

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

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

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА МАГИСТРАНТА

Тема работы
ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ДОБЫЧИ ПРИРОДНОГО ГАЗА НА ВАНКОРСКОМ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (КРАСНОЯРСКИЙ КРАЙ)

УДК 622.279(571.51)

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ15	Охременко Илья Андреевич		

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 ОНД	Цибулькинова Маргарита Радиевна	к.г.н		

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Томск – 2023г.

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

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

ПК(У)-7	Способен применять современные программные комплексы для научно-исследовательских работ и проектирования технических устройств, аппаратов и механизмов, технологических процессов в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
----------------	---

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

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

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

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

Обучающийся:

Группа	ФИО
2БМ15	Охременко Илья Андреевич

Тема работы:

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ДОБЫЧИ ПРИРОДНОГО ГАЗА НА ВАНКОРСКОМ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (КРАСНОЯРСКИЙ КРАЙ)	
<i>Утверждена приказом директора (дата, номер)</i>	<i>62-82/с от 03.03.2023</i>

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

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, технологические регламенты, нормативные документы.
---------------------------------	---

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

Перечень разделов пояснительной записки подлежащих исследованию, проектированию и разработке	Режимы разработки газовых месторождений, осложнения, возникающие при добыче газа, требования к товарному газу, географические данные, геологическое строение района, выбор скважин, исходные данные для расчета, моделирование процесса внедрения КЛК в по PipeSim
---	--

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент ОНД, к.г.н., Цибулькикова Маргарита Радиевна
Социальная ответственность	Доцент, к.т.н., Сечин Андрей Александрович
Английская часть	Доцент, к.ф.н., Болсуновская Людмила Михайловна
Названия разделов, которые должны быть написаны на иностранном языке:	
OPERATION OF GAS WELLS	

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

Задание выдал руководитель:

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

Задание принял к исполнению обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ15	Охременко Илья Андреевич		04.03.2023

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

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

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Обучающийся:

Группа	ФИО
2БМ15	Охременко Илья Андреевич

Тема работы:

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ДОБЫЧИ ПРИРОДНОГО ГАЗА НА ВАНКОРСКОМ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (КРАСНОЯРСКИЙ КРАЙ)

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

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
27.03.2023	Эксплуатация газовых скважин	30
17.04.2023	Географические и геолого-физические данные о месторождении	30
15.05.2023	Моделирование и анализ эффективности применения концентрической лифтовой колонны в скважинах, пробуренных на добычу газа и газового конденсата	20
05.06.2023	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	10
15.06.2023	Социальная ответственность	10

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

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

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

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

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ15	Охременко Илья Андреевич		04.03.2023

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 109 страницы, 16 рисунков, 17 таблиц, 56 источников.

Ключевые слова: газ, месторождение, осложнения при добыче газа, концентрические лифтовые колонны.

Объектом исследования является Ванкорское нефтегазоконденсатное месторождение.

Предметом исследования являются продуктивный пласт Д1-3.

Цель работы является повышение эффективности добычи природного газа на Ванкорском нефтегазоконденсатном месторождении.

Задачи исследования:

1. Проанализировать осложнения, возникающие в процессе добычи газа на Ванкорском нефтегазоконденсатном месторождении;
2. Оценить географические и геолого-физические данные Ванкорского нефтегазоконденсатного месторождения;
3. Создать модель добычи газа с помощью концентрических лифтовых колонн с целью уменьшения обводнения и самозадавливания скважины в условиях Ванкорского НГКМ.

В результате исследования проведен анализ текущего состояния разработки продуктивных пластов Ванкорского месторождения, выявлены основные осложнения при добыче газа.

Показана эффективность введения технологии концентрических лифтовых колонн, заключающаяся в увеличении дебита газа, за счет эффективного устранения текущих осложнений. Проведен расчет технико-экономической эффективности от применения концентрических лифтовых колонн на добывающих скважинах Ванкорского нефтегазоконденсатного месторождения, а также экономическая привлекательность рассмотренной технологии в условиях текущей экономической обстановки.

Область применения: продуктивный пласт Д1-3 Ванкорского нефтегазоконденсатного месторождения, а также месторождения аналоги.

Научная значимость диссертационного исследования заключается в обосновании применимости КЛК для продуктивных пластов Ванкорского нефтегазоконденсатного месторождения с учетом проведенного сравнительного анализа характеристик и особенностей методов очистки призабойной зоны пласта, используемых для аналогичных геолого-промысловых условий разработки месторождений углеводородного сырья.

Также используемый в работе метод с учетом критериев применимости, свойств пластового флюида, геолого-физических характеристик продуктивных пластов и текущего состояния разработки месторождений, может быть использован для других месторождений углеводородного сырья Западной и Восточной Сибири.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	12
1 ЭКСПЛУАТАЦИЯ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН	14
1.1 Режимы разработки газовых месторождений.....	14
1.2 Осложнения, возникающие при добыче газа.....	15
1.2.1 Обводнение залежи и пескопроявления.....	16
1.2.2 Гидратообразование	21
1.3 Требования к товарному газу.....	22
2 ГЕОГРАФИЧЕСКИЕ И ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ О МЕСТОРОЖДЕНИИ	25
2.1 Географические данные	25
2.2 Геологическое строение района	27
2.2.1 Литолого-стратиграфическая характеристика разреза	27
2.2.2 Тектоника.....	32
2.2.3 Геолого-физическая характеристика месторождения	35
2.2.4 Свойства и состав пластовых флюидов.....	41
2.2.5 Нефтегазоносность	45
2.3.4 Запасы газа и конденсата	45
3 МОДЕЛИРОВАНИЕ И АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ КОНЦЕНТРИЧЕСКОЙ ЛИФТОВОЙ КОЛОННЫ В СКВАЖИНАХ, ПРОБУРЕННЫХ НА ДОБЫЧУ ГАЗА И ГАЗОВОГО КОНДЕНСАТА.....	47
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	49
4.1 Выручка от реализации продукции	49
4.2 Капитальные вложения	50

4.3	Амортизационные отчисления	50
4.4	Эксплуатационные затраты	51
4.5	Налоговые отчисления	52
4.6	Налог на имущество организаций определяется по ставке 2,2% от текущей стоимости основных производственных фондов, то есть от начальной стоимости ОПФ за вычетом накопленных к моменту расчета амортизационных отчислений.	52
4.7	Оценка экономической эффективности проекта.....	52
	Заключение по разделу	56
5	СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	59
5.1	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности...	60
5.1.1	Специальные правовые нормы трудового законодательства.....	60
5.1.2	Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.....	61
5.2	Производственная безопасность	61
5.2.1	Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению.	62
5.2.2	Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению.....	67
5.3	Экологическая безопасностьСелитебная зона.....	73
5.4	Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	75
	Вывод по разделу	77
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	78
	Список использованных источников	79
	Приложение А	86
	Приложение Б.....	87

ВВЕДЕНИЕ

В последнее время во всем мире возрос интерес к природному газу, как эффективному энергетическому ресурсу и ценнейшему энергетически чистому сырью.

Природный газ как наиболее экологически чистое топливо занимает доминирующее положение в структуре топливно-энергетического баланса России, стран СНГ и Западной Европы.

Известно, что газоконденсатные скважины в большинстве эксплуатируются в режиме истощения пластовой энергии. Однако в стадиях разработки изменение особенностей эксплуатационных скважин создает ряд осложнений и препятствий, соответствующих текущему положению процессов разработки. То есть в конечных стадиях разработки пластовое, забойное и устьевое давления постепенно начинают становиться меньше, чем давление выпадения конденсата. При этом в пласте и скважине создается двухфазное движение.

В результате при эксплуатации газоконденсатных скважин происходят различные технологические осложнения, в частности выпадение конденсата, накопление жидкости на забое скважины, образование песчаных пробок, гидратов углеводородных газов, оседание соли, коррозия и эрозия оборудования, обводнение скважин, обвал призабойной зоны пласта и т. д.

Для устранения указанных осложнений большое практическое значение имеет применение новых техники и технологий. С применением новых технологий путем ликвидации столба жидкости на забое скважины можно в значительной степени увеличить суточную производительность скважины как по конденсату, так и по углеводородному газу.

Ввиду того, что в последней стадии разработки газоконденсатного месторождения добыча газа и скорость газового потока в колонне подъемных труб резко снижаются, извлечение жидкой фазы (конденсата) вместе с газом не обеспечивается в полной степени. Жидкость, накопленная на забое, уменьшает

депрессию и нарушает нормальную работу скважины. Для извлечения этой жидкости известен ряд способов.

На промыслах своевременное извлечение жидкости, накопившейся на забое скважины, осуществляется продувкой, т. е. пуском ее в атмосферу. Однако при малых значениях забойных давлений в глубоких скважинах использование этого способа не бывает эффективным.

В данной работе предложен метод очистки призабойной зоны пласта с помощью концентрических лифтовых колонн на Ванкорском месторождении. Данный метод позволит очистить призабойную зону пласта от скопившейся жидкости, при этом минимизировать потери газа, которые возникают при продувке газа в атмосферу.

1 ЭКСПЛУАТАЦИЯ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

1.1 Режимы разработки газовых месторождений

Динамика проектных и фактических отборов газа из недр месторождения определяется конкретными геолого-промысловыми и региональными особенностями объекта разработки. В зависимости от активности подошвенных и законтурных вод при отборе газа проявляет себя в залежи либо газовый, либо водонапорный режим. Практика разработки свидетельствует о том, что чисто газовый режим встречается относительно редко. Как правило, по мере снижения давления в продуктивном пласте в него внедряется внешняя по отношению к пласту вода.

Газовый режим

Газовым (газонапорным) называют режим эксплуатации месторождения, при котором пластовые флюиды поступают в добывающие скважины под воздействием энергии сжатого природного газа. Естественно, что падение давления в поровом пространстве коллектора обуславливает упругое расширение скелета вмещающих залежь горных пород. Однако основным источником энергии, благодаря которому пластовые флюиды фильтруются к забоям добывающих скважин, при газовом режиме является энергия содержащегося в пласте сжатого газа.

Поскольку от режима эксплуатации залежи зависят как система размещения скважин на месторождении, схема подготовки газа к транспорту и схема транспорта, так и технико-экономические показатели разработки, то обычно режим работы объекта стремятся обосновать как можно раньше после открытия залежи. При этом используются методы аналогии объектов региональной системы добычи газа, геолого-промысловые данные о залежи (ФЕС, насыщенность порового пространства РЖУ и водой, особенности ГВК и ГНК), а также данные опытно-промышленной эксплуатации месторождения.

Водонапорный режим

Динамика в содержании попутной воды в продукции скважин и в подъеме ГВК свидетельствует о проявлении водонапорного режима. П.Т. Шмыгля

справедливо квалифицирует упруговодонапорный режим как наиболее общее проявление внешнего источника энергии разрабатываемого газового пласта. При таком понимании выделяемый иногда жестководонапорный режим является лишь частным случаем упруговодонапорного режима, поскольку изменение темпов отбора газа из залежи немедленно вызывает проявление упругой составляющей в балансе сил, обеспечивающих фильтрацию флюидов.

Наиболее ранним признаком поступления в залежь воды является понижение уровня в пьезометрических скважинах, пробуренных на водоносный пласт или в законтурную область пласта-коллектора, являющуюся ближайшей к залежи частью водонапорного бассейна. Чем больше фонд пьезометрических скважин, тем точнее можно оценить текущий объем внедрившейся в газонасыщенную зону воды.

Источником дополнительной информации о режиме работы газоносного пласта являются также данные геофизических исследований скважин,

а именно данные о подъеме ГВК (ГНК).

Далее свидетельством поступления в залежь воды могут быть промысловые данные по обводнению продукции скважин. Эти данные включают как результаты контроля за содержанием воды в продукции скважин, так и результаты химического анализа попутной воды (по динамике содержания, например, ионов хлора). Располагая информацией о составе подошвенной и законтурной воды, можно судить как о фактах внедрения этих вод в газонасыщенную область, так и о количестве поступающей воды, если систематически контролировать состав попутной воды добывающих скважин, начиная с периферийных.

1.2 Осложнения, возникающие при добыче газа

Эксплуатация месторождений в период падающей добычи происходит на фоне не только снижения пластового давления, но и ряда других негативных процессов, которые осложняют добычу, приводят к уменьшению дебитов скважин и росту себестоимости извлекаемого газа, а иногда и остановке скважин.

К наиболее распространённым негативным явлениям относятся:

- обводнение залежи;
- образование зон заземлённых объёмов газа вследствие неравномерности отработки залежи;
- образование гидратов;
- деградация и разрушение призабойной зоны;
- пескопроявления;
- моральный и физический износ промыслового оборудования;
- рост доли эродированного оборудования в устьевой обвязке;
- снижение эффективности промысловой обработки добываемого газа.

1.2.1 Обводнение залежи и пескопроявления

Было сделано множество попыток точно объяснить взаимосвязь между прорывом воды и разрушением пласта. Одно из объяснений заключается в том, что обводнение продуктивных пластов вызывает падение капиллярного давления из-за повышенного насыщения смачивающей фазой. Поскольку капиллярное давление удерживает зерна песчаника вместе, прорыв воды способствует выносу песка. По сути, низкая водонасыщенность пласта соответствует высокому капиллярному давлению, высокая водонасыщенность – низкому капиллярному давлению

Другая теория говорит о том, что при прорыве воды через пласт происходит снижение относительной газопроницаемости. Для поддержания уровня добычи скважины увеличивается депрессия на пласт, что инициирует перемещение мелких частиц в пласте. Этому также способствует перераспределение геодинамических нагрузок, обусловленное изменением разности горного и пластового давлений. При значительном пескопроявлении продуктивного пласта песок вместе с потоком газа попадает в скважинное оборудование. Спустя некоторое время песок будет накапливаться в стволе, образуя песчаную пробку. В то же время пробка может не образоваться, если скорость газа в лифтовых трубах будет выше критической, то есть такой, когда

скорость восходящего потока в трубках равна скорости падения песчинки под действием силы тяжести. Подъемная сила струи флюида пропорциональна квадрату диаметра песчинки, а скорость падения под действием силы тяжести пропорциональна кубу диаметра песчинки. Расчеты показывают, что в зависимости от вязкости флюида, в котором во взвешенном состоянии находятся песчинки, критический размер песчинки лежит в пределах 0,35– 0,15 мм. Песчинки меньшего размера не выпадают в осадок и не образуют пробки в стволе скважины. Если в ствол скважины из ПЗП выносятся более крупные песчинки, то, чтобы не допустить образования песчаной пробки, надо обеспечить скорость подъема газа из скважины, способную вынести песок на поверхность. Однако, чем выше скорость подъема (отбора газа из скважины), тем выше депрессия на пласт, что недопустимо вследствие интенсификации разрушения пласта. При скорости газового потока более 10 м/сек. и большом содержании механических примесей наблюдается интенсивный абразивный износ. Преждевременно выходят из строя угловые штуцера, задвижки, насосно-компрессорные трубы и другое промысловое оборудование. Поэтому на месторождениях Крайнего Севера сотни скважин работают с ограничением дебитов и депрессий по причине выноса песка и воды.

Применяемые методы, направленные на предотвращение выноса песка в скважину, условно делят на три группы:

- 1) механические методы, предполагающие создание искусственных перемычек, предотвращающих доступ песка в скважину;
- 2) химические методы, основанные на закачке в пласт веществ, впоследствии твердеющих и цементирующих песок;
- 3) комбинированные методы, предполагающие использование механических фильтров и химическое закрепление зерен песка.

При выборе способа борьбы с выносом песка в скважину учитывается ряд факторов. Большое значение имеют конструкция забоя скважин и температурные ограничения. При заканчивании скважин с открытым забоем, как правило, используются механические или комбинированные способы.

Химические методы закрепления песка применяются в основном в скважинах, где еще не успели образоваться каверны из-за выноса песка. Опыт проведения ремонтных работ на скважинах показал, что предотвращение выноса песка в скважину без проведения работ по изоляции притока подошвенных вод положительных результатов не дает. Поэтому работы по борьбе с пескопроявлениями целесообразно проводить с одновременной изоляцией притока пластовой воды.

В настоящее время на месторождениях Западной Сибири при проведении капитальных ремонтов скважин (КРС) по борьбе с выносом песка и водопроявления применяются следующие технологии:

- установка противопесочных фильтров;
- изоляция притока пластовых вод тампонированием под давлением и установкой цементного моста;
- селективная изоляция притока пластовых вод с применением различных материалов и химических реагентов;
- укрепление ПЗП герметизирующими композициями.

Основным негативным фактором борьбы с пескопроявлением при помощи установки противопесочных фильтров на забое скважин является тот факт, что фильтр не предотвращает разрушение призабойной зоны пласта, а лишь частично удерживает выносимый потоком газа песок.

Одним из традиционных методов изоляции подошвенных вод является установка цементных мостов в нижней части скважины. Однако данный метод не селективен и малоэффективен (эффективность составляет не более 30%), т.к. вода продолжает продвигаться по пласту вне установленного моста. Эффект является краткосрочным, а малый межремонтный период требует повторного ремонта и новых затрат на КРС. Существует также большая вероятность разрушения цементного моста при освоении и отработке скважины на факел. Причиной разрушения часто является не учет большого объема каверн образованного за счет интенсивного выноса пластового песка совместно с

пластовой водой. Поэтому при проектировании технологии водоизоляции необходимо учитывать объем каверн и их протяженность в ПЗП.

К сожалению, в настоящее время нет инструментальных методов точной оценки объема каверн, образованных в процессе эксплуатации скважины. В целях более полного заполнения каверны за эксплуатационной колонной применяется технология крепления призабойной зоны вспененными смолами. Вспененная смола обладает проницаемостью 300-500 мкм² и скрепляет пластовый песок в проницаемый массив с прочностью на сжатие 1,5–3,0 МПа. Значительная механическая прочность обработанных вспененной смолой песков свидетельствует о наличии прочных связей между отдельными зернами. Силы сцепления между зернами песка достигают величины 0,8–1,7 МПа. Высокая механическая прочность на сжатие согласуется с высокой устойчивостью обработанных вспененной смолой песков размыву потоком фильтрующейся жидкости.

Способ крепления призабойной зоны вспененной смолой заключается в том, что закачиваемую в призабойную зону фенолформальдегидную смолу приводят во вспенено-проницаемое отвердевшее состояние. Для этого смолу смешивают с вспенивателем-отвердителем, и в процессе реакции на забое образуется проницаемый пенопласт, увеличивающийся в объеме в 5–6 раз по сравнению с исходным, заполняющим полностью каверну и всю фильтровую часть скважины. Таким образом устраняются все условия для дальнейшего нарушения призабойной зоны. Для борьбы с выносом песка необходимо подавить действие расклинивающего давления смачивающей воды, а также использовать вещества, улучшающие адгезию частиц песка друг к другу.

Перспективными для борьбы с поступлением подошвенной воды в ствол скважины являются селективные методы водоизоляции. Метод водоизоляции приобретает селективность при выполнении одного или нескольких следующих условий:

1. Состав для водоизоляции поступает практически только в водонасыщенный интервал (селективность при закачивании) с образованием тампонажной массы и практически не поступает в продуктивный интервал.

2. Водоизоляционный состав образует тампонажную массу и снижает проницаемость по воде только в водонасыщенном интервале и не влияет на проницаемость по газу в продуктивном интервале.

3. Состав для водоизоляции или тампонажная масса легко удаляется с потоком газа из продуктивного интервала. Состав для селективной водоизоляции и борьбы с выносом песка в газовых скважинах должен обладать следующими характеристиками:

- не снижать проницаемость газопроводящих зон и пропластков для газа;
- снижать проницаемость для воды водонасыщенных интервалов разреза;
- улучшать адгезию частиц породы коллектора друг к другу и (или) подавлять действие расклинивающего давления.

В зависимости от величины пластового давления был разработан алгоритм выбора способа удаления жидкости.

1. Пластовое давление >102 атм:

- рассмотрение возможности использования колтубинга;
- оценивание оптимальных параметров естественного потока в скважине;
- рассмотрение возможности подъема газа по межтрубному пространству.

2. Пластовое давление 34-102 атм:

- плунжерный лифт;
- лифтовая колонна малого диаметра;
- снижение устьевого давления;
- продувка скважины газом;
- ввод ПАВ;
- штанговые насосы;
- периодический газлифт;

- свабирование;
 - струйный насос.
3. Пластовое давление <34 атм:
- штанговый насос;
 - сифонные трубы;
 - ПАВ;
 - Струйный насос.

1.2.2 Гидратообразование

Процесс поверхностного разложения газовых гидратов при отрицательных по Цельсию температурах может быть подразделён на три основные стадии:

- 1) стадия начального разложения на метастабильные фазы (переохлаждённая вода, фазы метастабильных льдов);
- 2) стадия кристаллизации или перекристаллизации метастабильной водной фазы;
- 3) стадия дальнейшего медленного разложения по диффузионному механизму.

Методы предупреждения образования гидратов:

- подогрев газа на станциях подогрева паром или другими теплоносителями в теплообменниках: при сохранении давления в газопроводе температура газа поддерживается на несколько градусов выше равновесной температуры образования гидратов;
- снижение давления: известен закон изменения температуры газа в газопроводе, т.е. задана зависимость изменения температуры газа от длины газопровода (метод используется для предупреждения гидратообразования или ликвидации образовавшихся гидратов);
- безгидратный режим эксплуатации скважин за счёт выбора технологического режима работы или подачи ингибитора гидратообразования в скважины;

- ввод в поток газа ингибиторов: применяют для предупреждения и ликвидации гидратов в призабойной зоне пласта и стволах скважин (требуется подача большого количества ингибитора не только в скважины, но и в шлейфы).

К газопромысловым системам, в которых возможно образование техногенных газовых гидратов, относятся:

- призабойная зона скважин, ствол скважины;
- шлейфы и коллекторы;
- установки подготовки газа;
- головные участки магистральных газопроводов;
- газораспределительные станции;
- внутрипромысловые и магистральные продуктопроводы;
- установки заводской обработки и переработки газа.

1.3 Требования к товарному газу

В процессе транспортировки газа из-за содержания в нём механических примесей и влаги возможно образование закупорок, которые замедляют потоки продукта, уменьшая пропускную способность газопровода. Вследствие этого компрессоры вынуждены эксплуатироваться с бóльшими мощностями. Также вещества, образующие закупорку, взаимодействуя со стенками труб, способствуют их разрушению из-за коррозии. Всё это может вызвать аварии на газопроводах и компрессорных станциях.

В этих условиях возрастает значимость процесса подготовки газа: становится необходимым достичь определенного значения точки росы для предотвращения образования гидратов и удалить нежелательные компоненты из его состава. Для учёта качества товарного газа были введены следующие требования:

- газ при транспортировке не должен вызывать коррозию трубопровода, арматуры, приборов и так далее;

- качество газа должно обеспечить его транспортировку в однофазном состоянии, то есть не должно произойти образования и выпадения в газопроводе углеводородной жидкости, водяного конденсата и газовых гидратов;
- товарный газ не должен вызывать осложнений у потребителя при его использовании.

Таким образом, были выведены нормы газа промышленного и бытового назначения (таблица 1).

Таблица 1 – Нормы для природного газа, транспортируемого по магистральным газопроводам [5]

Показатель	Для климатической зоны	
	умеренной и жаркой	холодной
Температура точки росы по воде при абсолютном давлении 3,92 МПа, °С, не выше:	в зимний период	- 10
	в летний период	- 14
Температура точки росы по УВ при абсолютном давлении от 2,5 до 7,5 МПа, °С, не выше:	в зимний период	- 2
	в летний период	- 5
Содержание механических примесей, г/100 м ³	< 0,1	
Содержание сероводорода, г/100 м ³	< 2,0	
Содержание кислорода, %	< 1,0	
Содержание меркаптановой серы, г/100м ³	< 3,6	

Требования к низкому показателю содержания кислорода можно объяснить тем, что он придает газу высокую степень взрывоопасности, а также усиливает коррозию.

Следует учесть, что в некоторых случаях экономически невыгодно производить полный перечень мероприятий по доведению газа до норм товарной продукции. Примерами могут служить ситуации, когда затраты на введение специального оборудования для подготовки газа на отдельном месторождении будут превышать прибыль от производимой продукции. Тогда более целесообразно будет выделить наиболее крупное месторождение и повысить на

нём требования к газу. Тогда на связанных с основным месторождением общим газопроводом менее крупных месторождениях станет возможным не вводить сложное и затратное оборудование.

В настоящее время единых международных норм по допустимым содержаниям сероводорода, углекислоты, сероорганических соединений, азота, воды, механических примесей и так далее не существует.

2 ГЕОГРАФИЧЕСКИЕ И ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ О МЕСТОРОЖДЕНИИ

2.1 Географические данные

Ванкорское нефтегазоконденсатное месторождение в административном отношении расположено на территории Туруханского и Таймырского Долгано-Ненецкого муниципальных районов Красноярского края. Районные центры п. Туруханск находится в 300 км к юго-западу от месторождения, г. Дудинка – в 140 км на северо-восток. В этом же направлении в 200 км расположен г. Норильск.

Площадь месторождения составляет 447 кв. км. (рисунок 1)

Район относится к слабо населённым с плотностью населения менее 1 человека на кв.км.

На территории Ванкорского нефтегазоконденсатного месторождения, полезных ископаемых, кроме нефти, конденсата и газа, не обнаружено.

Постоянная дорожная сеть в районе месторождения и на прилегающих территориях отсутствует. В 140 км на юго-восток от месторождения расположен г. Игарка, в котором расположены крупный речной порт и аэропорт, способный принимать тяжёлые самолёты.



Рисунок 1 – Обзорная карта района работ

Ближайшие месторождения, находящиеся в промышленной эксплуатации: Мессояхское, Южно- и Северо-Соленинское, расположены в 160-180 км на северо-запад от Ванкорского. Указанные месторождения связаны газопроводом с г. Норильск и конденсатопроводом с г. Дудинка, где имеется цех по переработке конденсата. В 200 км к юго-западу от Ванкорского месторождения находится Заполярное месторождение, на котором расположена ближайшая точка магистрального газопровода системы «Трансгаз».

Ванкорское месторождение расположено в зоне многолетнемёрзлых пород. В среднем толщина этой зоны составляет 450-480 м, толщина деятельного слоя – 0,5-1,0 м. Многолетнемёрзлые грунты представлены преимущественно супесями, лёгкими суглинками с включениями гравия, гальки и валунов, а также пылеватыми и мелкими песками и торфяниками. Расположение многолетнемёрзлых грунтов неоднородно, при строительстве любых объектов обустройства необходимо проводить изыскания, для определения конкретных условий строительства объектов инфраструктуры.

Климат района резко континентальный. Территория находится в зоне постоянного вторжения холодных арктических масс воздуха со стороны Северного Ледовитого океана и отличается продолжительной холодной зимой (8-9 месяцев) и умеренно тёплым летом, большими годовыми и суточными перепадами температур воздуха. Продолжительность зимнего периода – 8 месяцев, с октября по май. Среднегодовая температура воздуха – минус 10°С. Наиболее холодные месяцы – декабрь, январь, февраль: средняя температура – минус 26°С, в отдельные дни температура воздуха опускается до минус 57°С. Устойчивый снежный покров образуется в начале октября. Толщина снежного покрова неравномерна: на равнинных участках - до одного метра, в оврагах и распадках - до 3,0 м. Разрушение устойчивого снежного покрова начинается в середине мая, заканчивается к середине июня. Среднегодовое количество осадков около 450 мм, наибольшее количество осадков приходится на август-сентябрь. В весенне-летний период на территории

преобладают ветры северного и северо-западного направления, зимой – южные и юго-западные. Максимальная скорость ветра достигает 25 м/с, средняя скорость ветра – 5-7 м/с.

2.2 Геологическое строение района

2.2.1 Литолого-стратиграфическая характеристика разреза

В геологическом строении Ванкорского НГКМ принимают участие метаморфические образования архейско-среднепротерозойского возраста, осадочные образования ранне-средне-позднепалеозойского и мезозойско-кайнозойского возраста. Глубоким бурением изучены только отложения мезозойско-кайнозойского возраста. Сведения о строении более древних отложений носят гипотетический характер (геофизические исследования и аналогии с соседними территориями). Скважинами Ванкорского НГКМ вскрыты юрские, меловые и четвертичные отложения. Причем, юрские отложения вскрыты не в полном объеме, в самой глубокой скважине забой находится в вымских отложениях средней юры. Сводный разрез юрских и меловых отложений согласно дополнению к Технологической схеме разработки Ванкорского месторождения от 2008 г. приведен на рисунке 2.

Меловая система (Нижний мел - К1)

Нижнехетская свита (K1_{нч}). Отложения свиты залегают согласно на отложениях верхней юры. Свита представлена преимущественно алевrolитами и аргиллитами, неравномерно известковистыми. Песчаные и алеврито-песчаные разности имеют подчиненное значение. Порода серого и зеленовато-серого цвета с тонкими прослоями обугленного растительного детрита, встречается глауконит и пирит. Для отложений характерны сложные виды кривой слоистости, обусловленной совместным воздействием волн и течений, встречаются деформационные текстуры, шарики глин, обилие фауны различной сохранности, биотурбация незначительная, в основном ходы обитания.

Возраст свиты берриас–ранний валанжин.

Мощность свиты составляет 454 м.

Суходудинская свита (K1sd) согласно залегает на отложениях нижнехетской свиты, представлена переслаиванием песчаников с глинисто-алевритовыми породами. Некоторые глинистые пачки имеют региональное развитие. Мощность отдельных песчаных пластов достигает 60 м. Глинистые пачки мощностью до 40 м, сложены тонким переслаиванием аргиллитов и алевролитов.

Песчаники светло-серого и серого цвета, иногда с зеленоватым оттенком, мелко-среднезернистые, глинистые, с известковистыми и каолинизированными прослоями. Алевролиты серые, буровато-серые в зависимости от содержания глинистого и углистого материала, с линзочками и прослоями мелкозернистого песчаника и аргиллита. Песчаники и алевролиты преимущественно хорошей сортировки, аркозовые, цементируются слюдисто-глинисто-каолинитовым и карбонатным материалом, содержание которого меняется. В песчаниках часто наблюдаются немногочисленные угловатые обломки темно-серых аргиллитов, пропластки и линзовидные включения углисто-глинистого материала и обугленного детрита, по плоскостям наложения намывы слюды. Аргиллиты темно-серые, в различной степени алевритистые, зачастую содержат линзы, прослои алевролитов и песчаников более светлого цвета. В аргиллитах много растительных остатков, конкреций и включений сидерита, обломков обугленной древесины. Глинистая часть состоит из гидрослюды, хлорита, смешанослойных, каолинита.

Мощность отложений достигает 601 м.

Возраст свиты ранний валанжин–ранний готерив датируется по комплексу фораминифер и споро-пыльцовому комплексу.

Малохетская свита (K1mch) согласно залегает на суходудинской свите. Разрез свиты представлен преимущественно песчаниками с подчиненными прослоями глинисто-алевритовых пород, содержащими линзы и прослои известковых разностей пород, включения обугленных

растительных остатков и обломков углей. Песчаники светло-серые, серые, мелкозернистые, рыхлые. Алевролиты серые, тонкозернистые, плотные, массивные. Аргиллиты темно-серые, плотные, тонкослоистые, слабоволнистые, плитчатые.

Толщина свиты меняется от 145 м до 200 м.

Остатки микро- и макрофауны в отложениях свиты не обнаружены. Раннеготеривский-раннеаптский возраст определяется на основании споро-пыльцевого комплекса.

Яковлевская свита (K1jak) согласно залегает на отложениях малохетской. Представлена отложениями надводных дельтовых равнин - аргиллитоподобными глинами, углистыми рассланцованными аргиллитами, алевролитами, слаболитифицированными песчаниками, содержащими прослой углей, известковых и сидеритовых песчаников, известняков, гальку кремнистых и магматических пород. Слоистость пород тонкая, косая, горизонтальная, перекрестная, линзовидная, обусловленная наличием прослоев углистого и слюдистого материала. Цвет пород варьирует от светло-серого, почти белого, до черного. Пачки глинисто-алевритовых и песчаных пород невыдержанны по составу и мощности. В верхней части разреза количество глинистых пород увеличивается. Отличительной особенностью разреза яковлевской свиты является наличие прослоев углей мощностью 2-4 м, выделяемых внутри глинисто-алевритовых пачек.

В отложениях яковлевской свиты обнаружены редкие находки макро и микрофауны и споро-пыльцевой комплекс, указывающий на апт-альбский возраст пород.

Мощность яковлевской свиты изменяется от 561 м до 652 м.

Меловая система (Нижний-верхний отделы - K1-2)

Долганская свита (K1-2dl) согласно залегает на отложениях яковлевской толщи. Представлена серыми и зеленовато-серыми песчаниками и песками, с прослоями буровато-серых алевролитов и аргиллитов, с включением растительных остатков. Пески и песчаники мелко-

среднезернистые часто алевритистые, от рыхлых до уплотненных, слюдистые, прослоями каолинизированные, кварц-полевошпатового состава. Алевриты и глины серые, темно-серые с зеленоватым оттенком, тонкослоистые, частично каолинизированные. В песчаниках встречаются известковые и сидеритовые конкреции. В целом для пород характерно наличие редких тонких прослоек углей, обломков древесины, галек глин.

Фауны в отложениях долганской свиты не обнаружено. Альб-сеноманский возраст пород определен по споро-пыльцевому комплексу.

Мощность свиты составляет 233-271 м.

Меловая система (Верхний отдел - К2)

Представлен отложениями дорожковской, насоновской, салпадинской и танамской свит.

Четвертичная система - Q

Континентальные отложения, залегающие на размытой поверхности мезозойских отложений. Представлены песками, супесями, суглинками серого, светло-серого цвета с желтоватым оттенком, с многочисленными включениями гальки, гравия, валунов изверженных пород и кварцитов. Мощности отложений не превышает 150 м.

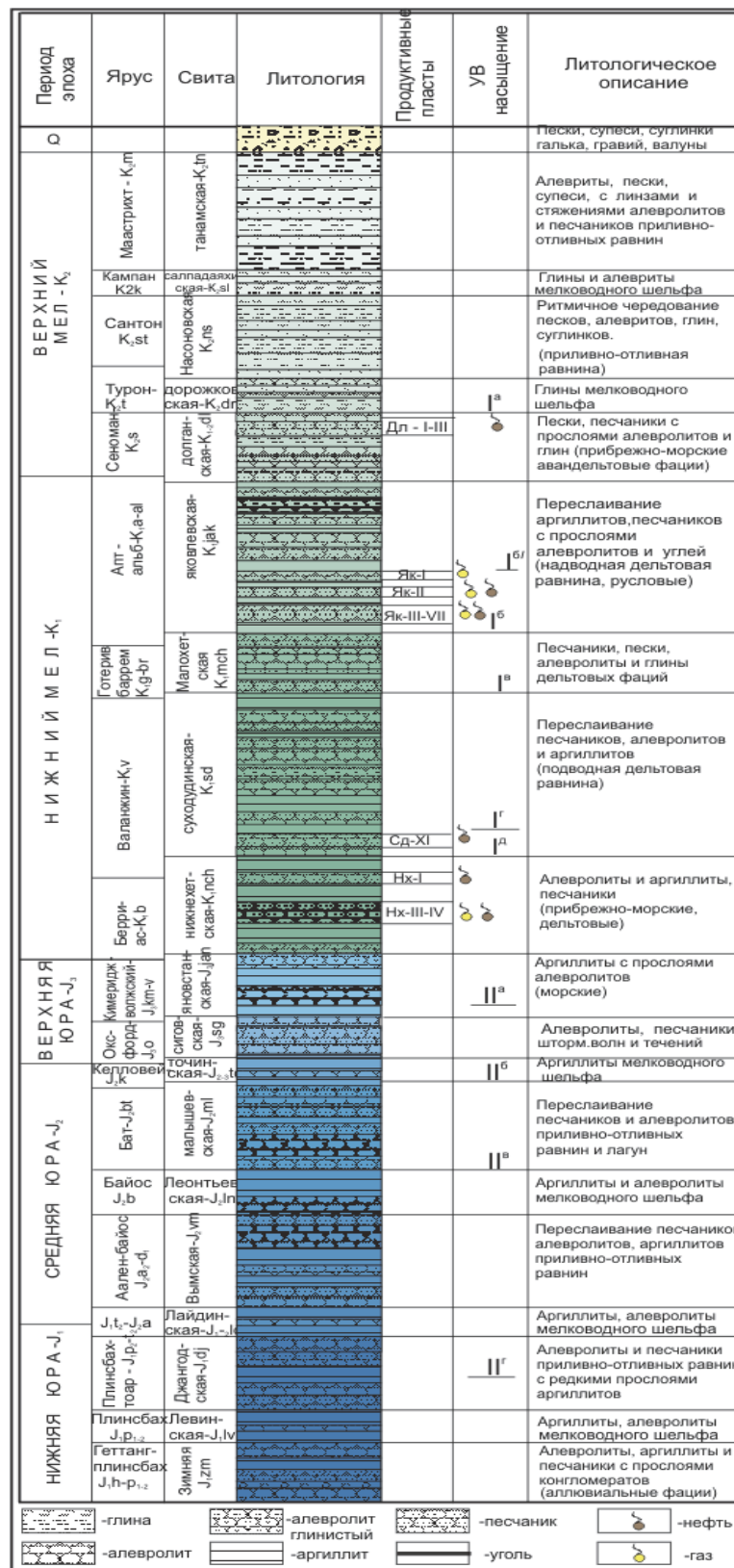
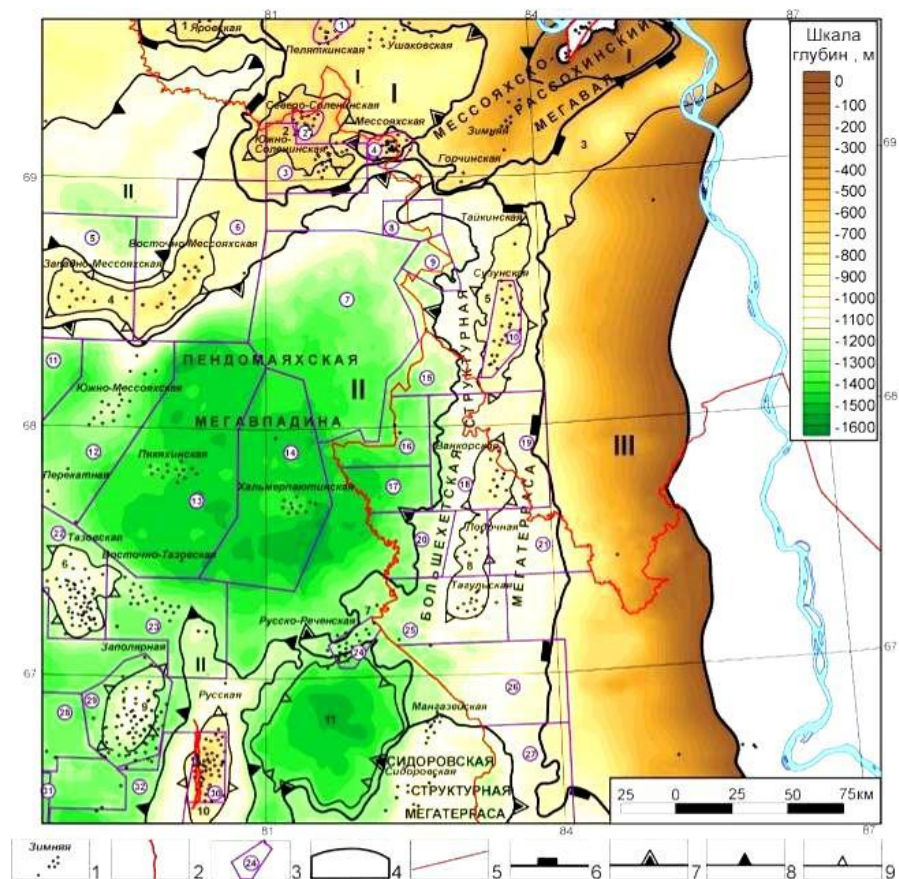


Рисунок 2 – Сводный разрез верхнеюрских и меловых отложений Ванкорского месторождения

2.2.2Тектоника

Рассматриваемая территория находится в пределах Большехетской структурной мегатерассы, положительного незамкнутого элемента I порядка в пределах Надым-Тазовской синеклизы (рисунок 3).

Большехетская структурная мегатерраса представляет собой сложно построенную зону, нарушающую монотонность восточного борта Надым-Тазовской синеклизы, имеет субмеридиональную ориентировку. Размеры (35-110) x 300 км, мегатерраса осложнена двумя валообразными поднятиями третьего порядка – Сузунским и Лодочным, а также одной незамкнутой структурой второго порядка – Русскореченским выступом. В их пределах выделены Тайкинское, Токачинское, Сузунское, Ванкорское, Лодочное и Тагульское локальные поднятия.



1 - площади глубокого бурения, 2 - разломы, 3 - контур и номер лицензионного участка, 4 - зона отсутствия отложений долганской свиты, границы : 5 - субъектов РФ, 6 - надпорядковых структур, 7 - структур первого порядка, 8 - структур второго порядка, 9 - структур третьего порядка

Лицензионные участки: 1-Пеляткинский, 2-Северо-Соленинский, 3-Ново-соленинский, 4-Мессояхский, 5-Западно-Мессояхский, 6-Восточно-Мессояхский, 7-Варейский, 8-Западно-Пендомаяхский, 9-Пендомаяхский, 10-Сузунский, 11-Находкинский, 12-Южно-Мессояхский, 13-Пякяхинский, 14-Хальмерплатинский, 15-Восточно-Чарский, 16-Вадинский, 17-Туколандский, 18-Ванкорский, 19-Северо-Ванкорский, 20-Западно-Лодочный, 21-Восточно-Лодочный, 22-Тазовский, 23-Восточно-Тазовский, 24-Русско-Реченский, 25-Тагульский, 26-Советский, 27-Полярный, 28-Западно-Заполярный, 29-Заполярный, 30-Русский, 31-Северо-Пуровский, 32-Южно-Заполярный

Надпорядковые структуры: I - Танамо-Малохетская гряда, II - Надым-Тазовская синеклиза, III - Пакулихинская моноклиза

Структуры первого порядка: Мессояхско-Рассохинский мегавал, Пендомаяхская мегавпадина, Большехетская структурная мегатерраса, Сидоровская структурная мегатерраса

Структуры второго порядка: I - Малохетский вал, I - Танамская седловина, II - Паютская впадина, II - Русский вал

Структуры третьего порядка: 1-Яровское куполовидное поднятие, 2-Соленинское куполовидное поднятие, 3-Долганская наклонная депрессия, 4-Среднемессояхское валообразное поднятие, 5-Сузунское валообразное поднятие, 6-Тазовское куполовидное поднятие, 7- Русскореченский структурный нос, 8-Лодочное валообразное поднятие, 9-Заполярное куполовидное поднятие, 10-Русское куполовидное поднятие, 11-Мангазейская котловина

Рисунок 3 - Структурно-тектоническая схема района работ (Конторович А.А, 2007 г.)

Ванкорская структура осложняет северное окончание Лодочного валообразного поднятия.

Ванкорское поднятие по всем картируемым уровням представляет собой брахиантиклинальную структуру, вытянутую с юга на север.

По кровле долганской свиты (отражающий горизонт Ia) поднятие замыкается изо-гипсой - 1000 м, имеет длину 38 км, и ширину 11-13,8 км, соотношение длинной и короткой осей 3,5-2,7. Высота поднятия 80 м, площадь

443 км². Южный купол поднятия окон-турируется изогипсой -950 м, имеет высоту 30 м и площадь 61,3 км². Северный купол по этому уровню не сформирован. На его месте находится мелкая брахиантиклиналь амплитудой менее 10 м.

По кровле нижнеяковлевской подсвиты (отражающий горизонт Iб') Ванкорское поднятие оконтуривается изогипсой -1650 м, имеет длину 30,8 км и ширину 11,2-12,2 км. Соотношение длинной и короткой осей 2,7-2,5. Высота поднятия 90 м, площадь 321,3 км². Северный и Южный купола замыкаются изогипсой -1590 м. Южный купол имеет высоту 20 м и площадь 30,5 км². Северная часть разделена на два малоамплитудных купола мощностью менее 10 м и площадью 14,8 км².

В нижней части суходудинской свиты (отражающий горизонт Iг) Ванкорское поднятие оконтуривается изогипсой -2380 м, имеет длину 26,1 км и ширину 5,3-7,6 км. Соотношение длинной и короткой осей 4,9-3,4. Высота поднятия 60 м, площадь 144,6 км². Южный купол замыкается изогипсой -2360 м. Южный купол имеет высоту 40 м и площадь 65,2 км². Северный купол по этому уровню не сформирован.

По кровле нижнехетской свиты (отражающий горизонт Iд) Ванкорское поднятие оконтуривается изогипсой -2660 м, имеет длину 32,2 км и ширину 14,6 – 13,6 км. Соотношение длинной и короткой осей 2,2-2,4. Высота поднятия 110 м, площадь 373 км². Южный купол замыкается изогипсой -2600 м. Южный купол имеет высоту 50 м и площадь 68,4 км². Северный купол по этому уровню не сформирован.

По средней части нижнехетской свиты (отражающий горизонт Iд2) Ванкорское поднятие оконтуривается изогипсой -2760 м, имеет длину 30,8 км и ширину 12,7-331,2 км². Южный купол замыкается изогипсой -2700 м. Южный купол имеет высоту 40 м и площадь 56,4 км². Северный купол по этому уровню не сформирован.

2.2.3 Геолого-физическая характеристика месторождения

Нефтегазопродуктивность Ванкорского месторождения связана с продуктивными пластами долганской, яковлевской, суходудинской и нижнехетской свит. Месторождение является многозалежным, на Государственном балансе на 01.01.2013 г. числятся три газовые залежи - Дл-I-III, Як-I и Як-II, приуроченные к долганской и яковлевской свитам, две нефтяные залежи - Сд-IX и Нх-I, приуроченные к суходудинской и нижнехетской свитам, газонефтяная залежь - Як-III-VII и нефтегазоконденсатная залежь Нх-III-IV, приуроченные к яковлевской и нижнехетской свитам. Общая характеристика продуктивных залежей представлена в таблице 2.

Таблица 2 – Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов

Параметры	Объекты разработки						
	Дл-I-III	Як-I	Як-II	Як-III-VII	Сд-IX	НХ-I	НХ-III-IV
Средняя глубина залегания (абсолютная отметка), м	1100	1647	1659	1671	2400	2670	2786
Тип залежи	Пластовый, сводовый литологически экранированный			Массивный, сводовый		Пластовый, сводовый литологически экранированный	Пластовый, сводовый
Тип коллектора	Терригенный						
Площадь нефтегазоносности, тыс. м ²	247500	23328	72220	271480	17996	384920	301410
Средняя общая толщина, м	29	10	40	82	41	21	62
Средняя газонасыщенная толщина, м	11,2	2,9	1,4	5,9	-	-	16,5
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	-	-	-	19,1	5,3	6,3	17,3
Средняя эффективная водонасыщенная толщина, м	6,5	6	38,5	28,5	15,2	2,9	11
Коэффициент пористости, доли ед.	0,26	0,27	0,25	0,27	0,2	0,2	0,2
Коэффициент нефтенасыщенности пласта, доли ед.	-	-	-	0,61	0,6	0,46	0,53
Проницаемость, 10 ⁻³ мкм ²	250	51	26	480	40	20	240

Параметры	Объекты разработки						
	Дл-І-ІІІ	Як-І	Як-ІІ	Як-ІІІ-ІІІІ	Сд-ІХ	НХ-І	НХ-ІІІ-ІІІІ
Коэффициент песчаности, доли ед.	0,47	0,2	0,1	0,63	0,95	0,37	0,68
Расчлененность	5	2,8	2,6	15,2	3,5	3	11
Начальная пластовая температура, °С	12	30	30	34	53	59	65
Начальное пластовое давление, МПа	9,6	15,8	15,8	15,9	23,5	25,4	27,1
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	-	-	-	8,9	1	0,7	0,7
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м ³	-	-	-	0,85	0,725	0,693	0,688
Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м ³	-	-	-	0,902	0,867	0,823	0,845
Абсолютная отметка ГНК /ГВК, м	979	1580	1593	1600	-	-	2716
Абсолютная отметка ВНК, м	-	-	-	1650	2379	2667	2760
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	-	-	-	1,12	1,377	1,422	1,458
Содержание серы в нефти, %	-	-	-	0,2	0,1	0,2	0,1
Содержание парафина в нефти, %	-	-	-	0,9	2,2	0,9	2,9
Давление насыщения нефти газом, МПа	-	-	-	15,9	23,5	25,4	27,1
Газовый фактор, м ³ /т	-	-	-	61	177	202	211
Содержание сероводорода, %	-	-	-	-	-	-	-
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа·с	0,92	0,92	0,92	0,92	-	0,56	0,56
Плотность воды в поверхностных условиях, т/м ³	1,007	1,01	1,01	1,01	-	1,004	1,008
Сжимаемость, 1/МПа × 10 ⁻⁴							
нефти	-	-	-	5,7	1,6	18,2	18,3
воды	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,9	4,9
Коэффициент вытеснения, доли ед.	-	-	-	0,528	0,494	0,436	0,518

Залежь пластов Дл-І-ІІІ газоносная, пластовая, сводовая, литологически экранированная; ГВК принят на уровне абсолютной отметки - 979 м. Эффективные мощности пласта в скважинах меняются в пределах 2,4-29,5 м, площадь составляет 247,5 км².

В кровельной части долганской свиты выделяются три песчаных тела Дл-I, Дл-II, Дл-III, объединяющиеся в продуктивный пласт Дл-I-III. Каждое из песчаных тел – Дл-I, Дл-II, Дл-III не выдержано по строению, часто глинизируется по простирацию. Общая толщина песчаников пласта Дл-I-III увеличивается на юго-западе месторождения и на севере, в районе скважины. Литологический состав пластов Дл-I, Дл-II, Дл-III схожий. Слоистость образована тонкими прослоями, линзами алевропелитов и подчеркивается намывами черного углистого материала. Особенности фациального и литологического состава пластов, невыдержанность глинистых пачек, разделяющих пласты, свидетельствуют о гидродинамически едином резервуаре, что подтверждается одинаковым положением ГВК. Пласты Дл-I-III рассматриваются как единый объект разработки.

Залежь пласта Як-I газоносная, пластовая, сводовая, ГВК принят на уровне абсолютной глубине -1579,9 м. Средняя эффективная мощность пласта 2,9 м. Сложен алевропесчаниками и алевролитами серого, светло-серого цвета, разномзернистыми. По вещественному составу порода кварц-полевошпатового состава.

Залежь пласта Як-II контролируется северным и южным куполами. Залежь северного купола - газовая, пластовая, сводовая, залежь южного купола - газовая, пластовая, сводовая, литологически экранированная. Размеры залежи северного купола 7,5×4 км, высота – 18 м, размер залежи южного купола – 14×4 км, высота – 40 м, общая площадь составляет 72,2 км². В восточной и западной частях залежь южного купола ограничена зонами глинизации. Эффективная газонасыщенная толщина в разрезах скважин изменяется от 1,2 м до 4,6 м, составляя в среднем по залежи 1,4 м. Стратиграфический разрез объекта ЯК-II приведен на рисунке 4.

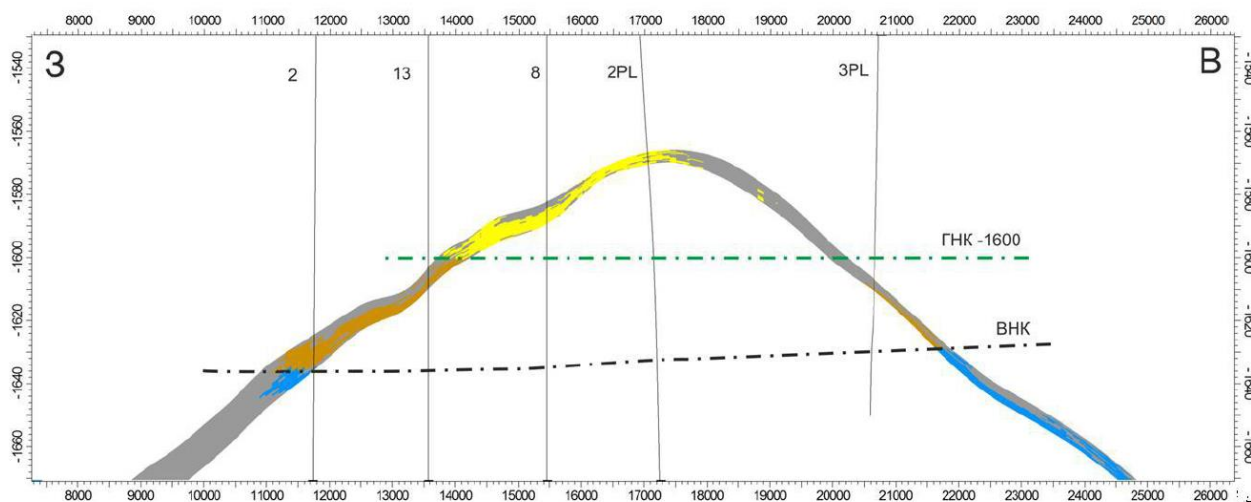


Рисунок 4 – Стратиграфический разрез объекта ЯК-П

Залежь пластов Як-III-VII газонефтяная, массивная, сводовая. ГНК принят на абсолютной глубине –1600 м. Положение ВНК изменяется от – 1635,2 м до – 1653,9 м, доказанный опробованием уровень нефтенасыщения – 1646,6 м.

Размер залежи 31×17 км, её площадь составляет 271,5 км², высота нефтенасыщенной части залежи – 46,6 м, газонасыщенной – 25 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина в разрезах скважин изменяется от 6,9 м до 45,8 м, составляя в среднем по залежи 19,1 м. Минимальная эффективная газонасыщенная толщина, составляет 0,8 м, максимальная достигает 20,6 м, а в среднем по залежи составляет 5,9 м. Стратиграфический разрез объекта ЯК-III-VII приведен на рисунке 5.

Пласты Як-III-VII представляют собой гидродинамически связанные песчаные тела объект характеризуется высоким значением расчлененности (до 15,2).

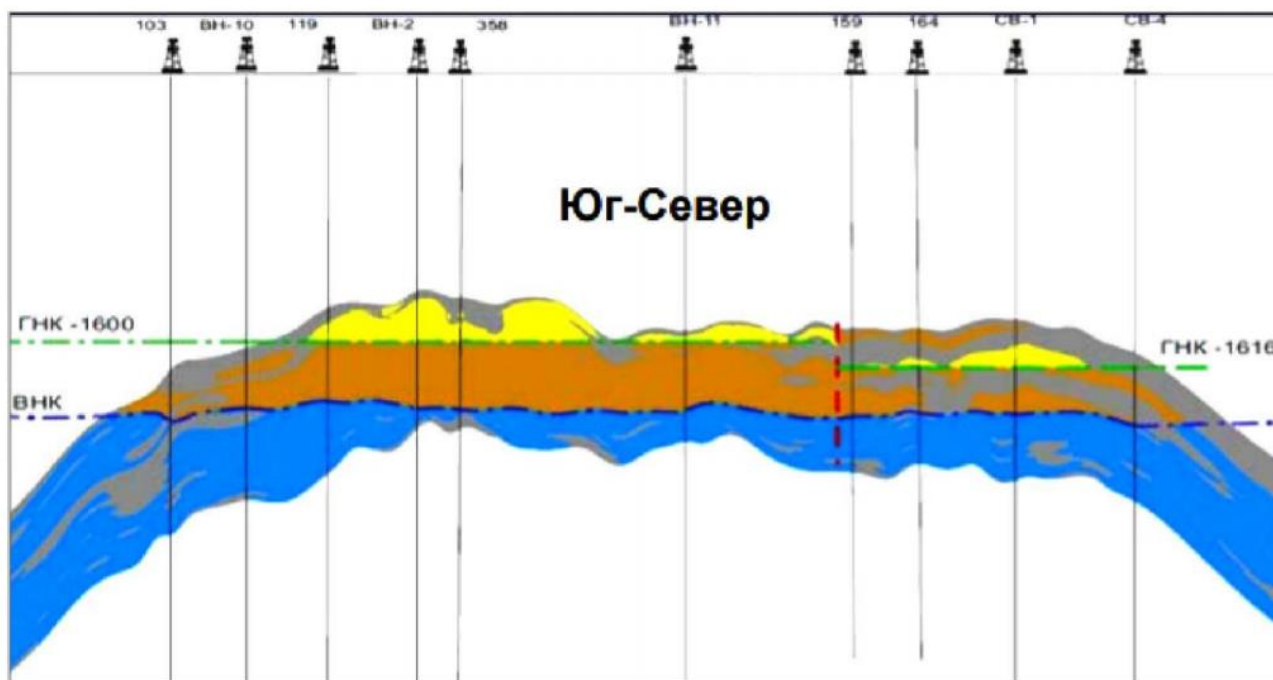


Рисунок 5 – Стратиграфический разрез объекта Як-III-VII

Залежь пласта Сд-IX нефтяная, массивная, сводовая. Залежь контролируется северным куполом. ВНК принят на абсолютной глубине – 2378,8 м. Размеры залежи 6×3-4 км, её площадь составляет 18,0 км², высота – 25 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется от 0 (на ВНК) до 10,3 м, составляя в среднем 5,3 м. Стратиграфический разрез объекта Сд-IX приведен на рисунке 6.

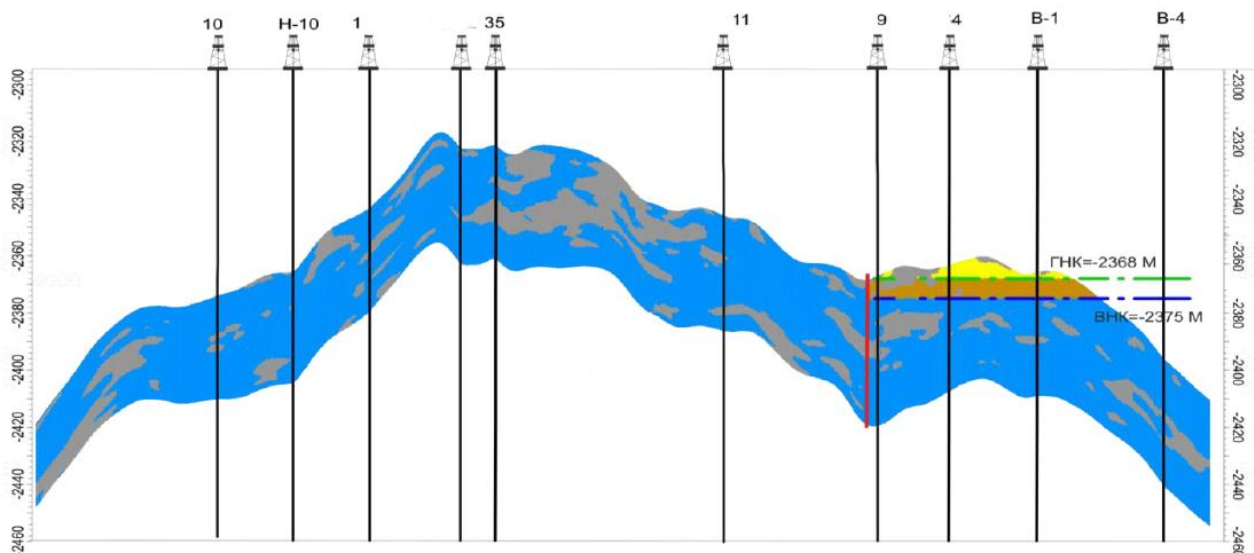


Рисунок 6 – Стратиграфический разрез объекта Сд-IX

Залежь пласта Нх-I нефтяная, пластовая, сводовая, литологически экранированная. Положение ВНК изменяется от $-2624,9$ м до -2678 м, средний, доказанный опробованием уровень нефтенасыщения -2667 м. В восточной части залежь ограничена зоной глинизации, шириной около 5 км. Размеры залежи 34×15 км, её площадь составляет $384,9$ км², высота 115 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина, вскрытая скважинами, изменяется от 1,0 до 16,2 м, составляя в среднем по залежи 6,3 м. Стратиграфический разрез объекта Нх-I приведен на рисунке 7.

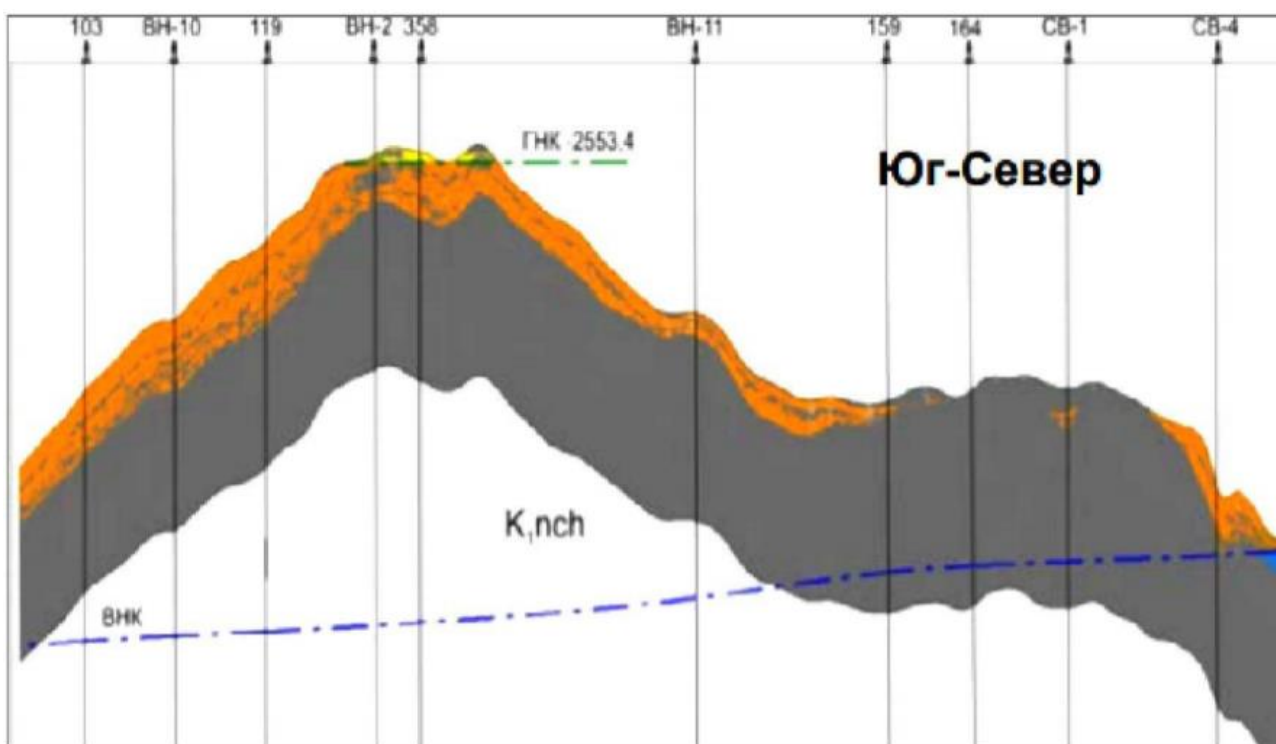


Рисунок 7 – Стратиграфический разрез объекта Нх-I

Залежь пластов Нх-III-IV нефтегазоконденсатная, пластовая, сводовая. ГНК принят на абсолютной глубине -2716 м. Положение ВНК изменяется от -2716 м до $-2748,2$ м, доказанный опробованием уровень нефтенасыщения $-2761,1$ м. Размеры залежи 31×14 км, её площадь составляет $301,4$ км², высота нефтенасыщенной части залежи -44 м, газонасыщенной -50 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется в скважинах от 1,25 м до 37,25 м, составляя в среднем 17,4 м. Эффективная газонасыщенная толщина - от 1,1 м до 23,8 м, и составляет в среднем по залежи 16,5 м. Эффективная

газонасыщенная толщина изменяется от 1,2 м до 41,6 м со средним значением по залежи 13,9 м. Стратиграфический разрез объекта Нх-III-IV приведен на рисунке 8. Характерной геологической особенностью данного пласта является наличие пропластка с улучшенной проницаемостью (суперколлектора).

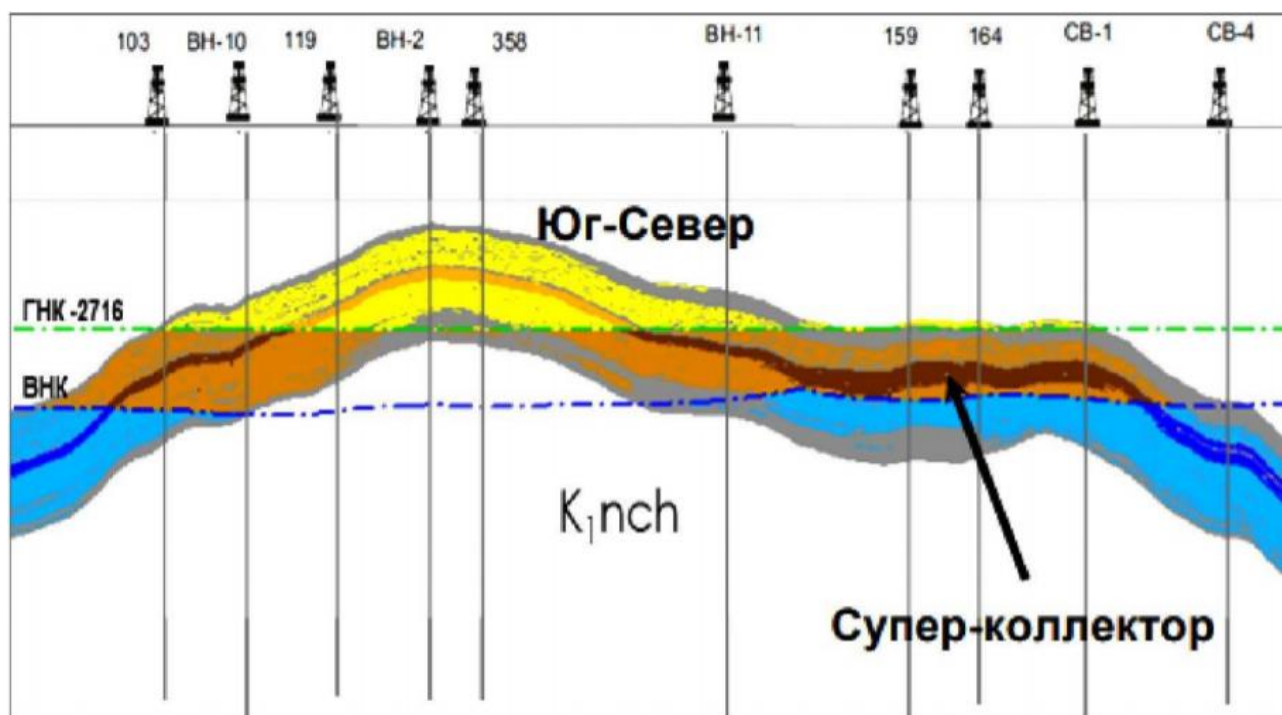


Рисунок 8 – Стратиграфический разрез объекта Нх-III-IV

2.2.4 Свойства и состав пластовых флюидов

Пласты Дл-I-III

Пласты Дл-I-III охарактеризованы только шестью пробами свободного газа, отобранными на устье. Газ по своему составу относится к сухим, содержание метана составляет 91,3-98,6 % (при среднем значении 95,4 %), 3,5 % от объема газа занимает азот. Содержание тяжелых углеводородов не превышает 1 %. Плотность свободного газа, в среднем, равна 0,83 кг/м³. Коэффициент сверхсжимаемости равен 0,842.

Пласты группы Як

По результатам хроматографического анализа в компонентных составах жидкой и газовой фаз пластовой и разгазированной нефти сероводород отсутствует. Нефтяной газ сухой. Коэффициент жирности составляет 3,2 %.

Молярная доля метана в газе однократного разгазирования пласта Як-III-VII равна 94,2 %. Молекулярная масса пластовой нефти составляет 192,2 г/моль. По плотности (при однократном разгазировании) нефть пластов Як-III-VII относится к тяжелым ($902,3 \text{ кг/м}^3$). Вязкость нефти в пластовых равна 8,9 мПа·с. Нефть относится к средневязким. Нефть пластов характеризуется как малосернистая, малопарафинистая, малосмолистая, с содержанием асфальтенов от 0,1 % до 0,7 %, с выходом фракций до 350°C от 38 до 77 % объемных.

Пласт Сд-IX

По пласту Сд-IX отобрана всего одна поверхностная проба. Основные физико-химические свойства пластовой нефти были определены расчетным способом. По плотности (при однократном разгазировании) нефть относится к средним (867 кг/м^3). Вязкость нефти в пластовых условиях составляет 1,0 мПа·с, что позволяет отнести ее к маловязким. Нефть пласта Сд-IX характеризуются как малосернистая, парафинистая, малосмолистая, с содержанием асфальтенов около 0,06 %, с выходом фракций более 300°C – 67 %. Температура начала кипения нефти 117°C. Плотность поверхностной нефти в пробе составляет 867 кг/м^3 .

Пласты группы Нх

По результатам хроматографического анализа в пластовой нефти (таблица 3) сероводород отсутствует. Нефтяной газ жирный. Коэффициент жирности изменяется в пределах от 9,8 % (Нх-I) до 17,7 % (Нх-III-IV). Газ, выделяющийся при однократном разгазировании нефти пласта Нх-I, более обогащен тяжелыми углеводородами ($\text{C}_{6+} - 1,45 \%$), чем газ пласта Нх-III-IV; молярная доля метана в газе однократного разгазирования пласта Нх-III-IV ниже (82,1 %), чем в Нх-I (90,1 %). Молекулярная масса пластовой нефти изменяется в диапазоне от 101,2 (Нх-III-IV) до 108,3 г/моль (Нх-I). По плотности (при однократном разгазировании) нефть пластов группы Нх легкая ($828,1 - 839,2 \text{ кг/м}^3$). Вязкость нефти в пластовых условиях равна 0,7 мПа·с. Соответственно, нефть пластов группы Нх относится к маловязким. Нефти

пластов группы Nх характеризуются как малосернистые, парафинистые, малосмолистые, с содержанием асфальтенов от 0,2 (пласт Nх-III-IV) до 0,3 % (пласт Nх-I), с выходом фракций до 350 °С от 56,3 (пласт Nх-III-IV) до 60 % объемных (пласт Nх-I) (таблица 4). Характеристика свободного газа представлена по трем пробам, отобраным на устье, для пластов Nх-III-IV. Газ относится к сухим – среднее содержание метана 94,5 %, и характеризуется низким содержанием тяжелых гомологов метана. Этана, в среднем, содержится 0,2 %. Относительная плотность по воздуху в среднем по пласту составляет 0,58.

Таблица 3 – Свойства пластовой нефти

Наименование параметра	Пласты			
	Як-III-VII	Сд-IX	NX-I	NX-III-IV
Пластовое давление, МПа	15,9	23,5	25,4	27,1
Пластовая температура, °С	34	53	59	65
Давление насыщения нефти газом, МПа	15,9	23,5	25,4	27,1
Газосодержание нефти (стандартная сепарация), м ³ /т	61,6	184,4	210,8	220,3
Газосодержание нефти (ступенчатая сепарация), м ³ /т	60,5	177	202	211
Плотность нефти в условиях пласта, кг/ м ³	850,1	724,6	692,8	687,6
Вязкость нефти в условиях пласта, мПа·с	8,9	1,063	0,7	0,7
Коэффициент сжимаемости пластовой нефти, 10 ⁻⁴ 1/МПа	5,7	-	18,2	18,3
Плотность нефтяного газа, кг/ м ³ , при 20 °С:				
при однократном разгазировании	0,71	-	0,84	0,92
при дифференциальном разгазировании	0,70	-	0,83	0,87
Плотность дегазированной нефти, кг/ м ³ , при 20 °С:				
при однократном разгазировании	902,6	868,7	826	847,3
при дифференциальном разгазировании	902	867	823	845
Объемный коэффициент нефти, доли ед.:				
при однократном разгазировании	1,121	1,399	1,448	1,487
при дифференциальном разгазировании	1,12	1,377	1,422	1,457

Таблица 4 – Компонентный состав пластовой нефти

Параметр	Пласты		
	Як-III-VII	НХ-I	НХ-III-IV
Мольная доля компонентов, %			
-сероводород	-	-	-
-двуокись углерода	0,32	0,24	0,03
-азот +редкие в т.ч. Гелий	0,08	0,37	0,08
-метан	35,87	50,42	46,7
-этан	1,1	0,93	2,36
-пропан	0,11	1,53	3,18
-изобутан	0,09	0,63	1,59
-нормальный бутан	0,03	1,16	2,45
-изопентан	0,05	0,8	1,55
-нормальный пентан	0,02	0,91	1,44
Гексан	0,83	1,37	1,91
C ₇₊ выше	61,5	41,63	38,7
Молярная масса г/моль	192,17	108,3	101,2
Плотность нефти, кг/м ³	850	693,1	688,2

Таблица 5 – Физико-химическая характеристика дегазированной нефти

Наименование параметра	Пласты			
	Як-III-VII	Сд-IX	НХ-I	НХ-III-IV
Плотность при 20 °С, кг/м ³	903,7	867	838	850
Вязкость, мПа·с				
при 20 °С	93,8	22,9	21,5	11,9
при 50 °С	17,6	-	10,3	3,2
Молярная масса, г/моль	303,8	-	214	207
Температура застывания, °С	-42,3	-57	3,3	-3,2
Массовое содержание, %				
серы	0,2	0,07	0,2	0,1
смола силикагелевых	9,7	1,49	9,8	6,6
асфальтенов	0,3	0,06	0,3	0,2
парафинов	0,9	2,16	0,9	2,9
воды	10,2	-	10,2	4,1
мехпримесей	0,1	0,09	0,1	0,06
Содержание микрокомпонентов				

ванадий/никель	-	-	-	-
Температура плавления парафина, °С	57	50	59,3	59
Температура начала кипения, °С	164	117	66,9	73
Фракционный состав (объемное содержание выкипающих), %				
до 100 °С	-	-	4	4,4
до 150 °С	0,9	2,5	12	13,1
до 200 °С	3	7,5	22	22,1
до 250 °С	8,6	15	32	31,5
до 300 °С	22	32	45	43,6
до 350 °С	48,2	67	60	56,3

2.2.5 Нефтегазоносность

Продуктивная толща Ванкорского месторождения представляет собой неравномерное переслаивание песчаников, алевролитов и глин с преобладанием песчано-алевролитовых разностей. Промышленная нефтегазоносность связана с нижнемеловыми отложениями от альба (Дл-I-III) до берриаса (Нх-III-IV), что соответствует интервалам глубин 950-2800 м.

2.2.6 Запасы газа и конденсата

По состоянию на 01.01.2021 г. суммарные начальные геологические запасы нефти по Ванкорскому месторождению по категориям АВ1В2 составляют 1 128,324 млн. т, в том числе категории АВ1 – 1 106,665 млн. т (доля запасов категории АВ1 составляет 98,1 %).

Суммарные начальные геологические запасы растворенного газа по Ванкорскому месторождению по категориям АВ1В2 составляют 0,510 млрд.м³, в том числе категории АВ1 – 0,507 млрд.м³.

Суммарные запасы свободного газа по категориям В1В2 составляют 55,569 млрд. м³, в том числе категории В1 – 54,762 млрд.м³ (доля запасов категории В1 составляет 98,5 %).

Суммарные запасы сухого газа газовых шапок по категориям АВ1В2 составляют 67,552 млрд. м³, в том числе категории АВ1 – 64,899 млрд. м³ (доля запасов категории АВ1 составляет 96,1 %).

Суммарные геологические и извлекаемые запасы конденсата по категориям В1 составляют 8,204/5,808 млн. тонн.

3 МОДЕЛИРОВАНИЕ И АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ КОНЦЕНТРИЧЕСКОЙ ЛИФТОВОЙ КОЛОННЫ В СКВАЖИНАХ, ПРОБУРЕННЫХ НА ДОБЫЧУ ГАЗА И ГАЗОВОГО КОНДЕНСАТА

Текст удален, поскольку содержит конфиденциальные данные недропользователя

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

Обучающемуся:

Группа	ФИО
2БМ15	Охременко Илья Андреевич

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение школы (НОЦ)	ОНД
Уровень образования	Магистратура	Направление/ООП	21.04.01 «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>	<i>Оценка стоимости материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих ресурсов при добычи газа при помощи КЛК</i>
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>РД 153-39-007-96</i>
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>Налоговый кодекс Российской Федерации ФЗ №67 от 24.07.2009 в ред. от 26.03.2022</i>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ</i>	<i>Обоснование перспективности применения технологии добычи газа при помощи КЛК</i>
2. <i>Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок</i>	<i>Расчет доходов и затрат при реализации геологотехнического мероприятия</i>
3. <i>Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности</i>	<i>Оценка экономической эффективности применения технологии КЛК с оптимизации процесса добычи газа</i>

Перечень графического материала:

1. Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности.
--

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

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

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

Задание принял к исполнению обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ15	Охременко Илья Андреевич		

4.2 Капитальные вложения

Для реализации технологического предложения необходимы затраты на следующее оборудование: фонтанная арматура для КЛК, НКТ 114 мм и 60 мм, выкидная линия, автоматически управляющий комплекс. Все внедрения планируется произвести одновременно в 2023 году. В расчете учтены затраты на природоохранные мероприятия (5% от капитальных вложений) и прочие капитальные вложения (10% от КВ) (таблица 9).

Таблица 7 - Капитальные вложения

Промысловое обустройство	Затраты, руб.
Фонтанная арматура	1 200 000
НКТ 114	6 919 000
НКТ 60	510 000
Управляющий комплекс	600 000
Промысловый трубопровод	3 234 000
Прочие КВ	1 246 300
Природоохранные мероприятия	623 150
Всего капитальных вложений	14 332 450

4.3 Амортизационные отчисления

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

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

где N_A - норма амортизации, %

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

Данные для определения нормы амортизации взяты из Постановления

Правительства РФ от 01.01.2002 N 1 (ред. от 27.12.2019) "О Классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы" [28]. Результаты представлены в таблице 10.

Таблица 8 - Норма амортизации для используемого типа оборудования

Тип оборудования	Срок полезного использования, лет	Норма амортизации, %
Трубопровод местный для газа	7	14,3
Скважина газовая эксплуатационная	10	10,0
ВЛ, прочие КВ, природоохранные мероприятия, автодороги	20	5,0
Газопровод	5	20,0

Суммарные амортизационные отчисления составят 9,131 млн руб./год.

4.4 Эксплуатационные затраты

В приложении А отражены эксплуатационные затраты при применении КЛК. Эксплуатационные затраты включают в себя текущие затраты и налоги, которые включают в себестоимость. Расчет НДС осуществлялся на основании Налогового кодекса РФ [29] и официальных данных Федеральной антимонопольной службы [30]. В таблице 11 представлены данные для расчета эксплуатационных затрат.

Таблица 9 - Данные для расчета эксплуатационных затрат

Параметр	Единица измерения	Значение
Расходы на содержание и эксплуатацию оборудования	руб./т	611,62
Расходы на ремонт оборудования	% отчислений от балансовой стоимости оборудования	0,50
Прочие затраты	руб./ т	482,24
Расход на оплату труда (2 сотрудника)	руб./мес	50 000,00*2
Страховые взносы (30 класс профессионального риска) [6]	%	37,40

4.5 Налоговые отчисления

Одним из пунктов налоговых отчислений является налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ). Согласно уточнённому отчету по форме № 5-П по состоянию на 01.01.2023 [31], средний НДПИ равен 1098,3 руб./1000 м³ добытого газа.

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

4.6 Налог на имущество

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

4.7 Оценка экономической эффективности проекта

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

Чистый дисконтированный доход (ЧДД, NPV) – это стоимость, полученная путем дисконтирования отдельно на каждый момент, временной период разности всех оттоков и притоков, доходов и расходов, накапливающихся за весь период функционирования объекта инвестирования при фиксированной, заранее определенной процентной ставке.

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

$$\text{ЧДД} = CF * (1 + r)^m, \quad (3)$$

где CF - денежный поток за рассматриваемый год, млн. руб.,

r - ставка дисконтирования, %,

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

Также для расчета используются значения валовой прибыли (выручка

за вычетом текущих затрат и НДС), налога на прибыль (20% от валовой прибыли), чистой прибыли и амортизации.

Результаты расчета экономической эффективности представлены в таблице 12.

Таблица 10 - Экономическая эффективность

Показатели	Ед. изм	2023	2024	2025	2026
Среднегодовая добыча газа	тыс. м ³	45 625	43 343	41 176	39 118
Накопленная добыча газа	тыс. м ³	45 625	88 968	130 144	169 262
Эксплуатационные затраты (без НДС), в том числе: амортизационные отчисления	млн руб.	73,79	68,88	64,15	61,13
		1,97	1,97	1,97	1,97
Капитальные вложения	млн руб.	14,33	0	0	0
Цена реализации газа без НДС	руб. / тыс.м ³	28 805,70	26 317,28	23 895,00	23 895,00
Выручка	млн руб.	1314,26	1140,67	983,90	934,72
НДС	млн руб.	50,11	47,60	45,22	42,96
Валовая прибыль	млн руб.	1190,36	1024,19	874,53	830,63
Налог на прибыль	млн руб.	238,07	204,84	174,91	166,13
Чистая прибыль	млн руб.	952,29	819,35	699,62	664,50
Денежный поток	млн руб.	878,51	750,48	635,48	603,37
Накопленный денежный поток	млн руб.	864,17	1614,65	2250,13	2853,50
Чистый дисконтированный доход (i = 15%)	млн руб.	5 881,4			
Внутренняя норма доходности	%	61,15			
Срок окупаемости (простой)	лет	1,0			
Индекс доходности капитальных вложений	доли ед.	85,58			

С учетом капитальных вложений, равных 14,33 млн руб., показатель ЧДД в пределах рассматриваемого периода будет равен 5881,4 млн. руб. На конец уже первого года эксплуатации внедренного оборудования он достигнет положительного значения. Таким образом, проект является окупаемым.

Для расчета срока окупаемости вложений используется формула:

$$PP = n + \frac{I}{\sum_n NPV_i} = 2 \text{ месяца.} \quad (4)$$

где I - объем вложенных в производство инвестиций, руб

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

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

ВНД характеризует максимальную ставку дисконтирования, при которой накопленный дисконтированный поток опустится до нуля к концу рассматриваемого периода. Показатель ВНД является характеристикой надежности проекта: чем выше его значение, тем безопаснее инвестиции. Для данного проекта ВНД составило 61,15%, в несколько раз превышает принятую ставку дисконтирования. Полученное значение говорит о целесообразности инвестиций в проект.

Для исследования устойчивости проекта в работе рассматриваются сценарии изменений ситуации на рынке. Три основных показателя, влияющие на экономическую эффективность проекта (цена на продукцию, капитальные вложения и добыча газа), искусственно уменьшаются и увеличиваются на 20%, после чего оцениваются показатели ЧДД и ВНД. На рисунках 17 и 18 представлены результаты изменений.

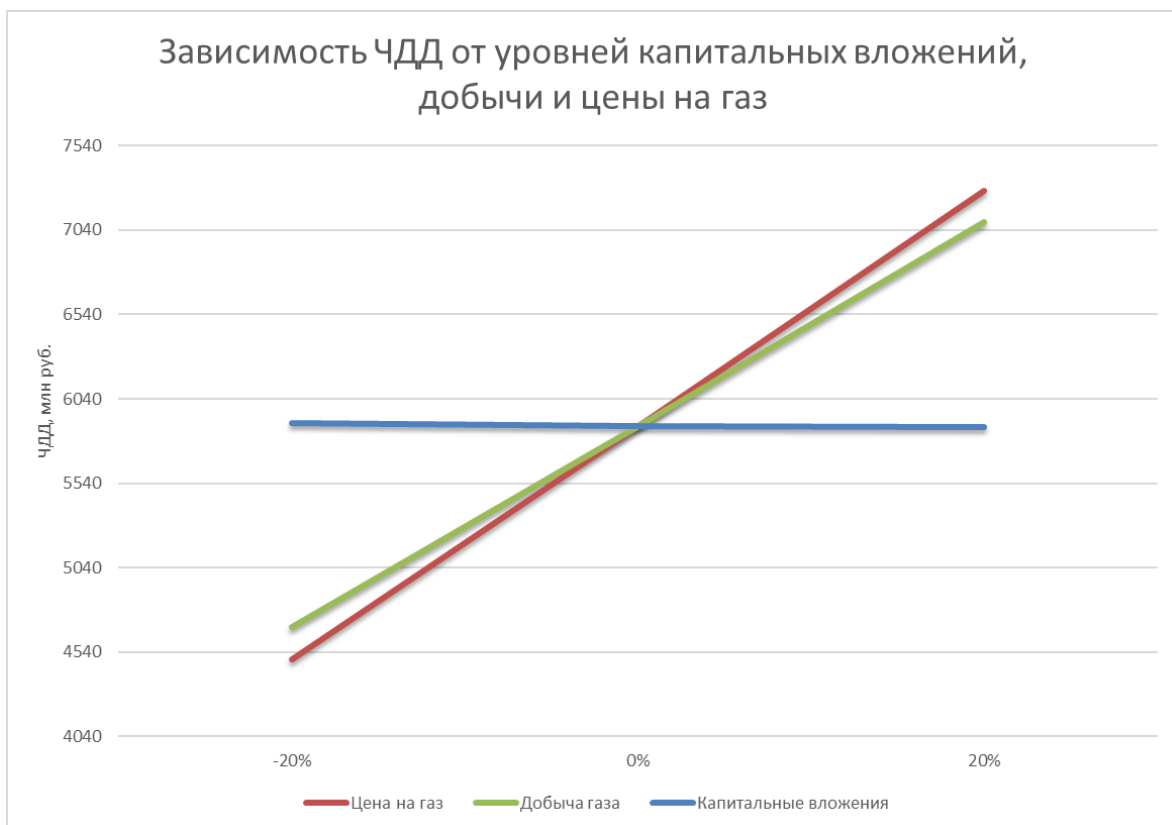


Рисунок 9 - Зависимость ЧДД от цены на продукцию, капитальных вложений и добычи газа

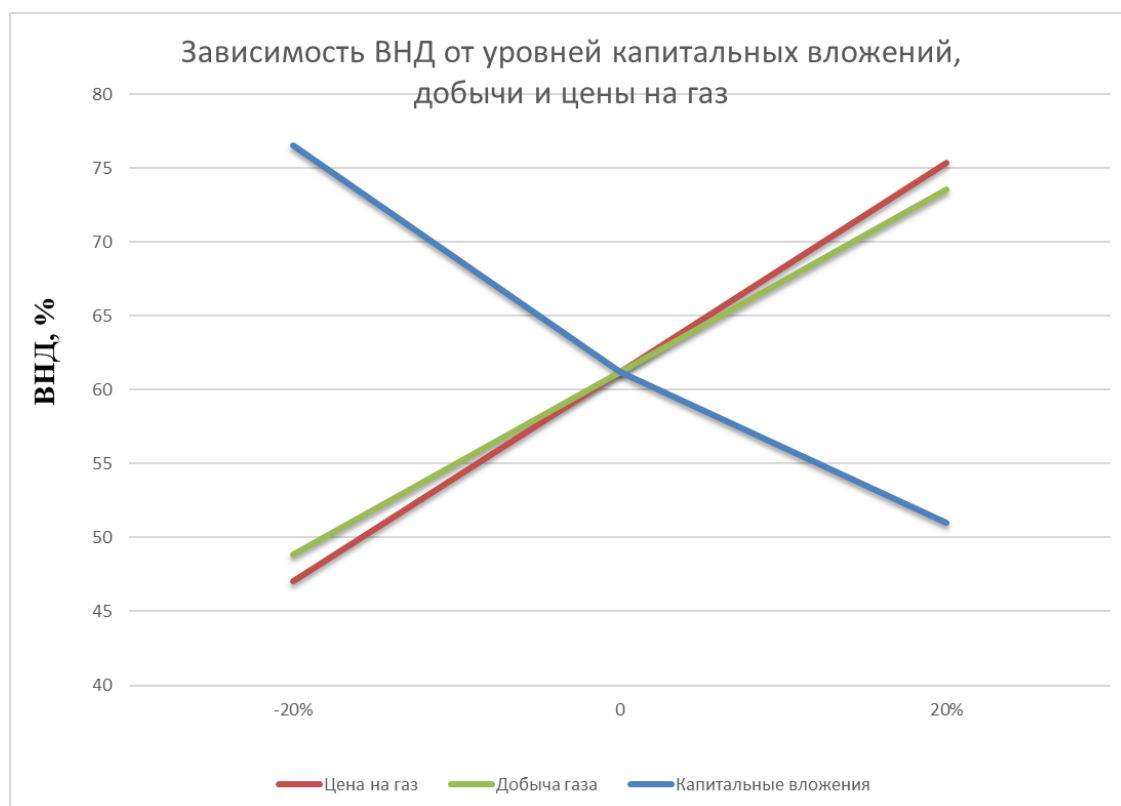


Рисунок 10 - Зависимость ВНД от цены на продукцию, капитальных вложений и добычи газа

Заключение по разделу

Согласно проведенным расчетам можно резюмировать следующее:

1. Наибольшее влияние на экономическую эффективность проекта оказывает цена на добываемый газ
2. Широкая амплитуда значений ЧДД и ВНД объясняется большим показателем добычи исходного сырья - сырого газа.
3. Технологическое решение является рентабельным, поскольку при любом из рассматриваемых сценариев значение ВНД не опускалось ниже принятых 15%. Минимальное значение было получено при уменьшении цены продукции и составило 47%.
4. Высокое значение ВНД при текущих условиях (61%) характеризует проект как надежный для вложений.
5. Показатель ЧДД достигает нуля в первый год эксплуатации: общий срок окупаемости составил 2 месяца.

На основании вышеизложенных пунктов можно заключить, что проект является экономически выгодным.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа		ФИО	
2БМ15		Охременко Илья Андреевич	
Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	ОНД
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	21.04.01 «Нефтегазовое дело»/Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

Тема ВКР:

Повышение эффективности добычи природного газа на Ванкорском нефтегазоконденсатном месторождении (Красноярский край)
--

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<p>Введение</p> <ul style="list-style-type: none"> – Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения. – Описание рабочей зоны (рабочего места) при разработке проектного решения/при эксплуатации 	<p><i>Объект исследования</i> Ванкорское нефтегазоконденсатное месторождение</p> <p><i>Область применения</i> повышение эффективности добычи природного газа на Ванкорском нефтегазоконденсатном месторождении</p> <p><i>Рабочая зона:</i> производственное помещение, полевые условия;</p> <p><i>Климатическая зона:</i> особая климатическая зона (4 класс защиты);</p> <p><i>Количество и наименование оборудования рабочей зоны:</i> фонтанная арматура, УК, НКТ 114, НКТ 60, выкидная линия;</p> <p><i>Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне:</i> добыча газа по КЛК, переоборудование фонтанной арматуры, очистка ПЗП</p>
--	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при эксплуатации:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<ul style="list-style-type: none"> - Трудовой Кодекс РФ – Глава 47. Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом; - Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»; - ФЗ от 21.07.1997 № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»; - ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности; - СП 52.13330.2011. Естественное и искусственное освещение; - ГОСТ 12.1.003-83. Требования безопасности к уровню шума; - ГОСТ 12.1.012-2004. Требования безопасности к уровню вибрации; - ГОСТ 12.1.030-81. Защитное заземление, зануление; - ГОСТ 31837-2012. Газоочистители абсорбционные. Требования безопасности и методы испытаний; - ГОСТ 12.1.005-88. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
<p>2. Производственная безопасность при эксплуатации:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Анализ выявленных вредных и опасных производственных факторов – Расчет уровня опасного или вредного производственного фактора 	<p><i>Вредные производственные факторы:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - Аномальные микроклиматические параметры воздушной среды; - Повышенный уровень механических (вибрация) и акустических (шум) колебаний; - Отсутствие или недостаток необходимого естественного и искусственного освещения; - Загазованность воздуха рабочей зоны. <p><i>Опасные производственные факторы:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - Электрический ток; - Неподвижные режущие, колющие, обдирающие, разрывающие части твердых объектов; - Пожароопасный фактор; - Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования; - Давление (разрушение аппарата, работающего под давлением). <p><i>Средства коллективной и индивидуальной защиты от выявленных факторов:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - Средства нормализации воздушной среды (устройства вентиляции и очистки воздуха, кондиционирования и отопления); - Средства нормализации освещения;

	<ul style="list-style-type: none"> - Шумоизолирующие, звукоизолирующие средства; - Устройства защитного заземления и зануления, автоматического отключения и дистанционного управления; - Средства индивидуальной защиты органов дыхания, органов слуха и зрения; - Средства защиты головы, рук и ног, специальная защитная одежда; <p><i>Расчет количества опасного вещества поступающего в окружающую среду при аварии скважине</i></p>
3. Экологическая безопасность при эксплуатации	<p><i>Воздействие на литосферу:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - Загрязнение почв при утечке газового конденсата; - Уничтожение (деградация) почвенно-растительного покрова; - Засорение твердыми бытовыми отходами. <p><i>Воздействие на гидросферу:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - Изменение химического состава пластовой воды; - Загрязнение поверхностных и подземных вод. <p><i>Воздействие на атмосферу:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - Выброс газа в окружающую среду.
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при эксплуатации	<p><i>Возможные ЧС:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - ЧС, связанные с природными процессами (землетрясение, пожароопасный период, заморозки, порывы ветра) - Аварии в результате разгерметизации оборудования, газосборных трубопроводов, выкидных линий; - Аварии в результате выхода из строя автоматизированного оборудования, в связи с повреждением кабеля линии электропередач. <p><i>Наиболее типичная ЧС:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - Аварии в результате разгерметизации оборудования, газосборных трубопроводов, выкидных линий;
Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ15	Охременко Илья Андреевич		

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Целью выпускной квалификационной работы является обоснование применения эффективной технологии добычи природного газа при помощи концентрических лифтовых колонн.

Реализация данной технологии на месторождении позволит отказаться от продувок скважин при очистке призабойной зоны пласта. Технология с применением КЛК обоснована не только технико-экономическими возможностями, но и социально-экологическими факторами, такими как снижение выбросов вредных веществ в атмосферу и создание новых рабочих мест.

Территория исследования расположена в особой климатической зоне, которая характеризуется суровым климатом и наиболее холодным показателем температуры. Зимы здесь продолжительные, холодные и с сильными ветрами. На это влияют арктические воздушные массы. Температура воздуха может достигать -50°C . Летние потепления здесь крайне редкие, а температура воздуха не превышает $+15^{\circ}\text{C}$. Для этого пояса характерны сильные ветра и большая облачность за счет прохождения арктических циклонов. В связи с этим, к рабочим местам и спецодежде персонала предъявляются особые требования для обеспечения безопасной деятельности в таких условиях.

Помимо этого, удаленность северных месторождений от городских агломераций обуславливает осуществление трудовой деятельности вахтовым методом работы, особенности которой прописаны в Трудовом Кодексе РФ.

Рассматриваемая технология применения концентрических лифтовых колонн затрагивает ряд производственных процессов, связанных с добычей газа, ее транспортировкой и подготовкой. В связи с чем, работы проводятся как на открытых рабочих зонах, так и закрытых производственных помещениях.

При этом, большинство из этих процессов происходят на территории

опасных производственных объектов (ОПО), т.е. зонах с высоким риском аварий и других техногенных инцидентов. К таким объектам относятся, в частности, кустовые площадки добывающих скважин и установки подготовки газа. В связи с чем, к данным объектам предъявляются особые требования безопасности и организуются превентивные мероприятия по снижению рисков возникновения чрезвычайных ситуаций.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

5.1.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства

Нижеизложенные требования по охране труда и безопасности на предприятии распространяются на газоконденсатных месторождениях при работе вахтовым методом.

При организации вахтового метода работодатель обязан предоставить работникам возможность проживания в вахтовых посёлках, где должны быть расположены все необходимые для обеспечения жизнедеятельности сооружения. Длительность вахты не должна превышать одного месяца за исключением особых случаев, когда работодатель может установить срок вахты до трёх месяцев. Учёт периода нахождения работника на вахте включает в себя рабочее время, время в пути от места нахождения работодателя или от пункта сбора до места выполнения работы и обратно, а также время отдыха, приходящееся на данный календарный отрезок времени. Вместо суточных работники получают надбавку за вахтовый метод работы за каждый календарный день пребывания на вахте.

Работникам, выезжающим для выполнения работ вахтовым методом в районы Крайнего Севера и приравненные к ним местности, устанавливается районный коэффициент и выплачиваются процентные надбавки к заработной плате и предоставляется ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск.

К обслуживанию установки подготовки газа допускаются физически пригодные лица, достигшие 18-летнего возраста. Перед началом обслуживания установки рабочим необходимо ознакомиться с инструктажом

по технике безопасности и пожарной безопасности, а также по приемам оказания доврачебной помощи. После сдачи экзамена по проведенному инструктажу работник может вести самостоятельную работу [33].

5.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Общая компоновка оборудования и аппаратуры должна удовлетворять требованиям действующих противопожарных технических условий строительного проектирования предприятий нефтегазодобывающей промышленности ПТУСП 01-63 [32].

Рабочее место должно обеспечивать минимальную траекторию движения работника, а также удобную рабочую позу в положении сидя или стоя.

5.2 Производственная безопасность

Возможные вредные и опасные факторы, которым могут подвергнуться работники газовой сферы, представлены в таблице 13.

Таблица 11 – Возможные вредные и опасные производственные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003–2015) [33]	Этапы работ		Нормативные документы
	Изготовление	Эксплуатация	
1. Опасные и вредные производственные факторы, связанные с механическими колебаниями твердых тел и их поверхностей			а) Требования к уровню вибрации устанавливаются ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ[34]; а) Требования к уровню шума устанавливаются ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ [35]; б) Защита от шума регламентируется
2. Опасные и вредные производственные факторы, связанные с акустическими колебаниями в производственной среде			

3. Опасные и вредные производственные факторы, связанные с чрезмерно высокой или низкой температурой материальных объектов производственной среды, могущих вызвать ожоги (обморожения) тканей организма человека			СП51.13330.2011 [36]; Контроль за температурой касаемых поверхностей приведен в ГОСТ Р 51337-99[37] Требования к электробезопасности приведены в ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ [38] и
4. Опасные и вредные производственные факторы, связанные с электрическим током, вызываемым разницей электрических потенциалов, под действие которого попадает работающий			ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ [39] а) Контроль за концентрацией токсического вещества приведен в ГОСТ12.1.007-76 ССБТ [40] б) Контроль за уровнем загазованности приведен в ГОСТ ИЕС 60079-29-2-2013[41]
5. Опасные и вредные производственные факторы, связанные с чрезмерным загрязнением воздушной среды в зоне дыхания, то есть с аномальным физическим состоянием воздуха (в том числе пониженной или повышенной ионизацией) и (или) аэрозольным составом воздуха			Требования к безопасной компоновке рабочего места устанавливаются ГОСТ 12.2.061-81 ССБТ [42]
6. Опасные и вредные производственные факторы, связанные с силами и энергией механического движения			

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

1) Воздействие токсического вещества на организм человека

Природный углеводородный газ и конденсат газовый согласно классификации ГОСТ 12.1.007–76 относятся к вредным веществам 4–го класса опасности. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны – обязательные санитарные нормативы для использования при проектировании производственных зданий, технологических процессов, оборудования и вентиляции, а также для предупредительного и текущего санитарного надзора [40].

Перед началом работы отборщики проб должны привести в порядок

свою спецодежду.

Отборщики проб при работе должны соблюдать меры безопасности:

- приступать к работе в соответствующей спецодежде и обуви без железных гвоздей и подков
- при отборе проб находиться с наветренной стороны с тем, чтобы пары продуктов ветром относило в сторону;
- во время отбора проб во избежание отравления выделяющимися парами и газами запрещается заглядывать в замерный люк или низко наклоняться к его горловине;
- при отборе проб необходимо пользоваться фильтрующими противогазами с коробками соответствующих марок.

К средствам индивидуальной защиты при взятии проб относятся: спецобувь, спецодежда, фильтрующий противогаз, перчатки, защитные очки.

2) Аномальные микроклиматические параметры воздушной среды

Низкая температура и большие скорости движения воздуха, свойственные при работе на открытом воздухе в особой климатической зоне России, при длительном воздействии приводят к расстройству кровообращения, способствуют развитию ревматизма, повышению шансов заражения гриппом и болезнями дыхательных путей.

Сроки носки теплой специальной одежды и теплой специальной обуви (куртка на утепляющей прокладке, брюки на утепляющей прокладке, куртка лавсано-вискозная на утепляющей прокладке, брюки лавсано-вискозные на утепляющей прокладке и валенки) устанавливаются в годах в зависимости от климатических поясов (таблица 14).

Таблица 12 – срок эксплуатации спецодежды в зависимости от климатического пояса, лет [43]

Наименование теплой специальной одежды и теплой специальной обуви	Климатические пояса				
	I	II	III	IV	Особый
Куртка на утепляющей прокладке	3	2,5	2	1,5	1,5
Брюки на утепляющей прокладке	3	2,5	2	1,5	1,5
Куртка лавсано-вискозная на утепляющей прокладке	3	2,5	-	-	-
Брюки лавсано-вискозные на утепляющей прокладке	3	2,5	-	-	-
Валенки	4	3	2,5	2	2

При высокой температуре снижаются внимание и скорость реакции работающего, что может являться причиной возникновения несчастного случая и аварии. При работе в летнее время при высокой температуре возможны перегревания организма, солнечные и тепловые удары. На месторождении X применяют хлопчатобумажную спецодежду, имеющую удобный крой для работы в экстремальных условиях (например, при пожаре).

Коллективная защита может быть обеспечена путём рационального размещения технологического оборудования, рационализации режимов труда и отдыха, применения теплоизоляции оборудования, автоматизации и дистанционного управления технологическими процессами. В целях нормализации теплового состояния работника температуре воздуха в местах обогрева должна поддерживаться на уровне 21-25°C.

Помещение следует оборудовать устройствами для обогрева кистей и стоп, температура которых должна быть в диапазоне 35-40°C. В обеденный перерыв работник должен быть обеспечен «горячим» питанием. Начинать работу на холоде следует не ранее, чем через 10 минут после приема «горячей» пищи.

При температуре воздуха ниже -30°C не рекомендуется планировать

выполнение физической работы категории выше IIa. При температуре воздуха ниже -40°C следует предусматривать защиту лица и верхних дыхательных путей [44]. При определенной температуре воздуха и скорости ветра в холодное время работы приостанавливаются (таблица 15).

Таблица 13 – Погодные условия, при которых работы на открытом воздухе приостанавливаются [45]

Скорость ветра, м/с	Температура воздуха, $^{\circ}\text{C}$
безветренная погода	-40
менее 5,0	-35
5,1–10,0	-25
10,1–15,0	-15
15,1–20,0	-5
более 20	0

3) Повышенный уровень механических и акустических колебаний

При работах на месторождении, в особенности на БКНС, где работают высоконапорные насосные агрегаты типа ЦНС, имеется существенное превышения норм уровня шума и вибрации.

В соответствии с ГОСТ 12.1.003-2014 норма на открытой местности составляет 80 дБА, а значение уровня звука на рабочем месте – 40-45 дБА.

Помимо этого, доставка рабочих на месторождения осуществляется путем перелета на вертолетах, которые создают уровень шума 95-100 дБА, превышающий допустимый [46]. Превышение уровня допустимых значений шума в краткосрочном периоде вызывает головные боли и усталость, а при длительном воздействии оказывает негативное воздействие на слуховой аппарат.

Из-за действия вибрации на организм человека, могут быть нарушены его физиологические функции, что может проявиться и виде головных болей, плохого сна, снижения работоспособности, нарушения сердечной

деятельности. В таблице 16 приведены нормы уровней вибрации по ГОСТ 12.1.012-90 [47].

Таблица 14– Гигиенические нормы уровней вибрации [47]

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

Для защиты от шума применяются как индивидуальные (наушники, противοшумные вкладыши), так и коллективные (шумоподавляющие материалы, ограждения) средства защиты.

К методам защиты от вибрации относятся: усовершенствование техники и оборудования, виброизоляция машин и поиск наилучших материалов, поглощающих вибрационное воздействие. Для индивидуальной защиты работника от воздействия вибрации предусмотрены антивибрационные рукавицы и сапоги с толстой резиновой подошвой [48].

Отсутствие или недостаток необходимого естественного и искусственного освещения Территория Крайнего Севера отличается коротким солнечным промежутком времени в зимнее время года, что вызывает дефицит ультрафиолетового компонента естественного света и проявляется в нарушении обмена веществ и снижении общей сопротивляемости организма, происходит снижение выработки витамина Д. Кроме того, недостаток освещения, в том числе и искусственного, ухудшает зрительную работоспособность, оказывает влияние на психику человека, на его эмоциональное состояние, вызывает усталость нервной системы. Недостаточность искусственного освещения может проявляться в несоответствии нормам таких параметров световой среды как: недостаточная освещенность рабочей зоны, повышенная пульсация светового потока (свыше 20%), некачественный спектральный состав света, повышенная блескость и яркость на рабочем месте.

При работе в темное время суток производственные объекты и помещения на месторождении в обязательном порядке освещаются, во избежание травматизма. В качестве осветительных приборов применяются фонари и прожектора. Норма освещенности не ниже 10 люксов [49]. Коэффициент пульсации освещенности имеет наиболее жесткие критерии для рабочих мест с ПЭВМ – не более 5%, что особенно важно при разработке технической документации при подготовке к проведению ОПР.

Для других видов рабочих мест требования к коэффициенту пульсации освещенности (Кп) менее жесткие, но величина Кп должна быть не более 15%. Максимально допустимый показатель для самых грубых зрительных работ – не более 20%. Светильники аварийного и эвакуационного освещения должны питаться от независимого источника. Вместо устройства стационарного аварийного и эвакуационного освещения разрешается применение ручных светильников с аккумуляторами [50].

4) Загазованность

Источником возникновения загазованности рабочей среды является нарушение герметичности оборудования, а также регулярное взятие проб природного газа и газового конденсата.

Для природного газа нижний концентрационный предел составляет 4,4% объемной концентрации в воздухе. Для технологического помещения модуля определены величины устанавливаемого предела: минимальная – 0 от значения НКПР; максимальная – 50% от значения НКПР.

5.2.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению.

1) Взрывоопасность и пожароопасность

При проведении технологического процесса на скважине производится добыча природного газа. Компоненты, входящие в состав природного газа, могут образовывать с воздухом взрывоопасные смеси.

Для предупреждения возникновения аварий, загазованности рабочей зоны, взрывов и пожаров предусмотрена герметизация технологического оборудования, поддержание состава и параметров среды вне области их воспламенения, а также сигнализация параметров технологического режима.

При достижении содержания горючих газов свыше 20% предусматривается остановка технологического процесса.

В целях снижения пожарной опасности на скважине предусмотрены следующие мероприятия:

- ведение технологического процесса осуществлять в строгом соответствии с требованиями технологического регламента;
- своевременно осуществлять техническое обслуживание и ремонт оборудования, трубопроводов и арматуры;
- своевременно осуществлять плановый ремонт и комплексную диагностику трубопроводов, оборудования и арматуры;
- периодические гидравлические испытания на прочность и герметичность (приурочивают ко времени проведения ревизии трубопроводов);
- не допускать эксплуатацию оборудования, трубопроводов и арматуры без надежного заземления от статического электричества, молниезащиты;
- на наружных установках осуществлять периодический контроль дозрывоопасных концентраций переносными газоанализаторами, в соответствии с установленным графиком;
- при обнаружении пропуска среды неисправный участок необходимо отключить и принять меры по устранению пропуска.

Кустовая площадка оснащена первичными средствами пожаротушения: пожарный ящик с песком, пенные огнетушители.

При проектировании любого опасного производственного объекта (ОПО) необходимо рассчитать количество горючего вещества при

потенциальном разливе. Методика расчета описана в приложении к приказу МЧС России от 10 июля 2009 года №404 [51].

В работе рассмотрено нарушение целостности фонтанной арматуры и выкидной линии. Принимаем, что нарушена целостность оборудования в двух точках: непосредственно на фонтанной арматуре (нарушена герметичность фланцевого соединения) и на участке трубопровода от запорной арматуры до замерной установки (длина участка принимается 50 м, диаметр 159х6 мм). Для расчета количества поражающего вещества при аварии необходимо принять несколько допущений:

- а) при нарушении оборудования всё его содержимое выходит наружу;
- б) рассматриваются худшие сценарии развития аварии;
- в) взрыв первичного облака – это горение метана, вторичного – пропана.

Примечание: под первичным облаком понимается облако газа, выделившееся в окружающую среду сразу после аварии, вторичное облако – облако паров конденсата, испарившееся по истечении некоторого времени после аварии.

Масса опасного вещества в фонтанной ёлке рассчитывается по формулам:

- а) для жидкости – конденсата

$$m_{жф} = V \cdot 0,5 \cdot \frac{\rho_{н}}{1000} \cdot \frac{(100 - B)}{100} \quad (5)$$

- б) для газа

$$m_{гф} = 0.01 \cdot P_{изб} \cdot V \cdot 0,5 \cdot \frac{\rho_{г}}{1000} \quad (6)$$

где V – объём оборудования

$\rho_{ж}, \rho_{г}$ – плотности конденсата и газа соответственно (принимаются 850 кг/м³ и 0,94 кг/м³ соответственно)

$P_{изб}$ – избыточное давление в оборудовании (принимается 6 МПа)

B – обводненность продукции (принимается 12%)

Получаем $m_{жф} = 0,187$ т и $m_{гф} = 0,009$ т – количество опасного вещества в фонтанной ёлке.

Количество опасного вещества на участке трубопровода:

$$m_{жт} = l \cdot \frac{\pi d^2}{2} \cdot \frac{\rho_{н}}{1000} \cdot \frac{(100 - B)}{100} \quad (7)$$

$$m_{гт} = m_{жт} \cdot \Gamma \cdot \frac{\rho_{г}}{1000} \quad (8)$$

где d – внутренний диаметр трубопровода (147 мм); Γ – газосодержание.

Получаем $m_{жт} = 0,634$ т и $m_{гт} = 0,057$ т.

При нарушении целостности оборудования опасное вещество будет участвовать в трёх сценариях аварии: ранний взрыв, поздний взрыв и горение пролива конденсата. Время, за которое аварийный участок будет перекрыт, принимается равным 300 с (по методике к приказу МЧС №404).

Количество опасного вещества, участвующего в раннем взрыве (РВ), позднем взрыве (ПВ) и горении пролива (ГП), равно:

$$m_{ф(РВ)} = m_{гф} + m_{г\ отс} \quad (9)$$

$$m_{ф(ПВ)} = m_{к(ГП)} \quad (10)$$

$$m_{ф(ГП)} = m_{жф} + m_{ж\ отс} \quad (11)$$

где $m_{г\ отс}$ и $m_{ж\ отс}$ – масса газа и конденсата, попавшее в окружающую среду за время отсечения участка $T_{отс}$ (300 с).

$$m_{ж\ отс} = \frac{Q}{24} \cdot \frac{T_{отс}}{3600} \quad (12)$$

$$m_{г\ отс} = m_{ж\ отс} \cdot \Gamma \cdot \frac{\rho_{г}}{1000} \quad (13)$$

где Q – газоконденсатной смеси (принимаем 117,5 т/сут)

Получаем $m_{ж\ отс} = 0,408\ т$ и $m_{г\ отс} = 0,037\ т$.

Далее рассматривается количество вещества, поступившее при аварии в окружающую среду из трубопровода:

$$m_{т(рв)} = m_{гт} + m_{г\ отс} \quad (14)$$

$$m_{т(пв)} = m_{т(гп)} \quad (15)$$

$$m_{т(гп)} = m_{жт} + m_{ж\ отс} \quad (16)$$

Масса поражающего вещества при позднем взрыве (ПВ) рассчитывается по формулам:

а) для фонтанной арматуры

$$m'_{ф(пв)} = S_{пр} \cdot ДНП \cdot \sqrt{M} \cdot T_{исп} \quad (17)$$

б) для трубопровода

$$m'_{т(пв)} = S_{пр} \cdot ДНП \cdot \sqrt{M} \cdot T_{исп} \quad (18)$$

где $S_{пр}$ – площадь разлива вещества при нарушении целостности оборудования;

ДНП – давление насыщенных паров конденсата (66,7 кПа)

M – молекулярная масса паров конденсата (принимается молекулярная масса пропана – 0,044 кг/моль)

$T_{исп}$ – время испарения разлившегося вещества (по методике принимается равным 3600 с).

Получаем $m'_{ф(пв)} = 0,006\ т$ и $m'_{т(пв)} = 0,039\ т$.

В случае горения пролива (ГП) всё вещество, участвующее в аварии, будет создавать поражающее воздействие на человека, оборудование, здания.

При позднем и раннем взрывах количество вещества, участвующее в создании поражающих факторов, рассчитывается с учетом коэффициента участия горючего вещества во взрыве (коэффициент Z), принимающего

значения от нуля до единицы. При отсутствии производственных данных коэффициент может быть принят равным 0,1. Таким образом, в таблице 17 представлены результирующие показатели количества опасного вещества.

Таблица 15 – Количество опасного вещества, попавшее в окружающее пространство при аварии

Сценарий аварии	Количество опасного вещества, т	
	Участвующего в аварии	Участвующего в создании поражающих факторов (согласно методике, утв. приказом МЧС РФ № 404 от 10.07.2009 г.)
Фонтанная ёлка		
Ранний взрыв	0,046	0,005
Поздний взрыв	0,595	0,002
Горение пролива	0,595	0,595
Блок трубопровода		
Ранний взрыв	0,094	0,0094
Поздний взрыв	1,042	0,002
Горение пролива	1,042	1,042

2) Острые кромки, заусенцы и шероховатость на поверхности оборудования

При обслуживании оборудования некоторые части могут иметь острые кромки, заусенцы и шероховатости, откуда возникает риск получения травм.

Элементы конструкции производственного оборудования не должны иметь острых углов, кромок, заусенцев и поверхностей с неровностями, представляющих опасность травмирования работающих, если их наличие не определяется функциональным назначением этих элементов. В последнем случае должны быть предусмотрены меры защиты работающих.

Коллективные средства защиты: оградительные, защитные устройства, знаки безопасности.

Средства защиты индивидуальные: каска защитная, перчатки, сапоги, спецодежда, очки защитные.

3) Механические опасности

Механические травмы могут возникать при монтаже, демонтаже оборудования, при спускоподъемных операциях. При неправильной

эксплуатации или использования неисправного оборудования, инструментов, механизмов.

Механические опасности на территории кустовой площадки представляют собой движущиеся механизмы и машины, незащищенные подвижные элементы производственного оборудования; заготовки, материалы, разрушающиеся конструкции, острые кромки, а также падение предметов с высоты.

Для защиты от данных опасных факторов используются коллективные средства защиты, – устройства, препятствующие появлению человека в опасной зоне. Согласно ГОСТ 12.2.062-81 [52], ограждения выполняются в виде различных сеток, решеток, экранов и кожухов. Ограждения на объектах месторождения «Х» имеют такие размеры и установлены таким образом, чтобы в любом случае исключить доступ человека в опасную зону. Запрещается работа со снятым или неисправным ограждением.

Для предотвращения несчастных случаев на производстве, необходимо систематически производить проверку наличия защитных ограждений на движущихся и вращающихся частях машин и механизмов; плановую и внеплановую проверку пусковых и тормозных устройств; проверку состояния оборудования и своевременное устранение дефектов.

Кроме этого, применяются средства индивидуальной защиты – спецодежда, обувь с металлическим наконечником, каска, перчатки, очки. На опасных местах устанавливают козырьки, щиты, кожухи, барьеры, предупреждающие знаки, предохранительные устройства, сигнализации. Также, для исключения получения травм требуется регулярная проверка состояния оборудования и проведение инструктажей персоналу по технике безопасности [52].

5.3 Экологическая безопасность Селитебная зона

Технологическое решение по применению КЛК на газовой скважине позволит отказаться от продувок скважин при очистке ПЗП, что в свою очередь снизит загрязнение атмосферы и литосферы.

Однако, данная технология не позволит полностью решить все экологические проблемы, в связи с чем, необходимо уделять особое внимание экологической безопасности.

Атмосфера

Атмосферный воздух может загрязняться вследствие выброса газа и сопутствующих вредных веществ на кустовой площадке. Мероприятиями по охране атмосферы являются поддержание герметичности трубопровода и фонтанной арматуры и контроль за воздушной средой на КНС для определения опасной концентрации газа. Мероприятия по защите атмосферы от загрязнения:

- проверка оборудования на герметичность;
- контроль выхлопных газов автотранспорта, находящегося на кустовой площадке, на содержание окиси углерода CO_2 ;
- контроль источников выброса на содержание окиси углерода CO_2 , окислов азота для подбора оптимального режима сжигания газа и уменьшения концентрации вредных веществ.

Гидросфера

При подготовке газа поступающая продукция в технологический модуль подготовки газа содержит в своем составе большое количество воды, которая в ходе подготовки газа отделяется. Извлеченную на поверхность пластовую воду повторно используют для закачки в пласт, поэтому для предотвращения загрязнения гидросферы данную воду необходимо как можно лучше отделить от газа, механических примесей, солей и закачать ее снова в пласт через нагнетательные или специально пробуренные поглощающие скважины. Вода, предназначенная для закачки в пласт, после очистки должна соответствовать требованиям качества ОСТ 39–225–88 [53]. Сброс пластовых вод без тщательной их очистки в открытые водоемы и реки может привести к полному уничтожению флоры и фауны.

Литосфера

При промышленной подготовке газа возможна утечка жидкой продукции скважин – газового конденсата, что приводит не только к загрязнению почвы жидкими углеводородами (пентан и высшие гомологи), но также и выделению составляющих конденсат газов – матана, этана, сероводорода. Насыщение воздуха вблизи почвы и самой почвы этими компонентами оказывают негативное влияние на сельскохозяйственные культуры и человека. К мерам борьбы с утечкой конденсата относится регулярный осмотр оборудования на предмет нарушения и очистка почвы от конденсата и нейтрализация его шлама в случае разлива посредством биохимического контроля.

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

При проведении работ могут возникать чрезвычайные ситуации следующего характера: природного, социального, экологического или техногенного [54].

Природного

Согласно таблице 5.1 СП 115.13330.2016 «Геофизика опасных природных воздействий» категория опасности природных геологических процессов в пределах изученного района следующая:

- землетрясения по интенсивности – умеренно опасная категория;
- пучение (сезонное) – весьма опасная категория;
- подтопление территории – опасная категория;
- термокарстовые процессы – умеренно опасная категория;
- термоэрозия овражная – умеренно опасная категория;
- эрозия плоскостная и овражная - умеренно опасная категория.

Климатические воздействия не представляют непосредственной опасности для жизни и здоровья персонала, обслуживающего проектируемый объект. Однако они могут нанести ущерб самому объекту или технологическим решениям, направленным на обеспечение безопасной эксплуатации объекта, поэтому необходимо предусмотреть технические

решения, направленные на максимальное снижение негативных воздействий особо опасных погодных явлений.

Для обеспечения взрыво- и пожаробезопасности при эксплуатации объекта нужно предусмотреть мероприятия по молниезащите и заземлению оборудования, обеспечивающие безопасную эксплуатацию сооружений в период грозовой активности.

Для предотвращения негативных воздействий гололеда на персонал проектируемого объекта необходимо предусмотреть мероприятия по рассыпке песка в местах возможного появления гололеда.

Защита от подтопления предусматривает организацию рельефа с учетом скорейшего отвода поверхностных вод от проектируемых зданий и сооружений. Строительство зданий и сооружений производить на свайных фундаментах с проветриваемым пространством.

Социального

На территорию месторождения существует доступ только непосредственно для работников данного месторождения при помощи вертолетной техники. Каждый прилетающий проходит тщательную проверку охраной. В данной рабочей зоне исключены чрезвычайные ситуации социального характера (терроризм).

Экологического

На территории данного месторождения не проводятся никакие работы, которые могли бы резко повлиять на состояние гидросферы, биосферы, атмосферы и суши. Все работы выполняются согласно нормам. Чрезвычайные ситуации экологического характера исключены.

Техногенного

Наиболее характерные аварии носят механические нарушения целостности оборудования.

Ежесменное с периодичностью в 2 часа, необходимо осуществлять обход, с регистрацией результатов осмотра в вахтовом журнале.

При обходе необходимо осматривать трубопроводы, наземные сооружения, запорную арматуру, фланцевые соединения. Особое внимание необходимо обращать на показания манометров – осуществлять контроль за давлением и герметичностью системы.

На резервуаре, для обеспечения его целостности, установлены дыхательный и предохранительный клапаны с огнепреградителями. На всех аппаратах, выходных коллекторах насосов предусмотрена установка манометров, обеспечивающих контроль за работой в системе, в т.ч. автоматический. На основных потоках установлены электроприводные задвижки, позволяющие отключать аварийные участки в короткий срок.

На всех аппаратах, выходных коллекторах насосов предусмотрена установка манометров, обеспечивающих контроль за работой в системе, в т.ч. автоматический.

Системой автоматики предусмотрен контроль за соблюдением основных технологических параметров процесса, сигнализация о нарушениях.

Вывод по разделу

Работа в условиях вахтового метода на кустовой площадке добычи газа сопряжена со многими опасными и вредными производственными факторами.

В данном разделе рассмотрены основные факторы, представляющие вред и опасность на производстве, причины их появления, а также методы минимизации их воздействия на организм человека. Анализ системы безопасности показал, что соблюдение мер безопасности, соответствующих норм труда организации рабочего места и проведение профилактических и контрольных мероприятий позволят проводить безопасную эксплуатацию объекта. Важным шагом в обустройстве безопасного производства является предупреждение возможных аварий и сбоев в работе установки.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Проанализировав технологии концентрических лифтовых колонн на скважинах Ванкорского месторождения, можно сделать вывод о том, что применение технологии КЛК позволяет 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 даже при большом объеме водоконденсатного притока.

Чтобы оценить эффективность применения данной технологии, необходимо смоделировать скважину и оценить параметры до и после применения технологии концентрических лифтовых колонн. Также с помощью программного комплекса возможно подобрать необходимый диаметр центральной лифтовой колонны, по которой будет происходить удаление жидкости с забоя скважины.

Применение концентрической лифтовой колонны на скважине X позволило отказаться от проведения ежедневных технологических продувок, увеличить дебит скважины с 117000 м³/сут. до 125000 м³/сут., и, в целом, продлить срок ее эксплуатации. Установка автоматического управляющего комплекса позволяет снизить трудоемкость обслуживания наземного оборудования скважины, дистанционно контролировать параметры режима работы скважины и оперативно реагировать на их изменения.

Внедрение данной технологии особенно эффективно на месторождениях, находящихся на поздней и завершающей стадиях разработки, ввиду увеличения фонда самозадавливающихся газовых и газоконденсатных скважин. Поэтому в настоящее время перспективы развития технологии КЛК неразрывно связаны с её внедрением в качестве способа удаления жидкости с забоя газовых скважин.

Список использованных источников

1. Ли Д., Никенс Г., Уэллс М. Эксплуатация обводняющихся газовых скважин. – 2008.
2. Гунькина, Т. А., Фёдорова, Н.Г. Эксплуатация малодебитных газовых и газоконденсатных скважин: учебное пособие – Ставрополь: Изд-во СКФУ, 2015. – 115 с.
3. Березовский Д. А., Савенок О. В. Анализ осложнений при эксплуатации газовых месторождений на завершающей стадии и разработка метода прогнозирования состояния пород-коллекторов на основе методов междисциплинарного моделирования //Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2014. – №. 1. – С. 26-34.
4. Тер-Саркисов Р. М. Разработка месторождений природных газов. – 1999.
5. Закиров С. Н., Лапук Б. Б. Проектирование и разработка газовых месторождений. – 1974.
6. СТО Газпром 089-2010 Газ горючий природный, поставляемый и транспортируемый по магистральным газопроводам. Технические условия
7. СТО Газпром НТП 1.8—001—2004. Нормы технологического проектирования объектов газодобывающих предприятий и станций подземного хранения газа. Взамен ВНТП 01—81 «Нормы технологического проектирования объектов газодобывающего предприятия и станции подземного хранения газа». Введ. 15.11.2004. М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2004. 170 с.
8. Арбузов В.Н. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин: учебное пособие. Часть 2 / В.Н. Арбузов; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2012г. – 272с.
9. Рагимов Т. Т. Технологии эксплуатации самозадавливающихся скважин уренгойского месторождения //Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 2019. – №. 5-6.

10. Шулятиков И.В. Разработка технологии и оборудования для удаления жидкости из скважин, диссертация кандидата технических наук. - Москва, 2007г.- 112с.
11. Саранча А. В., Левитина Е. Е., Есиков С. Н. Применение различных технологий эксплуатации самопроизвольно останавливающихся газовых скважин на месторождениях крайнего севера //Наука. Инновации. Технологии. – 2019. – №. 3.
12. Дикамов Д.В. Совершенствование технологии эксплуатации скважин сеноманских залежей по концентрическим лифтовым колоннам на поздней стадии разработки, автореферат диссертации кандидата технических. - Москва, 2011г. - 25с.
13. Руководство по эксплуатации скважин сеноманских залежей по концентрическим лифтовым колоннам, Р Газпром 2-3.3-556-2011., М., 2011г. – 29с.
14. Пономарев А. И., Рагимов Т. Т., Шигидин О. А. Опыт эксплуатации газовой скважины с концентрическими лифтовыми колоннами //Наука. Инновации. Технологии. – 2019. – №. 4. – С. 19-32.
15. Рагимов Т. Т. Технологии эксплуатации самозадавливающихся скважин уренгойского месторождения //Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 2019. – №. 5-6.
16. Emets S. V., Kudayarov V. N., Prakhova M. Y. Method for the monitoring of hydrate formation process in intrafield flowlines //Arctic Environmental Research. – 2018. – Т. 18. – №. 3. – С. 97-105.
17. Wei N. et al. Hydrate formation and decomposition regularities in offshore gas reservoir production pipelines //Energies. – 2020. – Т. 13. – №. 1. – С. 248.
18. Bondarev E. A., Rozhin I. I., Argunova K. K. Generalized mathematical model of hydrate formation in gas pipelines //Journal of Applied Mechanics and Technical Physics. – 2019. – Т. 60. – №. 3. – С. 503-509.

19. Nakoryakov V. E. et al. Experimental investigation of gas-hydrate formation by underwater boiling of a condensed gas layer //Journal of Engineering Thermophysics. – 2015. – Т. 24. – №. 4. – С. 335-337.

20. Tananykhin D., Saychenko L. Sand control methods for the development of oil & gas fields with hard to recover reserves //Espacios (ISSN: 07981015). – 2017. – Т. 38. – №. 48. – С. 31.

21. Государственный доклад «О состоянии и использовании минерально-сырьевых ресурсов Российской Федерации в 2020». – Текст : электронный // Министерство природных ресурсов : официальный сайт. – 2022.–URL:

[https://www.mnr.gov.ru/upload/iblock/6e9/Государственный %20доклад-2018.pdf](https://www.mnr.gov.ru/upload/iblock/6e9/Государственный_%20доклад-2018.pdf)

22. Стратегии развития минерально-сырьевой базы Российской Федерации до 2030 года. – Текст : электронный // Федеральное агентство по недропользованию РОСНЕДРА сайт. 2016.– URL: <https://rosnedra.gov.ru/article/8743.html>

23. Christophe, McGlade. Whatever happened to enhanced oil recovery?./ McGlade Christophe, S. Glenn, H. Mei. – Text : electronic // International Energy Agency : official website. – URL: <https://www.iea.org/commentaries/whatever-happened-to-enhanced-oil-recovery>

24. Enhanced Oil Recovery. Text – Text : electronic // U.S. Department of energy : URL: official website. – URL: <https://www.energy.gov/fe/science-innovation/oil-gas-research/enhanced-oil-recovery>

25. Saleh, L. D. Updated Screening Criteria for Steam Injection Projects Based on Oil World Wide Survey / L.D. Saleh, U.M. Al-Ahmaid, M. A. Mgeg, Q. M. – Text : electronic // Ruqyah 2nd Conference for Engineering Sciences and Technology. –2019. URL: https://engs.sabu.edu.ly/wp-content/uploads/2019/12/CEST02_082.pdf

26. Hama, M. Q. Updated screening criteria for steam flooding based on oil field projects data / M. Q. Hama. – Text : electronic // SPE-170031-MS – 2014. – P. 19. – DOI: 10.2118/170031-M
27. Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на 2023 год и на плановый период 2024 и 2025 годов. [Электронный ресурс]. / М.: Мин-во экономического развития РФ. - 2021.
28. Постановление Правительства РФ от 01.01.2002 №1 (ред. от 27.12.2019) «О Классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы».
29. Налоговый кодекс Российской Федерации (часть вторая) от 19.07.2000 № 118-ФЗ (ред. от 26.03.2022) / [Электронный ресурс] URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_28165/.
30. Федеральная антимонопольная служба. Режим доступа - <https://fas.gov.ru/>
31. Отчет о налоговой базе и структуре начислений по налогу на добычу полезных ископаемых по состоянию на 01.01.2022, сводный [Электронный ресурс]. / М.: Федеральная налоговая служба. URL: https://www.nalog.gov.ru/rn70/related_activities/statistics_and_analytics/forms/12171667/
32. Об утверждении классификации видов экономической деятельности по классам профессионального риска: Приказ N 851н от 30.12.2016 Министерства труда и социальной защиты РФ (в ред. Приказа Минтруда России от 10.11.2021 N 788н) [Электронный ресурс]. - URL: <https://mvf.klerk.ru/spr/spr143.htm>
33. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 № 197-ФЗ (ред. от 24.04.2020) // Собрание законодательства РФ. - 07.01.2002. - № 47. - Ст.297-302.
34. Противопожарные технические условия строительного проектирования предприятий нефтегазодобывающей промышленности (ПТУСП 112 01-

- 63) Утв. 17/VIII 1963 г.
- 35.ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация (с поправками) от 9 июня 2016. – Текст: электронный // Консорциум кодекс: Электронный фонд правовых и нормативно-технических документов: [сайт] – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200136071>
- 36.ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрационная безопасность Общие требования от 12 декабря 2007. – Текст: электронный // Консорциум кодекс: Электронный фонд правовых и нормативно-технических документов: [сайт] – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200059881>
- 37.ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности (Переиздание) от 29 декабря 2014. – Текст: электронный // Консорциум кодекс: Электронный фонд правовых и нормативно-технических документов: [сайт] – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200118606>
- 38.СП 51.13330.2011 Защита от шума. Актуализированная редакция СНиП 23-03-2003 от 27 декабря 2002 г.– Текст: электронный // Консорциум кодекс: Электронный фонд правовых и нормативно-технических документов: [сайт] – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200084097>
- 39.ГОСТ Р 51337-99. Безопасность машин. Температуры касаемых поверхностей. Эргономические данные для установления предельных величин горячих поверхностей от 22 ноября 1999 г.– Текст: электронный // Консорциум кодекс: Электронный фонд правовых и нормативно-технических документов: [сайт] – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200009083>
- 40.ГОСТ 12.1.030-81. Электробезопасность. Защитное заземление. Зануление 15 мая 1981 г.– Текст: электронный // Консорциум кодекс: Электронный фонд правовых и нормативно-технических документов: [сайт] – URL: <https://docs.cntd.ru/document/5200289>
- 41.ГОСТ 12.1.038-82. Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов от 30.07.1982 г.– Текст:

- электронный // Консорциум кодекс: Электронный фонд правовых и нормативно-технических документов: [сайт] – URL: <https://docs.cntd.ru/document/5200313>
42. ГОСТ 12.1.007-76. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности от 1 января 1977 г.– Текст: электронный // Консорциум кодекс: Электронный фонд правовых и нормативно-технических документов: [сайт] – URL: <https://docs.cntd.ru/document/5200233>
43. ГОСТ ИЕС 60079-29-2-2013. Взрывоопасные среды. Часть 29-2. Газоанализаторы. Требования к выбору, монтажу, применению и техническому обслуживанию газоанализаторов горючих газов и кислорода от 15 февраля 2015 г.– Текст: электронный // Консорциум кодекс: Электронный фонд правовых и нормативно-технических документов: [сайт] – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200107190>
44. ГОСТ 12.2.061-81 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности к рабочим местам от 1 ноября 1982 – Текст: электронный // Консорциум кодекс: Электронный фонд правовых и нормативно-технических документов: [сайт] – URL: <https://docs.cntd.ru/document/5200228>
45. Постановление Министерства труда и социального развития Российской Федерации от 31.12.1997 года № 70 «Об утверждении норм бесплатной выдачи работникам теплой специальной одежды и теплой специальной обуви по климатическим поясам, единым для всех отраслей экономики»
46. МР 2.2.7.2129-06 Режимы труда и отдыха работающих в холодное время на открытой территории или в неотапливаемых помещениях.
47. ГОСТ 12.0.003-2015. Система стандартов по безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
48. ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности
49. ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования.

- 50.ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.
- 51.СП 52.13330.2011 Естественное и искусственное освещение
- 52.ГОСТ Р 55842-2013 (ИСО 30061:2007) Освещение аварийное. Классификация и нормы.
- 53.Приказ МЧС России от 10.07.2009 № 404 «Об утверждении методики определения расчётных величин пожарного риска на производственных объектах» – Текст: электронный // Консорциум кодекс: Электронный фонд правовых и нормативно-технических документов: [сайт] – URL: <https://docs.cntd.ru/document/902170886>
- 54.ГОСТ 12.2.062-81 ССБТ. Оборудование производственное. Ограждения защитные.
- 55.ОСТ 39-225-88 Вода для заводнения нефтяных пластов. Требования к качеству.
- 56.ГОСТ Р 22.0.07-95 Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Основные положения Источники техногенных чрезвычайных ситуаций. Классификация и номенклатура поражающих факторов и их параметров (принят в качестве межгосударственного стандарта ГОСТ 22.0.07-97) от 02 ноября 1995. – Текст: электронный // Консорциум кодекс: Электронный фонд правовых и нормативнотехнических документов: [сайт] – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200001514>

Приложение А

Таблица А.1 - Эксплуатационные затраты при применении КЛК (в млн руб.)

Год	Текущие затраты							Налоги, включаемые в себестоимость				Итого
	Всего	в т.ч.:						Всего	в т.ч.:			
		Заработная плата	Содержание и эксплуатация оборудования	Ремонт оборудования	Амортизация основных фондов	Общепроизводственные расходы	Прочие		НДПИ	Страховые взносы	Прочие	
2023	53,873	1,2	25,114	0,6	1,97	4,873	19,802	70,334	50,2	0,40	19,713	123,895
2024	51,383	1,2	23,858	0,6	1,97	4,629	18,811	65,531	47,6	0,40	17,110	116,479
2025	49,018	1,2	22,665	0,6	1,97	4,398	17,871	60,779	45,2	0,40	14,758	109,370
2026	46,772	1,2	21,532	0,6	1,97	4,178	16,977	57,741	42,9	0,40	14,02	104,093
ИТОГО	201,046	4,8	93,171	2,4	7,89	18,08	73,462	254,386	185,9	1,79	65,603	453,839

Приложение Б

OPERATION OF GAS WELLS

Обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ15	Охременко Илья Андреевич		

Руководитель ВКР

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

Консультант – лингвист отделения иностранных языков ШБИП

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

INTRODUCTION

Recently, interest in natural gas has increased all over the world as an efficient energy resource and the most valuable energy-friendly raw materials.

Natural gas as the most environmentally friendly fuel occupies a dominant position in the structure of the fuel and energy balance of Russia, the CIS countries and Western Europe.

It is known that gas condensate wells are mostly operated in the mode of depletion of reservoir energy. However, in the development stages, changing the characteristics of production wells creates a number of complications and obstacles corresponding to the current state of development processes. That is, in the final stages of development, reservoir, bottom-hole and wellhead pressures gradually begin to become less than the pressure of condensate precipitation. At the same time, two-phase motion is created in the formation and well.

As a result, various technological complications occur during the operation of gas condensate wells, in particular, condensate precipitation, accumulation of liquid at the bottom of the well, formation of sand jams, hydrates of hydrocarbon gases, salt subsidence, corrosion and erosion of equipment, well flooding, collapse of the bottom-hole formation zone, etc.

To eliminate these complications, the use of new techniques and technologies is of great practical importance. With the use of new technologies, by eliminating the liquid column at the bottom of the well, it is possible to significantly increase the daily productivity of the well both for condensate and for hydrocarbon gas.

Due to the fact that in the last stage of development of a gas condensate field, gas production and the gas flow rate in the lifting pipe column are sharply reduced, the extraction of the liquid phase (condensate) together with gas is not fully ensured. The liquid accumulated at the bottom reduces depression and disrupts the normal operation of the well. A number of methods are known to extract this liquid [23].

In the fields, timely extraction of the liquid accumulated at the bottom of the well is carried out by purging, i.e. by launching it into the atmosphere. However, at low values of downhole pressures in deep wells, the use of this method is not effective.

In this paper, a method of cleaning the bottom-hole zone of the formation using concentric lift columns at the Vankor deposit is proposed. This method will allow to clean the bottom-hole zone of the formation from accumulated liquid, while minimizing gas losses that occur when gas is purged into the atmosphere.

Modes of development of gas fields

The dynamics of design and actual gas withdrawals from the subsurface of the field is determined by specific geological, commercial and regional features of the development object. Depending on the activity of plantar and legal waters, either gas or water pressure mode manifests itself in the deposits during gas extraction. The practice of development indicates that the pure gas regime is relatively rare. As a rule, as the pressure in the productive reservoir decreases, water external to the reservoir is introduced into it.

Gas mode

Gas (gas-pressure) is called the field operation mode, in which reservoir fluids enter the producing wells under the influence of compressed natural gas energy. Naturally, the pressure drop in the reservoir pore space causes the elastic expansion of the skeleton of the rocks containing the deposit. However, the main source of energy, thanks to which reservoir fluids are filtered to the faces of producing wells, in the gas mode is the energy of the compressed gas contained in the reservoir.

Since both the well placement system at the field, the gas preparation scheme for transport and the transport scheme, as well as the technical and economic indicators of development depend on the operation mode of the deposit, they usually try to justify the operation mode of the facility as early as possible after the discovery of the deposit. At the same time, the methods of analogy of objects of the regional gas production system, geological and field data on the deposit (FEZ, saturation of the pore space with rye and water, features of the GVK and GNK), as well as data from the pilot operation of the field are used.

Water pressure mode

The dynamics in the content of associated water in the production of wells and in the rise of the GVK indicates the manifestation of the water-pressure regime. P.T.

Shmyglya rightly qualifies the elastic water-pressure regime as the most common manifestation of an external energy source of the gas reservoir being developed. With this understanding, the hard-water pressure regime sometimes allocated is only a special case of the elastic-water pressure regime, since a change in the rate of gas extraction from the deposit immediately causes the elastic component to manifest in the balance of forces that ensure fluid filtration.

The earliest sign of water entering the reservoir is a decrease in the level in piezometric wells drilled into the aquifer or into the reservoir reservoir area, which is the part of the water reservoir closest to the reservoir. The larger the fund of piezometric wells, the more accurately it is possible to estimate the current volume of water introduced into the gas-saturated zone.

The source of additional information about the mode of operation of the gas-bearing reservoir is also the data of geophysical studies of wells, namely, data on the rise of the GVK (GNK).

Further, the evidence of water entering the reservoir may be field data on the watering of well products. These data include both the results of monitoring the water content in the production of wells, and the results of chemical analysis of associated water (according to the dynamics of the content, for example, of chlorine ions). Having information about the composition of plantar and prescription water, it is possible to judge both the facts of the introduction of these waters into the gas-saturated area, and the amount of incoming water, if the composition of associated water of producing wells is systematically monitored, starting from the peripheral ones [24].

Complications arising from gas production

The exploitation of deposits during the period of falling production occurs against the background of not only a decrease in reservoir pressure, but also a number of other negative processes that complicate production, lead to a decrease in well flow rates and an increase in the cost of extracted gas, and sometimes wells stop.

The most common negative phenomena include:

- watering of the deposit;

- formation of zones of trapped gas volumes due to uneven mining of the deposit;
- formation of hydrates;
- degradation and destruction of the bottomhole zone;
- sand displays;
- moral and physical wear of fishing equipment;
- growth of the share of eroded equipment in the wellhead strapping;
- reduction of the efficiency of field processing of the extracted gas.

Flooding of deposits and sand occurrences

Many attempts have been made to accurately explain the relationship between water breakthrough and reservoir failure. One explanation is that the flooding of productive layers causes a drop in capillary pressure due to increased saturation with the wetting phase. Since the capillary pressure holds the sandstone grains together, the water breakthrough contributes to the removal of sand. In fact, low water saturation of the reservoir corresponds to high capillary pressure, high water saturation corresponds to low capillary pressure

Another theory suggests that when water breaks through the formation, the relative gas permeability decreases. To maintain the production level of the well, depression on the formation increases, which initiates the movement of small particles in the formation. This is also facilitated by the redistribution of geodynamic loads caused by a change in the difference between rock and reservoir pressures. With a significant sand occurrence of the productive reservoir, sand along with the gas flow enters the well equipment. After some time, sand will accumulate in the trunk, forming a sand plug. At the same time, a traffic jam may not form if the gas velocity in the elevator pipes is higher than the critical one, that is, when the velocity of the upward flow in the tubes is equal to the velocity of a grain of sand falling under gravity. The lifting force of the fluid jet is proportional to the square of the diameter of the grain of sand, and the rate of fall under gravity is proportional to the cube of the diameter of the grain of sand. Calculations show that, depending on the viscosity of the fluid in which

the grains of sand are suspended, the critical size of the grain of sand lies in the range of 0.35– 0.15 mm. Smaller grains of sand do not precipitate and do not form plugs in the borehole. If larger grains of sand are taken out of the PZP into the borehole, then in order to prevent the formation of a sand plug, it is necessary to ensure the rate of gas rise from the well that can carry sand to the surface. However, the higher the rate of ascent (gas extraction from the well), the higher the depression on the formation, which is unacceptable due to the intensification of reservoir destruction. At a gas flow velocity of more than 10 m/sec. and a large content of mechanical impurities, intense abrasive wear is observed. Corner fittings, valves, pump and compressor pipes and other field equipment fail prematurely. Therefore, hundreds of wells in the fields of the Far North work with limited flow rates and depressions due to the removal of sand and water [25].

The applied methods aimed at preventing the removal of sand into the well are conditionally divided into three groups:

- 1) mechanical methods involving the creation of artificial bridges that prevent sand from entering the well;
- 2) chemical methods based on injection of substances into the formation, subsequently hardening and cementing sand;
- 3) combined methods involving the use of mechanical filters and chemical fixation of sand grains.

When choosing a method to combat the removal of sand into the well, a number of factors are taken into account. The design of the well face and temperature restrictions are of great importance. When completing wells with an open face, as a rule, mechanical or combined methods are used. Chemical methods of fixing sand are used mainly in wells where cavities have not yet formed due to the removal of sand. The experience of carrying out repair work on wells has shown that preventing the removal of sand into the well without isolating the inflow of plantar water does not give positive results. Therefore, it is advisable to carry out work to combat sand manifestations with simultaneous isolation of the inflow of reservoir water.

Currently, the following technologies are used in the fields of Western Siberia when carrying out major repairs of wells (cattle) to combat the removal of sand and water occurrence:

- installation of anti-dust filters;
- isolation of reservoir water inflow by pressure grouting and installation of a cement bridge;
- selective isolation of reservoir water inflow using various materials and chemical reagents;
- strengthening of the PZP with sealing compositions.

The main negative factor in combating sand occurrence by installing anti-sand filters at the bottom of wells is the fact that the filter does not prevent the destruction of the bottom-hole zone of the formation, but only partially retains the sand carried out by the gas flow [25].

One of the traditional methods of plantar water isolation is the installation of cement bridges in the lower part of the well. However, this method is not selective and ineffective (the efficiency is no more than 30%), because the water continues to move through the reservoir outside the installed bridge. The effect is short-term, and a small inter-repair period requires repeated repairs and new costs for cattle. There is also a high probability of destruction of the cement bridge during the development and development of the well on the torch. The reason for the destruction is often not taking into account the large volume of caverns formed due to the intensive removal of reservoir sand together with reservoir water. Therefore, when designing the water insulation technology, it is necessary to take into account the volume of caverns and their length in the PZP.

Unfortunately, there are currently no instrumental methods for accurately estimating the volume of cavities formed during the operation of the well. In order to more completely fill the cavern behind the production column, the technology of fixing the bottom-hole zone with foamed resins is used. The foamed resin has a permeability of 300-500 microns and binds the formation sand into a permeable array with a compressive strength of 1.5–3.0 MPa. The significant mechanical strength of the sands

treated with foamed resin indicates the presence of strong bonds between individual grains. The adhesion forces between the sand grains reach 0.8–1.7 MPa. The high mechanical compressive strength is consistent with the high resistance of the sands treated with foamed resin to erosion by the flow of filtered liquid.

The method of fastening the bottom-hole zone with foamed resin consists in the fact that the phenol-formaldehyde resin injected into the bottom-hole zone is brought into a foam-permeable hardened state. To do this, the resin is mixed with a hardener, and during the reaction at the bottom, a permeable foam is formed, increasing in volume by 5-6 times compared to the original one, completely filling the cavity and the entire filter part of the well. Thus, all conditions for further violation of the bottom-hole zone are eliminated. To combat the removal of sand, it is necessary to suppress the action of the wedging pressure of the wetting water, as well as use substances that improve the adhesion of sand particles to each other.

Selective methods of water isolation are promising for combating the flow of plantar water into the borehole. The water isolation method acquires selectivity when one or more of the following conditions are met:

1. The composition for water insulation enters practically only in the water-saturated interval (selectivity during injection) with the formation of a grouting mass and practically does not enter the productive interval.

2. The water-insulating composition forms a grouting mass and reduces water permeability only in the water-saturated range and does not affect gas permeability in the productive range.

3. The composition for water insulation or the grouting mass is easily removed with the gas flow from the productive interval. The composition for selective water insulation and control of sand removal in gas wells should have the following characteristics:

- do not reduce the permeability of gas-conducting zones and gas interlayers;
- to reduce the water permeability of the water-saturated intervals of the section;

- improve the adhesion of reservoir rock particles to each other and (or) suppress the action of wedging pressure.

Depending on the magnitude of the reservoir pressure, an algorithm was developed for selecting a method for removing the liquid.

1. Reservoir pressure >102 atm:

- consideration of the possibility of using coiled tubing;
- estimation of optimal parameters of natural flow in the well;
- consideration of the possibility of lifting gas through the inter-tube space [23].

2. Reservoir pressure 34-102 atm:

- plunger elevator;
- small diameter elevator column;
- reduction of wellhead pressure;
- well blowing with gas;
- input of surfactants;
- rod pumps;
- periodic gas lift;
- swabbing;
- jet pump.

3. Reservoir pressure <34 atm:

- rod pump;
- siphon pipes;
- Surfactants;
- Jet pump.

Hydrate formation

The process of surface decomposition of gas hydrates at negative Celsius temperatures can be divided into three main stages:

1) the stage of initial decomposition into metastable phases (supercooled water, phases of metastable ice);

2) the stage of crystallization or recrystallization of the metastable aqueous phase;

3) the stage of further slow decomposition by diffusion mechanism.

Methods for preventing hydrate formation:

- gas heating at heating stations by steam or other heat carriers in heat exchangers: while maintaining the pressure in the gas pipeline, the gas temperature is maintained several degrees above the equilibrium temperature of hydrate formation;
- pressure reduction: the law of gas temperature change in the gas pipeline is known, i.e. the dependence of gas temperature change on the length of the gas pipeline is set (the method is used to prevent hydrate formation or eliminate formed hydrates);
- hydrate-free operation of wells due to the choice of the technological mode of operation or the supply of a hydrate formation inhibitor to wells;
- introduction of inhibitors into the gas flow: they are used to prevent and eliminate hydrates in the bottom-hole zone of the formation and boreholes (it requires the supply of a large amount of inhibitor not only into wells, but also into plumes).

Gas field systems in which the formation of technogenic gas hydrates is possible include:

- bottom-hole zone of wells, borehole;
- loops and collectors;
- gas treatment plants;
- head sections of main gas pipelines;
- gas distribution stations;
- in-field and main product pipelines;
- installations for factory processing and processing of gas.

Requirements for commercial gas

In the process of gas transportation, due to the content of mechanical impurities and moisture in it, blockages may form that slow down the product flows, reducing the throughput of the gas pipeline. As a result, the compressors have to be operated with large capacities. Also, substances that form a blockage, interacting with the walls of pipes, contribute to their destruction due to corrosion. All this can cause accidents on gas pipelines and compressor stations.

Under these conditions, the importance of the gas preparation process increases: it becomes necessary to reach a certain dew point value to prevent the formation of hydrates and remove unwanted components from its composition. To account for the quality of commercial gas, the following requirements were introduced:

- gas during transportation should not cause corrosion of the pipeline, fittings, appliances and so on;
- the quality of the gas should ensure its transportation in a single-phase state, that is, there should be no formation and precipitation of hydrocarbon liquid, water condensate and gas hydrates in the gas pipeline;
- commercial gas should not cause complications for the consumer when using it.

Thus, the norms of industrial and domestic gas were derived (Table 1).

Table 1 – Norms for natural gas transported through main gas pipelines [5]

Indicator	For the climate zone	
	moderate and hot	cold
The dew point temperature of water at an absolute pressure of 3.92 MPa, °C, not higher: in winter in the summer	- 10 - 10	- 20 - 14
The dew point temperature for HC at an absolute pressure from 2.5 to 7.5 MPa, °C, not higher: in winter in the summer	- 2 - 2	- 10 - 5
The content of mechanical impurities, g/100 m ³	< 0,1	
Hydrogen sulfide content, g/100 m ³	< 2,0	
Oxygen content, %	< 1,0	
Mercaptan sulfur content, g/100 m ³	< 3,6	

The requirements for a low oxygen content can be explained by the fact that it gives the gas a high degree of explosion hazard, and also increases corrosion.

It should be taken into account that in some cases it is economically unprofitable to produce a full list of measures to bring gas to the standards of marketable products. Examples are situations when the costs of introducing special equipment for gas treatment at a separate field will exceed the profit from the products produced. Then it would be more expedient to allocate the largest field and increase gas requirements on it. Then it will be possible not to introduce complex and expensive equipment at smaller fields connected to the main field by a common gas pipeline.

Currently, there are no uniform international standards for the permissible content of hydrogen sulfide, carbon dioxide, organosulfur compounds, nitrogen, water, mechanical impurities, and so on.