

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки: 21.04.01 Нефтегазовое дело
 ООП: Petroleum Engineering / Нефтегазовый инжиниринг
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА МАГИСТРАНТА

Тема работы
«Обоснование оптимального варианта разработки и условия запуска газоконденсатного месторождения Крайнего Севера (Западная Сибирь)»
УДК 622.279.51(211-17)

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ11	Белов Тимур Владимирович		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Чернова О.С.	Д.Г.-М.Н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Рукавишников В.С.	PhD		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Сечин А.А.	К.Т.Н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП, должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Чернова О.С.	Д.Г.-М.Н.		

Томск – 2023 г.

Результаты освоения основной образовательной программы
Petroleum Engineering /Нефтегазовый инжиниринг

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
Системное и критическое мышление	УК-1. Способен осуществлять критический анализ проблемных ситуаций на основе системного анализа, вырабатывать стратегию действий	И.УК(У)-1.1. Анализирует проблемную ситуацию как систему, выявляя ее составляющие и связи между ними
		И.УК(У)-1.2. Определяет пробелы в информации, необходимой для решения проблемной ситуации, и проектирует процессы по их устранению
		И.УК(У)-1.3. Разрабатывает стратегию решения проблемной ситуации на основе системного и других современных междисциплинарных подходов; обосновывает выбор темы исследований на основе анализа явлений и процессов в конкретной области научного знания
		И.УК(У)-1.4. Использует логику-методологический инструментарий для критической оценки современных концепций в своей предметной области
Разработка и реализация проектов	УК(У)-2. Способен управлять проектом на всех этапах его жизненного цикла	И.УК(У)-2.1. Определяет проблему и способ ее решения через реализацию проектного управления
		И.УК(У)-2.2. Разрабатывает концепцию проекта в рамках обозначенной проблемы: формулирует цель, задачи, обосновывает актуальность, значимость, ожидаемые результаты и возможные сферы их применения
		И.УК(У)-2.3. Осуществляет мониторинг за ходом реализации проекта, корректирует отклонения, вносит дополнительные изменения в план реализации проекта
Командная работа и лидерство	УК(У)-3. Способен организовывать и руководить работой команды, вырабатывая командную стратегию для достижения поставленной цели	И.УК(У)-3.1. Планирует и корректирует свою социальную и профессиональную деятельность с учетом интересов, особенностей поведения и мнений людей, с которыми работает и взаимодействует
		И.УК(У)-3.2. Организует дискуссии по заданной теме и обсуждение результатов работы команды

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
Коммуникация	УК(У)-4. Способен применять современные коммуникативные технологии, в том числе на иностранном(ых) языке(ах), для академического и профессионального взаимодействия	И.УК(У)-3.3. Планирует командную работу, распределяет поручения и делегирует полномочия членам команды
		И.УК(У)-4.1. Решает конкретные задачи профессиональной деятельности на основе академического и профессионального взаимодействия с учетом анализа мнений, предложений, идей отечественных и зарубежных коллег
		И.УК(У)-4.2. Составляет, переводит и редактирует различные академические тексты (рефераты, эссе, обзоры, статьи и т.д.)
		И.УК(У)-4.3. Представляет результаты академической и профессиональной деятельности на различных научных мероприятиях, включая международные
Межкультурное взаимодействие	УК(У)-5. Способен анализировать и учитывать разнообразие культур в процессе межкультурного взаимодействия	И.УК(У)-4.4. Планирует и организывает совещания, деловые беседы, дискуссии по заданной теме; аргументированно и конструктивно отстаивает свою точку зрения, позицию, идею в академических и профессиональных дискуссиях на государственном и иностранном языках
		И.УК(У)-5.1. Осуществляет профессиональную и социальную деятельность с учетом особенностей поведения и мотивации людей различного социального и культурного происхождения, в том числе особенностей деловой и общей культуры представителей других этносов и конфессий
		И.УК(У)-5.2. Выстраивает социальное и профессиональное взаимодействие с учётом особенностей деловой и общей культуры представителей разных этносов и конфессий, других социальных групп
		И.УК(У)-5.3. Обеспечивает создание недискриминационной среды для участников межкультурного взаимодействия при личном общении и при выполнении профессиональных задач

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
		И.УК(У)-6.2. Сочетает выполнение текущих производственных задач с повышением квалификации; корректирует планы в соответствии с имеющимися ресурсами
		И.УК(У)-6.3. Планирует профессиональную траекторию с учетом особенностей как профессиональной, так и других видов деятельности и требований рынка труда



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

Отделение школы: Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:

Руководитель ООП

_____ О.С. Чернова

(Подпись) (Дата)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

Обучающийся:

Группа	ФИО
2ТМ11	Белов Тимур Владимирович

Тема работы:

«Обоснование оптимального варианта разработки и условия запуска газоконденсатного месторождения Крайнего Севера (Западная Сибирь)»	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	от 09.06.2023 г. №160-39/с

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:	14.08.2023
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	<i>Дополнение к технологической схеме разработки месторождения X, информация о конструкции, профилях скважин на исследуемом участке, результаты геофизических, петрофизических и газодинамических исследований, характеристика отбора керна, результаты исследования керна, нормативные документы, фондовая и периодическая литература.</i>
Перечень разделов пояснительной записки подлежащих исследованию, проектированию и разработке	1. Введение 2. Анализ геолого-технологических особенностей разработки газоконденсатных месторождений крайнего севера 3. Геолого-геофизическая характеристика объекта исследования

	4. Обоснование применения новой методики разработки газоконденсатонасыщенных пластов на месторождении X 5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение 6. Социальная ответственность Заключение
Перечень графического материала	<i>Рисунки – 33 штуки:</i> – Процесс образования жидкостной пробки на забое скважины – Наклонное погружение хвостовиков горизонтальных газоконденсатных скважин – Явление ретроградной конденсации в пласте – Технология сайклинг-процесса – Пример фазовой диаграммы ретроградного конденсата – Обзорная карта рассматриваемой площади – Выкопировка из тектонической карты мезозойско-кайнозойского чехла Западно-Сибирской геосинеклизы – Выкопировка из карты нефтегазоносного районирования Российской Федерации, 2010 год – Распределение давления и его градиента по длине горизонтальной части ствола скважины – Неравномерная разработка коллектора стандартным способом – Сравнение дебита газа по двум вариантам разработки для скважины 212 – Сравнение накопленной добычи газа по двум вариантам разработки для скважины 212 – Сравнение дебита конденсата по двум вариантам разработки для скважины 212 – Сравнение накопленной добычи конденсата по двум вариантам разработки для скважины 212 – Сравнение обводненности и отношения вода/газ по двум вариантам разработки для скважины 212 – Сравнение дебита газа по двум вариантам разработки для скважины 213 – Сравнение накопленной добычи газа по двум вариантам разработки для скважины 213 – Сравнение дебита конденсата по двум вариантам разработки для скважины 213 – Сравнение накопленной добычи

	конденсата по двум вариантам разработки для скважины 213 – Сравнение обводненности и отношения вода/газ по двум вариантам разработки для скважины 213 – Сравнение дебита газа по двум вариантам разработки для скважины 221 – Сравнение накопленной добычи газа по двум вариантам разработки для скважины 221 – Сравнение дебита конденсата по двум вариантам разработки для скважины 221 – Сравнение накопленной добычи конденсата по двум вариантам разработки для скважины 221 – Сравнение обводненности и отношения вода/газ по двум вариантам разработки для скважины 221 – Сравнение дебита газа по двум вариантам разработки для скважины 227 – Сравнение накопленной добычи газа по двум вариантам разработки для скважины 227 – Сравнение дебита конденсата по двум вариантам разработки для скважины 227 – Сравнение накопленной добычи конденсата по двум вариантам разработки для скважины 227 – Сравнение обводненности и отношения вода/газ по двум вариантам разработки для скважины 227 – NPV и ЧДЦП по двум вариантам разработки – Анализ чувствительности варианта №1 – Анализ чувствительности варианта №2 <i>Таблицы – 12 штук:</i> – Характеристика продуктивных залежей месторождения X – Исходные данные для расчета экономической эффективности – Нормативы капитальных затрат – Капитальные затраты согласно варианту №1 – Капитальные затраты согласно варианту №2 – Нормативы эксплуатационных затрат – Анализ чувствительности варианта №1 – Анализ чувствительности варианта №2 – Опасные и вредные факторы при проведении геофизических и гидродинамических работ
--	--

	– Погодные условия, при которых работы на открытом воздухе приостанавливаются – Предельно допустимая концентрация вредных веществ в рабочей зоне – Предельно допустимая концентрация вредных химических веществ в почве
--	---

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

Раздел	Консультант
«Социальная ответственность»	Сечин Андрей Александрович, доцент, к.т.н.
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Рукавишников Валерий Сергеевич, доцент, PhD

Названия разделов, которые должны быть написаны на иностранном языке:

1 Анализ геолого-технологических особенностей разработки газоконденсатных месторождений крайнего севера

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	10.05.2023
---	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Чернова Оксана Сергеевна	Д.Г.-М.Н.		10.05.2023

Задание принял к исполнению обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ11	Белов Тимур Владимирович		10.05.2023



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

Уровень образования: магистратура

Отделение школы: Отделение нефтегазового дела

Период выполнения (осенний / весенний семестр 2022/2023 учебного года)

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Обучающийся:

Группа	ФИО
2ТМ11	Белов Тимур Владимирович

Тема работы:

«Обоснование оптимального варианта разработки и условия запуска газоконденсатного месторождения Крайнего Севера (Западная Сибирь)»

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:	
--	--

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
15.05.2023	Анализ геолого-технологических особенностей разработки газоконденсатных месторождений крайнего севера	20
22.05.2023	Геолого-геофизическая характеристика объекта исследования	20
05.06.2023	Обоснование применения новой методики разработки высокопроницаемых газоконденсатонасыщенных пластов на месторождении X	30
09.06.2023	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	15
15.06.2023	Социальная ответственность	15

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Чернова Оксана Сергеевна	д.г.-м.н.		10.05.2023

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Чернова Оксана Сергеевна	д.г.-м.н.		10.05.2023

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ11	Белов Тимур Владимирович		10.05.2023

РЕФЕРАТ

В тексте выпускной квалификационной работы содержится 125 страниц, 33 рисунков, 12 таблицы, 64 источника.

Ключевые слова: горизонтальная скважина, гидродинамическое моделирование, оптимизация заканчивания, конус обводнения, многозабойная скважина, ремонтно-изоляционные работы, коэффициент извлечения газа, коэффициент извлечения конденсата.

Объект исследования – нижнемеловые газоконденсатные пласты БТ₁₀₋₁₁ верхнемегионской подсвиты месторождения X Большехетского нефтегазоносного района (НГР) (ЯНАО, Крайний Север).

Целью выпускной квалификационной работы является выработка оптимального варианта разработки газоконденсатного месторождения, направленного на увеличение проектных коэффициентов извлечения газа и конденсата, времени эксплуатации скважин, улучшение экономических показателей в условиях высокой обводненности.

Для достижения поставленной цели было необходимо решить следующие научные задачи:

1. Провести анализ геолого-технологических особенностей разработки газоконденсатных скважин месторождений аналогов в условиях Крайнего Севера.
2. Изучить новаторские технологии разработки пласта-коллектора, насыщенного газом и окруженного краевыми водами.
3. Выполнить расчеты в секторной гидродинамической модели (ГДМ) с группой скважин для объекта БТ₁₀₋₁₁ с разной конструкцией стволов с целью оценки эффективности авторской методики из патента №2762321 по сравнению с принятым проектным решением.
4. Оценить экономическую эффективность предложенных вариантов и сформировать рекомендации по принятию нового проектного решения для объекта исследования.

Область применения: продуктивные пласты БТ₁₀ и БТ₁₁ в целях внедрения проектного технологического решения и оптимизации существующего проекта разработки месторождения.

Экономическая значимость работы связана с увеличением срока эксплуатации скважин за счет задержки конусообразования, а, следовательно, и снижению обводненности скважинной продукции в условиях высокопроницаемых пластов, что ведет к росту накопленных показателей добычи.

В будущем планируется испытание рассматриваемой технологии на опытно-промышленном участке работ для анализа условий применимости и возможного применения технологии в рамках всего месторождения в условиях Крайнего Севера в качестве основного варианта разработки.

Благодарности. Выражаю особую благодарность сотрудникам ЦППС НД ТПУ: О.С. Черновой за великолепную работу, как руководителя ВКР, тщательные контроль выполнения всех этапов работы и подготовку к защите, а также А.В. Степико, С.Х. Куреленкову, С.А. Пискунову за предоставленную помощь при написании выпускной квалификационной работы. Также выражаю благодарность ведущему инженеру отдела разработки месторождений ООО «ЛАЯВОЖНЕФТЕГАЗ» С.У. Бергенову за полное сопровождение в течение всего процесса написания работы. Также выражаю благодарность своей супруге Е.О. Беловой за помощь и моральную поддержку на протяжении всего процесса обучения и написания работы.

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

ГВК – Газоводяной контакт

ГДМ – гидродинамическая модель

ГПП – Гидропескоструйная перфорация

ГРП – гидравлический разрыв пласта

ГС – горизонтальная скважина

МКУ – мобильная компрессорная установка

НГР – нефтегазоносный район

ННС – наклонно-направленная скважина

ПАВ – поверхностно-активные вещества

ПЗП – призабойная зона пласта

ПСЭ – пермо-триасовый структурный этаж

РИР – ремонтно-изоляционные работы

УВ – углеводороды

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	16
1 Анализ геолого-технологических особенностей разработки газоконденсатных месторождений крайнего севера	20
1.1 История освоения газоконденсатных месторождений Крайнего Севера середины-конца XX века	20
1.2 Анализ факторов, влияющих на эффективность проектирования и разработки газоконденсатных месторождений.....	21
2 Геолого-геофизическая характеристика объекта исследования	32
2.1 Общие сведения о месторождении	32
2.2 Литолого-стратиграфическая характеристика объекта исследования.....	34
2.3 Особенности тектонического строения	38
2.4 Газоносность.....	40
2.5 Фильтрационно-емкостные свойства пластов по данным исследования керна	43
3 Обоснование применения новой методики разработки газоконденсатонасыщенных пластов на месторождении X.....	46
3.1 Анализ методики разработки высокопроницаемых газоконденсатонасыщенных пластов.....	47
3.2 Проведение расчетов на секторной гидродинамической модели объекта исследования	49
4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение...	66
4.1 Расчет выручки.....	69
4.2 Расчет капитальных затрат	69
4.3 Расчет эксплуатационных затрат	71
4.4 Расчет налогов	72
4.5 Расчет параметров для оценки экономической эффективности ..	75

4.6 Анализ чувствительности	77
5 Социальная ответственность.....	83
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	83
5.2 Производственная безопасность	85
5.2.1 Анализ вредных производственных факторов	87
5.2.1.1 Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе.....	87
5.2.1.2 Повышенный уровень шума и вибраций	88
5.2.1.3 Токсическое и раздражающее воздействие на организм человека химических веществ	88
5.2.2 Анализ опасных производственных факторов	89
5.2.2.1 Движущиеся машины и механизмы.....	89
5.2.2.2 Подвижные части производственного оборудования.....	90
5.2.2.3 Сосуды и аппараты под давлением.....	90
5.2.2.4 Электробезопасность.....	91
5.2.2.5 Пожаробезопасность.....	92
5.2.3 Продолжительность пожара от начала возникновения горения до подачи первых средств тушения	93
5.3 Экологическая безопасность	96
5.3.1 Защита атмосферы	96
5.3.2 Защита гидросферы	97
5.3.3 Защита литосферы	98
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	98
5.5 Выводы по разделу социальная ответственность.....	99
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	101
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ	103
ПРИЛОЖЕНИЕ А	111

ПРИЛОЖЕНИЕ Б.....	112
ПРИЛОЖЕНИЕ В	114

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы исследования: современная история разработки месторождений сталкивается с необходимостью поиска новых технологических решений для максимального извлечения углеводородов. Ввиду повсеместного сокращения извлекаемых запасов необходимо производить поиск новых месторождений, особенно в Арктической зоне, где наибольшую актуальность имеет разработка газоконденсатных месторождений, которая характеризуется геолого-технологическими особенностями, влияющими на формирование конечного проектного решения.

Газоконденсатные месторождения Крайнего Севера характеризуются крайне сложным геологическим строением, обуславливающим анизотропию проницаемости, возможность формирования конденсатных банок, значительный вынос песка, образование газогидратов. Но главной проблемой является стремительное обводнение скважин, особенно проявляющееся в горизонтальных скважинах в области «пятки» за счет больших депрессий. Высокая проницаемость коллекторов способствует усиленному и быстрому образованию водяных конусов. Соответственно для увеличения накопленных показателей добычи и продления срока эксплуатации скважин путем снижения обводненности продукции необходимо применять новые технологии.

Такой технологией является реализация конструкции хвостовика, перфорированного в области «носки» горизонтального участка скважины. При достижении определенных значений обводненности этот участок изолируется и перфорируется часть хвостовика, расположенная ближе к «пятке». Таким образом достигается отсрочка стремительного обводнения скважин, что способствует большему сроку их эксплуатации для достижения наибольшей накопленной добычи.

Рассматриваемое газоконденсатное месторождение X, расположенное в пределах Крайнего Севера, представляет собой совокупность пластово-

сводовых, литологически-экранированных залежей, представляющих особый интерес с точки зрения нефтегазового инжиниринга. Основным объектом разработки являются пласты БТ₁₀₋₁₁, вмещающие две пластово-сводовые залежи, представленные терригенно-поровыми коллекторами, обладающими высокой пористостью и проницаемостью, окруженными краевыми водами.

Объект исследования – нижнемеловые газоконденсатные пласты БТ₁₀₋₁₁ верхнемегийской подсвиты месторождения Х Большехетского нефтегазоносного района (НГР) (Крайний Север).

Целью выпускной квалификационной работы является выработка оптимального варианта разработки газоконденсатного месторождения, направленного на увеличение проектных коэффициентов извлечения газа и конденсата, времени эксплуатации скважин, улучшение экономических показателей в условиях высокой обводненности.

Для достижения поставленной цели было необходимо решить следующие научные задачи:

1. Провести анализ геолого-технологических особенностей разработки газоконденсатных скважин месторождений аналогов в условиях Крайнего Севера.
2. Изучить новаторские технологии разработки пласта-коллектора, насыщенного газом и окруженного краевыми водами.
3. Выполнить расчеты в секторной гидродинамической модели (ГДМ) с группой скважин для объекта БТ₁₀₋₁₁ с разной конструкцией стволов с целью оценки эффективности авторской методики из патента №2762321 по сравнению с принятым проектным решением.
4. Оценить экономическую эффективность предложенных вариантов и сформировать рекомендации по принятию нового проектного решения для объекта исследования.

Основные положения, выносимые на защиту:

- 1) Образование конусов воды при эксплуатации газоконденсатных скважин рассматриваемого месторождения X ухудшает их эксплуатационные характеристики и предопределяет необходимость выработки методического подхода, позволяющего уменьшить степень негативного влияния.
- 2) Внедрение рассматриваемой технологии при проектировании разработки позволит достичь увеличения КИГ и КИК 1,84 и 1,67 раза при росте накопленной добычи газа – 30,25 млрд. ст. м³, конденсата – 1567,03 тыс. т.

Научная новизна исследования состоит в том, что проверена эффективность применения рассматриваемой технологии путем проведения расчетов на гидродинамической модели на реальном, малоизученном газоконденсатном месторождении в условиях Крайнего Севера.

Методы, использованные в работе

Национальный стандарт РФ ГОСТ Р 53710–2009 «Месторождения нефтяные и газонефтяные и «Методические рекомендации по подготовке технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья»

ГОСТ Р 32359–2013. Месторождения нефтяные и газонефтяные. Правила проектирования разработки [Текст]. – Введ. 2015-01-01. – Введен впервые. – Техэксперт.

Правила подготовки технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья: утв. М-вом природных ресурсов и экологии Рос. Федерации 20.09.2019: ввод в действие с 02.10.2019. – [С изм. на 6 октября 2020 г.]. – Техэксперт.

Область применения: продуктивные пласты БТ₁₀ и БТ₁₁ в целях внедрения проектного технологического решения и оптимизации существующего проекта разработки месторождения.

Личный вклад автора работы заключается в комплексном анализе и структуризации научных и промысловых материалов с последующим применением расчетов гидродинамической модели для отражения

эффективности двух подходов при разработке высокопроницаемых коллекторов, окруженных краевыми водами, газоконденсатного месторождения Крайнего Севера.

Практическая значимость работы заключается в обосновании и внедрении нового технологического решения на участке опытно-промышленной эксплуатации газоконденсатного месторождения Х.

Исходной информацией для проведения исследования являются структурные карты поверхностей кровель и подошв пластов объекта БТ₁₀₋₁₁, результаты интерпретации геофизических и газодинамических исследований скважин, геологическая и гидродинамическая модели объекта исследования, лабораторные исследования керна.

1 Анализ геолого-технологических особенностей разработки газоконденсатных месторождений крайнего севера

1.1 История освоения газоконденсатных месторождений Крайнего Севера середины-конца XX века

Активное освоение газоконденсатных месторождений Крайнего Севера велось еще в середине-конце XX века. Огромные объемы газа поставлялись в страны СНГ, Европы в течение многих лет. Начали появляться проблемы в применении устаревших традиционных подходов для наращивания объемов добычи газа, экспорта как газа, так и продуктов его переработки. Уже в 1997 году остро стояли вопросы изменения механизмов, направленных на увеличение балансовых запасов газа, расширение возможностей экспорта путем совершенствования технологий проведения геологоразведочных работ, добычи, эксплуатации, переработки и транспортировки газа и конденсата, что подтверждается в работах Ремизова В.В., Трофимука А.А., Ермилова О.М. и др. [40].

Недропользователи уже тогда осознавали необходимость внедрения совершенно новых технологий, особенно в рамках геологоразведочных работ на фоне снижения темпа их проведения. Также сказывалась нехватка современного оборудования и программного обеспечения. Ввиду необходимости наращивания мощностей колоссальное развитие постигло множество направлений, таких как: сейсморазведка, геологоразведка, бурение, обустройство месторождений, разработка, переработка и транспортировка газового сырья. Главной целью стратегии тех годов было развертывание крупномасштабного освоения территорий полуострова Ямал, расширение процесса газоснабжения граждан России и других стран.

За счет глобального вклада Российских ученых, инженеров в настоящее время мы имеем ряд крупных, средних и мелких месторождений, активно вовлеченных в разработку газа и конденсата. На современном этапе развития перед недропользователями стоят новые проблемы, реализация решений

которых позволят максимально эффективно и безопасно извлекать запасы текущей сырьевой базы для нужд мировых потребителей.

1.2 Анализ факторов, влияющих на эффективность проектирования и разработки газоконденсатных месторождений

Разработка газоконденсатных месторождений сталкивается с широким спектром трудностей и вызовов, начиная со сфер обустройства и строительства скважин до разработки месторождения и переработки газа и конденсата. Все проблемы, которые будут перечислены ниже, требуют особого подхода к изучению и поиска решений для максимально эффективной добычи газа и конденсата в условиях Крайнего Севера.

Обустройство месторождений и строительство скважин в условиях многолетнемерзлых пород

Важнейшей проблемой при обустройстве месторождения и строительства скважин является влияние многолетнемерзлых пород. Ввиду сезонных колебаний температур таким грунтам свойственно оттаивание с последующим замерзанием, что приводит к явлениям, связанным с нарушением структуры рельефа, например, пучение грунта.

Строительство кустовых площадок, линейных трубопроводов осложняется в условиях многолетнемерзлых пород и различается своими подходами в зависимости от сезона. В зимний период за счет отрицательных температур грунт может выдерживать высокие нагрузки, что характеризуется устойчивостью сооружений, а также применения стандартной техники и технологий строительства. В летний же период из-за оттаивания грунтов работы либо не проводятся, либо осуществляются с помощью применения узкоспециализированных технологий в заболоченной местности. Трубопроводы могут прокладываться как под, так и над землей. Поэтому при эксплуатации трубопровода под землей, транспортируемый флюид может приводить в вынужденному оттаиванию грунта, что может повлечь за собой нарушение целостности трубопровода. Для нивелирования данного эффекта

используют различные материалы для теплоизоляции либо используют надземный способ прокладки трубопровода [43].

При сооружении фонтанных арматур на кустовых площадках из-за низких температур используют специальные блок-боксы, полностью покрывающие наземное оборудование скважины [30].

В процессе строительства скважин на этапе проектирования также следует учитывать влияние наличия многолетнемерзлых пород, что влечет за собой формирования ряда ограничений и комплекса решений. При бурении скважин в качестве основы для бурового раствора запрещается использовать воду. Сезонное оттаивание грунтов может привести к кавернообразованию, поэтому необходимо применять особый состав промывочной жидкости, добавки которой обеспечивают стабилизацию ствола скважины. Также рекомендуется использовать долота меньшего диаметра с реализацией дальнейшего увеличения диаметра ствола с помощью расширителей. Проектирование наклонно-направленных скважин (ННС) не представляется возможным именно в рамках залегания многолетнемерзлых пород. В остальных технологических мероприятиях по заканчиванию, опрессовке необходимо использовать незамерзающие жидкости. Процедура освоения может следовать только после шаблонирования скважины на наличие сужений диаметра ствола скважины [34, 42].

Примерами других проблем строительства скважин, связанных с залеганием многолетнемерзлых пород, являются: разрыв и смятие обсадных колонн, потеря бурового раствора ввиду поглощения, несоответствие необходимого объема тампонажной жидкости расчетному вследствие образования каверн в открытом стволе скважины.

Проблема образования гидратов в газоконденсатных скважинах

В продолжении анализа проблем, связанных с низкими температурами Крайнего Севера, необходимо обратить внимание на гидратообразование. Основными факторами, определяющими условиями формирования гидратов

являются: давление, температура, состав флюида и наличие водной фазы [27, 39, 41, 45].

Для избежания вовлечения дополнительных затрат на ликвидацию образовавшихся гидратов, лучшим решением будет обеспечение мер предотвращения их образования, что гораздо дешевле и эффективнее. В качестве методов предотвращения образования гидратов можно выделить поддержание давления в трубах ниже давления образования гидратов, использование ингибиторов гидратообразований (метанол и т.д.), которые замедляют рост кристаллов гидратов, мешают формированию устойчивых связей между ними, а также поддержание температуры выше температуры гидратообразования [45].

Однако суждение о том, что низкие значения дебитов с последующим самозадавливанием скважин вследствие образования газогидратов может быть ошибочным. Ближе к устью скважины, температура газа приближается к нулю, образующаяся капельная жидкость замерзает, образуя лед.

Причины возникновения и способы предотвращения пескопроявлений.

Другой очень важной проблемой, особенно встречающейся на завершающих стадиях разработки газоконденсатных месторождений, является наличие пескопроявлений и песчаных пробок.

В основном вынос песка происходит ввиду роста обводненности скважин, частицы песка увлекаются потоком воды. Изначально песок выносится в малом количестве, затем может возникнуть неожиданный прорыв механических примесей большого объема, так как концентрация песка была настолько велика в призабойной зоне пласта (ПЗП), что за счет большого количества воды, частицы не обладали прочной сцепкой друг с другом. Также это объясняется пульсирующим поступлением газа на забой [29, 41].

Для борьбы с выносом песка используются механические, химические и комбинированные методы. На выбор способа предотвращения выноса

механических примесей необходимо учитывать особенности конструкции ствола скважины. Химические же методы рекомендуется применять в случаях, когда не наблюдается кавернообразования в скважинах за счет выноса песка. Борьба с пескопроявлениями невозможно без одновременной изоляции участков с высокой обводненностью продукции, необходимо проведение ремонтно-изоляционных работ (РИР). Применение фильтров различной конструкции может быть малоэффективно ввиду невозможности предотвращения разрушения ствола скважины, защитные экраны лишь приостанавливают накопление песка. Создание цементных мостов также может быть малоэффективно, так как это лишь точечное решение проблемы как пескопроявлений, так и обводнения скважин, поток воды будет обходить цементный мост. Отработка на факел может привести к разрушению цементного моста. Еще одним способом является внедрение смолы с ее дальнейшим вспениванием в участки, подвергнутые выносам песка [24].

Проблема конусообразования воды газоконденсатных скважин

С явлением пескопроявлений, как уже упоминалось ранее, тесно связана проблема прорыва воды к добывающим газоконденсатным скважинам [27, 41, 37, 50, 51, 57, 49, 47, 59, 53]. Со временем при эксплуатации скважин происходит рост уровня газоводяного контакта (ГВК), а также локальное образование конусов воды в ПЗП в интервале перфорационных отверстий. Обводнение происходит по пропласткам, характеризующимися высокими значениями проницаемости. Проблема обводнения встречается на разных этапах жизни скважины: при заканчивании возникают проблемы плохой сцепки цементного камня и породы, неполное вытеснением промывочной жидкости, нарушение герметичности цементного кольца, на стадии эксплуатации скважины также встречаются межколонные перетоки ввиду нарушения целостности цементного камня, повышенные значения депрессий на пласт.

Для предотвращения дальнейшего прорыва воды планируется проведение ремонтно-изоляционных работ различных конфигураций.

Закачка цементного раствора наименее эффективна ввиду отсутствия долговечности и селективности. Селективные же методы изоляции позволяют точно ограничить приток из обводненных интервалов. В условиях низкодебитных скважин и наличия слабосцементированных пород рекомендуется использовать изоляцию с помощью пено-цементного раствора [36]. Наибольшую популярность набирает применение колтюбинговых установок для селективной изоляции обводненных участков, однако существует ограничения по проходному сечению скважины [25, 26, 31, 32, 46, 55].

Ярким примером обводненности газоконденсатных скважин служит опыт одного из нефтегазоконденсатных месторождений компании ПАО «ЛУКОЙЛ», где предварительно были проведены геофизические работы для точного обнаружения местоположения источника обводнения [37]. Специалисты считают, что наиболее опасным участком возникновения жидкостной пробки является хвостовик в случае горизонтальной скважины ввиду пониженной скорости потока газового конденсата на этом интервале ствола. Данная проблема также сопровождалась процессами ретроградной конденсации (Рисунок 1.1).

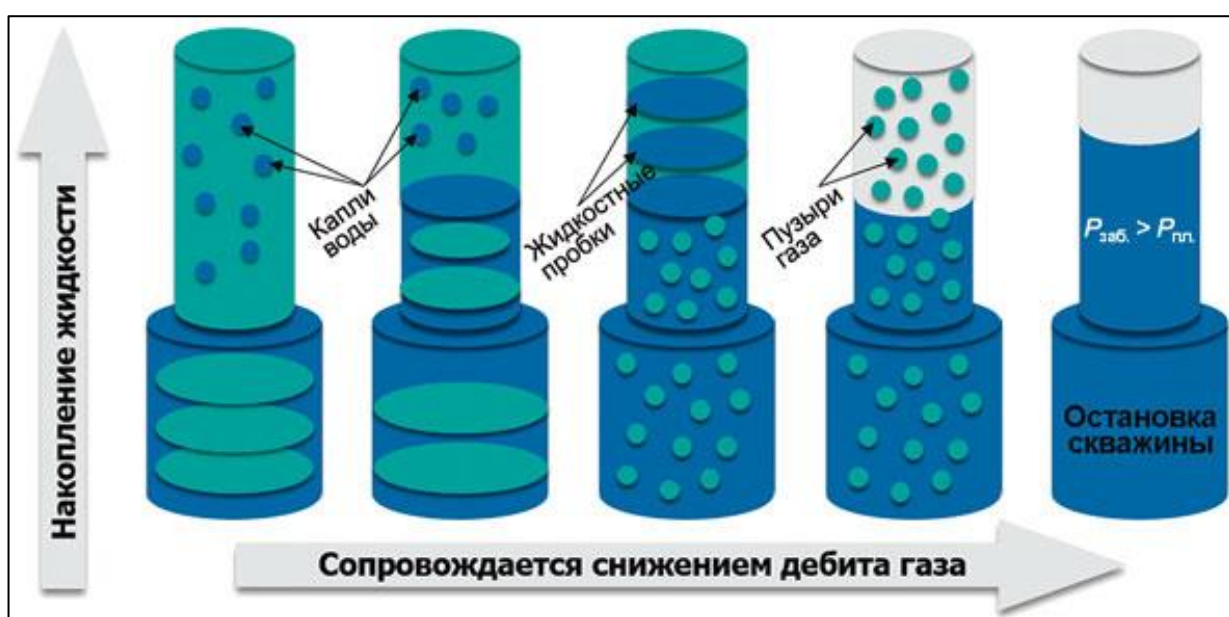


Рисунок 1.1 – Процесс образования жидкостной пробки на забое скважины [37]

Также еще одной особенностью геометрии конденсатной банки являлось влияние наклонного погружения хвостовика (Рисунок 1.2) Путем моделирования был рассчитан диапазон скоростей газа, необходимый для выноса жидкостных пробок и пескопроявлений, но в то же время не такой большой, чтобы не приводить к абразивному изнашиванию скважинного оборудования [28].

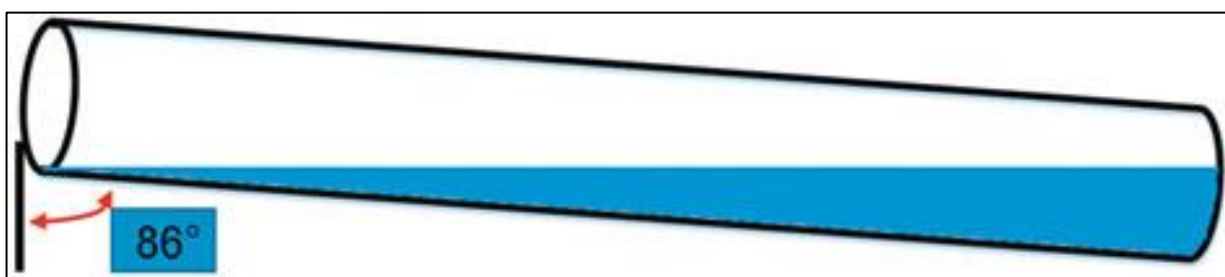


Рисунок 1.2 – Наклонное погружение хвостовиков горизонтальных газоконденсатных скважин [37]

Проблема явления ретроградной конденсации.

Еще одной глобальной проблемой, которую стараются не допустить все недропользователи, это выпадение конденсата в пласте. В однофазном состоянии газоконденсатный пласт состоит в основном из газа, но по мере снижения давления ниже точки росы жидкость начинает выпадать из газовой фазы вблизи ствола скважины, как показано на рисунке 1.3 [44, 48, 52, 58, 60, 63].

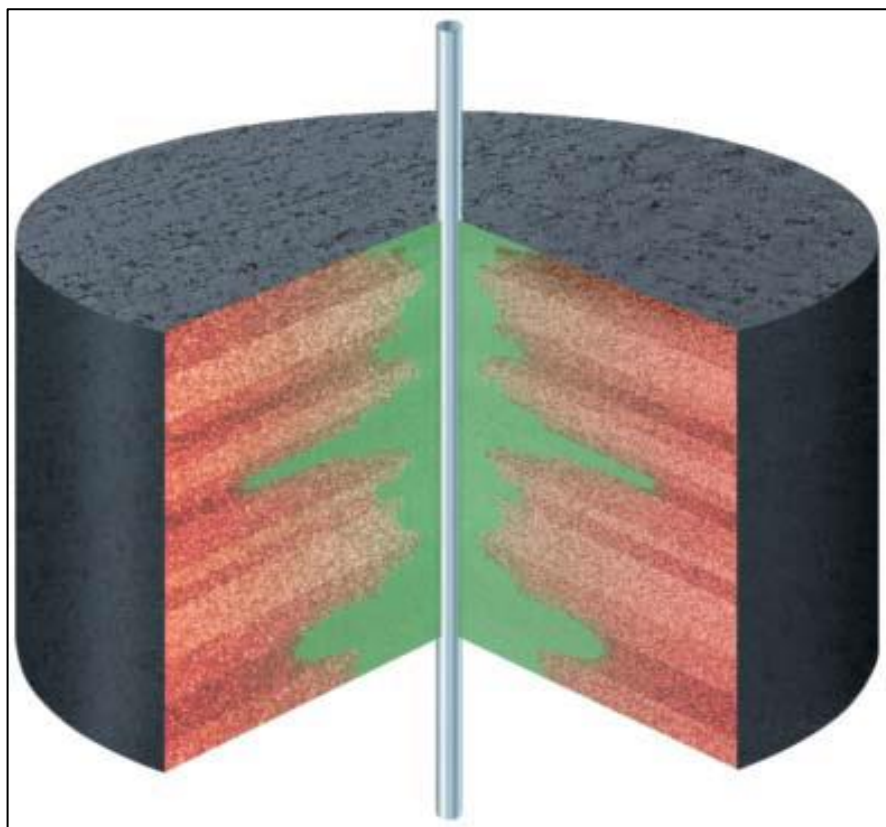


Рисунок 1.3 – Явление ретроградной конденсации в пласте [52]

Конденсация продолжается при снижении давления до тех пор, пока не накопится много жидкости, вплоть до критического насыщения конденсатом. Результирующим эффектом этой конденсации является ограничение потока газа, что приводит к низкой производительности газа и низкому извлечению конденсата. Степень снижения газопроницаемости в области ствола скважины зависит от поведения жидкой фазы и характеристик относительной проницаемости. Чем больше тяжелых компонентов конденсируется из пластового газа, тем сильнее блокируется конденсат при том же снижении давления. Следовательно, на максимальную насыщенность конденсатного кольца в основном влияет критическая насыщенность жидкостью. Выпадение конденсата также называют конденсатными пробками.

Для минимизации рисков образования конденсатных пробок используется нагнетание очищенного добытого, либо купленного газа, что еще называют сайклинг-процессом (Рисунок 1.4), что позволяет держать давление выше давления конденсации [44, 48, 52, 56, 61]. Для точного

понимания необходимо значить форму фазовой диаграммы конкретного флюида на месторождении (Рисунок 1.5). Также могут использовать гидравлический разрыв пласта (ГРП). Однако гидравлический разрыв пласта не приводит к образованию зоны насыщения трубопровода конденсатом, по крайней мере, ненадолго. Как только давление на песчаной поверхности упадет ниже точки росы, насыщенность будет увеличиваться вокруг трещины точно так же, как это происходило вокруг ствола скважины. Горизонтальные или наклонные скважины также используются для увеличения площади контакта. Конденсат все еще скапливается вокруг этих более длинных скважин, но на это требуется больше времени. Продуктивность скважин дольше остается высокой, но выгода должна быть сопоставлена с возросшими затратами [52, 62]. ГРП в небольших объемах применялся на Ямбургском нефтегазоконденсатном и Уренгойском нефтегазоконденсатном месторождениях.

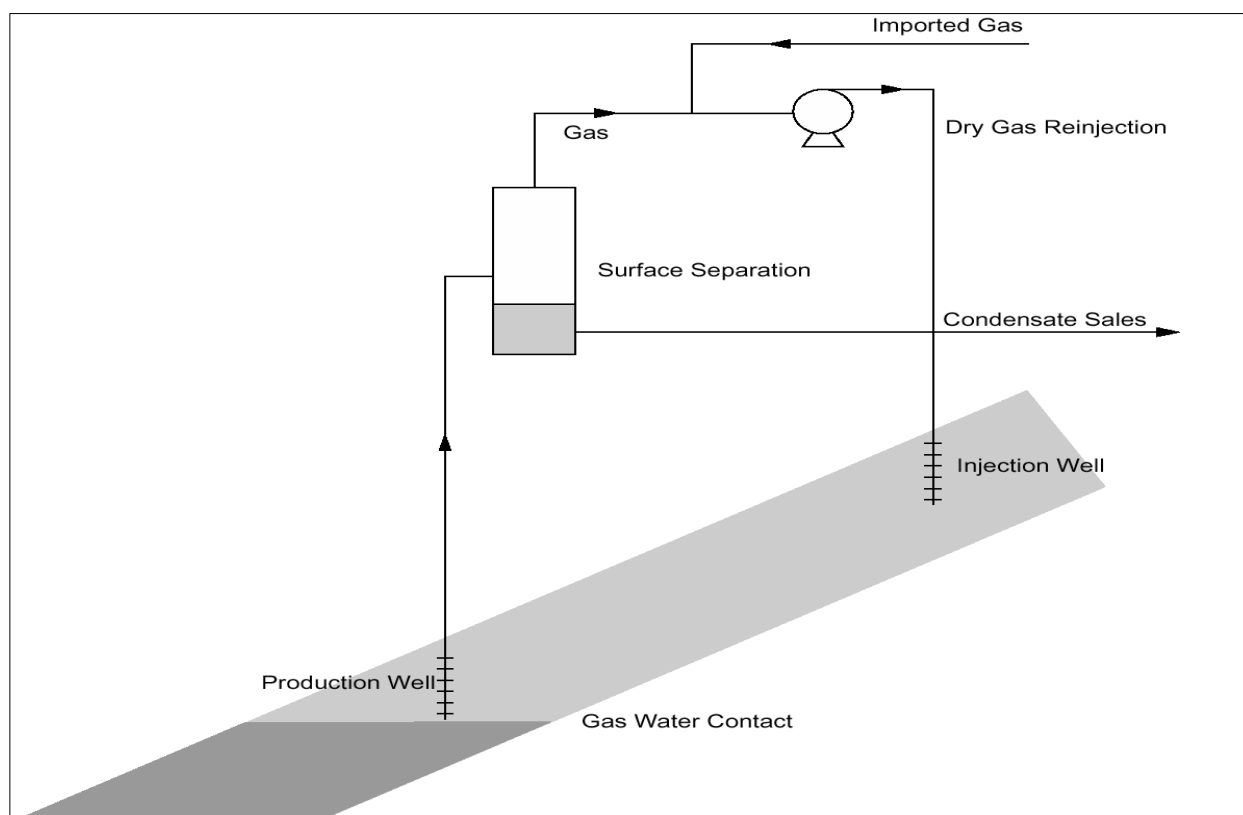


Рисунок 1.4 – Технология сайклинг-процесса [54]

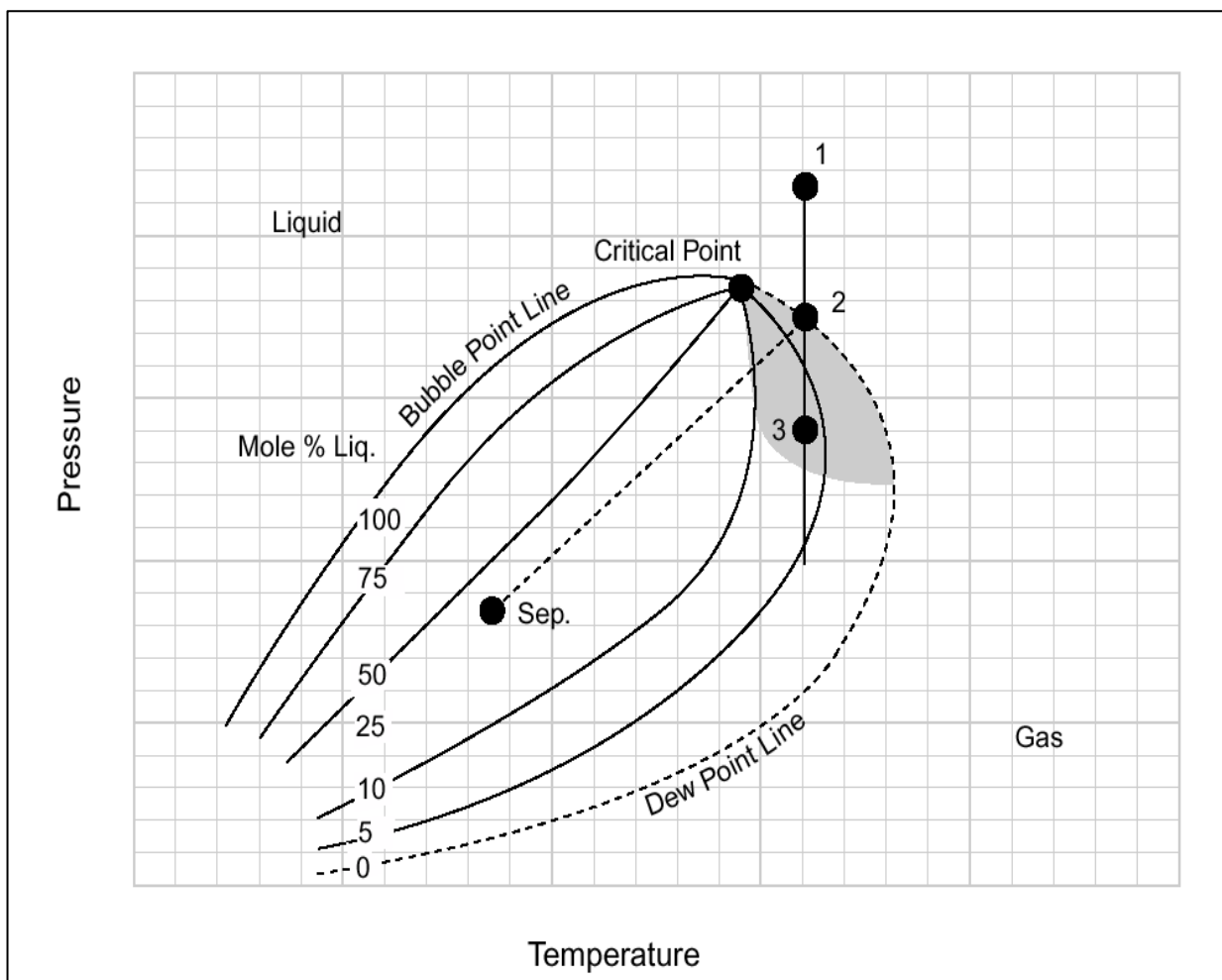


Рисунок 1.5 – Пример фазовой диаграммы ретроградного конденсата [54]

Методы интенсификации притока газоконденсатных скважин.

Интенсификация притока и увеличение площади дренирования могут быть достигнуты путем подбора различных конструкций скважин. Основными конструкциями скважин для разработки газоконденсатных месторождений являются горизонтальные и многозабойные скважины, обеспечивающие охват большей зоны дренирования и при множестве несвязанных друг с другом пластов, что характерно для месторождений Крайнего Севера. Однако в сильно неоднородных пластах применение горизонтальных скважин может привести к снижению газоотдачи, а бурение слишком длинных горизонтальных участков является сложно контролируемым и небезопасным мероприятием [27].

В качестве других методов можно выделить химические методы, а именно кислотные обработки и обработки поверхностно-активными

веществами (ПАВ), механические методы, а именно: ГРП, проведение повторной перфорации пласта. Кислотная обработка применима для растворения загрязнений ПЗП, однако подбор неправильно состава может привести к колюматации глин. Применение перфораций большей мощности может привести к возникновению заколонных перетоков ввиду частичного разрушения цементного камня. В таких случаях применяют гидropескоструйную перфорацию (ГПП), как наиболее щадящий метод. Однако процесс интенсивного нагнетания жидкости с песком может привести к поглощению жидкости в пласт, что является недопустимым [41].

Так как большое количество газоконденсатных месторождений Крайнего Севера являются многопластовыми, специалистами АО «O'ZLITINEFTGAZ» были предложены различные варианты систем разработки [33]:

1. Вначале разрабатывают верхние горизонты, а в последующем более глубокие. Эту систему разработки сверху-вниз, применяют в случае, когда запасы верхних горизонтов и пластовые давления достаточны для обеспечения потребителей газом, а бурение нижних горизонтов связано со значительными капиталовложениями, техническими трудностями и прирост добычи от них ожидается незначительный.

При этом следует рассматривать возможность использования эксплуатационных скважин верхнего горизонта для последующего добуривания их на нижележащие.

2. Вначале разрабатывают нижние горизонты, а затем верхние. Эту систему, осуществляемую снизу-вверх, применяют обычно для первого вида многопластовых месторождений, т.е. когда запасы газа в нижних горизонтах значительно превышают запасы верхних горизонтов, а давление в верхних горизонтах недостаточно для обеспечения бескомпрессорной подачи газа потребителям. Кроме того, эту систему разработки можно применять для понижения давления в нижних горизонтах до давления, отличающегося от верхнего на вес столба газа, т.е. когда месторождение первого вида следует

превратить во второй. После этого можно одновременно эксплуатировать верхние и нижние горизонты, исключая, при этом, переток газа из нижележащих горизонтов в вышележащие.

3. Одновременная система разработки верхних и нижних горизонтов может быть осуществлена как раздельная эксплуатация скважинами каждого горизонта в отдельности, так и совместной их эксплуатацией с применением пакера в одной скважине с применением мобильной компрессорной установки (МКУ). Эта система позволяет получить требуемое количество газа наименьшим числом скважин.

4. Одновременная система разработки верхних и нижних горизонтов может быть осуществлена как раздельной эксплуатацией скважинами каждого горизонта, так и совместной пакерной эксплуатацией одной скважиной. Эта система позволяет получить необходимое количество газа наименьшим числом скважин.

В настоящее время множество из вышеперечисленных проблем решаются до сих пор в процессе разработки новых и эксплуатации старых газоконденсатных месторождений Крайнего Севера. Однако большинство из этих проблем с движением научного прогресса и появлением новых технологий удастся прогнозировать заранее и учитывать при разработке месторождений. Основными проблемами, наиболее остро стоящими перед недропользователями остаются явления ретроградной конденсации и конусообразования подстилающих вод, решение которых позволит наиболее эффективно и экономически рентабельно увеличивать добычу газа и конденсата.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Обучающемуся:

Группа		ФИО	
2ТМ11		Белов Тимур Владимирович	
Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	ОНД
Уровень образования	магистратура	Направление/специальность	21.04.01 (Нефтегазовое дело) Petroleum Engineering / Нефтегазовый инжиниринг

Тема ВКР:

Обоснование оптимального варианта разработки и условия запуска газоконденсатного месторождения Крайнего Севера (Западная Сибирь)	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
Введение - Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения. - Описание рабочей зоны (рабочего места) при разработке проектного решения/при эксплуатации	<i>Объект исследования:</i> объект разработки БТ₁₀₋₁₁ газоконденсатного месторождения X Крайнего Севера <i>Область применения:</i> разработка и эксплуатация месторождений <i>Рабочая зона:</i> полевые условия <i>Климатическая зона:</i> субарктическая <i>Количество и наименование оборудования рабочей зоны:</i> Фонтанная арматура, добывающие и разведочные скважины <i>Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне:</i> геофизические исследования, гидродинамические исследования, опытно-промышленная эксплуатация
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при эксплуатации: - специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; - организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	- ГОСТ 12.2.033–78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования; - ТК РФ Статья 298. Ограничения на работы вахтовым методом; - РД 39-100-91. Методическое руководство по гидродинамическим, промыслово-геофизическим и физико-химическим методам контроля разработки нефтяных месторождений.
2. Производственная безопасность при эксплуатации: - Анализ выявленных вредных и опасных производственных факторов - Расчет уровня опасного или вредного производственного фактора	Вредные факторы: - Микроклимат; - Шум; - Электрический ток; - Повышенный уровень вибрации. Опасные факторы: - Пожароопасность; - Механическое травмирование; - Взрывопожароопасные, токсические свойства сырья, готовой продукции и отходов производства; Требуемые средства и индивидуальной защиты от выявленных факторов: использование средств индивидуальной защиты, таких как: перчатки, очки, каска, наушники, боты, усиленные металлическим носком. Расчет: продолжительность пожара от начала возникновения горения до подачи первых средств тушения.
3. Экологическая безопасность при эксплуатации	Воздействие на селитебную зону: отсутствует Воздействие на литосферу: жидкие отходы, утечки УВ и химикатов Воздействие на гидросферу: утечка УВ в водоемы

	Воздействие на атмосферу: выхлопные газы, продукты сгорания УВ, утечки газа
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при эксплуатации	Возможные ЧС: техногенные аварии (утечка и воспламенение УВ, пожар, утечка химикатов, взрыв) Наиболее типичная ЧС: воспламенение с последующим пожаром при утечке УВ
Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
15.05.2023	

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Сечин Андрей Александрович	к.т.н.		15.05.2023

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ11	Белов Тимур Владимирович		15.05.2023

5 Социальная ответственность

Рассматриваемое месторождение X относится к газоконденсатным, территория характеризуется суровыми климатическими условиями, вечной мерзлотой.

На рассматриваемом промысле спроектированы объекты добычи газа и газового конденсата, замерные установки, иногда могут проводиться работы капитального ремонта и ремонтно-изоляционные работы. Также в процессе геофизических и гидродинамических исследованиях на скважинах происходит взаимодействие с внутрискважинным пространством, нарушение правил безопасности может привести к чрезвычайным ситуациям. В процессе данных работ используются вредные вещества, влияние шума и вибраций, также всегда есть вероятность взрывов, пожаров.

Целью данного раздела является анализ опасных и вредных факторов в процессах эксплуатации скважин на газоконденсатном месторождении X и решение вопросов обеспечения защиты от них на основе требований действующих нормативно-технических документов.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Правовые и организационные вопросы, связанные с работой вахтовым методом непосредственно на месторождении, решаются согласно 47 главе Трудового кодекса Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ [22], а также статьей 298. Рабочая смена оператора добычи не должна превышать 12 часов. Так как контроль за бесперебойной работой оборудования необходимо проводить ежесекундно, работы организуются в две смены. Женщины, подростки и сотрудники, не имеющие соответствующего доступа, к работе не допускаются. Каждый работник должен получить два комплекта спецодежды, что обязательно. Оператору допускается исправлять мелкие неполадки, однако при серьезных поломках его главной обязанностью является уведомление лиц вышестоящих, т. е. ст. инженера или его

заместителя. Особенности проведения геофизических и гидродинамических исследований регулируются РД 39-100-91. Методическое руководство по гидродинамическим, промыслово-геофизическим и физико-химическим методам контроля разработки нефтяных месторождений [19].

Работы на нефтегазовых промыслах относятся к числу вредных и опасных для здоровья трудящихся, поэтому для оных предусмотрены различные льготы и компенсации за причиненный ущерб. К таким относятся увеличение оплаты труда, льготные пенсионные отчисления, а также дополнительный оплачиваемый отпуск, предоставляемый каждый год.

Оператор добычи ежедневно контактирует с нефтегазопромысловым оборудованием, которое должно отвечать определенным требованиям согласно ГОСТ Р ИСО 14738–2007 [14]. С целью обеспечить устранение или снижение опасных и вредных факторов до соответствующих значений, в конструкцию оборудования должны входить различные защитные средства, и она должна обеспечивать удобное выполнение трудовых обязанностей оператора. Технологические мероприятия, проводимые специалистами по добыче нефти и газа (ДНГ), в основном производятся в стоячем положении, поэтому рабочая область должна соответствовать требованиям, которые учитывают удобное выполнение работ в положении стоя согласно ГОСТ 12.2.033–78 ССБТ [9]. Основными элементами технологического оборудования, с которыми сталкиваются специалисты ДНГ, являются задвижки, дроссели, краны различного исполнения, работа с которыми должна производиться согласно определенным рекомендациям и требованиям согласно ГОСТ 21753–76 [12].

Рабочее пространство и рабочее место должны проектироваться в соответствии с ГОСТ Р ИСО 6385–2016 [15]. Проектирование должно учитывать стабильность рабочих поз трудящихся и их мобильность. Для эффективного выполнения рабочих обязанностей необходимо иметь достаточное пространство, обеспечивающее удобные рабочие позы, возможность их вариаций и передвижений. Оборудование должно быть

легкодоступно и безопасно. Рабочее пространство должно быть спроектировано таким образом, чтобы трудящийся не утомлялся вследствие продолжительного мускульного напряжения.

5.2 Производственная безопасность

Выполнение технологических операций не должно причинять вреда работнику предприятия. Вредные и опасные факторы, влияющие на организм трудящегося на нефтегазопромысловом предприятии, должны быть быстро выявлены и по мере возможности устранены, или же уменьшены масштабы их воздействия. Рабочая зона работника, занимающегося рассматриваемыми работами, должна быть устроена таким образом, чтобы воздействия вредных и опасных факторов не было, либо имело место быть в допустимых масштабах.

Все работы выполняются на открытой производственной площадке круглосуточно в две смены. Основными функциями оператора по добыче нефти и газа являются: регулирование добываемой продукции; рекультивация земель; обслуживание и производство профилактического ремонта приборов и оборудования. В процессе геофизических и гидродинамических исследований специалисты имеют дело с высокотехнологическим оборудованием и промысловыми объектами.

В таблице 5.1 приведены опасные и вредные факторы при проведении геофизических и гидродинамических работ.

Таблица 5.1 – Опасные и вредные факторы при проведении геофизических и гидродинамических работ

Факторы (ГОСТ 12.0.003–2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Проектирование	Подготовка к выполнению	Технологический процесс	
Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе	-	+	+	1. ГОСТ 12.0.003–2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы [2]; 2. ГОСТ 12.1.005–88. Общие санитарногигиенические требования к воздуху рабочей зоны [4]; 3. ГН 2.2.5.3532–18. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны [1]. 4. ГОСТ 12.1.003–2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности [3]; 5. ГОСТ 12.1.012–2004 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования [6]; 6. ГОСТ 12.1.038–82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов [7]; 7. Федеральный закон от 22.07.2008 N 123-ФЗ (ред. от 29.07.2017) «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» [23]; 8. ГОСТ 12.1.007–76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности [5]; 9. ПБ 03-576-03. Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением [16]; 10. ГОСТ 12.2.049–80 ССБТ. Оборудование производственное. Общие эргономические требования [10]; 11. ГОСТ Р 22.3.03-94. Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Защита населения [13]; 12. ГОСТ 12.2.003–91. Оборудование производственное. Общие требования безопасности [8].
Повышенный уровень шума	-	+	+	
Повышенный уровень вибрации	-	+	+	
Электрический ток	+	+	+	
Взрывопожароопасность	+	+	+	
Токсические свойства сырья и хим реагентов	-	+	+	
Высокое давление	-	+	+	
Механическое травмирование	-	+	+	

5.2.1 Анализ вредных производственных факторов

5.2.1.1 Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе

При проведении работ на промысле сотрудники могут быть подвержены воздействию неблагоприятных погодных условий, поскольку специфика работы со скважинным оборудованием не всегда позволяет обустроить помещение в качестве рабочей зоны. Территория, на которой расположено месторождение Х, характеризуется суровой и продолжительной зимой. Средняя многолетняя температура воздуха: января (самого холодного месяца) -26,7 °С; июля (самого теплого месяца) – плюс 3,4 °С; абсолютный минимум – минус 60 °С; абсолютный максимум – плюс 32 °С. Повышенная температура и воздействие солнечных лучей может привести к солнечным ударам, обморокам, снижению работоспособности. Пониженная температура может привести к обморожениям частей тела. Высокая скорость ветра вызывает преждевременное охлаждение организма (Таблица 5.2).

Таблица 5.2 – 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 – 15,1	-15
15,1 – 20,0	-5
Более 20,0	0

Для защиты персонала от влияния температур необходимо обеспечивать его теплой одеждой, при понижении температуры ниже определенного значения – останавливать погоду. При высоких температурах (в летнее время) нужно обеспечить системы местного кондиционирования воздуха (в помещениях), оборудование помещений для отдыха, регламентация времени работы, перерывы. На открытой территории

применяются переносные тенты, навесы и т. д. Для предотвращения обезвоживания организма должно быть предусмотрено обеспечение работников питьевой водой в достаточных количествах.

5.2.1.2 Повышенный уровень шума и вибраций

Работа операторов, проводящих геофизические и гидродинамические исследования, а также эксплуатацию скважинного оборудования, связана с нахождением на территориях с повышенными вибрациями и уровнем шума. Предельно допустимые значения данных компонентов, влияющих на самочувствие рабочего, должно соответствовать санитарным нормам. Согласно ГОСТ 12.01.003–2014 ССБТ [3], уровень шума на рабочих местах не должен превышать 80 дБ. Уровень вибраций не должен превышать 92 дБ, что регламентировано ГОСТ 12.1.012–2004 ССБТ [6]. В целях борьбы с уровнем шума и вибраций на нефтегазовых промыслах предусмотрена комплексная целевая программа, которая включает в себя снижение уровня шума в источнике его возникновения и на путях его распространения, рациональную планировку производственных объектов и технологических установок, рациональное планирование режимов труда и отдыха, обеспечение работников средствами индивидуальной защиты: виброизолирующей обувью, перчатками, наушниками или берушами.

5.2.1.3 Токсическое и раздражающее воздействие на организм человека химических веществ

Операторы, проводящие геофизические и гидродинамические исследования, а также эксплуатацию скважинного оборудования, подвергаются негативному влиянию со стороны выделяющихся попутных газов в атмосферу. Их действие, главным образом, приходится на центральную нервную систему. Отравление газом, парами конденсата и продуктами их переработки сопровождается головокружением, головной болью, сухостью во рту, тошнотой, общей слабостью, которая может

достигнуть потери сознания. Также может возникнуть ощущение удушья, которое выражается в головокружении, затруднении процесса дыхания и даже потерей сознания.

В связи с содержанием в конденсате ароматических углеводородов и сероводорода, работа с сырым конденсатом может привести к острым или хроническим отравлениям. Работающие с сырым конденсатом во время длительных промежутков времени могут получить кожное заболевание или серьезное отравление. Содержание вредных веществ в воздухе контролируется посредством измерения ПДК.

ПДК опасных веществ: алкены – 100 мг/м³; диоксид азота – 2 мг/м³; углеводороды – 300 мг/м³; сероводород – 10 мг/м³; соединение сероводорода и углеводорода – 3 мг/м³.

По технике безопасности предусматривается, что работник имеет при себе и использует СГГ (счет горючих газов), и перед началом любых работ, должен произвести замер воздушной среды в трех положениях: голова, грудь, колени.

Кроме всего прочего, работники на нефтегазовых промыслах в целях безопасности труда и профилактики заболеваний должны быть снабжены защитой органов дыхания, слуха, рук, лица и головы, поэтому работникам должны выдаваться спецодежда и специальная обувь, респираторы или противогазы, специальные очки и другие средства, защищающие при выполнении тех или иных технологических операций.

5.2.2 Анализ опасных производственных факторов

5.2.2.1 Движущиеся машины и механизмы

Проведение геофизических и гидродинамических исследований, а также процессы эксплуатации скважин связаны с использованием различных транспортных средств и агрегатов, выполненных на базе автомобилей, поэтому на нефтегазовых промыслах может возникнуть опасность для работников со стороны движущихся машин и механизмов. Агрегаты,

необходимые для осуществления операций, по технике безопасности устанавливают на расстоянии не менее 10 м от устья скважины. Между самими агрегатами должно быть не менее 1 м, кабины должны быть обращены в сторону от устья скважины.

5.2.2.2 Подвижные части производственного оборудования

Подвижные части оборудования должны быть должным образом защищены, чтобы работники не получили механических повреждений.

В процессе обвязки устья скважины и монтажа трубопроводов устанавливают противовыбросовое оборудование, обратные клапаны и манометры с целью следить за повышенными давлениями. Манометры выносятся на безопасное расстояние с помощью импульсных трубок, чтобы была возможность снимать показания с них без опасности здоровью оператора.

Перед закачкой жидкости в скважину при ремонтно-изоляционных работах все оборудование проверяется на наличие неисправностей, исследуется надежность и правильность обвязки и их соединения с устьевой арматурой, которая в свою очередь также проходит обязательную проверку. Затем нагнетательные трубопроводы подвергают опрессовке на давление, которое должно превышать в 1,5 раза ожидаемое максимально давление. Рабочие в это время должны находиться за пределами опасной зоны.

Запуск технологических установок и начала операции по закачке жидкостей в скважину начинается только после удаления от опасной зоны всех рабочих, не связанных с непосредственной работой у агрегатов. Остатки жидкостей из емкостей и автоцистерн сливаются в специально приготовленные емкости или в канализацию.

5.2.2.3 Сосуды и аппараты под давлением

Работники нефтегазовых производств работают с сосудами и аппаратами, находящимися под большими давлениями (более 21 МПа). В

случае неисправностей или непредвиденных аварий возможен риск смертельной опасности трудящихся, поэтому сосуды и емкости для хранения нефти и газов, а также их транспортировки должны соответствовать требуемым нормам, а работники в свою очередь должны периодически проходить производственные инструктажи. По технике безопасности в сосуды недопустима подача газа или сжатого воздуха с парами масел, т.к. в случае перегрева может образоваться взрывоопасная смесь, вентили и краны устанавливаются таким образом, чтобы выходное отверстие было направлено в безопасное место, при работе работника внутри емкости должны быть открыты все люки с целью достаточного проветривания, а работников должно быть, как минимум, двое (один – внутри, второй – снаружи). Также необходим постоянный контроль за техническим состоянием сосудов: если обнаружены какие-то трещины, пропуски газов, отпотевания в местах сварочных швов, то подобные сосуды снимают с эксплуатации. Обо всех замеченных неисправностях работник должен сделать отметку в журнале.

5.2.2.4 Электробезопасность

Нефтегазовое производство должным образом электрифицировано, поэтому работник данной отрасли постоянно сталкивается с электроприборами или оборудованием, находящимся под напряжением. В связи с этим работник должен уметь пользоваться такими приборами, знать их общую конструкцию и принцип действия. При возникновении опасных ситуаций работник, неквалифицированный в области электробезопасности, не должен предпринимать опасных для своего здоровья действий, а обязан сообщить о неисправности главному инженеру-электрику. Приборы и оборудование, работающие от электричества, должны проходить периодический осмотр, в ходе которого выносится вердикт о возможности их дальнейшего использования. Все электроустановки должны быть заземлены, пригодны к использованию в трудных погодных условиях и укомплектованы средствами защиты, пожаротушения и инструментом. Неисправное

оборудование должно быть своевременно починено, либо заменено на новое. К средствам индивидуальной защиты на случай электроопасных ситуаций относятся защитные пластиковые каски и очки, изолирующие рукавицы и обувь, а также термостойкие костюмы.

5.2.2.5 Пожаробезопасность

Категория производственного объекта и помещений, в которых осуществляются технологические процессы, связанные с выделением горючих газов, легковоспламеняющихся жидкостей с температурой вспышки паров до 28 °С относится к категории Б.

Основными причинами пожаров на производстве являются:

- Неосторожное обращение с огнем;
- Неудовлетворительное состояние электротехнических устройств и нарушение правил их монтажа и эксплуатации;
- Нарушение режимов технологических процессов;
- Неисправность отопительных приборов и нарушение правил их эксплуатации;
- Невыполнение требований нормативных документов по вопросам пожарной безопасности.

На данном производственном объекте используются различные горючие вещества и жидкости:

- спирты (температура вспышки до 61°С, 5 мг/м³);
- бензин (температура вспышки до 61°С, ПДК 300 мг/м³);
- масла (температура вспышки > 61°С, ПДК 5 мг/м³);
- мазут (нефть) (температура вспышки > 61°С, ПДК 10 мг/м³);
- газы (температура вспышки до 61°С, ПДК 300 мг/м³).

Данный производственный участок относится к категории Б производства по взрывопожарной опасности согласно ППБО-85 Правила пожарной безопасности в нефтяной промышленности [17].

Взрывоопасная зона проведения исследований и РИР относится ко 2-му классу – это зоны, в которых при нормальном режиме работы оборудования не образуются взрывоопасные смеси газов или паров жидкостей с воздухом, но возможно образование такой взрывоопасной смеси газов или паров жидкостей с воздухом только в результате аварии или повреждения технологического оборудования.

Степень взрывозащиты электрооборудования относится к уровню взрывозащиты 0, то есть взрывозащищенное электрооборудование, в котором по отношению к взрывобезопасному электрооборудованию приняты дополнительные средства взрывозащиты, предусмотренные стандартами на виды взрывозащиты, используют искрогасители, взрывонепроницаемую оболочку дополнительную и т. д. согласно СП 12.13130.2009 [21].

К противопожарному инвентарю относят бочки с водой, ящики с песком, ломы, топоры, лопаты, багры, ведра и другие приспособления. Противопожарный инвентарь окрашивают в красный цвет. Ящики с песком должны рассчитываться на хранение 0,5 м³ песка, а на складах горючих жидкостей - до 1 м³.

Комплект первичных средств тушения пожара собирают на щитах, которые вывешивают на видных и легкодоступных местах. При проведении исследований используют ручные пожарные извещатели, они должны быть расположено в близости от зон наблюдения, и зон возможных пожаров; газовые в непосредственной близости от возможных проявлений газа, и тепловые.

5.2.3 Продолжительность пожара от начала возникновения горения до подачи первых средств тушения

Основным опасным фактором при эксплуатации любого газоконденсатного месторождения являются взрывы с последующими пожарами.

Развитие аварии может идти по сценариям, которые принято описывать с помощью дерева событий, так согласно данных статистики при авариях на месторождениях, связанных с пожаром, авария может развиваться по следующим направлениям:

- Разгерметизация с возникновением раннего или позднего взрыва;
- Разгерметизация с возгоранием и факельным горением;
- Разгерметизация с рассеиванием облака и ликвидацией аварии.

Тушение пожара горючих газов, истекающих под давлением, представляет значительную сложность.

Очевидно, что при возгорании продукта задачей эксплуатационной службы является отсечение аварийного участка, а задачей пожарных подразделений является локализация пожара до падения давления в газопроводе и максимально полного выгорания факела.

Проведем расчет продолжительности пожара от начала возникновения горения до подачи первых средств тушения (промежуток свободного развития пожара):

$$T_{св} = T_{дс} + T_{сб} + T_{сл} + T_{бр1} \quad (5.1)$$

где, $T_{дс}$ – Промежуток времени от начала возникновения пожара до сообщения о нем в пожарную дружину (~15 мин);

$T_{сб}$ – Время сбора личного пожарного расчета по тревоге (~2 мин);

$T_{сл}$ – Время следования подразделения на пожар;

$T_{бр1}$ - Время боевого развертывания подразделения по введению первых средств тушения (развертывание рукавов– 5мин).

$$T_{сл} = \frac{30 \cdot L}{V_{сл}} \quad (5.2)$$

L – длина пути следования, км;

V – скорость движения, км/час.

$$T_{\text{сл}} = 30 \cdot 14 / 40 = 11 \text{ мин.}$$

$$T_{\text{св}} = 15 + 2 + 11 + 5 = 33 \text{ минуты.}$$

Определим требуемый расход огнетушащего средства.

Для тушения возможного пожара принимаем пенообразователь 6% кратности.

Расход пенообразователя:

$$g = S \cdot I \quad (5.3)$$

где, S – площадь горения;

I – интенсивность подачи ПО 0,1 л·сек/м².

$$g = 3000 \times 0,1 = 300 \text{ л·сек.}$$

Принимаем пеногенераторы типа ВПГ – 20 (2 шт.).

Фактический расход пеногенераторами:

$$g_{\text{факт.}} = 40 \text{ л/сек.}$$

Расход воды на тушение:

$$g_{\text{воды}} = 40 \cdot 0,94 = 37,6 \text{ л/сек.}$$

Расход пенообразователя:

$$g_{\text{по}} = 40 \cdot 0,06 = 2,4 \text{ л/сек.}$$

Организационные мероприятия по обеспечению пожарной безопасности.

Во всех служебных и бытовых помещениях на видных местах должны быть вывешены таблички с указанием порядка вызова пожарной охраны, планы эвакуации.

Правила применения на территории объекта открытого огня, проезда транспорта, допустимость курения и проведения временных пожароопасных работ устанавливаются обще объектовыми инструкциями о мерах пожарной безопасности.

5.3 Экологическая безопасность

5.3.1 Защита атмосферы

По статистическим подсчетам около 75% всех неблагоприятных воздействий на окружающую среду от нефтегазовых промыслов приходится на атмосферу. Способны выделять загрязняющие вещества в атмосферу следующие технологические объекты: буровые установки, нефтегазовые промыслы, установки подготовки нефти и газа, нефтеперерабатывающие заводы, газокompрессорные станции, нефтепроводы различного уровня, станции хранения УВ и др.

Основные выбрасываемые в атмосферу вредные примеси от нефтегазовых комплексов – это кислые компоненты (оксиды углерода, серы и азота, сероводород), УВ и их производные и твердые частицы. Производственные отходы, возникающие на нефтегазовых промыслах, подлежат к сжиганию на факельных установках, в результате чего в атмосферу выделяются вредные компоненты.

Углеводороды и их производные могут попадать в атмосферу в результате негерметичностей оборудования, различного рода аварий, низкой надежности вспомогательных агрегатов или прорывах трубопроводов.

В настоящее время для контроля за наличием определенной концентрации вещества в атмосфере установлено два норматива: среднесуточная предельно-допустимая концентрация и максимальная разовая предельно-допустимая концентрация. Под первой понимается концентрация, осредненная на какой-то продолжительный промежуток времени, под второй – за период двадцатиминутного измерения. ПДК некоторых вредных веществ в воздухе на рабочем месте приведены согласно СанПиН 1.2.3685–21 [20] в таблице 5.3.

Таблица 5.3 – Предельно допустимая концентрация вредных веществ в рабочей зоне

Вещество	ПДК, мг/м³	Класс опасности
Диоксид азота	2	3
Аммиак	20	4
Бензин	100	4
Метанол	5	3
Диоксид серы	10	3
Сероводород	3	3
Оксид углерода	20	4

С целью регулировать концентрацию вредных веществ в атмосфере (не должна превышать ПДК), пылегазовые выбросы рассеиваются через высокие трубы. Кроме того, введен предельно-допустимый выброс, который также четко контролируется на промыслах.

5.3.2 Защита гидросферы

По статистическим оценкам порядка 20% от всех загрязнений углеводородным сырьем приходится на водные ресурсы. Кроме самих УВ в нефтепродуктах, поступающих в различные водные источники, содержатся соединения кислорода, серы и азота, которые оказывают негативное влияние на водные ресурсы.

Источниками нефтяного загрязнения водоемов может стать что угодно, но касательно РИР можно выделить несколько наиболее возможных вариантов: промышленные стоки, аварии во время технологических операций или же прорывы газа, конденсата и различных технических жидкостей в водоносные пласты вследствие их близкого расположения с продуктивным горизонтом.

Любое загрязнение водоемов нефтепродуктами может привести к гибели водоплавающих птиц, некоторых видов животных, обитающих в водоемах, загрязнению околородной среды и др. Содержание растворенных нефтепродуктов в воде не должно превышать 10 мг/л.

Чтобы предотвратить выбросы нефтепродуктов в близлежащие водохранилища, при разработке месторождений газа и различных технологических операциях прямые сбросы неочищенных сточных вод не предусматриваются.

Также при проведении геолого-технологических мероприятий руководствуются требованиями по ГОСТ 17.1.3.12-86 [11].

5.3.3 Защита литосферы

По статистическим данным около 5% всех нефтеконденсатных загрязнений приходится на почвенную среду. Обустройство месторождений, бурения скважин, сооружение подземных хранилищ вызывают необратимые процессы на поверхности земли и в ее недрах, которые приводят к существенным видоизменениям природных ландшафтов.

При исследованиях скважин основными загрязняющими объектами являются: раствор глушения, промывочная жидкость. Также используются водоизолирующие составы при проведении РИР.

Как и в случае с атмосферой или гидросферой, для почв предусмотрены предельно-допустимые значения концентраций отдельных химических соединений, основные из которых представлены в таблице 5.4.

Таблица 5.4 – Предельно допустимая концентрация вредных химических веществ в почве

Вещество	ПДК, мг/м³	Показатель вредности
Бензин	0,1	Воздушно-миграционный
Диметилбензолы	0,3	Транслокационный
Сероводород	0,4	Воздушно-миграционный
Серная кислота	160	Общесанитарный
Этенилбензол	0,1	Воздушно-миграционный

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

При проведении ремонтов скважины велика вероятность выброса пластовых флюидов, которые характеризуются пожаро- и взрывоопасностью.

При проведении спускоподъемных работ, возможно газопроявление. При определённой концентрации и возникновении искрения в неисправных электрических приборах, газовоздушная смесь взрывается. Взрывоопасная концентрация возникает в результате выделения большого количества газа и отсутствии смены воздушной массы в этой области.

Для предотвращения и быстрой ликвидации аварий составляются планы по ликвидации возможных аварий.

Основные поражающие факторы ЧС на производственном объекте: воздушная взрывчатая волна, температура, ионизирующее излучение, сильнодействующие ядовитые вещества, бактериальные агенты, аэрогидродинамический фактор, психоэмоциональное воздействие.

Возможные чрезвычайные ситуации на объекте по масштабу возможных последствий относятся к локальным, это может быть взрыв, выброс химического реагента в воздушную среду с последующим разливом реагентов.

Каждый работающий обеспечен средствами индивидуальной защиты и медицинской аптечкой, кроме того, на кусте есть медицинские работники. Каждый объект обеспечен коммуникациями электроснабжения и связи, сетями водо-, газо- и теплоснабжения.

5.5 Выводы по разделу социальная ответственность

В ходе выполнения задания по разделу «Социальная ответственность» были рассмотрены вредные и опасные производственные факторы, которые могут оказать влияние на организм человека во время проведения геофизических и гидродинамических исследований, а также при ремонтно-изоляционных работах на скважинах. Наиболее опасным фактором, приводящим к чрезвычайной ситуации, является взрыв газа с последующим возгоранием конденсата.

Обеспечение безопасности людей и окружающей среды на производстве является краеугольным камнем эффективности осуществления

всех производственных процессов, поэтому вопросы безопасности должны быть predeterminedены в первую очередь.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы были проанализированы основные геолого-технологические особенности разработки месторождений Крайнего Севера. Среди них можно выделить: влияние вечной мерзлоты на процессы обустройства месторождений и строительства скважин; наличие явления ретроградной конденсации, что приводит к образованию жидкостных пробок, которые препятствуют дальнейшей добыче УВ; вынос механических примесей, что значительно ухудшает фильтрационные свойства в призабойной зоне пласта; самой главной проблемой, особенно для газовых и газоконденсатных месторождений, является образование водяных конусов, которые приводят к нестабильной работе скважин, снижению коэффициентов извлечения и срока эксплуатации скважин. Поэтому анализ и учет всех перечисленных факторов даст возможность недропользователям наиболее эффективно осуществлять добычу УВ сырья на месторождениях в районе Крайнего Севера.

Для борьбы со стремительным конусообразованием в горизонтальных скважинах была проанализирована технология, в рамках которой предлагалось перфорировать сначала участок горизонтального ствола ближе к «носки», затем при достижении повышенной обводненности (20%) изолировать первый интервал и перфорировать участок ближе к «пятке».

Были произведены расчеты в ГДМ двух вариантов: по технологическому регламенту и с использованием технологии из патента. В результате применение патентной технологии удалось увеличить накопленные показатели разработки, срок эксплуатации скважин за счет снижения интенсивности образования конусов воды.

Применение данной технологии привело к увеличению NPV в 4,7 раза по сравнению с вариантом по технологическому регламенту, что говорит о большей инвестиционной привлекательности проекта.

Ввиду учета всех геолого-технологических особенностей разработки газоконденсатного месторождения X рекомендуется провести опробование технологии из патента №2762321 на опытно-промышленном участке для одной-двух скважин с дальнейшим полноценным внедрением в рамках всего месторождения. Также данная технология считается более «экологичной» ввиду снижения количества текущих и капитальных работ на скважинах.

Также для снижения интенсивности обводнения рекомендуется рассмотреть возможность использования в компоновках устройств контроля притока.

Необходимо тщательнее подобрать технологию для изоляции обводненных участков с целью предотвращения преждевременного прорыва воды в новые интервалы перфорации.

Ввиду наличия риска прорыва воды, что приведет в свою очередь к значительному выносу механических примесей, рекомендуется провести подбор фильтра, а также спрогнозировать возможность проведения обработок ПЗП с целью предотвращения песчаных пробок

С результатами исследования были ознакомлены специалисты ТПП «Ямалнефтегаз» впоследствии чего было принято решение об опробовании данной технологии на одной скважине в рамках опытно-промышленного этапа разработки месторождения.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

Нормативные документы

1. ГН 2.2.5.3532–18. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны. – 24 с.
2. ГОСТ 12.0.003–2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. – 16 с.
3. ГОСТ 12.1.003–2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности. – 27 с.
4. ГОСТ 12.1.005–88. Общие санитарногигиенические требования к воздуху рабочей зоны. – 49 с.
5. ГОСТ 12.1.007–76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности. – 6 с.
6. ГОСТ 12.1.012–2004 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования. – 8 с.
7. ГОСТ 12.1.038–82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов. – 12 с.
8. ГОСТ 12.2.003–91. Оборудование производственное. Общие требования безопасности. – 4 с.
9. ГОСТ 12.2.033–78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования. – 7 с.
10. ГОСТ 12.2.049–80 ССБТ. Оборудование производственное. Общие эргономические требования. – 2 с.
11. ГОСТ 17.1.3.12-86. Охрана природы. Гидросфера. Общие правила охраны вод от загрязнения при бурении и добыче нефти и газа на суше. – 2 с.
12. ГОСТ 21753–76. Система «человек-машина». Рычаги управления. Общие эргономические требования. – 3 с.
13. ГОСТ Р 22.3.03-94. Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Защита населения. – 3 с.
14. ГОСТ Р ИСО 14738–2007. Безопасность машин. Антропометрические требования при проектировании рабочих мест машин. – 4 с.

15. ГОСТ Р ИСО 6385–2016. Эргономика. Применение эргономических принципов при проектировании производственных систем. – 7 с.
16. ПБ 03-576-03. Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением. – 9 с.
17. ППБО-85 Правила пожарной безопасности в нефтяной промышленности. – 10 с.
18. Приказ Министерства природных ресурсов и экологии РФ от 20 сентября 2019 г. N 639 «Об утверждении Правил подготовки технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья» (с изменениями и дополнениями). – 12 с.
19. РД 39-100-91. Методическое руководство по гидродинамическим, промыслово-геофизическим и физико-химическим методам контроля разработки нефтяных месторождений. – 13 с.
20. СанПиН 1.2.3685–21 «Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания». – 18 с.
21. СП 12.13130.2009. Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности. – 3 с.
22. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 09.03.2021). – 7 с.
23. Федеральный закон от 22.07.2008 N 123-ФЗ (ред. от 29.07.2017) «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности». – 3 с.

Опубликованная литература

24. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Технология капитального и подземного ремонта нефтяных и газовых скважин: Учеб. для вузов. – Краснодар: Советская Кубань, 2002. – 582 с.
25. Гасумов Р.А. Проблемы использования и возможности применения колтюбинговой установки при очистке скважины от песчаных пробок / Р.А. Гасумов, О.С. А.А. Сингуров, Кондренко // Время колтюбинга. -2005. - №2. - С. 32–34.

26. Гейхман М.Г., Проблемы и перспективы колтюбинговых технологий в газодобывающей отрасли / М.Г. Гейхман, Г.П. Зозуля, А.В. Кустышев, М.В. Листак // Обз. информ. Сер.: Разработка газовых и газоконденсатных месторождений. - М.: ИРЦ Газпром, 2007. - 81с.

27. Гунькина Т.А., Фёдорова Н.Г. Эксплуатация малодебитных газовых и газоконденсатных скважин: учебное пособие – Ставрополь: Изд-во СКФУ, 2015. – 115 с.

28. Ермилов О.М., Алиев З.С., Ремизов В.В. Эксплуатация газовых скважин. – М.: Наука, 1995. – 359 с.

29. Ибрагимова Д.Р., Милованова В.В., Субботин М.Д., Петелин Д.А., Воробьев И.В. Анализ факторов, влияющих на пескопроявления слабokonсолидированных газовых коллекторов // Экспозиция Нефть Газ. 2022. № 5. С. 50–54. DOI: 10.24412/2076-6785-2022-5-50-54

30. Короткова Ю.С. Деформации кустовых площадок и скважин вследствие растепления мерзлых пород и способы их предотвращения / Ю.С. Короткова // Новые технологии - нефтегазовому региону: Материалы Международной научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых, Тюмень, 24–28 апреля 2017 года. Том II. – Тюмень: Тюменский индустриальный университет, 2017. – С. 256–258. – EDN ZIFOLB.

31. Кустышев И.А. Перспективы колтюбинговых технологий при консервации, расконсервации и ликвидации скважин / И.А. Кустышев, А.В. Кустышев, Ю.В. Ваганов, И.В. Чижов // Время колтюбинга. - 2007. - № - С. 25–28.

32. Листак М.В. Комплексный подход к ремонту газовых скважин с помощью колтюбинговых технологий / М.В. Листак, Ж.С. Попова, Е.К. Зозуля [и др.]// Известия вузов. Нефть и газ. - 2007. - №6. - С. 13–18.

33. Методы разработки многопластовых газоконденсатных месторождений на примере месторождения устьюртского региона / Беков Б.Х., Ахметчанов Н.Н., Жамилов А.Ф., Хамидов Ш.Ш // Universum:

технические науки. 2022. №3–6 (96). URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/metody-razrabotki-mnogoplastovyh-gazokondensatnyh-mestorozhdeniy-na-primere-mestorozhdeniya-ustyurtskogo-regiona> (дата обращения: 06.04.2023).

34. Многолетнемерзлые породы как коллектор газовых и газогидратных скоплений, - В.С. Якушев, Е.В. Перлова (ВНИИГаз), Е.М. Чувиллин, 273 (МГУ им. Ломоносова), В.В. Кондаков (НТФ «КриОС»), - Газовая промышленность, № 3, 2003 г., с 36–40.

35. Нестеров И.И. Структурно-геологическая карта (схема): Структурная схема районирования чехла Западно-Сибирской плиты по подошве Юрско-Кайнозойского плитного комплекса, масштаб: 1:500000, составлена: 1984 г.

36. Нифантов В.И. Научное обоснование процесса вскрытия пластов и освоения скважин с применением гибкого регулирования забойного давления: дисс. д-ра техн. наук. – Ставрополь: СекКавГТУ, 2002. -395 с.

37. Об осложнениях при эксплуатации газоконденсатных скважин Пякяхинского месторождения, связанных с возникновением жидкостных «пробок» на забое / К.Е. Кордик, И.К. Абдулин, О.Ю. Забродин [и др.] // Нефтепромысловое дело. – 2021. – № 11(635). – С. 71-74. – DOI 10.33285/0207-2351-2021-11(635)-71-74. – EDN QSXVCN.

38. Патент № RU 2762321 C1 Российская Федерация, СПК E21B43/12(2021.08), E21B43/32(2021.08). Технология разработки высокопроницаемого пласта-коллектора, насыщенного газом и подстилаемого пластовой водой: № 2020128209: заявл. 24.08.2020: опубл. 17.12.2021 / Общество с ограниченной ответственностью «ЛУКОЙЛ - Западная Сибирь». – Текст: электронный. – Доступ с сайта elibrary.ru

39. Перепеличенко В.Ф., Кулахмедов Х.А. и др. Направления повышения эффективности ГТМ в газовых и газоконденсатных скважинах в период падающей добычи/ Газовая промышленность №5, 2011, с. 39–42.

40. Повышение эффективности освоения газовых месторождений Крайнего П42 Севера. - М. : Наука, 1997. -655 с.

41. Сингуров А.А. Научное обоснование технологий капитального ремонта скважин при разработке газовых и газоконденсатных месторождений в условиях падающей добычи: специальность 25.00.17 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»: диссертация на соискание ученой степени доктора технических наук / Сингуров Александр Александрович. – Москва, 2022. – 459 с. – EDN EWPIMX.

42. Сипина Н.А. Осложнения и аварии при строительстве скважин в мерзлых породах / Н.А. Сипина, Г.Э. Скримскис, В.Ф. Карпов // Новые технологии - нефтегазовому региону: Материалы Международной научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых, Тюмень, 24–28 апреля 2017 года. Том II. – Тюмень: Тюменский индустриальный университет, 2017. – С. 270-273. – EDN ZIFONT.

43. Чертков П.Ю. Строительство нефтесборных сетей на мерзлых грунтах / П. Ю. Чертков // Новые технологии - нефтегазовому региону: Материалы Международной научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых, Тюмень, 24–28 апреля 2017 года. Том II. – Тюмень: Тюменский индустриальный университет, 2017. – С. 190–192. – EDN ZIFOBV.

44. Abekah B. (2016) Development of a Gas Condensate Reservoir: Case Study of the Niger Delta. Master's Thesis, African University of Science and Technology, Abuja, Nigeria

45. Aliev Z.S., Samuylova L.V. «Gas hydrodynamic studies of gas and gas condensate reservoirs and wells»: Textbook for universities. - M.: MAKSPress, 2011. - 340 p.

46. Al-Umran MI, Saudi MM, Al-Tameimi YM. Inflatable enables successful water shut-off in high angle wellbores in Ghawar field. Paper presented

at the 14th Society of Petroleum Engineers Middle East Oil and Gas show and Conference held in Bahrain, March 12-15; 2005.

47. Bea CE. Prediction of water cone formation in a naturally fractured reservoir with aquifer drive - an artificial expert application. M.Sc. Thesis submitted to the Department of Energy and Mineral Engineering, Pennsylvania State University; 2015.

48. Chad Rowan, Point Thomson Key Gas Field that's Challenging to Produce, 2013-01-07, <https://edx.netl.doe.gov/dataset/point-thomson-key-gas-field-thats-challenging-to-produce>

49. Ibelegbu C, Onyekonwu M. Analysis of cone formation and water movement in horizontal wells. European Journal of Scientific Research. 2010;39(4):477-488.

50. James L.F., Nickens H. V. Solving Journal of Petroleum Technology Gas-Well Liquid-Loading Problems 56 (04), 30–36 (2004).

51. James L.F., Nickens H.V. Gulf Professional Publishing Gas well deliquification solutions to gas well liquid loading problems, 314 (2003).

52. Li F., Billy W.H., Jamaluddin A., Jairam K., Robert M., Gary A.P., Alexander S. and Curtis H.W. (2005) Understanding Gas Condensate Reservoirs. Oilfield Review, 17, 14-27

53. Makinde FA, Adefidipe OA, Craig AJ. water coning in horizontal wells: Prediction of post-breakthrough performance. International Journal of Engineering and Technology. 2011;11(1):173-185.

54. Manual. — Edinburgh: Heriot-Watt Institute of Petroleum Engineering, 2018. — 814 p.;

55. Mata F, Ali S, Cordova E. Water shutoff treatments using an internally catalyzed system in Boscan field: Case histories. Paper presented at Society of Petroleum Engineers Annual Technical Conference and Exhibition held in San Antonio, Texas, USA, September 24-27; 2006.

56. Nkemakolam C. Izuwa., Boniface Obah., and Dulu Appah (2014) «Optimal Recovery of Condensate in Gas Condensate Reservoir through Gas Cycling» Petroleum Technology Development Journal.
57. Okon A. N., Appah D. and Akpabio J. U. (2017). Water Coning Prediction Review and Control: Developing an Integrated Approach. Journal of Scientific Research and Reports, Vol. 14, No. 4, pp. 1-24.
58. Seah Y.H., Gringarten, A.C., Giddins, M.A., and Burton, K. 2014. Optimising Recovery in Gas Condensate Reservoirs. Presented at the SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference, Adelaide, Australia, 14-16 October. SPE-171519-MS. <http://dx.doi.org/10.2118/171519-MS>.
59. Shevchenko E. Experimental study of water coning phenomenon in perforated pipes geometry. M.Sc. Thesis submitted to Department of Energy and Process Engineering, Norwegian University of Science and Technology, Norway; 2013.
60. Shi C. 2009. Flow Behaviors of Gas Condensate Wells. Ph.D. Dissertation, Stanford University, Stanford, California (March 2009).
61. Siddiqui, M.A.Q., Al-Nuaim, S., and Khan, R.A. 2014. Stochastic Optimization of Gas Cycling in Gas Condensate Reservoirs. Presented at the Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference, Abu Dhabi, UAE, 10-13 November. SPE-172107-MS. <http://dx.doi.org/10.2118/172107-MS>.
62. Siddiqui, M.A.Q., Al-Nuaim, S., and Khan, R.A. 2015. Well Placement and Rate Optimization for Gas Cycling in Gas Condensate Reservoirs. SPE Middle East Oil & Gas Show and Conference, Manama, Bahrain, 8-11 March. SPE-172641-MS. <http://dx.doi.org/10.2118/172641-MS>.
63. Vo Hai, Horne Roland. (2015). Experimental Study of Composition Variation During Flow of Gas-Condensate. 10.2118/175011-MS.

Фондовая

64. Технологическая схема разработки Месторождения X (ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»). Протокол заседания газовой секции ЦКР Роснедр по разработке месторождений горючих полезных ископаемых от 07.07.2004 № 21-Г/2004.

ПРИЛОЖЕНИЕ В

(справочное)

Analysis of geological and technological features of the gas condensate fields development in the Far North

Обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ11	Белов Тимур Владимирович		15.05.2023

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОНД	Чернова О.С.	д.г.н.-м.н.		15.05.2023

Консультант – лингвист отделения иностранных языков ШБИП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОИЯ	Болсуновская Л.М.	к.ф.н.		15.05.2023

1 Analysis of geological and technological features of the gas condensate fields development in the far North

1.1 The history of the gas condensate fields development in the Far North of the mid-late XX century

Active gas condensate fields development in the Far North was conducted in the middle-end of the XX century. Huge volumes of gas have been supplied to the CIS countries and Europe for many years. Problems began to appear in the application of outdated traditional approaches to increase the volume of gas production, export of both gas and its processed products. Already in 1997, there were acute issues of changing mechanisms aimed at increasing the balance gas reserves, expanding export opportunities by improving the technologies of exploration, production, operation, processing and transportation of gas and condensate, which is confirmed in the works of Remizov V.V., Trofimuk A.A., Ermilov O.M. and others [28].

The subsoil users were already aware of the need to introduce completely innovative technologies, especially in the framework of geological exploration against the background of a decrease in the pace of their implementation. There was also a shortage of modern hardware and software. Due to the need to increase ability, a huge development has befallen a lot of areas, such as: seismic exploration, geological exploration, drilling, field facilities construction, development, refining and transportation of gas raw materials. The main strategy goal of those years was the deployment of large-scale territories development of the Yamal Peninsula, the expansion of the process of gas supply to citizens of Russia and other countries.

Due to the global contribution of Russian scientists and engineers, we currently have a number of large, medium and small deposits actively involved in the gas and condensate development. At the present stage of development, subsoil users face latest problems, the implementation of solutions that will allow them to

extract the reserves of the current raw material base for the needs of global consumers as efficiently and safely as possible.

1.2 Analysis of factors affecting the efficiency of the well construction and gas condensate fields development

The gas condensate fields development faces a wide range of difficulties and challenges, ranging from the areas of well development and construction to field development and refining of gas and condensate. All the problems that will be listed below require a special approach to studying and solving for the most efficient gas and condensate production in the conditions of the Far North.

Field development and well construction in permafrost rock mass conditions

The most important problem in the field development and the well construction is the influence of permafrost rock mass. Due to seasonal temperature fluctuations, thawing with next freezing is characteristic of such soils, which leads to phenomena associated with a violation of the relief structure, for example, frost heave.

The construction of multiple well platforms and linear pipelines is complicated in conditions of permafrost and differs in its approaches depending on the season. In winter, due to negative temperatures, the soil can withstand high loads, which is characterized by the structure's stability, as well as the use of standard equipment and construction technologies. In the summer period, due to the soil's thawing, work is either not conducted, or conducted using highly specialized technologies of work in a swampy area. Pipelines can be laid both under and above the ground. Therefore, when the pipeline is operated underground, the transported fluid can lead to forced thawing of the soil, which may lead to a violation of the pipeline integrity. To level this effect, various materials for thermal insulation are used or an aboveground method of laying a pipeline is used [43].

During the X-mas tree construction on multiple well platforms, due to low temperatures, special block boxes are used that completely cover the well equipment [30].

During the well's construction at the design stage, the permafrost rocks presence influence should also be considered, which entails the formation of a number of restrictions and a set of solutions. When drilling wells, it is forbidden to use water as the basis for drilling mud. Seasonal soils thawing can lead to cavern formation; therefore, it is necessary to use a special composition of the drilling fluid, additives in which supply borehole stabilization. It is also recommended to use smaller diameter drill bits with the implementation of a further increase in the diameter of the barrel with the help of expanders. The directional well design is not possible precisely within the framework of the permafrost rocks occurrence. In other technological measures for completion, crimping, it is necessary to use non-freezing liquids. The development procedure can be followed only after the well is templated for the presence of bore diameter narrowing [34, 42].

Examples of other well construction problems related to the permafrost occurrence are rupture and crumpling of casing strings, drilling fluid losses due to absorption, discrepancy of the required volume of grouting fluid to the calculated due to the formation of cavities in the open borehole.

The problem of hydrate formation in gas condensate wells

In continuing the analysis of the problems associated with the low temperatures of the Far North, it is necessary to pay attention to hydrate formation. The main factors figuring out the conditions of hydrate formation are pressure, temperature, fluid composition and the presence of an aqueous phase [27, 39, 41, 44].

In order to avoid the involvement of other costs for the elimination of formed hydrates, the best solution would be to provide measures to prevent their formation, which is much cheaper and more efficient. As methods of preventing the hydrate's formation, it is possible to distinguish the pressure maintenance in

pipes below the hydrate formation pressure, the use of hydrate formation inhibitors that slow down the growth of hydrate crystals, interfere with the formation of stable bonds between crystals, as well as maintaining a temperature above the hydrate formation temperature [44].

However, the judgment that low flow rates with later self-drilling of wells due to the formation of gas hydrates may be mistaken. Closer to the wellhead, the gas temperature approaches zero, the resulting droplet liquid freezes, forming ice.

Causes of occurrence and ways to prevent sand ingresses

Another particularly important problem, especially occurring at the final stages of the gas condensate fields development, is the presence of sand occurrences and sand bridge.

Basically, the removal of sand occurs due to the growth of well water flooding, sand particles are carried away by the flow of water. Initially, sand is conducted in small quantities, then an unexpected breakthrough of large-volume mechanical impurities may occur, since the concentration of sand was so high in the bottom-hole zone that due to the large amount of water, the particles did not have a strong coupling with each other. This is also explained by the pulsating flow of gas to the bottom hole [29, 41].

Mechanical, chemical and combined methods are used to combat sand removal. When choosing a method to prevent the removal of mechanical impurities, it is necessary to consider the design features of the borehole. Chemical methods are recommended to be used in cases where there is no cavern formation in wells due to the sand ingresses. The fight against sand phenomena is impossible without simultaneous isolation of areas with high water content of products, it is necessary to conduct squeeze cementing. The use of filters of assorted designs may be ineffective due to the impossibility of preventing the destruction of the borehole, protective screens only suspend the accumulation of sand. The cement bridges creation can also be ineffective, since this is only a point solution to the problem of both sand ingresses and well water flooding, the water flow will bypass

the cement bridge. Working out on a torch can lead to the destruction of a cement bridge. Another method is the introduction of resin with its further foaming into areas subjected to sand removal [24].

The problem of water cone formation of gas condensate wells

As mentioned earlier, the problem of water breakthrough to producing gas condensate wells is closely related to the sand ingresses phenomenon [27, 41, 37, 50, 51, 57, 49, 47, 59, 53]. Over time, during the well's operation, there is a gas-water contact increase (GWC), as well as the local water cones formation in the bottom-hole zone in the perforation's interval. Watering occurs along the interlayers characterized by high permeability values. The problem of water flooding occurs at different stages of the well life: when finishing, there are problems of poor coupling of cement stone and rock, incomplete displacement of the washing liquid, violation of the cement ring tightness, at the well operation stage, there are also intercolonial flows due to violation of the cement stone integrity, increased values of depressions on the formation.

In order to prevent further water breakout, it is planned to carry out repair and insulation works of various configurations. Cement mortar injection is the least effective due to the lack of durability and selectivity. Selective isolation methods, on the other hand, make it possible to pinpoint the inflow from watered intervals. In conditions of low-flow wells and the weakly cemented rocks presence, it is recommended to use insulation with foam-cement mortar [36]. The use of coiled tubing installations for selective isolation of flooded areas is gaining the greatest popularity, however, there are restrictions on the well flow section [25, 26, 31, 32, 46, 55].

A striking example of the gas condensate wells flooding is the experience of the Pyakyakhinsky oil and gas condensate field, where geophysical work was previously carried out to accurately detect the location of the source of flooding [37]. Experts believe that the most dangerous area of the liquid plug occurrence is the liner in the case of a horizontal well due to the reduced flow rate of gas

condensate at this bore interval. This problem was also accompanied by retrograde condensation processes (Figure 1.1).

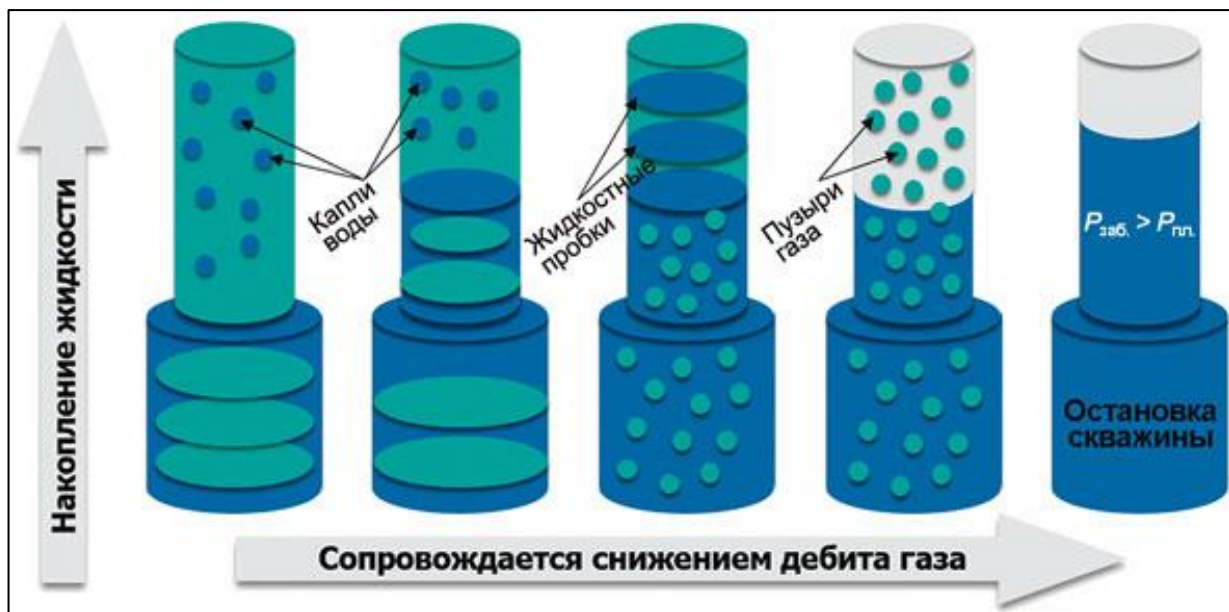


Figure 1.1 – The process of liquid plug formation at the well bottom [37]

Also, another feature of the condensate banking geometry was the influence of the inclined liner immersion (Figure 1.2) By modeling, the range of gas velocities necessary for the removal of liquid plugs and sand occurrences was calculated, but at the same time not so large as not to lead to abrasive wear of downhole equipment [28].

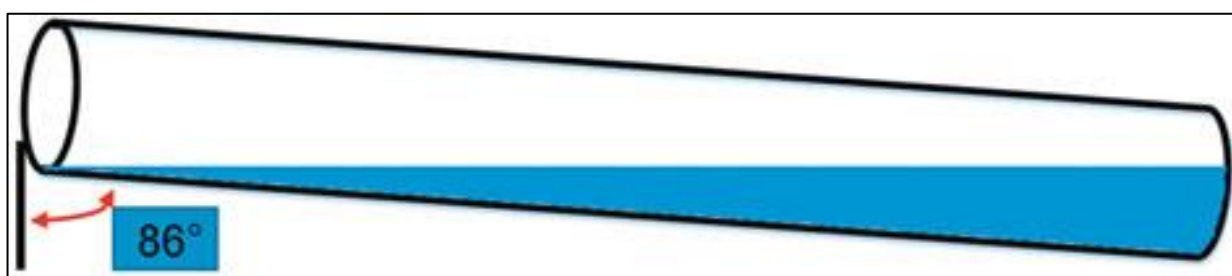


Figure 1.2 – Inclined liner immersion in horizontal gas condensate wells of the Pyakyakhinsky field [37]

The problem of the retrograde condensation phenomenon

Another global problem that all subsoil users are trying to prevent is the loss of condensate in the reservoir. In the single-phase state, the gas condensate

reservoir consists mainly of gas, but as the pressure decreases below the dew point, the liquid begins to fall out of the gas phase near the wellbore, as shown in the figure 1.3 [43, 47, 51, 62, 57, 59].

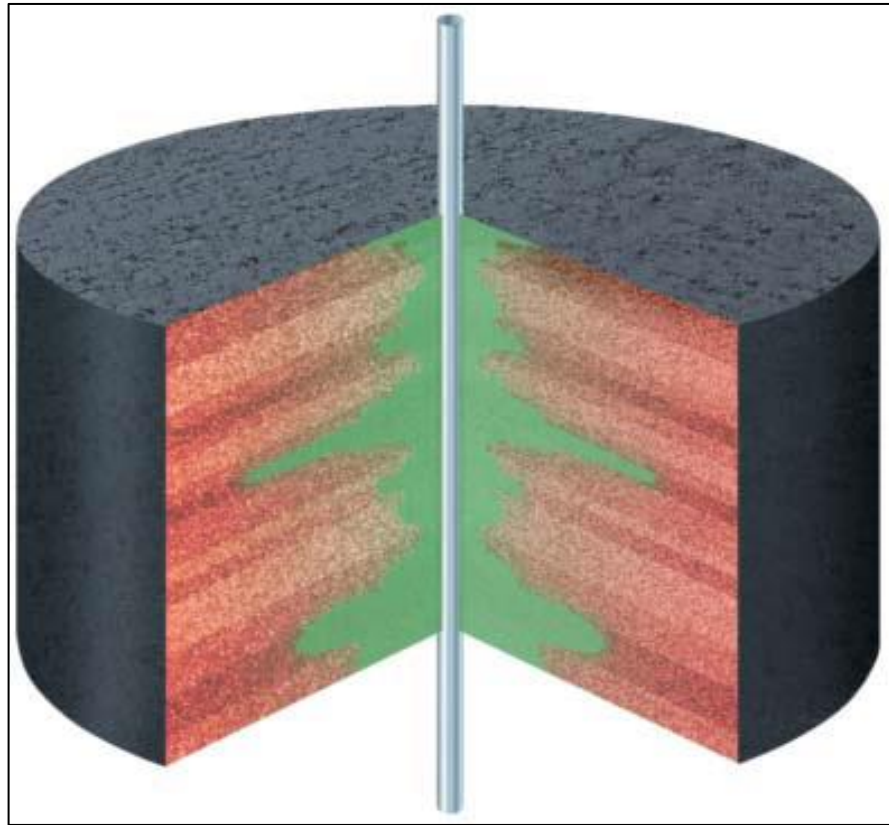


Figure 1.3 – The phenomenon of retrograde condensation in the reservoir [52]

Condensation continues with decreasing pressure until much liquid accumulates, up to critical saturation with condensate. The resulting effect of this condensation is to limit the gas flow, which leads to low gas productivity and low condensate recovery. The degree of gas permeability reduction in the borehole area depends on the liquid phase behavior and the relative permeability characteristics. The heavier components condense from the formation gas, the more the condensate is blocked at the same pressure drop. Consequently, the maximum saturation of the condensate ring is mainly affected by the critical liquid saturation. Condensation precipitation is also called condensate banks.

In order to prevent the condensate banks formation, injection of purified extracted or purchased gas is used, which is also called a cycling process (Figure

1.4), which allows you to keep the pressure above the condensation pressure [44, 48, 52, 56, 61]. For an accurate understanding, it is necessary to determine the phase diagram shape of a particular fluid in the field (Figure 1.5). Hydraulic fracturing can also be used. However, hydraulic fracturing does not lead to the formation of a condensate saturation zone of the pipeline, at least for a fleeting time. As soon as the pressure on the sandy surface drops below the dew point, the saturation will increase around the fracture, just as it happened around the borehole. Horizontal or inclined wells are also used to increase the contact area. Condensate is still accumulating around these longer wells, but it takes longer. The well's productivity remains high for longer, but the benefits should be compared with increased costs [52, 62]. Hydraulic fracturing was used in small volumes at the Yamburgsky oil and gas condensate and Urengoy oil and gas condensate fields.

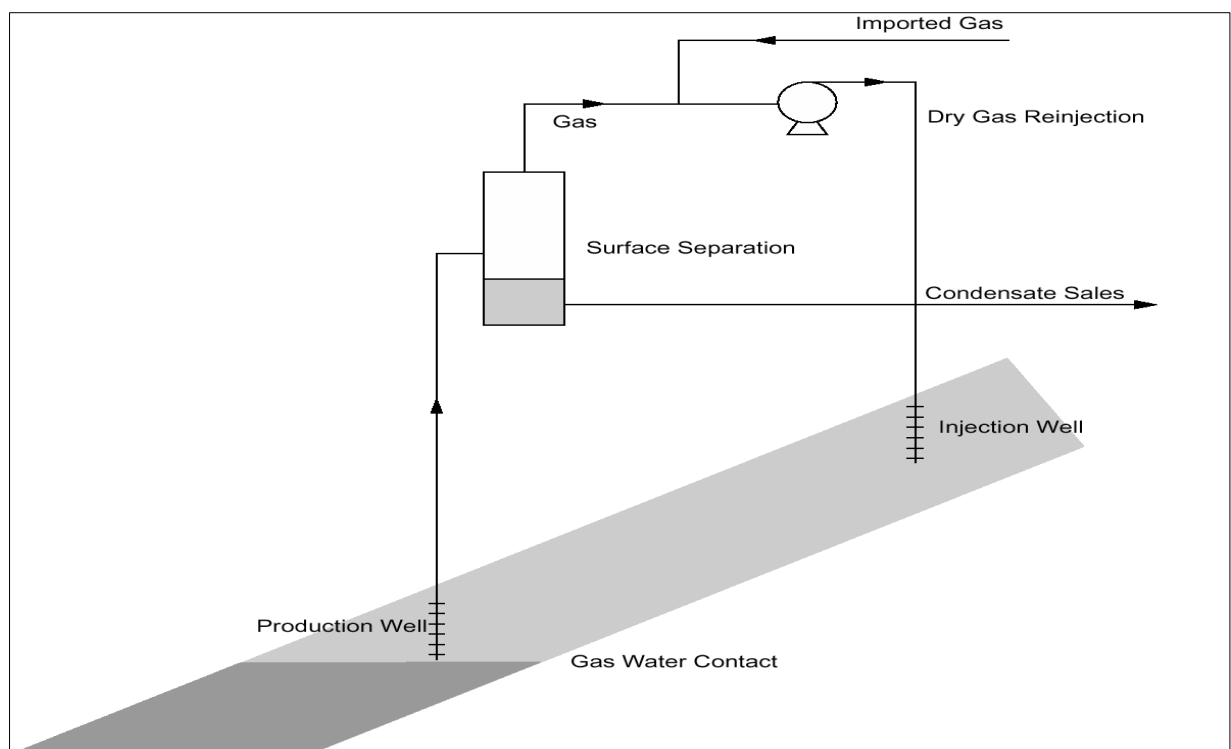


Figure 1.4 – Cycling process technology [54]

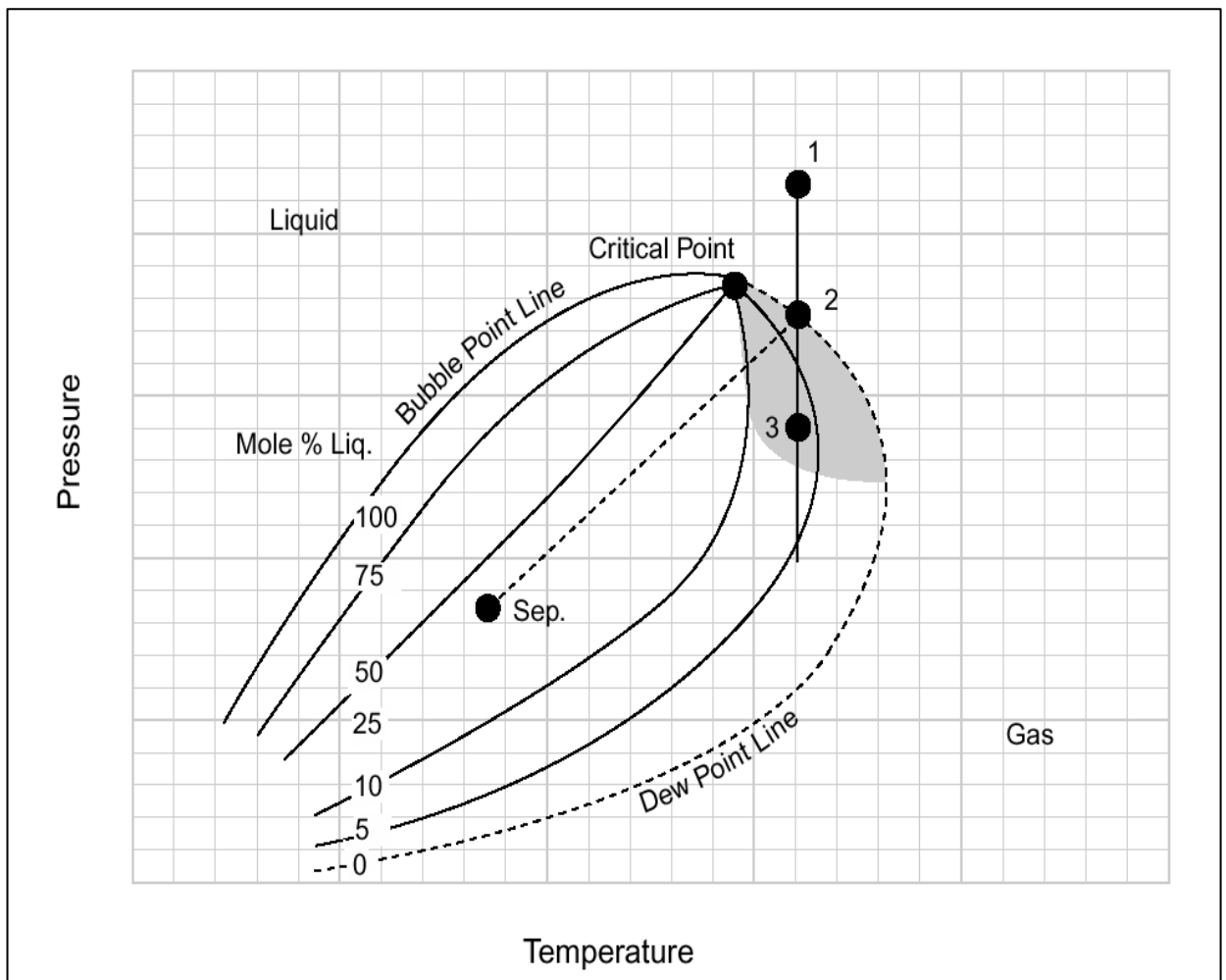


Figure 1.5 – Example of a retrograde condensate phase diagram [54]

Stimulation techniques of the gas condensate wells inflow

Stimulation technique and increase in drainage area can be achieved by selecting different well constructions. The main well's construction for the gas condensate fields development are horizontal and multi-hole wells, providing coverage of a larger drainage zone and with a variety of unrelated layers, which is typical for the fields of the Far North. However, in highly heterogeneous formations, the use of horizontal wells can lead to a decrease in gas output, and drilling too long horizontal sections is difficult to control and unsafe [27].

As other methods, chemical methods can be distinguished, namely acid treatments and treatments with surfactants, mechanical methods, namely hydraulic fracturing, repeated perforation of the formation. Acid treatment is applicable for dissolving the bottom hole contamination, however, the selection of the wrong

composition can lead to clay's colmatation. The use of perforations of greater power can lead to the occurrence of overflows due to the partial cement stone destruction. In such cases, sand blast perforation is used as the gentlest method. However, the process of intensive injection of liquid with sand can lead to the liquid absorption into the formation, which is unacceptable [41].

Since a large number of gas condensate fields in the Far North are multi-layer, the specialists of «O'ZLITINEFTGAZ» have proposed various options for development systems [33]:

1. First, the upper horizons are developed, and later deeper ones. This top-down development system is used when the reserves of the upper horizons and reservoir pressures are sufficient to provide consumers with gas, and drilling of the lower horizons is associated with significant capital investments, technical difficulties, and an increase in production from them is expected to be insignificant.

At the same time, it is necessary to consider the possibility of using production wells of the upper horizon for subsequent drilling them to the underlying ones.

2. First, the lower horizons are developed, and then the upper ones. This bottom-up system is usually used for the first type of multi-layer deposits, i.e. when the gas reserves in the lower horizons significantly exceed the upper horizons reserves, and the pressure in the upper horizons is insufficient to ensure a compressor-free gas supply to consumers. In addition, this development system can be used to lower the pressure in the lower horizons to a pressure that differs from the upper one by the gas column weight, i.e. when the first type of deposit should be turned into the second. After that, it is possible to simultaneously operate the upper and lower horizons, excluding, at the same time, the gas flow from the underlying horizons to the overlying ones.

3. A simultaneous system for the development of upper and lower horizons can be carried out both separately by wells of each horizon separately, and by their joint operation using a packer in one well using a mobile compressor unit. This

system allows you to get the required amount of gas with the smallest number of wells.

4. The simultaneous system of development of the upper and lower horizons can be carried out both by separate operation by wells of each horizon, and by joint packer operation by one well. This system allows you to get the required amount of gas with the smallest number of wells.

Currently, many of the above problems are still being solved in the process of developing new and operating old gas condensate fields in the Far North. However, most of these problems with the movement of scientific progress and the emergence of new technologies can be predicted in advance and taken into account when developing deposits. The main problems most acutely facing the subsoil users are the retrograde condensation phenomena and underlying water coning, the solution of which will allow the most efficient and cost-effective increase in gas and condensate production.