



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

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

**ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА МАГИСТРАНТА**

Тема работы

**КОМБИНИРОВАННАЯ СИСТЕМА РАЗРАБОТКИ НА ОСНОВЕ УЧАСТКА  
ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННЫХ РАБОТ ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО  
МЕСТОРОЖДЕНИЯ (ЯНАО)**

УДК 553.98-047.58

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ15	Белова Екатерина Олеговна		21.06.2023

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Матвеев Иван Васильевич	к.ф.-м.н.		23.06.2023

**КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Цибулькинова Маргарита Радиевна	к.г.н.		22.06.2023

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ООД	Сечин Андрей Александрович	к.т.н.		22.06.2023

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

Руководитель ООП/ОПОП, должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОНД	Мельник Игорь Анатольевич	д.г-м.н		23.06.2023

## ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОСВОЕНИЯ

### 21.04.01 Нефтегазовое дело

#### ООП «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

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

<b>ПК(У)-5</b>	Способен участвовать в управлении технологическими комплексами, принимать решения в условиях неопределенности
<b>ПК(У)-6</b>	Способен применять полученные знания для разработки и реализации проектов и научно-исследовательских работ различных процессов производственной деятельности на основе методики проектирования в нефтегазовой отрасли, а также инструктивно-нормативных документов
<b>ПК(У)-7</b>	Способен применять современные программные комплексы для научно-исследовательских работ и проектирования технических устройств, аппаратов и механизмов, технологических процессов в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности

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

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

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

### ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

Обучающийся:

Группа	ФИО
2БМ15	Белова Екатерина Олеговна

Тема работы:

<b>Комбинированная система разработки на основе участка опытно-промышленных работ газоконденсатного месторождения (ЯНАО)</b>	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№100-28/с от 10.04.2023

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:	23.06.2023
--	------------

#### ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<b>Исходные данные к работе</b>	Геологическое описание и графический материал по месторождению X, тексты и графические материалы проектных документов, отечественная и зарубежная литература, статьи по рассматриваемой тематике.
<b>Перечень разделов пояснительной записки подлежащих исследованию, проектированию и разработке</b>	Физическое состояние и поведение фильтрации газового конденсата в пласте. Осложнения, связанные с наличием слабо консолидированных горных пород. Основные типы конструкций скважин, применяемых на месторождении X. Системы размещения скважин по площади газоносности месторождений природных газов. Технологический режим эксплуатации газовых скважин. Особенности разработки и эксплуатации многопластовых газовых

	месторождений. Особенности разработки и эксплуатации газоконденсатных месторождений. Компонентотдача месторождений природных газов и методы её увеличения. Обоснование технологического решения по внедрению комбинированной системы разработки газоконденсатного месторождения X в условиях Крайнего Севера.
<b>Перечень графического материала</b>	1. Добыча газа по двум вариантам разработки. 2. Добыча конденсата по двум вариантам разработки. 3. Накопленная добыча газа по двум вариантам разработки. 4. Накопленная добыча конденсата по двум вариантам разработки. 5. Обводненность и отношение вода/газ по двум вариантам разработки.
<b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b>	
<b>Раздел</b>	<b>Консультант</b>
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Цибульникова М.Р., доцент, к.г.н.
Социальная ответственность	Сечин А.А., доцент, к.т.н.
Раздел на иностранном языке	Болсуновская Л.М., доцент, к.ф.м.
<b>Названия разделов, которые должны быть написаны на иностранном языке:</b>	
2 Система комбинированной разработки и компонентоотдача газоконденсатных месторождений	

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	12.04.2023
---	------------

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Матвеев Иван Васильевич	к.ф.-м.н.		12.04.2023

**Задание принял к исполнению обучающийся:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ15	Белова Екатерина Олеговна		12.04.2023

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

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

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

Обучающийся:

Группа	ФИО
2БМ15	Белова Екатерина Олеговна

Тема работы:

<b>Комбинированная система разработки на основе участка опытно-промышленных работ газоконденсатного месторождения (ЯНАО)</b>
--

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:	24.06.2023
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
24.04.2023	1 Основы и принципы разработки газоконденсатных залежей в условиях Крайнего Севера	15
04.05.2023	2 Система комбинированной разработки и компонентоотдача газоконденсатных месторождений	20
22.05.2023	3 Обоснование технологического решения по внедрению комбинированной системы разработки газоконденсатного месторождения в условиях крайнего севера	30
31.05.2023	4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	15
05.06.2023	5 Социальная ответственность	10
12.06.2023	Combined development system and component recovery of gas condensate fields	10

**СОСТАВИЛ:**

**Руководитель ВКР**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Матвеев Иван Васильевич	к.ф.-м.н.		12.04.2023

**СОГЛАСОВАНО:**

**Руководитель ООП**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОНД	Мельник Игорь Анатольевич	д.г.-м.н.		12.04.2023

**Обучающийся**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ15	Белова Екатерина Олеговна		12.04.2023

## РЕФЕРАТ

**Выпускная квалификационная работа** содержит 144 страницы, в том числе 27 рисунков, 25 таблиц. Список литературы включает 54 источника информации. Работа содержит 3 приложения.

**Ключевые слова:** комбинированная система разработки, Большехетская впадина, газоконденсатное месторождение, горизонтальные скважины, многозабойные скважины, многостадийный гидравлический разрыв пласта, гидродинамическое моделирование, коэффициенты извлечения газа и конденсата.

**Объектом исследования** является группа пластов нижнемеловых отложений БТ<sub>10-11</sub> газоконденсатного месторождения X.

**Предметом исследования** являются геологические особенности строения залежей, приводящие к неравномерному вытеснению газа и конденсата на месторождении Крайнего Севера.

**Цель исследования** – повышение коэффициентов извлечения газа и конденсата за счет роста площади дренирования скважин с помощью применения комбинированной системы разработки на газоконденсатном месторождении X ЯНАО.

**В процессе исследования** были подробно рассмотрены геологические особенности разработки газоконденсатных месторождений в условиях Крайнего Севера. Представлена характеристика комбинированной системы разработки и ее основных компонентов. Построена гидродинамическая модель объекта БТ<sub>10-11</sub> с применением комбинированной системы разработки месторождения и проведены расчеты экономической эффективности внедрения рассматриваемого технологического решения.

**В результате исследования** выявлен положительный эффект от внедрения предложенного варианта системы разработки в условиях газоконденсатного месторождения X Ямало-Ненецкого автономного округа.

**Областью применения** является объект разработки БТ<sub>10-11</sub> газоконденсатного месторождения X.

**Экономическая эффективность работы** заключается в достижении максимально возможных значений накопленной добычи газа и конденсата при минимальных экономических затратах.

**В будущем планируется** адаптация предлагаемого проектного технологического решения с дальнейшим внедрением на объекте разработки.

## СОДЕЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	12
ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ.....	15
1 Основы и принципы разработки газоконденсатных залежей в условиях Крайнего Севера.....	16
1.1 Физическое состояние и поведение фильтрации газового конденсата в пласте.....	16
1.2 Осложнения, связанные с наличием слабо консолидированных горных пород.....	21
1.3 Процесс выпадения конденсата в призабойной зоне пласта.....	23
2 Система комбинированной разработки и компонентоотдача газоконденсатных месторождений.....	26
2.1 Основные периоды разработки газоконденсатных месторождений.....	26
2.2 Основные типы конструкций скважин, применяемых на месторождении Х.....	27
2.2.1 Многозабойные скважины.....	27
2.2.2 Горизонтальные скважины.....	30
2.2.3 Горизонтальные скважины с многостадийным гидравлическим разрывом пласта.....	34
2.3 Системы размещения скважин по площади газоносности месторождений природных газов.....	37
2.4 Технологический режим эксплуатации газовых скважин.....	41
2.5 Особенности разработки и эксплуатации многопластовых газовых месторождений.....	47
2.6 Особенности разработки и эксплуатации газоконденсатных месторождений.....	48

2.6.1	Разработка газоконденсатных месторождений с поддержанием пластового давления.....	48
2.6.2	Разработка газоконденсатных месторождений без поддержания давления.....	49
2.7	Компонентоотдача месторождений природных газов и методы её увеличения.....	49
2.7.1	Компонентоотдача месторождений природных газов.....	49
2.7.2	Методы увеличения компонентоотдачи газоконденсатных месторождений.....	53
3	Обоснование технологического решения по внедрению комбинированной системы разработки газоконденсатного месторождения х в условиях крайнего севера.....	54
3.1	Геолого-географическая характеристика месторождения арктической зоны.....	54
3.2	Фильтрационно-емкостные свойства исследуемого объекта.....	59
3.3	Сведения о запасах углеводородов.....	61
3.4	Технологический расчет оптимальных вариантов разработки газоконденсатного месторождения X.....	62
4	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение....	71
4.1	Расчет выручки.....	74
4.2	Расчет капитальных затрат.....	75
4.3	Расчет эксплуатационных затрат.....	77
4.4	Расчет налогов.....	77
4.5	Расчет параметров для оценки экономической эффективности.....	81
4.6	Анализ чувствительности.....	83
5	Социальная ответственность.....	89

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	89
5.2 Производственная безопасность.....	91
5.2.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровня их воздействия на работника.....	92
5.2.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровня их воздействия на работника.....	99
5.3 Экологическая безопасность.....	101
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	102
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	105
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	107
ПРИЛОЖЕНИЕ А.....	112
ПРИЛОЖЕНИЕ Б.....	113
ПРИЛОЖЕНИЕ В.....	117

## ВВЕДЕНИЕ

На современном этапе развития нефтегазовой промышленности «традиционные» запасы углеводородов истощаются, а доля трудноизвлекаемых запасов кратно растет с каждым годом. Залежи запасов, которые обладают низкими фильтрационно-емкостными свойствами, тектоническими нарушениями, высокими значениями вязкости и плотности флюидов и рядом других факторов, принято считать трудноизвлекаемыми.

Вследствие этого возникает необходимость в изменении подхода к проектированию систем разработки, когда наиболее встречаемые случаи теряют свою применимость в условиях многопластовых, сводовых газоконденсатных залежей. Одним из таких подходов является применение комбинированных систем разработки, которые характеризуются одновременным использованием различных конструкций скважин и схемы их размещения.

Газоконденсатное месторождение X Ямало-Ненецкого автономного округа расположено в пределах Большехетской впадины. Основные объекты разработки – группы пластов БТ<sub>8-9</sub>, БТ<sub>10-11</sub>, БТ<sub>12</sub> – представлены пластово-сводовыми залежами, сложенными терригенно-поровыми коллекторами с высокими значениями проницаемости.

**Актуальность исследования.** Геологические особенности продуктивных объектов рассматриваемого месторождения являются важным фактором, который значительно влияет на принятие решений при выборе максимально эффективного и экономически целесообразного варианта разработки. Ввиду неоднородности свойств пластов и недостаточной изученности разломов и рифтов, расположенных в районе работ, осложняющих добычу углеводородов, главной задачей является увеличение извлекаемых запасов за счет роста площади дренирования скважин с помощью применения комбинированной системы разработки месторождений.

В процессе исследования был проведен отбор текстового и графического материала, проанализированы технологический регламент месторождения X,

а также технология комбинированной системы разработки и методы оценки ее эффективности, построены упрощенные геологическая и гидродинамическая модели объекта исследования.

В результате исследования весь отобранный материал был подвергнут анализу, информация была представлена в текстовом и графическом исполнении. На основе гидродинамической модели месторождения была сравнена эффективность комбинированной системы разработки с системой, включающей наклонно-направленные скважины.

**Объектом исследования** является группа пластов нижнемеловых отложений БТ<sub>10-11</sub> газоконденсатного месторождения X.

**Предметом исследования** являются геологические особенности строения залежей, приводящие к неравномерному вытеснению газа и конденсата на месторождении Крайнего Севера.

**Целью** выпускной квалификационной работы является повышение коэффициентов извлечения газа и конденсата за счет роста площади дренирования скважин с помощью применения комбинированной системы разработки на газоконденсатном месторождении X ЯНАО.

Для достижения цели поставлены следующие задачи:

1. выделить основы и принципы разработки газоконденсатных залежей в условиях Крайнего Севера;
2. дать характеристику комбинированной системе разработки и ее основным компонентам;
3. обосновать целесообразность применения комбинированной системы на газоконденсатном месторождении X Ямало-Ненецкого автономного округа;
4. выполнить расчеты на реальной гидродинамической модели объекта БТ<sub>10-11</sub> с применением комбинированной системы разработки месторождения;
5. дать оценку экономической эффективности внедрения рассматриваемого технологического решения.

### **Основные положения, выносимые на защиту:**

1. Применение комбинированной системы разработки позволяет достичь наибольшей площади дренирования скважин и повышения коэффициента извлечения газа и конденсата.

2. Внедрение оптимального варианта разработки позволит достичь максимальных значений накопленной добычи газа – 55,51 млрд. ст. м<sup>3</sup>, конденсата – 2358,44 тыс. т.

**Научная новизна** диссертационного исследования заключается в предлагаемом технологическом решении о применении комбинированной системы разработки на газоконденсатном месторождении X, способствующей достичь максимальных значений накопленных показателей добычи газа и конденсата при минимальных экономических затратах.

### **Методы, использованные в работе**

При написании магистерской выпускной квалификационной работы были использованы технологическая схема разработки газоконденсатного месторождения X, оценка экономической эффективности разработки месторождения X была выполнена в соответствии с «Правилами подготовки технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья», утвержденными приказом Минприроды России от 20.09.2019 № 639 и 20.11.2020 №772.

**Областью применения** является объект разработки БТ<sub>10-11</sub> газоконденсатного месторождения X.

**Личный вклад** автора выпускной квалификационной работы заключается в анализе и систематизации данных. Проведение расчетов гидродинамической модели с последующей оценкой эффективности внедряемого варианта разработки с применением комбинированной системой.

**Практическая значимость работы:** на основе технико-экономических расчетов доказано, что внедрение предлагаемой системы разработки для условий газоконденсатного месторождения X Ямало-Ненецкого автономного округа является эффективным и рентабельным решением.

## **ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ**

**ГВК** – газоводяной контакт;

**ГИС** – геофизические исследования скважин;

**ГРП** – гидравлический разрыв пласта;

**ГС** – горизонтальная скважина;

**КИГ** – коэффициент извлечения газа;

**КИК** – коэффициент извлечения конденсата;

**МГРП** – многостадийный гидравлический разрыв пласта;

**МЗС** – многозабойная скважина;

**МУН** – методы увеличения нефтеотдачи;

**НКТ** – насосно-компрессорные трубы;

**ОПР** – опытно-промышленные работы;

**ОФП** – относительная фазовая проницаемость;

**ПЗП** – призабойная зона пласта;

**ППД** – поддержание пластового давления;

**УВ** – углеводороды.

# **1 Основы и принципы разработки газоконденсатных залежей в условиях Крайнего Севера**

## **1.1 Физическое состояние и поведение фильтрации газового конденсата в пласте**

Физическое состояние газового конденсата зависит от состава, пластовых давлений и температур. Когда температура пласта превышает критическую температуру, а поверхностные условия и условия транспортировки находятся за пределами двухфазной области, пластовая жидкость классифицируется как сухой газ.

Пластовая жидкость рассматривается как жирный газ, когда температура пласта выше критической и условия на его поверхности находятся в двухфазной области. Текучая среда может представлять собой газовый конденсат, когда температура пласта превышает критическую температуру и меньше критической точки. Когда температура пласта ниже критической, флюидом является нефть, которая может быть, как легкой, так и тяжелой. Нефть содержит больше тяжелых углеводородов, в то время как газовые конденсаты содержат больше промежуточных продуктов ( $C_2 - C_6$ ). Эти типы жидкостей по-разному используются при анализе пласта, поэтому важно определить правильный тип жидкости на ранних стадиях эксплуатации. При определении типа жидкости и ее количественной оценке основным методом является лабораторный анализ, но информация по добыче, такая как газовый фактор, цвет флюида в пласте и плотность также являются важными показателями [1].

Количественное содержание конденсата в пласте зависит от состава. Если преобладают высокомолекулярные компоненты, то количества конденсата меньше. Газовый конденсат является частью газовых коллекторов и приобретает все большее значение в качестве источника энергии. Коллекторы газового конденсата обладают наиболее сложным и запутанным режимом течения. Этот источник углеводородов связан с добычей газа и жидкого конденсата в поверхностных условиях. В исходном состоянии

пластовая жидкость остается в виде газа, и когда пластовые условия находятся между критической точкой и критической температурой, образуется жидкий конденсат.

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 1.1.

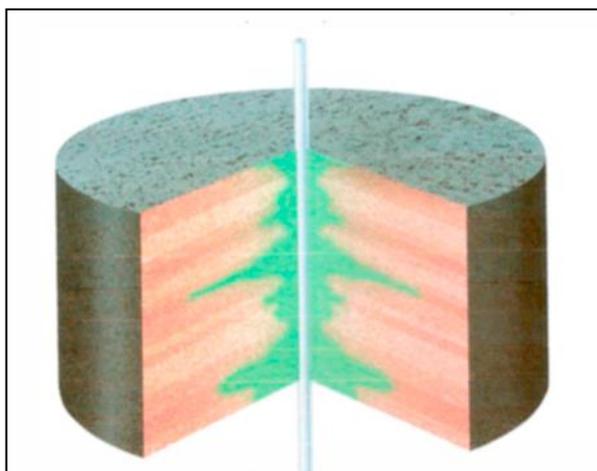


Рисунок 1.1 – Выпадение жидкости в околоскважинной области [1]

Конденсация продолжается при снижении давления 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 [2].

Тип резервуара для конденсата отличается по свойствам от нефтяных и газовых коллекторов в результате ретроградной конденсации. Накопление конденсата в определенный момент времени приведет к внезапному снижению добычи. 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.

### **Продуктивность газоконденсатной скважины [3]**

Газоконденсатные пласты характеризуются добычей как поверхностного газа, так и конденсата. Извлечение конденсата является ключевым фактором при разработке газоконденсатных коллекторов из-за дополнительной экономической ценности добываемого конденсата в дополнение к добыче газа. Добытый конденсат становится единственным потенциальным источником дохода, когда возникает крайний случай несуществующего рынка газа.

Область относительно высокой насыщенности жидкостью образуется вблизи ствола скважины, когда забойное давление падает ниже давления точки росы. Такая высокая насыщенность жидкостью приводит к снижению относительной газопроницаемости и снижению производительности скважины. Продуктивность скважины – это соотношение, определяющее дебит скважины в зависимости от депрессии.

#### **Поведение PVT-свойств газового конденсата**

Запасы газового конденсата извлекаются из нефтяных и газовых коллекторов в зависимости от их PVT-свойств, что приводит к различным характеристикам потока пластовой жидкости. Разработка газоконденсатных месторождений составляет от 70% до 90% традиционной газовой инженерии. Основное различие между коллекторами газового конденсата и сухого газа заключается в сложном поведении коллекторов конденсата из-за существования многофазности, то есть двухфазного потока в коллекторе, и дополнительного дохода, получаемого от добычи поверхностного конденсата [4, 5].

Двумя проблемами, требующими внимания в газоконденсатных коллекторах, являются [5]:

- 1) изменение выхода конденсата в течение срока службы резервуара;
- 2) влияние фазы газонефтяного потока на продуктивность вблизи изменения ствола скважины, на состав конденсата и на относительную двухфазную проницаемость вблизи ствола скважины – все это контролируется PVT-свойствами жидкости.

Свойствами PVT, которые контролируют выработку жидкости при снижении давления, являются: вязкость двух фаз, Z-фактор, выпадение жидкости и изменение состава более тяжелых компонентов в зависимости от давления. В проектах сайклинг процесса важно количественно оценить следующие фазовые характеристики: испарение, конденсацию и смешиваемость вблизи скважины, которая развивается при сайклинг процесса ниже точки росы. Различные экспериментальные модели изучали поведение PVT в коллекторах газового конденсата. Среди экспериментальных исследований – постоянное уменьшение объема, постоянное расширение состава, газовая хроматография, исследования плотности и вязкости. Исследования PVT, проводимые в первую очередь для изучения газоконденсатного флюида, включают постоянное расширение состава для получения точки росы и постоянное объемное истощение для моделирования эксплуатационных характеристик пласта.

#### **Относительная проницаемость газового конденсата**

Относительная проницаемость является важным параметром, определяющим продуктивность газоконденсатных коллекторов ниже давления точки росы. Фундаментальные работы Дарси по-прежнему являются основной теоретической основой для оценки относительной проницаемости потока в пористой среде. Многофазный поток в стволе скважины создает серьезные проблемы для инженеров-разработчиков из-за сложности характеристики преобладающего режима потока, который определяет соответствующий тип расчета перепада давления, который следует использовать. Это связано с проблемами относительной проницаемости пласта [6].

Поведение потока в газоконденсатных системах дополнительно осложняется уникальной зависимостью относительной проницаемости вблизи ствола скважины от скорости и межфазного натяжения. Положительный эффект сцепления, который относится к улучшению относительной проницаемости при повышении скорости и/или уменьшении положительного

эффекта сцепления, обусловлен одновременным сопряженным течением газовой и конденсатной фаз с периодическим открытием и блокированием прохождения газа конденсатом на уровне пор. Инерция является доминирующей для насыщенной активной зоны со 100% газом. Однако конденсаты образуются, когда воздействие инерции уменьшается. Увеличение скорости при высокой насыщенности конденсатом улучшает относительную проницаемость газа за счет сцепления, но при низкой насыщенности конденсатом то же изменение скорости приведет к снижению относительной проницаемости газа из-за инерции. Важность положительной связи и отрицательного инерционного влияния на относительную проницаемость газового конденсата является сложной функцией многих параметров, таких как свойства породы, свойства флюида (вязкость, плотность, насыщенность флюидом, межфазное натяжение) и поровая скорость.

### **Влияние многолетнемерзлых пород**

Эксплуатация всех месторождений Крайнего Севера осложнена наличием многолетнемерзлых пород. Строительство объектов обустройства и самих скважин не может быть запланирована без учета данного фактора.

В зависимости от сезона многолетнемерзлые породы введут себя по-разному: зимой происходит их замерзание, что осложняет процесс строительства из-за твердости грунта, а летом происходит их частичное оттаивание ввиду чего опорные конструкции могут изменить свое положение, что может привести к изменению прочностных характеристик всего объекта обустройства.

В скважинах наличие многолетнемерзлых пород повышает шанс образования газовых гидратов, что затрудняет фильтрацию добываемых углеводородов на поверхность.

### **Образование водяных конусов**

Одним из важнейших факторов, затрудняющих добычу газа и конденсата, является образование конусов воды, которые приводят к

преждевременному обводнению скважинной продукции. Попадание воды во флюид значительно снижает эксплуатационных характеристики скважин.

Особенно данный эффект влияет на работу горизонтальных скважин, где из-за повышенной депрессии в участке ствола, ближе к «пятке», конусы воды образуются быстрее, что приводит выбыванию из работы участка ствола от «пятки» до «носки».

## 1.2 Осложнения, связанные с наличием слабо консолидированных горных пород

Критерий устойчивости – важный параметр, определяющий устойчивость горных пород к обрушению. При нарушении данного параметра породы в околоскважинной зоне обрушаются, что приводит к серьезным последствиям как при бурении скважины, так и при добыче углеводородов. На рисунке 1.2 изображены факторы разрушения пород [7].

Устойчивость пород к обрушению определяют с помощью исследования керна. Если порода является слабосцементированной, то определение прочности рассчитывается через зависимости фильтрационно-емкостными и упруго-прочностными свойствами и составом пород.



Рисунок 1.2 – Факторы разрушения горных пород в околоскважинной области [7]

Устойчивость пород уменьшается при увеличении фильтрационно-емкостных свойств. Так же и повышение водонасыщенности приводит к уменьшению устойчивости пород, потому что снижается сопротивление размыву пород, что влечет за собой появление песка при добыче УВ при небольшом перепаде давления.

Эффективные напряжения будут увеличиваться только в том случае, когда возрастает депрессия на пласт, что приведет к выносу механических примесей к забою скважины. Если пластовое давление упадет до значений ниже критического, то какое бы ни было значение депрессии на пласт будет происходить обрушение горных пород в околоскважинной области [8].

От режима работы и конструкции скважин будет зависеть значения рабочего давления, следовательно, и депрессии на пласт, и напряжений. При выборе открытого ствола необходимо учитывать режим напряжений и радиус ствола для вертикальных скважин. Вынос примесей будет меньше при малых значениях радиуса скважины и нормальном режиме напряжений. Бурение горизонтальных скважин хоть и дороже, но в отличии от вертикальных, прорыв воды и вынос песка снижается ввиду меньших депрессий на пласт.

В случае неграмотных расчетов для проведения перфорации ствола скважины риск вынос песка к забою увеличивается кратно. Чтобы избежать данных последствий, применяют более щадящие технологии, например, гидropескострйную перфорацию. Уменьшение депрессии на пласт с целью снижения выноса песка также можно добиться с использованием перфорации, при этом продуктивность скважин возрастет [7, 8].

При эксплуатации слабосцементированных пород важно учитывать содержание глинистого материала, так как глины хорошо впитывают воду – это приводит к значительному увеличению объема пород и снижению проницаемости пласта.

Горизонтальные и вертикальные напряжения являются главными составляющими при деформации горных пород и обуславливают напряженное состояние. Вертикальное напряжение будет находиться через вес горных

пород и глубину залегания (1.1), а горизонтальное, в свою очередь, зависит от коэффициента К и вертикального напряжения (1.2, 1.3):

$$\delta_{\text{в}} = \rho \cdot g \cdot H \cdot 10^{-6}, \quad (1.1)$$

где  $g$  – ускорение свободного падения, м/с<sup>2</sup>;

$\rho$  – плотность горных пород, кг/м<sup>3</sup>;

$H$  – глубина залегания пласта, м.

$$K = \frac{\delta_{\text{в}}}{1 - \nu}, \quad (1.2)$$

где  $K$  – коэффициент бокового распора, доли ед.;

$\delta_{\text{в}}$  – вертикальное напряжение, МПа;

$\nu$  – коэффициент Пуассона, доли ед.

$$\delta_{\text{Г}} = \frac{\nu}{1 - \nu} \cdot \delta_{\text{в}} + a \cdot P_{\text{пл}}, \quad (1.3)$$

где  $a$  – коэффициент разгрузки доли, ед.;

$P_{\text{пл}}$  – пластовое давление, МПа.

### **1.3 Процесс выпадения конденсата в призабойной зоне пласта**

Когда давление в газовом резервуаре падает ниже точки росы, начинает появляться жидкая фаза (конденсат). Как правило, это происходит в основном вокруг ствола скважины, что приводит к выпадению жидкости в околоскважинной зоне. Это явление часто приводит к снижению добычи газа из-за появления конденсата – уменьшение относительной проницаемости газа. Трудно обнаружить конденсатные банки или закупорку конденсата в стандартных моделях коллектора, поскольку блоки скважин обычно слишком велики, чтобы управлять колебаниями давления и насыщенности, которые приводят к этому локальному эффекту [9].

Также хорошо известно, что выпадение конденсата может повлиять на температуру в ПЗП. Однако изменение температуры невелико, и тепловой эффект может быть незначительным по сравнению с воздействием давления на зону выпадения конденсата в пласте. Для упрощения мы предположили изотермические условия для моделирования явления скопления конденсата в пласте.

Ретроградная конденсация приводит к двум основным негативным последствиям: уменьшению относительной фазовой проницаемости для газа, вследствие чего падает его дебит, и снижению коэффициента извлечения конденсата вследствие выпадения конденсата по площади всего месторождения [9].

Выпадение жидкости может существенно повлиять на массовый расход и фазовое поведение, поскольку вязкость жидкой и газообразной фаз в смеси углеводородов сильно различается. При давлении ниже точки росы высокомолекулярные компоненты конденсата могут образовывать неподвижную или медленно движущуюся жидкую фазу. Высокий уровень насыщения конденсата в зоне выпадения жидкости снижает относительную проницаемость газа с 1 до менее чем 0,25 особенно вокруг ствола скважины. Следовательно, производительность скважины снижается, о чем свидетельствует снижение дебита газа и индекса продуктивности скважины. Такое сложное многофазное поведение потока типично для газоконденсатных коллекторов из-за наличия закупорки конденсатом.

### **Факторы, влияющие на выпадение конденсата**

Для сильно неоднородного пласта радиус выпадения конденсата больше при более высокой насыщенности конденсатом и более быстром образовании конденсатных пробок. Высокий уровень выпадения жидкости снижает относительную проницаемость для газа, что приводит к снижению производительности скважины. В случаях более слабой неоднородности кольцо выпадения конденсата развивается медленнее по направлению к краю коллектора. Дебит газа также отражает влияние неоднородности пласта,

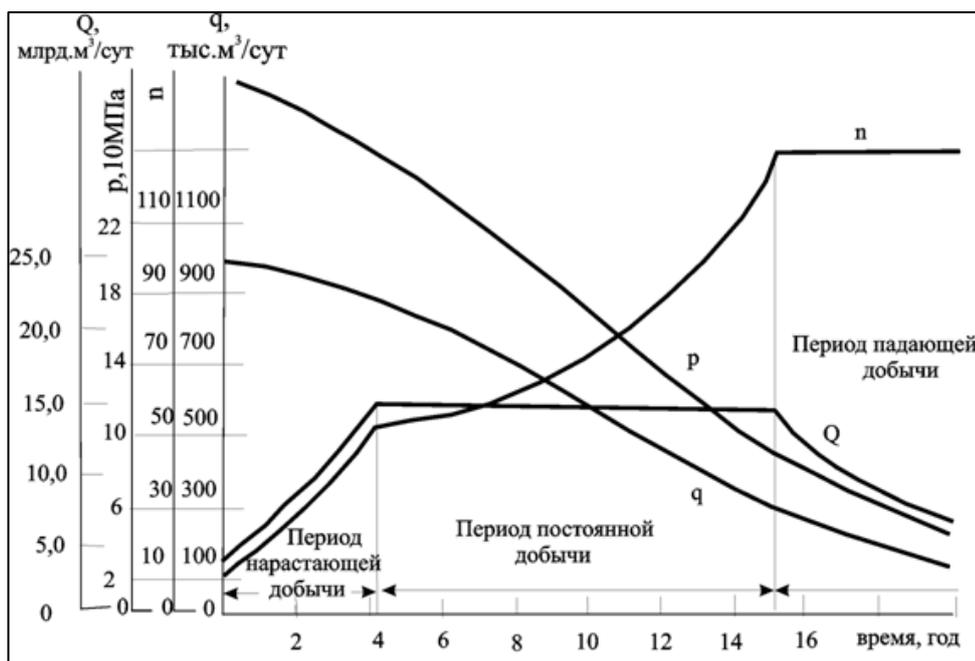
которая в сильно неоднородном случае может поддерживать уровень плато только около 1 года, в то время как однородный пласт может поддерживать уровень плато в течение более длительного времени, около 1,5 лет. Соотношение газ/конденсат также может показать влияние распределения пласта на накопление конденсата. Сильная неоднородность приводит к более быстрому падению давления и закупорке жидкости, в результате чего соотношение газ/конденсат вначале увеличивается быстрее, что указывает на конденсацию тяжелых углеводородных компонентов [10].

## 2 Система комбинированной разработки и компонентоотдача газоконденсатных месторождений

Под комбинированной системой разработки понимается добыча полезных ископаемых с применением различных систем разработки или их элементов. С помощью комбинированной системы разработки достигают наиболее высоких накопленных показателей добычи при минимальных экономических затратах. Для эффективно подобранных различных систем разработки и/или их элементов, необходимо дать комплексную характеристику основным компонентам, которые являются краеугольными камнями при разработке и эксплуатации газоконденсатных месторождений.

### 2.1 Основные периоды разработки газоконденсатных месторождений

При разработке залежей газа и конденсата выделяют три этапа: нарастающей, постоянной и падающей добычи (рисунок 2.1).



$Q$  – добыча газа, млрд.м<sup>3</sup>/сут;  $p$  – средневзвешенное пластовое давление, МПа;  $n$  – число скважин,  $q$  – дебит скважин, тыс.м<sup>3</sup>/сут

Рисунок 2.1 – Изменение во времени показателей разработки газового месторождения при газовом режиме и равномерном размещении скважин [1]

Период увеличения добычи газа наступает при бурении и разработке залежей. Основная добыча флюидов добывается именно в этот период. При падении добычи число добывающих скважин не изменяется при газовом режиме и уменьшается при водонапорном режиме.

Все периоды присуще месторождениям с большим количеством запасов. При средних запасах может отсутствовать второй период. Если запасов мало, то зачастую помимо второго периода, может отсутствовать и первый [1].

Если рассматривать готовность месторождения к разработке и степень его истощенности выделяют периоды: опытно-промышленной (ОПР) эксплуатации и период дополнительной разработки. В ходе ОПР эксплуатации кроме транспортировки УВ происходит доразведка для обновления информации в проекте. Как правило, данный период длится не больше 3-4 лет.

## **2.2 Основные типы конструкций скважин, применяемых на месторождении X**

### **2.2.1 Многозабойные скважины**

Горизонтальные скважины доказали свою эффективность при разработке месторождений, однако строительство одиночных скважин может привести к высоким общим затратам и низкой нефтеотдачи. Многозабойная горизонтальная скважина (МЗС) обладает преимуществами увеличения площади дренажа, сокращения количества бурений, использования существующих скважин и экономии затрат на разработку месторождения, особенно при малозатратной эксплуатации месторождения. Пласты со сложной структурой залегания могут содержать огромное количество нефти и газа небольшими или изолированными блоками (рисунок 2.2). Добыча в таких пластах горизонтальными скважинами потребует строительства ряда одиночных скважин, расположенных в отдельных зонах коллектора. Многозабойные скважины могут получить доступ к таким коллекторам путем бурения боковых секций из одного вертикального основного ствола [12, 13].

Основной ствол может включать в себя несколько боковых стволов, пробуренных к различным участкам пласта, которые позволяют обходить

непроницаемые барьеры и добывать нефть из каждого бокового ствола. Такой способ освоения месторождения может сократить усилия и сэкономить время, которое затрачивается на планирование и организацию бурения еще одной скважины.

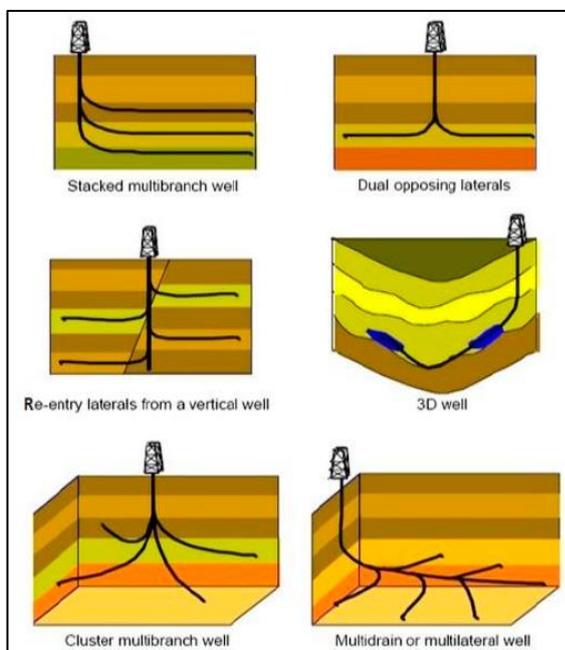


Рисунок 2.2 – Виды заканчивания скважин [13]

### **Компоновка для нижнего заканчивания скважин**

Каждый отдельный боковой ствол может отличаться типом нижнего заканчивания. Однако методы заканчивания МЗС такие же, как и для одиночной горизонтальной. Способ заканчивания будет зависеть от типа пласта [13, 14].

Способы заканчивания для цементированных пород:

- открытый забой;
- щелевой фильтр;
- щелевой фильтр с пакером;
- обсаженный, цементированный и перфорированный ствол.

Способы заканчивания для цементированных пород:

- открытый забой с предварительно проперфорированным хвостовиком и с сетчатым фильтром;
- открытый забой с сетчатым фильтром;

– открытый забой с гравийной пачкой.

Для классификации всех типов многозабойных скважин была создана технология TAML (рисунок 2.3, таблица 2.1).

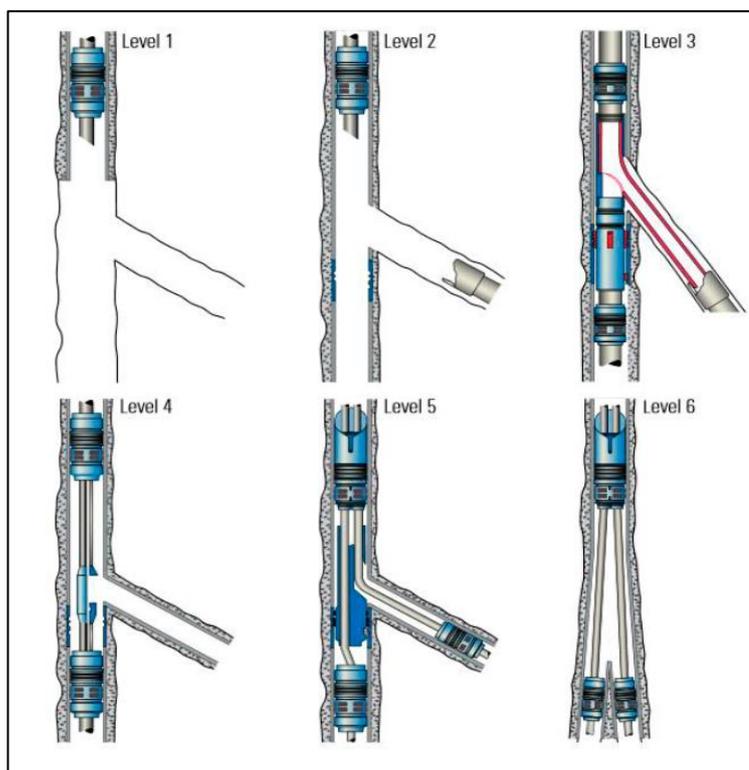


Рисунок 2.3 – Типы соединений [13]

Таблица 2.1 – Классификация МЗС по TAML

Класс соединения	Описание уровня	Цель
Уровень 1	Открытые основной и боковой стволы	Разработка цементированных пород
Уровень 2	Зацементированный основной ствол и открытый боковой	Уменьшение рисков обрушения и обеспечение изоляции между боковыми отводами
Уровень 3	Зацементированный основной ствол и открытый хвостовик	Возможность повторного вход в цементированных породах
Уровень 4	Зацементированные основной и боковой стволы	Разработка как цементированных, так и нецементированных пород
Уровень 5	Зацементированный основной ствол и зацементированные боковые отводы с двумя пакерами на эксплуатационной колонне	Обеспечение герметичности конструкции и гидравлической изоляции
Уровень 6	Зацементированный двойной ствол с хвостовиком или эксплуатационной колонной	Предназначен для экспериментов

## 2.2.2 Горизонтальные скважины

Горизонтальная скважина (ГС) – вариант бурения, когда скважина имеет угол отклонения от вертикали не менее 80 градусов (рисунок 2.4). Данный метод является одним из наиболее востребованных и продуктивных [14].

ГС применимы как в низкопроницаемых, так и в высокопроницаемых газовых коллекторах. На месторождениях с низкой проницаемостью горизонтальные скважины откачивают большие объемы, чем вертикальные скважины, и обеспечивают альтернативный способ достижения большой глубины проникновения в пласт. Кроме того, они уменьшают турбулентность вблизи ствола скважины и повышают продуктивность скважины в высокопроницаемых газовых пластах.

Бурение ГС под некоторым не вертикальным углом может поражать цели и стимулировать коллекторы способами, недоступными вертикальной скважине. В сочетании с гидроразрывом пласта (ГРП) ранее непродуктивные породы могут быть использованы в качестве источников природного газа. Примерами таких типов месторождений являются пласты, содержащие сланцевый газ или трудноизвлекаемый газ [15].

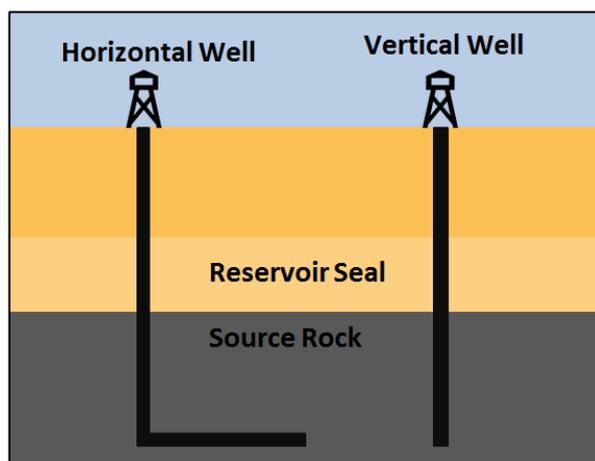


Рисунок 2.4 – Форма горизонтальной скважины по сравнению с традиционной вертикальной скважиной [13]

Большинство горизонтальных скважин начинают бурением вертикальной скважины. После бурения до целевой породы труба вытягивается из скважины и к буровому долоту прикрепляется двигатель. Долото приступает в движение без всей трубы благодаря двигателю,

подпитывающемуся за счет потока бурового раствора. После спуска в ГС долото бурит траекторию, изгибающуюся от вертикали к горизонтали. После достижения нужного угла бурение возобновляется в полностью горизонтальном направлении. Хотя горизонтальное бурение полезно, оно в три раза дороже вертикального бурения. Однако дополнительные затраты, как правило, компенсируются за счет увеличения дебита скважины, что значительно увеличивает добычу нефти и газа из скважины [14, 15].

### **Причины горизонтального бурения [16]**

Несмотря на то, что горизонтальное бурение дороже, существует множество причин, по которым его выбирают. Вертикальные скважины способны дренировать породы с высокой проницаемостью, однако породы с низкой проницаемостью не позволяют жидкости течь быстро, и поэтому использование вертикальной скважины для этих пород было бы экономически невыгодным.

Основные причины для бурения горизонтальных скважин:

1) Способность достигать сложных целей. Некоторые коллектора расположены под жилыми кварталами или парками, где бурение невозможно. Путем бурения сначала вниз, а затем горизонтально, чтобы пробурить эту область, можно добраться до продуктивного пласта (рисунок 2.5).

2) Добыча с больших площадей с одной буровой площадки. Этот метод использовался для уменьшения площади поверхности, занимаемой буровыми работами (рисунок 2.5).

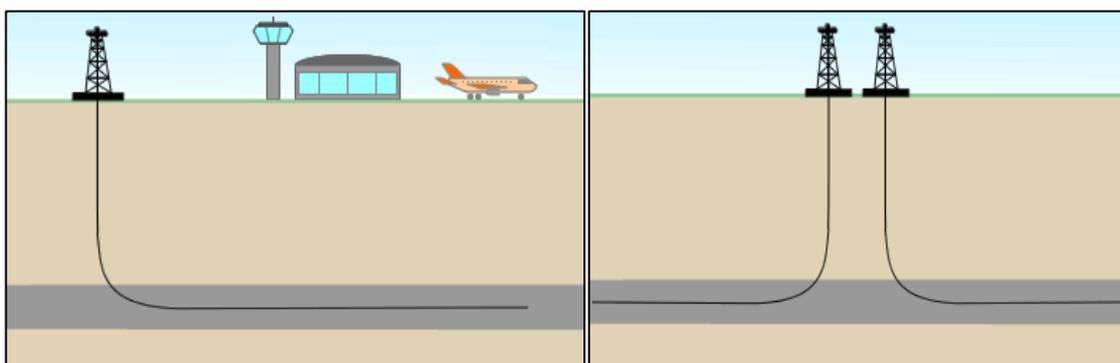


Рисунок 2.5 – Достижение сложных целей (слева) и добыча с больших площадей с одной буровой площадки (справа) [16]

3) Повышение дебита газоконденсатных скважин кратно при эксплуатации трещиноватых пород. При бурении скважины перпендикулярно основной трещины даст максимально возможный дебит, так как в таком случае ствол пересечет максимальное число трещин (рисунок 2.6).

4) Увеличение длины «продуктивной зоны». При бурении скважины вертикально, если, например, толщина продуктивного коллектора составляет 200 метров, то ствол скважины будет проходить через коллектор 200 метров. При бурении горизонтальной скважины можно увеличить длину ствола скважины при прохождении через продуктивную зону (рисунок 2.6).

5) Закрытие или сбрасывания рабочего давления в «вышедшей из-под контроля» скважине. Дополнительно пробуривается скважина, ствол которой «врезается» в скважину вышедшей из-под контроля, что способствует падению давления (рисунок 2.6).

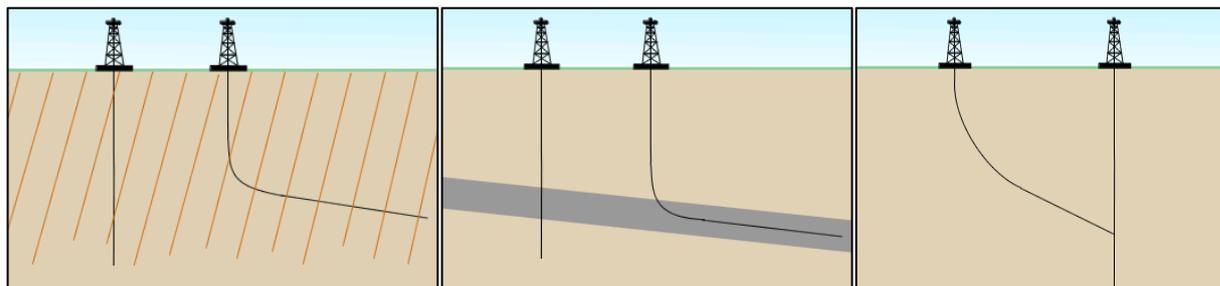


Рисунок 2.6 – Наиболее высокая добыча в трещиноватых коллекторах (слева), увеличение длины «продуктивной зоны» (по центру) и «разгрузочная скважина» для «неконтролируемой» скважины (справа) [16]

### Типы горизонтальных скважин [17]

При бурении ГС выделяют следующие типы (рисунок 2.7):

- 1) ГС с малым радиусом искривления ствола скважины;
- 2) ГС со средним радиусом искривления ствола скважины;
- 3) ГС с большим радиусом искривления ствола скважины.

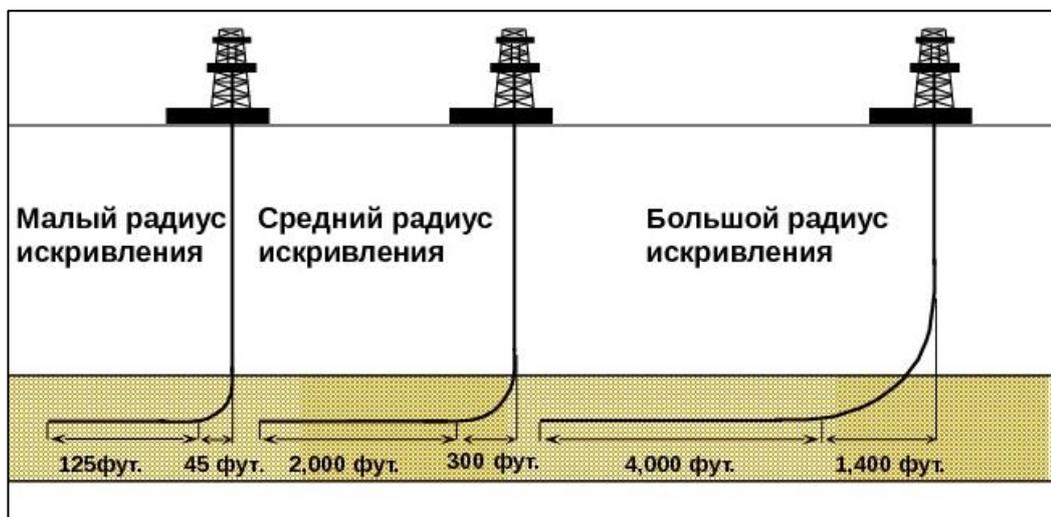


Рисунок 2.7 – Типы горизонтальных скважин [17]

### **Малый радиус искривления ствола скважины**

При выборе малого радиуса ствол скважины искривляется в пласте, до этого момента скважина пробуривается вертикально.

Для того, чтобы достичь малого радиуса искривления применяют пакер с уипстоком и при помощи специальной компоновки достигают необходимый угол искривления. Далее, как пробурен участок ствола скважины с искривлением, для его стабилизации используют так же специальную компоновку, после чего продолжается бурение ГС.

### **Средний радиус искривления ствола скважины**

Скорость строительства для среднего радиуса колеблется от  $8^\circ$  до  $25^\circ/100$  футов. С радиусом действия от 200 до 700 футов. Горизонтальный дренаж обычно находится между (1000–3500 футов).

Данный тип ГС характеризуется высокими скоростями бурения, что снижает затраты на наклонно-направленное бурение, особенно в более твердых породах. Средний радиус позволяет достигать большей горизонтальной длины. Были пробурены горизонтальные скважины длиной более 7000 футов.

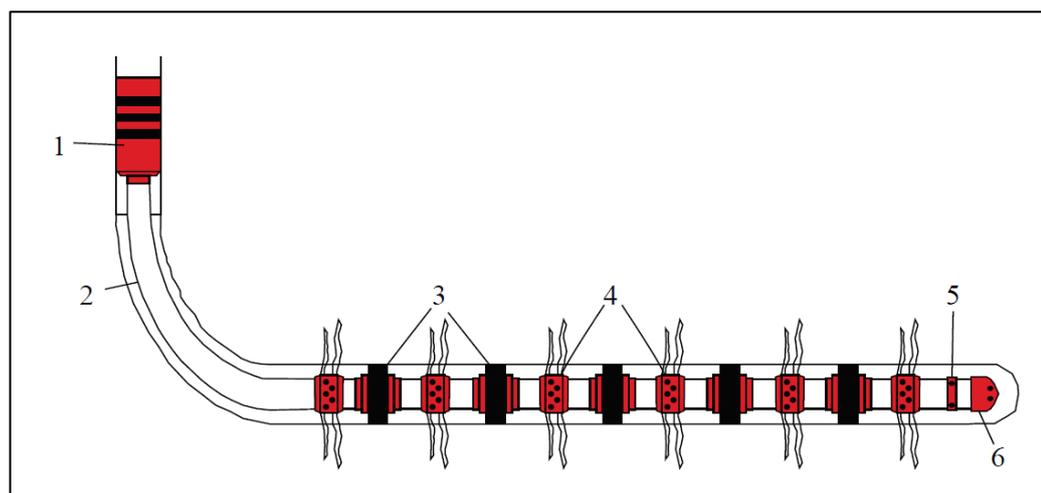
### **Большой радиус искривления ствола скважины**

Это наиболее распространенный тип горизонтальных скважин, особенно на шельфе. Скорость нарастания обычно составляет от 2 до 6 градусов на 100 футов. Бурение такого типа горизонтальных скважин

осуществляется с помощью того же оборудования, что и при наклонно-направленном бурении.

### 2.2.3 Горизонтальные скважины с многостадийным гидравлическим разрывом пласта

Применение многостадийного гидравлического разрыва пласта (МГРП) помогаеткратно увеличить дебит добывающих скважин. Существуют два вида МГРП. Первый тип – гидравлический разрыв пласта (ГРП), когда производят спуск специального оборудования, которое выполняет многостадийный разрыв на горизонтальном участке ствола скважины. Второй тип – ГРП, при выполнении которого производят спуск муфт и пакеров для разграничения участков проведения технологической операции на приток к скважине (рисунок 2.8) [18].



1 – подвеска хвостовика; 2 – обсадная колонна; 3 – заколонный пакер; 4 – разрывная муфта ГРП; 5 – обратный клапан; 6 – башмак

Рисунок 2.8 – Компоновка для проведения ГРП с разрывными муфтами и заколонными пакерами [18]

На каждый участок для проведения метода увеличения нефтеотдачи (МУН) производят спуск шаров, приводящие в действие разрывные муфты, после чего происходит их открытие, взаимосвязь с коллектором и сам процесс проведения гидроразрыва пласта [19].

При использовании МГРП в качестве основного МУН, а не отдельно на каких-либо скважинах, эффективность метода возрастает. Перед его

проведением следует изучить геофизические исследования скважин (ГИС), геологические особенности коллектора, интерференцию скважин, а также их конструкцию. При МГРП фильтрационные потоки меняют свое направление, что влияет на отложение ретроградного конденсата в околоскважинной области. Как правило, больше всего конденсата откладывается в самой трещине и в области вокруг нее.

Наибольшую эффективность данный МУН дает на ачимовских отложениях, так как они являются трудноизвлекаемыми. МГРП позволяет добыть УВ на третьей или четвертой стадиях разработки. Важную роль в данном случае будут играть относительные фазовые проницаемости (ОФП) трещин. Чем ниже ОФП по пласту, тем меньше эффективность от проведения гидравлического разрыва пласта [18, 19].

Многостадийный гидроразрыв пласта (МГРП) в сочетании с горизонтальными скважинами обеспечивает эффективную практику дополнительного повышения производительности газоконденсатных скважин для предотвращения скопления жидкости вокруг ствола скважины [19].

Для получения оптимальной продуктивности скважины при каждой геометрии трещин в коллекторе необходимо рассчитать несколько факторов и параметров. Полудлина трещины является ключевым параметром геометрии трещины для оптимизации газоконденсатных коллекторов, снижающих накопление жидкости в течение максимально длительного достижимого периода. Дебит скважины значительно возрастает с увеличением полудлины трещины до определенного значения, после чего дальнейшее увеличение полудлины трещины не оказывает существенного влияния на продуктивность скважины.

### **Эффекты, возникающие при МГРП [20]**

Газоконденсатные скважины с МГРП характеризуются высокими расходами жидкости в призабойной зоне и особенно в трещине, ширина которой редко превышает 10 мм. С этой особенностью связаны еще два специфических эффекта: эффект Форхгеймера и эффект "выпрямления"

кривых относительной проницаемости (относительная проницаемость, зависящая от скорости).

### Эффект Форхгеймера

Эффектом Форхгеймера называется нелинейная фильтрация (турбулентность), возникающая при высоких скоростях потока жидкости. Турбулентность особенно очевидна в высокодебитных скважинах и/или скважинах с неоптимальной конструкцией разрыва. Этот эффект может привести к значительному снижению продуктивности скважины, которое можно рассматривать как снижение эффективной проницаемости проппанта и описывается нелинейным элементом в обобщенном уравнении Дарси (2.1):

$$\frac{dp}{dx} = \frac{1}{C_1} \frac{\mu_g v_g}{k k_{rg}} + \frac{C_2}{C_1} \beta \rho_g v_g^2, \quad (2.1)$$

где  $dp/dx$  – градиент давления в направлении фильтрации газа, атм/м;  
 $C_1 = 0,00853$  и  $C_2 = 1,1574 \cdot 10^{-9}$  – коэффициенты в метрической системе.

Скорость однофазной фильтрации нефти или газа в трещине может быть рассчитана по формуле (2.2):

$$v_{frac} = \frac{Q_f B_f}{2h_{frac} \omega \varphi}, \quad (2.2)$$

где  $v_{frac}$  – скорость фильтрации пластовой жидкости в трещине, м/сут;

$Q_f$  – расход пластовой жидкости в поверхностных условиях, м<sup>3</sup>/сут;

$B_f$  – объемный коэффициент флюида, м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>;

$\varphi$  – пористость проппанта в трещине.

Из формул 2.1–2.2 следует, что высокий расход газа, неоптимальные параметры трещины (малая ширина) и низкая проницаемость проппанта (высокое значение  $\beta$ -коэффициента) определяют высокое сопротивление фильтрации в трещине из-за возникающих инерционных эффектов.

Потери продуктивности скважины, определяемые турбулентностью газового потока в трещине, могут быть сведены к минимуму тремя способами. Первый способ заключается в выборе проппанта с более высокой проницаемостью, что приводит к более низким значениям коэффициента инерции  $\beta$  в уравнении Форхгеймера. Второй способ заключается в минимизации скорости фильтрации в трещине, которая достигается за счет оптимизации конструкции трещины при закачке проппанта в фиксированном объеме, а именно за счет создания несколько более широкой, но более короткой трещины. В качестве третьего способа можно рассматривать субгоризонтальное заканчивание скважины многостадийным разрывом, когда сохраняется возможность обеспечить высокое значение общей площади поверхности всех трещин и при этом минимизировать инерционные эффекты в каждой отдельной трещине.

### **Форма кривой относительной проницаемости – эффект зависимости скорости фильтрации**

Другой эффект связан с явлением выпрямления кривой относительной проницаемости в областях с высокой скоростью фильтрации газа. Относительная проницаемость газоконденсатной системы может значительно улучшиться (выровняться) в призабойной зоне пласта при увеличении дебита скважины, тем самым улучшая ее эксплуатационные характеристики. Физика этого явления еще недостаточно изучена, однако математическая модель, описывающая этот процесс, уже была запущена в ряде гидродинамических симуляторов.

Для адекватной разработки конструкции гидроразрыва и адекватного прогнозирования продуктивности скважины с гидроразрывом все процессы и эффекты должны быть тщательно оценены и смоделированы.

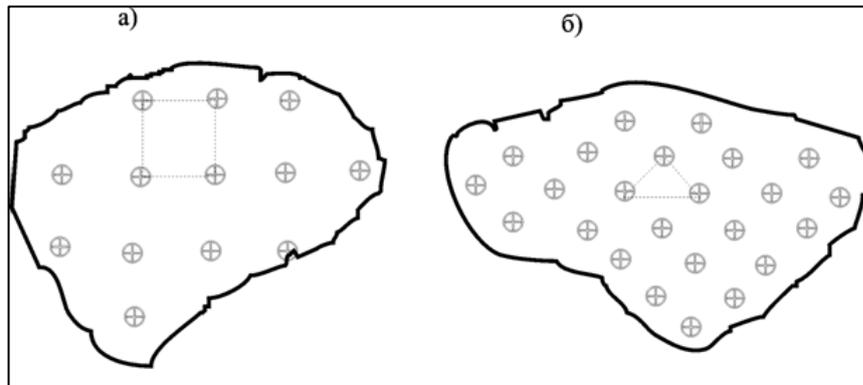
## **2.2 Системы размещения скважин по площади газоносности месторождений природных газов**

Места скопления углеводородов могут иметь разные очертания, начиная от овалов/квадратов и заканчивая фигурой произвольной формы.

Выбор размещения добывающих и нагнетательных скважин зависит от литологического состава коллектора, геолого-физических параметров и технико-экономических показателей. Наиболее применяемые системы размещения являются следующие [21]:

- 1) равномерная по квадратной или треугольной сетке;
- 2) батарейно-кольцевая;
- 3) линейная;
- 4) размещение в сводовой части залежи;
- 5) неравномерное.

При равномерной сетке (рисунок 2.9) добывающие и нагнетательные скважины размещают в углах равносторонних треугольников или квадратов. Равномерное размещение скважин лучше всего использовать при тех условиях, когда коллектор является однородным. При этом давление будет снижаться равномерно и дебиты будут определяться по средним значениям пластового давления [21, 22].



а – квадратная, б - треугольная

Рисунок 2.9 – Равномерное размещение скважин [22]

На практике данный вид размещения скважин так же используют и при неоднородных свойствах коллектора. Тогда будет выполняться следующее равенство (2.3):

$$\frac{q_1}{\alpha\omega_1} = \frac{q_2}{\alpha\omega_2} = \dots = \frac{q_i}{\alpha\omega_i} = \dots = \frac{q_n}{\alpha\omega_n} = const, \quad (2.3)$$

где  $q_i$  – дебит  $i$ -ой скважины;

$\alpha\omega_i$  – газонасыщенный объем дренирования  $i$ -ой скважины.

Выбирая равномерную систему размещения скважин, следует учесть дополнительные траты на строительство газосборных сетей и прочих коммуникаций.

Если на месторождение применяют в качестве поддержания пластового давления (ППД) сайклинг-процесс или закачку воды, то используют батарейно-кольцевое или линейное размещения скважин (рисунок 2.10).

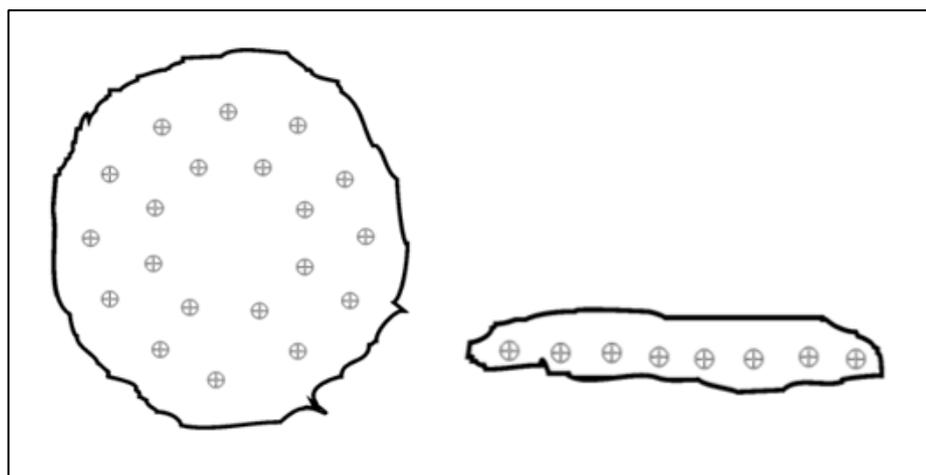


Рисунок 2.10 – Батарейно-кольцевое (слева) и линейное (справа) размещения скважин [22]

С помощью систем размещения на рисунке 2.10 можно сократить протяженность промысловых коммуникаций и газосборных сетей, при этом так же есть существенный недостаток – сокращение периода бескомпрессорной добычи из-за образования местной воронки депрессии [21, 22].

В однородном пласте при водонапорном режиме работы газовой/газоконденсатной залежи применяют систему размещения скважин, представленную на рисунке 2.11.

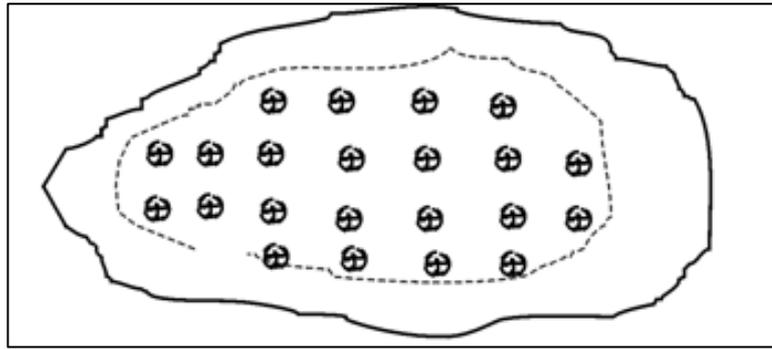


Рисунок 2.11 – Размещение скважин в сводовой части залежи [22]

В реальных условиях на месторождениях в основном применяют неравномерную систему размещения (рисунок 2.12), которая способствует большей выработке запасов, приводит к уменьшению капитальных вложений и сроков строительства скважин, протяженности промысловых коммуникаций и газосборных сетей. Соответственно, при такой системе размещения скорость распределения изменения давления в пласте различна.

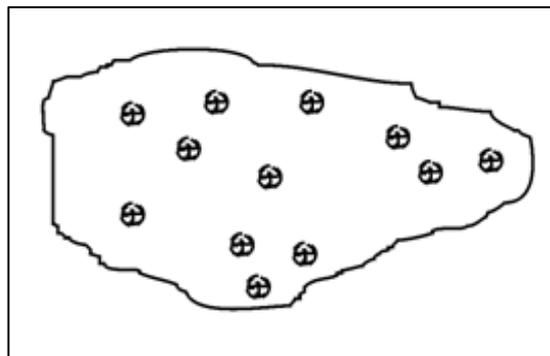


Рисунок 2.12 – Неравномерное размещение скважин [22]

Для получения более полной и точной информации о залежи бурят нагнетательные скважины с помощью батарейно-линейной системы размещения.

Так как большая часть месторождений используют системы поддержания пластового давления, то размещение скважин будет зависеть от агента, который закачивается в пласт. Если производят закачку сухого газа в пласт, нагнетательные скважины следует размещать батареями в приподнятой, а добывающие в пониженной купольных частях пласта. Если выбирают жидкий агент, то все делается наоборот.

Расстояние, как правило, составляет 800–1200 метров между нагнетательными и 400 – 800 метров между добывающими скважинами [22].

### 2.3 Технологический режим эксплуатации газовых скважин

Под технологическим режимом эксплуатации газовых скважин в случае отбора газа с забоя понимают снятие значений динамических параметров, таких как дебит, температура, давление. Благодаря отбору проб можно определить состав газа.

Оценка выбора технологического режима проводится на основании анализа начального пластового давления, температуры, фильтрационно-емкостных свойств пласта, химического состава газа, строения пласта. Определение этих параметров невозможно без планирования специальных исследований, где задействовано высоко технологичное оборудование.

При эксплуатации газоконденсатных месторождений выделяют несколько технологических режимов, основанных на контроле определенного параметра, если поддерживать значение параметра более не представляется возможным, то режим контроля сменяется [23].

1) Технологический режим эксплуатации, при котором  $P_{заб}$  не постоянно (2.4):

$$\left. \frac{dp}{dr} \right|_{r=r_c} = \psi = const \quad (2.4)$$

Изменение давления газа на забое скважины можно выразить путем применения градиента (2.5):

$$\psi = \frac{A_o \cdot (\mu \cdot z)_{cp} \cdot Q_o + B_o \cdot z_{cp} \cdot Q_o^2}{p_{30}}, \quad (2.5)$$

где  $Q_o$  и  $p_{30}$  – максимальные критические дебит и забойное давление, ниже которых прочностные характеристики объекта разработки не меняются.

Для расчета данного параметра необходимо использовать результаты исследований и эксплуатации для одного конкретного дебита  $Q_o$ . При таком значении дебита на скважине в процессе эксплуатации не должно быть осложнений. В случае совершенства скважины по степени (2.6) и характеру вскрытия (2.7) используются следующие расчеты [23, 24]:

$$A_o = \frac{a}{2 \cdot r_c \cdot \ln \frac{R_k}{r_c}} \quad (2.6)$$

$$B_o = \frac{b}{2 \cdot r_c} \quad (2.7)$$

В свою очередь для скважин, обладающих гидродинамическим несовершенством по степени (2.8) и характеру вскрытия (2.9):

$$A_o = \frac{\mu}{k \cdot F \cdot p_{ат}} \quad (2.8)$$

$$B_o = \frac{\beta \cdot \rho_{ат}}{F^2 \cdot p_{ат}}, \quad (2.9)$$

где  $F$  – площадь фильтрации на поверхности забоя скважины.

Для скважины с открытым забоем, вскрывшей пласт на величину  $h_{вс}$  (2.10):

$$F = 2 \cdot \pi \cdot r_c \cdot h_{вс} \quad (2.10)$$

Для скважины, полностью вскрывшей пласт, обсаженной эксплуатационной колонной и проперфорированной (2.11):

$$F = 2 \cdot \pi \cdot R_o^2 \cdot n, \quad (2.11)$$

где  $n$  – число работающих перфорационных каналов;

$R_0$  – радиус полусферической каверны в пористой среде у перфорированного канала. Значение данного радиуса основывается на данных исследования скважины либо на равенстве поверхностей полусферы и цилиндрического канала перфорации (2.12, 2.13):

$$2 \cdot \pi \cdot R_0^2 = \pi \cdot d \cdot l \quad (2.12)$$

$$R_0 = \sqrt{\frac{dl}{2}}, \quad (2.13)$$

где  $d$  – диаметр перфорационного канала;

$l$  – длина перфорационного канала.

На длину и диаметр перфорационного канала оказывают влияние тип конструкции перфоратора и прочностные характеристики пород.

Для терригенных коллекторов, используя следующее выражение, можно определить  $R_0$  (2.14):

$$R_0 = 31,7 \cdot \sqrt{m}, \quad (2.14)$$

при  $0,15 \leq m \leq 0,3$

Для карбонатных коллекторов (2.15):

$$R_0 = 150 \cdot m^{\frac{3}{4}}, \quad (2.15)$$

при  $0,01 \leq m \leq 0,1$

Существует критический градиент давления, выше которого при больших отборах газа в силу малых прочностных характеристик породы могут разрушаться на забое.

В начале эксплуатации отсутствие механических примесей в добываемой жидкости не является показателем правильного определения градиента давления. Возможными причинами могут быть спуск на неверную глубину и ошибочных подбор диаметра НКТ. Однако превышение критического градиента не всегда приводит к разрушению, либо не оказывает сильного влияния, так как сначала может вынестись большое количество песка, а затем количество пескопроявлений снижается [24].

В случае слабо консолидированных пород не всегда удастся извлечь керн и провести оценку прочностных характеристик пород вследствие чего возникают ошибочные решения по принятию градиента давления, влекущие за собой либо заниженную продуктивность скважины от возможной максимальной в случае занижения градиента, либо возникновение проблемы пескопроявлений, переходящая в образование песчаных пробок, что сокращает межремонтный период скважинного оборудования.

2) Технологический режим эксплуатации, при котором депрессия на пласт постоянна ( $\Delta p = p_{пл} - p_з = const$ ). Дебит определяется как (2.16):

$$Q = \frac{\sqrt{a^2 - 4 \cdot \Delta p \cdot (2 \cdot p_{пл} - \Delta p) \cdot b} - a}{2 \cdot b}, \quad (2.16)$$

где  $Q$  – дебит, приведенный к атмосферным условиям.

При близком расположении к аквиферу, при нарушении целостности коллектора ввиду больших депрессий, при возможном несоответствии условиям на смятие и разрыв колонны, при проблеме образования газогидратов выбирается данный режим эксплуатации [24].

При режиме постоянного градиента давления градиент является постоянным во времени при разработке. В случае же режима постоянной депрессии ее критическое значение является динамическим, так как меняются пластовое давление, газовойодяной контакт (ГВК) имеет свойство подниматься, для предотвращения конусообразования депрессию необходимо снижать, что

повлечет незначительное снижение производительности скважины по сравнению с масштабом возможных осложнений [24].

Процесс определение критического значения депрессии, принимаемой при эксплуатации аналогичен случаю предыдущего режима.

3) Технологический режим эксплуатации, при котором  $p_3 = const$ .

Использовать данный режим не рекомендуется, так как эксплуатация скважин другими режимами невозможна, например, из-за выпадения конденсата. При данном вынужденном режиме производительность скважин существенно снижается, также забойное давление периодически приходится снижать, если нет постоянного аквифера, так как пластовое давление снижается [25].

4) Технологический режим эксплуатации, при котором  $Q = const$ .

Данный режим является наиболее экономически выгодным и эффективным. Критерии его применимости основываются на отсутствии ограничивающих факторов, перечисленных для вышеописанных режимов. Максимальное значение дебита устанавливается из возможностей скважинного оборудования, а также пропускной способности систем сбора и подготовки скважинной продукции [25].

5) Технологический режим эксплуатации, при котором скорость фильтрации в призабойной зоне постоянна [24].

Применяют такой режим в случае предотвращения опасности обильных пескопроявлений, если скважинное оборудование не способно производить очистку газа от песка. Сделав допущение о том, что действующие на частицы породы силы пропорциональны скорости фильтрации, то применяется следующее выражение (2.17):

$$C = \frac{Q}{p_3} = const \quad (2.17)$$

Предельное значение коэффициента  $C$  оценивается согласно результатам исследования.

б) Технологический режим эксплуатации, при котором градиент давления является постоянным вдоль оси скважины (2.18):

$$\left. \frac{dp}{dz} \right|_{z=z_0} = \rho_B \cdot g = \gamma_B, \quad (2.18)$$

где  $\rho_B$  – плотность пластовой воды;

$\frac{dp}{dz}$  – градиент давления на вершине конуса подошвенной воды ( $z = z_0$ ),

направленный вверх вдоль оси скважины.

Критериями применимости данного режима являются наличие подошвенного аквифера и пород с высокими прочностными характеристиками.

7) Технологический режим эксплуатации, при котором скорость течения газа на устье постоянна.

Режим эксплуатации выбирается ввиду проблемы повышенного коррозионного износа оборудования. Для минимизирования скорости коррозии, скорость газа снижают. Чтобы производительность скважин оставалась постоянной, на пункте сбора меняют либо дебит газа, либо забойное давление.

Если есть необходимость в достижении высоких дебитов при условии высокой коррозионной активности, то необходимо использовать ингибиторы коррозии, либо производить замену НКТ на трубы с большей коррозионной стойкостью. Также при выборе данного режима эксплуатации необходимо прогнозирование возникновения газогидратов и выноса механических примесей [24, 25].

## **2.4 Особенности разработки и эксплуатации многопластовых газовых месторождений**

Разработка газоконденсатных месторождений осложняется при наличии многопластовых систем, в которых необходимо принять решение об эксплуатации: одна скважина пробуривает все пласты или же на каждый пласт отдельно пробуривается скважина. Существуют различные системы для разработки таких залежей [1]:

1) Система разработки сверху – вниз, то есть в первую очередь разрабатывают верхние пласты, затем нижние, но необходимо учитывать пластовое давление и запасы верхних пластов, так как их должно быть достаточно для обеспечения потребления газом.

Если давление в верхних пластах больше давления гидростатического столба жидкости, а в нижележащих, наоборот, приближено, то такую систему используют частично. Чтобы разработка нижележащих пластов прошла успешно, необходимо дождаться пока давление вышележащих пластов снизится до гидростатического.

2) Если запасы углеводородов в нижележащих пластах превышают в вышележащих, то используется система «снизу – вверх». При падении давления в нижележащих пластах до давления вышележащих, отличающегося на гидростатический столб, используют одновременную эксплуатацию с данной системой.

3) Чтобы получить необходимое количество газа при минимальных экономических затратах применяют одновременную систему разработки. В данном случае одновременно разрабатывают как верхние, так и нижние пласты с применением пакеров или без них в одной скважине.

Для правильного выбора системы разработки необходимо собрать и сопоставить информацию со всех имеющихся горизонтов. Если, например, будет различен состав газа, в одних пластах содержится сероводород, а в других нет, то необходимо отдельные газосборные сети. Также важную роль при выборе играет технико-экономические показатели.

## **2.5 Особенности разработки и эксплуатации газоконденсатных месторождений**

Разработка и эксплуатация газоконденсатных имеет ряд особенностей, которые необходимо учитывать – выпадение конденсата в околоскважинной области и в самом стволе, что способствует снижению давления и температуры. Многофазность скважинной продукции усложняет задачу полного извлечения газа и конденсата, поэтому необходимо выбрать оптимальный режим работы пласта: с поддержанием пластового давления или без искусственного поддержания пластового давления.

### **2.5.1 Разработка газоконденсатных месторождений с поддержанием пластового давления**

Для увеличения коэффициента извлечения газа и конденсата (КИГ и КИК) месторождения разрабатываются с поддержанием пластового давления (ППД). Наиболее применимым является сайклинг-процесс, при котором происходит обратная закачка сухого газа в пласт и как следствие получение товарного конденсата. Как только добыча конденсата перестает быть экономически выгодной, месторождение разрабатывается на истощение. Существуют и недостатки у данного метода, а именно дорогостоящее и сложное технологическое оборудование, и длительная консервация запасов газа. Сайклинг-процесс будет менее эффективным, если пласт неоднородный и является трещиноватым/трещиновато-пористым [1, 26].

Не всем залежам газа и конденсата необходимо применение систем поддержания пластового давления. Среди природных скоплений углеводородов выделяют ненасыщенные и перегретые, которым применение ППД нецелесообразно, так как конденсат не образуется, и насыщенные, разработка которых без ППД не представляется возможным, так как конденсат может выпадать сразу в коллекторе [26, 27].

Сайклинг-процесс помогает найти время постоянной добычи конденсата, коэффициент охвата, объем газа, который остается после выделения конденсата, систему размещения скважин, а также КИК и КИГ.

### **2.5.2 Разработка газоконденсатных месторождений без поддержания давления**

Добыча флюидов без поддержания пластового давления является выгоднее с экономической точки зрения, но при этом меньший КИГ и КИК, чем при использовании ППД. Такой вид разработки дает одновременно добычу как газа, так и конденсата, также необходимо учитывать возможность выпадения конденсата в призабойной зоне пласта (ПЗП) и во время всего пути движения газа от забоя до пункта переработки, что может осложнить добычу полезных ископаемых [1].

## **2.6 Компонентоотдача месторождений природных газов и методы её увеличения**

### **2.6.1 Компонентоотдача месторождений природных газов [28]**

Коэффициент извлечения газа/конденсата (КИГ/КИК) или по-другому компонентоотдача газа/конденсата является важным показателем для месторождений, на который все ориентируются. КИК/КИГ – это отношение объема извлеченных запасов флюидов из пласта к объему геологических запасов (2.19). Выделяют два вида: конечный, характерный для конца периода разработки, и текущий, определяющийся в определенный момент эксплуатации.

$$K_i = \frac{Q_{di}}{Q_{zi}} = \left(1 - \frac{Q_{oi}}{Q_{zi}}\right), \quad (2.19)$$

где  $Q_o$  – оставшиеся запасы.

Коэффициенты извлечения газа (2.19) и конденсата (2.20) определяют через формулы:

$$K_{г} = \frac{\sum_{i=1}^4 Q_{di}}{\sum_{i=1}^4 Q_{zi}}, \quad (2.19)$$

$$K_{к} = \frac{Q_{д\ c5+}}{Q_{з\ c5+}} \quad (2.20)$$

Формулы (2.19) и (2.20) были применены для сухого газа (метан, этан, пропан и бутан) и конденсата, соответственно,  $C_{5+}$ . Обычно коэффициент извлечения газа выше (около 85–95%) коэффициента извлечения конденсата, который составляет 30–75%.

КИГ зависит от режима работы залежи, средневзвешенного давления, литолого-фациальной характеристики пласта, типа месторождения и темпов отбора газа.

Если пласт является однородным, то объем остаточного газа в конечный период находится по уравнению (2.21):

$$Q_o = \Omega_k \cdot \frac{\bar{p}_k}{z_k} + (\Omega_H - \Omega_k) \cdot \frac{\bar{p}_B}{z_B} \cdot \alpha \cdot \left( \frac{\bar{p}_B}{p_B} \cdot \frac{Q(t)}{Q_3 \cdot \rho_H} \right), \quad (2.21)$$

где  $\Omega_H$  и  $\Omega_k$  – начальный и конечный газонасыщенные объемы,  $m^3$ ;

$\frac{\bar{p}_k}{z_k}$  и  $\frac{\bar{p}_B}{z_B}$  – конечные и средневзвешенные по газонасыщенному и

обводненному объемам безразмерные приведенные давления;

$\alpha$  – коэффициент остаточной объемной газонасыщенности обводненной зоны объемом, доли единицы;

$Q(t)$  – текущий извлеченный объем газа;

$\rho_H$  – начальная газонасыщенность пласта;

$Q_3$  – запасы газа.

При различных режимах эксплуатации коэффициент извлечения газа будет определяться по-разному.

– при газовом режиме (2.22):

$$K_r = \frac{\Omega_H \cdot (\bar{p}_k - \alpha \cdot \bar{p}_B)}{Q_3 \cdot \bar{p}_H} \cdot 100 = \left( 1 - \frac{\bar{p}_k}{\bar{p}_H} \right), \quad (2.22)$$

при  $\Omega_H = \Omega_k = const$ ,  $Q_3 = Q_H \cdot (p_H/z_H)$ ,  $\alpha = 0$ .

Формула применима только для однородных по коллекторским свойствам пластов.

- при жестком водонапорном режиме (2.23):

$$K_r = (1 - \alpha_o) \cdot \left(1 - \frac{\Omega_k}{\Omega_H}\right), \quad (2.23)$$

при  $\Omega_H > \Omega_k$ ,  $\bar{p}_H = \bar{p}_k = const$ ,  $\alpha > 0$ .

- при упруговодонапорном режиме (2.24):

$$K_r = \left[ \left(1 - \alpha \cdot \frac{\bar{p}_B}{\bar{p}_H}\right) - \frac{\Omega_k}{\Omega_H} \cdot \left(\frac{\bar{p}_k}{\bar{p}_H} - \alpha \cdot \frac{\bar{p}_B}{\bar{p}_H}\right) \right], \quad (2.24)$$

при  $\Omega_k > \Omega_H$ ,  $\alpha > 0$ ,  $\bar{p}_H > \bar{p}_B > \bar{p}_k$ .

Помимо этого, немалое влияние оказывают глубина спуска НКТ, значение охвата залежи вытеснения, сетка размещения скважин.

Можно наблюдать прямую зависимость коэффициента газоотдачи от значений эффективной пористости (2.25). Проницаемость влияет по обратной пропорциональности, но ею можно пренебречь.

$$K_r = 1,415 \cdot \sqrt{\alpha \cdot m}, \quad (2.25)$$

где  $\alpha$  – коэффициент газонасыщенности;

$m$  – коэффициент эффективной пористости.

Чем более неоднородный коллектор с ухудшенными фильтрационными свойствами и с сильным влиянием капиллярных сил, тем меньше значение коэффициента газоотдачи.

Процесс снижения пластового давления в рамках обводненного интервала приводит к снижению ОФП по воде, а газ, который был ограничен целиками воды, становится подвижным и фильтруется в газонасыщенную

часть пласта. Если пласт однородный и есть вероятность того, что вода ограничит движение некоторых объемов газа, то рекомендуется добывать газ с большей интенсивностью, для опережения подступления воды, что повысит максимальную газоотдачу. В случае неоднородных коллекторов частичное заводнение неизбежно.

Проведения ремонтных работ на скважинах в условиях завершающей стадии разработки может привести к существенному поглощению раствора глушения, так как пластовое давление значительно снизилось, что в некоторых случаях губительно для скважин.

При оценке КИК необходимо учитывать компонентный состав флюида, анализ его фазовой диаграммы, влияние начальных пластового давления и температуры пласта, система разработки месторождения с внедрением системы ППД или без нее. Лучше всего поддерживать пластовое давление во избежание выпадения конденсата, значительно снижающих продуктивность.

КИК плохо сцементированного песчаника при вытеснении конденсата водой в условиях постоянного давления можно рассчитать по уравнению (2.26):

$$K_K = \left( 1 - 1,415 \cdot \left( \frac{\mu_K}{\mu_B} \right)^{\frac{1}{8,57}} \cdot \sqrt{\rho_{HK} \cdot m_0} \right) \cdot \rho_{HK}, \quad (2.26)$$

где  $\rho_{HK}$  – начальная конденсатонасыщенность пористой среды, доли единицы.

Если использование системы ППД на начальном этапе не предполагается, то коэффициент конденсатоотдачи определяется с помощью комплекса лабораторных исследований.

### **2.6.2 Методы увеличения компонентоотдачи газоконденсатных месторождений [29]**

Коэффициент извлечение газа (КИГ) можно увеличить при помощи снижения средневзвешенного давления по объему залежи, содержащей газ,

при этом так же уменьшится коэффициент динамической вязкости газа. При использовании винтовых компрессоров КИГ будет выше, чем обычно, но при условии, что давление должно быть ниже атмосферного.

Если залежь работает на упруговодонапорном режиме, то КИГ увеличивают при помощи уменьшения давления по объему залежи, содержащей газ и воду; объема обводненной зоны и регулирования отборов газа по площади и разрезу.

Чтобы добиться снижения давления так же используют периодическую работу скважин в конечный период. В обводненной зоне при снижении давления будет увеличиваться фазовая проницаемость для газовой фазы, увеличение доли объема с содержанием и газа, и его выход из обводненной области, при этом должно выполняться условие  $0,3 < p_k/p_n < 1$ .

С помощью ППД устраняют явление обратной конденсации УВ жидкости, что способствует более высоким показателям коэффициента извлечения конденсата (КИК). Рабочий агент (жидкий или газообразный) будет вытеснять жирный газ к забою скважин без расширения. Если в пласте содержится конденсат ( $C_{5+}$ ) или другие ценные компоненты, то ППД осуществляется с помощью сразу двух рабочих агентов: сухого газа и воды. Сухой газ закачивается в сводовую часть залежи, вода – под поверхность начального газоводяного контакта.

При отсутствии системы ППД и образовании жидкой фазы КИК увеличивают с помощью воздействия на пласт: уменьшением коэффициента динамической вязкости конденсата; уменьшением жидкости путем закачки газообразного агента; вытеснением конденсата водой. Для закачки газообразного агента в пласт применяют сухой газ: метан, этан, пропан, бутан или углекислый газ.

**ЗАДАНИЕ К РАЗДЕЛУ  
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ  
И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Обучающемуся:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2БМ15	Беловой Екатерине Олеговне

<b>Школа</b>	Инженерная школа природных ресурсов	<b>Отделение школы (НОЦ)</b>	21.04.01 «Нефтегазовое дело»
<b>Уровень образования</b>	Магистратура	<b>Направление/специальность</b>	Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Материально-технические затраты, выраженные в виде капитальных и операционных затрат на разработку газоконденсатного месторождения X
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	РД 153-39-007-96 Регламент составления проектных технологических документов на разработку нефтяных и газонефтяных месторождений
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Налоговый кодекс Российской Федерации Ф3 №67 от 24.07.2009 в ред. от 26.03.2022

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

1. <i>Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ</i>	Обоснование перспективности внедрения комбинированной системы разработки на газоконденсатном месторождении в условиях Крайнего Севера
2. <i>Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок</i>	Расчет доходов и затрат при внедрении комбинированной системы разработки на газоконденсатном месторождении X
3. <i>Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности</i>	Расчет интегральных финансовых показателей разработки, показателей ресурсоэффективности и эффективности

**Перечень графического материала:**

1. Таблицы: Исходные данные для расчета экономической эффективности; Нормативы эксплуатационных затрат; Итоговые расчеты NPV для вариантов 1 и 2; Анализ чувствительности вариантов 1 и 2
2. Рисунки: График NPV и ЧДДП разработки и график анализа чувствительности по двум вариантам.

Дата выдачи задания к разделу в соответствии с календарным учебным графиком	14.03.2023
---	------------

**Задание выдал консультант по разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Доцент ОНД	Цибулькинова М. Р.	к.г.н., доцент		14.03.2023

**Задание принял к исполнению обучающийся:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
2БМ15	Белова Екатерина Олеговна		14.03.2023

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

<b>Группа</b> 2БМ15		<b>ФИО</b> Беловой Екатерине Олеговне	
<b>Школа</b>	<b>Инженерная школа природных ресурсов</b>	<b>Отделение (НОЦ)</b>	<b>ОНД</b>
<b>Уровень образования</b>	магистратура	<b>Направление/специальность</b>	21.04.01 Нефтегазовое дело: Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

Тема ВКР:

<b>Комбинированная система разработки на основе участка опытно-промышленных работ газоконденсатного месторождения (ЯНАО)</b>	
<b>Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:</b>	
<p><b>Введение</b></p> <p>– Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения.</p> <p>– Описание рабочей зоны (рабочего места) при разработке проектного решения/при эксплуатации.</p>	<p>Объектом исследования является объект БТ<sub>10-11</sub> газоконденсатного месторождения X (ЯНАО).</p> <p>Областью применения является разработка газоконденсатного месторождения Крайнего Севера.</p> <p>Рабочая зона: полевые условия</p> <p>Климатическая зона: субарктическая</p> <p>Количество и наименование оборудования рабочей зоны: добывающие и разведочные скважины.</p> <p>Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне: опытно-промышленные работы, геофизические и гидродинамические исследования скважин.</p>
<b>Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:</b>	
<p><b>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при эксплуатации:</b></p> <p>– Специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</p> <p>– Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</p>	<p>Приказ Минтруда России № 642н от 22 сентября 2020 года «Об утверждении профессионального стандарта «Оператор по добыче нефти, газа и газового конденсата»;</p> <p>ТК РФ Статья 298. Ограничения на работы вахтовым методом;</p> <p>РД 153–39.0–109–01. Методические указания по комплексированию и этапности выполнения геофизических, гидродинамических и геохимических исследований нефтяных и нефтегазовых месторождений.</p>
<p><b>2. Производственная безопасность при эксплуатации:</b></p> <p>– Анализ выявленных вредных и опасных производственных факторов;</p> <p>– Расчет уровня опасного или вредного производственного фактора.</p>	<p><b>Вредные факторы:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– климатические условия;</li> <li>– превышение уровня шума;</li> <li>– превышения уровня вибрации;</li> <li>– недостаточная освещенность рабочей зоны;</li> <li>– повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей среды;</li> <li>– повреждения в результате контакта насекомыми, растениями и животными.</li> </ul> <p><b>Опасные факторы:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– движущиеся машины и механизмы производственного оборудования;</li> <li>– оборудование, работающее под давлением;</li> <li>– взрывоопасность и пожароопасность;</li> <li>– электробезопасность.</li> </ul> <p><b>Средства коллективной и индивидуальной защиты:</b> специальная одежда, специальная обувь, каска защитная, пояс предохранительный, перчатки диэлектрические, диэлектрические галоши и боты, очки защитные, противогаз.</p> <p><b>Расчет</b> экологического ущерба от разлива газового конденсата.</p>
<p><b>3. Экологическая безопасность при эксплуатации:</b></p>	<p><b>Анализ воздействия на селитебную хону:</b> газоконденсатное месторождение X располагается в промышленной зоне и не несет вреда селитебной зоне.</p> <p><b>Анализ воздействия на литосферу:</b> утилизация отходов, утечки углеводородов и химикатов.</p>

	<p><b>Анализ воздействия на гидросферу:</b> сероводородное заражение водяных горизонтов, утечки УВ в водоемы.</p> <p><b>Анализ воздействия на атмосферу:</b> продукты сгорания УВ, утечки газа, выхлопные газы.</p>
<p><b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при эксплуатации:</b></p>	<p><b>Возможные ЧС:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– утечка и воспламенение УВ;</li> <li>– отказ систем безопасности;</li> <li>– утечка химикатов;</li> <li>– пожар.</li> </ul> <p><b>Наиболее типичная ЧС:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– антропогенные ЧС локального характера (халатность, неосторожность персонала предприятия);</li> <li>– выход из строя оборудования, аварии и нарушении герметичности.</li> </ul>
<p><b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b> 14.03.2023</p>	

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ООД	Сечин Андрей Александрович	к.т.н.		14.03.2023

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ15	Белова Екатерина Олеговна		14.03.2023

## **5 Социальная ответственность**

Месторождение X расположено в северо-восточной части Западно-Сибирской равнины, в южной части Гыданского полуострова, в междуречье рек Таз и Мессояха. Территория участка приурочена к Тазовской провинции тундровой равнинной зональной области. В административном отношении район работ находится в пределах Тазовского района Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области. Территория характеризуется суровыми климатическими условиями и вечной мерзлотой.

На рассматриваемом промысле реализованы опытно-промышленные работы, оборудование для бурения скважин, а также кусты для добычи углеводородов, включающие фонтанные арматуры, выкидные линии, замерные установки.

Целью данного раздела является анализ опасных и вредных факторов в процессах опытно-промышленных работ, гидродинамических и геофизических исследований, заканчивания и эксплуатации скважин на месторождении X и решение вопросов обеспечения защиты от них на основе требований действующих нормативно-технических документов. Решения, представленные в данной работе, будут актуальны для месторождений Восточной и Западной Сибири, разрабатываемых в условиях крайнего севера.

### **5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности**

Опытно-промышленные работы (ОПР), гидродинамические (ГДИС) и геофизические исследования скважин (ГИС) должны проводиться в соответствии с требованиями РД 153–39–007–96 «Регламент составления проектных технологических документов на разработку нефтяных и газонефтяных месторождений» [33] и РД 153–39.0–109–01 «Методические указания по комплексированию и этапности выполнения геофизических, гидродинамических и геохимических исследований нефтяных и нефтегазовых месторождений» [34] соответственно.

Эти работы выполняются преимущественно лицами, которые работают вахтовым методом. Работодатель обязан соблюдать трудовое законодательство при привлечении сотрудников к выполнению тяжелых работ в опасных и (или) вредных производственных условиях (ст. 224 ТК РФ) [35]. Согласно Трудовому Кодексу Российской Федерации (ст. 298 ТК РФ) [36, 37], определенная категория лиц не может быть привлечена к работе вахтовым методом, а именно:

- лица, не достигшие восемнадцати лет;
- беременные женщины;
- женщины, имеющие детей в возрасте до 3 лет;
- работники, у которых есть противопоказания к работе вахтовым

методом, подтвержденные медицинским заключением.

Лицам, выполняющим работы вахтовым методом, за каждый календарный день пребывания в местах производства работ в период вахты, а также за фактические дни нахождения в пути от места нахождения работодателя (пункта сбора) до места выполнения работы и обратно выплачивается взамен суточных надбавка за вахтовый метод работы.

Работникам, выезжающим для выполнения работ вахтовым методом в районы Крайнего Севера и приравненные к ним местности из других районов:

- устанавливается районный коэффициент, и выплачиваются процентные надбавки к заработной плате в порядке и размерах, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях;

- предоставляется ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск (ст. 117 ТК РФ) [38] в порядке и на условиях, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих:

- 1) в районах Крайнего Севера – 24 календарных дня;
- 2) в местностях, приравненных к районам Крайнего Севера, – 16 календарных дней.

– предусмотрены плановые бесплатные медосмотры, для выявления различных заболеваний, которые могут, возникнуть в результате трудовой деятельности работников.

Рабочее место является первичным звеном производственно-технологической структуры предприятия, в которой осуществляется процесс производства, его управление и обслуживание. От качества организованности рабочих мест во многом зависит эффективность выполняемого труда, производительность труда, себестоимость выпускаемой продукции, ее качество и многие другие экономические показатели функционирования компании.

Каждое рабочее место имеет свои специфические особенности, связанные с тонкостями организации производственного процесса. Рабочее место персонала при контроле и обслуживании оборудования связанного с технологическим процессом ингибирования скважин территориально расположено на кустовой площадке. Для удобства работы персонала на кустовой площадке устанавливают помещения, в которых работники могут обогреться в холодное время года, делать перерывы, вести журнал и принимать пищу. Кроме того, персонал должен быть снабжен всеми необходимыми средствами индивидуальной и коллективной защиты, рабочее место должно быть хорошо освещено, опасная зона при проведении работ должна быть огорожена.

## **5.2 Производственная безопасность**

Сотрудники, работающие на промысле, подвергаются большому количеству вредных и небезопасных факторов. Влияние данных факторов может привести к различным заболеваниям или к уменьшению трудоспособности.

С целью классификации возможных факторов следует применять ГОСТ 12.0.003–2015 «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация» [39]. Список опасных и вредных факторов, свойственных производственной сфере, отражены в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Опасные и вредные факторы при реализации каких-либо работ на кустовых площадках

Факторы (ГОСТ 12.0.003–2015)		Нормативные документы
Опасные	Вредные	
<b>Физические</b>		
Передвигающиеся машины и аппараты производственного оснащения	Несоответствие характеристик микроклимата на открытом воздухе/рабочей зоне	ГОСТ 12.2.062–81 [40] ГОСТ 12.2.003–91 [41] ГОСТ 12.1.004–91 [42] СанПиН 2.2.4.548–96 [43]
передвигающиеся машины и аппараты производственного оснащения	Превышение уровня шума	ГОСТ 12.1.003–2014 [44]
Пожаровзрывобезопасность в рабочей зоне	Превышение уровня вибрации	ГОСТ 12.1.012–2004. ССБТ [45] ППБ 01.2003 [46] НПБ 105–03 [47]
Электробезопасность	Нехватка освещения на рабочем месте	ГОСТ 12.1.038–82. ССБТ [48] СП 52.13330.2011 [49]
<b>Химические</b>		
	Повышенная загазованность и запыленность рабочей зоны	ГОСТ 12.1.005–88. ССБТ [50]
<b>Биологические</b>		
	Повреждения в результате взаимодействия с насекомыми, животными, пресмыкающимися	ГОСТ 12.1.008–76. ССБТ [51]

### 5.2.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровня их воздействия на работника

#### Отклонение показателей климата на открытом воздухе

Смещение в худшую сторону состояние здоровья работника содействует отклонению показателей климата. ОНР, ГДИС и ГИС проводятся на открытом воздухе. Зимой температура воздуха колеблется от – 20 °С до – 40 °С, однако наблюдаются случаи, когда температура наружного воздуха достигает – 50 °С. Стандартизация параметров на открытой местности не выполняется, но производятся определенный комплекс работ, направленный на уменьшение негативного влияния на организм человека. Сотрудникам выдаются СИЗ при

отклонении показателей климата, а именно специальную одежду и обувь, для защиты головы – каска, для глаз – специализированные защитные очки, для органов дыхания – респираторы и противогазы. При отрицательных температурах предусмотрена теплая одежда, при осадках – плащи.

Следует придерживаться следующим правилам в неотъемлемом режиме:

- не допускать сотрудников к выполнению каких-либо работ при отсутствии СИЗ, отвечающим климатическим условиям;
- летом сотрудники должны быть оснащены СИЗ от гнуса и клеща;
- при температуре – 20°C у работников, исполняющих какие-либо операции на открытом воздухе, каждый час должен происходить подогрев помещения, в котором должна сохраняться температура не ниже + 25 °С.

Деятельность временно останавливают при определенном температурном режиме и скорости ветра в прохладный период. Данные представлены в таблице 5.2.

Таблица 5.2 – Данные по температурному режиму и скорости ветра, когда происходит временная остановка работ

Температура, °С	Скорость ветра, м/с
– 40	Безветренная погода
– 35	Менее 5,0
– 25	5,1–10, 0
– 15	10,1 – 15,0
– 5	15,1 – 20,0
0	Более 20,0

### **Превышение уровня шума и вибрации**

Различные агрегаты и машины являются источником шума. Допустимые значения степени шума представлены в ГОСТ 12.1.003–2014 [44]. Мера степени звука на рабочем месте находится в диапазоне 40–45 дБ, а на открытом воздухе до 80 дБ. Вертолеты, которые осуществляют перевоз работников до промысла, считаются основным источником высокого шума. Они формируют степень шума в диапазоне 95–100 дБ, что превосходит допустимые цифры. С

целью защиты слухового аппарата следует применять наушники или противозумные вкладыши в соответствии СП 52.13330.2011 [49].

Мера степени вибрации составляет 92 дБ при частоте 63 Гц в соответствии с ГОСТ 12.1.012–2004 ССБТ [45]. Главными способами уменьшения степени вибрации считаются: виброизоляция источника от рабочей зоны, с данной целью на месте распространения вибрации производят установку виброизоляторов с использованием материалов, обладающих огромным трением (резина, войлока, пробки).

### **Недостаточное освещение на рабочем месте**

В вечернее время рабочая зона должна быть освещена с целью предотвращения каких-либо травм у работников. Фонари, а также прожектора применяют в качестве осветительного оборудования. В соответствии СП 52.13330.2011 [49] мера освещенности должна составлять не меньше 10 люксов. По этой причине комплекс мероприятий по улучшению освещенности не имеет никакой необходимости.

### **Повышенная запыленность рабочей зоны**

Для избегания разливов нефти кустовые площадки оснащаются обваловкой. Обваловка предполагает собой песчаную возвышенность по всей площади площадки. Многим регионам присущи сильные ветра, поэтому есть опасность проникновения песка в дыхательные органы рабочего. Поступающий песок в органы дыхания отрицательно влияет на состояние здоровья сотрудника. Для того, чтобы уберечь органы дыхания от проникновения примесей следует применять респираторы.

### **Воздействие химических реагентов и токсичных веществ**

Выполнение работ на стадии бурения, заканчивания и эксплуатации скважин предполагает наличие в непосредственной близости от сотрудников емкостей с химическими составами и реагентами (буровой раствор, кислоты, щелочи, жидкости глушения и т. д.).

Взаимодействие с реагентами должно проходить в строгом соответствии с РД 153-39-026-97 «Требования к химпродуктам, обеспечивающие

безопасное применение их в нефтяной отрасли» [52], а также ГОСТ 12.1.007–76 ССБТ «Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности» [53]. Реагенты нефтяного промысла (кислоты, щелочи, ксилол, толуол, взаимные растворители и т. д.), а также добываемые флюиды могут оказывать вредный эффект на кожу человека, а также при попадании на слизистую оболочку (глаза). Помимо этого, при нарушении целостности сосудов под давлением, данные вещества могут отрицательно влиять на экологию почв.

Для обеспечения безопасности необходимо не только обеспечить персонал средствами СИЗ (перчатки, защитные очки), но и организовать систему определения концентрации вредных веществ в воздухе (газоаналиторы), обеспечение опрессовки сосудов под давлением во избежание утечки реагентов (Таблица 5.3).

Таблица 5.3 – ПДК вредных веществ

<b>Вещество</b>	<b>Объем, мг/м<sup>3</sup></b>
Аммиак	20
Бензин-растворитель	300
Пыль угольная, содержащая от 2 до 100% свободной O <sub>2</sub>	4
Керосин	300
Сероводород в смеси с углеводородами C <sub>1</sub> -C <sub>5</sub>	3
Спирт метиловый (метанол)	5
Спирт этиловый	1000
Углеводороды C <sub>1</sub> -C <sub>10</sub>	300
Хлор	0,1

Для определения последствий нарушений герметичности трубопроводов (выкидных линий, коллекторов и промысловых трубопроводов, был проведен расчет количества аварийных выбросов опасных веществ, участвующих в создании поражающих факторов на участках трубопровода.

Количество продукта, которое может вытечь из дефектного отверстия при аварии, зависит от следующих параметров:

- места расположения и площади дефектного отверстия;

- продолжительности утечки с момента возникновения аварии до остановки перекачки (от нескольких минут при крупных разрывах и нескольких дней при мелких, которые трудно зафиксировать приборами);
- времени прибытия дежурного персонала и времени выполнения мер до полного прекращения истечения продукта.

Расчет количества продукта, вытекшего из аварийных участков трубопровода, производится в три этапа:

- 1) истечение продукта с момента повреждения до остановки перекачки;
- 2) истечение продукта из трубопровода с момента остановки перекачки до закрытия арматуры;
- 3) истечение продукта из трубопровода с момента закрытия арматуры до прекращения утечки.

Общий объем аварийного выброса конденсата составляет:

$$V_{\text{выб}} = V_1 + V_2 + V_3, \quad (5.1)$$

где  $V_1$  – объем аварийного выброса конденсата в напорном режиме (первый этап);

$V_2$  – объем аварийного выброса конденсата в безнапорном режиме (второй этап);

$V_3$  – объем аварийного выброса конденсата с момента закрытия арматуры до прекращения утечки (третий этап).

Для выявления наибольшего экологического ущерба, наибольшей степени поражения персонала, обслуживающего коллектор для сбора конденсата, расчет произведен на полный разрыв трубы в точке, приведенной в таблице 5.4.

Таблица 5.4 – Точка для расчета разрыва

Наименование участка	Точка, ПК
Коллектор для сбора конденсата	т.А, 75+00,00

Объем аварийного выброса конденсата  $V_1$ , вытекшей из трубопровода за интервал времени  $\tau_1$ , с момента возникновения аварии до остановки перекачки, определяется из выражения:

$$V_1 = \omega_1 \times \tau_1, \quad (5.2)$$

где  $\omega_1$  – объемный расход конденсата, м<sup>3</sup>/с:

$$\omega_1 = \frac{Q}{24 \times 3600}, \quad (5.3)$$

где  $Q$  – суточный расход конденсата на рассматриваемом участке, м<sup>3</sup>/сут.

Время  $\tau_1$  при разрыве трубопровода на полное сечение принимается равным 5 минутам (300 с).

Объем аварийного выброса конденсата  $V_2$ , вытекающего в безнапорном режиме, зависит от высотного положения места аварийного разрыва:

$$V_2 = \omega_2 \times \tau_2, \quad (5.4)$$

где  $\tau_2$  – время до выравнивания напора в трубопроводе;

$\omega_2$  – объемный расход конденсата для данного режима истечения, м<sup>3</sup>/с:

$$\omega_2 = \mu \times f \times \sqrt{2 \times g \times h}, \quad (5.5)$$

где  $\mu$  – безразмерный коэффициент расхода с учетом сопротивления грунта;

$f$  – площадь аварийного отверстия, м<sup>2</sup>;

$g$  – ускорение свободного падения, м<sup>2</sup>/с;

$h$  – напор в аварийном отверстии, м:

$$h = Z_i - Z_m - h_T - h_a, \quad (5.6)$$

где  $Z_i$  – геодезическая отметка самой высокой точки профиля рассматриваемого участка трубопровода;

$Z_m$  – геодезическая отметка в точке разрыва трубы;

$h_T$  – глубина заложения трубопровода;

$h_a$  – напор, создаваемый атмосферным давлением, равный 10 м вод. ст.

Объем аварийного выброса конденсата  $V_3$ , вытекающего с момента закрытия арматуры до прекращения утечки из участков трубопровода, прилегающих к аварийному отверстию и находящихся выше по отношению к нему, находится из выражения:

$$V_3 = \frac{\pi \times d^2}{4} \times L, \quad (5.7)$$

где  $L$  – длина прилегающих к аварийному отверстию участков трубопровода, с которых конденсат поступает к месту разрыва самотеком, м.

Расчетные значения сведены в таблицу 5.6.

Таблица 5.6 – Расчетные значения разлива конденсата при возникновении аварии

Аварийная точка	Расход конденсата, м <sup>3</sup> /с	Длина прилегающих участков, находящихся выше точки разрыва, м	Объем вытекшей жидкости конденсата в напорном режиме $V_1$ , м <sup>3</sup>	Объем вытекшего конденсата в безнапорном режиме $V_2$ , м <sup>3</sup>	Объем вытекшего конденсата из прилегающих участков трубопровода $V_3$ , м <sup>3</sup>	Общий объем вытекшего конденсата $V$ , м <sup>3</sup>
т. А, ПК 75+00,00	3,38	4010	713	-	9068,3	9781,3

Примечание – плотность конденсата 720 кг/м<sup>3</sup>

Расчет показал, что при заданных параметрах трубопровода утечка составит 9781,3 м<sup>3</sup>. Анализ объема возможной утечки необходим для планирования мероприятий по ликвидации последствий утечки, подбор соответствующего оборудования и компоновки наборов для ликвидации разливов углеводородов на запланированных участках трубопровода.

Основными же мероприятиями по снижению воздействия данного опасного фактора будут являться:

- контроль газовой смеси газоанализаторами;
- исключение причин возникновения пожаров или взрывов;
- применение оборудования во взрывобезопасном исполнении;
- соблюдение правил пожарной безопасности в рабочей зоне.

## **5.2.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровня их воздействия на работника**

### **Механические опасности**

Как правило, механическое травмирование является самым распространенным явлением на производстве и всегда неожиданным. Оно варьируется от простых порезов и ушибов до летального исхода. Виновниками травматизма является зачастую сами работники, а порой техногенные аварии или природные явления. Так как приходится работать с различными устройствами и на большой высоте, то наибольшую опасность представляют трубопроводы и скважины с высоким давлением, падение человека или предметов, работа с подъемно-транспортными машинами, агрегатами, ножами, отвертками, пилами, перфораторами, поднимание и опускание лебедки для очистки от АСПО, и т. д.

Давление затрубного пространства на кустовых площадках находится в диапазоне от 3 МПа до 4,5 МПа. Технология обработки подразумевает закачка 102 ингибитора в затрубное пространство, поэтому необходимо создавать давления в нагнетательной линии превышающее затрубное давление.

Для защиты от механических травм применяют: козырьки, щиты, кожухи, барьеры, предупреждающие знаки, предохранительные устройства и

сигнализации. Также применяют средства индивидуальной защиты: спецодежда, обувь с металлическим наконечником, каска, перчатки, очки. Плюс ко всему, требуется регулярная проверка состояния оборудования и проведение инструктажей персоналу по технике безопасности.

### **Пожаровзрывобезопасность**

Для обеспечения пожаробезопасности применяются активные и пассивные способы пожаротушения. При активном способе процесс горения подавляют при помощи огнегасительных средств, воздействующих на горючее вещество охлаждением очага пожара, разбавлением реагирующих веществ. Химическое торможение введением в зону горения антикатализаторов – (ингибиторов) и т. д. При пассивном способе тушения горение прекращается путем изоляции горючего от окислителя или инертизации среды, в которой находится очаг горения. Для тушения пожаров используются жидкие пенообразные, аэрозольные, газообразные и твердые вещества, вода, химическая и воздушно–механическая пена, водяной пар, гидроаэрозоли, галоидированные углеводороды, инертные газы и порошковые составы.

### **Статическое электричество**

Главным источником формирования данного фактора является возможность возникновения заряда статического электричества вследствие трения слоев нефти и химических реагентов друг о друга или со стенкой трубы (оборудования). Электрические заряды при перекачке ингибиторов возникают как в самом ингибиторе, так и на стенках сосудов, трубопроводов, в которых они находятся. Величина возникающего заряда статического электричества в некоторых случаях достаточна для возникновения мощного электрического разряда, который может послужить источником зажигания и возникновения пожара.

Технологические операции с химическими веществами, являющимися хорошими диэлектриками, сопровождаются образованием электрических зарядов – статического электричества. Для устранения опасности разрядов

статического электричества при технологических операциях необходимо предусматривать следующие меры:

- заземление МБРХ на кондуктор соседней скважины во время закачки ингибитора;
- заземление УДР на общий контур заземления.

Осмотр и текущий ремонт заземляющих устройств защиты от проявлений статического электричества должны проводиться одновременно с осмотром и текущим ремонтом технологического и электротехнического оборудования. Измерения электрических сопротивлений заземляющих устройств должны проводиться не реже одного раза в год, сопротивление заземляющего проводника не должно превышать 4 Ом.

### **5.3 Экологическая безопасность**

Одной из основной задачи по подбору промышленных решений защиты окружающей среды считается присутствие природоохранных ограничений хозяйственной деятельности.

При работе со скважинами следует придерживаться условиям по охране окружающей среды, определенные законодательством по охране природы РД 39-133-94 «Инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважин на нефть и газ на суше» [54]. Организация на промысле обладает согласованные планы нормативов предельно допустимых выбросов в воздух, предельно допустимые сбросы, план нормативов создания формирования отходов, а также лимитов на их расположение.

#### **Защита атмосферы**

Главным очагом засорения атмосферы считаются выбросы газа, утечки газа, а также вредные элементы, образованные при авариях. Предпосылки к аварийным ситуациям состоят из ряда факторов: механические дефекты оборудования, низкокачественная починка оборудования, неисполнение технической защищенности.

Защита атмосферы заключается в охране оборудования от коррозии, создание проекта операций при различных авариях, устранении аварийных ситуаций специальными бригадами.

### **Защита литосферы**

Засорение почв какими-либо веществами приводит к экологическому ущербу, уменьшается эффективность лесов, а также усугубляется санитарное положение окружающей среды. По данным причинам необходимо осуществлять рекультивацию территорий.

Устранение аварийных ситуаций разливов химикатов, УВ и др. обеспечивается контролированием пластового давления и за оборудованием, аварийным отключением насосной техники, контролированием за герметичностью соединений.

### **Защита гидросферы**

Влияние на поверхностные воды происходит при проникновении в них загрязняющих веществ при аварии. После попадания вредных веществ возникают осложнения качества воды (аромат, привкус, изменение цвета). Оседание УВ и солей на дно водоемов порождает засорение грунтовых отложений.

При авариях миграция грязных вод в поверхностные водотоки вероятно по поверхности земли только лишь при разрушении обваловок площадок и аварийных ситуациях на трубопроводах.

Необходимо не позволять появлению ситуаций, связанных с разливом вредных веществ для того, чтобы устранить засорение поверхностных и подземных вод.

## **5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

Аварийные остановки и несчастные случаи могут произойти по следующим причинам:

- выделение газов на наружных площадках;
- метеорологические условия;

- нарушение параметров технологического режима, из-за которых происходит срабатывание блокировок приводящих к остановке технологических модулей подготовки газа, насосов и другого оборудования;
- воспламенение газа и нефтепродуктов (возникновение искры в области утечки);
- отравление персонала вредными для здоровья веществами;
- нарушение герметичности;
- несоблюдение обслуживающим персоналом правил техники безопасности, низкая трудовая дисциплина, недостаточная квалификация кадров.

Чрезвычайные ситуации (ЧС) могут быть техногенного, природного, биологического, социального или экологического характера. На рассматриваемом объекте возможно возникновение следующих ЧС:

- пожары, взрывы, угроза взрывов;
- выход из строя оборудования;
- аварии с выбросом (угрозой выброса) химически опасных веществ;
- метеорологические и агрометеорологические опасные явления (бури, град, заморозки и т. п.).

Наиболее типичная ЧС это – выход из строя оборудования, как следствие аварии и нарушение герметичности.

Для исключения возникновения аварий и поломок необходимо проводить ежедневный осмотр оборудования и агрегатов. Для безопасного пуска производства после аварии ответственный руководитель работ определяет порядок обследования оборудования скважин, электрооборудования, трубопроводов, вентиляции с целью установления полного соответствия их требованиям производственной и пожарной безопасности. После этого он дает указания о переходе на нормальный режим работы.

В случае возникновения чрезвычайных ситуаций необходимо оградить опасную зону, сообщить о ситуации руководству и начать мероприятия по спасению людей, если есть пострадавшие. Действия при ЧС регламентированы инструкцией, с которой должен быть ознакомлен каждый сотрудник.

### **Выводы по разделу**

В работе приведены основные источники опасного и вредного воздействия на человека.

Работы на кустовой площадке являются потенциальным источником нанесения вреда жизни и здоровью человека. Для того чтобы этого избежать необходим контроль за источниками негативного воздействия, соблюдение основных правил безопасности, использование средств индивидуальной защиты. Также все сотрудники должны знать правила безопасности и поведения при ЧС, на кустовых площадках должны присутствовать люди, отвечающие за безопасность.

В работе было уделено внимание охране природы, приведены мероприятия, позволяющие снизить негативное воздействие на окружающую среду.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы были выделены основы и принципы разработки газоконденсатных залежей в условиях Крайнего Севера. Особое влияние на подбор стратегии разработки влияют: степень цементации пород, низкие показатели которой могут приводить к избыточному и слабо контролируемому выносу песка, что является причиной образования песчаных пробок; наличие многолетнемерзлых пород, из-за которых возникают сложности с обустройством месторождения и строительством скважин; энергетическая характеристика пласта, снижение которой приводит к образованию конденсатных пробок; высокий уровень обводненности, который значительно влияет на параметры разработки. Тщательная проработка каждого аспекта позволит снизить риск возникновения вышеперечисленных осложнений.

Используя технологию комбинированной системы разработки за счет избирательного расположения скважин, представленных несколькими типами конструкций от наклонно-направленных до многозабойных, компании недропользователи смогут повысить площадь охвата дренированием скважин, что позволяет повысить коэффициенты извлечения газа и конденсата, минимизируя при этом операционные затраты, что в конечном итоге сказывается на повышении значения NPV, которое говорит о высокой экономической привлекательности проекта.

Применение комбинированной системы разработки на месторождении X привело к росту накопленной добычи газа и конденсата по сравнению с вариантом по технологическому регламенту на 76,62% и 79,62% соответственно. Данный прирост позволил увеличить значение NPV в 2,28 раза.

Таким образом, рекомендуется внедрить комбинированную систему разработки на месторождении X для достижения прироста накопленных показателей и NPV, а также снижения операционных затрат. Совместно с этим стоит рассмотреть возможность внедрения технологий контроля притока и

других способов снижения обводненности скважин, что в значительной степени влияет на показатели разработки месторождения X.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Li F., Billy W.H., Jamaluddin A., Jairam K., Robert M., Gary A.P., Alexander S., Curtis H.W. Understanding Gas Condensate Reservoirs. – Oilfield Review, 2005. – p. 14-27.
2. Quy N.M., Trung P.N. Impacts of condensate blockage and the effectiveness of technical solutions to improve well deliverability in gas condensate wells. – Vietnam Petroleum Institute, 2017. – p. 16.
3. Mott R. Engineering calculations of gas condensate well productivity. – SPE 77551, 2002. – p. 9.
4. Ющенко Т.С., Брусилковский А.И. Математическое моделирование PVT-свойств газоконденсатных систем, контактирующих с остаточной водой в пористой среде. – Научно-технический сборник. Вести газовой науки №4, 2015. – с. 8.
5. Pedersen K.S., Christensen P.L. Phase behavior of petroleum reservoir fluids. – New York: CRC Press, 2007. – p. 407.
6. Whitson C. Gas Condensate Relative Permeability for Well Calculations. – Transport in Porous Media, 2003. – p. 279-311.
7. Ибрагимова Д.Р., Милованова В.В., Субботин М.Д., Петелин Д.А., Воробьев И.В. Анализ факторов, влияющих на пескопроявления слабokonсолидированных газовых коллекторов. – М.: Экспозиция Нефть Газ, 2022. № 5. – с. 50-54.
8. Паникаровский В.В., Паникаровский Е.В. Проблемы сохранения прочностных характеристик слабосцементированных пород. – М.: Нефть и Газ, 2010. – с. 5.
9. Абдуллахи М. Моделирование влияния ретроградной конденсации на продуктивность газоконденсатных скважин. – М.: European science № 4, 2017. – с. 7.
10. Гасумов Р.А., Сафошкин К.Н. Изучение процесса выпадения конденсата при эксплуатации скважин в условиях аномально высоких пластовых температур. – М.: Нефть и Газ №3, 2017. – с. 5.

11. Фык М.И. Основы разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений: учебник / И.М. Фык, Е.И. Хрипко; под ред. проф. И.М. Фыка. – Харьков: Фолио, 2015. – с. 301.
12. Фаттахов М.М., Бакиров Д.Л., Бурдыга В.А., Бабушкин Э.В., Сенцов А.Ю., Соколов И.С., Ярмоленко О.А., Ковалев В.Н. Развитие технологий заканчивания скважин с горизонтальным и многозабойным окончанием в ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь». – М.: «Нефтяное хозяйство» № 8, 2016. – с. 25–27.
13. Бакиров Д.Л., Фаттахов М.М. Многозабойные скважины: практический опыт Западной Сибири. – М.: Тюмень: ОАО «Тюменский дом печати», 2015. – с. 232.
14. Horizontal wells [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [https://energyeducation.ca/encyclopedia/Horizontal\\_well#cite\\_note-EIA-4](https://energyeducation.ca/encyclopedia/Horizontal_well#cite_note-EIA-4)
15. Joshi S.D. Horizontal Well Technology – PennWell Books, 1991. – p. 552.
16. Бурение горизонтальных скважин [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://studfile.net/preview/7743786/page:59/>
17. Almajidi A. Applications of Horizontal Well. – Petroleum Reservoir Eng. II, 2021. – p. 30.
18. Паникаровский Е.В., Паникаровский В.В., Мансурова М.М., Листак М.В. Применение многостадийного гидроразрыва пласта при разработке ачимовских отложений Уренгойского месторождения – М.: «Нефть и Газ» №2, 2020. – с. 11.
19. Акопян Э.А., Степанец Л.Ю. Анализ технологий проведения многостадийного ГРП в горизонтальных скважинах – М.: «Инновационная наука» №7-8, 2018. – с. 3.
20. Sen C., Sengupta B., Md S. Zaman. The Effects of Hydraulic Fracturing on the Environment and Some Possible Remediation Strategies. – Advances in Science and Technology, Vol. 12, № 1-2, 2018. – p. 1-7.

21. Квеско Б.Б. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений: учебное пособие. – Томск: Изд-во ТПУ, 2001. – с.143.
22. Росляк А.Т., Санду С.Ф. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений: учебное пособие. – Томск: Изд-во ТПУ, 2013. – с. 152.
23. Обоснование и методы установления технологического режима эксплуатации газовых скважин [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://neft-i-gaz.ru/litera/014/6.pdf>
24. Мирзаджанзаде А.Х., Кузнецов О.Л., Басниев К.С, Алиев З.С. Основы технологии добычи газа. – М.: Недра, 2003. – с. 880.
25. Технологический режим – эксплуатация – газовая скважина [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.ngpedia.ru/id392494p1.html>
26. Ширковский А.И. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. – М.: Недра, 1987. – с. 309.
27. Разработка газоконденсатных месторождений с поддержанием пластового давления [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://infopedia.su/1xc48.html>
28. Гриценко А.И., Николаев В.А., Тер-Саркисов Р.М. Компонентоотдача пласта при разработке газоконденсатных залежей. – М.: Недра, 1995. – с. 264.
29. Качалов В.В., Сокотущенко В.Н., Земляная Е.В., Волохова А.В. Обзор методов повышения компонентоотдачи при разработке газоконденсатных месторождений. – М.: «Наука. Инновации. Технологии.» №3, 2019. – с. 30.
30. 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.

31. Приказ Министерства природных ресурсов и экологии РФ от 20 сентября 2019 г. № 639 «Об утверждении Правил подготовки технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья» (с изменениями и дополнениями).

32. Дунаев В.Ф., Шпаков В.А., Лындин В.Н. и др. Экономика предприятий (организаций) нефтяной и газовой промышленности: учебник. – М.: ЦентрЛитНефтеГаз, 2015. – с.330.

33. РД 153–39–007–96. Регламент составления проектных технологических документов на разработку нефтяных и газонефтяных месторождений.

34. РД 153–39.0–109–01. Методические указания по комплексированию и этапности выполнения геофизических, гидродинамических и геохимических исследований нефтяных и нефтегазовых месторождений.

35. ТК РФ Статья 224. Комитеты (комиссии) по охране труда.

36. Трудовой Кодекс – ТК РФ – Глава 47. Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом. – с. 7.

37. ТК РФ Статья 298. Ограничения на работы вахтовым методом.

38. ТК РФ Статья 117. Ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск работникам, занятым на работах с вредными и (или) опасными условиями труда.

39. ГОСТ 12.0.003–2015. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.

40. ГОСТ 12.2.062–81 ССБТ. Оборудование производственное. Ограждения защитные.

41. ГОСТ 12.1.004–91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования.

42. ГОСТ 12.2.003–91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.

43. СанПиН 2.2.4.548–96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.
44. ГОСТ 12.1.003–2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
45. ГОСТ 12.1.012–2004 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования.
46. ППБ 01.2003. Правила пожарной безопасности в Российской Федерации.
47. НПБ 105–03. Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности.
48. ГОСТ 12.1.038–82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов.
49. СП 52.13330.2011. Естественное и искусственное освещение.
50. ГОСТ 12.1.005–88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
51. ГОСТ 12.1.008–76 ССБТ. Биологическая безопасность. Общие требования.
52. РД 153-39-026-97. Требования к химпродуктам, обеспечивающие безопасное применение их в нефтяной отрасли.
53. ГОСТ 12.1.007–76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.
54. РД 39-133-94. Инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважин на нефть и газ на суше.

## ПРИЛОЖЕНИЕ В

(справочное)

### COMBINED DEVELOPMENT SYSTEM AND COMPONENT RECOVERY OF GAS CONDENSATE FIELDS

Обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ15	Белова Екатерина Олеговна		

Руководитель ВКР:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Матвеев Иван Васильевич	к.ф.-м.н.		

Консультант – лингвист отделения ШБИП:

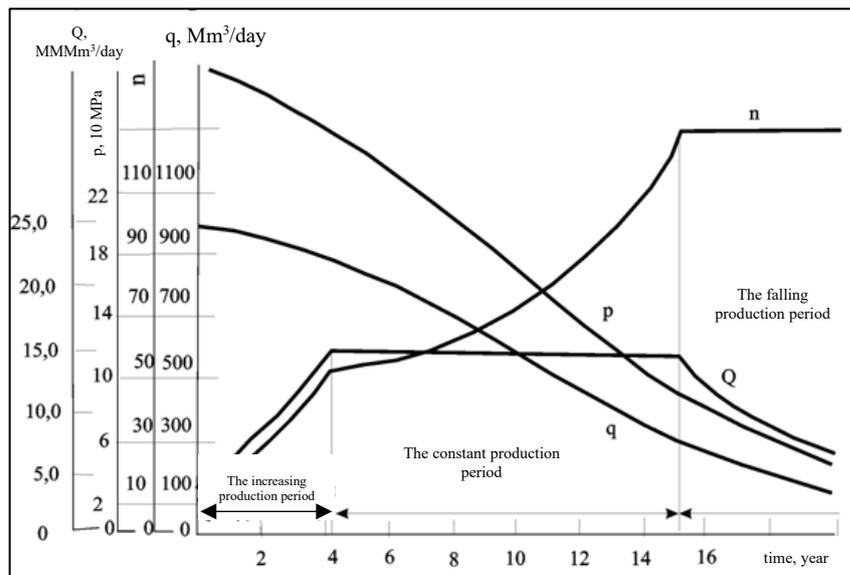
Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОИЯ	Болсуновская Людмила Михайловна	к.ф.н.		

## 2 Combined development system and component recovery of gas condensate fields

A combined development system is understood as mining with the use of various development systems or their elements. With the help of a combined development system, they achieve the highest accumulated production indicators with minimal economic costs. For effectively selected various development systems and/or their elements, it is necessary to give a comprehensive description of the main components that are the cornerstones in the development and operation of gas condensate fields.

### 2.1 Main periods of gas condensate fields' development

When developing gas and condensate deposits, there are three stages: increasing, constant and falling production (figure 2.1).



$Q$  – gas production,  $\text{MMMm}^3/\text{day}$ ;  $p$  – weighted average reservoir pressure, MPa;  
 $n$  – number of wells,  $q$  – flow rate of wells,  $\text{Mm}^3/\text{day}$

Figure 2.1 – Time change in the indicators of gas field development under the gas regime and uniform wells' placement

The period of increasing gas production occurs during drilling and development of deposits. The main fluids' production is occurring during this period. When production drops, the number of producing wells does not change in the gas mode and decreases in the water-pressure mode.

All periods are inherent in deposits with a large number of reserves. With average stocks, there may be no second period. If there are few reserves, then often in addition to the second period, the first one may also be missing.

If we consider the readiness of the field for development and the degree of its depletion, there are periods: pilot operation and the additional development period. During the pilot operation, in addition to the hydrocarbons' transportation, additional exploration takes place to update the information in the project. As a rule, this period lasts no more than 3-4 years.

## **2.2 The main types of well constructions used in the field X**

### **2.2.1 Multilateral wells**

Horizontal wells have proven their effectiveness in field development, but the single wells construction can lead to high overall costs and low oil recovery. A multilateral horizontal well has the advantages of increasing the drainage area, reducing the number of drilling operations, using existing wells and saving costs for field development, especially with low-cost field operation. Formations with a complex structure of occurrence can contain a huge amount of oil and gas in small or isolated blocks (figure 2.2). Production in such formations by horizontal wells will require the single wells construction located in separate zones of the reservoir. Multilateral wells can access such reservoirs by drilling side sections from a single vertical main bore.

The main bore may include several side lateral bores drilled to different sections of the formation, which allow bypassing impenetrable barriers and extracting oil from each side bore. Such a field development method can reduce efforts and save time spent on planning and organizing the drilling another well.

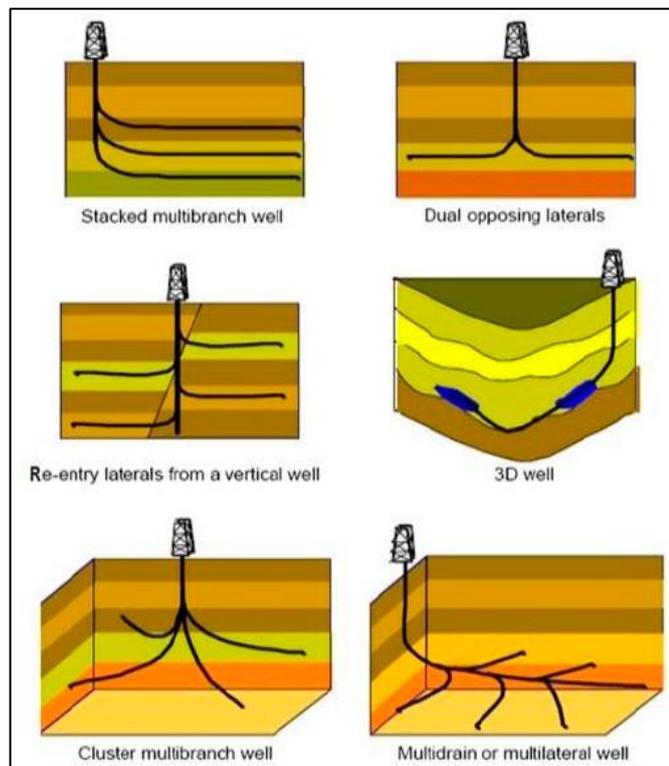


Figure 2.2 – Types of well completion

### Layout for lower well completion

Each individual lateral bore may differ in the type of lower completion. However, the methods of completing the multilateral wells are the same as for a single horizontal one. The completion method will depend on the formation type.

Finishing methods for cemented rocks:

- open hole;
- slotted screen;
- slotted screen with packer;
- cased, cemented and perforated bore.

Finishing methods for cemented rocks:

- open hole with a pre-perforated liner and with a strainer;
- open hole with strainer;
- open hole with gravel pack.

TAML technology was created to classify all types of multilateral wells (figure 2.3, table 2.1).

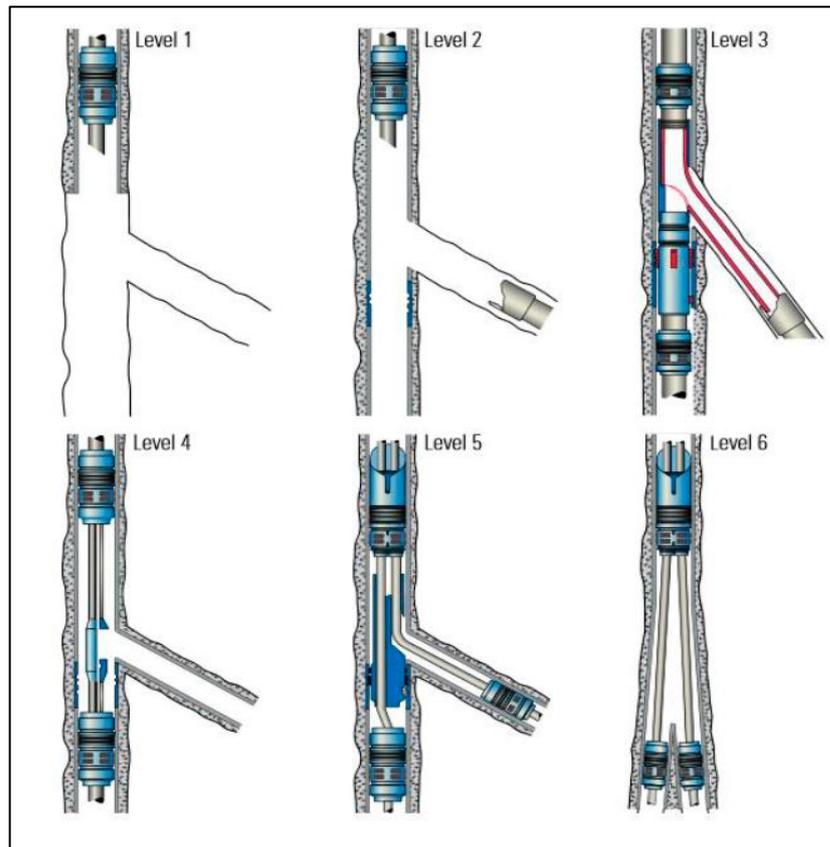


Figure 2.3 – Types of connections

Table 2.1 – Classification of MHS by TAML

Junction Class	Level Description	Purpose
Level 1	Open main bore and open lateral	Produce from consolidated formations
Level 2	Cemented main bore and open lateral	Reduce risk for collapse and provide isolation between laterals
Level 3	Cemented main bore and open liner	Allow reentry in consolidated formations
Level 4	Cemented main bore and cemented lateral	Produce from both consolidated and unconsolidated formations
Level 5	Cemented main bore and cemented lateral supported with two packers on production casing	Provide pressure integrity and hydraulic isolation
Level 6	Cemented dual main bore with liners or production casing.	Designed for experiments

### 2.2.2 Horizontal wells

Horizontal well is a drilling option when the well has a deviation angle from the vertical of at least 80 degrees (figure 2.4). This method is one of the most popular and productive.

Horizontal wells are applicable in both low-permeable and high-permeable gas reservoirs. In fields with low permeability, horizontal wells pump out larger volumes than vertical wells and provide an alternative way to achieve a large penetration depth into the formation. In addition, they reduce turbulence near the wellbore and increase well productivity in highly permeable gas formations.

Drilling horizontal wells at some non-vertical angle can hit targets and stimulate reservoirs in ways inaccessible to a vertical well. In combination with hydraulic fracturing, previously unproductive rocks can be used as sources of natural gas. Examples of such types of deposits are formations containing shale gas or hard-to-recover gas.

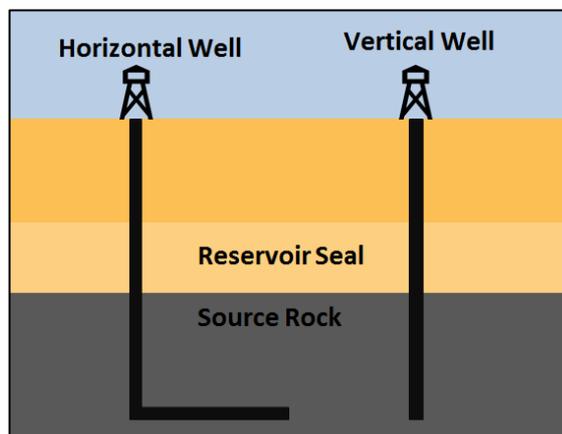


Figure 2.4 – The shape of a horizontal well compared to a traditional vertical well

Most horizontal wells start by drilling a vertical well. After drilling to the target rock, the pipe is pulled out of the well and an engine is attached to the drill bit. The drill bit starts to move without the entire pipe thanks to the engine, fueled by the drilling mud flow. After descending into the horizontal well, the drill bit makes a trajectory bending from vertical to horizontal. After reaching the desired angle, drilling resumes in a completely horizontal direction. Although horizontal drilling is useful, it is three times more expensive than vertical drilling. However, additional costs are usually compensated by increasing the well flow rate, which significantly increases the oil and gas production from the well.

### **Reasons for horizontal drilling**

Despite the fact that horizontal drilling is more expensive, there are many reasons why it is chosen. Vertical wells are capable of draining rocks with high

permeability, but rocks with low permeability do not allow fluid to flow quickly, and therefore using a vertical well for these rocks would be economically unprofitable.

### **The main reasons for drilling horizontal wells**

1) The ability to achieve complex goals. Some reservoirs are located under residential neighborhoods or parks where drilling is not possible. By drilling first downwards and then horizontally to drill this area, it is possible to reach the productive reservoir (figure 2.5).

2) Extraction from large areas from one drilling site. This method was used to reduce the surface area occupied by drilling operations (figure 2.5).

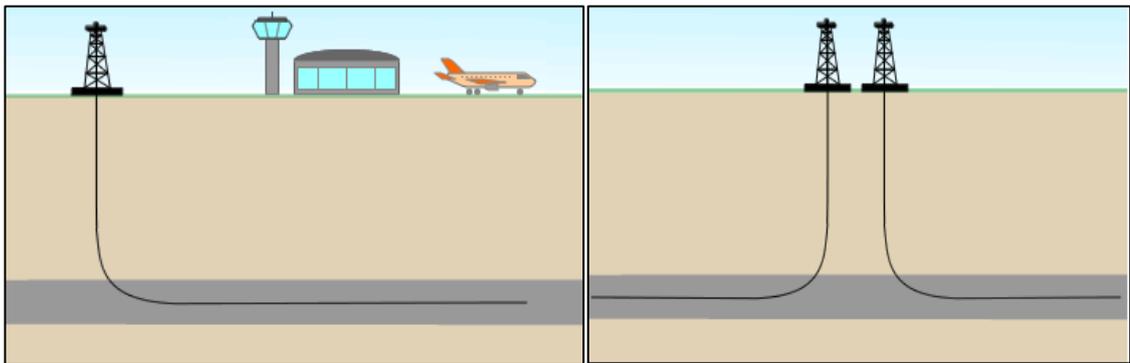


Figure 2.5 – Achieving complex goals (left) and mining from large areas from a single drilling site (right)

3) The increase in the flow rate of gas condensate wells is multiple during the fractured rocks operation. When drilling a well perpendicular to the main fracture, it will give the maximum possible flow rate, since in this case the wellbore will cross the maximum number of fractures (figure 2.6).

4) Increasing the length of the «productive zone». When drilling a well vertically, if, for example, the productive reservoir thickness is two hundred meters, then the wellbore will pass through the collector 200 meters. When drilling a horizontal well, it is possible to increase the wellbore length when passing through the productive zone (figure 2.6).

5) Closing or relieving the working pressure in an «out of control» well. Additionally, a well is drilled, the bore of which «cuts» into the well out of control, which contributes to a drop in pressure (figure 2.6).

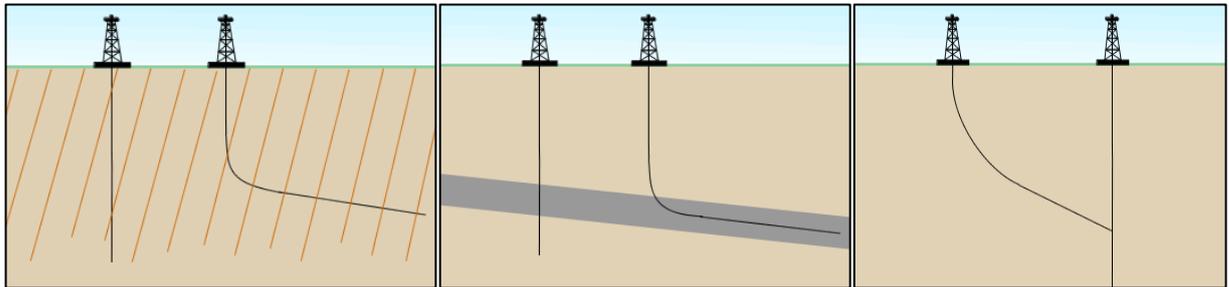


Figure 2.6 – The highest production in fractured reservoirs (left), an increase in the length of the «productive zone» (center) and the «discharge well» for the «uncontrolled» well (right)

### Types of horizontal wells

When drilling horizontal well, the following types are distinguished (figure 2.7):

- 1) horizontal well with a small inclination radius of the wellbore;
- 2) horizontal well with an average inclination radius of the wellbore;
- 3) horizontal well with a large inclination radius of the wellbore.

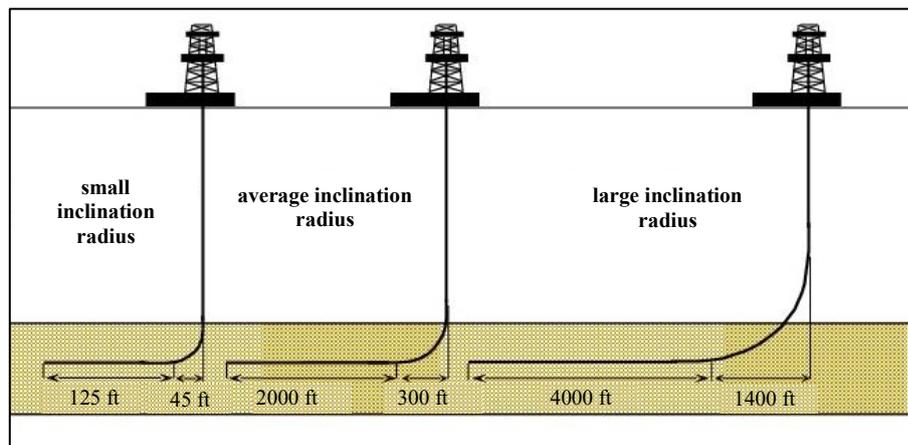


Figure 2.7 – Types of horizontal wells

### Small radius of curvature of the wellbore

When choosing a small radius, the borehole bends in the formation, up to this point the well is drilled vertically.

In order to achieve a small inclination radius, a packer with a whipstock is used and with the help of a special arrangement, the necessary inclination angle is

achieved. Further, as a section of the borehole with an inclination is drilled, a special arrangement is also used to stabilize it, after which the horizontal wells drilling continues.

### **The average inclination radius of the borehole**

The construction speed for the average radius ranges from 8° to 25°/100 ft. With a range of 200 to 700 feet. Horizontal drainage is usually between (1000-3500 ft).

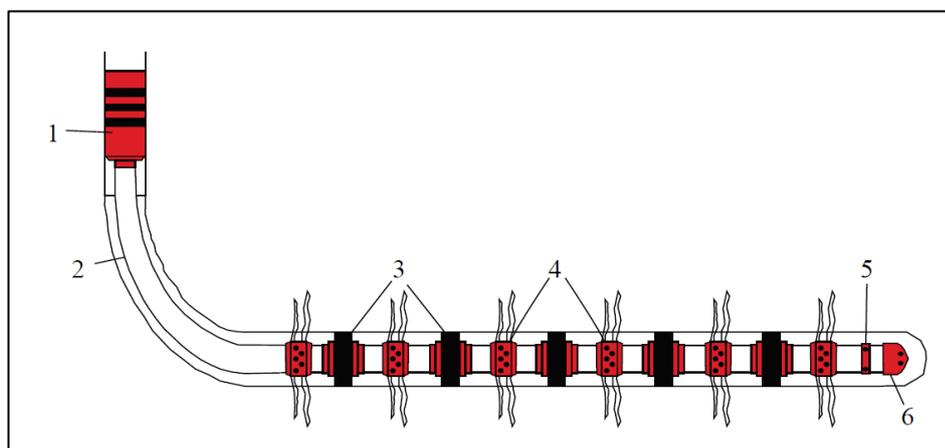
This type of horizontal well is characterized by high drilling speeds, which reduces the directional drilling cost, especially in harder rocks. The average radius allows you to reach a greater horizontal length. Horizontal wells were drilled with a length of more than seven thousand feet.

### **Large radius of curvature of the borehole**

This is the most common type of horizontal wells, especially offshore. The rate of rise is usually 2 to 6 degrees per one hundred feet. Drilling of this horizontal wells type is conducted using the same equipment as for directional drilling.

### **2.2.3 Horizontal wells with multistage hydraulic fracturing**

The use of multi-stage hydraulic fracturing (MSHF) helps to multiply the flow rate of producing wells. There are two types of MSHF. The first type is hydraulic fracturing, when special equipment is lowered, which performs a multi-stage rupture in a horizontal section of the borehole. The second type is hydraulic fracturing, during which the couplings and packers are lowered to delimit the areas of the technological operation for inflow to the well (figure 2.8).



1 – liner suspension; 2 – casing string; 3 – column packer; 4 – burst port collar; 5 – check valve; 6 – shoe

Figure 2.8 – Layout for hydraulic fracturing with burst port collars and column packers

For each site to conduct the enhanced oil recovery method (EOR), balls are lowered, actuating the burst port collars, after which they are opened, the relationship with the reservoir and the process of hydraulic fracturing itself.

When using MSHF as the main EOR method, and not separately on any wells, the effectiveness of the method increases. Before it is conducted, it is necessary to study the well-logging operations, the geological features of the reservoir, the interference of wells, as well as their design. With MSHF, filtration flows change their direction, which affects the deposition of retrograde condensate in the near-well area. As a rule, most of the condensate is deposited in the fracture itself and in the area around it.

This EOR method gives the greatest efficiency on the Achimov deposits since they are difficult to recover. MSHF allows the extraction of hydrocarbons at the third or fourth stages of development. A vital role in this case will be played by the relative permeability of fractures. The lower the relative permeability in the reservoir, the less the efficiency of hydraulic fracturing.

MSHF in combination with horizontal wells provides an effective practice of further increasing the gas condensate wells productivity to prevent the fluid accumulation around the wellbore.

In order to obtain optimal well productivity for each fracture geometry in the reservoir, several factors and parameters must be calculated. The half-length of the fracture is a key parameter of the fracture geometry for optimizing gas condensate reservoirs that reduce the liquid accumulation for the longest achievable period. The well flow rate increases significantly with an increase in the half-length of the fracture to a certain value, after which a further increase in the half-length of the fracture does not significantly affect the productivity of the well.

### **Effects arising from MSHF**

Gas condensate wells with MSHF are characterized by high fluid flow rates in the bottomhole zone and especially in the fracture, the width of which rarely exceeds 10 mm. Two more specific effects are associated with this feature: the Forchheimer effect and the effect of "straightening" the relative permeability curves (relative permeability, depending on speed).

### **The Forchheimer Effect**

The Forchheimer effect is called nonlinear filtration (turbulence), which occurs at high fluid flow rates. Turbulence is particularly evident in high-flow wells and/or wells with a suboptimal rupture design. This effect can lead to a significant decrease in the well productivity, which can be considered as a decrease in the effective permeability of the proppant and is described by a nonlinear element in the generalized Darcy equation (2.1):

$$\frac{dp}{dx} = \frac{1}{C_1} \times \frac{\mu_g \times v_g}{k \times k_{rg}} + \frac{C_2}{C_1} \times \beta \times \rho_g \times v_g^2, \quad (2.1)$$

where  $dp/dx$  is the pressure gradient in the direction of gas filtration, atm/m;  $C_1 = 0,00853$  and  $C_2 = 1,1574 \cdot 10^{-9}$  are the coefficients in the metric system.

The rate of single-phase oil or gas filtration in a fracture can be calculated by the formula (2.2):

$$v_{frac} = \frac{Q_f \times B_f}{2 \times h_{frac} \times \omega \times \varphi}, \quad (2.2)$$

where  $v_{frac}$  is the filtration rate of reservoir fluid in the fracture, m/day;

$Q_f$  is the flow rate of reservoir fluid under surface conditions, m<sup>3</sup>/day;

$B_f$  is the volumetric fluid coefficient, m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>;

$\varphi$  is the porosity of the proppant in the fracture.

It follows from formulas 4-5 that high gas consumption, suboptimal fracture parameters (small width) and low permeability of the proppant (high value of the  $\beta$ -

coefficient) determine the high filtration resistance in the crack due to the resulting inertial effects.

Well productivity losses, determined by the gas turbulence flow in the fracture, can be minimized in three ways. The first method consists in choosing a proppant with a higher permeability, which leads to lower values of the inertia coefficient  $\beta$  in the Forchheimer equation. The second method is to minimize the filtration rate in the fracture, which is achieved by optimizing the fracture design when pumping proppant in a fixed volume, namely by creating a slightly wider but shorter fracture. As a third method, we can consider sub horizontal well completion with a multistage rupture, when it is possible to ensure a high value of the total surface area of all fractures and at the same time minimize inertial effects in each individual fracture.

### **The relative permeability curve shape is the effect of the dependence of the filtration rate**

Another effect is associated with the phenomenon of straightening the relative permeability curve in areas with high gas filtration rate. The relative permeability of the gas condensate system can significantly improve in the bottom-hole zone with an increase in the well flow rate, thereby improving its operational characteristics. The physics of this phenomenon has not yet been sufficiently studied, but a mathematical model describing this process has already been launched in a number of hydrodynamic simulators.

In order to adequately develop the hydraulic fracturing design and adequately predict the fractured well productivity, all processes and effects must be carefully evaluated and modeled.

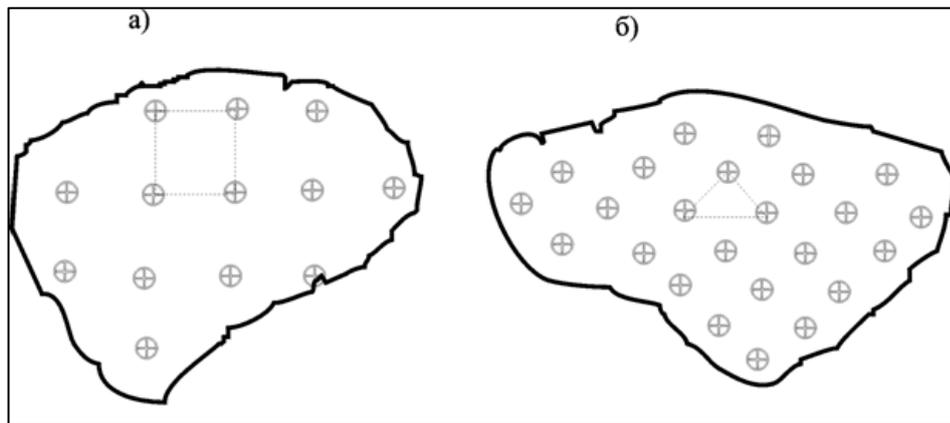
### **2.2 Systems for placing wells by the area of gas content of natural gas deposits**

The hydrocarbons accumulation places can have different outlines, starting from ovals / squares and ending with an arbitrary shape.

The placement choice of producing and injection wells depends on the lithological reservoir composition, geological and physical parameters and technical and economic indicators. The most used placement systems are the following:

- 1) uniform on a square or triangular grid;
- 2) battery-ring;
- 3) linear;
- 4) placement in the vault of the deposit;
- 5) uneven.

With a uniform grid (figure 2.9), production and injection wells are placed in the corners of equilateral triangles or squares. Uniform wells placement is best used under conditions when the reservoir is homogeneous. At the same time, the pressure will decrease evenly, and the flow rates will be determined by the average values of reservoir pressure.



a – square, b – triangular

Figure 2.9 – Uniform placement of wells

In practice, this type of well placement is also used for heterogeneous reservoir properties. Then the following equality (2.3) will be fulfilled:

$$\frac{q_1}{\alpha \times \omega_1} = \frac{q_2}{\alpha \times \omega_2} = \dots = \frac{q_i}{\alpha \times \omega_i} = \dots = \frac{q_n}{\alpha \times \omega_n} = const, \quad (2.3)$$

where  $q_i$  is the flow rate of the  $i$  –th well;

$\alpha \times \omega_i$  is the gas-saturated drainage volume of the  $i$  –th well.

Choosing a uniform well placement system, additional expenses for the construction of gas-gathering systems and other communications should be considered.

If a cycling process or water injection is used to maintain reservoir pressure at the field, then battery-ring or linear placement of wells is used (figure 2.10).

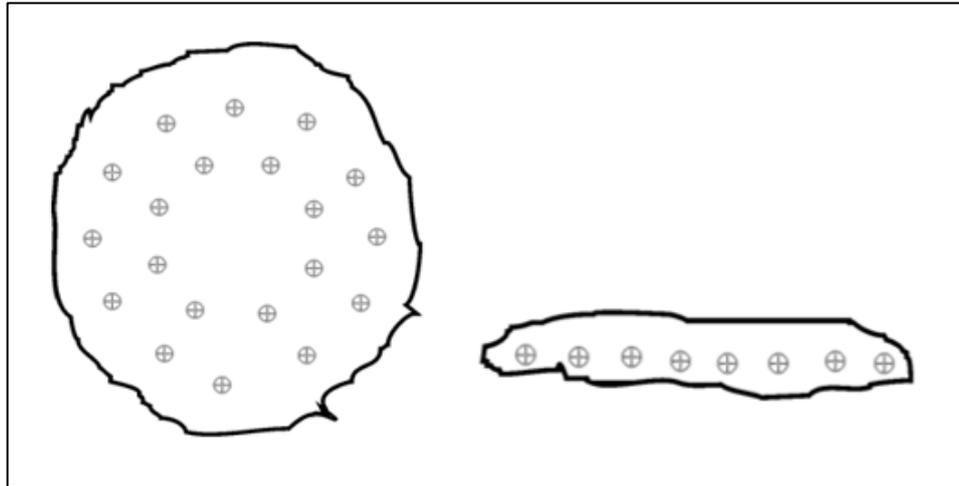


Figure 2.10 – Battery–ring (left) and linear (right) placement of wells

With the help of placement systems in figure 2.10, it is possible to reduce the length of field communications and gas-gathering systems, while there is also a significant drawback – a reduction in the period of uncompressed production due to the formation of a local depression funnel.

In a homogeneous formation with a water-pressure operation mode of a gas/gas condensate deposit, a well placement system is used, as shown in figure 2.11.

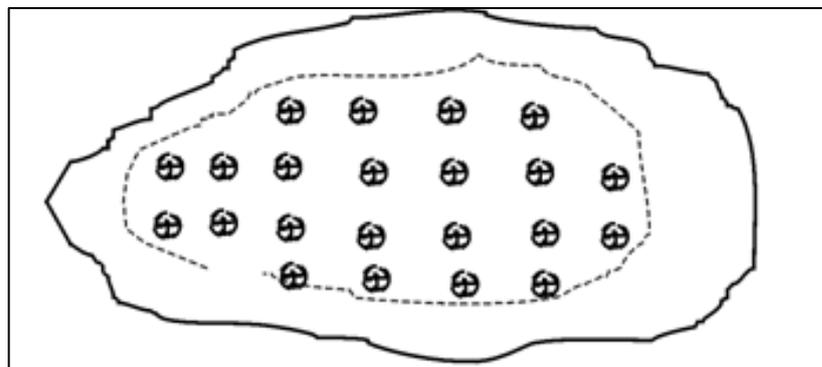


Figure 2.11 – Placement of wells in the arched part of the deposit

In real conditions, an uneven placement system is used in the fields (figure 2.12), which contributes to a greater production of reserves, leads to a reduction in capital investments and the wells construction time, the length of field

communications and gas-gathering systems. Accordingly, with such a placement system, the distribution rate of pressure changes in the reservoir is different.

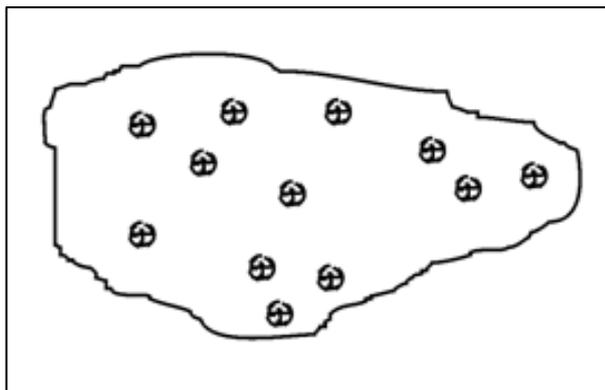


Figure 2.12 – Uneven placement of wells

In order to obtain more complete and accurate information about the deposit, injection wells are drilled using a battery-linear placement system.

Since most of the fields use reservoir pressure maintenance systems, the placement of wells will depend on the agent that is injected into the formation. If dry gas is injected into the formation, injection wells should be placed with a battery in the elevated and producing ones in the lowered dome parts of the formation. If a liquid agent is chosen, then everything is done the other way around.

The distance, as a rule, is 800 – 1200 meters between injection wells and 400 – 800 meters between producing wells.

### **2.3 Technological mode of gas wells operation**

The technological mode of gas wells operation in the case of gas extraction from the bottom is understood as the removal of dynamic parameters values, such as flow rate, temperature, pressure. Thanks to sampling, the composition of the gas can be determined.

The evaluation of the choice of the technological mode is conducted on the basis of the initial reservoir pressure analysis, temperature, filtration and reservoir properties of the formation, the chemical composition of the gas, the structure of the formation. It is impossible to determine these parameters without planning special studies involving high-tech equipment.

During the gas condensate fields operation, several technological modes are distinguished based on the control of a certain parameter, if it is no longer possible to maintain the value of the parameter, then the control mode is changed.

1. The technological mode of operation, in which the  $R_{cb}$  is not constant (2.4):

$$\left. \frac{dp}{dr} \right|_{r=r_c} = \psi = const \quad (2.4)$$

The change in gas pressure at the well bottom can be expressed by applying a gradient (2.5):

$$\psi = \frac{A_o \times (\mu \times z)_{cp} \times Q_o + B_o \times z_{cp} \times Q_o^2}{p_{bot o}}, \quad (2.5)$$

where  $Q_o$  and  $p_{bot o}$  are the maximum critical flow rate and bottom-hole pressure, below which the strength characteristics of the development object do not change.

In order to calculate this parameter, it is necessary to use the results of research and operation for one specific  $Q_o$  flow rate. With this flow rate value at the well during operation, there should be no complications. In the case of well perfection by degree (2.6) and the nature of opening (2.7), the following calculations are used:

$$A_o = \frac{a}{2 \times r_c \times \ln \frac{R_k}{r_c}} \quad (2.6)$$

$$B_o = \frac{b}{2 \times r_c} \quad (2.7)$$

In turn, for wells with hydrodynamic imperfection in degree (2.8) and nature of opening (2.9):

$$A_o = \frac{\mu}{k \times F \times p_{at}} \quad (2.8)$$

$$B_o = \frac{\beta \times \rho_{at}}{F^2 \times p_{at}}, \quad (2.9)$$

where  $F$  is the filtration area on the bottom.

For a well with an open hole that has opened the formation by the value of  $h$  penetrated ( $h_{pen}$ ) (2.11):

$$F = 2 \times \pi \times r_c \times h_{pen} \quad (2.10)$$

For a well that has completely opened the formation, cased with an operational column, and perforated (2.11):

$$F = 2 \times \pi \times R_o^2 \times n, \quad (2.11)$$

here  $n$  is the number of working perforation channels;

$R_o$  is the radius of a hemispherical cavity in a porous medium near the perforated channel.

The value of this radius is based on the data of the well study or on the equality of the surfaces of the hemisphere and the cylindrical perforation channel (2.12, 2.13):

$$2 \times \pi \times R_o^2 = \pi \times d \times l \quad (2.12)$$

$$R_o = \sqrt{\frac{d \times l}{2}}, \quad (2.13)$$

where  $d$  is the perforation channel diameter;

$l$  is its length.

The type of perforator construction and the rocks strength characteristics influences the length and diameter of the perforating channel.

For terrigenous manifolds, using the following expression, we can define  $R_0$  (2.14):

$$R_o = 31,7 \times \sqrt{m}, \quad (2.14)$$

when  $0,15 \leq m \leq 0,3$ .

For carbonate reservoirs (2.15):

$$R_o = 150 \times m^{\frac{3}{4}}, \quad (2.15)$$

when  $0,01 \leq m \leq 0,1$ .

There is a critical pressure gradient, above which, with large gas withdrawals, due to low strength characteristics, rocks can collapse at the bottom.

At the beginning of operation, the absence of sand ingresses in the extracted liquid is not an indicator of the correct pressure gradient determination. Reasons may be descent to the wrong depth and erroneous selection of the tubing diameter. However, exceeding the critical gradient does not always lead to destruction, or does not have a strong effect, since at first a large amount of sand can be conducted, and then the number of sand ingresses decreases.

In the case of weakly consolidated rocks, it is not always possible to extract the core and assess the rocks strength characteristics, as a result of which erroneous decisions arise on the adoption of a pressure gradient, entailing either an underestimated well productivity from the possible maximum in the case of an underestimation of the gradient, or the occurrence of a sand ingress problem, which

turns into the formation of sand banks, which reduces the inter-repair period of borehole equipment.

2. Technological mode of operation, in which the depression on the formation is constant ( $\Delta p = p_f - p_{bot} = \text{const}$ ). The debit is defined as (2.16):

$$Q = \frac{\sqrt{a^2 - 4 \times \Delta p \times (2 \times p_f - \Delta p) \times b - a}}{2 \times b}, \quad (2.16)$$

where  $Q$  is the flow rate reduced to atmospheric conditions.

With a close location to the aquifer, with a violation of the reservoir integrity due to large depressions, with non-compliance with the conditions for crushing and rupture of the column, with the problem of the gas hydrates formation, this mode of operation is selected.

With a constant pressure gradient mode, the gradient is constant over time during development. In the case of a constant depression mode, its critical value is dynamic, since reservoir pressure changes, the gas-water contact (GWC) tends to rise, to prevent cone formation, depression must be reduced, which will entail an insignificant decrease in well productivity compared to the scale of complications.

The process of determining the critical depression value taken during operation is similar to the case of the previous regime.

3. Technological mode of operation, in which  $p_{bot} = \text{const}$ .

It is not recommended to use this mode, since the wells operation with other modes is impossible, for example, due to condensation. In this forced mode, the wells productivity is significantly reduced, and the bottom-hole pressure also has to be reduced periodically if there is no permanent aquifer, since the reservoir pressure decreases.

4. Technological mode of operation, in which  $Q = \text{const}$ .

This mode is the most cost-effective and efficient. The criteria for its applicability are based on the absence of limiting factors listed for the above regimes. The maximum flow rate value is determined from the capabilities of the downhole

equipment, as well as the throughput of the systems for collecting and preparing downhole products.

5. Technological mode of operation, in which the filtration rate in the bottomhole zone is constant.

Such a regime is used in case of preventing the danger of abundant sand occurrences if the borehole equipment is not capable of cleaning gas from sand. Assuming that the forces acting on the rock particles are proportional to the filtration rate, the following expression (2.17) is applied:

$$C = \frac{Q}{p_{bot}} = const \quad (2.17)$$

The limit value of the coefficient C is estimated according to the results of the study.

6. Technological mode of operation, in which the pressure gradient is constant along the axis of the well (2.18):

$$\left. \frac{dp}{dz} \right|_{z=z_0} = \rho_w \times g = \gamma_w, \quad (2.18)$$

here  $\rho_B$  is the density of reservoir water;

$\frac{dp}{dz}$  is the pressure gradient at the top of the cone of plantar water ( $z = z_0$ )

directed upward along the axis of the well.

The criteria for the applicability of this regime are the presence of a plantar aquifer and rocks with high strength characteristics.

7. Technological mode of operation, in which the gas flow velocity at the mouth is constant.

The operating mode is chosen due to the problem of increased corrosion wear of the equipment. To minimize the corrosion rate, the gas velocity is reduced. In

order for the wells productivity to remain constant, either the gas flow rate or the bottom-hole pressure is changed at the collection point.

If there is a need to achieve high flow rates under the condition of high corrosion activity, then it is necessary to use corrosion inhibitors, or replace tubing with pipes with greater corrosion resistance. Also, when choosing this operating mode, it is necessary to predict the gas hydrates occurrence and the mechanical impurities removal.

#### **2.4 Features of the development and operation of multi-layer gas fields**

The gas condensate fields' development is complicated by the presence of multi-layer systems in which it is necessary to decide about operation: one well drills all layers or a well is drilled separately for each layer. There are various systems for such deposits development:

1. A top–down development system, that is, first of all, the upper layers are developed, then the lower ones, but it is necessary to consider the reservoir pressure and reserves of the upper layers, since they should be sufficient to ensure gas consumption.

If the pressure in the upper layers is greater than the hydrostatic column pressure of liquid, and in the lower layers, on the contrary, it is approximate, and then such a system is partially used. In order for the underlying layers development to be successful, it is necessary to wait until the overlying layers pressure decreases to hydrostatic.

2. If the hydrocarbon reserves in the underlying formations exceed those in the overlying ones, then a bottom–up system is used. When the pressure in the underlying layers drops to the overlying layers pressure, which differs by a hydrostatic column, simultaneous operation with this system is used.

3. In order to obtain the required amount of gas at minimal economic costs, a simultaneous development system is used. In this case, both upper and lower layers are developed simultaneously with or without packers in one well.

To choose the right development system, it is necessary to collect and compare information from all available horizons. If, for example, the gas

composition is different, some layers contain hydrogen sulfide, and others do not, then separate gas-gathering system are necessary. Technical and economic indicators also play a significant role in the selection.

## **2.5 Development and operation features of gas condensate fields**

The development and operation of gas condensate has a number of features that need to be considered – condensation in the near-well area and in the bore itself, which helps to reduce pressure and temperature. The multiphase nature of borehole production complicates the task of full gas and condensate extraction; therefore, it is necessary to choose the optimal reservoir operation mode: with the reservoir pressure maintenance or without artificial reservoir pressure maintenance.

### **2.5.1 Development of gas condensate fields with reservoir pressure maintenance**

In order to increase the gas and condensate recovery coefficient, deposits are being developed with the reservoir pressure maintenance. The most applicable is cycling, a process in which dry gas is re-injected into the reservoir and, as a result, commercial condensate is obtained. As soon as condensate production ceases to be economically profitable, the field is developed for depletion. There are also disadvantages of this method, namely expensive and complex technological equipment, and long-term conservation of gas reserves. The cycling process will be less effective if the formation is heterogeneous and fractured/fractured-porous.

Not all gas and condensate deposits require the use of reservoir pressure maintenance systems. Among the natural hydrocarbons' accumulations, unsaturated and superheated are distinguished, for which the use of reservoir pressure maintenance is impractical, since condensate is not formed, and saturated, the development of which is not possible without pressure maintenance, since condensate can fall out immediately in the reservoir.

The cycling process helps to find the time of constant condensate production, the coverage coefficient, and the gas volume that remains after condensate separation, the well placement system, as well as the condensate recovery factor and gas- recovery factor.

## **2.5.2 Development of gas condensate fields without pressure maintenance**

The extraction of fluids without maintaining reservoir pressure is more profitable from an economic point of view, but at the same time there is less condensate recovery factor and gas- recovery factor than when using pressure maintenance system. This type of development provides both gas and condensate production at the same time, it is also necessary to consider the possibility of condensate precipitation in the bottom-hole zone of the formation and during the entire gas movement path from the bottom to the processing point, which may complicate the extraction of minerals.

## **2.6 Component recovery of natural gas deposits and methods of its increase**

### **2.6.1 Component recovery of natural gas deposits**

The gas/condensate recovery coefficient or in another way, the gas/condensate recovery component is an important indicator for deposits, which everyone is guided. Gas/condensate recovery coefficient is the ratio of the volume of extracted fluid reserves from the reservoir to the geological reserves volume (2.19). There are two types: the final one, characteristic of the end of the development period, and the current one, determined at a certain moment of operation.

$$K_i = \frac{Q_{pr i}}{Q_{gr i}} = \left( 1 - \frac{Q_{rem i}}{Q_{gr i}} \right), \quad (2.19)$$

where  $Q_{rem}$  is the remaining reserves.

The extraction coefficients of gas (2.20) and condensate (2.21) are determined using the formulas:

$$K_g = \frac{\sum_{i=1}^4 Q_{pr i}}{\sum_{i=1}^4 Q_{gr i}} \quad (2.20)$$

$$K_c = \frac{Q_{pr\ c5+}}{Q_{gr\ c5+}} \quad (2.21)$$

Formulas (2.20) and (2.21) were applied for dry gas (methane, ethane, propane, and butane) and condensate, respectively, with 5+. Usually, the gas extraction coefficient is higher (about 85-95%) than the condensate extraction coefficient, which is 30-75%.

The gas recovery coefficient depends on the operation mode of the deposit, the weighted average pressure, the lithological and facies characteristics of the formation, the type of deposit and the rate of gas extraction.

If the formation is homogeneous, then the volume of residual gas in the final period is according to equation (2.22):

$$Q_{rem} = \Omega_f \times \frac{\bar{p}_f}{z_f} + (\Omega_i - \Omega_f) \times \frac{\bar{p}_w}{z_w} \times \alpha \times \left( \bar{p}_w \times \frac{Q(t)}{Q_{gr} \times \rho_i} \right), \quad (2.22)$$

where  $\Omega_i$  and  $\Omega_f$  are the initial and final gas-saturated volumes, m<sup>3</sup>;

$\frac{\bar{p}_f}{z_f}$  and  $\frac{\bar{p}_B}{z_B}$  are the final and dimensionless reduced pressures weighted by gas-

saturated and watered volumes;

$\alpha$  is the coefficient of residual volumetric gas saturation of the watered zone by volume, fractions of one;

$Q(t)$  is the current extracted gas volume;

$\rho_i$  – initial gas saturation of the reservoir;

$Q_{gr}$  – gas reserves.

Under different operating conditions, the gas extraction coefficient will be determined in different ways.

– in gas mode (2.23):

$$K_g = \frac{\Omega_i \times (\bar{p}_f - \alpha \times \bar{p}_w)}{Q_{gr} \times \bar{p}_i} \cdot 100 = \left(1 - \frac{\bar{p}_f}{\bar{p}_i}\right), \quad (2.23)$$

when  $\Omega_i = \Omega_f = const$ ,  $Q_{gr} = Q_i \cdot (p_i/z_i)$ ,  $\alpha = 0$ .

The formula is applicable only for reservoirs homogeneous in reservoir properties.

– with a hard water pressure mode (2.24):

$$K_g = (1 - \alpha_o) \times \left(1 - \frac{\Omega_f}{\Omega_i}\right), \quad (2.24)$$

at  $\Omega_i > \Omega_f$ ,  $\bar{p}_i = \bar{p}_f = const$ ,  $\alpha > 0$ .

– in the workaround mode (2.25):

$$K_g = \left[ \left(1 - \alpha \times \frac{\bar{p}_w}{\bar{p}_i}\right) - \frac{\Omega_f}{\Omega_i} \times \left(\frac{\bar{p}_f}{\bar{p}_i} - \alpha \times \frac{\bar{p}_w}{\bar{p}_i}\right) \right], \quad (2.25)$$

when  $\Omega_f > \Omega_i$ ,  $\alpha > 0$ ,  $\bar{p}_i > \bar{p}_w > \bar{p}_f$ .

In addition, considerable influence is exerted by the depth of the tubing descent, the value of the coverage of the displacement deposit, the grid of the placement of wells.

It is possible to see a direct dependence of the gas recovery coefficient on the values of the effective porosity (2.26). Permeability affects by inverse proportionality, but it can be neglected.

$$K_g = 1,415 \times \sqrt{\alpha \cdot m}, \quad (2.26)$$

where  $\alpha$  is the gas saturation coefficient;

$m$  is the effective porosity coefficient.

The more heterogeneous the reservoir with degraded filtration properties and with a strong influence of capillary forces, the lower the gas recovery coefficient value.

The reducing reservoir pressure process within the watered interval leads to a decrease in the relative permeability for water, and the gas, which was limited by the water columns, becomes mobile and is filtered into the gas-saturated part of the reservoir. If the formation is homogeneous and there is a possibility that water will limit the movement of some gas volumes, then it is recommended to extract gas with greater intensity to advance the approach of water, which will increase the maximum gas output. In the case of heterogeneous reservoirs, partial flooding is inevitable.

Conducting repair work on wells in the conditions of the final development stage can lead to a significant absorption of the silencing solution, since the reservoir pressure has significantly decreased, which in some cases is detrimental to wells.

When assessing the condensate recovery coefficient, it is necessary to consider the part composition of the fluid, the analysis of its phase diagram, the influence of the initial reservoir pressure and reservoir temperature, the field development system with or without the introduction of the pressure maintenance system. It is best to maintain reservoir pressure in order to avoid condensation, which significantly reduces productivity.

The condensate recovery coefficient of poorly cemented sandstone when the condensate is displaced by water under constant pressure conditions can be calculated by equation (2.27):

$$K_c = \left( 1 - 1,415 \times \left( \frac{\mu_c}{\mu_w} \right)^{\frac{1}{8,57}} \times \sqrt{\rho_{ic} \times m_o} \right) \times \rho_{ic}, \quad (2.27)$$

where  $\rho_{ic}$  is the initial condensate saturation of the porous medium, fractions of one.

If the use of the pressure maintenance system is not expected at the first stage, then the condensate recovery coefficient is determined using a complex of laboratory studies.

### **2.6.2 Methods of increasing the component recovery of gas condensate fields**

The gas recovery coefficient can be increased by reducing the weighted average pressure over the volume of the deposit containing the gas, while also reducing the coefficient of dynamic viscosity of the gas. When using screw compressors, the gas recovery coefficient will be higher than usual, but on condition that the pressure should be lower than atmospheric.

If the deposit operates in an elastic-water-pressure mode, then the gas recovery coefficient is increased by reducing the pressure in the volume of the deposit containing gas and water; the volume of the watered zone and the regulation of gas sampling by area and section.

In order to achieve pressure reduction, periodic operation of wells in the final period is also used. In the watered zone, with a decrease in pressure, the phase permeability for the gas phase will increase, an increase in the proportion of the volume containing both gas and its exit from the watered area, while the condition  $0,3 < p_f/p_i < 1$  must be met.

With the help of pressure maintenance, the phenomenon of reverse condensation of HC liquid is eliminated, which contributes to higher indicators of the condensate recovery coefficient. The working agent (liquid or gaseous) will displace the fatty gas to the wells bottom without expansion. If the reservoir contains condensate (C<sub>5+</sub>) or other valuable components, then the pressure maintenance is conducted using two working agents at once: dry gas and water. Dry gas is pumped into the vault part of the deposit, water is pumped under the surface of the initial gas–water contact.

In the absence of a pressure maintenance system and the formation of a liquid phase, the condensate recovery coefficient is increased by influencing the formation: by reducing the coefficient of dynamic condensate viscosity; by reducing the liquid

by pumping a gaseous agent; by displacing the condensate with water. Dry gas is used to inject the gaseous agent into the formation: methane, ethane, propane, butane, or carbon dioxide.