиметров в год.

На юге Западно-Сибирской синеклизы существует внешний источник, создающий напор подземных вод. Крупнейшая зона современного питания подземных вод находится в юго-восточной части синеклизы, где происходит активное водообмен.

В 1981 году В.В. Нелюбиным была предложена схема гидрохимической зональности сеноманских пластовых вод. В центральной, наиболее погруженной части региона, на этой схеме, расположены соленые воды хлорид-кальциевой группы с минерализацией от 10 до 20 мг/литр. На территории междуречья Надым-Пуровский максимальная минерализация таких вод достигает 18-21 мг/литр, содержание гидрокарбонатов не превышает 360-350 мг/литр, кальция - 250-330 мг/литр. Содержание калия в таких водах находится около 30 мг/литров,

аммоний - до 45 мг/литров. Содержание микроэлементов: йода - от 18 до 25 мг/литр; брома - до 55 мг/литр; бора - до 15 мг/литр [12].

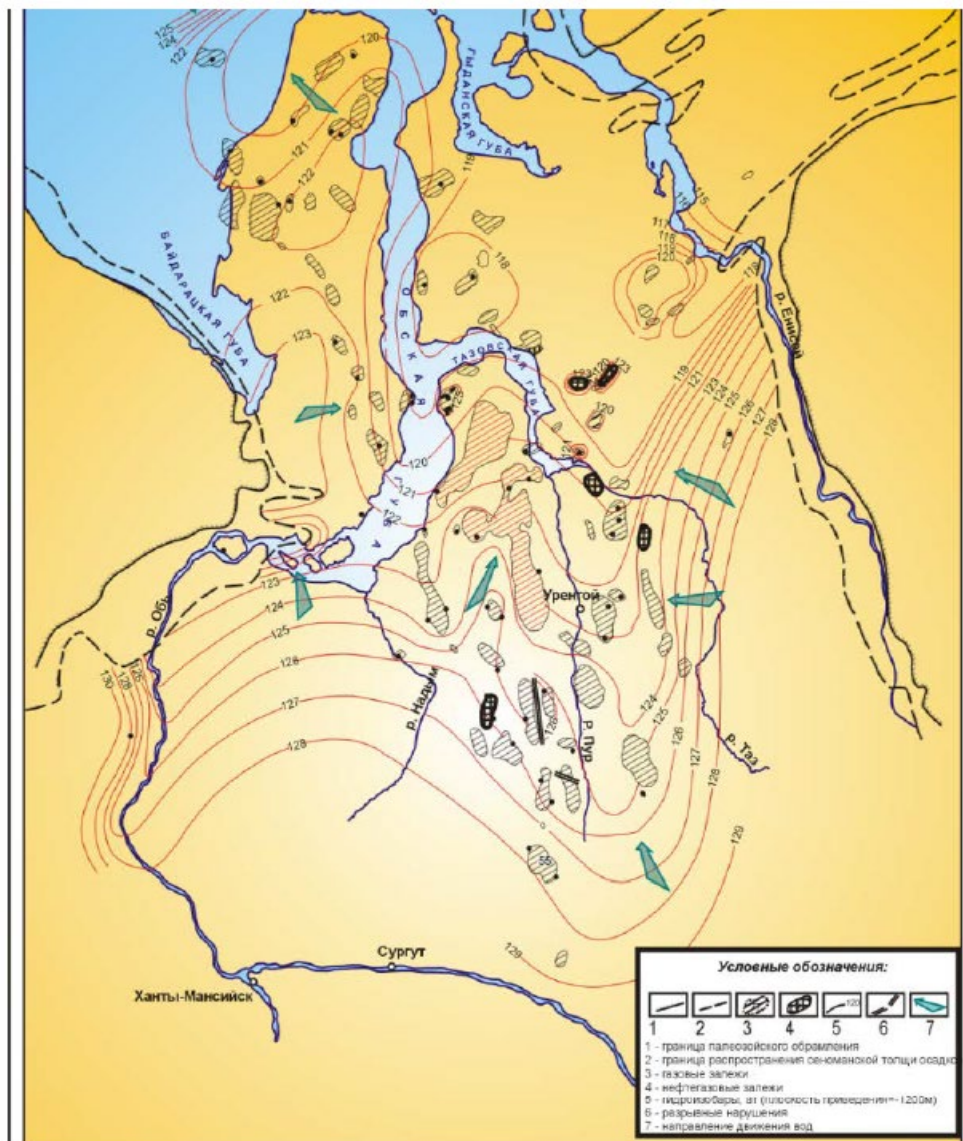


Рисунок 3 – Схема приведенных давлений апт-сеноманского водоносного комплекса на севере Западной Сибири (по Р.Г. Семашеву) [19]

В 1981 году В.В. Нелюбиным была предложена схема гидрохимической зональности сеноманских пластовых вод. В центральной, наиболее погруженной части региона, на этой схеме, расположены соленые воды хлорид-кальциевой группы с минерализацией от 10 до 20 мг/литр. На территории междуречья Надым-Пуровский максимальная минерализация таких вод достигает 18-21 мг/литр, содержание гидрокарбонатов не превышает 360-350 мг/литр, кальция - 250-330 мг/литр. Содержание калия в таких водах находится около 30 мг/литров,

аммоний - до 45 мг/литров. Содержание микроэлементов: йода - от 18 до 25 мг/литр; брома - до 55 мг/литр; бора - до 15 мг/литр [12].

В 1987 году Федорцева и другие исследователи составили новую карту минерализации вод в сеноманской формации на севере Тюменской области. В то время степень изучения химического состава и минерализации была настолько высока, что они смогли проследить изменения минерализации по территории бассейна в изолинии (Рисунок 4). На этой карте область, ограниченная изоминерализацией 18 грамм на литр, включает месторождения Медвежье, Уренгоя, Ямбурга и другие. Однако минерализация в этой области варьируется от 23 до 29 гр/л и от 12 гр/л, что может быть связано с условиями испытаний, отбора проб, анализа и подготовки скважин. Пониженная минерализация (около 15-16 гр/л) может быть как вторичной (условия испытаний и отбора проб), так и первичной (природные факторы) [20].

В регионе уникальных газовых месторождений минерализация пластовых вод относительно стабильна, и состав вод характеризуется наличием хлор-кальциевого типа. Отличительной характеристикой этих вод является низкое содержание сульфатов и высокое содержание сульфидной серы. При этом не было обнаружено значительных аномалий гидрохимического характера, в том числе аномалий опреснения в водах, питающих крупнейшие газовые месторождения, такие как Уренгойское, Медведское и Ямбургское.

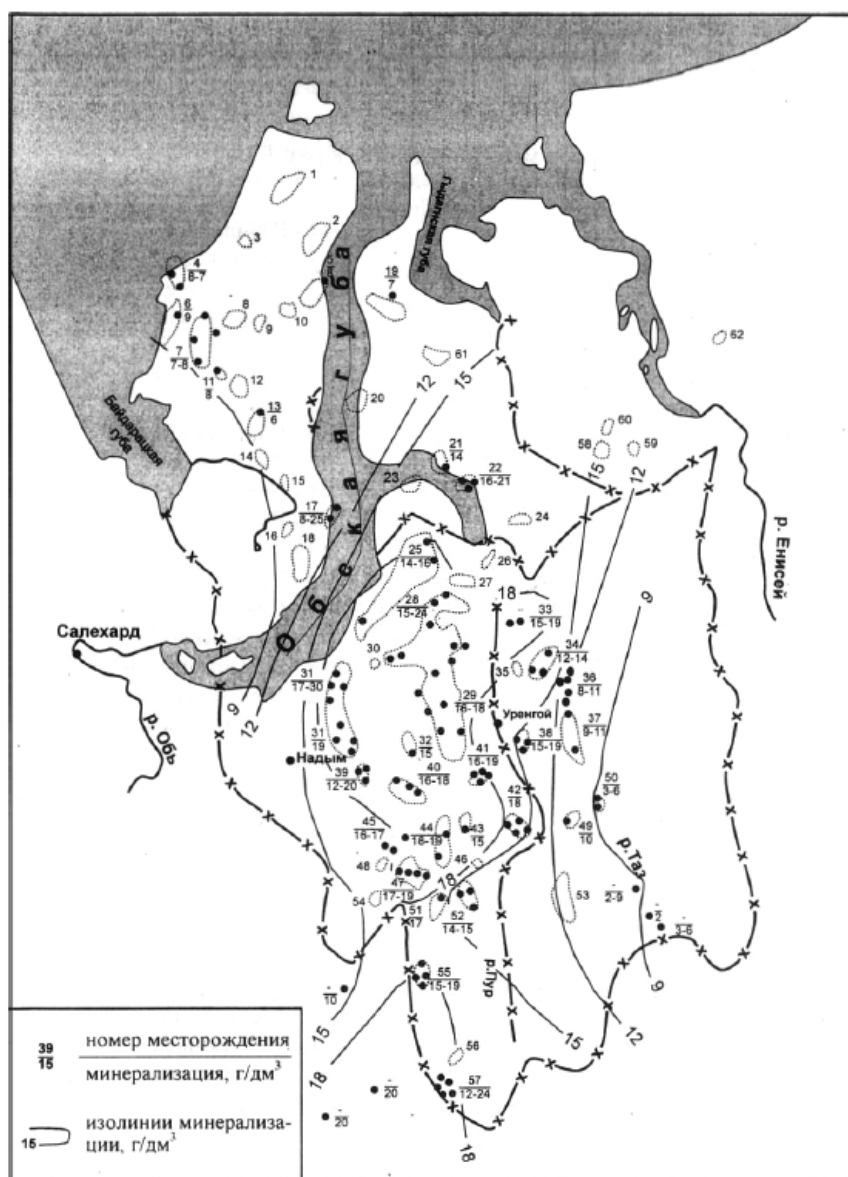


Рисунок 4 – Карта минерализации подземных вод сеноманских отложений Западной Сибири [20]

1.3 Анализ условий формирования технологических режимов эксплуатации газовых скважин (механизм формирования воды на забое добывающих скважин. Уровень обводнения забоя)

Сеноманские залежи крупных газовых месторождений Западной Сибири имеют сходное геологическое строение и относятся к смешанному массивно-пластовому типу. Пласты-коллекторы этих залежей, как было сказано ранее, характеризуются слоистой неоднородностью и наличием в своей структуре множества непроницаемых глинистых включений, достаточно хорошо выдержанных по площади. Разработка сеноманских залежей происходит при

упруговодонапорном режиме и сопровождается активным внедрением пластовых вод в газонасыщенную область, что влечет за собой неравномерный подъем ГВК. Внедрение подошвенной воды имеет сложное направление и при схематизации фильтрационного потока можно выделить две его составляющие: по напластованию и в перпендикулярном напластованию направлении (в вертикальном направлении) (Рисунок 5) [5].



Рисунок 5 – Схематизация притока воды в газовую залежь

При расчете количества пластовой воды, внедряющейся в залежь, рассматриваются два случая: наличие или отсутствие газодинамической связи между пропластками. В первом случае скорость продвижения воды перпендикулярно напластованию будет меньше, чем вдоль напластования, так как коэффициент анизотропии коллекторов находится в диапазоне 0,4-0,1, а при движении в вертикальном направлении вода будет сталкиваться с непроницаемыми линзами, что увеличивает фильтрационное сопротивление.

Для расчета количества воды, проникшей в вертикальном направлении, предлагается модель однородного анизотропного пласта со значением вертикальной эквивалентной проницаемости, учитывающей дополнительное фильтрационное сопротивление из-за увеличения пути фильтрации при обходе глинистых линз.

Сеноманские залежи характеризуются хаотичным распределением глинистых линз по объему, имеющих неправильную форму и меняющих размеры в широких диапазонах. Это говорит о большом диапазоне изменений значений вертикальной эквивалентной проницаемости на площади. Максимальное значение параметра наблюдается в местах образования

литологических песчаных окон, а минимальное - в местах скопления длинных глинистых линз, перекрывающихся друг на друга. В этих местах приток воды обычно происходит по напластованию.

При использовании приближенных методов расчета количества внедряющейся по напластованию воды в газовые залежи при упруговодонапорном режиме разработки обычно предполагается допущение о равномерном распределении давления по площади газоносности, что возможно лишь при использовании равномерной сетки скважин. На практике, однако, с целью предотвращения преждевременного обводнения добывающих скважин и снижения затрат на обустройство месторождения скважины размещают в пределах наиболее продуктивных зон, расположенных, как правило, в центральной части залежи [5]. Площадь зоны разбуривания S_p при этом может достигать лишь 25% от площади всей залежи $S_{\text{газ}}$:

$$\bar{S} = \frac{S_p}{S_{\text{газ}}}$$

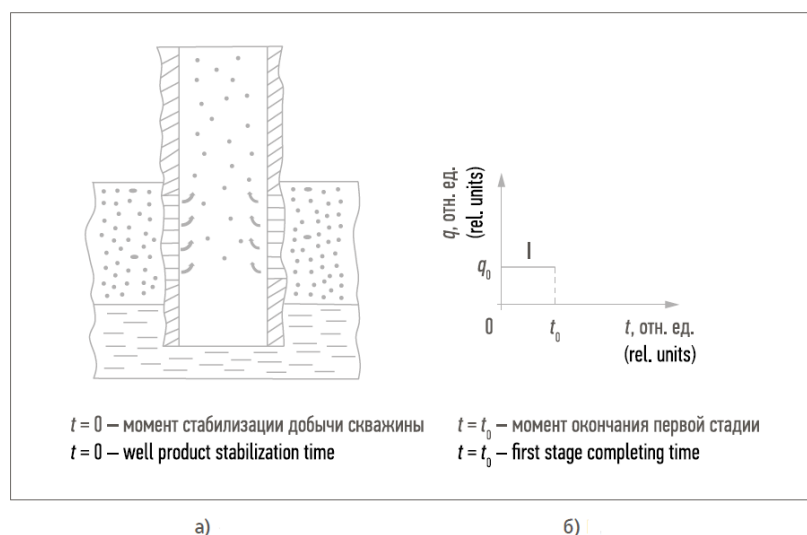
где \bar{S} – относительная площадь зоны разбуривания.

При эксплуатации газовых залежей с размещением скважин в центральной части залежи происходит образование общих депрессионных воронок, что на последних стадиях разработки приводит к образованию конусов воды при поднятии ГВК.

Механизм образования конуса воды выглядит следующим образом.

Первый этап стабильного режима эксплуатации газовой скважины называется «стадией стабилизации» (Рисунок 6). Для определенности принимаются следующие начальные условия:

- перфорационные отверстия находятся в верхней части продуктивного газового пласта;
- газовойодяной контакт четко выражен;
- заколонные перетоки скважинных флюидов отсутствуют.

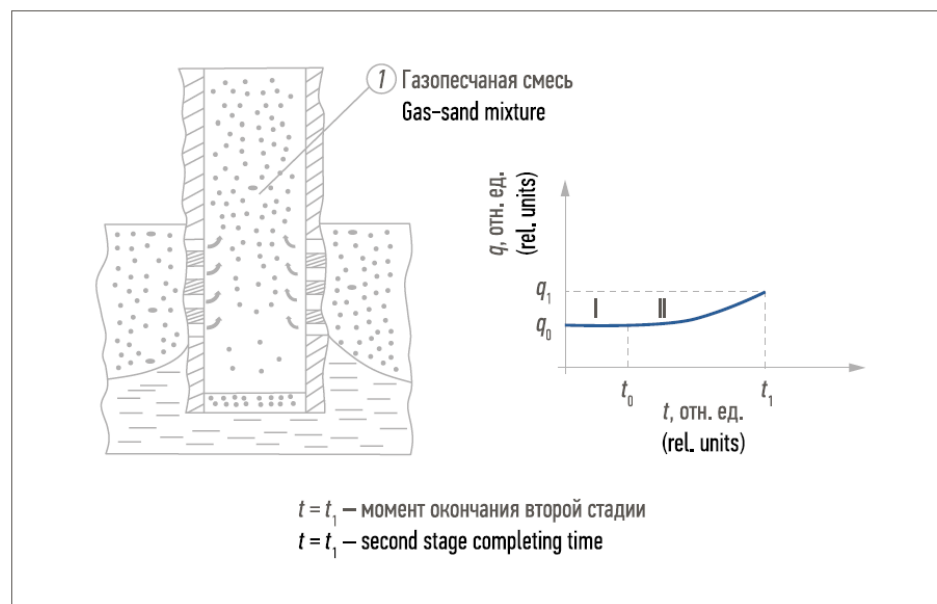


а) призабойная зона; б) зависимость количества механических примесей q от времени t

Рисунок 6 – Стадия стабилизации газовой скважины I [5]

Со временем коллектор начинает разрушаться и в газовой продукции скважины растет содержание механических примесей, что можно зафиксировать специальными пылеулавливающими приборами [23]. Одновременно на забое начинает образовываться песчаная пробка из крупнодисперсных песчаных фракций, которые поток газа не смог вынести из скважины. Данный процесс сопровождается подтягиванием водяного конуса к перфорационным отверстиям. Предполагается, что в продукции скважины еще не появилась вода. Этот этап можно назвать «стадией газопесчаной смеси» (или «стадией разрушения коллектора») (Рисунок 7).

Здесь величина q плавно растет, и к моменту окончания второй стадии заметно увеличивается содержание песчаных фракций в газе, начинается образование заколонных пустот (каверн), водяной конус подступает вплотную к перфорационным отверстиям. В продукции скважины пока нет воды, а на забое продолжает нарастать песчаная пробка.



а)

б)

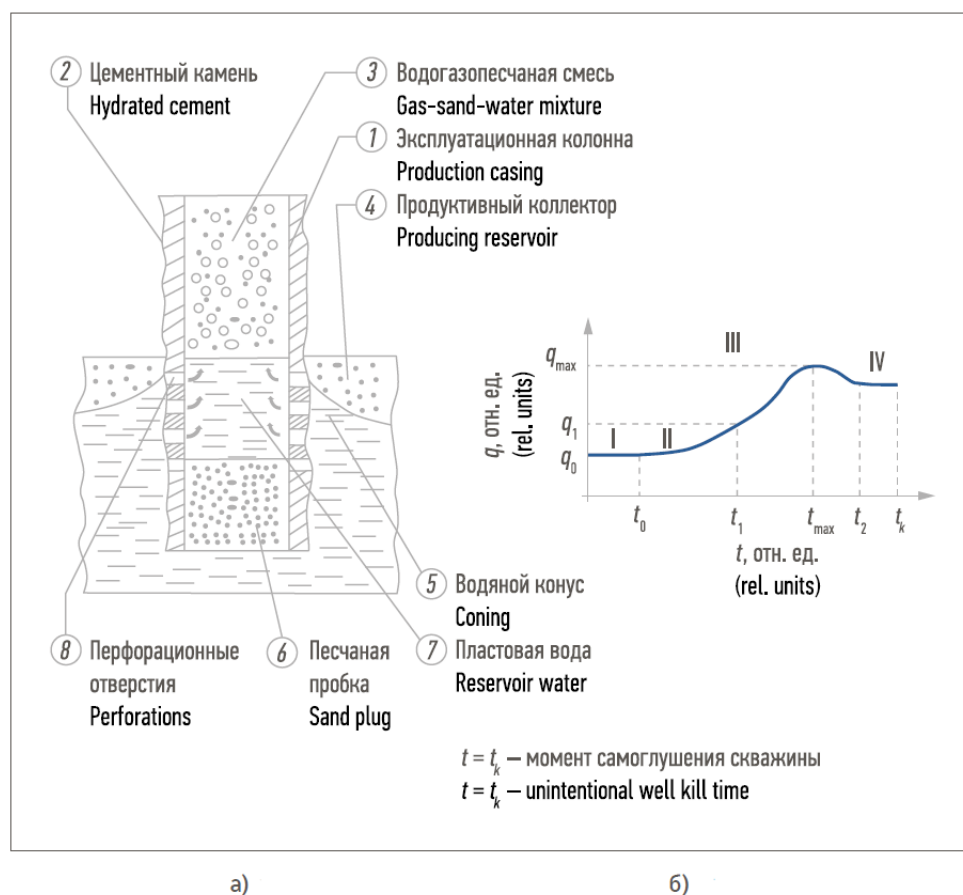
а) призабойная зона;

б) зависимость количества механических примесей q от времени t

Рисунок 7 – Стадия газопесчаной смеси II [22]

На третьей «водогазопесчаной стадии» (или «стадии интенсификации разрушения коллектора») (Рисунок 8) водяной конус поднимается до перфорационных отверстий и в продукции скважины появляется вода. На забое активно растет песчаная пробка, сверху пробки накапливается вода, через которую пробиваются пузырьки газа. Вода интенсифицирует разрушение продуктивного коллектора вследствие разупрочнения глинистого цемента, скрепляющего песчаные фракции [22].

В соответствии с этим темп подъема кривой зависимости q от t увеличивается по сравнению со второй стадией. По мере роста объема накапливающейся на забое воды скорость выноса песчаных фракций из скважины падает до тех пор, пока значение q не достигнет максимума и не начнет снижаться. Как только уровень воды поднимется до верхних перфорационных отверстий, величина q должна стабилизироваться, и этот момент можно считать окончанием третьего этапа.



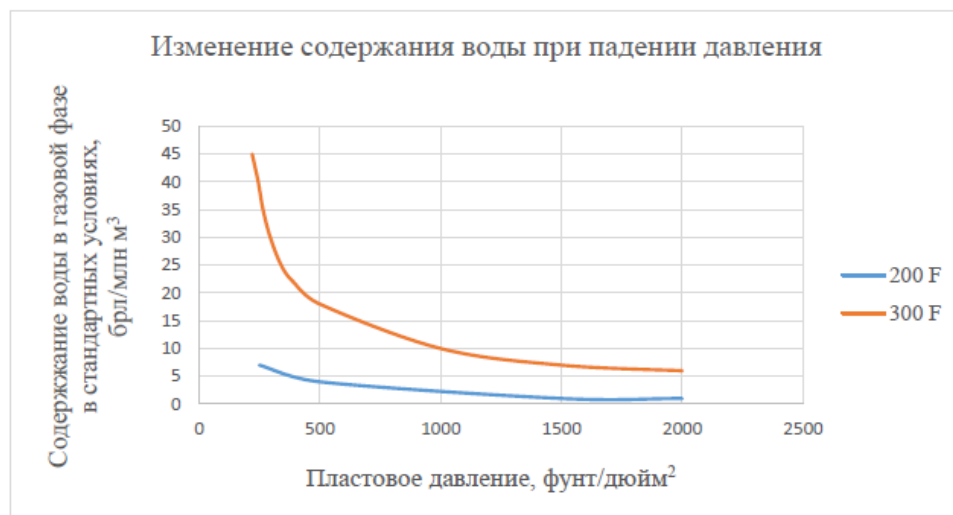


Рисунок 10 – Растворимость воды в природном газе

2 ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ОБВОДНЕНИЯ ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН В ПРОЦЕССЕ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ X

2.1 Современные методы прогнозирования внедрения воды в скважину

Задача определения положения поверхности ГВК зачастую решается с помощью методов промысловой геофизики (ГИС) и с определенной долей вероятности для скважин, в продукции которых зафиксировано наличие пластовой воды. Количество имеющихся наблюдательных и вертикальных действующих скважин с геологическим забоем на уровне начального ГВК, как правило, не обеспечивает степень детализации, необходимую для эффективного прогнозирования обводнения скважин всего эксплуатационного фонда. К моменту вступления месторождения в период падающей добычи ситуация еще более ухудшается вследствие обводнения действующих скважин, использовавшихся для ГИС-контроля, проведения водоизоляционных работ с установкой цементных мостов, перекрывающих интервал ГВК, что делает невозможным отслеживание его дальнейшего продвижения. Нередко в эксплуатационных кустах отсутствуют скважины, пригодные для контроля за ГВК. К тому же, ГИС-контроль является очень затратным мероприятием, что также можно отнести к недостаткам данного метода [26].

Задачей гидрогеохимических методов является контроль за продвижением ГВК посредством мониторинга химического состава водной и газовой фазы продукции скважин. Данный метод является одним из основных методов наблюдения за процессом обводнения скважин и залежи. Гидрохимический метод основан на различии химического состава подошвенных и конденсационных вод, что приводит, например, к изменению общей жесткости, содержанию отдельных ионов и т.п. В основе газохимического метода лежит количественное изменение определенных компонентов природного газа при приближении к скважине пластовой воды, концентраций в газе некоторых микроэлементов [25] и т.п. Эти методы требуют проведения

большого числа измерений для накопления статистически достоверных данных и в то же время дают очень приблизительные результаты, т.к. их использование становится возможным на стадии уже начавшегося интенсивного обводнения, когда для предотвращения выхода скважины из строя часто остается мало времени. Поэтому они не позволяют делать долговременный прогноз.

Термодинамические исследования основаны на сопоставлении геотермы и термограммы действующей скважины. Геотерма снимается в простаивающей скважине и дает представление о естественном тепловом поле Земли. Термограмма фиксирует изменение температуры в стволе скважины. С помощью данных исследований можно определить интервалы поглощающих и отдающих пластов, а также использовать полученные результаты для определения затрубной циркуляции, перетока закачиваемой воды и места нарушения колонны. Однако данный метод не позволяет определить продвижение ГВК в залежи, а лишь отражает изменения в самой скважине.

При регистрации промысловых данных с помощью автоматизированной системы сбора информации или двухканального самопишущего манометра можно обнаружить скачки давления на устье скважины. Данные скачки происходят ввиду того, что при выносе жидкости из ствола скважины в виде мелких капель (дисперсной фазы) изменения давления практически отсутствуют и перепада давления на диафрагме самописца не происходит. Однако в случаях, когда через измерительную диафрагму проходит жидкостная пробка, относительно высокая плотность жидкости приводит к возникновению скачков давления. Именно этот скачок давления указывает на наличие скопившейся жидкости в стволе скважины. На рисунке 11 демонстрируются диаграммы перепада давления, записанные самописцем, а также влияние наличия жидкости в стволе скважины на эти диаграммы [24].

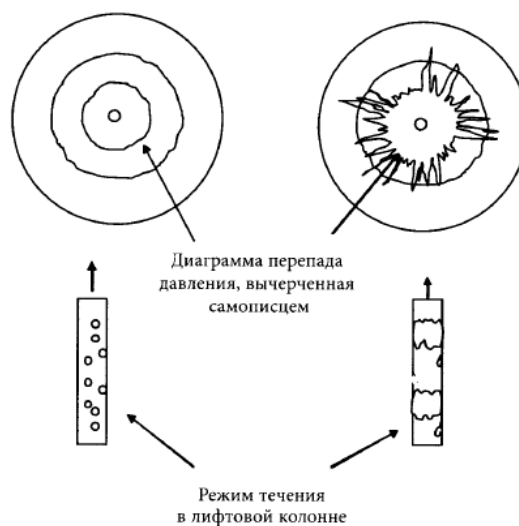


Рисунок 11 – Влияние режима течения на перепад давления на диафрагме. Режим течения газа с дисперсной жидкой фазой (слева) и четочный режим течения (справа) [24]

Форма кривой снижения добычи на скважине может указывать на проблемы, связанные со скоплением жидкости. Для определения общей тенденции в динамике добычи необходимо провести анализ характера кривых изменения добычи во времени. На рисунке 12 представлены две кривые снижения добычи. Плавная кривая экспоненциального типа характеризуют нормальную добычу только одного газа и нормально истощение пласта. Резко пульсирующая кривая указывает на скопление жидкости в стволе и в данном случае свидетельствует о том, что скважина заглохнет гораздо раньше, чем произойдет истощение пласта.

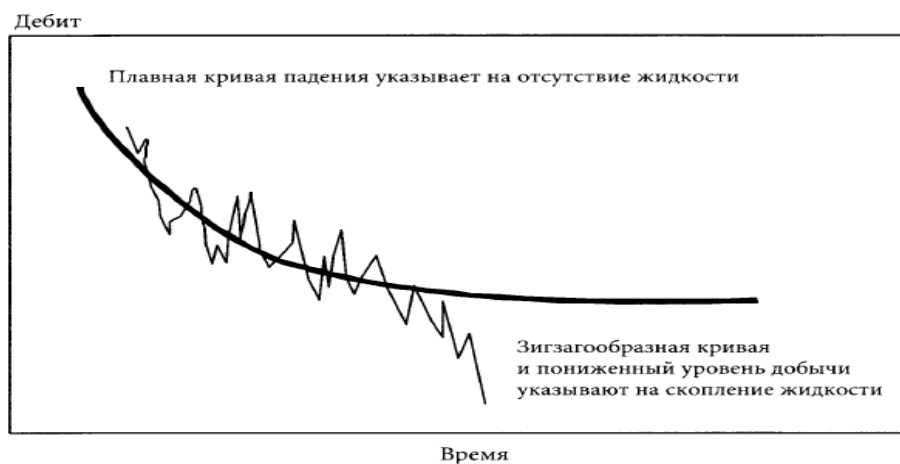


Рисунок 12 – Анализ кривой снижения добычи [24]

2.2 Расчет количества внедрившейся воды в газовые залежи

Газовая залежь представлена в виде укрупненной скважины с начальным радиусом R_3 . Текущий радиус границы раздела фаз газ-вода обозначается через $R(t)$. Как правило, толщина пласта несоизмеримо мала по сравнению с протяженностью залежи. Поэтому горизонтальную поверхность раздела фаз можно заменить вертикальной (рисунок 13).

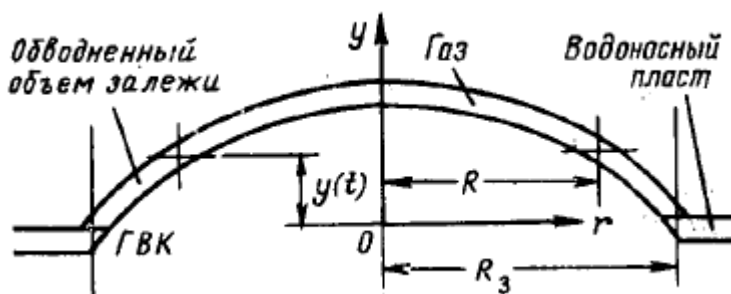


Рисунок 13 – Схематизация залежи и водоносного пласта при поступлении контурной воды [5]

Исходные данные для расчета показателей разработки сеноманской залежи месторождения X представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Исходные данные

Параметр	Значение
Средняя мощность, (h) м	17,5
Газонасыщенный поровый объем, ($\tilde{\alpha}\Omega_H$) млн. м ³	1250
Начальный радиус укрупненной скважины, (R_3) м	12750
Динамическая вязкость воды, (μ) спз	0,6
Средняя проницаемость, (k) мД	900
Фазовая проницаемость по воде, ($k_{в}$) мД	200
Средняя пористость, (m) д.ед.	0,28
Начальное пластовое давление, ($P_{пл}$) кг/см ²	287,7
Газонасыщенность, (α) д.ед.	0,75
Остаточная газонасыщенность, ($\alpha_{ост}$) д.ед.	0,28
Запасы газа, млрд. м ³	269

Продолжение таблицы 2

Плотность пластовой воды, кг/м ³	1040
Пластовая температура, (t _{пл}) °С	63
Коэффициент фильтрационного сопротивления, (А) (кгс/см ²) ² •сут/тыс. м ³	15,8
Коэффициент фильтрационного сопротивления, (В) (кг/см ² •сут/тыс. м ³) ²	0,0062
Постоянная депрессия на пласт, (δ) кгс/см ²	38
Начальный дебит средней скважины, (q) тыс. м ³ /сут	880
Фактическое число скважин, (n) ед.	11

Таблица 3 – Отборы и добытые количества газа на месторождении X

Год	1-й	2-й	3-й	4-й	5-й	6-й	7-й
Q, млрд. м ³ /год	6	7,5	9	10,5	12	12	12
Q _{доб} , млрд. м ³	6	13,5	22,5	33	45	57	69
Год	8-й	9-й	10-й	11-й	12-й	13-й	14-й
Q, млрд. м ³ /год	12	12	12	12	12	12	12
Q _{доб} , млрд. м ³	81	93	105	117	129	141	153

Пусть дебит воды, поступающей в залежь, изменяется так, как изображено на рисунке 14. Эту зависимость аппроксимируем ступенчатой. Тогда согласно принципу суперпозиции для вычисления давления на стенке укрупненной скважины получается следующее выражение:

$$p(R_3, t) = p_H - \frac{\mu_B}{2\pi kh} \sum_{i=1}^n \Delta q_{Vi} \bar{p}(f_0 - f_{0i-1}) \quad (1)$$

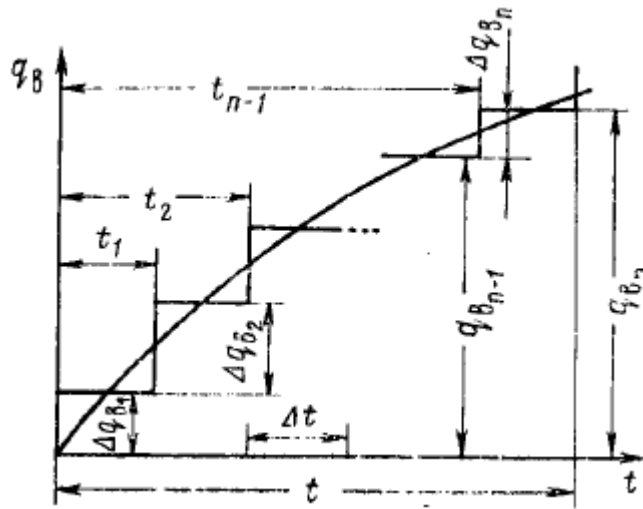


Рисунок 14 – Аппроксимация зависимости изменения во времени дебита поступающей в залежь воды ступенчатой зависимостью

В данном случае $f_0 - f_{0_{i-1}} = \frac{\chi(t-t_1)}{R_3^2}$. Из рисунка 13 следует, что $t_{i-1} = \Delta t(i-1)$, принимается также, что $t_0 = 0$, $\Delta q_{B1} = q_{B1}$, $q_{B0} = 0$.

Последний член суммы в формуле (1) вынесем за знак суммы:

$$p(R_3, t) = p_H - \frac{\mu_B}{2\pi kh} \Delta q_B(t) \bar{p}(f_0 - f_{0_{n-1}}) - \frac{\mu_B}{2\pi kh} \sum_{i=1}^n \Delta q_{B_i} \bar{p}(f_0 - f_{0_{i-1}}) \quad (2)$$

В таком случае, исходя из рисунка 13, дебит воды, поступающей в залежь в момент времени t_i :

$$q_{B_i} = q_{B_{i-1}} + \Delta q_{B_i} \quad (3)$$

С учетом того, что показатели разработки на момент времени $t - \Delta t$ известны, суммарное количество воды, поступившей в залежь к моменту t , равно:

$$Q_B(t) = Q_B(t - \Delta t) + [q_B(t - \Delta t) + \Delta q_B(t)] \Delta t \quad (4)$$

В соответствии с этим, уравнение материального баланса для газовой залежи в случае водонапорного режима примет вид:

$$\bar{p}(t) = \frac{z[\bar{p}(t)] \left[\frac{p_H \tilde{\alpha} \Omega_H}{z_H} - p_{ат} Q_{доб}(t) \right]}{\tilde{\alpha} \Omega_H - \{Q_B - (t - \Delta t) + [q_B(t - \Delta t) + \Delta q_B(t)] \Delta t\}} \quad (5)$$

Связь между дебитом воды в момент $t (q_B(t) = q_B(t - \Delta t) + \Delta q_B(t))$ и давлениями на расстояниях R_3 и $R(t)$ устанавливается через формулу Дюпюи:

$$q_B(t - \Delta t) + \Delta q_B(t) = \frac{2\pi k_B h}{\mu_B \ln R_3/R(t)} \{p(R_3, t) - [\bar{p}(t) + \rho_B g y(t)]\} \quad (6)$$

Здесь $\bar{p}(t)$ – среднее давление в газовой залежи на момент t , принимаемое равным давлению на подвижной границе раздела газ-вода; k_B – средний коэффициент фазовой проницаемости по воде; $\rho_B g y(t)$ – противодействие столба воды, поступившей в залежь ко времени t ; ρ_B – плотность воды; g – ускорение свободного падения (Рисунок 13).

Преобразуя последнее уравнение, получаем:

$$p(R_3, t) = \frac{q_B(t-\Delta t) + \Delta q_B(t)}{2\pi k_B h} \mu_B \ln\left(\frac{R_3}{R(t)}\right) + \bar{p}(t) + \rho_B g y(t) \quad (7)$$

Сопоставляя уравнения (2) и (7) с учетом (5), получаем:

$$\begin{aligned} p_H - \frac{\mu_B}{2\pi k h} \Delta q_B(t) \bar{p}(f_0 - f_{0_{n-1}}) - \frac{\mu_B}{2\pi k h} \sum_{i=1}^n \Delta q_{Bi} \bar{p}(f_0 - f_{0_{i-1}}) = \\ = \frac{q_B(t - \Delta t) + \Delta q_B(t)}{2\pi k_B h} \mu_B \ln\left(\frac{R_3}{R(t)}\right) + \\ + \frac{z[\bar{p}(t)] \left[\frac{p_H \tilde{\alpha} \Omega_H}{z_H} - p_{ат} Q_{доб}(t) \right]}{\tilde{\alpha} \Omega_H - \{Q_B - (t - \Delta t) + [q_B(t - \Delta t) + \Delta q_B(t)] \Delta t\}} + \rho_B g y(t) \end{aligned} \quad (8)$$

Решив уравнение (8) относительно $\Delta q_B(t)$, получается выражение:

$$\Delta q_B(t) = \frac{b}{2a} - \sqrt{\left(\frac{b}{2a}\right)^2 - \frac{c}{a}} \quad (9)$$

Здесь

$$a = \frac{\mu_B \Delta t}{2\pi k h} \bar{p}(f_0 - f_{0_{n-1}}) + \frac{\mu_B \Delta t}{2\pi k_B h} \ln\left(\frac{R_3}{R(t)}\right);$$

$$\begin{aligned} b = p_H \Delta t - \frac{\mu_B \Delta t q_B(t-\Delta t)}{2\pi k_B h} \ln\left(\frac{R_3}{R(t)}\right) + L \frac{\mu_B}{2\pi k h} \bar{p}(f_0 - f_{0_{n-1}}) - \frac{\mu_B \Delta t}{2\pi k h} \sum_{i=1}^n \Delta q_{Bi} \bar{p}(f_0 - \\ - f_{0_{i-1}}) - \rho_B g y(t) \Delta t + L \frac{\mu_B}{2\pi k_B h} \ln\left(\frac{R_3}{R(t)}\right); \end{aligned}$$

$$c = p_H L - L \frac{\mu_B}{2\pi k h} \sum_{i=1}^n \Delta q_{Bi} \bar{p}(f_0 - f_{0_{i-1}}) - L \frac{\mu_B q_B(t-\Delta t)}{2\pi k_B h} \ln\left(\frac{R_3}{R(t)}\right) - d - \rho_B g y(t) L;$$

$$L = \tilde{\alpha} \Omega_H - Q_B(t - \Delta t) - q_B(t - \Delta t) \Delta t;$$

$$d = z[\bar{p}(t)] \left[\frac{p_H \tilde{\alpha} \Omega_H}{z_H} - p_{ат} Q_{доб}(t) \right].$$

Расчет по формуле (9) проводится с реализацией метода итераций, так как в нее входят и параметры на момент времени t .

В первом приближении принимается, что:

$$z[\bar{p}(t)] \approx z[\bar{p}(t - \Delta t)]; \quad y(t) \approx y(t - \Delta t); \quad R(t) \approx R(t - \Delta t) \quad (10)$$

Определяется $\Delta q_B(t)$. По формуле (4) вычисляется $Q_B(t)$, по уравнению (5) – $\bar{p}(t)$. По зависимости $z = z(p)$ уточняется значение $z[\bar{p}(t)]$.

С использованием соотношения:

$$Q_B(t) = \pi[R_3^2 - R^2(t)]mh(\tilde{\alpha} - \alpha_{\text{ост}}) \quad (11)$$

Уточняется положение границы раздела газ – вода в момент t :

$$R(t) = \sqrt{R_3^2 - \frac{Q_B(t)}{\pi mh(\tilde{\alpha} - \alpha_{\text{ост}})}} \quad (12)$$

Для уточнения в процессе решения задачи подъема ГВК относительно его начального положения определяется зависимость $y = f(\tilde{\alpha}\Omega)$ с помощью структурной карты и карты равных значений параметры amh . Для этого залежь рассекается горизонтальными плоскостями на несколько элементарных объемов (Рисунок 15) и в результате этого строится зависимость $y = f(\tilde{\alpha}\Omega)$ (Рисунок 16).

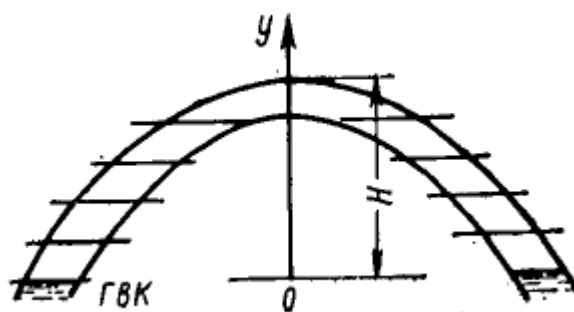


Рисунок 15 – Разбиение залежи на элементарные объемы (H – этаж газоносности) [5]

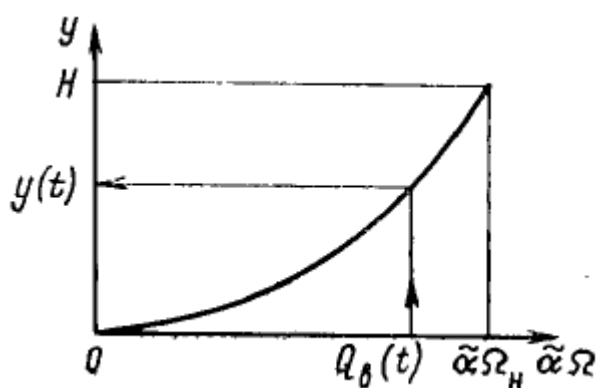


Рисунок 16 – Зависимость высоты подъема ГВК от количества воды, поступившей в залежь

С известным $Q_B(t)$ оценивается $y(t)$ (Рисунок 16). Это возможно потому, что обводненный газонасыщенный объем к моменту t по величине равен $Q_B(t)$.

С уточненными значениями $z[\bar{p}(t)]$, $y(t)$ и $R(t)$ по формуле (9) снова определяется $\Delta q_B(t)$ и т.д. до получения различия в последнем и предпоследнем приближениях не более чем на заданную погрешность. Таким образом, использование формул (9), (4), (5) и (12), а также зависимость $y = f(\tilde{\alpha}\Omega)$ позволяют определить такие показатели разработки, как средневзвешенное пластовое давление, количество внедрившейся в залежь воды, высоту подъема ГВК и положение границы раздела газ – вода.

С помощью изложенной выше методики произведен расчет основных показателей разработки месторождения X, в частности количества внедрившейся в залежь воды и уровня подъема ГВК. Результаты расчетов представлены в таблице 4.

Таблица 4 – Результаты расчетов

Год	Q_B , млн. м ³	$y(t)$, м	$P_{пл}$, кгс/см ²	P_c , кгс/см ²	q , тыс. м ³ /сут
1-й	2,75	-	280,3	242,3	870
2-й	7,95	-	274,7	236,7	860
3-й	18,2	-	268,3	230,3	845
4-й	34	-	258,1	220,1	810
5-й	56,9	0,25	245	207	745
6-й	73,6	0,5	236,5	198,5	703

Продолжение таблицы 4

7-й	101,5	0,88	223,9	185,9	672
8-й	122,4	1,28	210,1	171,9	642
9-й	143,8	1,83	198,6	160,6	608
10-й	177	2,75	184,3	146,3	563
11-й	201,8	3,5	173,2	135,2	523
12-й	224,7	4,15	159,8	121,8	496
13-й	248	5,4	146,9	108,9	441
14-й	273,5	6,7	131,1	93,1	398

3 КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД К ПРОГНОЗИРОВАНИЮ ОБВОДНЕНИЯ ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

На основании всего вышеизложенного авторами предложены рекомендации по использованию комплексного подхода к прогнозированию внедрения подошвенных и краевых вод в сеноманские залежи газовых месторождений Западной Сибири. Предлагаемая методика состоит из четырех этапов.

Начальным этапом комплексного подхода является сбор и подготовка исходной информации. Этими данными являются фильтрационно-емкостные свойства газового пласта (эффективные толщины, пористость, проницаемость, газонасыщенность), термобарические условия пласта, минералогический состав воды, запасы газа, его состав и критические температуры, суточные дебиты скважин, а также накопленная добыча газа и годовые отборы. Немаловажным параметром, помимо прочих, является режим работы залежи, так как именно при водонапорном режиме происходит внедрение воды в залежь и подъем ГВК, расчет которого будет производиться далее. Также необходимо оценить неоднородность залежи, ввиду того, что этот параметр оказывает сильное влияние на дальнейшие расчеты.

Вторым этапом выполнения комплексного подхода является расчет внедрения воды, подъема ГВК и пластового давления в зоне дренирования аналитическим методом. Аналитический метод расчета обладает некоторым рядом плюсов по сравнению с методом моделирования продвижения воды в залежь в специализированном ПО. Среди этих преимуществ – относительная быстрота расчетов и небольшие материальные затраты на их проведение. Данная оценка параметров разработки является оценочной и не всегда может в полной мере коррелировать с фактическими данными. Именно поэтому для достижения заявленной цели необходим следующий этап.

В качестве третьего этапа применяется расчет параметров разработки с помощью специализированного ПО, таких как tNavigator, РН-КИН или Eclipse.

Использование данных продуктов позволяет построить модель залежи в 3D-формате и произвести расчет необходимых параметров с более высокой точностью. Высокая точность достигается за счет того, что в программном продукте учитывается намного больше факторов, влияющих на результаты расчета, нежели при использовании аналитического метода. Однако стоит отметить, что данные программные продукты не позволяют выявить уровень продвижения ГВК в скважинах и по залежи в целом. Это связано с тем, что уровень ГВК в программе задается статичным. По данным модели можно лишь определить количество воды, внедрившейся в залежь с помощью информации о водонасыщенности породы, а также пластовое давление в зоне дренирования.

Заключительным этапом использования комплексного подхода является сравнение значений параметров разработки, полученных при аналитическом методе расчета и при 3D моделировании. При этом, отметки ГВК по скважинам могут быть получены лишь при аналитических расчетах методом итераций, чего не позволяют программы.

В таблице 5 продемонстрированы результаты сравнения полученных значений количества воды, поступившей в залежь за весь период разработки, и пластового давления в области дренирования, рассчитанных аналитическим путем и с помощью 3D моделирования.

Таблица 5 – Сравнение полученных значений

Параметр	Аналитический метод	3D моделирование
Q_B , млн. м ³	273,5	262,8
$P_{пл}$, кгс/см ²	131,1	147,4

Как видно из таблицы, существует разница между значениями, полученными с помощью разных методов расчетов. Как упоминалось выше, связано это с тем, что в программных продуктах применяются большее количество формул для расчета, а также учитывается большее число параметров. В связи с этим, значения, которые были получены с помощью 3D моделирования будут более близки к фактическим. Как бы то ни было, 3D моделирование не

позволяет получить конкретные цифры о подъеме ГВК в скважинах, что является очевидным минусом данного метода.

В связи с вышесказанным можно сделать вывод о том, что для прогнозирования продвижения подошвенных и краевых вод в газовую залежь необходимо использовать комплексный подход, так как при сочетании различных методов расчета можно получить более точную картину о состоянии залежи как в данный момент, так и на годы вперед.

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

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ15	Масаренко Андрею Юрьевичу

Школа	ИШПР	Отделение школы	Нефтегазовое дело 21.04.01
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Стоимость оборудования, стоимость материалов, зарплата рабочим, обслуживание оборудования и операций по добычи газа и конденсата, а также зарезке боковых стволов.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, норма расходов на закупку оборудования, нормы расходов инструментов и др.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Ставка налога на прибыль 20 % Страховые взносы 31 % Налог на добавленную стоимость 20 %

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения исследования с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Технико-экономическое обоснование целесообразности проведения технологии НТР на месторождении
2. Планирование и формирование бюджета проекта	Бюджет формируется исходя из эксплуатационных затрат
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Расчет экономической эффективности

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

--	--

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	14.03.2023
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Цибулькикова Маргарита Радиевна	к.г.н, доцент		14.03.23

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ15	Масаренко Андрей Юрьевич		14.03.23

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Основная цель расчетов – экономическая оценка зарезки боковых стволов (далее – ЗБС) на месторождении X, которая будет отвечать критерию получения максимального экономического эффекта от увеличения извлечения газа и газового конденсата и получения прибыли от дополнительной добычи. При этом должны соблюдаться все требования экологии и охраны окружающей среды.

Применение технологии зарезки боковых стволов ЗБС способствует увеличению добычи газа и газового конденсата. Соответствующие технологии помогают сохранить скважину от самоглушения в период внедрения подошвенной воды в газовую залежь.

4.1 Исходные данные и нормативная база для расчета экономических показателей проекта

Таблица 6 – Экономические условия расчета

Показатели	Ед. изм.	Значение
Количество ЗБС	шт.	8
Дополнительная добыча газа	млн. м ³	
За 1-й год		14,5
За 2-й год		12,5
За 3-й год	10,25	
Стоимость одной ЗБС	тыс. руб	6 167,8
Цена на газ (среднеконтрактная)	руб./тыс. м ³	47 950,4
Норма дисконта	%	15
Расчетный период	год	3

4.2 Выручка от реализации продукции УКПГ

Цена товарного газа взята из прогноза социально-экономического развития России на 2023-2025 гг. и равна 47 950,4 руб./тыс. м³ [28].

Выручка от реализации продукции (V_t) рассчитывается как произведение цены реализации продукции и добычи за годичный период:

$$V_t = C_p \cdot Q_p, \quad (1)$$

где C_p – цена реализации в t-ом году, руб./т;

Q_p – добыча продукции за t год.

Определим прирост выручки за счет дополнительной реализации природного газа:

$$B_1 = 47950,4 \cdot 14\,500 = 695\,280 \text{ тыс. руб} \text{ – за 2023 год}$$

$$B_2 = 47950,4 \cdot 12\,500 = 599\,380 \text{ тыс. руб} \text{ – за 2024 год}$$

$$B_3 = 47950,4 \cdot 10\,250 = 491\,491 \text{ тыс. руб} \text{ – за 2025 год}$$

Таким образом, прирост выручки за 3 года составил 1 786 151 тыс. руб.

4.3 Капитальные вложения

Для реализации мероприятия по ЗБС потребуется буровая установка УЛБ-130, прицеп, сдвоенный плашечный противовыбросовый превентор, секционный стеллаж, вибросито, перемешиватель бурового раствора, центробежный насос «Nexus» (таблица 7). Все внедрения производились единовременно в 2022 году.

Таблица 7 – Капитальные вложения

Объект	Затраты, руб.
Установка УЛБ-130	43 000 000
Прицеп	900 000
Сдвоенный плашечный превентор	400 000
Секционный стеллаж	50 000
Вибросито	150 000
Перемешиватель, 3 шт.	600 000
Центробежный насос «Nexus», 3 шт.	1 000 000
НКТ 60 мм, 50 шт.	3 100 000
Прочие КВ	4 920 000
Природоохранные мероприятия	2 460 000
Итого	56 580 000

4.4 Амортизационные отчисления

Амортизационные отчисления составляют определенный процент от капитальных вложений. Процент определяется нормой амортизации для каждого типа оборудования в зависимости от срока полезного использования:

$$N_A = \frac{1}{T_{\text{исп}}} \cdot 100\%, \quad (2)$$

где N_A – норма амортизации, %;

$T_{\text{исп}}$ – срок полезного использования, лет.

Данные для определения нормы амортизации взяты из Постановления Правительства РФ от 01.01.2002 N 1 (ред. от 27.12.2019) "О Классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы" [27]. Результаты представлены в таблице 8.

Таблица 8 – Норма амортизации для используемого типа оборудования

Тип оборудования	Срок полезного использования, лет	Норма амортизации, %	Сумма амортизации, руб.
Установка УЛБ-130	7	14,3	6 149 000
Прицеп	9,5	10,8	97 200
Сдвоенный плашечный превентор	7	14,3	57 200
Секционный стеллаж	10	10	5 000
Вибросито	12,5	8	12 000
Перемешиватель, 3 шт.	11	9,1	54 600
Центробежный насос «Nexus», 3 шт.	8	12,5	125 000
НКТ 60 мм, 50 шт.	10	10	310 000
Итого			6 810 000

Суммарные амортизационные отчисления составят 6,81 млн. руб./год.

4.5 Эксплуатационные затраты

Процесс эксплуатации оборудования сопровождается затратами на смазочные операции и обеспечение аппаратов электроэнергией.

Тариф на электроэнергию для рассматриваемого региона принимается равным 4,15 руб/(кВт·ч) или 4 150 руб/(МВт·ч). При проведении ЗБС тратится около за все время процедуры 50 МВт/ч. Следовательно, за 8 актов ЗБС по 240 часов в среднем получаем годовые затраты на электроэнергию – 1,66 млн. руб.

Ремонт оборудования является частью процесса эксплуатации. Затраты на ремонт принимаем равными 0,5 % от балансовой стоимости ОФ и получаем годовые затраты на ремонт – 34 050 руб.

Сюда же включаем заработную плату с учетом НДФЛ работникам, среди которых мастер буровой, бурильщик 5 разряда, машинист, помощник бурильщика, супервайзер и инженер-технолог. Эти ребята получают зарплату исключительно за выполненную работу. Таким образом, за 8 проведенных ЗБС они получают (таблица 9):

Таблица 9 – Расчет заработной платы сотрудников

Должность	Зарплата за вахту, руб.	За 8 вахт, руб.
Мастер буровой	155 500	1 244 000
Бурильщик 5 разряда	121 500	972 000
Помощник бурильщика	100 000	800 000
Машинист	95 000	760 000
Супервайзер	112 700	901 600
Инженер-технолог	195 000	1 560 000
Итого		6 237 600

Также сюда входит социальный налог. Ставка единого социального налога, принимается в расчетах равной 30,0 % от ФОТ (статья 241 главы 24 НК РФ) + 1 % страхование от несчастного случая. Имеем следующую формулу:

ФОТ (фонд оплаты труда) = заработная плата + страховые взносы, составляющие 31 % от фонда ЗП. (4)

Получаем годовые затраты на фонд оплаты труда:

$$\text{ФОТ} = 6\,237\,000 + 0,31 \cdot 6\,237\,000 = 8\,170\,656 \text{ руб.} = 8,17 \text{ млн. руб.}$$

К эксплуатационным затратам, также относятся налоги, относимые на себестоимость. Это налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ) и прочие налоги.

Согласно уточнённом отчету по форме № 5-П по состоянию на 01.01.2023, для ЯНАО средний НДПИ равен 108,55 руб./1000 м³ добытого газа.

Прочие налоги, включающие в себя земельный, водный и транспортный, определяются по ставке 1,5 % от выручки за текущий временной период.

Результаты расчетов эксплуатационных затрат представлены в таблице 10.

Таблица 10 – Эксплуатационные затраты

Показатели	Сумма	Значения по годам		
		2023	2024	2025
Заработная плата, включая страховые взносы, млн. руб.	24,51	8,17	8,17	8,17

Продолжение таблицы 10

Затраты на электроэнергию, млн. руб.	4,98	1,66	1,66	1,66
Затраты на ремонт, млн. руб.	0,102	0,034	0,034	0,034
Амортизационные отчисления, млн. руб.	20,43	6,81	6,81	6,81
НДПИ, млн. руб.	4,04	1,57	1,36	1,11
Прочие налоги, млн. руб.	26,76	10,4	8,99	7,37
Текущие затраты (экспл. затраты без НДПИ), млн. руб.	76,78	27,07	25,66	24,04
Общие эксплуатационные затраты, млн. руб.	80,82	28,64	27,02	25,15

Таким образом, общие эксплуатационные затраты внедряемой технологии за три года составят 80,82 млн. руб.

4.6 Налоговые отчисления

К налоговым отчислениям относят налог на имущество и налог на прибыль.

Налог на имущество организаций определяется по ставке 2,2% от текущей стоимости основных производственных фондов, то есть от начальной стоимости ОПФ за вычетом накопленных к моменту расчета амортизационных отчислений.

Ставка налога на прибыль организаций в соответствии с последними изменениями составляет 20 % от налогооблагаемой прибыли.

4.7 Оценка экономической эффективности проекта

Оценка экономической эффективности будет произведена на основе следующих основных параметров: чистого дисконтированного дохода (ЧДД) и внутренней нормы доходности (ВНД).

Показатель ЧДД представляет собой разность между всеми денежными притоками и оттоками, приведёнными к текущему моменту времени (моменту оценки инвестиционного проекта). Он показывает величину денежных средств, которую инвестор ожидает получить от проекта после того, как денежные притоки окупят его первоначальные инвестиционные затраты и периодические денежные оттоки, связанные с осуществлением проекта.

Для определения значения ЧДД используется ставка дисконтирования, равная 15 %. Формула расчета ЧДД представлена ниже:

$$\text{ЧДД} = \sum_0^m \text{CF}_m / (1 + r)^m, \quad (5)$$

где CF – денежный поток за рассматриваемый год, млн. руб., который определяется как сумма чистой прибыли и амортизационных отчислений за вычетом капитальных вложений;

r – ставка дисконтирования, %;

m – количество времени, прошедшее с начала исследования, лет.

Также для расчета используются значения валовой прибыли (выручка за вычетом текущих затрат и НДС), налога на прибыль (20 % от валовой прибыли), чистой прибыли и амортизации.

С учетом капитальных вложений, равных 56,58 млн руб., показатель ЧДД в пределах рассматриваемого периода будет равен 1 012,2 млн. руб. Положительная величина чистого дисконтированного дохода свидетельствует об эффективности проекта, поскольку поступлений от его реализации достаточно для того, чтобы возместить затраты и обеспечить минимально требуемый (равный норме дисконта – 15 %) уровень доходности этого капитала.

Для расчета срока окупаемости вложений используется формула:

$$\text{PP} = n + \frac{I}{\sum_n \text{NPV}_i}, \quad (6)$$

где I – объем вложенных в производство инвестиций, руб.;

NPV_i – чистый дисконтированный доход за i-й год, руб.;

n – год, в котором накопленный дисконтированный доход превысит объем инвестиций, или год окупаемости.

В нашем случае срок окупаемости равен 0,2 года или 2,4 месяца.

ВНД характеризует максимальную ставку дисконтирования, при которой накопленный дисконтированный поток опустится до нуля к концу рассматриваемого периода. Показатель ВНД является характеристикой надежности проекта: чем выше его значение, тем безопаснее инвестиции. Для

данного проекта ВНД равна 93,82 %, что превышает принятую ставку дисконтирования в 6 раз. Полученное значение говорит о целесообразности инвестиций в проект.

Еще один показатель – это индекс доходности (PI). Он характеризует экономическую отдачу вложенных средств и представляет собой отношение суммарных приведенных чистых поступлений к суммарному объему капитальных вложений, его значение интерпретируется следующим образом: если $PI > 1$, проект эффективен, если $PI < 1$ – проект не рентабелен. В нашем случае индекс доходности равен 2,66, что говорит об эффективности проекта.

Результаты расчета экономической эффективности и финансовых показателей проекта представлены в таблицах 11 и 12.

Таблица 11 – Экономическая оценка эффективности проекта

Показатели	Сумма	Значения по годам		
		2023	2024	2025
Выручка, млн. руб.	1 786,15	695,28	599,38	491,49
Текущие затраты (экспл. затраты без НДС), млн. руб.	76,78	27,07	25,66	24,04
НДС, млн. руб.	4,04	1,57	1,36	1,11
Валовая прибыль, млн. руб.	1 705,34	666,64	572,36	466,34
Налог на прибыль, млн. руб.	341,07	133,33	114,47	93,27
Налог на имущество, млн. руб.	2,67	0,93	0,89	0,85
Итого налоги, млн. руб.	343,74	134,26	115,36	94,12
Чистая прибыль, млн. руб.	1 361,6	532,38	457	372,22

Таблица 12 – Финансовые показатели проекта

Показатели	Сумма	Значения по годам			
		Ввод оборудования	2023	2024	2025
Амортизация, млн. руб.	20,43	-	6,81	6,81	6,81
Капитальные вложения, млн. руб.	56,58	56,58	-	-	-
Чистая прибыль, млн. руб.	1 361,6	-	532,38	457	372,22
Денежный поток, млн. руб.	1 325,45	-56,58	539,19	463,81	379,03
Чистый дисконтированный доход (ЧДД) ($r = 15\%$), млн. руб.	1 012,2	-56,58	412,28	762,99	1 012,21
Внутренняя норма доходности (ВНД), %	93,8				
Срок окупаемости, год	0,2				

Продолжение таблицы 12

Индекс доходности капитальных вложений, доли ед.	18,9	
--	------	--

4.8 Анализ чувствительности

Для исследования чувствительности проекта в работе рассматриваются сценарии изменений ситуации на рынке. Три основных показателя, влияющих на экономическую эффективность проекта (цена на продукцию УКПГ, капитальные вложения и эксплуатационные затраты), искусственно уменьшают и увеличивают на 20%, после чего оцениваются показатели ЧДД и ВНД. На рисунках 17 и 18 представлены результаты изменений.

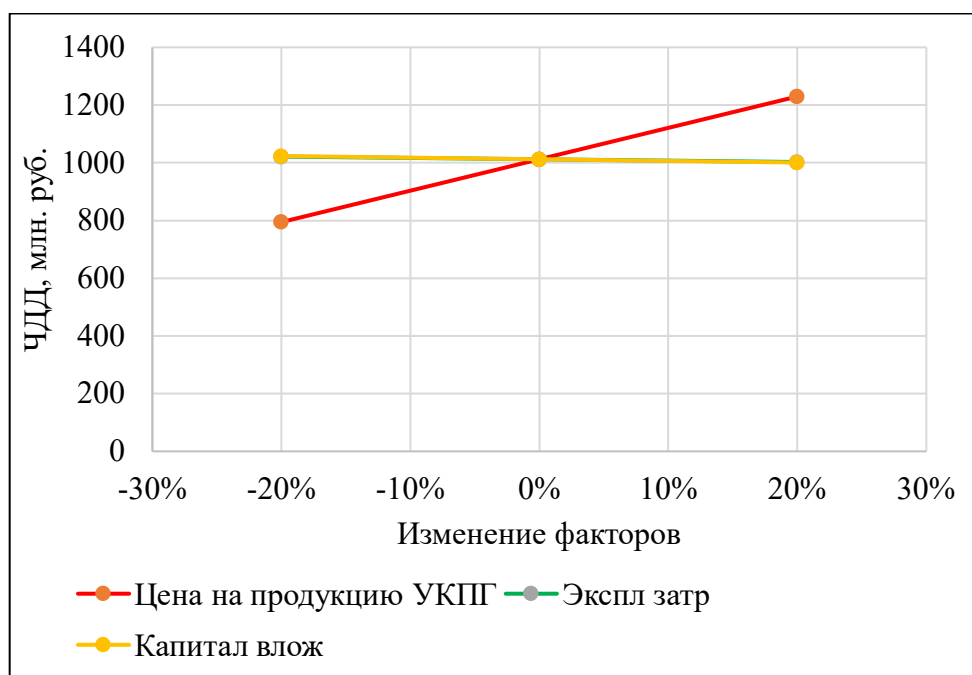


Рисунок 17 – Зависимость ЧДД от цены на продукцию УКПГ, капитальных вложений и эксплуатационных затрат

Наибольшее влияние на основные показатели экономической эффективности оказывает цена реализации природного газа и изменение размера капитальных вложений. Так при снижении цены на 20 % ЧДД снижается на 217,67 млн. руб., а ВНД на 19,4 %. При увеличении значения капитальных вложений ВНД падает на 16%. Влияние значений эксплуатационных затрат практически отсутствует. Однако проект не становится убыточным (ЧДД < 0 и ВНД < 15 %) при любом изменении рассматриваемых факторов. В то же время

ЧДД и ВНД относительно устойчивы к изменению эксплуатационных затрат и капитальных вложений.

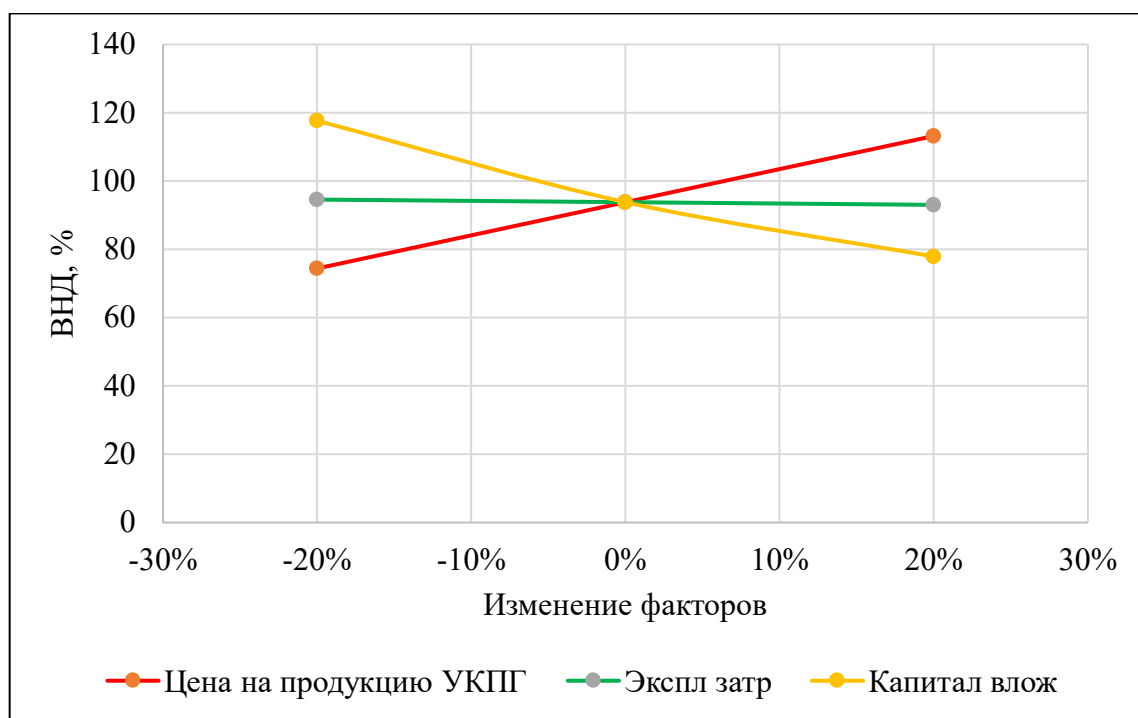


Рисунок 18 – Зависимость ВНД от цены на продукцию УКПГ, капитальных вложений и эксплуатационных затрат

Анализ чувствительности также показал, что изменение анализируемых факторов (главным образом, рост цены реализации продукции) может привести к существенному улучшению показателей экономической эффективности проекта.

По итогу можно заключить, что проект является экономически выгодным.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа		ФИО	
2БМ15		Масаренко Андрею Юрьевичу	
Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	ОНД
Уровень образования	магистратура	Направление/специальность	Нефтегазовое дело (21.04.01)

Тема ВКР:

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ОБВОДНЕНИЯ ФОНДА ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН НА ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
<p>Введение</p> <ul style="list-style-type: none"> – Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения. – Описание рабочей зоны (рабочего места) при разработке проектного решения/при эксплуатации 	<p>Рабочее место – на открытом воздухе на кустовой площадке.</p> <p>Объект исследования: продуктивные пласты газовых месторождений.</p> <p>Область применения: фонд скважин с повышенными значениями обводненности</p> <p>Материалы и вещество – газовый конденсат, ПАВ.</p> <p>Оборудование – плунжерные насосы, трубопроводы, запорно-регулирующая арматура.</p>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при разработке проектного решения/при эксплуатации:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<ul style="list-style-type: none"> – Трудовой Кодекс РФ – Глава 47. Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом. – Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»; – Оборудование производственное. Общие требования безопасности: ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ; – Естественное и искусственное освещение: СП 52.13330.2011; – Требования безопасности к уровню шума: ГОСТ 12.1.003-83; – Требования безопасности к уровню вибрации: ГОСТ 12.1.012-2004; – Защитное заземление, зануление: ГОСТ 12.1.030-81; – Оборудование производственное. Ограждения защитные: ГОСТ 12.2.062-81 ССБТ
<p>2. Производственная безопасность при разработке проектного решения/при эксплуатации:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Анализ выявленных вредных и опасных производственных факторов – Расчет уровня опасного или вредного производственного фактора 	<p>Вредные производственные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Отклонение показателей климата на открытом воздухе; – Превышение уровней шума и вибрации; – Недостаточная освещенность; – Загазованность воздуха рабочей зоны. <p>Опасные производственные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Электрический ток; – Пожароопасный фактор;

	<ul style="list-style-type: none"> – Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования; – Давление (разрушение аппарата, работающего под давлением). <p>Расчет параметров молниеотвода на кустовой площадке.</p>
3. Экологическая безопасность <u>при разработке проектного решения/при эксплуатации</u>	<p>Воздействие на литосферу: разлив углеводородов при проведении продувок скважин.</p> <p>Воздействие на гидросферу: загрязнение поверхностных и подземных вод.</p> <p>Воздействие на атмосферу: выброс природного газа, неполное сгорание природного газа при сжигании на факельном хозяйстве.</p>
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях <u>при разработке проектного решения/при эксплуатации</u>	<p>Возможные ЧС:</p> <ul style="list-style-type: none"> – ГНВП; – Возгорание; – Прорыв трубопроводов с последующим выбросом природного газа в атмосферу <p>Наиболее типичная ЧС:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Взрыв напорного газопровода
Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Сечин Андрей Александрович	к.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ15	Масаренко Андрей Юрьевич		

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Целью данной выпускной работы является оптимизация добычи газа на месторождениях, характеризующихся высокой степенью обводненности. Обводнение добывающих скважин является одной из главных проблем при эксплуатации газовых месторождений, так как влияет на технико-экономические условия.

При скоплении жидкости на забое скважины применяются различные методы ее удаления. Одним из основных способов является продувка скважины. Во время продувки происходит выброс газа в атмосферу, что приводит к загрязнению окружающей среды и повышению загазованности на кустовой площадке.

Стоит также отметить, что при росте обводненности скважины происходит постепенное разрушение пласта-коллектора в призабойной зоне, что ведет к выносу песка по НКТ и газопроводам. Данный факт приводит к абразивному разрушению внутренней поверхности трубопроводов, запорно-регулирующей арматуры и других аппаратов. Это, в свою очередь, ведет к увеличению риска разгерметизации трубопроводов и сосудов, работающих под давлением.

Еще одним отрицательным фактором является повышение риска гидратообразования в колонне НКТ, что приводит к дополнительным затратам на ТКРС и ввод метанола.

Технологии, направленные на удаления жидкости из ствола скважин производятся непосредственно на кустовых площадках.

Климат района резко континентальный с продолжительной зимой и коротким теплым летом.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Обслуживание добывающих скважин производит оператор по добыче нефти и газа (ДНГ). Его рабочее место состоит из скважин, кустовой площадки, блоков автоматики.

К работам по эксплуатации нефтяных месторождений допускаются лица не моложе 18 лет, имеющие соответствующее профессионально-техническое образование, прошедшие медицинское освидетельствование и производственное обучение, а также инструктажи и проверку (аттестацию) знаний правил охраны труда и промышленной безопасности.

Вахтовый метод работ регулируется Трудовым Кодексом РФ [29]. Вахтовый метод – особая форма осуществления трудового процесса вне места постоянного проживания работников, когда не может быть обеспечено ежедневное их возвращение к месту постоянного проживания.

Вахтой считается общий период, включающий время выполнения работ на объекте и время междусменного отдыха. Продолжительность вахты не должна превышать одного месяца. Рабочее время и время отдыха в пределах учетного периода регламентируются графиком работы на вахте, который утверждается работодателем.

Работникам, выполняющим работы вахтовым методом, предоставляются надбавки и коэффициенты к заработной плате, а также социальные пакеты (пенсионный фонд, медицинская страховка, оплата санаторного лечения, оплата путевок в детские лагеря и др.).

Компоновка рабочей зоны должна быть спроектирована для удобного выполнения трудовых обязанностей оператора, согласно [30]. Так как основная рабочая зона оператора – это кустовая площадка, то расположение объектов на ней должно соответствовать утверждённой принципиальной схеме, разработанной с учётом особенностей производственных условий и удобства работы с оборудованием, входящим в неё.

5.2 Производственная безопасность

Эксплуатация газовых месторождений с повышенным газовым фактором несет в себе ряд опасностей для жизни и здоровья рабочего персонала, местного населения и третьих лиц, так и для окружающей среды, а также возможность возникновения чрезвычайных ситуаций. В таблице 13 представлен перечень опасных и вредных производственных факторов, характерных для проектируемой среды, в соответствии с ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ.

Таблица 13 – Опасные и вредные производственные факторы при выполнении работ по поддержанию режима работы скважин и ГЗУ на месторождении с повышенным ГФ.

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Разработка	Изготовление	Эксплуатация	
Отклонение показателей климата на открытом воздухе		+	+	ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны [18].
Превышение уровней шума и вибрации		+	+	ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности. Стандартиформ, 2015. – 24 с [19]; ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования. Стандартиформ, 1990. – 20 с [20].
Недостаточная освещенность		+	+	СП 52.13330.2011 Естественное и искусственное освещение [21].
Повышенная загазованность рабочей зоны		+	+	ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности [26].
Электрический ток		+	+	ГОСТ Р 12.1.019-2009. Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты [22].
Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования		+	+	ГОСТ 12.2.062-81 ССБТ. Оборудование производственное. Ограждения защитные [23].
Давление (разрушение аппарата, работающего под давлением)		+	+	ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности [24].

Продолжение таблицы 13

Пожароопасный фактор		+	+	СП 231.1311500.2015 Обустройство нефтяных и газовых месторождений. Требования пожарной безопасности [25].
----------------------	--	---	---	---

5.2.1. Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Микроклимат на рабочем месте. Одна из главных особенностей условий труда операторов по добыче нефти и газа – это работа, в основном, на открытом воздухе (на кустах скважин), а также работа, связанная с перемещениями на территории объекта и между объектами (кустами), частыми подъемами на специальные площадки, находящиеся на высоте.

Низкая температура и большие скорости движения воздуха при длительном воздействии приводят к расстройству кровообращения, способствуют заболеванию ревматизмом, гриппом и болезнями дыхательных путей. При высокой температуре снижаются внимание и скорость реакции работающего, что может послужить причиной несчастного случая и аварии. При работе в летнее время при высокой температуре возможны перегревания организма, солнечные и тепловые удары. На месторождении «Х» применяют хлопчатобумажную спецодежду, имеющую удобный крой для работы в экстремальных условиях (например, при пожаре). Для защиты головы от теплового облучения применяют алюминиевые, фибровые каски, войлочные и шляпы; глаз - очки (темные или с прозрачным слоем металла) лица - маски с откидным прозрачным экраном. Защита от воздействия пониженной температуры достигается использованием теплой спецодежды, а при осадках – плащей [31].

Коллективная защита может быть обеспечена путём рационального размещения технологического оборудования, рационализации режимов труда и отдыха, применения теплоизоляции оборудования, автоматизации и дистанционного управления технологическими процессами.

При определенной температуре воздуха и скорости ветра в холодное время работы приостанавливаются (таблица 14).

Таблица 14 – Погодные условия, при которых работы на открытом воздухе приостанавливаются

Скорость ветра, м/с	Температура воздуха, °С
безветренная погода	-40
менее 5,0	-35
5,1–10,0	-25
10,1–15,0	-15
15,1–20,0	-5
более 20	0

Анализ показателей шума. В непосредственной близости от рабочего места оператора ДНГ могут находиться машины КРС (капитальный ремонт скважин), которые создает уровень звука, не превышающий допустимый согласно ГОСТ 12.1.003-2014. Норма на открытой местности составляет 80дБА, а значение уровня звука на рабочем месте составляет 40-45 дБА. Доставка рабочих на месторождения осуществляется путем перелета на вертолетах, который создают уровень шума 95-100 дБА, превышающий допустимый. Мероприятия для устранения уровня шума: наушники и противοшумные вкладыши [32].

Превышение уровня вибрации. Воздействие вибрации на организм человека на нефтепромысле происходит при осуществлении работ на спецтехнике, при спуске и подъеме труб и регулировании расхода воды, закачиваемой в пласт. Из – за действия вибрации на организм человека, могут быть нарушены его физиологические функции, что может проявиться и виде головных болей, плохого сна, снижения работоспособности, нарушения сердечной деятельности. В таблице 15 приведены нормы уровней вибрации по ГОСТ 12.1.012-90 [33].

Таблица 15 – Гигиенические нормы уровней вибрации [33]

Вид вибрации	Допустимый уровень колебательных скоростей, дБ										
	Общая	-	108	99	93	92	92	92	-	-	-
Локальная	-	-	-	115	109	109	109	109	109	109	109

К методам защиты от вибрации относятся: усовершенствование техники и оборудования, виброизоляция машин и поиск наилучших материалов, поглощающих вибрационное воздействие. Для индивидуальной защиты работника от воздействия вибрации предусмотрены антивибрационные рукавицы и сапоги с толстой резиновой подошвой [34].

Недостаточная освещённость рабочей зоны. При работе в темное время суток кустовая площадка освещена, во избежание травматизма. В качестве осветительных приборов применяются фонари и прожектора. Норма освещенности не ниже 10 люксов (СП 52.13330.2011) [35]. Мероприятия по улучшению освещенности не требуются.

Повышенная загазованность воздуха рабочей среды. Куст скважин характеризуется наличием пожаро-взрывоопасных веществ и ядовитых газов: природный газ, метанол, газовый конденсат. В процессе производственных операций оператор может подвергаться воздействию этих газов, а также паров нефти, источником которых являются нарушения герметичности фланцевых соединений, механической прочности фонтанной арматуры, вследствие коррозии или износа регулирующих и предохранительных клапанов.

К работам на производственных объектах, где возможна загазованность воздуха выше ПДК (содержание нефтяного газа в воздухе рабочей зоны - 300мг/м³), допускаются лица не моложе 18 лет, не имеющие медицинских противопоказаний для работы в изолирующих противогазах или дыхательных аппаратах и прошедшие соответствующее обучение, инструктаж и проверку знаний по безопасному ведению работ.

При повышенной загазованности воздуха рабочей зоны следует применять газозащитные средства (изолирующие респираторы, шланговые и

фильтрующие противогазы). До начала работ необходимо проверить исправность противогаза и шлангов. Анализ воздушной среды рабочей зоны производится с помощью газоанализатора перед входом на кустовую площадку и проведением газоопасных работ.

Предельно допустимые концентрации веществ согласно ГОСТ 12.1.007-76: азота диоксид – 2 мг/м³, бензол – 10 мг/м³, углерода оксид – 20 мг/м³ [36].

5.2.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Электрический ток. Эксплуатация скважин с УЭЦН характеризуется с наличием высокого напряжения в силовом кабеле. Причем станция управления и скважина оборудования ЭЦН обычно не находятся в непосредственной близости друг от друга и часть кабеля проходит по поверхности, что увеличивает зону поражения электротоком, а, следовательно, и вероятность несчастного случая.

К монтажу (демонтажу) погружного агрегата УЭЦН и его обслуживанию допускается электротехнический персонал, знающий схемы, применяемые станций управления, трансформаторов, подстанций погружных насосов (КТПН), конструкции по их эксплуатации, прошедший производственное обучение и стажировку на рабочем месте, а также проверку знаний с присвоением квалификационной группы по электробезопасности.

Для предотвращения негативного воздействия электрического тока на рабочих используются средства коллективной и индивидуальной защиты (ГОСТ Р 12.1.019-2009).

Коллективные средства электрозащиты: изоляция токопроводящих частей (проводов) и ее непрерывный контроль, установка оградительных устройств, предупредительная сигнализация и блокировка, использование знаков безопасности и предупреждающих плакатов, применение малых напряжений, защитное заземление, зануление, защитное отключение.

Индивидуальные средства защиты: диэлектрические перчатки, инструменты с изолированными рукоятками, диэлектрические боты, изолирующие подставки [37].

Пожароопасный фактор. Опасными факторами пожара, воздействующими на людей и материальные ценности, помимо открытого пламени, повышенной температуры, являются также токсические продукты горения и термического разложения и их вторичные проявления: осколки, движущиеся части разрушившихся аппаратов, электрический ток, взрыв. Пожарная профилактика на производстве достигается правильным проектированием, эксплуатации и обеспечением средствами пожаротушения.

В зависимости от количества и пожароопасных свойств веществ и материалов, находящихся (обращающихся) в зданиях, помещениях и на наружных установках, с учетом особенностей технологических процессов производственные и складские помещения по взрывопожарной и пожарной опасности делятся на категории А, Б, В1-В4, Г и Д, здания - на категории А, Б, В, Г и Д, а наружные установки - на категории АН, БН, ВН, ГН и ДН [38].

Вся территория возле скважины и помещений на кустовых площадках месторождения «Х» содержится в чистоте и порядке.

Не допускается:

- замазученность территории, загромождение: дорог, проезд к скважине, средствам пожаротушения, водоёмам;
- применение для подогрева оборудования, трубопроводов и для освещения факелов, спичек, паяльных ламп, керосиновых фонарей, а также других источников открытого огня;
- производить самовольно переоборудование электросетей, устраивать временную электропроводку, устанавливать кустарные предохранители и пользоваться электронагревательными приборами;
- использовать средства пожаротушения не по назначению;
- производство огневых работ на скважине без наряда-допуска.

Курение разрешается только в специально отведённом месте.

Освещение на скважине разрешается только электрическое, применительно к особо сырым помещениям взрывозащищённого исполнения.

Средства первичного пожаротушения предназначены для ликвидации начинающихся очагов загорания собственными силами.

Кустовые площадки месторождения «Х» укомплектованы следующими средствами пожаротушения:

1. углекислотными огнетушителями, порошковыми огнетушителями.
2. песком в ящиках ёмкостью 0,5; 1,0; 3,0 м³ ;
3. войлок (кошма) 2 × 1,5 м;
4. вёдрами, лопатами, ломami, баграми [38].

Пожарные щиты укомплектованы пожарным инвентарём в следующем количестве: лопаты - 2 шт., ящик с песком – $\geq 1\text{ м}^2$, войлок (кошма) 2 × 1,5 м.

Пожарный инвентарь и ящик с песком окрашивают в красный цвет. Пожарный щит в красный или белый с красной окантовкой по периметру, шириной 10 см. На пожарных щитах имеется перечень пожарного инвентаря с указанием его количества и указан ответственный за противопожарное состояние объекта. Огнетушители находятся в исправном состоянии и подвешиваются не выше 1,5 м до верхней ручки, на видном месте со свободным доступом к ним и в отдалении от отопительных приборов.

Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования.

Механические травмы могут возникать при монтаже, демонтаже оборудования, при спускоподъемных операциях. При неправильной эксплуатации или использования неисправного оборудования, инструментов, механизмов.

Для защиты от данных опасных факторов используются коллективные средства защиты, – устройства, препятствующие появлению человека в опасной зоне. Согласно ГОСТ 12.2.062-81 [39], ограждения выполняются в виде различных сеток, решеток, экранов и кожухов. Ограждения на объектах месторождения «Х» имеют такие размеры и установлены таким образом, чтобы

в любом случае исключить доступ человека в опасную зону. Запрещается работа со снятым или неисправным ограждением.

Профилактические меры: систематически производить проверку наличия защитных ограждений на движущихся и вращающихся частях машин и механизмов; плановую и внеплановую проверку пусковых и тормозных устройств; проверку состояния оборудования и своевременное устранение дефектов.

При проведении работ на скважине необходимо соблюдать технику безопасности. Основная опасность заключается в том, что, зацепившись телом или одеждой за свободный конец движущегося механизма можно получить травму вплоть до смертельного исхода. Основными мерами предосторожности являются: соблюдение всех требований правил техники безопасности при работе с инструментами; соблюдение формы одежды (все пуговицы на одежде застегнуты, полы одежды не болтаются); периодическая проверка технического состояния используемых инструментов, повышенное внимание на рабочем месте.

Давление (разрушение оборудования, работающего под давлением). Специфическая особенность условий эксплуатации газовых скважин – высокие значения устьевых давлений. В связи с этим любое ошибочное действие оператора при выполнении работ на устье скважины может привести к опасной аварии. Для измерения буферного давления и давления в затрубном пространстве на скважинах установлены стационарные манометры с трехходовыми кранами. Для предотвращения возникновения инцидентов на производстве применяют средства измерения КИПиА и предохранительную арматуру. Конструкция устьевого оборудования обеспечивает возможность снижения давления в затрубном пространстве, а также закачку жидкости для глушения скважины. На случай превышения давления сверх предусмотренного технологическим режимом оборудование оснащено предохранительными клапанами. Вся принятая запорная арматура, устанавливаемая на трубопроводах,

транспортирующих газ, конденсат, метанол соответствует 1 классу герметичности затвора, а предохранительная аппаратура по 1 классу [40].

Удар молнии. Удары молний являются одним из возможных факторов, приводящих к чрезвычайным ситуациям на кустовой площадке. Молниезащита применяется с целью защиты сооружений, сохранности и стойкости от возможных возгораний, защиты от гибели и травмирования людей.

По типу молниезащита может быть: 1) одностержневой; 2) двухстержневой одинаковой или разной высоты; многократной стержневой; одиночной тросовой; многократной тросовой. По степени надёжности защиты различают два типа зон: А – степень надёжности защиты $\geq 99,5\%$; Б – степень надёжности защиты 95-99,5% [41].

Стержневой молниеприемник представляет собой металлический штырь, возвышающийся над объектом защиты. Молниеприемная сетка представляет собой металлическую сетку, в ячейках которой установлены небольшие молниеприемники. Тросовый молниеприемник – это трос, натянутый между двух вертикальных опор. Основным видом пассивной молниезащиты, применяемый на кустовых площадках это – стержневой молниеприемник с сечением 50-100 мм². Такой тип молниеприемника используется на месторождении «Х».

На рассматриваемом предприятии месторождения «Х» производственные здания имеют II категорию молниезащиты. В таблице 16 представлены исходные данные кустовой площадки месторождения «Х», применяемые для расчета молниезащиты.

Таблица 16 – Исходные данные для расчета

Исходные данные	Величина
Ширина кустовой площадки (S), м.	30
Длина кустовой площадки (L), м.	80
Высота автоматизированной групповой замерной установки (h_x), м.	2,5

Рассчитаем горизонтальное сечение зоны защиты на высоте защищаемого объекта – круг радиуса r_x :

$$r_x = \frac{S}{2} = \frac{30}{2} = 15 \text{ м.} \quad (8)$$

Высота стержневого молниеотвода определяется по формуле:

$$h = \frac{r_x + 1,63h_x}{1,5} = \frac{15 + 4,075}{1,5} = 12,72 \text{ м.} \quad (9)$$

Зона защиты молниеотвода:

$$r_0 = 1,5 \cdot h = 1,5 \cdot 12,72 = 19,08 \text{ м.} \quad (10)$$

Таким образом, на рассматриваемой кустовой площадке месторождения «Х» радиус зоны защиты на земле от стержневого молниеотвода составляет 19,08м. Для расчета высоты вершины конуса (защиты) стержневого молниеотвода применяем формулу (11):

$$h_0 = 0,92 \cdot h = 0,92 \cdot 12,72 = 11,7 \text{ м.} \quad (11)$$

Таким образом, для защиты от ударов молнии автоматической групповой замерной установки, станций управлений, находящихся на территории кустовой площадки ($L = 80\text{м.}$) необходимо установить 3 одиночных стержневых молниеотвода.

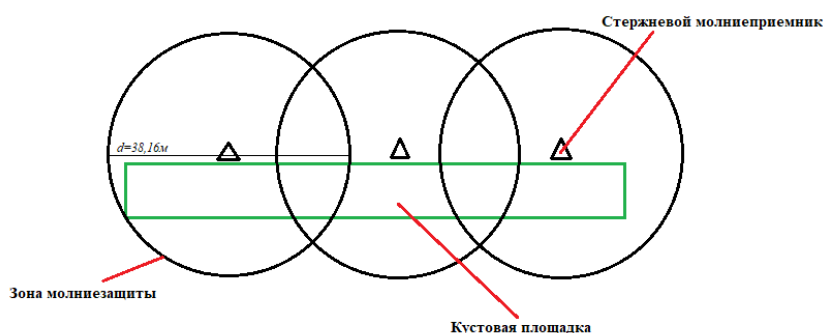


Рисунок 19 – Схема расстановки молниеотводов на кустовой площадке месторождения «Х»

5.3 Экологическая безопасность

Основными типами антропогенных воздействий на природу при эксплуатации месторождений с газовым фактором являются:

- загрязнение атмосферы загрязняющими веществами при продувке скважины и сгорании газа на факеле;
- нефтяные загрязнения окружающей среды вследствие газонефтеводопроявлений, несоблюдения природоохранных требований.

Загрязнение атмосферы. Одним из основных источников выбросов загрязняющих веществ являются факельное хозяйство, предназначенное для сжигания газа при работе оборудования. Также влияние на загрязнение атмосферы оказывают выхлопные газы двигателей внутреннего сгорания автомобилей промысла, и различных технологических установок, буровые установки, газопроявление и выбросы попутного нефтяного газа, прорывы выкидных линий и прочие аварии, причинами которых обычно являются некачественное строительство; механические повреждения; коррозия трубопроводов; изменение проектных решений в процессе строительства.

Для предотвращения неконтролируемых выбросов в атмосферу проводят полную герметизацию оборудования для сбора и транспортировки нефти и газа, осуществляют контроль швов сварных соединений трубопроводов, проводят защиту оборудования от коррозии, утилизируют попутный газ. Чистота атмосферного воздуха обеспечивается путем сокращения абсолютных выбросов газов и обезвреживанием выбросов, содержащих вредные вещества при помощи фильтров и рассеиванием в высоких трубах. ПДК некоторых вредных веществ в воздухе рабочей зоны представлены в таблице 17.

Таблица 17 – ПДК вредных веществ в рабочей зоне

Наименование загрязняющих веществ	ПДК в воздухе, мг/м³	Класс опасности
Углеводороды	5	4
Окись углерода	5	4
Сажа	0,15	3
Двуокись азота	0,085	2
Метанол	1	3
Бензин	100	4

Продолжение таблицы 17

Диоксид серы	10	3
--------------	----	---

Загрязнение гидросферы. Порядка 20% всех углеводородных выбросов на нефтегазовых промыслах приходится на гидросферу. Помимо углеводородов в различные водные источники так же попадают соединения серы, азота, кислорода, которые также негативно влияют на водные ресурсы. Для предотвращения выбросов нефти и нефтепродуктов в водоёмы необходимо проведение целого ряда различных мероприятий. В первую очередь запрещается сброс сточных вод в водные объекты. Необходимо вынесение объектов из экологически уязвимых зон. Система сбора и транспорта продукции скважин на месторождении «Х» надёжно герметизирована. Отсыпка кустовых площадок осуществляется с учетом поверхностной системы стока. Сбор разлившихся нефтепродуктов необходимо проводить в аварийную емкость с последующей перекачкой на УПН. Необходимо осуществлять биологическую очистку хозяйственно-бытовых стоков, при ремонтах скважин сбор нефтяной эмульсии осуществлять в коллектор.

Загрязнение литосферы. В период эксплуатации нефтяного месторождения может осуществляться негативное влияние на литосферу, источником которого могут являться отходы при производстве и при окончании срока эксплуатации оборудования. Во избежание этого все отходы необходимо подвергать селективному сбору, временному хранению на специально отведенных площадках и передаче на утилизацию специализированным организациям. Места временного хранения и накопления отходов на рассматриваемом месторождении соответствуют требованиям техники безопасности и санитарно-гигиеническим нормам.

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

В случае нарушения технологического процесса добычи нефти и газа возникает опасность неконтролируемых выбросов продуктов из

технологических систем и, как следствие, появляется реальная угроза возникновения чрезвычайной ситуации на объекте. Наиболее опасным источником ЧС является емкостное оборудование и добывающие скважины.

К одним из основных источников ЧС относятся:

- аварии в результате ГНВП на кустовой площадке добывающих скважин;
- аварии в результате разгерметизации (порыв/прокол) нефтесборных трубопроводов, выкидных линий и магистрального нефтепровода.

По опасности возникновения газонефтеводопроявлений у нефтяной скважины различают категории первой, второй и третьей степени, в которых указаны следующие значения газового фактора:

- первая категория опасности – нефтяные скважины, характеризующиеся значением газового фактора свыше $200 \text{ м}^3/\text{м}^3$;
- вторая категория опасности – нефтяные скважины, характеризующиеся значением газового фактора менее $200 \text{ м}^3/\text{м}^3$;
- третья категория опасности – нефтяные скважины, характеризующиеся значением газового фактора менее $100 \text{ м}^3/\text{м}^3$.

Для исключения разгерметизации оборудования, предупреждения аварийных выбросов и разливов опасных веществ, обеспечения максимальных условий безопасности производства и обслуживающего персонала, снижения вредности производства в проекте предусмотрены следующие технические решения:

- технологическое оборудование оснащено необходимыми предохранительными клапанами для защиты оборудования от превышения давления;
- технологические процессы ведутся в закрытых аппаратах, исключая возможность образования взрывоопасной смеси;
- полная герметизация технологического процесса подачи и перекачки нефтепродуктов;

- емкостная аппаратура с нефтепродуктами оснащена дыхательными и предохранительными клапанами, арматурой с ручным и дистанционным приводом и сигнализаторами предельного верхнего уровня.

При эксплуатации технологического оборудования, трубопроводов и запорной арматуры предусматривается постоянный контроль и ревизия согласно составленным графикам.

5.5 Выводы по разделу

Таким образом, рассмотрены меры производственной безопасности при выполнении работ на газовых скважинах, характеризующихся высокими значениями обводненности, и в рамках данного вопроса проанализированы вредные и опасные производственные факторы, рекомендованы мероприятия по их устранению. Наиболее вероятной чрезвычайной ситуацией признаны аварии в результате ГНВП, разгерметизации газосборных коллекторов, выкидных линий, разобраны решения по предупреждению данной чрезвычайной ситуации.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе исследования оценено влияние геологических особенностей на процесс разработки газовых залежей. Установлено, что сеноманские залежи севера Западной Сибири образуют единый гидродинамически связанный водоносный комплекс. Этим обуславливается то, что при водонапорном режиме работы залежи происходит активное внедрение подошвенных и краевых вод в газоносные горизонты по мере их истощения.

В работе также рассмотрены и проанализированы существующие методы прогнозирования обводнения газовых скважин. Основными из методов являются геофизические, гидрогеохимические и термобарические. Также к методам прогнозирования относится анализ кривой добычи газа и регистрация скачков давления на устье скважин. Выявлены их преимущества и недостатки. Исследованы методики расчета основных показателей разработки газовых и газоконденсатных месторождений.

Проведен расчет внедрения подошвенной воды в газоносный пласт, подъем ГВК и средневзвешенное пластовое давление в зоне дренирования месторождения X. По результатам сравнения расчетов аналитическим методом и 3D моделирования установлено, что между двумя этими способами прогноза есть расхождения. Принято, что моделирование в специализированных программных продуктах является более точным к фактическим значениям, однако лишь аналитический метод расчета позволяет установить конкретное положение ГВК по каждой скважине.

На основании вышесказанного предложен комплексный подход к прогнозированию обводнения газовой залежи путем комбинации аналитических расчетов и построения 3D модели. Данный подход позволяет упростить и ускорить процесс анализа, изменить динамику обводнения добываемой продукции, предотвратить потери добычи газа ввиду самоглушения скважин, повысить рентабельность вследствие увеличения межремонтного периода скважин.

Проведены расчеты основных финансовых показателей проекта по зарезке боковых стволов. Определено, что данный проект имеет положительную экономическую эффективность.

Рассмотрены меры производственной безопасности при выполнении работ на газовых скважинах, характеризующихся высокими значениями обводненности, и в рамках данного вопроса проанализированы вредные и опасные производственные факторы, рекомендованы мероприятия по их устранению. Проведен расчет молниеотвода для кустовой площадки. Наиболее вероятной чрезвычайной ситуацией признаны аварии в результате ГНВП, разгерметизации газосборных коллекторов, выкидных линий, разобраны решения по предупреждению данной чрезвычайной ситуации.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Van Everdingen A.F. and Hurst W. The Application of the Laplace Transformation to Flow Problems in Reservoirs / Trans., AIME 186, 1949.– P.305–323.
2. Лапук, Б.Б. О конусах подошвенной воды в газовых залежах / Б.Б. Лапук, А.Г. Брудно, В.Е. Сомов // Газовая промышленность. - 1961. — № 2. —С. 8-12.
3. Лейбензон, Л.С. Движение природных жидкостей и газов в пористой среде / Л.С. Лейбензон. - М.-Л.: Гостехиздат, 1947. - 244 с.
4. Carter, R.D. An Improved Method for Calculating Water Influx / R.D. Carter, G.W. Tracey // Trans. AIME. - 1960. - V. 219. - P. 415-417.
5. Закиров С.Н., Лапук Б.Б. Проектирование и разработка газовых месторождений / М.: «Недра». 1974.–376 с.
6. Чарный И.А. Подземная гидрогазодинамика / М.: Гостоптехиздат. 1963.–363 с.
7. Алиев, З.С. Разработка месторождений природных газов: учебное пособие / З.С. Алиев, Д.А. Мараков. - М.: МАКС Пресс, 2011. - 436 с.
8. Turner R.G., Hubbard M.G., Dukler A.E. Analysis and Prediction of Minimum flow Rate for continuous removal of liquids from Gas Wells / JPT. XI, 1969.–P. 1475-1482.
9. Ширковский А.И. Комплексные промысловые исследования на газоконденсатном месторождении Камбей / М.: ВНИИЭГазпром. Обзор. Сер. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. 1969.–74 с.
10. Чашкин Ю.Г. Об определении минимально допустимого дебита газоконденсатных скважин / Газовое дело, № 10. 1968.–С. 7-10.
11. Шаяхметов А.И. Прогнозирование обводнения фонда добывающих скважин на крупных газовых месторождениях: дис. канд. техн. наук: 25.00.17. - Уфа, 2014. - 145 с.

12. Усачев В.Д. Разработка методов прогноза обводнения газовых залежей и скважин на базе композиционных моделей: дис. канд. техн. наук: 25.00.17. - Москва, 2018. - 120 с.
13. Геофизика - наукоемкий элемент поиска, разведки и разработки // MySlide URL: <https://myslide.ru/presentation/geofizika--naukoemkij-element-poiskaxArazvedki-i-razrabotki> (дата обращения: 12.03.2023).
14. Королёв М.И. Обоснование технологии извлечения остаточной нефти из неоднородных терригенных коллекторов с использованием микроэмульсионных составов. Диссертация. Кандидат технических наук. – Санкт-Петербург, 2018г. – 127с.
15. Газизов А.А. Увеличение нефтеотдачи неоднородных пластов на поздней стадии разработки. М.: ООО «НедраБизнесцентр», 2002. – 639 с.
16. Обакшин П.А., Усачев В.Д. Исследование физико-механических свойств пород-коллекторов газовых залежей туронских отложений Западной Сибири / М.: Трубопроводный транспорт: теория и практика, №6(34). 2012.–С.46-52.
17. Отчет «Гидрогеологические аспекты обводнения крупнейших разрабатываемых газовых залежей Севера Тюменской области (Медвежье, Уренгойское, Ямбургское)» / М.: ВНИИГАЗ. 1998.–436 с.
18. Отчет по подсчету запасов свободного газа в сеноманской залежи Уренгойского месторождения Пуровского района Тюменской области (с Песцовой площадью) по состоянию на 15.01.1979 г. / Береснев Н.Ф., Федорцева С.А. Тюмень: 1979.–279 с.
19. Козлов В.Г., Гончаров В.С., Левшенко Т.В., Семашев Р.Г. «Изучить влияние водонапорной системы апт-сеноманского комплекса на разработку группы крупнейших газовых месторождений Тюменской области (Медвежье, Уренгойское, Ямбургское)» отчет по теме Р.І.І.п.8. / М.: ВНИИГАЗ. 1995.– 120 с.
20. Гончаров В.С., Гончаров Э.С. Круговорот воды в газовой залежи / М.: ВНИИГАЗ. 2002.–200 с.

21. Корценштейн В.Н. Водонапорные системы крупнейших газовых и газоконденсатных месторождений СССР / М.: Недра. 1977.–248 с.
22. Алиев Р.М., Курбанов Ш.М. Раннее прогнозирование самоглушения газовых и газоконденсатных скважин // Газовая промышленность. - 2020. - №1. - С. 46-49.
23. M.Armenta, A.Wojtanowicz. Severity of water coning in gas wells // The paper presented at the SPE Gas Technology Symposium held in Calgary, Alberta, Canada, – 2002.
24. Джеймс Ли. Эксплуатация обводняющихся газовых скважин. Технологические решения по удалению жидкости из скважин / Д. Ли, Г. Никенс, М. Уэллс; пер. с англ. С.Г. Вольпин. – М.: Премиум Инжиниринг, 2008. – 384 с.
25. Гончаров В.С. Методическое руководство по гидрогеохимическому контролю за обводнением газовых и газоконденсатных месторождений. - Москва: ВНИИГАЗ, 1995. - 94 с.
26. Жигалин В.А., Шапченко Т.А, Прогнозирование обводнения газовых скважин методом поточной влагометрии // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. - 2003. - №12. - С. 21-23.
27. Постановление Правительства РФ от 01.01.2002 N 1 (ред. от 27.12.2019) "О Классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы"
28. Прогнозы социально-экономического развития // Министерство экономического развития Российской Федерации URL: https://www.economy.gov.ru/material/directions/makroec/prognozy_socialno_ekonomicheskogo_razvitiya/prognoz_socialno_ekonomicheskogo_razvitiya_rossiyskoy_federacii_na_2023_god_i_na_planovyy_period_2024_i_2025_godov.html (дата обращения: 16.04.2023).
29. Трудовой Кодекс – ТК РФ – Глава 47. Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом.
30. ВСН 39.1.06-84 «Перечень технологического оборудования объектов основного производства обустройства нефтяных месторождений, подлежащего размещению на открытых площадках».

31. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
32. ГОСТ 12.1.003-2014 (2015) ССБТ. Шум. Общие требования безопасности. Стандартинформ, 2015. – 25 с.
33. ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования. Стандартинформ, 1990. – 20 с.
34. ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.
35. СП 52.13330.2011 Естественное и искусственное освещение.
36. ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.
37. ГОСТ Р 12.1.019-2009. Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
38. СП 231.1311500.2015 Обустройство нефтяных и газовых месторождений. Требования пожарной безопасности.
39. ГОСТ 12.2.062-81 ССБТ. Оборудование производственное. Ограждения защитные.
40. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
41. Кабышев А.В. Молниезащита электроустановок систем электроснабжения // Учебное пособие, Издательство ТПУ, 2006.

Приложение А

Раздел на английском языке

Literary and analytical reviews on the research topic

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ15	Масаренко Андрей Юрьевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ОНД	Максимова Юлия Анатовна			

Консультант – лингвист отделения иностранных языков ШБИН:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Болсуновская Людмила Михайловна	к.ф.н.		

Introduction

For many decades, the Upper Cretaceous deposits of Western Siberia have been the main source of natural gas in the Russian Federation. The main problem of such a long-term operation of giant deposits is the process of watering Cenomanian deposits, due to the fact that the reservoirs have serious heterogeneity and form a single aquifer complex. The flooding of production wells due to the introduction of water has a negative impact on development indicators and the process of integrated gas treatment, which entails the complication and rise in the cost of natural gas production. In addition, the accumulation of fluid at the bottomhole of production wells leads to a drop in drawdown, which in turn entails a decrease in well flow rate and further self-damping. Increasing the number of idle wells is a serious problem for any mining company.

Also, the accumulation of water at the bottomhole of producing wells of gas fields entails an increase in the concentration of mechanical impurities in the product. This is due to the destruction of the cement of the rock and the erosion of its mineral skeleton, the intensification of the removal of fine fractions due to the higher viscosity of water compared to gas. Abrasive wear of technological equipment and, as a result, an increase in the risk of accidents occur during sanding at high gas flow rates. At low flow rates, it is possible to form a sand-clay plug at the bottom of the well and overlap the perforation intervals. In connection with the foregoing, an important task in the operation of gas and gas condensate fields is the organization of continuous monitoring of the activity of underlying waters, as well as accurate prediction of the intrusion of these waters into wellbores.

At the moment, there are no universal and reliable methods for predicting flooding. This is primarily due to the fact that most methods focus on the gas component of the reservoir, paying less attention to aquifers and underlying water. The dissertation study examines in detail the geological features of the development of Cenomanian deposits, in particular, their water-bearing component.

Also, the work investigated the technogenic causes of fluid accumulation at the bottom of production wells, which also needs to be taken into account when developing productive deposits.

The relevance of this work is due to the lack of universal methods for predicting the intrusion of formation water into a developed reservoir and further watering of gas wells. This is due to the fact that most of the methods involve the definition of one or more variables, while the paper proposes an integrated approach to solving the problem associated with the watering of production wells in gas fields, which ultimately improves the efficiency of wells in gas and gas condensate fields. deposits of Western Siberia.

Influence of Heterogeneity of the Gas-Bearing Reservoir

Oil and gas bearing rocks are characterized by a change in lithofacies and mineral composition. Also, in turn, in productive horizons there is a variability of porosity and permeability properties (RPM): permeability, porosity, initial gas saturation, compressibility. In a fairly wide range of values, the effective thickness of the reservoir also changes. Due to these features, the concept of heterogeneity is used to characterize the variability of reservoir properties, the nature of the horizon distribution in the volume of a gas deposit.

In heterogeneous reservoirs, the process of gas filtration, as well as water intrusion, will be uneven. This is due to the fact that, due to the difference in permeability values, displacement through high-permeability interlayers will occur first. As a result, the low-permeability sections of the collector contain a large amount of residual gas reserves. In addition to the above, the heterogeneity of productive deposits in terms of thickness and the unevenness of their drainage along the section can lead to the rapid movement of water through the most permeable and drainable interlayers, interlayers, packs, which also causes premature watering of wells.

In many scientific works, the concept of heterogeneity is referred to as geological. This is due to the fact that the heterogeneity is caused by geological processes, due to which the lithological, petrophysical, and physical properties of oil-bearing rocks change. E.I. Semin by geological heterogeneity means the variability of the lithological and physical properties of rocks. An extended definition is given in the work of L.F. Dementiev, where geological heterogeneity should be understood as the inconsistency of the lithological characteristics, physical properties both in area and in the section of the rocks that make up the collector.

As a result of the generalization of the studies performed on the study of the heterogeneity of productive formations, this classification of the heterogeneity of the reservoir was proposed:

1. heterogeneity in reservoir properties of the reservoir;
2. lithofacies heterogeneity of the productive horizon (reservoir).

The two presented types of heterogeneity are distinguished on the basis of geological and physico-hydrodynamic features.

Lithofacies heterogeneity is a change in the granulometric, mineralogical, lithofacies composition of PP rocks. This heterogeneity is due to the alternation of rocks both over the area of the oil reservoir and along the section of the productive horizon, changes in the thickness of the constituent rocks, their replacement, wedging out, etc.

Due to the fact that all reservoirs have lithofacies heterogeneity, the following coefficients are used to quantify this type of heterogeneity:

- compartmentalization coefficient - the ratio of the total number of permeable layers, summarized for all wells, penetrated a productive reservoir, to the number of these wells.
- connectivity coefficient – the ratio of the area of areas where the layers merge to the total oil-saturated area of the deposit. This coefficient shows the degree of hydrodynamic connection.
- net-to-gross ratio (terrigenous reservoir) – the ratio of the effective capacity to the total capacity of the productive reservoir in the section of a certain well.

For the Cenomanian deposits, which are the focus of this study, as well as for the deposits of the entire Aptian-Cenomanian complex, significant heterogeneity is characteristic. The productive stratum of the Urengoy deposit is represented by interbedding of thick sandy-silty and silty-clayey layers, with a subordinate role of clays. Clay and carbonate rocks, not included in the effective capacity, have a thickness of 0.4-5-8 meters, reaching 11.4 meters in isolated cases. The thickness of gas-saturated reservoirs in the context of the Cenomanian stratum ranges from 0.4 meters to 40 meters. On average, permeable rocks in the deposit account for 81.4% of the total thickness of the productive section discovered by wells. The sandiness of the productive Cenomanian deposits section at the Urengoykoye field increases from the wings to the crest of the fold, and the isolines of the sandiness are conformal to the isohypses of the roof and the GWC contour (with the exclusion from the constructed well with 100% effective thickness).

At the Yamburgskoye field, the thickness (thickness) of gas-saturated reservoirs varies from 0.4 to 45.0 m, and clayey differences from 0.4 to 18.0 m. In the sections of individual wells, gas-saturated reservoirs account for 57 to 100%. On average, permeable rocks make up 77.7% of the total thickness of the productive section drilled by wells in the Yamburgskoye field. Just as in the Urengoyenskoye field, the total shaling of the section increases down the dip of the layers.

At the Urengoyenskoye and Yamburgskoye fields, in the section of the Cenomanian productive stratum, cyclicity (rhythmism) can be traced. In each cycle, there is a decrease in the grain size of sedimentary material from bottom to top along the section [64]. The cyclicity of sedimentation reflects the alternation of phases of relatively shallow sedimentation (sandstones and coarse-grained siltstones) with phases of deepening of the basin (clays, fine-grained siltstones).

Despite the high gas saturation, reservoir deposits do not have solidity in terms of lithological characteristics, since they are characterized by different grain size and sorting of clastic materials. In general, the strata are represented by an alternation of sandstones, siltstones, silty sandstones and clayey silts with an inequigranular composition.

In connection with the foregoing, it can be said that the hydrodynamic connection between the reservoirs of the productive strata is determined by the heterogeneous, predominantly sandy nature of the deposit with subordinate unseasoned and sandy clay interlayers. Due to this nature of heterogeneity, the correlation of layers is poorly traced even in offset wells. The geological heterogeneity and, as a result, the hydrodynamic connectivity of the rocks are genetically predetermined, since in the deposits of the coastal accumulative plain, which are the Cenomanian formations, the formation of extended clay layers is impossible. Close values of net-to-gross ratio at the Yamburgskoye (0.78) and Urengoyenskoye (0.79) fields make it possible to consider the sediments of the Cenomanian aquifer complex as a single natural reservoir of reservoir fluids.

Stratal water of the Cenomanian reservoir

The interaction of reservoir fluids in a gas reservoir occurs through the gas-water-rock system. The Cenomanian gas-bearing reservoir is underlain by the Aptian-Cenomanian aquifer, the water-pressure system of which plays one of the key roles in the exploitation of hydrocarbon deposits. The similarity of the geological structure of the largest deposits of Western Siberia and their confinement to a single aquifer complex allows us to analyze the development of individual productive strata.

In the section of the sedimentary cover of the West Siberian syncline, five complexes and two hydrogeological stages are distinguished. The division between the hydrogeological levels is a thick (up to 500-800 m) Turonian-Lower Oligocene clay strata.

The first (water-bearing) complex is composed of sandy-siltstone and clay deposits of Quaternary and Neogene-Oligocene age. In hydrogeological terms, this complex is a single aquifer, in which the horizons of interstratal and groundwater are interconnected.

The second (impervious) complex combines deposits of the Turonian-Lower Oligocene age and is composed mainly of clays and mudstones with subordinate interlayers of water-saturated sands, sandstones and siltstones. It divides the section into two hydrogeological stages.

For the upper stage, free water exchange is of primary importance, although in the lower sections of the section there are conditions of difficult and very difficult water exchange. The waters of this floor are predominantly fresh and slightly brackish. Nutrition, circulation and discharge of waters are determined not so much by the geological structure as by geomorphological and climatic conditions. The saturation of waters with gases is insignificant, the composition of gases is nitrogen, less often nitrogen-methane.

The lower floor combines deposits of the third, fourth and fifth aquifers. This floor (with the exception of the near-board areas) is characterized by a difficult, very difficult, and even stagnant regime. The waters of the lower floor differ from the upper one by higher salinity, increased content of microcomponents, relatively high gas

saturation and methane composition of dissolved gases. The hydrogeological regime of this stage is determined by geological, lithofacies and hydrodynamic conditions, as well as the processes of oil and gas formation, migration and accumulation of hydrocarbons.

The third (water-bearing) complex is composed of deposits of the Cenomanian-Aptian age, is distinguished by good reservoir properties and high water content.

The fourth (water-bearing) complex is filled with deposits of the Barremian-Gautherive and Valanginian age. A distinctive feature of the complex is the alternation of reservoir units and impermeable rocks, mainly this is the interbedding of sandy strata with clayey ones. The ratio between the two is different in different regions of the syncline.

The fifth (water-bearing) complex covers Jurassic deposits and pre-Jurassic basement rocks. Jurassic rocks are characterized by low porosity and permeability, weak water inflows. The composition of the fifth (Triassic-Jurassic) aquifer complex includes undislocated terrigenous and volcano-terrigenous Triassic deposits with predominantly fissured or porous-fractured waters, as well as Jurassic rocks with porous waters. The roof of the complex in the Nadym-Tazovsky district lies at a depth of more than 3700 m.

The complex is a thick sequence of interbedded layers of sandstones, siltstones and clays. Reservoir formations, represented by sandy-siltstone rocks, are associated with gas condensate and oil deposits, as well as formation water horizons. The flow rates of water inflows from these horizons amounted to several tens of m³/day at the outflow at the mouth. Statistical levels of formation waters of the complex are fixed at higher levels than the Aptian-Cenomanian, however, their mineralization is lower (3-10 g/l) than the mineralization of the waters of the Aptian-Cenomanian (18 g/l).

The underground waters of the complex have a chloride-sodium composition with an increased content of bicarbonate ion.

The content of water-dissolved gas is 3000-3500 cm³/l. Reservoir temperature in gas-oil reservoirs of the complex varies from 75 to 90°C.

The volume of active groundwater, which has a hydrodynamic connection with hydrocarbon deposits, is determined by the thickness (thickness) of the aquifer, which includes gas-producing deposits, and its distribution area. The identification of the upper aquiclude (water-resistant complex), limiting the aquifer from above, as noted, does not cause difficulties, since it is represented by a thick layer of Turonian-Oligocene clays (800 m). The second obvious, although less thick (300-600 m) impervious complex in the section of the sedimentary cover of the syncline is the clay sequence of the Upper Jurassic-Lower Valanginian age. Between these two regional water-resistant complexes, two more less powerful and sustained water-resistant strata stand out. These are the clay sequence of the Lower Aptian age (K1a) and the clay sequence of the Khanty-Mansi Formation (K1al) with a thickness of 100-150 m. In the north of the West Siberian syncline, neither the Zhneapt aquiclude is not clearly traced. As for the clays of the Khanty-Mansi Formation (K1al), in the Nadym-Taz interfluvium and more northern regions, in contrast to the southern ones, they become sandy and decrease in thickness to 20–30 m, as a result of which this stratum loses its fluid-resistant properties.

All this taken together allows us to consider the Neocomian and Aptian-Cenomanian deposits in the north of the syncline, and, in particular, in the area of the largest gas fields: Medvezhye, Yamburgsky and Urengoy, as a single water-pressure complex, the upper limit of which is the thickness of Turonian-Lower Oligocene clays with a thickness of up to 800 m (Turonian-Paleogene impermeable complex), and the lower one is a sequence of predominantly clay deposits of the Lower Cretaceous and Upper Jurassic up to 300-600 m thick (Upper Jurassic-Lower Valanginian impervious complex).

In contrast to the more sandy sections of the Tazovsky region, the aquifer complex, which includes gas-producing deposits of the Cenomanian stage, can be limited to the Aptian-Albian deposits, inclusive, although in some areas this most sandy and permeable part of the Lower Cretaceous section may have hydrodynamic connectivity with the underlying permeable layers of the Upper Cretaceous. valangine-barrema. Considering the above, the hydrogeological stratification of the section

proposed by the authors of the gas reserves calculation [64] is taken as a working scheme, according to which the Cenomanian gas-producing deposits are an integral part of the Aptian-Cenomanian water-pressure complex.

The distribution of groundwater pressures of the Upper Aptian-Cenomanian deposits in the central and northern regions of the West Siberian oil and gas province is shown in the diagram by S.A. Fedortseva and A.V. Shakurina (1978), and clarified by R.G. Semashev (2004) (Figure 3).

Based on the above information, a decrease in the reduced heads from south to north was established, which is a reflection of the movement of formation waters in the same direction. Regional patterns of changes in the mineralization and chemical composition of groundwater and the slope of the gas-water contacts of a number of deposits to the north-northeast also serve as confirmation. The rate of movement of groundwater of the Cenomanian productive horizon in the area of unique deposits is 12 cm/year.

In the south of the syncline, the existence of an external source of pressure was established. The largest zone of modern infiltration groundwater recharge is confined to the southeastern part of the West Siberian syncline. The zone of active water exchange here covers almost all levels of sediments.

In 1981 V.V. Nelyubin proposed a scheme of hydrogeochemical zoning of formation waters of the Cenomanian aquifer. The entire central, most submerged, part of the region in this scheme is occupied by salty waters of calcium chloride type with a mineralization of 10–20 g/l. On the territory of the Nadym-Purovsky interfluvium, the maximum mineralization of these waters reaches 18-21 g/l. The content of bicarbonate ions in them does not exceed 350-360, calcium ions - 250-330 mg/l. Potassium in such waters contains about 30, ammonium up to 40-45 mg/l. The concentration of microcomponents is: iodine - 18-25 mg/l; bromine - 45-55 mg / l; boron - 12-15 mg / l. In a number of areas in the north of the megabasin (Taz, Russian, etc.), waters with salinity up to 10-18 g/l were discovered. They contain 3-5 times more hydrocarbonate ions (up to 1300 mg/l), sometimes sulfate ions appear (up to 15 mg/l). The content of iodine is 5-15, and bromine up to 50 mg/l [46].

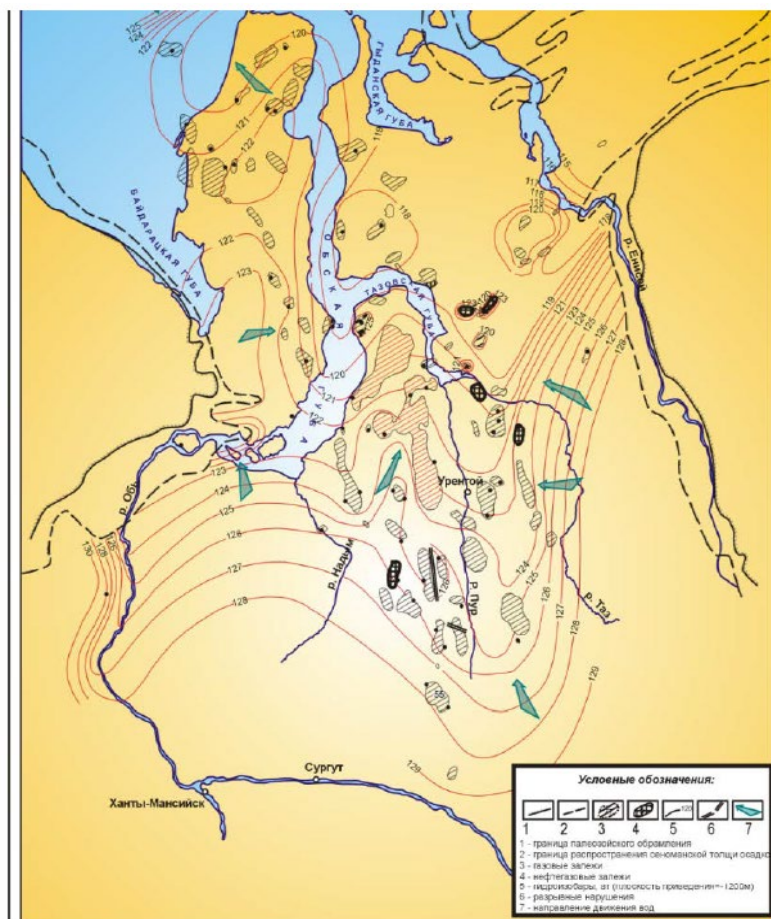


Figure 3 – Scheme of reduced pressures of the Aptian-Cenomanian aquifer in the north of Western Siberia

In 1987 S.A. Fedortseva et al. compiled a new mineralization map of the waters of the Cenomanian deposits in the north of the Tyumen region. By this time, the degree of knowledge of the chemical composition and mineralization of waters was such that it allowed the authors to trace the change in the mineralization of waters along the basin area in isolines (Figure 4.). In this scheme, the 18 g/l isominer delineates a vast area, including the Medvezhye, Urengoyskoye, Yamburgskoye, and other deposits. At the same time, within this region, mineralization ranges from 23–29 g/l to 12 g/l. The maximum and minimum salinity values are most likely related to the conditions of testing, sampling and analysis. As for reduced mineralization (~15–16 g/l), it can be both secondary (conditions for well preparation and testing) and primary natural.

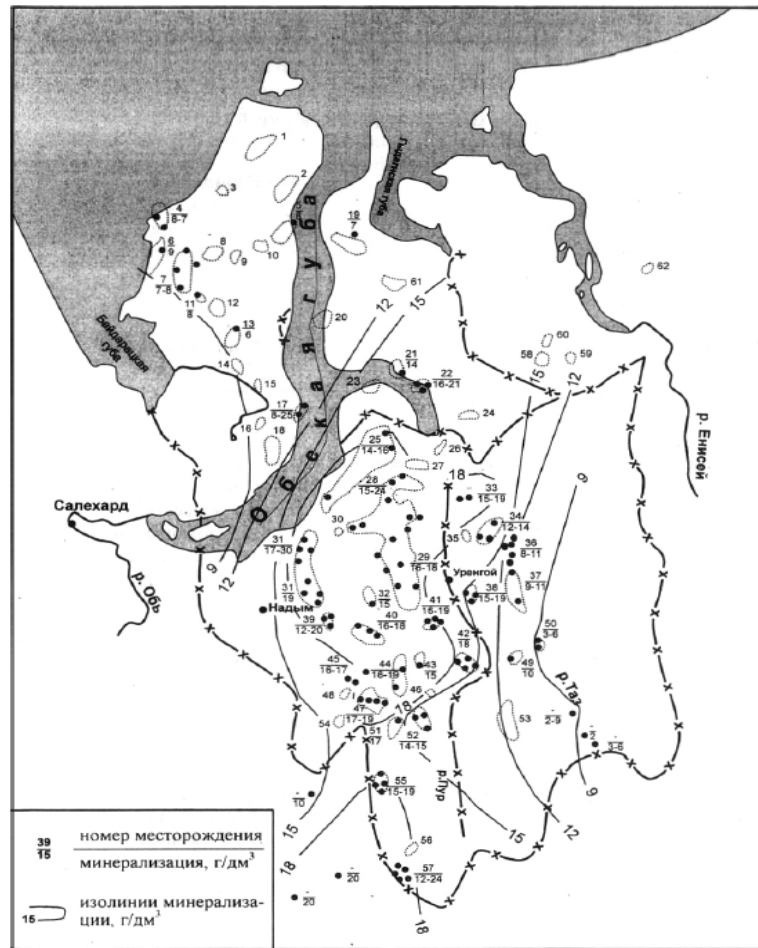


Figure 4 – Map of groundwater mineralization in Cenomanian deposits of Western Siberia

In conclusion, it should be noted that the region of unique deposits is characterized by the relative constancy of mineralization (~18 g/l) and the consistency of the composition of formation waters of the Cenomanian aquifer with their calcium chloride type. A distinctive feature of the composition of these waters is the presence of sulfide sulfur in the almost complete absence of sulfate, which was first established by V.M. Matusevich (1976) based on field determinations. No noticeable hydrochemical anomalies, including desalination anomalies, have been found in the bottom waters of the largest gas deposits (Yamburgskoe, Urengoy, etc.).

Cenomanian deposits of large gas fields in Western Siberia have a similar geological structure and belong to a mixed massive-stratal type. The reservoirs of these deposits, as mentioned earlier, are characterized by layered heterogeneity and the presence in their structure of many impermeable clay inclusions, which are quite well

sustained in area. The development of Cenomanian deposits takes place under an elastic water-driven regime and is accompanied by an active intrusion of formation water into a gas-saturated area, which entails an uneven rise in GWC. The intrusion of bottom water has a complex direction, and when schematizing the filtration flow, two of its components can be distinguished: along the bedding and in the direction perpendicular to the bedding (in the vertical direction) (Figure 5).



Figure 5 – Schematization of water inflow into a gas reservoir

When calculating the amount of formation water penetrating into the reservoir, depending on the presence or absence of gas flow between layers in the gas-bearing area, two extreme cases are considered. The first case is when there is a connection between the layers, the water velocity perpendicular to the layering direction is less than in the layering direction, since the average value of the anisotropy coefficient of the reservoirs considered in this area is in the range of 0.4-0.1. In addition to this, when water moves vertically, there are many impermeable layers in its path, which leads to additional resistance during filtration.

To calculate the amount of intruded water in the vertical direction, the work proposed a model of a uniformly anisotropic reservoir with a vertical equivalent permeability, which takes into account additional filtration resistance due to an increase in the water filtration path when bypassing impermeable lenticular inclusions. The Cenomanian formation is characterized by a heterogeneous distribution of clay inclusions of irregular shape and various sizes, which leads to a large spread in the values of vertical permeability equivalence over the area. In the zones of "lithological windows" formation, the vertical permeability is closest to the data obtained from the core. However, the minimum value of vertical permeability equivalence is observed in

the zones of accumulation of large clay lenses and their overlap. The inflow of water along the layer occurs in these places.

Approximate methods for calculating the amount of water introduced through the formation into gas fields in the elastic-water-driven mode of operation assume a uniform distribution of pressure over the entire area of the gas-bearing area, which is achieved only when using a uniform arrangement of wells. However, in practice, to prevent premature watering of production wells, as well as to reduce the cost of field development, wells are located in the most productive areas, usually located in the central part of the field.

Conclusion

In the course of the study, the influence of geological features on the development of gas deposits was assessed. It has been established that the Cenomanian deposits of the north of Western Siberia form a single hydrodynamically connected aquifer complex. This causes the fact that during the water-driven mode of operation of the deposit, there is an active intrusion of bottom and marginal waters into gas-bearing horizons as they are depleted.

The paper also considers and analyzes the existing methods for predicting the watering of gas wells. The main methods are geophysical, hydrogeochemical and thermobaric. Also, forecasting methods include analysis of the gas production curve and registration of pressure surges at the wellhead. Their advantages and disadvantages are revealed. Methods for calculating the main indicators of the development of gas and gas condensate fields have been studied.

The calculation of the intrusion of bottom water into the gas-bearing reservoir, the rise of the GWC and the weighted average reservoir pressure in the drainage zone of the X field was carried out. Based on the results of comparing the calculations by the analytical method and 3D modeling, it was found that there are discrepancies between these two methods of forecasting. It is accepted that modeling in specialized software products is more accurate to the actual values, however, only the analytical method of calculation makes it possible to establish the specific position of the GWC for each well.

Based on the foregoing, an integrated approach to predicting the watering of a gas reservoir is proposed by combining analytical calculations and building a 3D model. This approach makes it possible to simplify and speed up the analysis process, change the dynamics of water cut in produced products, prevent gas production losses due to self-killing of wells, increase profitability due to an increase in the well overhaul period.

The main financial indicators of the sidetracking project were calculated. It is determined that this project has a positive economic efficiency.

Industrial safety measures were considered when performing work on gas wells characterized by high water cut values, and within the framework of this issue, harmful and dangerous production factors were analyzed, and measures were recommended to eliminate them. The calculation of a lightning rod for a well pad has been carried out. The most probable emergency situation was recognized as accidents as a result of gas oil and gas pipelines, depressurization of gas collection headers, flow lines, and solutions to prevent this emergency were analyzed.