

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 21.03.01 Нефтегазовое дело
 ООП Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений
 Отделение школы Отделение нефтегазового дела

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА БАКАЛАВРА

Тема работы
ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЙ УВЕЛИЧЕНИЯ ПРОДУКТИВНОСТИ СКВАЖИН ПРИ РАЗРАБОТКЕ ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ В УСЛОВИЯХ ПАДАЮЩЕЙ ДОБЫЧИ

УДК 622.279.43

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б94	Иванова Виктория Дмитриевна		

Руководитель ВКР

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

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Креницына Зоя Васильевна	К.Т.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ООД ШБИП	Гуляев Милий Всеволодович			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП, должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Лукин Алексей Анатольевич	К.Г.-М.Н		

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОСВОЕНИЯ

21.03.01 Нефтегазовое дело

ООП «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

Код компетенции	Наименование компетенции
Универсальные компетенции	
УК(У)-1	Способен осуществлять поиск, критический анализ и синтез информации, применять системный подход для решения поставленных задач
УК(У)-2	Способен определять круг задач в рамках поставленной цели и выбирать оптимальные способы их решения, исходя из действующих правовых норм, имеющихся ресурсов и ограничений
УК(У)-3	Способен осуществлять социальное взаимодействие и реализовывать свою роль в команде
УК(У)-4	Способен осуществлять деловую коммуникацию в устной и письменной формах на государственном языке Российской Федерации и иностранном(ых) языке(ах)
УК(У)-5	Способен воспринимать межкультурное разнообразие общества в социально-историческом, этическом и философском контекстах
УК(У)-6	Способен управлять своим временем, выстраивать и реализовывать траекторию саморазвития на основе принципов образования в течение всей жизни
УК(У)-7	Способен поддерживать должный уровень физической подготовленности для обеспечения полноценной социальной и профессиональной деятельности
УК(У)-8	Способен создавать и поддерживать в повседневной жизни и в профессиональной деятельности безопасные условия жизнедеятельности для сохранения природной среды, обеспечения устойчивого развития общества, в том числе при угрозе и возникновении чрезвычайных ситуаций и военных конфликтов
УК(У)-9	Способен принимать обоснованные экономические решения в различных областях жизнедеятельности
УК(У)-10	Способен формировать нетерпимое отношение к коррупционному поведению
Общепрофессиональные компетенции	
ОПК(У)-1	Способен решать задачи, относящиеся к профессиональной деятельности, применяя методы моделирования, математического анализа, естественнонаучные и общеинженерные знания
ОПК(У)-2	Способен участвовать в проектировании технических объектов, систем и технологических процессов с учетом экономических, экологических, социальных и других ограничений
ОПК(У)-3	Способен участвовать в управлении профессиональной деятельностью, используя знания в области проектного менеджмента
ОПК(У)-4	Способен проводить измерения и наблюдения, обрабатывать и представлять экспериментальные данные
ОПК(У)-5	Способен понимать принципы работы современных информационных технологий и использовать их для решения задач профессиональной деятельности

ОПК(У)-6	Способен принимать обоснованные технические решения в профессиональной деятельности, выбирать эффективные и безопасные технические средства и технологии
ОПК(У)-7	Способен анализировать, составлять и применять техническую документацию, связанную с профессиональной деятельностью, в соответствии с действующими нормативными правовыми актами
Профессиональные компетенции	
ПК(У)-1	Способен осуществлять и корректировать технологические процессы нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-2	Способен проводить работы по диагностике, техническому обслуживанию, ремонту и эксплуатации технологического оборудования в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-3	Способен выполнять работы по контролю безопасности работ при проведении технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-4	Способен применять процессный подход в практической деятельности, сочетать теорию и практику в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-5	Способен обеспечивать и контролировать выполнение показателей разработки месторождений и производственных процессов при эксплуатации скважин
ПК(У)-6	Способен обеспечивать выполнение работ по техническому обслуживанию и ремонту, диагностическому обследованию оборудования, проводить организационно-техническое обеспечение процесса добычи углеводородного сырья
ПК(У)-7	Способен выполнять работы по проектированию технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-8	Способен использовать нормативно-технические требования и принципы производственного проектирования для подготовки предложений по повышению эффективности разработки месторождений и перспективному развитию процессов по добыче углеводородного сырья

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 21.03.01 Нефтегазовое дело
 ООП Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений
 Отделение школы Отделение нефтегазового дела

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

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

Обучающийся:

Группа	ФИО
2Б94	Иванова Виктория Дмитриевна

Тема работы:

ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЙ УВЕЛИЧЕНИЯ ПРОДУКТИВНОСТИ СКВАЖИН ПРИ РАЗРАБОТКЕ ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ В УСЛОВИЯХ ПАДАЮЩЕЙ ДОБЫЧИ	
<i>Утверждена приказом директора (дата, номер)</i>	39–66/с от 08.02.2023

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:	15.06.2023
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к функционированию (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.)</i></p>	<p>Фондовая и научная литература, тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, технологические регламенты, нормативные документы.</p>
<p>Перечень разделов пояснительной записки подлежащих исследованию, проектированию и разработке <i>(аналитический обзор литературных источников с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе)</i></p>	<p>Оценка геолого-промысловых условий эксплуатации скважин газовых и газоконденсатных месторождений. Динамика изменения коэффициента продуктивности в процессе разработки газовых и газоконденсатных месторождений. Геолого-промысловые осложнения эксплуатации скважин продуктивных пластов газовых и газоконденсатных месторождений. Технологические режимы эксплуатации газовых и газоконденсатных скважин на поздней стадии разработки. Применение современных технологий повышения продуктивности газовых и газоконденсатных</p>

	скважин с учетом осложняющих факторов. Применение технических средств в процессе эксплуатации газовых и газоконденсатных скважин. Расчет показателей эксплуатации газовых и газоконденсатных скважин.
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, Криницына Зоя Васильевна
Социальная ответственность	Старший преподаватель, Гуляев Милий Всеволодович
Названия разделов, которые должны быть написаны на иностранном языке:	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	09.02.2023
---	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			09.02.2023

Задание принял к исполнению обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б94	Иванова Виктория Дмитриевна		09.02.2023

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 21.03.01 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
2Б94	Иванова Виктория Дмитриевна

Тема работы:

ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЙ УВЕЛИЧЕНИЯ ПРОДУКТИВНОСТИ СКВАЖИН ПРИ РАЗРАБОТКЕ ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ В УСЛОВИЯХ ПАДАЮЩЕЙ ДОБЫЧИ

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:	15.06.2023
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
20.02.2023	Оценка условий формирования коэффициента продуктивности в процессе разработки газовых и газоконденсатных месторождений	30
20.03.2023	Обоснование применения технологий по увеличению продуктивности газовых скважин в условиях падающей добычи	30
24.04.2023	Повышение эффективности эксплуатации скважин при разработке газовых и газоконденсатных скважин в условиях падающей добычи	20
15.05.2023	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	10
05.06.2023	Социальная ответственность	10

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			09.02.2023

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Лукин Алексей Анатольевич	К.Г.-М.Н		09.02.2023

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б94	Иванова Виктория Дмитриевна		09.02.2023

РЕФЕРАТ

В данной выпускной квалификационной работе 93 страницы, в том числе 19 рисунков, 16 таблиц. Список использованных источников содержит 48 источников.

Ключевые слова: продуктивность, газовые скважины, коэффициент извлечения газового конденсата, технология, падающая добыча, краевые и подошвенные воды, залежь, концентрическая лифтовая колонна, вынос песка и жидкости, ПАВ.

Объектом исследования являются пласты газовых и газоконденсатных скважин.

Цель исследования – повышение эффективности эксплуатации скважин при разработке газовых и газоконденсатных месторождений в условиях падающей добычи.

В данной работе рассматриваются геолого-промысловые условия и осложнения эксплуатации, динамика изменения коэффициента продуктивности в процессе разработки, технологические режимы эксплуатации на поздней стадии разработки, применение современных технологий повышения продуктивности с учетом осложняющих факторов, а также применение технических средств в процессе эксплуатации газовых и газоконденсатных скважин. В том числе выполнен расчет показателей эксплуатации газовых и газоконденсатных скважин.

Область применения: газовые и газоконденсатные месторождений, эксплуатируемые на последней стадии разработки.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	10
1 ОЦЕНКА УСЛОВИЙ ФОРМИРОВАНИЯ КОЭФФИЦИЕНТА ПРОДУКТИВНОСТИ В ПРОЦЕССЕ РАЗРАБОТКИ ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ	13
1.1 Оценка геолого-промысловых условий эксплуатации скважин газовых и газоконденсатных месторождений	15
1.2 Динамика изменения коэффициента продуктивности в процессе разработки газовых и газоконденсатных месторождений.....	24
1.3 Геолого-промысловые осложнения эксплуатации скважин продуктивных пластов газовых и газоконденсатных месторождений	28
2 ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЙ ПО УВЕЛИЧЕНИЮ ПРОДУКТИВНОСТИ ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ СКВАЖИН В УСЛОВИЯХ ПАДАЮЩЕЙ ДОБЫЧИ	33
2.1 Технологические режимы эксплуатации газовых и газоконденсатных скважин на поздней стадии разработки.....	33
2.2 Применение современных технологий повышения продуктивности газовых и газоконденсатных скважин с учетом осложняющих факторов.....	38
2.2.1 Технология периодической продувки скважин с выпуском газа в атмосферу	38
2.2.2 Технология обработки забоя жидкими и твердыми поверхностно-активными веществами	39
2.2.3 Технология применения концентрических лифтовых колонн.....	41
2.2.4 Технология закачки газа в межтрубное пространство.....	44
2.3 Применение технических средств в процессе эксплуатации газовых и газоконденсатных скважин.....	45

2.4	Расчет показателей эксплуатации газовых и газоконденсатных скважин	50
3	ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН ПРИ РАЗРАБОТКЕ ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ В УСЛОВИЯХ ПАДАЮЩЕЙ ДОБЫЧИ.....	56
4	ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	64
4.1	Расчет показателей экономической эффективности режима	65
4.2	Анализ чувствительности к возможным изменениям.....	67
5	СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	74
5.1	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	74
5.2	Производственная безопасность	75
5.3	Экологическая безопасность	82
5.4	Безопасность в чрезвычайных ситуациях	84
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	86
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	88

ВВЕДЕНИЕ

Большая часть газовых и газоконденсатных месторождений Западной Сибири разрабатывается на поздней стадии, сопровождаясь при этом проявлением водонапорного режима, что приводит к увеличению продвижения краевых и подошвенных вод. Вместе с тем, завершающая стадия разработки подобных месторождений ведет к ряду осложнений, связанных с понижением пластового давления, снижением объемов добычи, ростом обводнения добывающих скважин, накоплением жидкости в стволе скважины, вследствие, поступления её на забой, а также с интенсивным выносом механических примесей и разрушением призабойной зоны продуктивного пласта. В совокупности все эти факторы приводят к уменьшению срока эксплуатации скважин.

Помимо ухудшения геологических и гидродинамических условий, также происходит постепенная потеря износостойкости технического оборудования. Совокупность данных факторов требует обязательного совершенствования, обоснования, в том числе, выбора наиболее эффективных технологий с учетом вышеперечисленных факторов. Образование песчаных пробок на забое является следствием работы скважин на критических режимах, что приводит, в свою очередь, к самоглушению поступающей пластовой воды. Наряду с этим, наблюдается и подъем газоводяного контакта (ГВК), который влечет за собой прогнозируемое или же преждевременное обводнение нижних частей пластов, которое связано с подъемом подошвенных вод. Следовательно, нарушаются режимы добычи продукции.

Таким образом, повышение коэффициента извлечения газа (КИГ) и газового конденсата (КИК) является одним из наиболее актуальных вопросов в развитии отечественной газовой промышленности, что служит причиной необходимости своевременного выбора и обоснования наиболее эффективной технологии. Способ решения данной задачи необходимо рассматривать в комплексном подходе, анализируя и учитывая такие факторы, как геолого-промысловые условия, а также техническое состояние скважин и скважинного

оборудования, что будет являться успешным прогнозированием и проведением геолого-технических мероприятий (ГТМ), направленных на достижение проектных показателей разработки.

Получение желаемого результата возможно только в том случае, если соблюдается выполнение обязательных операций на всех стадиях подготовки скважины к повышению продуктивности. Обязательными будут являться следующие действия: глушение скважины, промывка песчаной пробки, изоляция притока пластовых вод, крепление пород призабойной зоны пласта (ПЗП), устранение, при необходимости, негерметичности эксплуатационной колонны и цементного камня за колонной, а также интенсификация и вызов притока. Так, например, некачественное выполнение крепления пород ПЗП приводит к их обрушению, а, вследствие, и образованию осложнений, связанных с повышенным выносом песка на забой скважин, главным образом, к формированию песчаных пробок. Поэтому, несоблюдение порядка, пренебрежение условиями проведения технологических операций и выбором технологий, последующие действия будут не дадут результата и процесс повышения продуктивности нарушится [1].

Целью данной работы является повышение эффективности эксплуатации скважин при разработке газовых и газоконденсатных месторождений в условиях падающей добычи.

Задачи, поставленные к выполнению:

1. Проанализировать условия формирования коэффициента продуктивности в процессе разработки газовых и газоконденсатных месторождений;
2. Обоснование применения технологий по увеличению продуктивности газовых и газоконденсатных скважин в условиях падающей добычи;
3. Рассмотреть повышение эффективности эксплуатации скважин при разработке газовых и газоконденсатных месторождений в условиях падающей добычи.

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

ГВК – газоводяной контакт

ГИС – геофизические исследования

ГСК – газосборный коллектор

ГСС – газосборная сеть

ГТМ – геолого-технические мероприятия

ДКС – дожимная компрессорная станция

ДЛК – длинномерная лифтовая колонна

ЗУМПФ – зона успокоения механических примесей флюида

КИГ – коэффициент извлечения газа

КИК – коэффициент извлечения конденсата

КЛК – концентрическая лифтовая колонна

МКП – межколонное пространство

НКТ – насосно-компрессорные трубы

ОЛК – основная лифтовая колонна

ПАВ – поверхностно-активное вещество

ПЗП – призабойная зона пласта

ТПАВ – твердое поверхностно-активное вещество

ТРЭС – технологический режим эксплуатации скважин

УВ – углеводороды

ФА – фонтанная арматура

ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства

ЦЛК – центральная лифтовая колонна

Коэффициент продуктивности скважины – отношение дебита добывающей скважины к перепаду (депрессии) пластового и забойного давлений

1 ОЦЕНКА УСЛОВИЙ ФОРМИРОВАНИЯ КОЭФФИЦИЕНТА ПРОДУКТИВНОСТИ В ПРОЦЕССЕ РАЗРАБОТКИ ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Вне зависимости от фазового состояния месторождения, первичным методом вытеснения углеводородов будет являться работа залежи в «режиме истощения», что говорит о продвижении пластового флюида до устья за счет расходования внутренней энергии. Однако после истощения залежей применение первичных методов вытеснения уже неэффективно, и требуется переход на вторичные и последующие методы добычи нефти и газа. Вторичные методы включают в себя осушку и очистку ПЗП, солянокислотную обработку, удаление накопившейся на забое скважины жидкости и другие, для поддержания пластового давления. Последующие методы могут включать использование химических реагентов или технологий гидравлического разрыва для повышения производительности скважин и увеличения добычи. В целом, для эффективной эксплуатации месторождений необходимо постоянно разрабатывать и внедрять новые методы добычи, а также использовать современное оборудование и технологии. Это позволяет обеспечить максимальную добычу при минимальных затратах и сохранять рентабельность проекта на протяжении всего периода его эксплуатации [2].

Для успешного проектирования разработки газовых и газоконденсатных месторождений необходимо проводить регулярное обслуживание скважин и применять эффективные методы очистки призабойной зоны. Гидроразрыв пласта и промывка скважины кислотами также являются ключевыми способами регулирования заданного темпа добычи газа. Равным образом важно контролировать пластовое давление и проводить мероприятия по его поддержанию на необходимом уровне. В целом, сохранение высокого коэффициента продуктивности скважин является ключевым фактором для эффективной добычи газа и газового конденсата. Поэтому компании, занимающиеся разработкой газовых и газоконденсатных месторождений,

должны уделять особое внимание контролю и поддержанию коэффициента продуктивности скважин [3].

В период СССР было проведено множество мер по повышению продуктивности газовых и газоконденсатных месторождений. Одной из них было внедрение новых технологий и оборудования, что позволило увеличить добычу газа на существующих месторождениях.

Острая необходимость в изменении структуры топливного баланса определила тему XX съезда КПСС, который был посвящен развитию добычи нефти и газа, вследствие обоснованной экономичности по сравнению с существующими видами топлива. Второй этап развития газовой промышленности пришелся на середину 50-х годов, став самостоятельной отраслью с единым централизованным управлением в 1956 году, после, в 1958 г., было утверждено первое постановление «О дальнейшем развитии газовой промышленности и газоснабжения предприятий и городов СССР». Второй и третий этапы развития газовой промышленности, вплоть до начала 70-х годов, были связаны с открытиями, совершенными отечественными геологами, и потребностью внедрения новых техник и технологических процессов [4].

Вопросы качества вскрытия продуктивных пластов и повышения продуктивности скважин были важнейшими на XXV съезде КПСС в 1976 г., основным решением которых является, главным образом, наиболее полное извлечение газа из продуктивных пластов. Изучение процессов, происходящих в призабойной зоне пласта, является ключевым фактором для оптимизации добычи газа, так как позволяет улучшить качество скважин и повысить их продуктивность. Для этого необходимо проводить изучение геологических особенностей газовых и газоконденсатных месторождений, анализ физико-химических свойств пластовых жидкостей, разработку новых технологий и методов добычи, а также организацию мониторинга и контроля за процессами добычи [5]. В целом, благодаря комплексному подходу к проблеме повышения продуктивности газовых и газоконденсатных месторождений, СССР достиг значительного успеха в этой области.

Вопрос повышения продуктивности является актуальным и на нынешнем этапе развития газодобычи. Большинство месторождений находятся на поздней стадии разработки, это требует наиболее конкретного обоснования применения существующих технологий или же внедрения новых, результатом чего будет являться доизвлечение остаточных запасов, а также предотвращение преждевременного обводнения, следовательно, и, сокращение бездействующего фонда. Большой вклад в решение поставленных теоретических или же практических задач данного вопроса привнесли такие ученые, как: Закиров С.Н., Медко В.В., Мельников И.В., Муратшин Д.Р., Паникаровский В.В., Паникаровский Е.В., Пристанский А.Г., Саушкин А.З., Сидорова С.А., Сизова Е.М., Токунов В.И., Шандрыгин А.Н., Шулятиков И.В.

1.1 Оценка геолого-промысловых условий эксплуатации скважин газовых и газоконденсатных месторождений

Газовые и газоконденсатные пласты образуются в осадочных бассейнах, где в течение миллионов лет накапливаются органические отложения, такие как растительные остатки, животные останки и другие органические материалы. Эти отложения затем погружаются под землю и подвергаются высокому давлению и температуре, что приводит к превращению органических материалов в углеводороды. Геологическое строение газовых и газоконденсатных пластов может быть разнообразным и зависит от местоположения и условий формирования. Они могут находиться на различных глубинах, от нескольких сотен до нескольких километров под землей, и могут быть расположены в различных типах пород, таких как пески, песчаники, известняки и другие.

Породы-коллекторы терригенного типа, которые могут вмещать в себя газ и газоконденсат, содержат зерна минералов и обломков пород различных размеров и скреплены при этом цементами различного типа. Эти породы обычно представлены песчаниками и алевролитами, которые могут быть смешаны с глинами и аргиллитами в разной пропорции. Известняки и

доломиты чаще всего являются основными породами для коллекторов карбонатного типа. В свою очередь, глинистые породы в газовых залежах выполняют лишь роль непроницаемых перекрытий, между которыми обычно залегают более пористые породы, заполненные газом или водой, то есть являются породами-флюидоупорами (покрышками). Не будь их, большое количество газа рассеялось бы по всей толще земной коры [6]. Все горные породы имеют пустоты между частицами. Прежде всего наличие пустот (трещин, каверн и пор) определяют их коллекторские свойства. Действие механических напряжений влечет за собой разрушение целостности породы, а, вследствие, и образование пустот, называемых трещинами. Их характерная особенность состоит в том, что один линейный размер несовместим по отношению к остальным. Пустоты, которые образовались между зерновыми пространствами, называются порами, а каверны, в свою очередь, образуются благодаря выщелачиваю горной породы. Главное различие между порами и кавернами заключается в том, что над капиллярными силами вторых в большей степени преобладают гравитационные. Наличие данных пустот определяет одно из фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пород-коллекторов, а именно пористость (m), то есть способность породы вмещать в себя газ [7].

$$m = \frac{V_{\text{пор}}}{V_{\text{обр}}}, \quad (1)$$

где $V_{\text{пор}}$ – суммарный объем пор;

$V_{\text{обр}}$ – полный объем породы.

Вместе с пористостью рассматривают также проницаемость. Под проницаемостью (k) следует понимать способность породы пропускать газ. При измерении проницаемости пород по газу следует использовать следующую формулу [7]:

$$k = \frac{Q_{\Gamma} \mu_{\Gamma} L}{\Delta P F} \quad (2)$$

где $Q_{г}$ – объемный расход газа, приведенный к среднему давлению в образце;

$\mu_{г}$ – динамическая вязкость газа;

L – длина пористой среды;

ΔP – перепад давления;

F – площадь фильтрации.

Одни породы (например, некоторые глины) могут иметь большую пористость, но при этом малую проницаемость, другие (например, известняки) наоборот – большую проницаемость и малую пористость.

Множество месторождений как нефти, так и газа, и газового конденсата сложены коллекторами порового типа. Коллекторы преимущественно встречаются трещинно-порового типа, а также смешанного, значительно реже – кавернозные и исключительно трещиноватые. Поровый и трещинно-поровый типы коллекторов зачастую относятся к терригенным породам, в которых, содержится порядка 76% мировых запасов газа. Таким образом, коллекторы газа и газоконденсата слагают карбонатные (доломиты, мел, известняки) и чаще терригенные (алевриты, пески, песчаники, алевролиты) породы [7].

Таблица 1 – Газовые, газоконденсатные и нефтегазоконденсатные месторождения терригенного и карбонатного типов

Терригенный тип	Карбонатный тип
Медвежье	Куюмбинское
Песцовое	Астраханское
Уренгойское	Вуктыльское
Чаяндинское	Оренбургское
Харасавэйское	Штокмановское

А породы, образованные при высокой температуре, такие как магматические (базальт, гранит, обсидиан) и метаморфические (мрамор, сланец, гнейс), вовсе не могут являться коллекторами для углеводородов в целом. Исключением может быть только процесс их миграции в ту часть

пород, в которой под действием тектонических и геологических процессов, образовались вторичные пустоты [8].

Наряду с вещественным составом пород-коллекторов газовых и газоконденсатных месторождений, необходимо также учитывать компонентный состав добываемого газа и газового конденсата, изменяющийся в зависимости от геологических условий формирования залежей.

Природный газ является естественной смесью предельных углеводородов (УВ) выраженной формулой алканов C_nH_{2n+2} , представлен главным образом метаном, содержание которого достигает порядка 99%. Также присутствует этан (0,5-15%), пропан (0,1-10%), бутан (0,1-5%) и другие. Содержание тяжелых УВ относительно мало, 0-6% от общего объема. Другие газы, которые обычно встречаются вместе с углеводородными, это азот (N), гелий (He), сероводород (H_2S), углекислый газ (CO_2), аргон (Ar).

Природный газ классифицируется на 4 группы в зависимости от фазового состояния месторождений:

1. Добываемый из чисто газовых месторождений – сухой газ, то есть свободный от тяжелых углеводородов (содержание метана 90%);

Добываемый из газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений – смесь сухого газа и жидкого УВ конденсата (содержание метана от 80-90%). Природный газ бесцветен, а при отсутствии в нем сероводорода – не имеет запаха;

2. Добываемый вместе с нефтью из нефтяных месторождений – смесь сухого и жирного газов, а также газового бензина, то есть попутный газ (содержание метана от 30-70%);

3. Добываемый из газогидратных месторождений.

Сухим называют газ, в составе которого тяжелые УВ составляют не более 75 г/м^3 , а при более 150 г/м^3 газ называют жирным [9].

Газ из нефтяных месторождений, находясь в пласте под давлением, может содержать керосиновые и даже соляровые фракции нефти [10]. Составы

природных газов некоторых чисто газовых, нефтяных и газоконденсатных месторождений представлены в таблицах 1, 2 и 3 [11].

Таблица 2 – Объемный состав природных газов, добываемых из чисто газовых месторождений (в %)

Месторождение	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀	C ₅ H ₁₂₊	N ₂ + редкоземельные инертные газы	CO ₂	H ₂ S	Относительная плотность
Медвежье	98,78	0,1	0,02	0,002	–	1,0	0,1	–	0,56
Заполярье	98,6	0,07	0,02	0,013	0,01	1,1	0,18	–	0,56
Уренгойское	97,8	0,10	0,03	0,02	0,01	1,7	0,3	–	0,56
Ширяевское	58,86	1,88	0,60	0,23	0,12	0,81	11,0	26,5	0,855

Таблица 3 – Объемный состав природных газов, добываемых из газоконденсатных месторождений (в %)

Месторождение	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀	C ₅ H ₁₂₊	N ₂ + редкоземельные инертные газы	CO ₂	H ₂ S	Относительная плотность
Вуктыльское	74,8	8,7	3,9	1,80	6,40	4,3	0,1	–	0,882
Оренбургское	84,0	5,0	1,6	0,7	1,8	3,5-4,9	0,5-1,7	1,3-5	0,68-0,70
БУ-8	88,28	5,29	2,42	1,0	2,52	0,48	0,01	–	0,707
БУ-14	82,27	6,56	3,24	1,49	5,62	0,32	0,50	–	0,813

Таблица 4 – Объемный состав природных газов, добываемых вместе с нефтью (в %)

Месторождение	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀	C ₅ H ₁₂₊	N ₂	CO ₂	H ₂ S	Относительная плотность
Бавлинское	35,0	20,7	19,9	9,8	5,8	8,4	0,4	–	1,181
Мухановское	30,1	20,2	23,6	10,6	4,8	6,8	1,5	2,4	1,186
Ишимбайское	42,4	12,0	20,5	7,2	3,1	11,0	1,0	2,8	1,046
Ромашкинское	38,8	19,1	17,8	8,0	6,8	8,0	1,5	–	1,125

Большинство добываемого газа в настоящее время получают из традиционных крупных сеноманских залежей, которые уже длительное время находятся в эксплуатации, однако по мере их истощения объем добычи газа сокращается, поэтому все большее значение приобретает разработка газа туронских залежей [12]. Главной особенностью компонентного состава газа сеноманских залежей является содержание метана, которое составляет 97,4-

99,7%, тяжелые УВ, главным образом этан, представлены значительно малым содержанием (0,08-0,096%), пропан и более высокие гомологи, а также сероводород отсутствуют, содержание азота варьируется от 0,08-1,2%, гелия 0,005-0,21%, углекислого газа 0,02-0,7%, аргона 0,7-1,92% [13]. Газ туронских залежей практически идентичен сеноманскому, содержит 85-95% метана, не имеет тяжелых углеводородов.

Сведения о компонентном составе газа важны не только на этапе проектирования комплексной разработки газового месторождения, но и при решении геологических задач, связанных с прогнозированием газоносности.

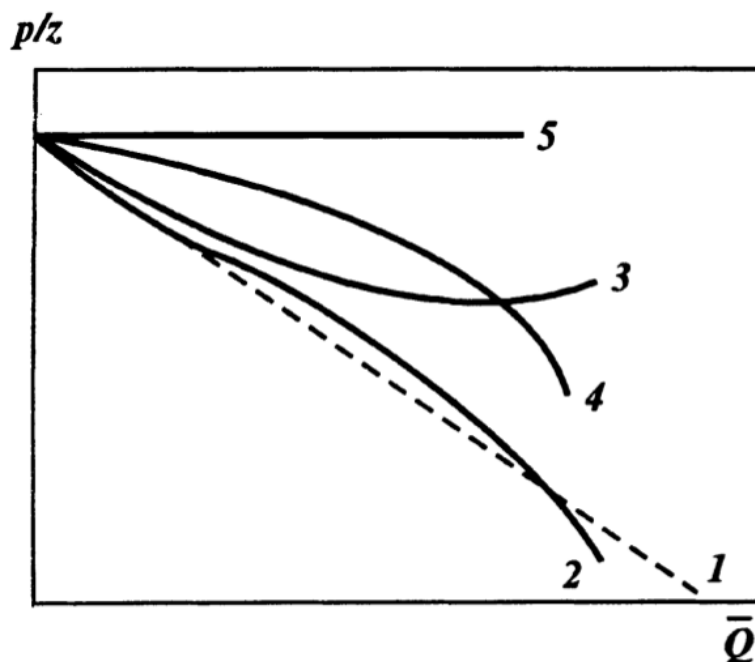
Если на газоконденсатных месторождениях присутствуют высокие температуры, то компоненты C_5 - C_7 и выше будут находиться в состоянии газа. Однако, при добыче эти компоненты конденсируются и образуют жидкость, так называемую газовый конденсат. Эта жидкость представляет собой практически чистый бензин. Газоконденсат – это углеводородная жидкость, отделенная от природного газа и состоящая из более высокомолекулярных углеводородов, которые существуют в пласте как составляющие природного газа, но извлекаются в виде жидкости в сепараторах, на промысловых объектах или газоперерабатывающих заводах. Это бесцветная или слабоокрашенная жидкость от светло-желтого до более темных оттенков, которые зависят от количества примесей нефти и глубины залегания коллектора. Условием для образования газового конденсата является снижение в пластах давления и температуры. Его компонентный состав схож с нефтью, за исключением наличия таких химических соединений как смолы и асфальтены. Различают конденсат сырой и стабильный. Сырой конденсат выпадает из газа при давлении и температуре сепарации в промысловых сепараторах. Он состоит из жидких углеводородов, таких как пентаны и $C_{6+высш.}$, в которых растворено некоторое количество газообразных углеводородов, такие как бутан, пропан и этан, а также H_2S . Стабильный конденсат, в свою очередь, содержит только жидкие углеводороды, такие как пентаны и $C_{5+высш.}$, и получают его путем дегазации сырого конденсата.

Температура выкипания основных компонентов конденсата находится в пределах 40-200°C. Плотность стабильного конденсата зависит от его компонентного углеводородного состава и изменяется от 0,6 до 0,82 г/см³ в стандартных условиях. Газы газоконденсатных месторождений классифицируются по количеству конденсата на 4 группы [9]:

1. С низким содержанием конденсата – до 150 см³/м³;
2. Со средним содержанием – 150-300 см³/м³;
3. С высоким содержанием – 300-600 см³/м³;
4. С очень высоким содержанием – свыше 600 см³/м³.

При оценке геолого-промысловых условий эксплуатации газовых и газоконденсатных месторождений определено важную роль играет продвижение краевых и подошвенных вод к забоям скважин, несоблюдение контроля которого влечет за собой ущерб эффективной эксплуатации отдельных скважин и залежи в целом. Активность продвижения этих вод определяет водонапорный или же газовый режим залежи.

Если движущей силой в пласте является только давление газа, то такой режим называется газовым (режим расширяющегося газа). В случае поступления краевой воды в газовую залежь в процессе эксплуатации и восстановления давления пласта, режим называется водонапорным. Режим работы газовой залежи можно определить графически из зависимости между приведенным пластовым давлением и суммарного отбора газа (рисунок 1).



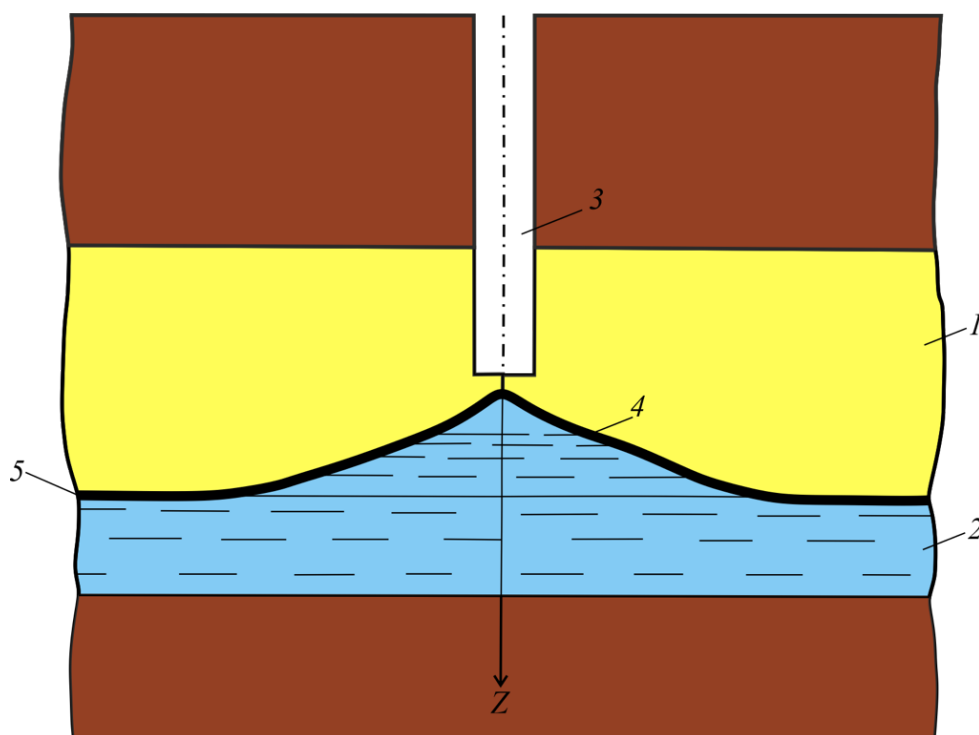
1 – газовый режим; 2, 4 – затухающий упруговодонапорный; 3 – активизирующийся упруговодонапорный; 5 – жестководонапорный
 Рисунок 1 – Зависимость приведенного пластового давления от суммарного отбора газа

В глубинах газовых и газоконденсатных месторождений можно выделить три типа подземных вод: грунтовые, которые обычно являются безнапорными, пластовые напорные, и воды заполняющие тектонические трещины. Грунтовые воды, как правило, зависят от гидрометеорологических условий, что связано главным образом с залеганием на сравнительно небольших глубинах. В газоносном пласте можно выделить следующие типы пластовых напорных вод [3]:

1. Нижние краевые (контурные) – залегают в нижних частях пласта;
2. Подошвенные – залегают в подошвенной части пласта;
3. Промежуточные, относящиеся к водоносным пропласткам газоносного пласта;
4. Верхние краевые – залегают в размытой сводовой части антиклинально изогнутых газоносных пластов;
5. Верхние – относятся к чисто водоносным пластам и залегают выше газоносного;

6. Нижние – приурочены к чисто водоносным пластам, залегающих ниже газоносного.

Подошвенными или краевыми называют воды, заполняющие пустоты коллектора под продуктивным пластом и вокруг него. При добыче газовых и газоконденсатных пластов возникают значительные перепады давлений на забое, которые способствуют прорыву подошвенных или краевых пластовых вод с последующим их притоком к забоям добывающих скважин, что с течением времени приводит к уменьшению газонасыщенного порового пространства, к замедлению темпа падения пластового давления, а в дальнейшем к снижению эффективности эксплуатации добывающих скважин и даже их остановке из-за полного обводнения скважины. Продвижение этих вод тесным образом связано с образованием конусов (рисунок 2).



1 – газовая составляющая; 2 – подошвенные (краевые) воды; 3 – забой добывающей скважины; 4 – поверхность конуса; 5 – линия ГВК
Рисунок 2 – Процесс конусообразования газодобывающих скважин

Образование конусов подошвенной воды может привести к уменьшению проницаемости призабойной зоны и прекращению поступления

газа в скважину. Важным условием формирования конуса воды является следующее неравенство [17]:

$$\frac{dP}{dz} \geq \rho \cdot g, \quad (3)$$

где $\frac{dP}{dz}$ – вертикальный градиент давления;

ρ – плотность воды;

g – ускорение свободного падения.

1.2 Динамика изменения коэффициента продуктивности в процессе разработки газовых и газоконденсатных месторождений

Коэффициент продуктивности скважин является одним из важных параметров при разработке газовых и газоконденсатных месторождений. Точное определение его текущего значения и изменения со временем помогает надежно прогнозировать технологические показатели разработки залежей. Отношение дебита добывающей скважины к перепаду (депрессии) пластового и забойного давлений называется коэффициентом продуктивности [14]:

$$K_{\text{прод}} = \frac{Q}{(P_{\text{пл}} - P_{\text{заб}})} = \frac{Q}{\Delta P} \cdot \frac{\text{м}^3}{(\text{сут} \cdot \text{Па})} \quad (4)$$

где Q – дебит добывающей скважины;

ΔP – депрессия.

Динамика изменения дебита добывающих скважин зависит от стадии разработки газовых и газоконденсатных месторождений (рисунок 3).

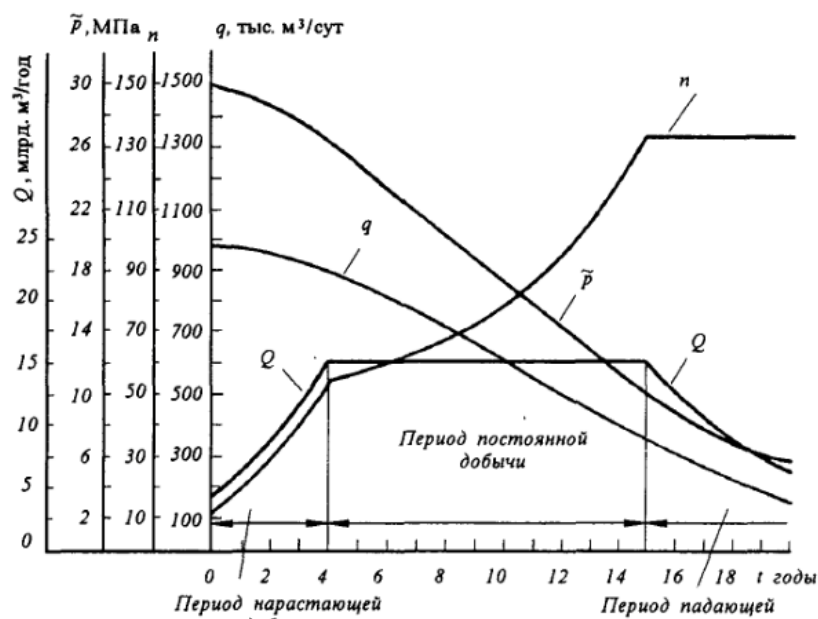


Рисунок 3 – Стадии и основные показатели разработки газовых и газоконденсатных месторождений

Первая стадия разработки характеризуется бурением первой очереди добывающих скважин и наращиванием добычи газа. На данном периоде дебит скважин достигает своего максимального значения, это объясняется тем, что в начале разработки месторождения давление в пласте высокое, что позволяет добывать газ из пласта с высокой скоростью. Вторая стадия – период постоянной добычи, которая обуславливается бурением дополнительных скважин, а также увеличением депрессии на забой скважин (по возможности). В этом периоде дебит скважин остается относительно стабильным, поскольку давление в пласте достигает определенного уровня, который поддерживается за счет газа, продолжающего поступать в скважину. Третья стадия разработки характеризуется падением добычи. На данной стадии дебит скважин снижается в связи с уменьшением давления в пласте и ухудшением проницаемости, а после достигает минимального значения, когда давление в пласте становится настолько низким, что продолжительность эксплуатации скважин становится неэффективной с геолого-промысловой и экономической точки зрения.

В процессе разработки газовых и газоконденсатных месторождений также наблюдается динамика изменения депрессии. В начале разработки месторождения депрессия обычно возрастает, так как происходит снижение уровня пластовых вод, вызванное добычей газа. Однако со временем депрессия может снижаться, поскольку мощность пласта уменьшается за счет добычи газа, что приводит к снижению разности давлений. В целом, динамика изменения депрессии в процессе разработки газовых и газоконденсатных месторождений зависит от многих факторов. Например, от геологических условий месторождения, способов, а также объемов добычи газа. Таким образом, изменение данных параметров напрямую влияет на динамику изменения самого коэффициента продуктивности.

Также существенными причинами изменения коэффициента продуктивности являются:

- изменение состояния ПЗП, вследствие ухудшения ФЕС;
- изменение фазового состояния УВ смеси, что ведет к накоплению ретроградной жидкости в стволе скважин и на забое;
- гидратообразование;
- обводнение залежи, вследствие прорыва воды;
- ухудшение технического состояния ствола скважин, что ведет к соответствующим осложнениям в процессе эксплуатации скважин.

По причине уменьшения абсолютной и относительной фазовой проницаемости коллектора в призабойной зоне скважин, фильтрационные свойства пласта могут ухудшаться. Абсолютная проницаемость может снижаться из-за закупоривания порового пространства глинистым раствором, фильтратом или частицами других веществ, а также из-за деформационных процессов и разрушения породы. Уменьшение относительной фазовой проницаемости может быть вызвано обводнением пласта, проникновением в него фильтрата бурового раствора или «защемлением» водяной фазы в породах [15]. В результате этих факторов происходит увеличение скин-

фактора призабойных зон скважин до значений, превышающих единицу и больше (до десятков), вследствие чего снижается продуктивность.

Однако, скин-эффект не учитывает важный фактор ухудшения проницаемости пласта-коллектора в газоконденсатных скважинах – накопление ретроградного конденсата в призабойной зоне. Это является отличительной особенностью эксплуатации таких месторождений и приводит к насыщению коллектора жидкостью и уменьшению фазовой проницаемости для газа в околоскважинном пространстве. Накопление ретроградного конденсата зависит от термобарических условий около забоев скважин, по характеру этого накопления можно выделить две области конденсации:

1. находящуюся вдали от скважины – «статическая»;
2. расположенную непосредственно около скважины – «динамическая» [16].

Дифференциальная конденсация описывает выделение ретроградного конденсата в «статической» области пласта, которая зависит только от давления и состава смеси. В то время как «динамическое» накопление конденсата зависит от фазового состояния углеводородной системы и массопереноса УВ. После прохождения газа через точку пласта с давлением ниже давления начала конденсации, выпадает конденсат, который может оставаться неподвижным или фильтроваться со скоростью, меньшей, чем скорость фильтрующегося газа, в области высоких градиентов давления.

Проходя через данную точку, из последующего количества пластового газа будет выделяться конденсат, не успевающий фильтроваться совместно с газом на пути к скважине, вследствие чего происходит накопление жидкости. Окончанием данного процесса будет являться момент, когда состав пластового газа в этой зоне будет соответствовать равновесному составу накопившейся жидкости, в итоге насыщенность жидкостью пористой среды в этой зоне может значительно превышать среднюю насыщенность по всему пласту. Схема «динамической» и «статической» конденсации

газоконденсатной смеси в призабойной зоне скважины представлена на рисунке 4 [19].

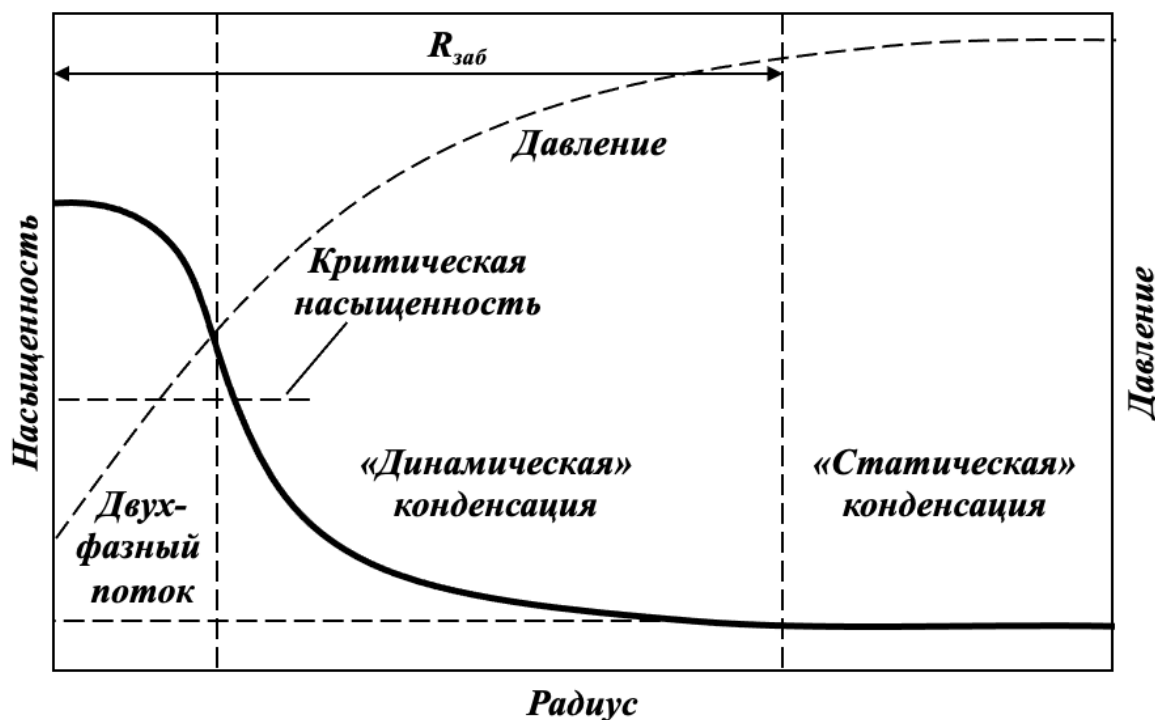


Рисунок 4 – «Динамическая» и «статическая» конденсация газоконденсатной смеси в призабойной зоне скважины

1.3 Геолого-промысловые осложнения эксплуатации скважин продуктивных пластов газовых и газоконденсатных месторождений

При разработке газовых месторождений существует ряд факторов, которые ограничивают дебиты газовых и газоконденсатных скважин. Знание этих факторов и учет их при определении технологических режимов эксплуатации скважин является важным фактором. Ограничения дебитов скважин могут быть вызваны геолого-промысловыми условиями, в которые можно включить следующие.

1. Разрушение призабойной зоны.

При эксплуатации скважины возможно разрушение призабойной зоны из-за выноса песка и цементирующего материала породы под воздействием больших градиентов давления на забое. Если давление превышает допустимый уровень, то разрушение происходит и частицы песка выносятся на поверхность [18].

$$gradP_{доп} < \frac{\partial P}{\partial R}, \quad (5)$$

где $gradP_{доп}$ – допустимый градиент давления, способствующий устойчивости зоны ПЗП;

$\frac{\partial P}{\partial R}$ – превышение градиента давления ПЗП.

Это может привести к образованию песчаных пробок и разрушению забоя. В процессе разработки устанавливается технологический режим при допустимых депрессиях на пласт, при которых не происходит разрушения забоя и выноса в скважину частиц пород продуктивного пласта [17]:

$$P_{пл}(t) - P_{заб}(t) = \delta \quad (6)$$

где $P_{пл}(t)$ – пластовое давление в момент проведения исследования t ;

$P_{заб}(t)$ – забойное давление в момент проведения исследования t ;

δ – допустимая депрессия на пласт.

Ограничение дебита для предотвращения образования песчаных пробок может снизить потенциальные возможности пласта, поэтому необходимо использовать различные фильтры, которые могут предотвратить поступление песка в скважину. Наиболее эффективными являются круглые фильтры с отверстиями диаметрами от 1,5 до 20 мм, щелевые фильтры с шириной щели в 2-2,5 раза больше диаметров песчинок и проволочные фильтры с отверстиями диаметром 8-10 мм или продольными щелями достаточно большого размера. Гравийные фильтры широко используются на газовых скважинах подземных газохранилищ, так как помимо предотвращения поступления песка в скважину, они также укрепляют стенки забоя.

2. Образование конусов краевой (подошвенной) воды.

Прорыв краевой воды в скважину способствует уменьшению проницаемости призабойной зоны и прекращению поступления газа. Однако существуют оптимальный режим и степень вскрытия пласта, которые могут обеспечить максимальный безводный дебит скважины. Чтобы избежать прорыва конуса подошвенной воды, можно закрыть скважину на некоторое

время и затем эксплуатировать ее с низкими дебитами. Если же контурные воды все же обводняют пропластки необходимо провести специальные работы по их изоляции. Для удаления жидкости из забоев газовых скважин используют механические методы (плунжерный лифт, газлифт, продувки) и физико-химические методы с использованием пенообразующих реагентов. Данные методы применяются для:

- периодического удаления жидкости (остановка скважины с целью поглощения пластом жидкости с добавлением ПАВ, продувка через сифонные трубки, вспенивание жидкости через ввод пенообразователя в скважину);
- непрерывного удаления жидкости (эксплуатация скважины при скорости газа, которые обеспечивает вынос воды с забоя, плунжерный лифт, вспенивание, то есть диспергирование жидкости).

3. Образование гидратов.

В пластах природных газов содержится значительное количество водяных паров, что может привести к образованию кристаллогидратов при изменении термодинамического равновесия в скважинах во время их эксплуатации. Таким образом, возникает необходимость прогнозирования мест, в которых происходит гидратообразование, вызванное влагосодержанием природного газа, определяющееся графическим методом по номограмме (рисунок 5).

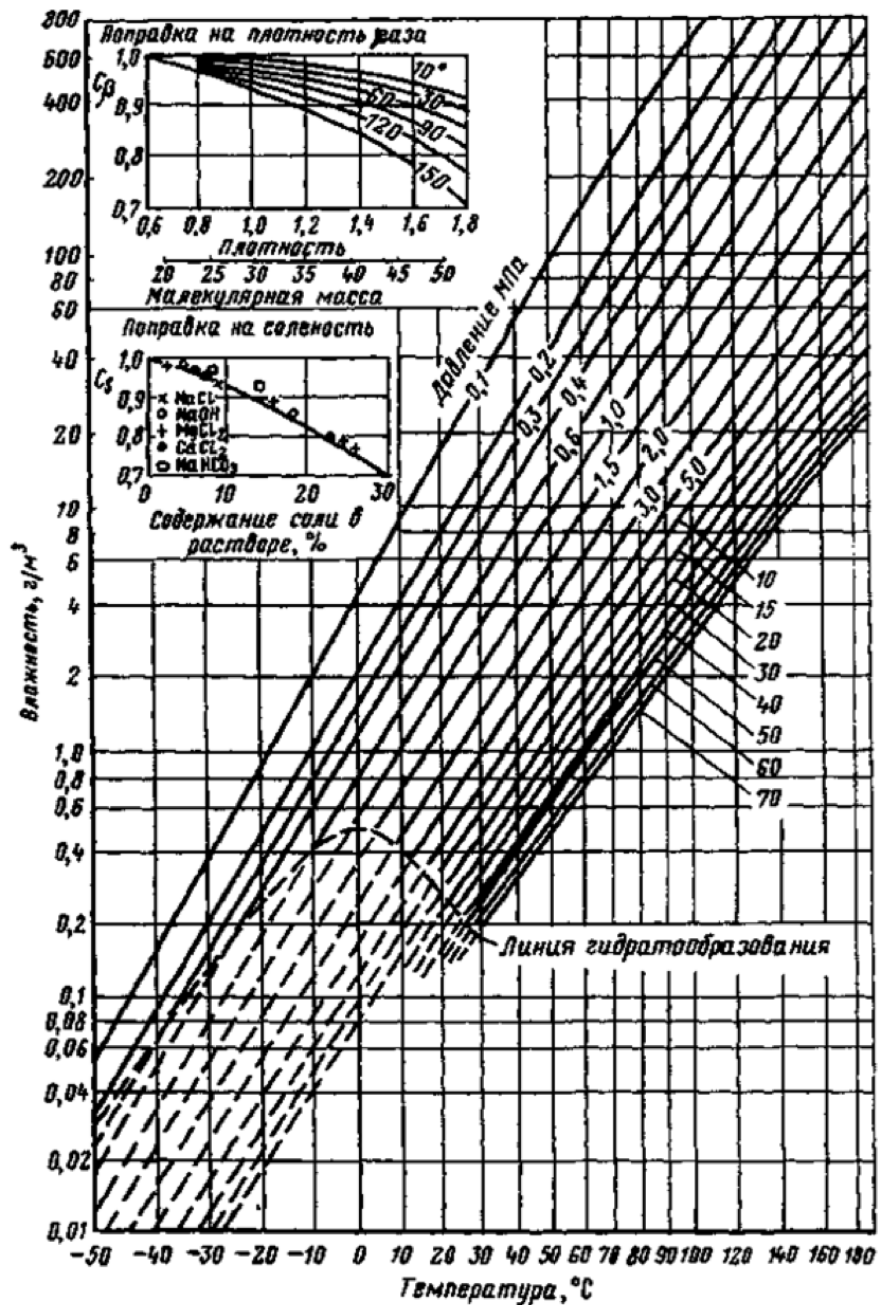


Рисунок 5 – Номограмма образования гидратов природного газа

Образование данных гидратов может вызвать серьезные проблемы, такие как снижение продуктивности скважин, образование гидратных пробок и обмерзание оборудования. Поэтому, проще и дешевле предотвратить образование гидратов, чем ликвидировать уже образовавшиеся и скопившиеся. При поддержании безгидратной депрессии на пласт, давление в скважине должно быть ниже давления гидратообразования, поэтому их

образование в скважинах может быть предотвращено или устранено с помощью следующих методов:

- использование ингибиторов гидратообразования (метанол, хлористый кальций, гликоли);
- снижение давления на забое;
- увеличение дебита скважины;
- снижение температуры жидкости в скважине.

В случае, когда обеспечение безгидратного режима представляется невозможным (например, расположение скважин в зоне вечной мерзлоты), то предупредить образование гидратов можно путем применения:

- забойных нагревателей;
- греющих кабелей;
- гидрофобных покрытий труб.

4. Разрушение эксплуатационной колонны, фонтанных труб и наземного оборудования вследствие коррозии и эрозии.

При определенных условиях влажности, температуры и скорости потока возможно интенсивное разрушение труб, вызванное наличием в продукции таких возбудителей коррозии, как углекислый газ (CO_2), сероводород (H_2S) и другие. Эрозионное разрушение труб, штуцеров и оборудования может происходить на месторождениях с высокими дебитами скважин из-за разрушающей способности твердых частиц, движущихся вместе с газом, при высоких скоростях газового потока.

Для предотвращения коррозии нефтепромыслового оборудования используются различные методы, включающие в себя применение ингибиторов коррозии, использование специальных (коррозионностойких) сталей и сплавов, а также металлических и неметаллических покрытий. Кроме того, важным фактором является установление оптимальных технологических режимов работы оборудования.

2 ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЙ ПО УВЕЛИЧЕНИЮ ПРОДУКТИВНОСТИ ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ СКВАЖИН В УСЛОВИЯХ ПАДАЮЩЕЙ ДОБЫЧИ

2.1 Технологические режимы эксплуатации газовых и газоконденсатных скважин на поздней стадии разработки

Путем проведения систематических исследований работы всей залежи в целом и каждой отдельной скважины определяется технологический режим ее работы. Технологический режим учитывает множество факторов, которые влияют на эффективную эксплуатацию скважины, включая подошвенные воды и коллекторы с несцементированными или слабосцементированными песками.

Причинами прорыва подошвенных вод являются, во-первых, неудовлетворительное цементирование эксплуатационной колонны, что решается путем закачки цементного раствора в заколонное пространство под высоким давлением, во-вторых, подтягивание конуса, для решения которой требуется проведение колоссального комплекса предварительных работ до непосредственного ввода скважины в эксплуатацию, а также соблюдение определенных условий в процессе ее работы. Подъем конуса происходит тем быстрее, чем больше депрессия, которая допускается при работе скважины, в связи с чем, создание наиболее подходящих условий извлечения при минимально допустимых депрессиях, может благоприятно сказаться на предотвращении преждевременного прорыва вод. Совместно с этим, при эксплуатации газовых и газоконденсатных скважин на больших депрессиях вместе с газом на поверхность поступают частицы породы, что связано со вторым фактором, влияющим на производительность скважин, а именно с пескопроявлением [3].

Технологический режим эксплуатации скважин (ТРЭС) на стадии доразработки месторождения не оказывает существенного влияния на их количество, однако он определяет объем добычи из месторождения и

стабильность работы скважин. Факторы, влияющие на технологический режим работы скважин, включают:

- образование песчано-жидкостных пробок на забое;
- обводнение скважин подошвенной и краевой водой;
- образование гидратов в пласте и скважине;
- устойчивость коллекторов к разрушению;
- подключение нескольких скважин в один коллектор;
- потери давления в пласте и стволе скважины;
- степень вскрытия пласта скважинами.

Подключение скважин в общий коллектор является важным фактором, влияющим на технологический режим работы. Это требует расчета режима работы в противоположном («обратном») направлении – «коллектор-ствол-пласт». При этом необходимо учитывать такие факторы, как направление потока в коллекторе, вероятность обводнения скважин подошвенной водой, градиент давления в пласте, конструкцию НКТ, возможность разрушения призабойной зоны. Таким образом, одной из основных задач определения технологического режима работы скважин является анализ данных, накопленных в процессе исследования и эксплуатации месторождения. Эти данные помогают выявить связи между давлением, температурой, дебитом, вскрытием пласта скважинами, потерями давления и другими параметрами во времени. Анализ данных материалов позволяет уточнить объемы и качество проведенных исследований, классифицировать скважины по конструкциям, депрессиям на пласт, по потерям давления в стволе скважин и другим показателям [20].

Необходимо использовать следующие аналитические выражения выбора критериев для обоснования технологических режимов [21]:

1. $\frac{dP}{dR} = const$ – режим постоянного градиента. Данный параметр должен быть таковым, чтобы исключить разрушение призабойной зоны пласта или же обеспечить разрушение в допустимых пределах (таблица 5).

Таблица 5 – Предельно допустимые градиенты давления в породах с различной устойчивостью (классификация пород по Шахназарову А.А.)

Допустимые градиенты давлений, МПа/см	Устойчивость пород
$\frac{dP}{dR} < 0,005$	неустойчивые коллекторы
$0,005 < \frac{dP}{dR} < 0,01$	слабоустойчивые коллекторы
$0,01 < \frac{dP}{dR} < 0,1$	среднеустойчивые коллекторы
$0,1 < \frac{dP}{dR} < 0,15$	устойчивые коллекторы
$\frac{dP}{dR} > 0,15$	высокоустойчивые коллекторы

Градиент давления на пласт при одинаковой депрессии может различаться в зависимости от свойств пористой среды и фильтрующегося в ней флюида. Рисунок 6 показывает, что наибольший градиент давления наблюдается в зоне, прилегающей к стенке скважины.

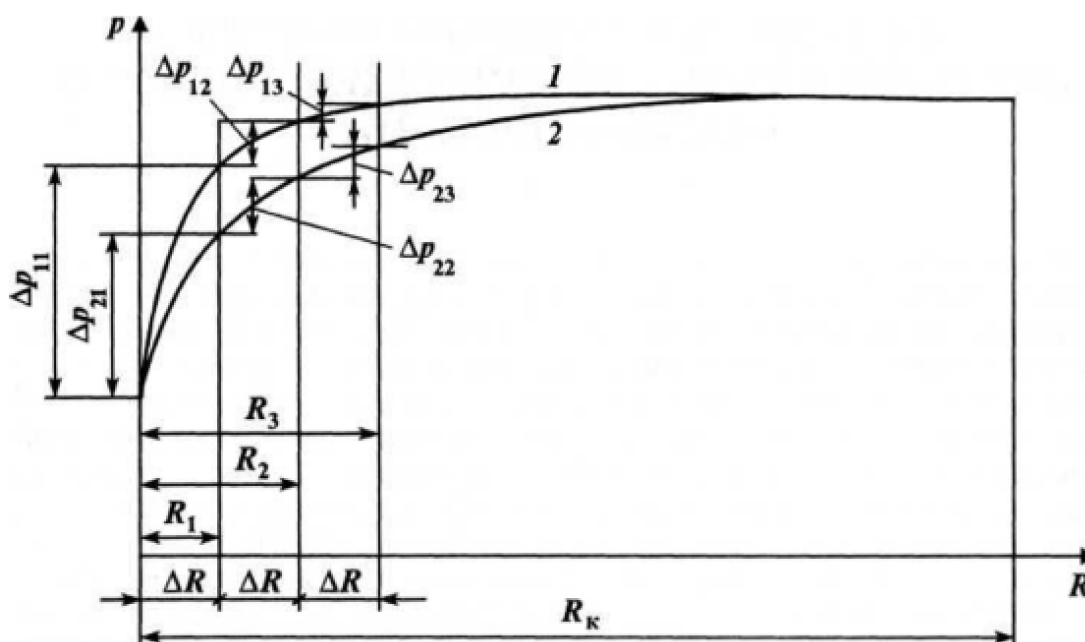


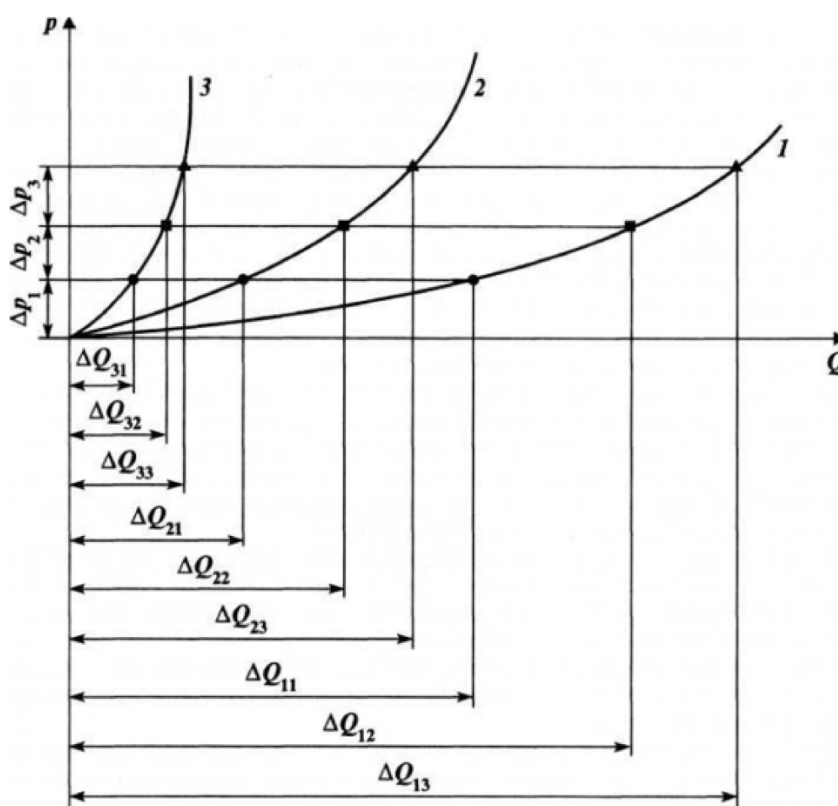
Рисунок 6 – Определение градиента давления в пластах с различными проницаемостями (1,2)

Величина допустимого градиента давления на забое практически не изменяется в процессе разработки, за исключением случаев проведения ремонтных работ и обводнения скважин.

2. $\Delta P = P_{\text{пл}} - P_{\text{заб}} = \text{const}$ – режим постоянной депрессии на пласт.

Режим устанавливается в случаях, когда подошвенная и контурные воды находятся вблизи, коллектор деформируется при больших депрессиях, возникновение смятия колонны и возможно образование гидратов в призабойной зоне. Величина депрессии может быть приближенно определена аналитически, в некоторых случаях изменяется в процессе разработки.

Если риск обводнения пласта отсутствует при создании депрессии, то необходимо определить величину ΔP на основе зависимости между дебитом скважины и депрессией на пласте (рисунок 7).



1 – линейный рост дебита от депрессии (высокопродуктивные залежи); 2 – снижение интенсивности роста дебита с ростом депрессии (ухудшение фильтрационных свойств); 3 – снижение дебита при больших депрессиях (скважина не вскрывает низкопродуктивные пласты)

Рисунок 7 – Зависимость дебита газовой скважины от депрессии при различных проницаемостях пласта

3. $v = \text{const}$ – режим постоянной скорости потока газа в стволе скважины в зоне интервала перфорации. Данный режим используется для удаления примесей, которые попадают в скважину вместе с газом. Его следует

применять на двух участках: в зоне перфорации и в устье скважины. При постоянной скорости потока достигается низкий уровень коррозии и эрозии фонтанных труб, если не используются защитные ингибиторы.

Для эффективного удаления примесей, следует поддерживать скорость потока в интервале перфорации не менее 5 м/с, но не более 11 м/с, так как при скоростях ниже 5 м/с может образоваться песчаная пробка, а при скоростях выше 11 м/с увеличивается интенсивность разъедания труб. Таким образом, оптимальная скорость потока для безопасной и эффективной эксплуатации скважины составляет $5 \leq v \leq 11$ м/с.

4. $P_{\text{заб}} = \text{const}$ – режим постоянного забойного давления. В процессе разработки газоконденсатных месторождений режим постоянного забойного давления используется редко и только тогда, когда необходимо предотвратить дальнейшее снижение его величины из-за выпадения конденсата. Однако этот режим является наихудшим вариантом по скорости снижения производительности скважин.

5. $Q = \text{const}$ – режим постоянного дебита. Данный режим является оптимальным, если скважина и пласт могут выдержать максимальный дебит. Его устанавливают в тех случаях, когда постепенное увеличение депрессии не приводит к негативным последствиям, таким как прорыв подошвенных и краевых вод, разрушение пласта или превышение допустимой скорости потока.

6. $P_{\text{уст}} < P_p$ и $T_{\text{уст}} > T_p$ – режим безгидратной эксплуатации на поздней стадии разработки. Выбор температурного режима обычно происходит после определения основного режима из пяти описанных выше вариантов. Это связано с тем, что ограничения, связанные с возможным образованием гидратов, могут быть легко устранены путем использования ингибиторов для предотвращения образования гидратов в скважинах.

Одним из ключевых вопросов, который требует определения и рекомендации по технологическому режиму, является продолжительность

применяемого режима и переход на новый режим. Например, на поздних стадиях разработки газовых и газоконденсатных месторождений главной целью режима является обеспечение выноса жидкости из ствола скважин и поддержание необходимого устьевого давления.

2.2 Применение современных технологий повышения продуктивности газовых и газоконденсатных скважин с учетом осложняющих факторов

Эксплуатация газовых и газоконденсатных скважин с учетом осложняющих факторов определяет своевременное проведение наиболее эффективных технологий, позволяющих предотвратить прорыв подошвенных и краевых вод, разрушение ПЗП, накопление жидкости и песка на забое, образование песчаных пробок, и при этом, способствующих повышению продуктивности. Данные технологии в зависимости от характера действия подразделяются на механические и физико-химические.

2.2.1 Технология периодической продувки скважин с выпуском газа в атмосферу

Продувка скважин – технология удаления жидкости из скважин, которая используется как крайняя мера и может привести к потере большого количества газа. В процессе продувки давление на устье скважины снижается, что приводит к увеличению дебита газа на забое и в лифтовой колонне. Частота проведения продувок зависит от количества скопленной жидкости.

Для продувки скважин используется метод поступления газа высокого давления с выхода ДКС через промысловый шлейф в затрубное пространство скважины, что увеличивает общий расход газа на забое и через затрубное пространство. Это повышает дебит скважины и приводит к выносу жидкости. Далее газ и продукция скважины направляются в ГСС [23]. Расход газа регулируется с помощью углового штуцера и может достигать 100 тыс. м³/сут.

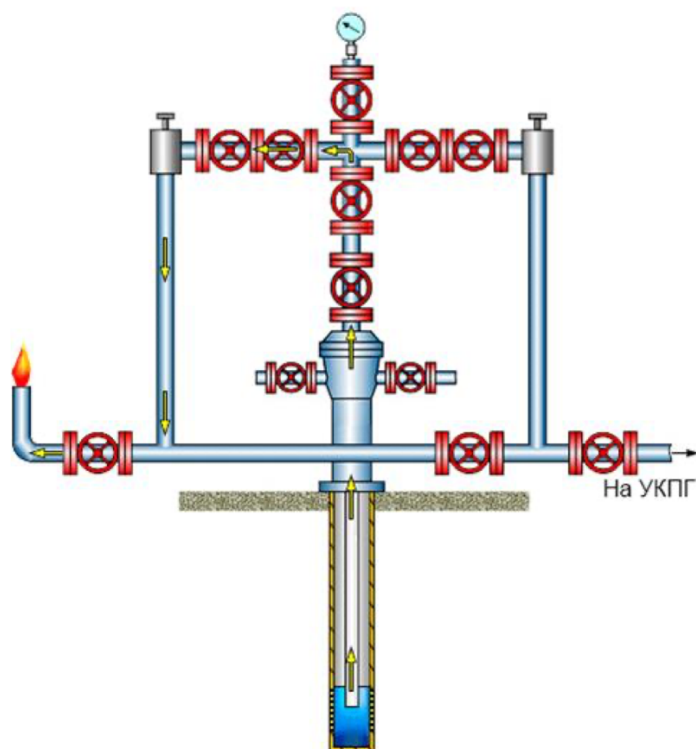


Рисунок 8 – Схема продувки скважины

Недостатки этого метода включают:

- безвозвратные потери газа;
- выброс газа в атмосферу и загрязнение окружающей среды;
- повышение депрессии на пласт, что приводит к разрушению ПЗП;
- недолговременный эффект (7-14 дней).

2.2.2 Технология обработки забоя жидкими и твердыми поверхностно-активными веществами

Технологический процесс обработки с применением ТПАВ заключается в следующем: скважину отрабатывают на факельном устройстве и останавливают; далее проводят загрузку необходимого количества стержней или шаров ТПАВ в лубрикатор и сбрасывают на забой скважины; после определенного времени технологической выдержки скважину запускают на факельное устройство и проводят отработку для полного выноса из скважины пены и механических примесей; далее отработанную скважину пускают в шлейф.

Ввод пенообразующих ПАВ в скважину можно осуществлять как в виде растворов, так и в виде твердых стержней или шаров. Из этих двух методов наиболее технологичным является метод закачивания раствора жидких ПАВ в скважину вместе с метанолом – ингибитором гидратообразования. В то же время представляет интерес технология выборочной обработки скважин путем сброса твердых стержней на забой в низкодебитные самозадавливающиеся скважины. В промышленной практике данные скважины вводят в работу путем периодической продувки на факел, что связано с безвозвратными потерями газа и загрязнением атмосферного воздуха.

При выборе ПАВ для удаления воды с забоя скважин следует провести геофизические исследования (ГИС) и уточнить информацию о состоянии скважины.

При проведении ГИС определяются следующие параметры:

- глубина скважины;
- ЗУМПФ;
- высота интервала перфорации;
- диаметры обсадной колонны и труб НКТ;
- наличие пакера и глубина его установки;
- забойная температура скважины;
- содержание соли в воде;
- забойное давление;
- устьевое давление;
- на сколько произошло падение устьевого давления;
- тип добываемого флюида (газ, газовый конденсат);
- текущая добыча скважины;
- высота водяного столба в НКТ или обсадной колонне (необходимо рассчитать объем жидкости, которая будет удалена пеной).

Анализ эффективности обработки газовых скважин показал, что обработку самозадавливающихся скважин спуском ТПАВ необходимо

проводить до полной их остановки после продувки на факел, что обеспечивает снижение забойного давления, вынос жидкой фазы в виде пены и продление периода работы между обработками.

Для результативной работы ТПАВ их следует использовать на скважинах, имеющих ЗУМПФ глубиной до 10 метров. При глубоких ЗУМПФ более 10 метров пенообразование не происходит, так как стержни ТПАВ опускаются на забой скважины, а плотность состава стержней значительно выше плотности воды. Недостатком данного метода является то, что общий объем жидкости, извлекаемой с забоев скважин, достигает от 7,94 до 15,89 м³ в день [44].

Основные условия эффективного применения ТПАВ в скважинах: отсутствие интенсивного притока пластовых вод, наличие столба жидкости в стволе скважины, скорость газожидкостного потока в лифтовой колонне – не менее 2 м/с.

Главная проблема, которая возникает при массовом использовании ТПАВ – образование устойчивых пенных систем, что приводит к снижению качества промысловой подготовки газа [40].

2.2.3 Технология применения концентрических лифтовых колонн

Технология эксплуатации скважин по КЛК по двухрядному лифту или двухканальной схеме – это условное наименование процесса, используемого для эксплуатации газовых скважин, в которых газ, поступающий из продуктивного пласта, на забое разделяется на два потока. Потoki газа поднимаются по каналам, образованным двумя колоннами труб – центральной лифтовой колонной (ЦЛК) и основной лифтовой колонной (ОЛК), концентрически размещенными одна в другой и сообщающимися в нижней части между собой. Скважина эксплуатируется одновременно по ЦЛК и ОЛК. После подъема газа к устью скважины потоки газа соединяются и поступают в газосборный коллектор.

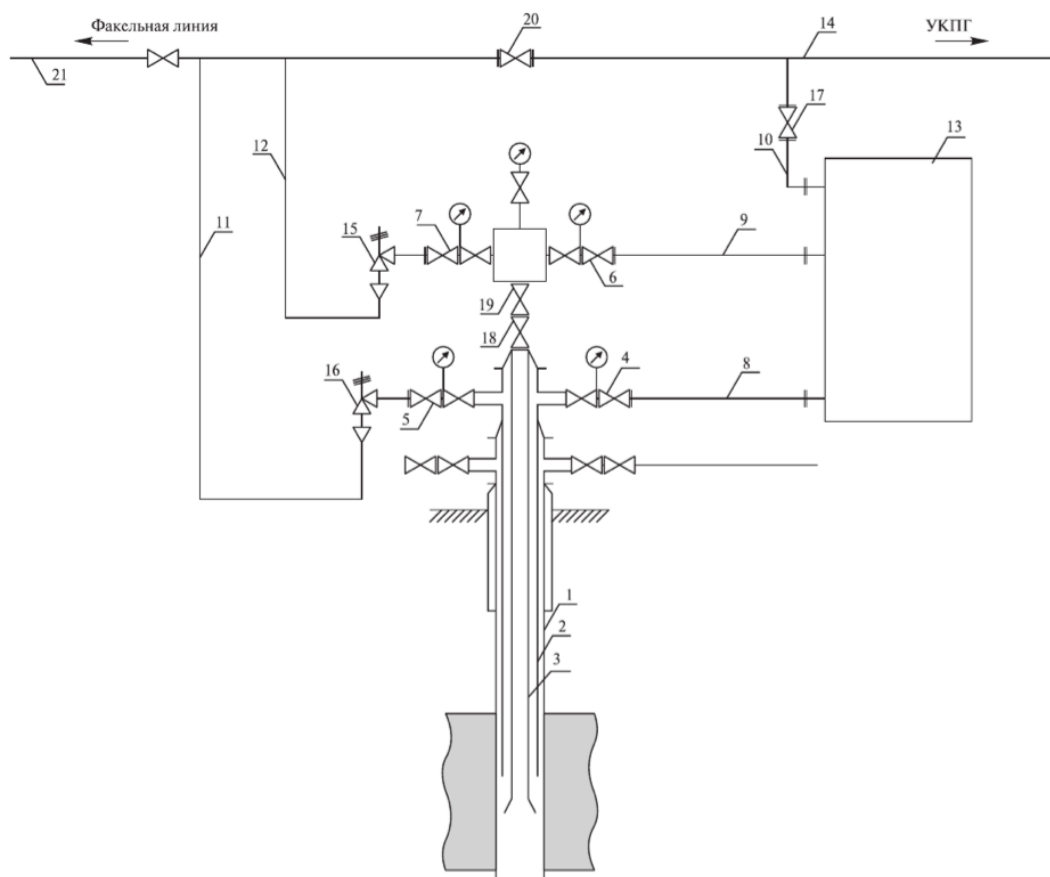
Основаниями для перевода скважин на эксплуатацию по КЛК являются [46]:

- уменьшение рабочих дебитов из-за осложнений, обусловленных скоплениями жидкости на забое и в стволе скважины;
- увеличение трудоемкости обслуживания скважин при проведении разовых мероприятий по периодическому удалению жидкости;
- увеличение периода работы скважины с дебитом меньше минимально допустимого после цикла принудительного периодического удаления жидкости.

Критерием выбора обводняющихся газовых скважин для перевода на эксплуатацию с помощью технологии ЦЛК является наличие признаков скопления жидкости на забое и в лифтовой колонне. Возможными признаками наличия динамического уровня жидкости в скважине следует считать:

- наличие скачков давления, регистрируемых устьевой системой телеметрического контроля;
- неравномерная добыча и увеличение темпа снижения добычи;
- падение давления в НКТ (ЛК) при росте давления в затрубном пространстве;
- резкое изменение градиента давления по стволу скважины.

Технология реализует задачу оптимизации режима эксплуатации обводняющихся скважин посредством автоматического поддержания в ЦЛК значения дебита газа, превышающего на 10-20 % минимальное значение дебита газа, необходимого для удаления жидкости с забоя по ЦЛК. Поддержание заданного значения дебита (для текущего пластового давления) осуществляется путем непрерывного контроля дебита газа на пути потока газа из ЦЛК и изменением отбора газа из ОЛК при изменении давления на устье скважины [22]. Управление технологическими параметрами работы скважины по обоим каналам может осуществляться с помощью автоматизированного комплекса. Это связано со значительными колебаниями давления газа в шлейфе в течение суток.



1 – ЭК; 2 – ОЛК; 3 – ЦЛК; 4-7 – струнные задвижки; 8-12 – трубопроводы устьевой обвязки; 13 – УК; 14 – ГСК; 15,16 – регулируемые дроссели; 17 – запорная арматура; 18 – коренная (центральная) задвижка ФА; 19 – надкоренная задвижка ФА; 20 – задвижка ГСК; 21 – факельная линия
Рисунок 9 – Схема работы скважины с концентрическими лифтовыми колоннами

Для технологии эксплуатации скважин по концентрическим лифтовым колоннам характерна следующая особенность – из-за использования ЦЛК из труб малого диаметра значительно возрастают потери давления в стволе скважины. Это обстоятельство еще связано с большим соотношением потерь в лифтовых колоннах между ОЛК и ЦЛК. Например, исследования газожидкостного потока по концентрическим лифтовым колоннам показывает, что при полном открытии потока по МКП и ЦЛК, дебит газа по ЦЛК практически равен нулю. Таким образом, при определении технологического режима работы скважин по концентрическим лифтовым колоннам необходимо поддерживать давление на забое, не превышающее критических значений, при котором происходит разрушение призабойной

зоны. Эксплуатация скважин по КЛК возможна в скважинах с эксплуатационной колонной из труб диаметром 168 и 219 мм, лифтовой колонной из труб диаметром 168, 146, 127 и 114 мм.

Технологию применяют в пескопроявляющих скважинах. В таких скважинах проводят работы по креплению ПЗП. Скважину эксплуатируют с депрессией на пласт, не превышающей максимальное значение. Внедрение технологии эксплуатации скважин по КЛК позволяет не только выносить конденсационную жидкость с забоя скважин, что способствует сохранению продуктивности и предотвращает разрушение призабойной зоны коллектора, но и значительно продлевает срок безаварийной эксплуатации скважин в условиях завершающей стадии разработки месторождения [41].

2.2.4 Технология закачки газа в межтрубное пространство

Одно из альтернативных мероприятий для обеспечения стабильной работы низкодебитных скважин – закачка в межтрубное пространство газа, подаваемого с выхода ДКС. В результате возрастает скорость потока в лифтовых трубах и обеспечивается вынос жидкости из ствола скважины.

Технология заключается в следующем: газ высокого давления с выхода ДКС через промысловый шлейф поступает в затрубное пространство скважины. В результате суммарный расход газа, поступающего на забой скважины из пласта и через затрубное пространство с устья, становится выше критического и происходит вынос жидкости из скважины. Продукция скважины подается в ГСС. Расход газа (дебит закачки), поступающего в затрубное пространство скважины регулируется с помощью углового штуцера.

Эффективность предлагаемой технологии существенно выше, если закачку газа в межтрубное пространство производить не постоянно, а периодически (по мере необходимости), что уменьшит количество закачиваемого газа. Однако следует отметить, что для поддержания оптимального режима циклической закачки требуется автоматическая

регулировка и контроль величины расхода газа закачки, а также контроль параметров работы скважины.

К преимуществам применения данной технологии относится прекращение продувок скважин, а также увеличение дебитов скважин и скоростей газа в шлейфе до величин, обеспечивающих вынос жидкости. Однако, применение метода закачки газа в затрубное пространство невозможно без значительных дополнительных затрат на скважинах, оборудованных только одним шлейфом, кроме того, необходимы большие затраты на осушку и компримирование газа, подаваемого в затрубное пространство.

Для работы в зимнее время необходимо установить дополнительное оборудование – устьевого подогревателя газа, закачиваемого в затрубье. Установка устьевого подогревателя даст и положительный эффект – увеличение устьевой температуры и уменьшение количества остановок скважин из-за образования ледяных пробок в элементах ФА, ГСС.

2.3 Применение технических средств в процессе эксплуатации газовых и газоконденсатных скважин

Процесс эксплуатации газовых и газоконденсатных месторождений на завершающей стадии разработки сопровождается активным выносом песка, который измеряется уже не только в г/м³, но и несколькими килограммами в сутки, что приводит к образованию на забое песчаных пробок, достигающих порой несколько десятков метров. Вследствие чего повсеместно используется метод механического задержания песка оборудованием скважин противопесочными фильтрами различных конструкций [43].

Перфорированный фильтр представляет собой трубу с просверленными отверстиями цилиндрической, щелевой форм. Данная разновидность фильтров выступает в роли защитного кожуха и основного каркаса для всех остальных видов. Задерживает частицы, размер которых превышает 0,05-0,1 мм.

Щелевой проволочный фильтр представляет собой обмотку проволокой, размещенной внутри перфорированного защитного кожуха. Фильтрующий зазор скважинного фильтра может быть равен 0,1-1,0 мм. Преимущество данных фильтров состоит в увеличенной площади пропускающей поверхности. Недостатком является высокая подверженность кольматации. Щелевой проволочный фильтр высокой плотности состоит из перфорированной трубы, фильтрующего (сетчатого) слоя высокой плотности, опорного кольца из нержавеющей стали, характеризуется точными регулируемые щелями, большей проточной площадью, высокой целостной прочностью и сопротивлением деформации, сопротивлением коррозии, высокой надёжностью.

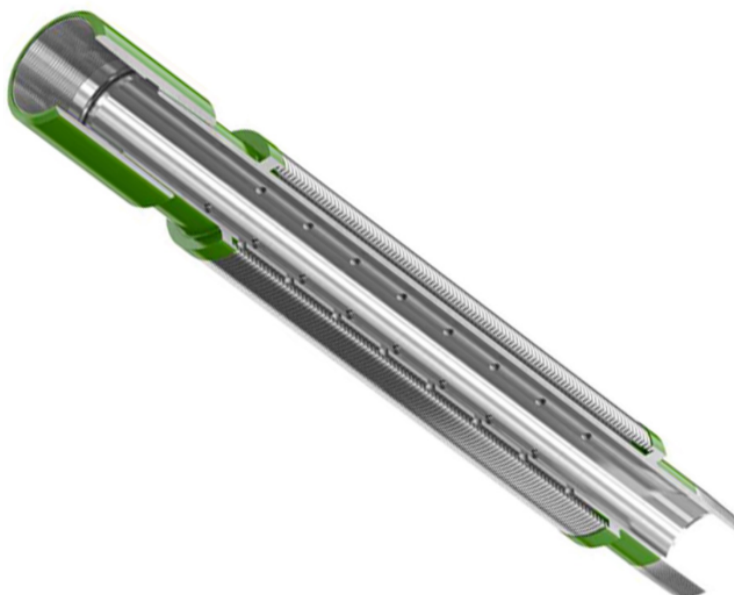


Рисунок 10 – Щелевой проволочный фильтр

Сетчатый фильтр представляет собой металлическую или синтетическую сетки, размещенные внутри перфорированного защитного кожуха. Основными преимуществами данного решения являются отсутствие деформации при монтаже и демонтаже установки, а также одинаковая фильтрующая способность в перпендикулярных плоскостях, что позволяет эффективнее фильтровать частицы породы размером не более 4 мм

несферической формы. Недостатком технологии является быстрое загрязнение фильтра, что характеризует высокую частоту промывок.



Рисунок 11 – Сетчатый фильтр

Гравийный фильтр представляет собой слой гравия, закачиваемый между пластом и экраном щелевого либо сетчатого фильтров. Положительными сторонами технологии является повышенная эффективность и продолжительный срок работы. К недостаткам можно отнести высокую стоимость установок фильтров данного типа.

При технологии применения концентрических лифтовых труб расход газа, поступающего в затрубное пространство скважины, регулируется при помощи углового штуцера. Дроссели регулируемые (штуцеры угловые) предназначены для плавного регулирования режима эксплуатации газовых и газоконденсатных скважин. Дросселирование потока рабочей среды осуществляется изменением площади кольцевого зазора между иглой и седлом за счет поступательного перемещения иглы при вращении штурвала.

Конструктивно дроссель состоит из корпуса с входным и выходным патрубками, расположенными под прямым углом друг к другу, и крышки, в которой расположен узел уплотнения шпинделя и резьбовая пара шпиндель-гайка, обеспечивающая рабочий ход – поступательное движение шпинделя с закрепленным на нем наконечником (регулирующим органом). В выходном

патрубке корпуса смонтировано седло с проходным отверстием заданного диаметра. Перемещение наконечника, имеющего коническую форму рабочей поверхности, относительно седла изменяет площадь зазора между ними – что и является принципом регулирования в данном изделии. Поток газа с механическими и другими примесями из скважины поступает в регулируемый дроссельный клапан через входной патрубок на дроссельную пару (седло и наконечник), далее поток газа поступает через выходной патрубок в трубопровод.

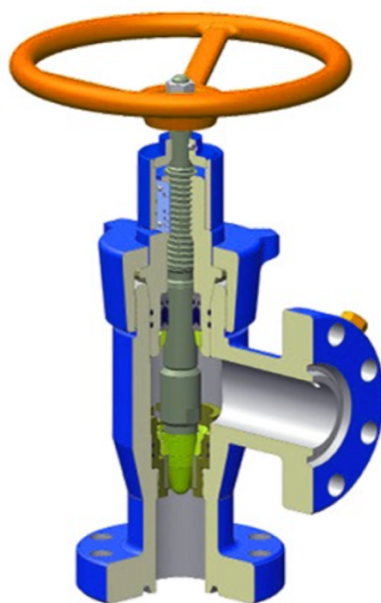


Рисунок 12 – Дроссель регулируемый угловой

Подбор регулируемого дросселя выполняется исходя из следующих технических характеристик:

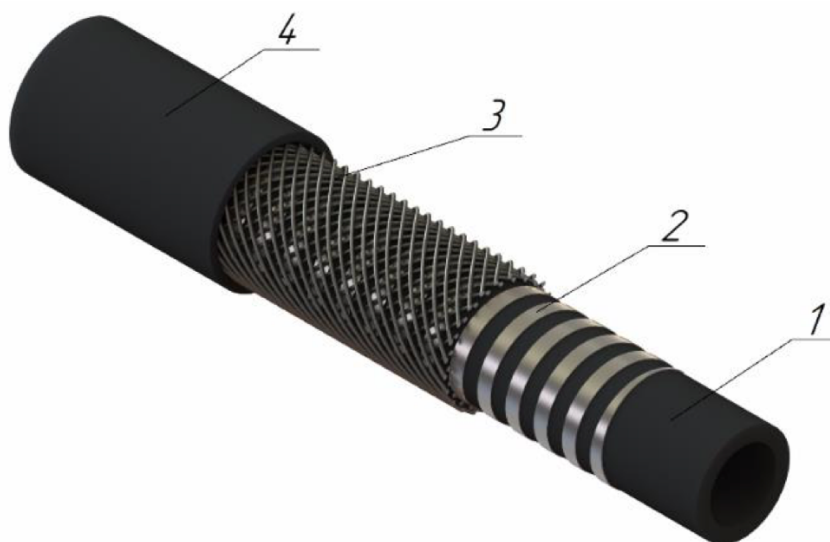
- рабочее давление, МПа;
- диаметр проходного сечения, мм;
- габаритные размеры (ширина, длина, высота), мм;
- масса, кг;
- рабочий диапазон температур окружающей, а также рабочей среды, °С;
- исполнения в зависимости от эксплуатации (коррозионная, некоррозионная и так далее).

Вследствие накапливания жидкости на забое и в стволе скважины в процессе эксплуатации газовых и газоконденсатных месторождений техническим средством для решения данного вида осложнений являются концентрические лифтовые колонны. Концентрические лифтовые колонны представляют собой гибкие полимерные армированные трубы многослойной структуры, предназначенные для добычи газа и газового конденсата, а также выноса воды с забоя скважин. Исходя из условий эксплуатации и необходимости выполнения той или иной функции (задачи), конструкция КЛК может меняться. В зависимости от условий эксплуатации КЛК могут выпускаться с внутренним диаметром от 32 до 62 мм. Рабочее давление составляет до 10 МПа.

КЛК состоит из следующих слоёв:

- Внутренняя трубка – полимерный слой, который обеспечивает сохранность транспортируемого флюида. Внутренняя трубка изготавливается методом непрерывной экструзии из композиций на основе полиэтилена низкого давления.
- Армирующий слой – конструкционный элемент, состоящий из нескольких слоёв металлической ленты, навитой в противоположных направлениях, который повышает сопротивление гибкой трубы внутреннему и наружному давлению, а также механическим сминающим нагрузкам.
- Слой брони – конструкционный элемент, состоящий из двух повивов металлической проволоки, навитой в противоположных направлениях, который предназначен для восприятия осевых растягивающих нагрузок.
- Противоизносный слой – неметаллический слой в виде ленточной обмотки, предназначенный для минимизации износа между слоями конструкции.
- Внешняя оболочка – полимерный слой, предназначенный для защиты армирующих элементов от коррозии, абразивного и механического

повреждений, а также для их удержания в заданном после формирования положении. Внешняя оболочка изготавливается методом непрерывной экструзии из композиций на основе полиэтилена низкого давления.



1 – внутренняя оболочка; 2 – армирующий слой для сопротивления действию внутреннего давления; 3 – армирующий слой для сопротивления действию осевых нагрузок; 4 – внешняя оболочка

Рисунок 13 – Общий вид гибкой полимерной армированной трубы

Благодаря такой конструкции гибкая полимерная армированная труба способна выдерживать свой собственный вес при закреплении в фонтанной арматуре скважины и сопротивляться воздействию внутреннего и наружного давления. Для обеспечения монтажа и эксплуатации гибкой полимерной армированной трубы на неё с двух сторон напрессовываются наконечники, выполненные из нержавеющей стали.

2.4 Расчет показателей эксплуатации газовых и газоконденсатных скважин

Как было определено ранее, на заключительной стадии разработки газовых и газоконденсатных месторождений возникают осложнения, которые ухудшают условия эксплуатации и снижают добычные возможности. Одним из таких осложнений является накопление жидкости на забое и в стволе скважины, которая не может быть вынесена на поверхность из-за низких скоростей потока восходящего газа. Также наиболее перспективным

сценарием оптимизации является эксплуатация скважин по КЛК с автоматическим поддержанием в центральной лифтовой колонне дебита газа, превышающего на 10-20 % минимальное значение, необходимое для удаления жидкости по ЦЛК. Таким образом, целью расчета показателей эксплуатации газовых и газоконденсатных скважин будет являться рассмотрение условий применения передовой технологии эксплуатации добывающих скважин по концентрическим лифтовым колоннам при скоплении жидкости на забое и вычисление величин критического и рекомендуемого дебитов для работы скважин без осложнений.

Для решения проблемы накопления жидкости в скважинах используется технология эксплуатации обводняющихся газовых скважин по КЛК. Для определения подходящих скважин проводится расчет минимального дебита газа, необходимого для непрерывного выноса жидкости [45]. Скважины с дебитом газа ниже этого значения являются кандидатами для удаления жидкости.

Формула для расчета минимального дебита газа:

$$Q_{min} = 86,4 \cdot V_{min} \cdot \frac{\pi \cdot d^2}{4} \cdot \frac{P_{заб}}{P_o} \cdot \frac{T_o}{Z \cdot T_{заб}}, \frac{\text{тыс. м}^3}{\text{сут}} \quad (7)$$

где d – внутренний диаметр ЛК, м;

$P_{заб}$ – забойное давление, МПа;

P_o – давление в стандартных условиях, МПа;

T_o – температура в стандартных условиях, К;

Z – коэффициент сверхсжимаемости газа на забое;

$T_{заб}$ – забойная температура, К.

Минимальную скорость газа, необходимую для выноса жидкости определяется по формуле:

$$V_{min} = 3,3 \left(\frac{g \cdot \sigma \cdot \rho_1^2 \cdot \sin \alpha}{\rho_2^2 \cdot (\rho_1 - \rho_2)} \right)^{0,23}, \text{ м/с} \quad (8)$$

где g – ускорение свободного падения, м/с²;

σ – коэффициент поверхностного натяжения жидкости, Н/м;

ρ_1 – плотность жидкости, кг/м³;

α – угол наклона ЛК к горизонту, град.;

ρ_2 – плотность газа на забое, кг/м³.

Для определения области применения технологии эксплуатации скважин по КЛК используется граничное условие. При выбранном внутреннем диаметре труб центральной лифтовой колонны ($D_{ЦЛК}$) и закрытом межтрубном кольцевом пространстве, дебит газа должен быть выше минимального значения, при котором жидкость может быть выведена через центральную колонну, в 1,1-1,2 раза в рабочем диапазоне колебаний давления в газосборном коллекторе (рисунок 14). Если это условие не выполняется, то технология эксплуатации скважин по КЛК применяется совместно с другими технологиями для эксплуатации обводняющихся газовых скважин.

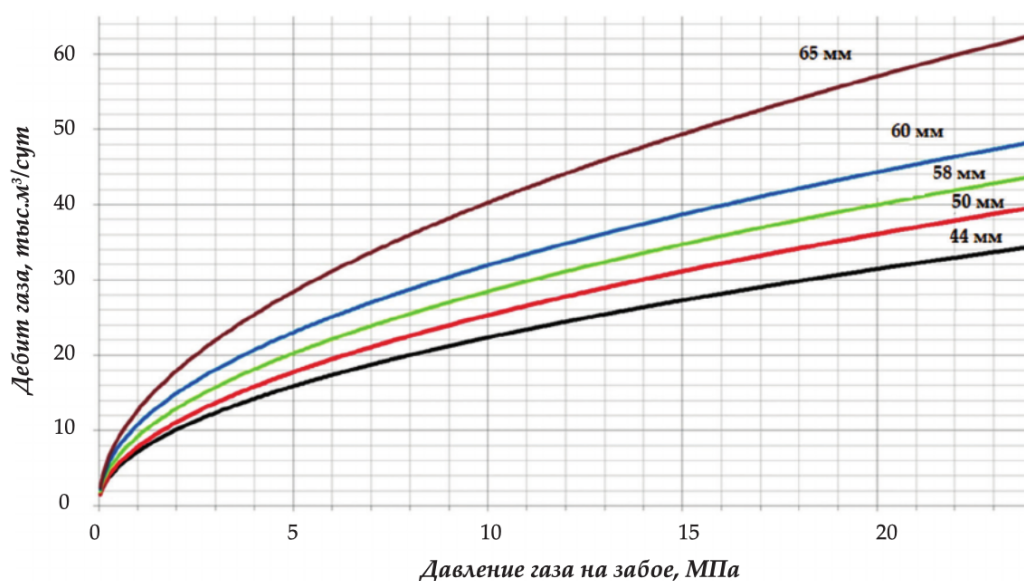


Рисунок 14 – Минимальное значение газа при закрытом межкольцевом пространстве для различных диаметров ЦЛК [45]

Расчет дебита скважины при эксплуатации только по центральной лифтовой колонне ведется, если скважина работает при дебите равном или большем базового, а пластовая вода поступает в небольшом количестве, задавая численные значения давления на устье, шаг которого устанавливают, непосредственно в зависимости от конкретных условий, по формуле 20.

Забойное давление рассчитывается по формуле:

$$P_{\text{заб}} = P_{\text{зт}} \cdot e^S, \text{ МПа} \quad (9)$$

где $P_{\text{зт}}$ – абсолютное давление газа на устье скважины в МКП при движении газа только по ЦЛК, МПа;

S – безразмерный показатель.

$$S = \frac{0,03415 \cdot \bar{\rho} \cdot L_{\text{фт}}}{Z_{\text{ср}} \cdot T_{\text{ср}}} \quad (10)$$

где $\bar{\rho}$ – относительная плотность газа;

$L_{\text{фт}}$ – длина ЦЛК;

$T_{\text{ср}}$ – средняя температура газа в стволе скважины при движении газа от забоя до устья, К, вычисляется по формуле 12.

$Z_{\text{ср}}$ – средний коэффициент сверхсжимаемости газа, соответствующий значению $P_{\text{ср}}$, МПа, высчитывается по формуле 11:

$$P_{\text{ср}} = \frac{2}{3} \left(P_{\text{заб}} + \frac{P_{\text{гол}}^2}{P_{\text{заб}} + P_{\text{гол}}} \right), \text{ МПа} \quad (11)$$

где $P_{\text{гол}}$ – давление на головке, МПа.

$$T_{\text{ср}} = \frac{T_{\text{гол}} + T_{\text{заб}}}{2}, \text{ К} \quad (12)$$

где $T_{\text{гол}}$, $T_{\text{заб}}$ – температуры, соответственно на устье и на забое, К.

Забойное давление при движении газа по ЦЛК при дебите большем базового рассчитывается по следующей формуле:

$$P_{\text{заб}} = \sqrt{P_{\text{гол}}^2 \cdot e^{2S} + \xi \cdot Q_{\text{фт}}^2}, \text{ МПа} \quad (13)$$

где $Q_{\text{фт}}$ – фактический дебит скважины, тыс. м³/сут;

ξ – коэффициент сопротивления ствола скважины, вычисляемый по формуле:

$$\xi = 1,377 \cdot \lambda \cdot \frac{Z_{\text{ср}}^2 \cdot T_{\text{ср}}^2}{d_{\text{вн}}^5} \cdot (e^{2S} - 1) \quad (14)$$

λ – коэффициент гидравлического сопротивления ствола скважин.

Средний коэффициент сверхсжимаемости газа считается методом итераций с помощью аппроксимирующего полинома.

$$P_{\text{ср}} = \frac{2}{3} \left(P_1 + \frac{P_{2k}^2}{P_1 + P_{2k}} \right), \text{ МПа} \quad (15)$$

$$Z_{\text{ср}} = Z(\bar{P}, \bar{T}) \quad (16)$$

где $P_{\text{ср}}$ – среднее давление, МПа;

P_1 – давление на входе (ствола, шлейфа), МПа;

P_2 – давление на выходе, МПа;

k – индекс, относящийся к i итерации.

$$\bar{P} = \frac{P_{\text{ср}}}{P_{\text{кр}}} \quad (17)$$

$$\bar{T} = \frac{T_{\text{ср}}}{T_{\text{кр}}} \quad (18)$$

где $P_{\text{кр}}$ и $T_{\text{кр}}$ – критические давление и температура, МПа и К.

Вместо $d_{\text{вн}}$ вводится эффективный диаметр $D_{\text{эф}}$, мм, для кольцевого межтрубного канала, который вычисляется по формуле:

$$D_{\text{эф}} = \sqrt{D_{\text{эк}}^2 - d_{\text{н}}^2} \quad (19)$$

где $D_{\text{эк}}$ – внутренний диаметр труб внешней лифтовой (или эксплуатационной) колонны, мм.

Дебит скважины после удаления жидкости из ЦЛК вычисляется по формуле:

$$Q_{\text{скв}} = \frac{\sqrt{[P_{\text{пл}}^2 - P_{\text{гол}}^2 \cdot e^{2S}] \cdot [b \cdot \xi \cdot Z_{\text{ср}}(e^{2S} - 1)] \cdot 4 + a^2 - a}}{2[b + \xi \cdot Z_{\text{ср}}(e^{2S} - 1)]} \quad (20)$$

где a и b – фильтрационные коэффициенты формулы притока газа к забою скважины.

Расчет дебита скважины при эксплуатации одновременно по ЦЛК и кольцевому межтрубному каналу:

- определяется эффективный диаметр по формуле 19;
- определяется дебит скважины по формуле 20, заменив в коэффициенте сопротивления ствола скважины D на $D_{\text{эф}}$, вычисленный по формуле 14.

- вычисляют дебит газа по кольцевому межтрубному каналу;
- совместным решением методом приближений уравнений 10-18 определяют зависимость $Q = f(P)$.

По результатам расчета на Уренгойском месторождении минимальный критический дебит по ЦЛК составил $600 \text{ м}^3/\text{час}$. Рекомендуемое значение для поддержания при эксплуатации – $700-750 \text{ м}^3/\text{час}$ при минимально необходимой скорости потока газа равной $5,1 \text{ м/с}$. Согласно полученным значениям критического и рекомендуемого дебитов следует поддерживать режим эксплуатации скважины по этим параметрам с целью выноса жидкой фазы с забоя скважины. После была произведена корректировка алгоритма работы комплекса управления по КЛК, вследствие чего, при практически одинаковых устьевых давлениях, произошло увеличение суммарного среднего дебита газа на 19% – с 62 до 74 тыс. $\text{м}^3/\text{сут}$ [42]. Таким образом, мониторинг параметров эксплуатации скважины и своевременная корректировка алгоритма работы комплекса управления по КЛК позволили оптимизировать технологический режим скважины. Для обеспечения безгидратного режима эксплуатации на линии ЦЛК и межколонному пространству (МКП) предусмотрена подача ингибитора гидратообразования (метанола).

Проведение подобных расчетов, с учетом осложняющих факторов, позволит обеспечить эффективную эксплуатацию газовых и газоконденсатных месторождений на поздней стадии разработки.

3 ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН ПРИ РАЗРАБОТКЕ ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ В УСЛОВИЯХ ПАДАЮЩЕЙ ДОБЫЧИ

Последняя стадия разработки газовых и газоконденсатных месторождений характеризуется снижением коэффициента продуктивности и, соответственно, снижением дебита скважин и депрессии на пласт. Связано это, непосредственно, с осложняющими факторами, возникающими при эксплуатации скважин в условиях падающей добычи. В период поздней стадии разработки газовых и газоконденсатных месторождений эксплуатация скважин сопровождается значительным обводнением призабойной зоны скважины. Продуктивные характеристики эксплуатационных скважин определяются параметрами пласта и призабойной зоны и их изменением во времени. Основными проблемами на заключительной стадии разработки месторождений являются скопление жидкости на забое скважины, а также разрушение продуктивного пласта [47]. Образующиеся на забое скважины песчано-глинистые пробки, постепенно накапливаясь, перекрывают интервал перфорации и уменьшают вскрываемую эффективную толщину пласта, что существенно влияет на снижение дебита газа. Эксплуатация скважин в таких условиях сопровождается увеличением содержания механических примесей в наземном оборудовании. Преждевременно выходят из строя штуцера, задвижки, насосно-компрессорные трубы и другое промысловое оборудование. После неоднократного проведения ремонтов по удалению из скважины песчаных пробок в призабойной зоне образуются каверны, из-за чего ускоряется разрушение призабойной зоны с интенсивным выносом песка в скважину, в результате чего газовые скважины выбывают из действующего фонда. Снижение пластового давления и дебита ухудшают условия выноса жидкости и мех. примесей с забоя скважин. Накопление воды приводит к увеличению фильтрационных сопротивлений, дальнейшему снижению продуктивности и в итоге к остановке (самозадавливанию) скважин.

В связи с этим, возникает необходимость обоснования и выбора наиболее подходящего технологического режима для эффективной борьбы с осложнениями и стабильной работы скважин, а после и обоснование выбора технологий для повышения эффективности эксплуатации скважин при разработке газовых и газоконденсатных месторождений в условиях падающей добычи.

Наиболее известными и применяемыми мероприятиями по повышению эффективности является периодическая продувка скважин с выпуском газа в атмосферу, обработка забоя жидкими и твердыми поверхностно-активными веществами, закачка газа в межтрубное пространство и применение концентрических лифтовых колонн. Наиболее перспективной и эффективной технологией является применение КЛК, позволяющей полностью исключить продувку скважины с выпуском газа в атмосферу.

На месторождении «Х» (скважины №722, №814) начаты испытания технологии эксплуатации скважин по концентрическим лифтовым колоннам. При эксплуатации по КЛК жидкость из скважины удаляется по центральной лифтовой колонне потоком газа. По межтрубному кольцевому каналу газ поступает из скважины в газосборный коллектор без капельной жидкости. Таким образом, на многие годы отпадает необходимость проводить замены лифтовых колонн, а рабочий дебит поддерживается на максимально возможном уровне без технологических продувок.

Для оптимизации режима работы скважин №722 и №814 в ранее установленные основные лифтовые колонны (ОЛК) спущены ЦЛК из труб одного диаметра. Все работы проводились с использованием традиционных технологий с глушением скважин. Как правило, такие работы занимают 1 месяц, кроме того, необходимо 72 часа и более на отработку скважин перед подключением к шлейфу. Работы на этих двух скважинах были проведены в срок, однако скважина №722 вышла на расчетный режим только через 10 месяцев из-за ухудшения фильтрационных свойств призабойной зоны скважины вследствие ее глушения [48].

В целом результаты испытаний по скважине №814 признаны положительными. По скважине №722 требуется проведение дополнительного анализа полученных данных.

Для осуществления спуска ЦЛК в скважину в условиях низких пластовых давлений наиболее оптимальным является применение технология без глушения скважины. Из опыта эксплуатации скважин №722 и №814 сделан вывод о том, что интенсивный вынос механических примесей, наблюдавшийся вначале, через определенное время сводится к значениям, не превышающим допустимые технологическим режимом.

На основании опыта, накопленного в период испытаний и промышленного применения, разработана и изготовлена грузонесущая труба для использования в качестве центральной лифтовой колонны требуемого внутреннего диаметра (49 мм), что соответствует с некоторым приближением НКТ диаметром 60 мм. На ее основе разработана длиномерная лифтовая колонна (ДЛК), которая включает специальные наконечники на нижнем и верхнем концах трубы.

Для первых испытаний ДЛК внутренним диаметром 49 мм на месторождении «Х» была выбрана скважина №514, которая находится в промышленной эксплуатации более 30 лет, из скважины был извлечен пакер и оставлена лифтовая колонна. За весь период работы из скважины добыто более 5,6 млрд м³ газа. До спуска длиномерной лифтовой колонны на устье скважины использовалась фонтанная арматура, давление на устье составляло 1,4 МПа, температура – 3 °С. Для периодического удаления жидкости скважину продували 1-2 раза в неделю.

Целями проведения испытаний на скважине №514 месторождения «Х» было:

- опробование технологии реконструкции скважины для перевода на эксплуатацию по ДЛК без глушения скважины;

– оценка возможности применения полимерной грузонесущей армированной трубы в качестве ДЛК для удаления жидкости из скважины.

Для спуска был использован вновь разработанный мобильный комплекс для ремонта скважин, состоящий из:

– инжектора, предназначенный для для выполнения спускоподъёмных операций.



Рисунок 15 – Внешний вид инжектора

– герметизатора (двухкамерный), предназначенного для герметизации в целях предупреждения выбросов и открытых фонтанов при проведении работ. Особенность конструкции заключается в том, что наличие двух камер герметизации с независимым управлением позволяет обеспечить безопасность работ при монтаже, перемещении и демонтаже технологической штанги. Принцип «перехватывания», а именно поочередная герметизация по телу трубы или по телу технологической штанги является основной конструктивной особенностью.

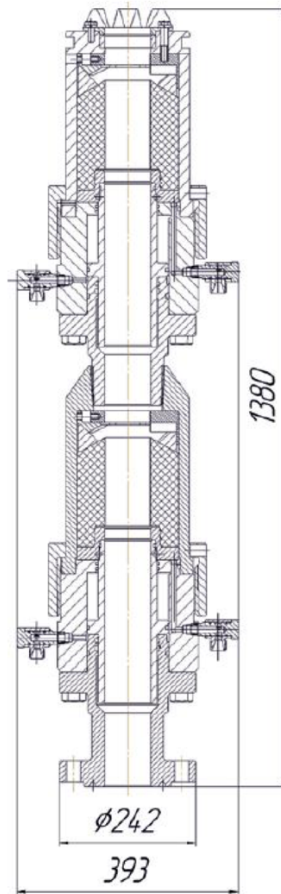


Рисунок 16 – Двухсекционный герметизатор
 – четырехплашечного превентора, предназначенного для герметизации устья скважин.

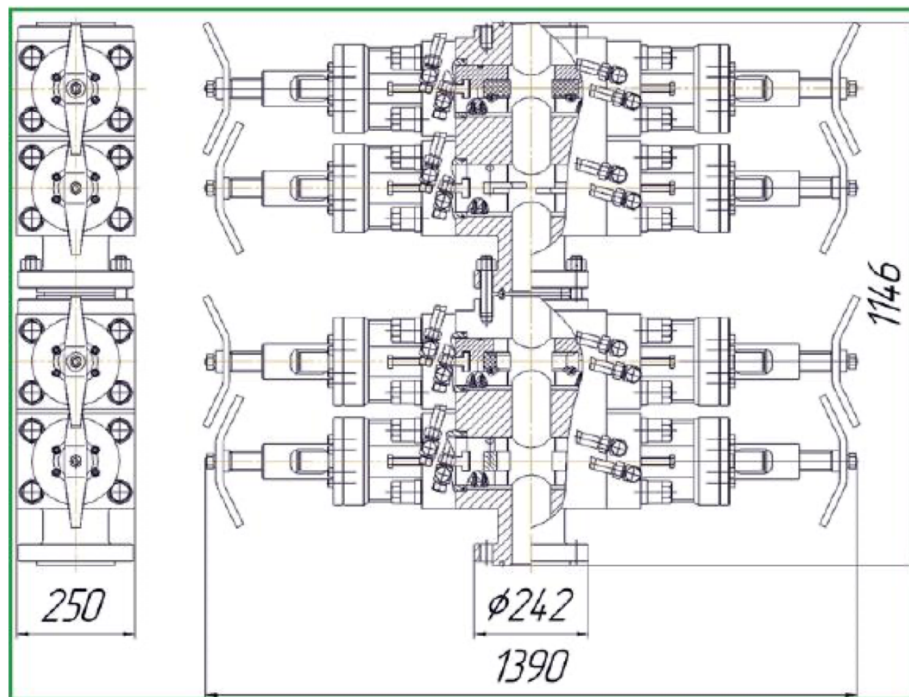


Рисунок 17 – Четырехплашечный превентор
 60

Спуск длинномерной лифтовой колонны (в качестве ЦЛК) без глушения, осуществленный на скважине №514, произведен без осложнений. В процессе спуска были выявлены некоторые недостатки в работе оборудования и намечены пути их устранения.

Возможны различные варианты технического перевооружения скважин с применением технологии КЛК:

1. Спуск центральной лифтовой колонны без глушения скважины;
2. Спуск центральной лифтовой колонны с глушением скважины;
3. Замена НКТ с глушением скважины.

После спуска ЦЛК возле устья был смонтирован технологический комплекс управления режимом работы скважины, оборудованной ДЛК, входные и выходные трубопроводы комплекса были подключены к отводам фонтанной арматуры и к выкидной линии от скважины. После подключения скважина №514 была введена в эксплуатацию с подачей газа в газосборный коллектор по ЦЛК и по межколонному пространству в ручном и автоматическом режимах [48]. Вынос жидкости из скважины происходит по центральной лифтовой колонне за счет автоматического управления дебитом газа. Для этого осуществляется непрерывный контроль расхода газа по всей скважине и из межколонного пространства. После внедрения технологии КЛК скважина №514 работает в стабильном режиме и без остановок. Технологические продувки полностью прекращены. Прогнозная оценка технико-экономической эффективности применения системы КЛК на примере месторождения «Х» показала, что прирост добычи по одной скважине до конца разработки составит около 300 млн м³ газа [46].

На основании результатов эксплуатации скважин по КЛК можно отметить следующее:

- модифицированный алгоритм пуска УК при изменении режима работы ДКС позволил существенно снизить остроту проблемы засорения фильтра ЦЛК;

- комплексы работают стабильно, средний дебит скважины №722 составляет 105 тыс. м³/сут, скважины №814 – 110 тыс. м³/сут;
- по результатам ГДИС не отмечено ухудшения состояния ПЗП;
- очистка фильтра скважины №722 проводилась в 3 раза реже, чем ранее, а на скважине №814 фильтр засорился еще реже.

Внедрение технологии эксплуатации скважин по КЛК позволяет не только выносить конденсационную жидкость с забоя скважин, что способствует сохранению продуктивности и предотвращает разрушение призабойной зоны коллектора, но и значительно продлевает срок безаварийной эксплуатации скважин в условиях завершающей стадии разработки месторождения. Проводить данную технологию рекомендуется на скважинах со схожими геолого-промысловыми условиями.

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

Обучающемуся:

Группа	ФИО
2Б94	Ивановой Виктории Дмитриевне

Школа	ИШПР	Отделение школы	ОНД
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/ООП	21.03.01 Нефтегазовое дело/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>	Стоимость выполняемых работ определена согласно применяемому технологическому режиму эксплуатации, в соответствии с рыночными ценами обслуживания газодобывающего оборудования
2. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Налог на прибыль 20 %

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	Обоснование применения технологического режима с точки зрения экономической эффективности
2. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	Оценка экономической эффективности выполнения технологического режима эксплуатации. Анализ чувствительности к возможным изменениям

Перечень графического материала:

1. График изменения дисконтированного дохода за расчетный период
2. График чувствительности NPV

Дата выдачи задания к разделу в соответствии с календарным учебным графиком	09.02.2023
---	------------

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

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОСГН ШБИП ТПУ	Креницына Зоя Васильевна	К.Т.Н.		09.02.2023

Задание принял к исполнению обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б94	Иванова Виктория Дмитриевна		09.02.2023

**4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ,
РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ**

В выпускной квалификационной работе рассмотрены технологические показатели газовых скважин, а также технологически обоснован один из режимов работы проектной горизонтальной газовой скважины 5071 Харасавэйского ГКМ, вскрывающей пласт с наличием подошвенных вод, способствующий, при выборе правильных условий эксплуатации, наибольшему значению КИГ. Данный режим позволяет поддерживать проектные показатели производительности скважины на более длительном периоде, а в условиях осложняющих факторов эксплуатировать ГДС без привлечения дополнительных мероприятий по борьбе с ними.

В данном разделе приведено экономическое обоснование ТРЭС. Целью данного обоснования является установление экономической целесообразности применения технологического режима работы проектной горизонтальной газовой скважины, вскрывающей пласт с подошвенной водой в условиях ММП и слабосцементированных пород ПЗП для возможности поддержания проектного уровня добычи газа с учетом максимально допустимой депрессии на пласт, следовательно, и дебита скважины.

Исходные данные для анализа ТРЭС на экономические показатели приведены ниже (таблица 6).

Таблица 6 – Исходные данные для расчетов

Показатель	Обозначение	Значение	Единицы измерения
Расчетные периоды ТРЭС	i	5	лет
Годовая стоимость эксплуатации скважины	$C_э$	15050	тыс. руб.
Среднесуточный дебит скважины	$Q_г$	688	тыс. м ³
Количество скважин	N	1	ед.
Средний коэффициент эксплуатации скважин	$K_э$	0,96	д. ед.
Себестоимость добычи газа	$C_г$	1,4051	руб./м ³
Доля условно переменных затрат в себестоимости газа	$D_{пер}$	65	%
Ставка дисконта	d	11	%
Цена на ПГ	$Ц_г$	5,208	руб./м ³
Время работы скважины	T	350	сут.

4.1 Расчет показателей экономической эффективности режима

Суть данного режима заключается в поддержании постоянного среднегодового дебита ($Q_{\Gamma} = 688$ тыс. м³) на проектном уровне добычи ($Q_{\text{пр}}$) при том, что эксплуатироваться будет 1 скважина 350 дней в году с коэффициентом эксплуатации скважины = 0,96. Пример расчетов выполнен с учетом приведенных выше показателей (таблица 6) на первый год после вывода на режим.

Годовую добычу газа можно найти следующим образом:

$$Q_{\text{пр}} = Q_{\Gamma} T K_{\text{э}} N = 688 \cdot 350 \cdot 0,96 \cdot 1 = 230904,11 \text{ тыс. м}^3 \quad (21)$$

Прирост выручки от реализации за i -ый год определяется рассчитывается следующим образом:

$$\Delta B_i = Q_{\text{пр}} C_{\Gamma} = 230904,11 \cdot 5,208 = 1202548,6 \text{ тыс. руб.} \quad (22)$$

Расчет текущих затрат на добычу за i -ый год определим, как сумму за ТРЭС и условно-переменных затрат по формуле:

$$\Delta Z_i = C_{\text{э}} + \Delta Z_{\text{доп } i} = 15050 + 210888,19 = 225938,19 \text{ тыс. руб.} \quad (23)$$

где:

$$\Delta Z_{\text{доп } i} = Q_{\text{пр}} C_{\Gamma} D_{\text{пер}} = 230904,11 \cdot 1,4051 \cdot 0,65 = 210888,19 \text{ тыс. руб.} \quad (24)$$

Значение прибыли найдем за вычетом текущих затрат из выручки от реализации (за i -ый год для обоих):

$$\Delta \Pi_{\text{но.}i} = \Delta B_i - \Delta Z_i = 1202548,6 - 225938,19 = 961560,42 \text{ тыс. руб.} \quad (25)$$

Для определения величины налога на прибыль за i -ый год воспользуемся формулой:

$$N_{\text{но.}i} = \Delta \Pi_{\text{но.}i} \cdot N_{\text{нс}} = 192312,08 \text{ тыс. руб.} \quad (26)$$

Прирост годовых денежных потоков рассчитываем по формуле:

$$\Delta \text{ДП}_i = \Delta \Pi_{\text{но.}i} - N_{\text{но.}i} = 961560,42 - 192312,08 = 769248,33 \text{ тыс. руб.} \quad (27)$$

Потому как капитальных затрат не было, поток денежной наличности будет равен приросту годовых денежных потоков ($\text{ПДН}_i = 769248,33$ тыс. руб.).

Тогда накопленный денежный поток за 5 лет будет равен:

$$\text{НПДН}_i = \Sigma \text{ПДН}_i = 769248,33 + \dots + 769248,33 = 3846241,66 \text{ тыс. руб.} \quad (28)$$

Рассчитаем ежегодный дисконтированный доход с учетом ставки (в 11 %):

$$ДПДН_i = \frac{ПДН_i}{(1 - d)^i} = \frac{769248,33}{(1 - 0,11)^1} = 693016,52 \text{ тыс. руб.} \quad (29)$$

Теперь определим чистую текущую стоимость:

$$ЧТС = \sum ДПДН_i = 693016,52 + \dots + 456511,44 = 2843062,62 \text{ тыс. руб.} \quad (30)$$

Подытожим полученные результаты, занеся их в таблицу 7.

Таблица 7 – Показатели экономической эффективности режима за 5 лет

Показатели	Единицы измерения	Годы				
		1	2	3	4	5
Прирост добычи газа	тыс. м ³	230904,11	230904,11	230904,11	230904,11	230904,11
Прирост выручки от реализации	тыс. руб.	1202548,6	1202548,6	1202548,6	1202548,6	1202548,6
Текущие затраты	тыс. руб.	225938,19	225938,19	225938,19	225938,19	225938,19
Прирост прибыли	тыс. руб.	961560,42	961560,42	961560,42	961560,42	961560,42
Прирост суммы налоговых выплат	тыс. руб.	192312,08	192312,08	192312,08	192312,08	192312,08
Денежный поток	тыс. руб.	769248,33	769248,33	769248,33	769248,33	769248,33
Потом денежной наличности	тыс. руб.	769248,33	769248,33	769248,33	769248,33	769248,33
Накопленный поток	тыс. руб.	769248,33	1538596,67	2307745	3076993,33	3846241,66
Дисконтированный поток денежной наличности	тыс. руб.	693016,52	1317355,72	1879823,47	2386551,17	2843062,62

Процент текущих затрат на выручку от реализации без учета налогообложения и ставки дисконтирования денежного потока, составил 18,7 %, что считается хорошим показателем для данного вида отрасли. Влияние эксплуатационных затрат на проведение мероприятия по эксплуатации скважины на текущем режиме является достаточно приемлемым, тем более фактически, по проектному документу не предусматривает значимых повышений стоимости эксплуатации скважины.

Для наглядного представления о влиянии ставки дисконтирования на вырученный денежный поток наличности за вычетом налога на прибыль, выберем данные из таблицы 7 и построим график изменения с учетом и без учета влияния дисконтной ставки (рисунок 18).

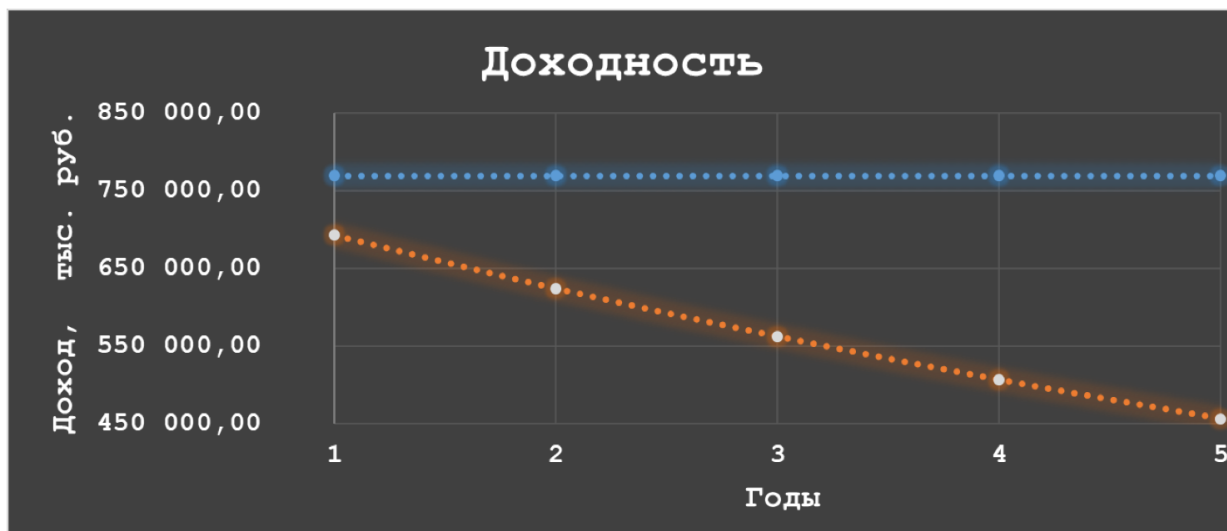


Рисунок 18 – График изменения дисконтированного дохода за расчетный период

Из графика видно, что с учетом данной дисконтной ставки (11 %), доход денежного потока по проектным значениям производительности скважины на 5 год эксплуатации будет понижен аж на 312736,9 тыс.руб ввиду обесценивания денег со временем и увеличением инфляции цен на сегменте рынка по газу.

4.2 Анализ чувствительности к возможным изменениям

Финансовая оценка в проектах газодобывающей отрасли, как и в любых других крупных бизнесах, определяется многими показателями, некоторые из которых могут сильно меняться от воздействия различных ситуаций, другие в принципе не могут быть точно определены.

В виду возникновения таковых, в мировой и отечественной практике активно используется процедура анализа устойчивости проекта, суть которой заключается в том, что:

- В качестве переменной выбирается один из численных значений, в то время, как все остальные считаются постоянными с проектными

значениями (в данной работе таковыми являются: объем добычи газа, условно-переменные затраты, эксплуатационные затраты, изменение цены на газ);

– Далее выбирается разумный диапазон возможных изменений (в данной работе выбрано от -20 до +20 % возможных колебаний);

– Для крайних значений этого диапазоны, а также для проектируемого значения переменной рассчитывают важнейший показатели оценки проекта (в данной работе это NPV) и таким образом определяют влияние выбранного значения с учетом изменения на данный показатель оценки.

Таким образом, с учетом вышеописанного выбираем данные четыре численных значения по показателям, и изменяем их значения с учетом выбранного диапазона. Пересчитываем все заново для каждого из измененных по расчетным формулам 21-30 и заносим итоговые значения в таблицы 8-11.

Таблица 8 – Снижение объемов добычи газа на 20 %

Показатели	Единицы измерения	Годы				
		1	2	3	4	5
Прирост добычи газа	тыс. м ³	184723,29	184723,29	184723,29	184723,29	184723,29
Дисконтированный поток денежной наличности	тыс. руб.	560921,32	10066255,8	1521512,17	1931633,01	2301149,26

Таблица 9 – Увеличение эксплуатационных затрат на 20 %

Показатели	Единицы измерения	Годы				
		1	2	3	4	5
Текущие затраты	тыс. руб.	228948,19	228948,19	228948,19	228948,19	228948,19
Дисконтированный поток денежной наличности	тыс. руб.	701693,99	1333850,74	1903361,33	2416433,93	2878661,5

Таблица 10 – Увеличение условно-переменных затрат на 20 %

Показатели	Единицы измерения	Годы				
		1	2	3	4	5
Текущие затраты	тыс. руб.	290826,86	290826,86	290826,86	290826,86	290826,86
Дисконтированный поток денежной наличности	тыс. руб.	657096,75	1249075,81	1782390,27	2262853,75	2695703,74

Таблица 11 – Понижение цены на газ на 20 %

Показатели	Единицы измерения	Годы				
		1	2	3	4	5
Прирост выручки от реализации	тыс. руб.	962038,88	962038,88	962038,88	962038,88	962038,88
Дисконтированный поток денежной наличности	тыс. руб.	530523,02	1008471,7	1439056,08	1826969,94	2176441,9

Находим разницу между изменённым значением ЧТС по выбранным категориям (таблицы 8 – 11) и базисным (таблица 7) и заносим в таблицу 12.

Таблица 12 – Анализ чувствительности проекта к возможным изменениям

Варьируемый параметр	Базисный ЧТС	Изменённое значение ЧТС	Разница		Отношение изменения ЧТС (%) к изменению (%) параметра	№
			тыс. руб	%		
Объём добычи	2843062,62	2301149,26	541913,36	19,06	0,95	2
Эксплуатационные затраты		2878661,5	35598,88	1,25	0,06	4
Условно-переменные затраты		2695703,74	147358,88	5,18	0,26	3
Цена на газ		2176441,9	666620,73	23,45	1,17	1

Выберем значения столбца отношения изменения ЧТС к изменению параметра, а также диапазон колебаний (таблицы 12) и занесем их отдельно в таблицу 13 для построения графика анализа чувствительности NPV (рисунок 19).

Таблица 13 – Данные для построения графика

Параметр	Диапазон		
	-20	0	+20
Объем добычи	-0,95	0	+0,95
Эксплуатационные затраты	-0,06	0	+0,06
Условно-переменные затраты	-0,26	0	+0,26
Цена на газ	-1,17	0	+1,17

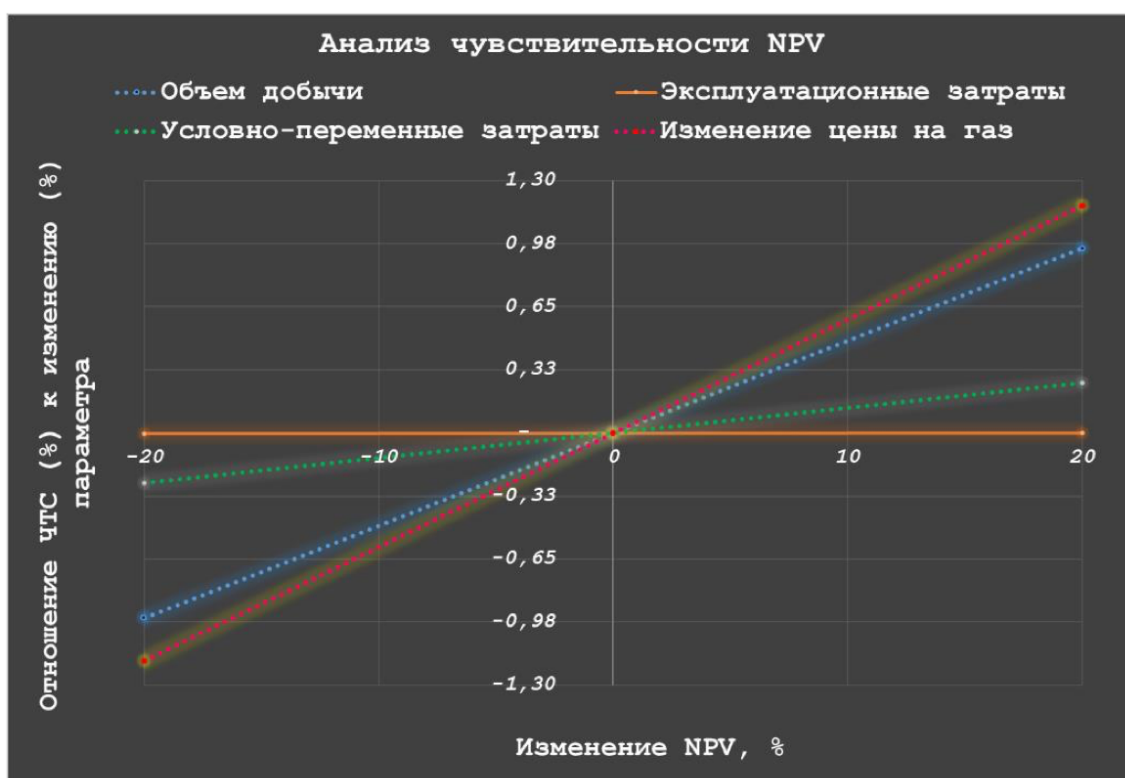


Рисунок 19 – График чувствительности NPV

Как видно из графика, наиболее влиятельным фактором на изменение NPV оказывает изменение цены на газ с коэффициентом в 1,17; следующим фактором влияния будет изменение объема добычи газа с коэффициентом в 0,95; далее оказывается влияние изменение условно-переменных затрат с коэффициентом в 0,26; наименьшее влияние показало изменение цен эксплуатационных затрат, коэффициент всего 0,06 [24].

Выводы по разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Таким образом, в результате реализации выбранного технологического режима эксплуатации максимально-допустимой депрессии на пласт для

проектной скважины 5071 Харасавэйского ГКМ с горизонтальным типом окончания на 5 летний период после ввода скважины в эксплуатацию возможна добыча в 1154520,55 тыс. м³ на общую сумму чистого денежного потока в 2843062,62 тыс. руб., что фактически будет окупать произведенные затраты на строительство скважины. В связи с этим, можно сделать вывод об экономической целесообразности применения данного ТРЭС так же по отсутствию дополнительных эксплуатационных затрат на борьбу с осложняющими факторами, и сокращения ремонтных периодов до их полного отсутствия в виду правильного подбора режима на оптимальном значении пластовой депрессии и проектного дебита с учетом сезонных потребностей.

ЗАДАНИЕ К РАЗДЕЛУ «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Обучающемуся:

Группа	ФИО
2Б94	Ивановой Виктории Дмитриевне

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/ООП	21.03.01 Нефтегазовое дело/Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

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

Объект исследования: геологические и технологические риски при выводе на требуемый режим с последующей эксплуатацией газовых скважин.
 Область применения: газовые, газоконденсатные и нефтегазоконденсатные месторождения.
 Рабочая зона: полевые условия.
 Климатическая зона: континентальная и резко-континентальная.
 Количество и наименование оборудования рабочей зоны: оборудование фонда газодобывающих скважин.
 Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне: контроль за параметрами процессов производительности, а также подбор оптимальных вариантов эксплуатации газовых скважин.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:
 – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;
 – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.

1. Федеральный закон «Об основах охраны труда в РФ» № 181-ФЗ от 17.07.99 г.;
2. Федеральный закон «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» № 116-ФЗ от 21.07.97 г.;
3. Федеральный закон «О пожарной безопасности» № 69-ФЗ от 21.12.94 г.;
4. Федеральный закон «О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера» от 21.12.94 г.;
5. ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования;
6. ГОСТ 12.3.002-2014 ССБТ. Процессы производственные. Общие требования безопасности;
7. ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация;
8. ГОСТ Р 55414-2013 Месторождения газовые, газоконденсатные, нефтегазовые и нефтегазоконденсатные. Требования к техническому проекту;
9. ГОСТ 13846-89 Арматура фонтанная и нагнетательная. Типовые схемы, основные параметры и технические требования к конструкции.

2. Производственная безопасность:
 – анализ потенциальных вредных и опасных факторов;

Анализ потенциально вредных производственных факторов:
 1. Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего;

<p>– обоснование мероприятий по снижению воздействия вредных и опасных факторов.</p>	<p>2. Воздействие газовых компонентов и аэрозолей (включая пары), загрязняющих чистый природный воздух;</p> <p>3. Повышенный уровень и другие неблагоприятные характеристики шума;</p> <p>4. Химические вещества, обладающие острой токсичностью по воздействию на организм (ядовитые вещества/химикаты/химическая продукция);</p> <p>Анализ потенциально опасных производственных факторов:</p> <p>1. Отсутствие или недостатки необходимого искусственного освещения;</p> <p>2. Производственные факторы, связанные с электрическим током, вызываемым разницей электрических потенциалов под действие которых попадает рабочий;</p> <p>3. Падение работающего с высоты;</p> <p>4. Оборудование, емкости, работающие под избыточным давлением.</p> <p>Требуемые средства коллективной и индивидуальной защиты: источники света, устройства дистанционного управления, наличие защитного заземления, знаки безопасности, электроизолирующие устройства и покрытия, предохранительные устройства, противогазы, респираторы, защитная каска, спецодежда, защитные перчатки, защитные очки, наушники и вкладыши.</p>
<p>3. Экологическая безопасность:</p>	<p>Воздействие на селитебную зону: снижение качества источников питьевой воды.</p> <p>Воздействие на литосферу: риск образования неконтролируемых трещин горных пород в процессе строительства и эксплуатации скважин, а также растепления многолетнемерзлых пород.</p> <p>Воздействие на гидросферу: риск проникновения закачиваемого агента в водоносные горизонты.</p> <p>Воздействие на атмосферу: повышение выбросов CO₂ в процессе подачи газа на факельную установку.</p>
<p>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</p>	<p>Возможные ЧС: землетрясение, неконтролируемое открытое фонтанирование скважин, опасность возгорания газов и ЛВЖ, утечка токсичных химических реагентов.</p> <p>Наиболее типичная ЧС: неконтролируемое открытый выброс газа в атмосферу, утечка токсичных химических реагентов.</p>

<p>Дата выдачи к разделу в соответствии с календарным учебным графиком</p>	<p>21.02.2023</p>
---	-------------------

Задание выдал консультант по разделу «Социальная ответственность»:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
<p>Старший преподаватель ООД ШБИП</p>	<p>Гуляев Милий Всеволодович</p>			<p>21.02.2023</p>

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
<p>2Б94</p>	<p>Иванова Виктория Дмитриевна</p>		<p>21.02.2023</p>

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Объекты промышленной добычи газа обладают высоким уровнем опасности и возможностью возникновения экстремальных ситуаций, угрожающих здоровью рабочего персонала. Обеспечение оптимальных режимов работы газовых скважин – это трудоёмкий и опасный процесс, требующий особого внимания и строго соблюдения техники безопасности. Исходя из этого, необходим комплекс мероприятий по оздоровлению и улучшению условий труда, главной целью которых должна быть организация благоприятных условий, необходимых для высокопроизводительного труда и устранения профессиональных заболеваний, а также производственного травматизма и причин им способствующих. Достижение таковых осуществимо лишь при соблюдении строго режима дисциплины и следовании инструкциям охраны труда всего работающего персонала в процессе осуществления поставленных задач.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

В связи с тем, что установка и осуществление контроля требуемых режимов работы газодобывающих скважин происходит непосредственно на месторождениях, из-за отдаленности мест постоянного проживания рабочего персонала либо мест расположения работодателя, в большинстве случаев преобладает вахтовый метод работ. Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом, прописаны в главе 47 ТК РФ [25]. К работам, выполняемым вахтовым методом, не допускаются работники в возрасте до 18 лет, беременные женщины и женщины, имеющие детей в возрасте до 3 лет, а также лица, имеющие противопоказания по медицинским заключениям. При этом продолжительность вахты не должно превышать одного месяца (тридцати календарных дней), реже допустимы случаи с увеличением вахтового промежутка до 3 месяцев.

Предусматривается выплата надбавки за вахтовый метод работы взамен суточных за каждый календарный день пребывания в местах производства

работ в период вахты, а также за фактические дни нахождения в пути от пункта сбора до места производства работ. Лицам, работающим в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностям, устанавливается районный коэффициент и выплачиваются процентные надбавки, также предусмотрен ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск длительностью 16 календарных дней для местностей, приравненных к районам Крайнего Севера и 24 календарных дня для районов Крайнего Севера.

Оператор ДНГиК ежедневно контактирует с газопромысловым оборудованием, которое должно соответствовать определенным требованиям. В конструкцию оборудования должны входить различные защитные средства с целью устранения или снижения опасных и вредных факторов до определенных значений. Рабочая область оператора ДНГиК должна соответствовать требованиям, прописанным в ГОСТ 12.2.033-78 ССБТ [26]. Для эффективного выполнения рабочих обязанностей необходимо достаточное пространство, обеспечивающее удобные рабочие позы и возможность передвижений. Также должны соблюдаться эргономические требования к оборудованию и отсчетным устройствам индикаторов, прописанные в ГОСТ 12.2.049-80 ССБТ [3] и ГОСТ 22902-78 [27].

5.2 Производственная безопасность

В процессе проведения работ по выводу на требуемый режим работы скважины на ГМ, ГКМ и НГКМ могут возникать различные аварии, при ликвидации которых возникают опасные и вредные производственные факторы (таблица 14) [28].

Таблица 64 – Возможные опасные и вредные производственные факторы, возникающие при выполнении работ на кустовых площадках

Факторы	Этапы работ			Нормативные документы
	Разработка	Подготовка материалов	Эксплуатация	
1	2	3	4	5
1. Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего	-	-	+	ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.
2. Повышенный уровень и другие неблагоприятные характеристики шума	+	+	+	ГОСТ 12.01.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
3. Отсутствие или недостатки необходимого искусственного освещения	+	+	+	СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95. ГОСТ 12.1.046-2014 Строительство. Нормы освещения строительных площадок.
4. Воздействие газовых компонентов и аэрозолей (включая пары), загрязняющих чистый природный воздух, а также химические вещества, обладающие острой токсичностью по воздействию на организм	+	+	+	ГОСТ 12.1.005-88 Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. ГН 2.2.5.3532-18 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны.
5. Производственные факторы, связанные с электрическим током, вызываемым разницей электрических потенциалов под действие которых попадает рабочий	+	+	+	ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление.

Продолжение таблицы 14

1	2	3	4	5
6. Опасность возникновения пожаров, взрывов	+	+	+	ГОСТ 12.1.010-76 Взрывобезопасность. Общие требования. ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования.
7. Оборудование, емкости, работающие под избыточным давлением	+	+	+	ГОСТ 34347-2017 Сосуды и аппараты стальные сварные. Общие технические требования

Все работы, которые выполняют цеха добычи газа и конденсата являются неотъемлемой частью деятельности месторождения. Поэтому состояние травматизма, профессиональных заболеваний и вызывающих их причин, а также степень риска берется по месторождению в целом.

5.2.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровня воздействия

5.2.1.1 Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего

Работы по выводу/переводу на требуемые режим газовой скважин зачастую проводятся на открытом воздухе, поэтому они связаны с воздействием на работающих различных метеорологических условий (температуры, влажности воздуха, ветра, естественных излучений). Метеорологические условия подвержены сезонным и суточным колебаниям. Неблагоприятные метеорологические условия могут явиться причиной несчастных случаев. При высокой температуре воздуха понижается внимание, появляются торопливость и неосмотрительность; при низкой – уменьшается подвижность конечностей вследствие интенсивной теплоотдачи организма. При работе на открытом воздухе правилами безопасности предусмотрены мероприятия по защите рабочих от воздействия неблагоприятных метеорологических факторов: снабжение рабочих спецодеждой и спецобувью, которые выбираются согласно ГОСТ 12.4.011-89 [29]; устройство укрытий, зонтов над рабочими местами, помещений для обогрева рабочих (культ

будки). При определенной температуре воздуха и скорости ветра в холодное время года работы запрещаются (таблица 15).

Таблица 15 – Погодные условия, при которых работы на открытом воздухе приостанавливаются

Скорость ветра, м/с	Температура воздуха, °С
Безветренная погода	-40
<5	-35
5-10	-25
10-15	-15
15-20	-5
> 20	0

5.2.1.2 Производственный шум в рабочей зоне

Работа оператора ДНГиК связана с нахождением на территории с повышенным уровнем шума, создающимся работающими техническими установками и агрегатами. Согласно ГОСТ 12.1.003-2014 значение уровня звука на открытой местности должно быть не более 80 дБ [30]. А в целях снижения уровня шума на газопромыслах предусматривается рациональная планировка производственных объектов и технических установок, производится планирование режимов труда и отдыха, работники обеспечиваются противозумными вкладышами или наушниками.

5.2.1.3 Производственные факторы, связанные со световой средой

При работе в темное время суток производственный объект должен быть освещен, во избежание травматизма. Норма освещенности согласно СП 52.13330.2016 рабочие места при подземном и капитальном ремонте скважин не ниже 25 люкс [31]. В качестве осветительных приборов применяются фонари и прожектора. При соответствии освещенности указанным нормам дополнительные мероприятия по улучшению освещенности не требуются.

5.2.1.4 Воздействие газовых компонентов и химических реагентов

В случаях, когда происходит нарушение герметичности внутрипромысловых трубопроводов или устьевой скважинной обвязки, способствующая утечке газовых компонентов, возникает повышенная загазованность воздушной среды рабочей зоны парами УВ. Основным

компонентом ПГ является метан (> 90%). Он не является ядовитым, но при повышенном содержании в воздухе способен вызывать удушье. Также, иногда возможно наличие примесей углекислого и сероводородного газов. Если углекислый газ по принципу действия схож с метаном, в малых концентрациях безвреден, в больших – ощущается ярко выраженный кисловатый запах газированной воды, способен вызвать удушье; то сероводород является довольно токсичным компонентом, обладает ярко выраженным запахом тухлых яиц, при вдыхании способен вызывать головокружение, тошноту с последующими приступами судорог, отеку легких, коме и даже летальному исходу. При вдыхании сероводорода с концентрацией >15% одного вдоха будет достаточно для мгновенной смерти. Не менее опасным, чем сероводород является метанол (метиловый спирт), который применяют в роли ингибитора гидратообразования. С воздухом при объемных концентрациях 7-35,5% образует взрывоопасные смеси, температура возгорания которых равна 8 °С. При вдыхании метанола в редких случаях ощущается легко-выраженный запах спирта, в большинстве случаев в промышленных условиях обоняние человека не улавливает запах при вдыхании паров метанола, однако после вдоха во рту человек чувствует сладкий привкус, начинается необоснованная сильная головная боль, необоснованная усталость с тошнотой, при больших значениях концентрации возможны незамедлительные случаи летального исхода. ПДК допустимых концентраций данных веществ приведена ниже в таблице 13 раздела экологической безопасности.

5.2.1.5 Производственные факторы, связанные с электрическим током, вызванные разницей потенциалов, под действие которых попадает рабочий

При проведении работ на кустовых площадках источником поражения электрическим током могут быть плохо изолированные токоведущие части, металлические элементы, случайно оказавшиеся под напряжением.

В зависимости от условий, повышающих или понижающих опасность поражения человека электрическим током, в соответствии с ПУЭ-7 все помещения делятся на 3 группы [39]:

1. Помещения с повышенной опасностью – помещения, характеризующиеся наличием в них одного из следующих условий, создающих повышенную опасность:

- сырость (сырые помещения) или токопроводящая пыль (пыльные помещения);
- токопроводящие полы (металлические, земляные, железобетонные, кирпичные);
- высокая температура (жаркие помещения);
- возможность одновременного прикосновения человека к металлоконструкциям зданий, имеющим соединение с землей, технологическим аппаратам, механизмам, с одной стороны, и к металлическим корпусам электрооборудования (открытым проводящим частям), с другой.

2. Особо опасные помещения – помещения, характеризующиеся наличием одного из следующих условий, создающих особую опасность:

- особая сырость (особо сырые помещения);
- химически активная или органическая среда (помещения с химически активной или органической средой);
- одновременно два или более условий повышенной опасности.

3. Помещения без повышенной опасности – помещения, в которых отсутствуют условия, создающие повышенную или особую опасность.

Воздействие электрического тока на человека может проявиться в виде электрического удара, электротравмы или профессионального заболевания. Защита от статического электричества на объекте обеспечивается путем присоединения всего электрооборудования к защитному контуру заземления, согласно требованиям, прописанным в ГОСТ 12.1.030-81 [33]. Паспорт

контура заземления (заземляющей установки) хранится и ведется электромехаником промысла. Также следует использовать средства защиты от поражения электрическим током: диэлектрические перчатки, обувь, изолирующие подставки, указатели, щиты.

5.2.1.6 Опасность возникновения пожаров, взрывов

На ГК, ГКМ и НГКМ основными причинами пожаров являются:

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

Также, на данных месторождениях активно используются ГЖ, ЛВЖ и горючие газы:

- спирты (температура вспышки до 61°C);
- бензин (температура вспышки до 61°C);
- масла (температура вспышки более 61°C);
- мазут (температура вспышки более 61°C);
- газы (температура вспышки до 61°C).

К тому же, кустовая площадка газовых скважин по РД 39-00-148317-001-94 относится к категории А [34]. В соответствии с вышеприведенными причинами и используемыми ГЖ, ЛВЖ и газами, пожарная безопасность объектов данных месторождений должна обеспечиваться система предотвращения пожара и противопожарной защиты, а также комплексом мер по организации и обеспечению пожарной безопасности. Основной задачей которых является локализация, которая достигается путем ограничения времени истечения и объема вытекающей горючей жидкости. В

качестве первичных средств пожаротушения используются: переносные огнетушители (порошковые, воздушно-пенные), полотна грубо шерстяные, асбестовые, песок, пожарный инвентарь (лопаты, ведра, багры). К тому же кустовые площадки должны быть оборудованы пожарной сигнализацией и по возможности автоматической системой пожаротушения.

5.2.1.7 Оборудование, емкости, работающие под высоким давлением

Любые сосуды, работающие под давлением, всегда представляют собой потенциальную опасность, которая при определенных условиях может иметь тяжелые последствия. Опасность может быть связана со взрывом сосуда, в результате которого может произойти разрушение взрывной волной рядом расположенного оборудования и техники, травмирование работников осколками оборудования. Другая группа опасностей зависит от свойств вещества, находящегося в оборудовании, которое работает под давлением. На трубопроводах, соединяющих насосы с емкостями, рекомендуется устанавливать обратные клапаны во избежание обратного потока реагента из аппарата в трубопровод при понижении давления в соответствии с ГОСТ 34347-2017 [35]. Причинами разгерметизации сосудов, работающих под давлением, могут быть дефекты, возникшие при их изготовлении, хранении и транспортировке. Для своевременного обнаружения дефектов производят внешний осмотр сосудов и аппаратов, проводят испытания сосудов и материалов, из которых они изготовлены.

5.3 Экологическая безопасность

Процесс эксплуатации ГМ, ГКМ и НГКМ сопровождается антропогенным воздействием на окружающую среду. К таковым относятся:

- Загрязнение окружающей среды химическими реагентами вследствие несовершенства технологии, аварийных прорывов;
- Загрязнение природной среды промышленными и бытовыми отходами.

Общими мерами по охране окружающей среды является сокращение потерь газа, а также повышение герметичности и надежности газопромыслового оборудования.

5.3.1 Защита атмосферы

Как уже было отмечено ранее, большой ущерб природным комплексам наносится в случае аварийных ситуаций. Основными причинами аварий являются: некачественное строительство, механические повреждения, коррозия трубопроводов. Основные мероприятия по охране атмосферного воздуха от загрязнений: полная герметизация оборудования для добычи, сбора и транспортировки газа, контроль швов сварных соединений трубопроводов, защита оборудования от коррозии, применение оборудования заводского изготовления. На предприятии должен быть разработан план действий при аварийной ситуации. Ликвидация аварий должна осуществляться аварийной службой. ПДК некоторых вредных веществ в воздухе на рабочем месте приведены согласно СанПиН 1.2.3685-21 [36] в таблице 16.

Таблица 16 – Предельно допустимые концентрации вредных веществ в воздухе рабочей зоны

Наименование вещества	Величина ПДК, мг/м ³	Класс опасности
Углеводороды C ₁ -C ₃₊	300	4
Углекислый газ	200	4
Сероводород	10	2
Сероводород в смеси с углеводородами C ₁ -C ₃₊	1	3
Метанол	5	3
Аммиак	20	4
Диоксид азота	2	3

5.3.2 Защита гидросферы

Особое отрицательное воздействие на состав подземных вод оказывают химические реагенты и пластовые флюиды. Можно выделить следующие причины загрязнения подземных вод:

- Разлив химических реагентов;
- Перетоки природного газа в заколонном пространстве вследствие нарушения целостности обсадных колонн;

- Хозяйственно-бытовые, твердые отходы.

При возникновении аварийной ситуации в целях защиты подземных вод от загрязнения необходимо оградить место аварии, покрыть адсорбционным материалом рассыпанные или разлитые вещества, прекратить отбор подземных вод для хозяйственно-питьевого водоснабжения в зоне аварии [37].

5.3.3 Защита литосферы

Негативное влияние на состояние литосферы оказывают различные химические реагенты, призванные бороться с осложнениями в процессе эксплуатации газовых скважин. Загрязнение почв может происходить по причинам:

- Утечка химических реагентов при транспортировке;
- Утечка реагентов при повреждении или корродировании скважинного оборудования;
- Разлив реагентов на дозаторных установках.

В случае загрязнения почвы химическими реагентами необходимо произвести сбор пролитых реагентов, срезку почвенно-растительного слоя толщиной 0,2-0,4 м и перемещение его во временные отвалы до начала строительных работ, после завершения разработки месторождения проводится рекультивация земель. Также в целях защиты литосферы необходимо осуществлять постоянный контроль за герметичностью оборудования, производить подбор оптимальных химических реагентов. В целях предупреждения негативного влияния антропогенного фактора необходимо проводить инструктажи для работников по вопросам соблюдения норм и правил экологической безопасности и ознакомление с требованиями санитарно-эпидемиологической службы.

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

В соответствии с ГОСТ Р 22.0.07-95 [38], при проведении мероприятия по выводу на заданный режим, может возникнуть ряд чрезвычайных ситуаций, таких как: разрыв трубопроводов, подающих реагенты в скважину; разрушение элементов, находящихся под высоким давлением; нарушение

электроснабжения; взрыв и пожар. Наиболее вероятной чрезвычайной ситуацией является разрушение элементов, находящихся под высоким давлением. При нарушении герметичности оборудования есть вероятность возникновения взрыва. Работник может получить серьезные травмы и даже потерять жизнь.

В случае возникновения чрезвычайной ситуации, ответственному за проведение работ следует оградить опасную зону и остановить в ней работы, сообщить руководству о произошедшей ситуации, принять необходимые меры для проведения мероприятий по спасению людей. Для предотвращения возникновения чрезвычайных ситуаций необходимо строго соблюдать технологический процесс, правила техники безопасности, инструкции, своевременно проводить профилактические мероприятия и поддерживать надежную работу оборудования, применять различные средства блокировки, которые позволят исключить аварии при неправильных действиях работников, периодически проверять уровень знаний обслуживающего персонала.

Выводы по разделу «Социальная ответственность»

В данном разделе были рассмотрены опасные и вредные производственные факторы, влияющие на здоровье и состояние работников, обслуживающих скважины в процессе вывода скважин на заданный режим с последующей эксплуатацией на требуемых параметрах, приведены меры по ликвидации и устранению либо снижению негативного влияния данных факторов. В условиях эксплуатации скважин основным негативным фактором воздействия на почву является ее загрязнение в результате утечек и разливов химических реагентов.

Подводя итог по всему выше написанному, обеспечение безопасности людей и окружающей среды на производстве по добыче газа является одним из основных факторов эффективности осуществления всех производственных процессов, в связи с чем вопросы по обеспечению безопасности должны быть предопределены в первую очередь.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Целью данной выпускной квалификационной работы являлось повышение эффективности эксплуатации скважин при разработке газовых и газоконденсатных месторождений в условиях падающей добычи.

Для достижения данной цели были выполнены следующие поставленные задачи:

– Анализ условий формирования коэффициента продуктивности в процессе разработки газовых и газоконденсатных месторождений, путем оценки геолого-промысловых условий эксплуатации газовых и газоконденсатных месторождений, анализа динамики изменения коэффициента продуктивности в процессе разработки и влияющих на него осложняющих факторов, расчета показателей эксплуатации, таких как необходимые минимальный дебит и скорость потока газа для выноса жидкости.

– Обоснование применения технологий по увеличению продуктивности газовых и газоконденсатных скважин в условиях падающей добычи, в зависимости от: оценки технологических режимов скважин, характерных газовым и газоконденсатным месторождениям на поздней стадии разработки, анализа применения современных технологий повышения продуктивности с учетом осложнений, анализа технических средств, применяемых в процессе эксплуатации.

– Повышение эффективности эксплуатации скважин с учетом реализации технологии применения концентрических лифтовых колонн при разработке газовых и газоконденсатных месторождений в условиях падающей добычи.

Совместно с главными задачи данной работы, также были выполнены следующие:

– Расчеты показателей эффективности с учетом чувствительности к возможным изменениям на панируемый 5-летний период эксплуатации, в

результате которых была подтверждена экономическая эффективность и целесообразность обоснованного технологического режима эксплуатации скважин.

– Выявление и анализ потенциально вредных и опасных производственных факторов, определены методы по снижению уровня их влияния, а также средства коллективной безопасности и индивидуальной защиты, учтена экологическая безопасность и защита окружающей среды, а также безопасность при возможных чрезвычайных ситуациях.

Необходимо отметить, что своевременный выбор и обоснование наиболее эффективной технологии является залогом достижения желаемого результата. Способ решения данной задачи необходимо рассматривать в комплексном подходе, анализируя и учитывая такие факторы, как геолого-промысловые условия, а также техническое состояние скважин и скважинного оборудования, что будет являться успешным прогнозированием и проведением геолого-технических мероприятий, направленных на достижение проектных показателей разработки.

Одной из таких технологий, рассматриваемой в данной работе, является применение концентрических лифтовых труб, позволяющей существенно продлить срок эксплуатации «самозадавливающихся» скважин, сделать процесс выноса жидкости с их забоя контролируемым и управляемым, а также поддерживать стабильный режим работы скважины в течение всего срока ее эксплуатации.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Сингуров А.А. Научное обоснование технологий капитального ремонта скважин при разработке газовых и газоконденсатных месторождений в условиях падающей добычи: дис. канд. Неф-вое дело наук: 25.00.17. – М., 2021. – 459 с.
2. Справочник инженера-нефтяника. Том V(B). Инжиниринг резервуаров. – М. – Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2018. – xxvi, 1074 с.
3. Аммян В.А., Васильева Н.П. Добыча газа. – М.: «Недра», 1974. – 311 с.
4. Закиров С.Н., Лапук Б.Б. Проектирование и разработка газовых месторождений. – М.: «Недра», 1974. – 376 с.
5. Сидоровский В.А. Вскрытие пластов и повышение продуктивности скважин. – М.: «Недра», 1978. – 256 с.
6. Муравьев В.М. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин. – М.: «Недра», 1978. – 448 с.
7. Покрепин Б.В. Разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2-е изд. – «Феникс», 124 с.
8. Ханин А.А. Породы-коллекторы нефти и газа и их изучение. – М.: «Недра», 1969. – 368 с.
9. Иванова М.М., Дементьев Л.Ф., Чоловский И.П. Нефтегазопромысловая геология и геологические основы разработки месторождений нефти и газа: уч. для вузов. – М.: «Недра», 1985. – 422 с.
10. Астахов А.В. Анализ физико-химических свойств природного газа // «Аналитика». – 2013. – №8. – с. 40-44.
11. Гиматудинов Ш.К., Ширковский А.И. Физика нефтяного и газового пласта. – 3-е изд. – М.: «Недра», 1982. – 311 с.
12. Дмитрук В.В., Воробьев В.В., Миронов Е.П., Горлач А.Ю., Шарафутдинов Р.Ф., Тюрин В.П., Фатеев Д.Г., Самойлов А.С. Обзор технологических решений по разработке низкопроницаемых газовых залежей

туронского яруса // Газовая промышленность. 2017. №2 (748). URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/obzor-tehnologicheskikh-resheniy-po-razrabotke-nizkopronitsaemyh-gazovyh-zalezhey-turonskogo-yarusa> (дата обращения: 26.05.2023).

13. Вяхирев Р.И., Гриценко А.И., Тер-Саркисов Р.М. Разработка и эксплуатация газовых месторождений. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2002. – 880 с.

14. Юшков И.Р., Хижняк Г.П., Илюшин П.Ю. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений. – Пермь: Изд-во Перм. нац. исслед. политехн. ун-та, 2013. – 177 с.

15. Гриценко А.И., Тер-Саркисов Р.М., Шандрыгин А.Н., Подюк В.Г. Методы повышения продуктивности газоконденсатных скважин. – М. «Недра», 1997. – 364 с.

16. Ткаченко, А. С. Основные причины ухудшения эксплуатационных газоконденсатных скважин / А. С. Ткаченко // Аллея науки. – 2018. – Т.4, № 11(27). – С. 305-308. – EDN VTCVRS.

17. Каротаев Ю.П., Закиров С.Н. Теория и проектирование разработки газовых и газоконденсатных месторождений: уч. для вузов. – М.: «Недра», 1981. – 294 с.

18. Гриценко, А.И. Промыслово-геологическое обеспечение систем добычи газа / А.И. Гриценко, А.Н. Дмитриевский, О.М. Ермилов, А.Н. Кирсанов, Г.А. Зотов, Е.М. Нанивский, Р.С. Сулейманов. – М.: «Недра», 1992. – 368 с.

19. Тер-Саркисов Р.М. Разработка месторождений природных газов. – М.: «Недра», 1999. – 659 с.

20. Кусов, Г. В. Технологический режим эксплуатации газовых и газоконденсатных скважин на Медвежьем газовом месторождении / Г. В. Кусов, О. В. Савенок, Д. А. Березовский // Вестник студенческой науки кафедры информационных систем и программирования. – 2017. – № 2(2). – С. 1-28. – EDN NTTTOP.

21. Нурмакин, А. В. Особенности назначения технологического режима работы скважин на газовых месторождениях / А. В. Нурмакин // Трофимуковские чтения – 2017 : Материалы Всероссийской молодежной научной конференции с участием иностранных ученых, Новосибирск, 08–14 октября 2017 года / Рос. акад. наук, Сиб. отд-ние, Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука. – Новосибирск: Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт нефтегазовой геологии и геофизики имени А.А. Трофимука Сибирского отделения Российской академии наук, 2017. – 222-224 с. – EDN YOXYLK.

22. Дукатов Д.В., Минликаев В.З., Глухенький А.Г., Мельников И.В., Шулятиков И.В. Эксплуатация самозадавливающихся скважин в условиях завершающего этапа разработки месторождения / «Газовая промышленность». 2010, №2, – 76-77 с.

23. Епрынцева А. С., Кротов П. С., Нурмакин А. В., Киселев А. Н. Проблемы эксплуатации обводняющихся скважин газовых месторождений в стадии падающей добычи // Вестник ОГУ. 2011. №16 (135). URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/problemy-ekspluatatsii-obvodnyayuschih-skvazhin-gazovyh-mestorozhdeniy-v-stadii-padayuschey-dobychi> (дата обращения: 02.06.2023).

24. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение: учебно-методическое пособие / И.Г. Видяев, Г.Н. Серикова, Н.А. Гаврикова, Н.В. Шаповалова, Л.Р. Тухватулина З.В. Криницына; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2014. – 36 с

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

26. ГОСТ 12.2.033-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования.

27. ГОСТ 12.2.049-80 ССБТ. Оборудование производственное. Общие эргономические требования.

28. ГОСТ 22902-78 Система «человек-машина». Отсчетные устройства индикаторов визуальных. Общие эргономические требования.
29. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
30. ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.
31. ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
32. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95.
33. ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление. Зануление.
34. ГОСТ 34347-2017 Сосуды и аппараты стальные сварные. Общие технические условия.
35. РД 39-00-148317-001-94 Классификатор помещений, зданий, сооружений и наружных установок предприятий нефтяной и газовой промышленности по взрывопожароопасности.
36. СанПиН 1.2.3685-21 «Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания».
37. ГОСТ 17.1.3.06-82 Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране подземных вод.
38. ГОСТ 22.0707-95 Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Источники техногенных чрезвычайных ситуаций. Классификация и номенклатура поражающих факторов и их параметров.
39. ПУЭ-7 Правила устройства электроустановок.
40. Бабалян Г. А. К вопросу теории действия поверхностно-активных веществ (ПАВ) на процесс освоения скважин // Вопросы технологии добычи нефти и бурения нефтяных скважин: сб. тр. Вып. 6. – Уфа: УГНТУ, 1996. – с. 12-21.

41. Шестерикова Р.Е. Обеспечение устойчивой эксплуатации газосборных сетей и скважин при добыче низконапорного газа / Р.Е. Шестерикова, Е.А. Шестерикова // Газовая промышленность. – 2015. – № 772. – с. 64-68.

42. Минликаев В.З., Дикамов Д.В., Мазанов С.В., Корякин А.Ю., Донченко М.А. Опыт эксплуатации скв. 514 сеноманской залежи Уренгойского НГКМ, оборудованной концентрическими лифтовыми колоннами // Газовая промышленность – 2015. – № 5. – с. 85-88.

43. Портнягин Никита Евгеньевич Применение скважинных фильтров для борьбы с выносом механических примесей при эксплуатации нефтяных и газовых скважин // Наука и образование сегодня. 2018. №10 (33). URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/primenenie-skvazhinnyh-filtrov-dlya-borby-s-vynosom-mehanicheskikh-primesej-pri-ekspluatatsii-neftyanyh-i-gazovyh-skvazhin> (дата обращения: 04.06.2023).

44. Кондрат Р. М., Билецкий М. М. Совершенствование методов эксплуатации обводнившихся газовых скважин // Обзор, информ. сер. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. – № 9. – М.: ВНИИЭГазпром, 1980. – 56 с.

45. Р Газпром 2-3.3-556-2011 Руководство по эксплуатации скважин сеноманских залежей по концентрическим лифтовым колоннам

46. Дикамов Д.В. Совершенствование технологии эксплуатации скважин сеноманских залежей по концентрическим лифтовым колоннам на поздней стадии разработки, автореферат диссертации кандидата технических: – Москва, 2011г. – 25 с.

47. Ли Джеймс. Эксплуатация обводняющихся газовых скважин. Технологические решения по удалению жидкости из скважин / Ли Джеймс, И. Генри, М. Уэллс; пер. с англ. - М: ООО «Премиум инжиниринг», 2008. - 384 с.

48. Минликаев В.З. Новый этап совершенствования технологий эксплуатации скважин сеноманских залежей / В.З. Минликаев, Д.В. Дикамов,

А.Ю. Корякин, В.Ф. Гузов, М.А. Донченко, В.И. Шулятиков // Газовая промышленность. – 2014. – №3. – с. 85-88.