

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Школа Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело
Отделение школы нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Исследование процессов гидратообразования и способы их предотвращения на примере Х НГКМ (ЯНАО)

УДК 665.7.035.6.622.276(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б4П	Свирилов Вадим Игоревич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Чеканцева Лилия Васильевна			

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Глызина Татьяна Святославовна	К.Х.Н		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Вторушина Анна Николаевна	К.Х.Н		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
<i>В соответствии с общекультурными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями</i>		
P1	Приобретение профессиональной эрудиции и широкого кругозора в области гуманитарных и естественных наук и использование их в профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-5, ОК-7, ОК-8) (ЕАС-4.2а) (АВЕТ-3А)
P2	Уметь анализировать экологические последствия профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение безопасных условий труда	Требования ФГОС ВО (ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-9) ПК-4, ПК-5, ПК-13, ПК-15.
P3	Уметь самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-8, ОК-9) (АВЕТ-3i), ПК1, ПК-23, ОПК-6, ПК-23
P4	Грамотно решать профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий	Требования ФГОС ВО (ОПК-1, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6) (ЕАС-4.2d), (АВЕТ3e)
<i>в области производственно-технологической деятельности</i>		
P5	Управлять технологическими процессами, эксплуатировать и обслуживать оборудование нефтегазовых объектов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-4, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11, ПК-13, ПК-14, ПК-15)
P6	внедрять в практическую деятельность инновационные подходы для достижения конкретных результатов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-5, ПК-6, ПК-10, ПК-12)
<i>в области организационно-управленческой деятельности</i>		
P7	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику	Требования ФГОС ВО (ОК-5, ОК-6, ПК-16, ПК-18) (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d)
P8	Осуществлять маркетинговые исследования и участвовать в создании проектов, повышающих эффективность использования ресурсов	Требования ФГОС ВО (ПК-5, ПК-14, ПК17, ПК-19, ПК-22)
<i>в области экспериментально-исследовательской деятельности</i>		
P9	Определять, систематизировать и получать необходимые данные для экспериментально-исследовательской деятельности в нефтегазовой отрасли	Требования ФГОС ВО (ПК-21, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26)
P10	Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий	Требования ФГОС ВО (ПК-22, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26,) (АВЕТ-3b)
<i>в области проектной деятельности</i>		
P11	Способность применять знания, современные методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	Требования ФГОС ВО (ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30) (АВЕТ-3c), (ЕАС-4.2-e)

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки Нефтегазовое дело
Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП

(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
2Б4П	Свирилов Вадим Игоревич

Тема работы:

Исследование процессов гидратообразования и способы их предотвращения на примере Х НГКМ (ЯНАО)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Пакет информации по гидратам и методам борьбы с ними. Тексты и графические материалы отчётов и научно-исследовательских работ, фондовая и научная литература.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Общие сведения о гидратообразовании и борьбы с ними. Расчет и анализ условий гидратообразования.
Перечень графического материала	Графики зависимости температуры газа T_x и температуры гидратообразования T_r от глубины работающей скважин

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Доцент отделения нефтегазового дела Глызина Татьяна Святославовна
«Социальная ответственность»	Доцент отделения контроля и диагностики Вторушина Анна Николаевна
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
Характеристика гидратов природных газов	
Расчет и анализ условий образования гидратов	
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
Социальная ответственность	
Заключение	

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

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Чеканцева Лилия Васильевна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б4П	Свирилов Вадим Игоревич		

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б4П	Свирилов Вадим Игоревич

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	ОНД
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<ul style="list-style-type: none"> •материальные затраты НИИ; •основная заработная плата исполнителей темы; •дополнительная заработная плата исполнителей темы; •отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления);
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<p>1.Распоряжение Министерства природных ресурсов и экологии РФ об утверждении Временных методических рекомендаций по подготовке технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья от 18.05.2016;</p> <p>2.Амортизационные отчисления, учитывающие отраслевую и региональную специфику</p>
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Единый социальный налог, составленный в зависимости от ставки налога по законодательству от фонда заработной платы, налог на добавленную стоимость, страховые взносы, прочие налоги, налог на имущество, налог на прибыль.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. <i>Расчет себестоимости предупреждения и ликвидации про закачке метанола в скважину</i>	Формирование бюджета затрат на реализацию проекта
2. <i>Оценка эффективности использования метанола при борьбе с гидратообразованием</i>	Обоснование перспективности рационального использования метанола при добыче газа

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Глызина Т.Э	К.Х.Н		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б4П	Свирилов Вадим Игоревич		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б4П	Свирилов Вадим Игоревич

Школа	ИШПР	Отделение школ(НОЦ)	ОНД
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения:	Объектом исследования является УКПГ-16,а именно технологические установки, отвечающие за подготовку газа. Область применения –газодобывающая отрасль.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Производственная безопасность	- Анализ выявленных вредных факторов на УКПГ-16 (в цехах подготовки и осушки газа, вблизи метанольной утановки) - Анализ выявленных опасных факторов на УКПГ-16
2. Экологическая безопасность	- Анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); - Анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); - Анализ воздействия объекта на литосферу (отходы);
3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	- анализ возможных ЧС при разработке и эксплуатации - перечень возможных ЧС на объекте: техногенного характера – пожары и взрывы; - выбор наиболее типичной ЧС.;; - разработка превентивных мер по предупреждению ЧС;
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	- специальные правовые нормы трудового законодательства; - организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Вторушина А.Н	К.Х.Н		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б4П	Свирилов Вадим Игоревич		

РЕФЕРАТ

Дипломный проект содержит 91 страницы, 27 рисунков, 31 таблица, 15 источников, 1 приложение.

ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА, ПЛОЩАДЬ, МЕСТОРОЖДЕНИЕ, ГАЗ, СКВАЖИНА, ПЛАСТ, ШЛЕЙФ, ДАВЛЕНИЕ, ТЕМПЕРАТУРА, УСЛОВИЯ ОБРАЗОВАНИЯ ГИДРАТОВ, ИНГИБИТОР ГИДРАТООБРАЗОВАНИЯ, МЕТАНОЛ.

Объектом исследования являются скважины и газосборная сеть N площади X НГКМ.

В процессе исследования приведены сведения о состоянии разработки месторождения, характеристика продуктивных горизонтов, текущее состояние отборов газа, характеристика производства, выполнен анализ работы газовых скважин и газопромысловых шлейфов, проведено сравнение фактического и расчётного расхода ингибитора гидратообразования.

Цель работы – контроль над режимом работы газовых скважин и газопромысловых шлейфов.

В процессе работы проведены расчёты распределения температуры и давления в стволе работающей и простаивающей скважины, определена температура гидратообразования, осуществлен расчёт газопромысловых шлейфов с целью определения возможных участков образования гидратов, а также расчёт необходимого количества метанола.

В результате расчётов и анализа сделан вывод об эффективности методов предупреждения и борьбы с гидратообразованием, дана оценка затрат на добычу газа, проведен расчёт с целью снижения себестоимости добычи газа, приведена характеристика производственной среды и влияния мероприятия на экологию региона.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	10
1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ РАЙОНА МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	12
2 СОСТОЯНИЕ РАЗРАБОТКИ ЗАПАДНО-ПЕСЦОВОЙ ПЛОЩАДИ X НГКМ.....	15
2.1 Технологические показатели разработки	15
3 КОНСТРУКЦИЯ ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН.....	22
4 ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ОБЪЕКТА.....	24
4.1 Газосборная сеть Западно-Песцовой площади X НГКМ.....	24
4.2 Химические реагенты, используемые на УКПГ–16.....	28
4.3 Характеристика исходного сырья и изготавливаемой продукции	30
5 ХАРАКТЕРИСТИКА ГИДРАТОВ ПРИРОДНЫХ ГАЗОВ.....	32
5.1 Состав и структура гидратов.....	32
5.2 Условия образования гидратов.....	33
5.3 Места образования гидратов.....	35
5.5 Ингибиторы для борьбы с образованием гидратов	35
6 РАСЧЕТ И АНАЛИЗ УСЛОВИЙ ГИДРАТООБРАЗОВАНИЯ УКПГ-16 ЗАПАДНО-ПЕСЦОВОЙ ПЛОЩАДИ X НГКМ.....	39
6.1 Расчёт распределения температуры и давления по стволу простаивающей скважины.....	39
6.2 Расчёт распределения температуры и давления по стволу работающей скважины.....	44
6.3 Гидравлический и тепловой расчет газопромысловых шлейфов	50
6.4 Расчёт расхода ингибитора гидратообразования	68
7 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	69
Расчет себестоимости предупреждения и ликвидации при закачке метанола в скважину.....	69
8 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	73
8.1 Анализ потенциальных опасностей и производственных вредностей в процессе эксплуатации Западно-Песцовой площади Уренгойского НГКМ.....	73
8.2 Мероприятия по обеспечению безопасных и безвредных условий труда.....	77

8.3 Мероприятия по охране окружающей среды.....	83
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	87
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	89
Приложение А.....	91

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время газовая промышленность страны вступает в новый сложный этап своего развития, стратегией которого является развертывание работ по вовлечению в промышленную разработку новых месторождений п. Ямал с последующим выходом в район Обско-Тазовской губы и арктического континентального шельфа. Новые газовые месторождения призваны снизить объемы добычи на эксплуатируемых площадях Надым-Пур-Тазовского района, дающих сегодня более 80% всего добываемого в стране газа.

В этой связи стабилизация темпов снижения добычи углеводородов на уникальном X нефтегазоконденсатном месторождении (НГКМ) является важной и актуальной общегосударственной задачей.

Крупнейшее по добыче природного газа X НГКМ введено в эксплуатацию в 1978 г., когда была начата разработка уникальной по запасам сеноманской газовой залежи.

Сеноманская газовая залежь контролируется тремя крупными тектоническими структурами: Уренгойским валом, Ен-Яхинским и Песцовым поднятиями. Основная добыча газа приходится на сеноманскую залежь X площади, где по состоянию на 1 января 1998 г. отобрано около 60 % начальных запасов газа. Добыча газа на площади осуществляется с использованием 771 скважины, которые размещены в присводовой части структуры.

В то же время на X промысле продолжается снижение добычи газа из сеноманских отложений, обусловленное значительным снижением пластового давления в сравнении с начальным давлением. Эксплуатация Западно-Песцового участка сеноманской залежи должна частично компенсировать снижение добычи газа по залежи в целом, а также обеспечить более полное извлечение газа в пределах рассматриваемого участка.

Целью данной работы является контроль над режимом работы газовых скважин и газопромысловых шлейфов. Для обеспечения бесперебойной работы установок комплексной подготовки газа (УКПГ) необходима своевременная подача

газа с кустов газовых скважин на установку, что осложнено образованием газовых гидратов в шлейфах газовых скважин. Для борьбы с гидратами используют ингибиторы гидратообразования (ДЭГ, метанол и др.), подогреватели газа. В данном дипломном проекте будут рассмотрены способы предупреждения и борьбы с гидратообразованиями в скважинах и шлейфах на Западно-Песцовой площади Х НГКМ.

1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ РАЙОНА МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Западно-Песцовая площадь входит в состав месторождений Большого Уренгоя. Географически находится на юге Тазовского полуострова, в северной части Западно-Сибирской низменности за Полярным кругом в 25 км к западу от Песцовой площади (рисунок 1). В административном отношении расположена в пределах Надымского района Ямало-Ненецкого национального округа Тюменской области.

Месторождение расположено в правобережной части бассейна верховьев р. Хадуттэ. Рельеф рассматриваемой территории представляет собой пологоволнистую равнину с абсолютными отметками 40 – 50 м в долинах рек и 70 – 80 м на водораздельных пространствах. Это область четвертичных абразионно-аккумулятивных морских равнин и озерно-аллювиальных равнин и террас.

В гидрографическом плане Западно-Песцовая площадь расположена в междуречье рек Таб-Яха и Хадуттэ. Одна из характерных черт рассматриваемой территории – сильная заозеренность и заболоченность. Вскрытие рек происходит в конце мая – середине июня, ледостав – в начале октября. Около половины территории занимают болота, в основном, торфяные.

Климат района – избыточно-влажный, с холодным летом и умеренно-суровой снежной зимой. Для температурного режима территории характерны низкие температуры зимой: средняя января минус 26,7 °С, абсолютный минимум минус 60 °С. Сравнительно высокие температуры короткого северного лета: средняя температура июля 13,4 °С, абсолютный максимум – 32 °С. Среднегодовое количество осадков – 400 мм, основная часть которых выпадает в теплое время года. Устойчивый снежный покров держится 210 – 250 суток. В пониженных участках рельефа толщина снежного покрова достигает 1,0 – 2,0 м, а на открытых участках снег почти полностью выдувается [11].

Западно-Песцовое месторождение расположено в зоне сплошного распространения многолетнемерзлых грунтов. Суровый климат района способствует сохранению многолетнемерзлых пород, подошва которых прослеживается на глуби-

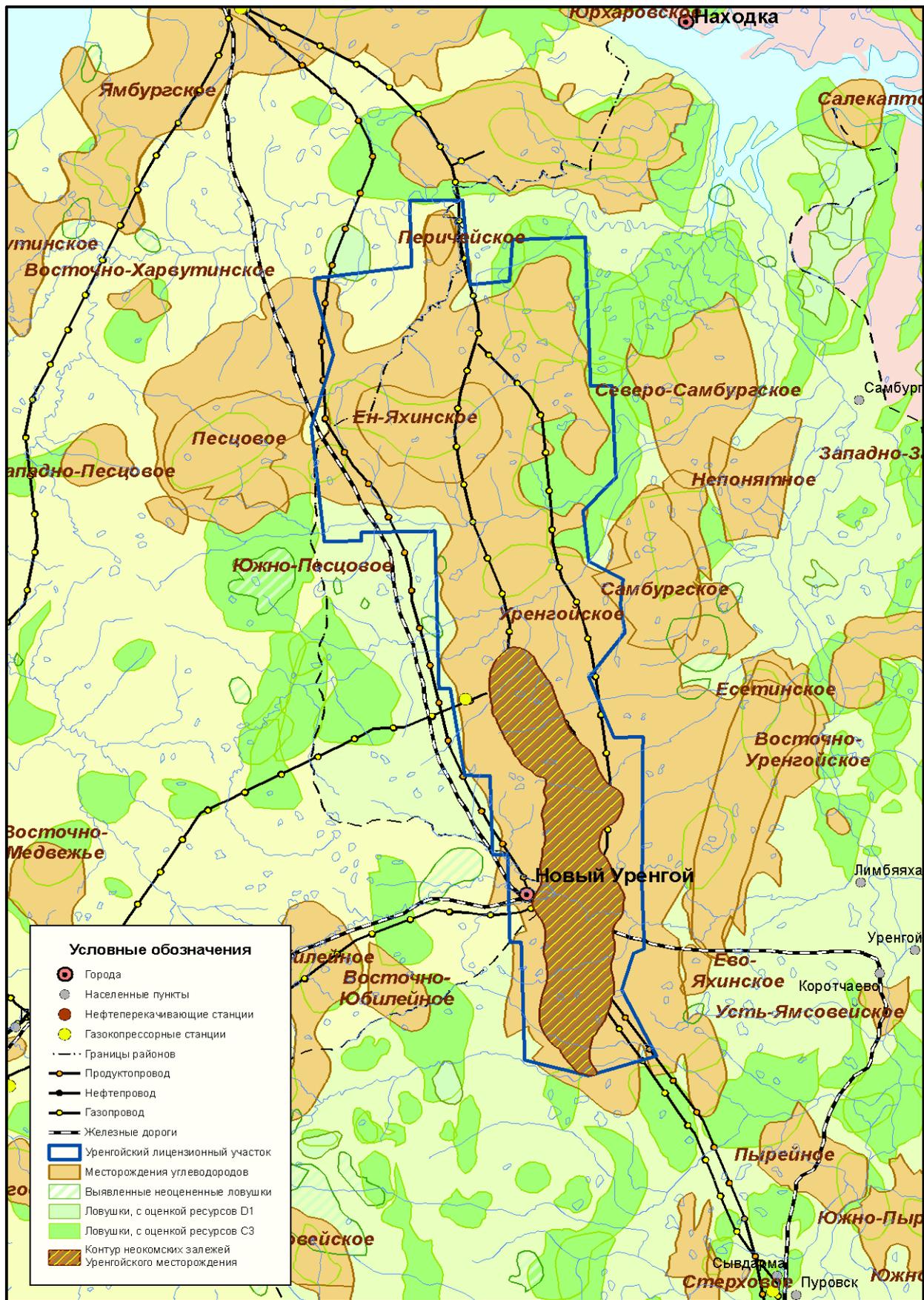


Рисунок 1 – Обзорная карта района месторождения

не 340 – 406 м. Несквозные талые зоны наблюдаются только под руслами рек и глубокими озерами. В зависимости от ландшафта и состава грунтов толщина слоя сезонного протаивания не превышает 1,5 м. Для района месторождения характерны три типа строения многолетнемерзлых пород. Наибольшее распространение имеют толщи с резко уменьшающейся льдистостью вниз по разрезу. Два других типа имеют локальное распространение на Западно-Песцовом месторождении. Один из них характеризуется равномерным распределением льдистости по глубине, а другой – мощными залежеобразующими льдами и увеличением льдистости сверху вниз. В результате вытаивания подземных льдов на территории месторождения происходит образование термокарстовых форм рельефа. Термокарстовые процессы распространены, в основном, на торфяниках, чему способствует высокая льдистость органогенных отложений и большая их обводненность. Значительные площади занимают бугристые торфяники и термокарстовые озера. На бортах долин мелких ручьев наблюдается процесс сплыва сезонного слоя протаивания.

Древесная растительность на территории месторождения развита слабо. Флора – типично тундровая – ягельники с редкими зарослями карликовой ивы и березы. По берегам рек и ручьев растут хвойные деревья (сибирская ель, лиственница).

Населенность района редкая. Коренное население состоит из ненцев, хантов, селькупов и русских. Основными занятиями местного населения являются охота и рыбная ловля. На территории района проводятся геологоразведочные работы, развита газодобывающая промышленность. Ближайшими населенными пунктами являются Тазовский, Уренгой, Надым, Нумги, Ныда. Через г. Новый Уренгой проходит железная дорога Сургут – Новый Уренгой – Надым [11].

2 СОСТОЯНИЕ РАЗРАБОТКИ ЗАПАДНО-ПЕСЦОВОЙ ПЛОЩАДИ X НГКМ

2.1 Технологические показатели разработки

В 2006 г. ООО «ВНИИГАЗ» выполнило «Проект доработки сеноманской залежи месторождений Большого Уренгоя (Уренгойская, Ен-Яхинская, Песцовая площади X НГКМ и Северо-Уренгойское НГКМ)» (протокол № 74-К/2006 от 21.07.2006 г.) и «Дополнения к проекту...» (протокол № 80-К/2006 от 01.06.2007 г.). Необходимость выполнения данных работ была вызвана имеющимися несоблюдениями проектных сроков ввода в эксплуатацию Песцовой площади и Таб-Яхинского участка.

В новом проектном документе представлены варианты разработки сеноманской залежи с учетом фактического состояния разработки месторождений Большого Уренгоя. Рассчитаны уровни добычи газа в период 2007 – 2009 гг. с учетом пропускной способности дожимного комплекса и далее с увеличенными уровнями годовой добычи газа, с учетом реконструкции дожимного комплекса в период 2009 – 2030 гг. В рамках реализации утвержденного варианта разработки сеноманских залежей Большого Уренгоя предусматривается ввод в эксплуатацию Западно-Песцовой площади в едином с Песцовой технологическом комплексе.

Представленные варианты разработки Западно-Песцовой площади различаются уровнем годовых отборов пластового газа, количеством эксплуатационных скважин, а также сроками ввода месторождения в эксплуатацию. Начальные рабочие дебиты эксплуатационных скважин, рассчитанные ООО «ВНИИГАЗ», составляют 300 – 350 тыс. м³/сут. при наклонном вскрытии пласта. В целях снижения депрессии на пласт и увеличения дебита проведены расчеты с субгоризонтальным окончанием ствола скважин в продуктивном пласте, длиной 100 м. По результатам расчетов дебит субгоризонтальных скважин составил 370 тыс. м³/сут. Исходные данные, принятые для расчета технологических показателей вариантов разработки, приведены в таблице 3.1 [9, 11].

Таблица 2.1 – Исходные данные для расчета технологических показателей

Исходные геолого-промысловые данные	Единица физической величины	Значение
Запасы газа на месторождении	млрд. м ³	47,9
Фильтрационные коэффициенты скважины:		
- наклонные:		
А	МПа/(тыс. м ³ /сут)	0,1371
В	МПа/(тыс. м ³ /сут) ²	0,000184
- горизонтальные:		
А	МПа/(тыс. м ³ /сут)	0,062
В	МПа/(тыс. м ³ /сут) ²	0,0001
Длина лифтовой колонны	м	1300
Диаметр лифтовой колонны	м	0,1003
Пластовое давление	МПа	12,39
Пластовая температура	К	303,0
Дебит скважины	тыс. м ³ /сут	346,0
Критические параметры газа:		
давление	МПа	4,57
температура	К	190,1
Коэффициент резерва скважин	-	1,12
Коэффициент эксплуатации скважин	-	0,95

Сравнительная характеристика вариантов представлена в таблице 3.2.

Авторами проекта предлагается предусмотреть сбор и предварительную подготовку газа на самой площади и по газопроводу, протяженностью 25 км, подать газ на УКПГ – 16, где и осуществить его окончательную подготовку.

Утвержденный вариант характеризуется следующими основными показателями:

- годовой отбор пластового газа – 2 млрд. м³/год (или 4,2 % от начальных запасов газа);
- период постоянной добычи – 13 лет;
- накопленная добыча пластового газа – 36,77 млрд. м³ (или 76,8 % от начальных запасов газа);
- фонд эксплуатационных скважин – 17 ед.;
- количество кустов – 7.

Таблица 2.2 – Сопоставление основных показателей вариантов разработки

Вариант	Отбор пластового газа, млрд. м ³ / год	Начальный дебит скважин, тыс. м ³ / сут	Количество экспл. скважин, ед.	Депрессия на пласт, МПа	Период постоянной добычи, лет	% отбора газа от начальных запасов	Скв.
1а	1,5	346	14	0,29-0,60	17	64,9	НН
1б	1,5	370	12	0,15-0,32	17	64,3	Г
2	2,0	370	17	0,15-0,32	13	76,8	

По результатам технико-экономического анализа вариантов разработки сеноманской залежи Западно-Песцовой площади к реализации рекомендуется вариант 2, обеспечивающий уровень годового отбора пластового газа в объеме 2 млрд. м³ (4,2 % от начальных запасов) при незначительном увеличении фонда скважин за расчетный период. Максимум годовой добычи пластового газа достигается в 2010 г.. Период постоянных отборов продлится 13 лет. На начало падающей добычи из залежи будет отобрано 26,64 млрд. м³ (55,6 %) пластового газа. За расчетный период разработки (2009 – 2030 гг.) из залежи будет отобрано 36,7 млрд. м³ (76,8 %) пластового газа. В течение периода постоянного отбора

среднесуточный дебит газа составит 370 тыс. м³/сут.. За весь расчетный период разработки пластовое давление снизится с 12,348 МПа до 3,242 МПа. При этом давление на устье изменится со 10,84 МПа до 2,65 МПа. Фонд эксплуатационных скважин составит 17 ед. (таблица 3.3).

Для варианта выполнены расчеты по оценке отработки залежи. Результаты расчетов показали, что отработка залежи происходит сравнительно равномерно.

Величина депрессионной воронки составит 0,9 – 1,0 МПа.

Расчеты по прогнозу обводнения показали, что в зоне расположения кустов ожидается подъем воды до 18 м выше первоначальной отметки ГВК. Также полностью обводняются периферийные участки залежи. Возможно такое обводнение скважин куста № 1640, где подъем ГВК составит, предварительно, 20 м.

Таблица 2.3 – Фонд скважин на Западно-Песцовой площади

Номера кустов	Номера скважин	
	Эксплуатационные	Наблюдательные
1640	16401, 16402, 16403	-
1641	16411, 16412	-
1642	16421, 16422	16420
1643	16431, 16432, 16433	16430
1644	16441, 16442, 16443	-
1645	16451, 16452	-
1646	16461, 16462	16460

Динамика разработки месторождения до 2030 г. добычи и ее обобщенные технологические показатели по годам представлены в таблице 3.4 и на рисунке 3.1.

Для обеспечения максимальной добычи газа в объеме 2,0 млрд. м³ в год проектом разработки предусматривается 17 эксплуатационных скважин, сгруппированных в 7-ми кустах (рисунок 2.2). На площадке куста располагается от 2 до 3 эксплуатационных скважин. Ввод скважин осуществляется в течение двух лет [9].

Таблица 2.4 – Показатели разработки сеноманской залежи Западно-Песцовой площади по рекомендуемому варианту

Годы	Добыча газа			Дебит скважин, тыс. м ³ /сут.	Давление, МПа		Депрессия на пласт, МПа	Температура на устье скв., °С	Фонд скважин, ед.		Вынос пластовой воды, % к конд.
	годовая, млрд. м ³	накопленная			пластовое	устьевое			эксплуатационный	действующий	
		млрд. м ³	% от запасов								
1	0,18	0,18	0,4	370,0	12,348	10,84	0,15	-	5	5	-
2	0,15	0,33	0,7	370,0	12,312	10,80	0,15	-	5	5	-
3	0,14	0,47	1,0	370,0	12,279	10,77	0,15	-	5	5	-
4	0,17	0,64	1,3	370,0	12,239	10,74	0,15	-	5	5	-
2009	0,64	0,64	1,3	370,0	12,239	10,74	0,15	16,4	5	5	0,5
1	0,56	1,20	2,5	370,0	12,107	10,62	0,15	-	17	17	-
2	0,46	1,66	3,5	370,0	11,999	10,52	0,15	-	17	17	-
3	0,44	2,10	4,4	370,0	11,895	10,42	0,15	-	17	17	-
4	0,54	2,64	5,5	370,0	11,768	10,30	0,16	-	17	17	-
2010	2,00	2,64	5,5	370,0	11,768	10,30	0,16	16,2	17	17	1,0
2011	2,00	4,64	9,7	370,0	11,296	9,87	0,16	15,9	17	17	1,8
2012	2,00	6,64	13,9	370,0	10,824	9,43	0,17	15,7	17	17	2,2
2013	2,00	8,64	18,0	370,0	10,350	8,99	0,18	15,5	17	17	4,8
2014	2,00	10,64	22,2	370,0	9,874	8,55	0,19	15,3	17	17	7,4
2015	2,00	12,64	26,4	370,0	9,396	8,10	0,20	15,1	17	17	10,5
2016	2,00	14,64	30,6	370,0	8,915	7,64	0,21	14,9	17	17	13,0
2017	2,00	16,64	34,7	370,0	8,431	7,18	0,22	14,4	17	17	15,6
2018	2,00	18,64	38,9	370,0	7,943	6,71	0,23	14,0	17	17	18,0
2019	2,00	20,64	43,1	370,0	7,450	6,23	0,25	13,7	17	17	20,5
2020	2,00	22,64	47,3	370,0	6,952	5,74	0,27	13,4	17	17	23,0
2021	2,00	24,64	51,4	370,0	6,449	5,23	0,29	12,9	17	17	25,4
2022	2,00	26,64	55,6	370,0	5,940	4,71	0,32	12,5	17	17	28,0
2023	1,85	28,49	59,5	321,3	5,462	4,38	0,28	12,1	17	17	28,0
2024	1,61	30,10	62,9	280,0	5,041	4,08	0,26	11,8	17	17	28,0
2025	1,42	31,52	65,8	250,4	4,666	3,79	0,24	11,4	17	17	28,0
2026	1,27	32,79	68,5	223,4	4,327	3,54	0,22	11,0	17	17	28,0
2027	1,14	33,93	70,9	202,8	4,020	3,29	0,21	10,7	17	17	28,0
2028	1,04	34,97	73,0	184,2	3,738	3,06	0,20	10,3	17	17	28,0
2029	0,94	35,91	75,0	167,3	3,480	2,85	0,19	9,6	17	17	28,0
2030	0,86	36,77	76,8	154,8	3,242	2,65	0,19	8,9	17	17	28,0

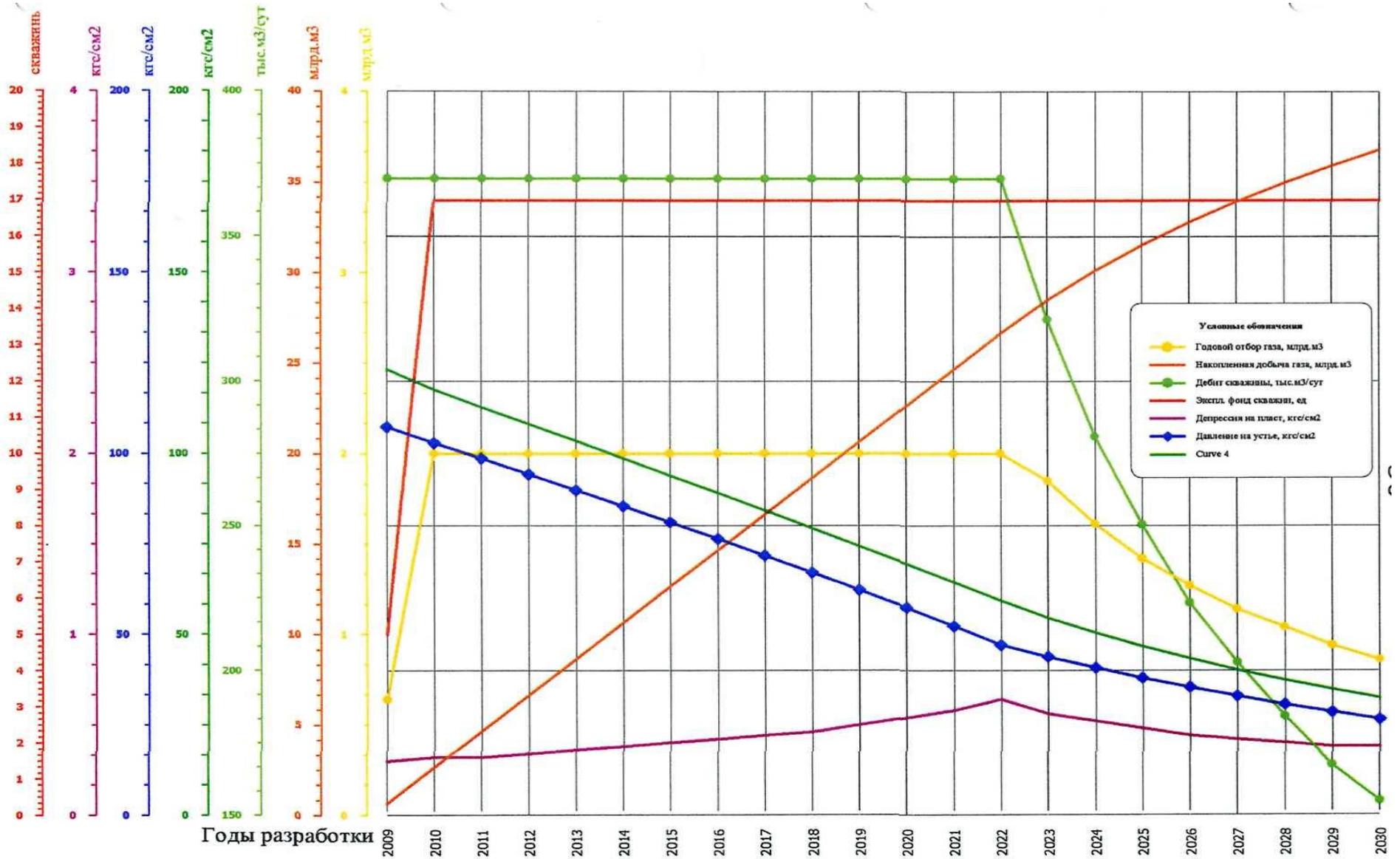


Рисунок 2.1 – Показатели разработки Западно-Песцовой площади по рекомендуемому варианту

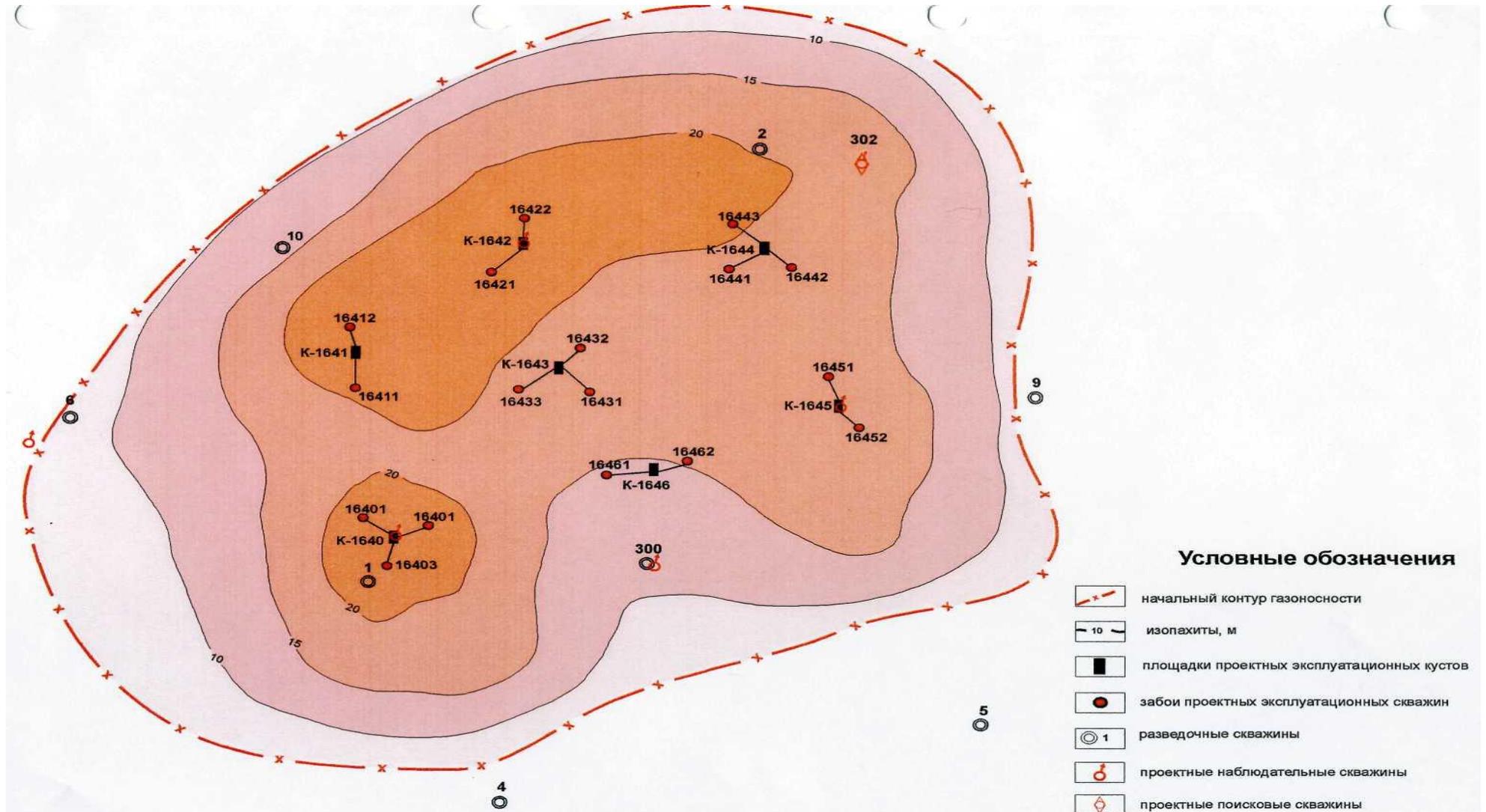


Рисунок 2.2 – Схема размещения проектных кустов и скважин

3 КОНСТРУКЦИЯ ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН

Сеноманские скважины Западно-Песцовой площади X НГКМ имеют следующую конструкцию:

- кондуктор диаметром 245 мм спущен на глубину до 550 м;
- эксплуатационная колонна диаметром 168 мм спущена на глубину до 1196 м;
- лифтовая колонна диаметром 114 мм спущена до проектной глубины.

Кондуктор диаметром 244,5 мм спускается на глубину 550 (500) м для перекрытия четвертичных отложений и многолетнемерзлых пород, неустойчивых и склонных к обвалообразованию. Оборудуется противовыбросовым оборудованием для герметизации устья скважины при возникновении флюидопроявлений при бурении под эксплуатационную колонну. Бурение под кондуктор ведется турбинным способом долотами диаметрами 295,3 мм. Кондуктор цементируется до устья.

Эксплуатационная колонна диаметром 168,3 мм спускается в кровлю продуктивного горизонта. Глубина спуска эксплуатационной колонны по вертикали составляет 1196 м. Эксплуатационная колонна предназначена для разобщения проницаемых горизонтов, залегающих выше продуктивного пласта. Бурение под эксплуатационную колонну ведется турбинным способом долотами диаметрами 215,9 мм.

Эксплуатация ведется по насосно-компрессорным трубам (НКТ) диаметром 114,3 мм. Применяемая конструкция лифтовых труб – одноколонная.

Проектная конструкция эксплуатационной скважины Западно-Песцового месторождения приведена на рисунке 4.

Сетчатый фильтр (ФС) диаметром 114,0 мм перекрывает участок ствола скважины, вскрывающий продуктивный пласт в интервале 1196 – 1320 м. Бурение под фильтр ведется с помощью винтовых забойных двигателей долотами диаметрами 144,4 мм. Фильтр предназначен для предотвращения выноса песка продуктивного пласта сеноманских отложений, сложенного слабосцементированными породами [13].

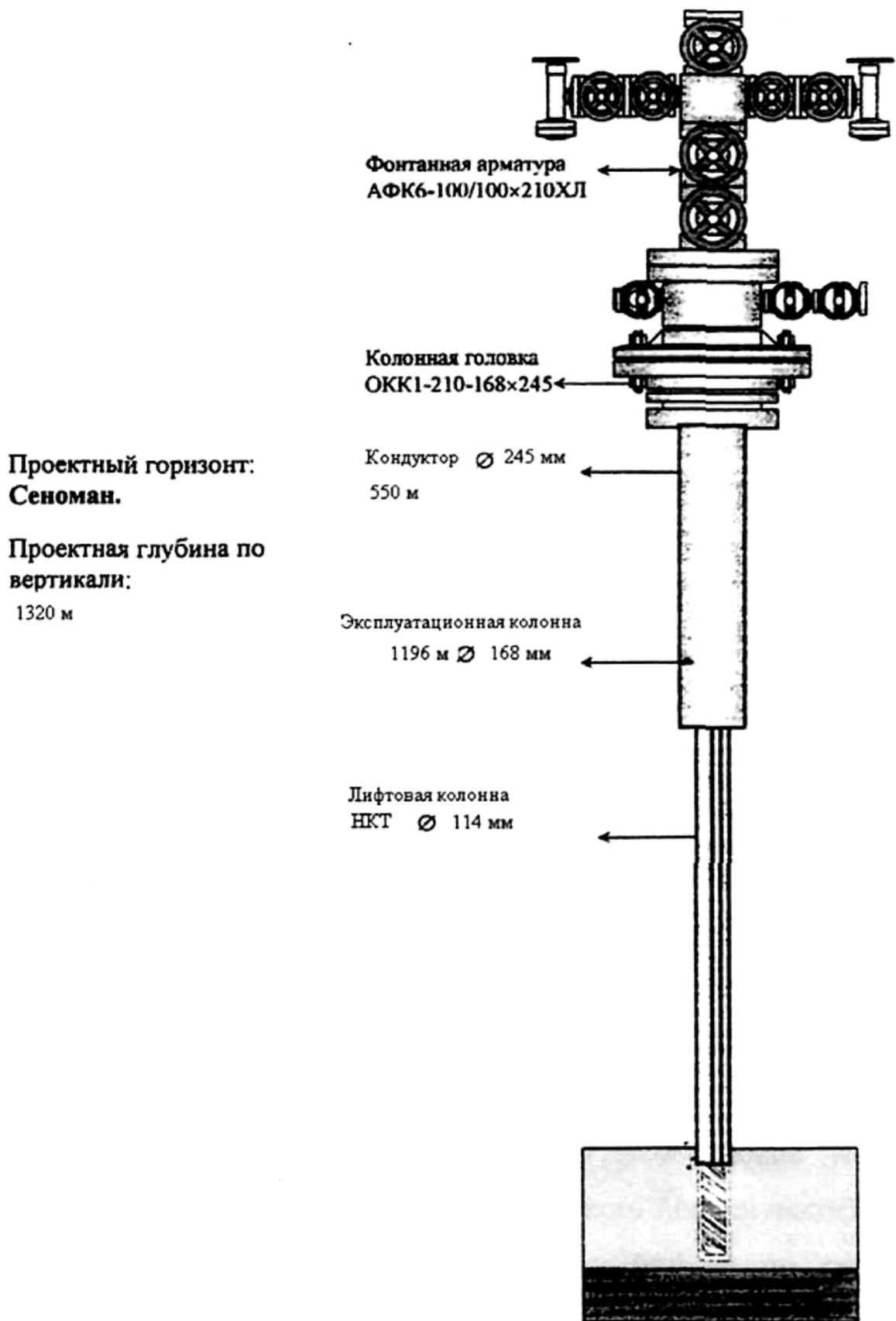


Рисунок 3 – Проектная конструкция эксплуатационной газовой скважины
 Западно-Песцового месторождения

4 ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ОБЪЕКТА

4.1 Газосборная сеть Западно-Песцовой площади X НГКМ

При проектировании схемы сбора пластового газа учтены следующие основные требования: оптимальное использование пластовой энергии газа; обеспечение скоростей газа, необходимых для выноса жидкости из полости трубопровода; обеспечение высокого уровня надежности и эксплуатационной безопасности; минимизация капитальных и эксплуатационных затрат; обеспечение минимального техногенного воздействия на окружающую среду.

Расчеты проводились исходя из следующих условий: прокладка шлейфов наземная с обвалованием, в соответствии с техническими требованиями; длины газопроводов и коллекторов – по данным отдела изысканий ОАО «ВНИПИГаздобыча»; толщина теплоизоляции газопроводов и коллекторов – 80 мм, обеспечивающая перепад температуры 1 – 2 °С на 1 км.

Диаметры газосборных коллекторов подобраны таким образом, чтобы в течение всего периода эксплуатации обеспечивались достаточные скорости газа для выноса жидкости из пониженных мест 2 м/с, а максимальные не превышали бы 20 м/с.

Подключение кустов скважин к УКПГ происходит по коллекторной схеме. Схема сбора газа на Западно-Песцовой площади, с указанием длин и выбранных диаметров газопроводов, представлена на рисунке 5.

Газосборные коллекторы от семи кустов № 1640 – 1646 диаметром 159 мм, 219 мм и 273 мм общей протяженностью 10323 м подключаются к одному общему коллектору, состоящему из труб диаметром 273 мм, 325 мм, 426 мм и 530 мм общей протяженностью 32209 м.

Параллельно газовым коллекторам в одной траншее с ними прокладывается метанолопровод диаметром 57 мм общей протяженностью 42532 м. Основные параметры трубопроводов приведены в таблице 4.1.

Максимальное расчетное давление в газосборной сети Западно-Песцовой пло-

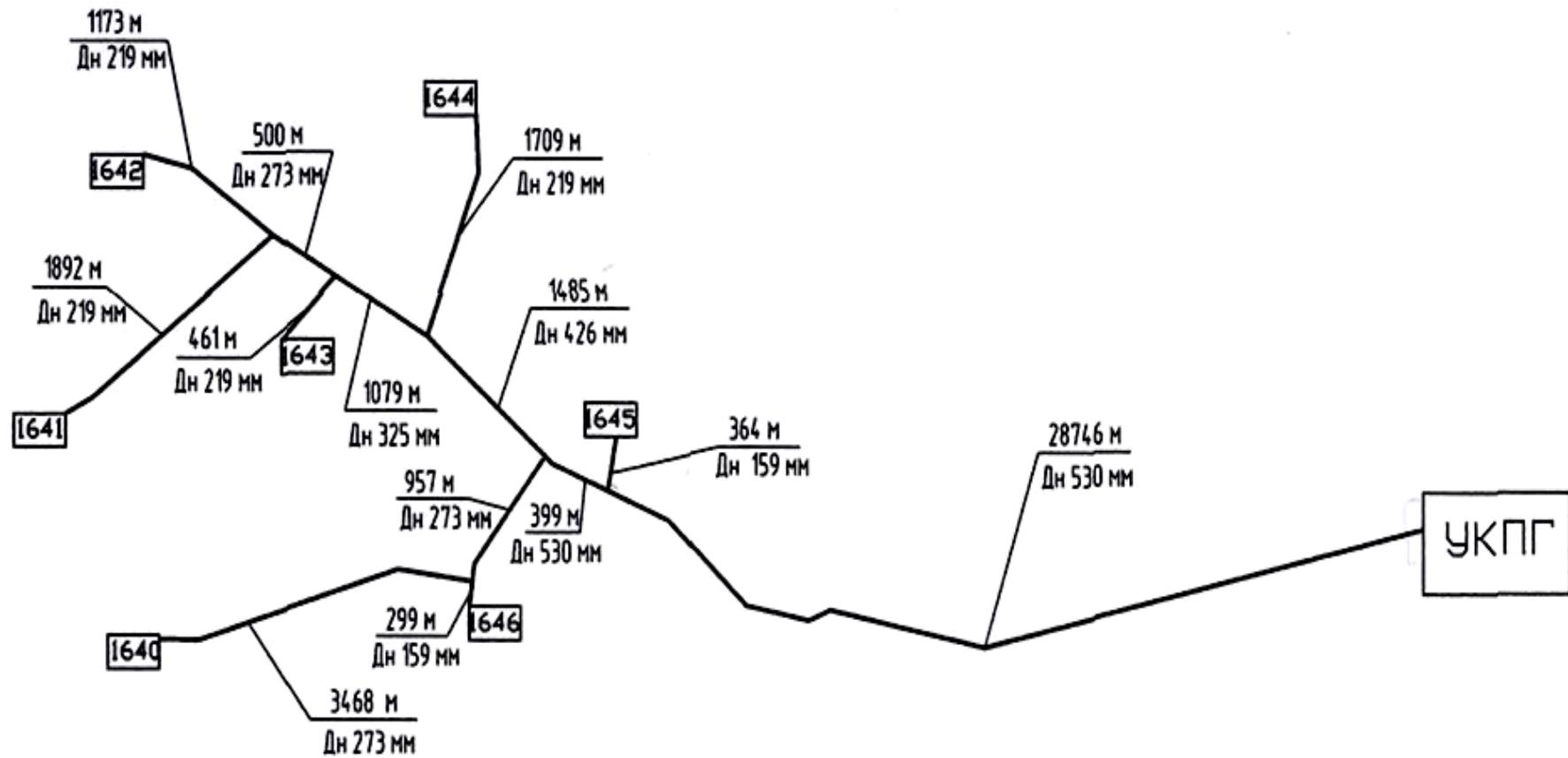


Рисунок 4 – Схема сбора газа на Западно-Песцовой площади Уренгойского НГКМ

Таблица 4.1 – Основные параметры трубопроводов

Наименование трубопровода	Диаметр и толщина стенки трубопровода	Расчетное давление, МПа	Температура продукта max, °С	Температура продукта min, °С	Протяженность трубопроводов, м
Газовые коллекторы от кустов № 1640–1646 до УКПГ-16	159 x 7,0	11,0	16,4	-10,3	663
	219 x 9,0	11,0	16,4	-10,3	5235
	273 x 10,0	11,0	16,4	-10,3	4925
	325 x 13,0	11,0	16,4	-10,3	1079
	426 x 16,0	11,0	16,4	-10,3	1485
	530 x 12,4	11,0	16,4	-10,3	700
	530 x 10,0	11,0	16,4	-10,3	28445
Метанолопровод	57 x 4,0	14,0	24,4	-45,0	42532

щадя составляет 11,0 МПа в соответствии с начальным статическим давлением.

В соответствии с проектом «Обустройство Западно-Песцовой площади (сеноман) X НГКМ» предусмотрена коллекторная схема сбора газа с дальнейшим транспортом газа на УКПГ–16. Установка предназначена для подготовки газа сеноманской залежи к дальнейшему трубопроводному транспорту в соответствии с ОСТ 51.40-93 и введена в эксплуатацию в октябре 2004 г..

В настоящее время на УКПГ–16 Песцовой площади X НГКМ эксплуатируется технологический корпус подготовки сеноманского газа, включающий в себя десять технологических ниток (две из которых являются резервными). Каждая технологическая нитка состоит из сепаратора 20С-1 (ГП 2084.01) и абсорбера 20А-1 (ГП 2084.03) номинальной производительностью 10 млн. м³/сут. и расчетным давлением 10,5 МПа, разработки ДОО «ЦКБН» [11].

Параметры газа на входе в УКПГ Песцового месторождения с учетом отбора газа Западно-Песцовой и Песцовой площади представлены в таблице 5.2. В связи с

подключением к действующей установке газа с Западно-Песцовой площади (в объеме 2,0 млрд. м³/год), а также с учетом падения устьевых давлений на скважинах Песцовой площади, для обеспечения требуемого качества газа, в соответствии с ОСТ 51.40-93, потребуется ввод дожимной компрессорной станции перед установкой осушки газа, с выходным давлением не менее 7,0 МПа. При этом производительность по газу одной технологической нитки составит 12,5 млн. м³/сут., что подтверждено разработчиком оборудования (ДООАО «ЦКБН»).

Таблица 4.2 – Параметры газа на входе в УКПГ

Год	Годовая добыча газа, млрд. м ³		Давление, МПа	Температура, °С
	Песцовая площадь	Западно-Песцовая площадь		
2009	27,5	0,64	7,548	12,0
2010	27,5	2,00	7,164	11,4
2011	27,5	2,00	6,800	11,2
2012	27,5	2,00	6,424	10,9
2013	27,5	2,00	6,045	10,7
2014	27,5	2,00	5,651	10,3
2015	27,5	2,00	5,241	9,9
2019	27,5	2,00	3,355	7,2
2021	24,4	2,00	2,786	6,7
2022	22,5	2,00	2,589	6,8
2023	21,0	1,85	2,366	6,8
2027	16,0	1,14	1,391	5,6
2030	12,07	0,86	0,816	4,5

Основные показатели работы УКПГ-16:

а) максимальное количество газа, подаваемого в магистральный газопровод (МГ) – 79,251 млн. м³/сут.;

б) давление газа на выходе в МГ – 4,9 - 5,0 МПа;

- в) температура газа на выходе в МГ – 0 – плюс 5 °С;
- г) температура точки росы газа по влаге на выходе в МГ:
в летний период – минус 10 °С;
в зимний период – минус 20 °С.

4.2 Химические реагенты, используемые на УКПГ–16

Подготовка природного газа к транспорту осуществляется методом абсорбционной осушки с применением в качестве абсорбента диэтиленгликоля (ДЭГ).

ДЭГ по своим характеристикам должен соответствовать требованиям ГОСТ 10136-77 «Диэтиленгликоль. Технические условия». Основные физико-химические свойства чистого ДЭГа приведены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Физико-химические свойства чистого ДЭГа

Параметр	Единица физической величины	Значение
Химическая формула	-	$C_4H_{10}O_3$
Плотность при 20 °С	кг/м ³	1116 – 1117
Молекулярный вес	г/моль	106,12
Температура замерзания	°С	минус 8
Температура кипения при 101,3 кПа	°С	244,8
Температура плавления	°С	минус 8
Температура вспышки в открытом тигле	°С	124
Температура воспламенения на воздухе	°С	343
Температура начала разложения	°С	164,4
Вязкость при 20 °С	Па·с	35,7

Гидравлические расчеты газосборной сети показывают, что в процессе эксплуатации сеноманских газовых скважин Западно-Песцовой площади возможно

образование гидратов. Это обусловлено наземной прокладкой трубопроводов и большой удаленностью кустов скважин от УКПГ.

В качестве ингибитора гидратообразования в системе сбора пластового газа принят метанол. Данный реагент является наиболее апробированным и надежно зарекомендовавшим себя в условиях Крайнего Севера в том числе – на сеноманской залежи Песцового месторождения.

К преимуществам метанола относятся:

- легкая смешиваемость с газом благодаря высокой летучести;
- низкая температура замерзания;
- способность не только предотвращать гидратообразование, но и разлагать гидратные пробки;
- малая вязкость;
- производство в больших количествах.

Для предупреждения гидратообразования в качестве ингибитора применяется метанол технический марки «Б». Метанол по своим характеристикам должен соответствовать требованиям ГОСТ 2222-95 «Метанол технический. Технические условия».

Метанол – особо опасная легковоспламеняющаяся жидкость. Химическая формула метанола (метилового спирта) CH_3OH , молекулярная масса 32,04. Метанол представляет собой бесцветную жидкость с резким запахом, подобным запаху этилового спирта.

Метанол сильный яд, действует на нервную и сосудистую системы. Представляет собой опасность, вплоть до смертельного исхода при поступлении через желудочно-кишечный тракт.

Показатели качества метанола, обязательные для проверки перед использованием в производстве: внешний вид и содержание воды по ГОСТ 2222-95. Характеристика 100 % метанола приведена в таблице 4.4 [13].

Таблица 4.4 – Характеристика 100 % метанола

Параметр	Единица физической величины	Значение
Плотность при 20 °С	кг/м ³	791÷792
Температура кипения при 760 мм. рт. ст	°С	64,0÷65,6
Температура плавления	°С	минус 93,9
Температура замерзания	°С	минус 97,1
Температура вспышки	°С	6
Температура самовоспламенения	°С	440
Вязкость при 20 °С	Па·с	0,817
Класс опасности	-	3
ПДК в воздухе рабочей зоны	мг/м ³	15
Массовая доля воды	%	не более 0,08

Для уменьшения потерь метанола от «дыханий» в расходные емкости подается азот для создания азотной «подушки». В этих целях применяется азот газообразный технический I-го или II-го сорта по ГОСТ 9293-74.

Для глушения скважин на кустах газовых скважин используется раствор хлористого кальция. Хлористый кальций, поступающий на промысел в кальцинированном виде, должен соответствовать требованиям ГОСТ 450-77.

Химическая формула – CaCl₂, молекулярная масса 111. Безводный CaCl₂ представляет собой белые кристаллы кубической формы, сильно гигроскопичные, расплывающиеся на воздухе.

4.3 Характеристика исходного сырья и изготавливаемой продукции

Исходным сырьем является газ сеноманской газоносной толщи. Характеристика сырого газа, поступающего на установку осушки газа, приведена в таблице 5.5.

Таблица 4.5 – Состав пластового газа

Компонент	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	N ₂	CO ₂	He	Ar	H ₂
Содержание, % об.	98,476	0,14	0,03	1,06	0,27	0,013	0,008	0,003

Относительный удельный вес газа по воздуху – 0,56.

Продуктом, получаемым на установке, является очищенный от механических примесей и капельной жидкости природный газ.

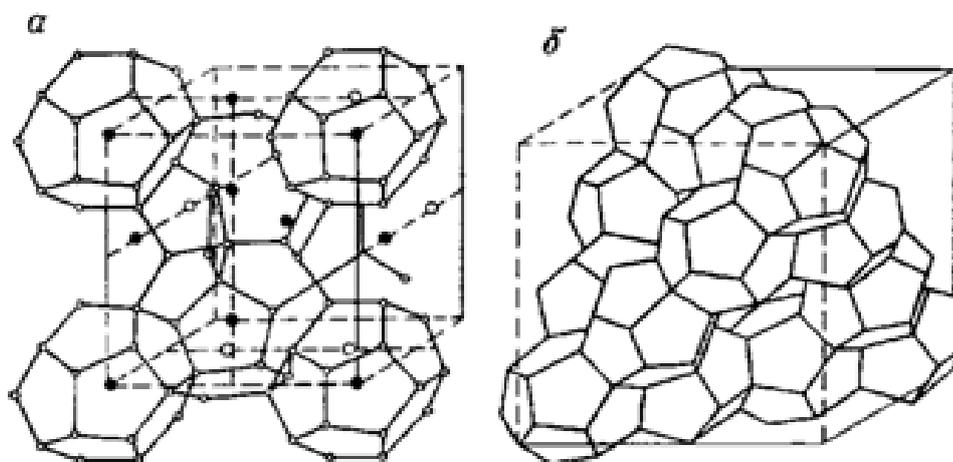
Товарный газ по своим характеристикам должен соответствовать требованиям ОСТ51.40-93 “Газы горючие природные, подаваемые в магистральные газопроводы. Технические условия” и иметь температуру точки росы по влаге – минус 20 °С зимой и минус 10 °С летом [11, 13].

5 ХАРАКТЕРИСТИКА ГИДРАТОВ ПРИРОДНЫХ ГАЗОВ

5.1 Состав и структура гидратов

Большинство компонентов природного газа в соединении с водой образуют гидраты – твердые кристаллические соединения переменного состава, которые при высоком давлении могут существовать при положительных температурах.

Рентгенографически установлены два типа кристаллической решетки гидратов (рисунок 6.1): структура I, построенная из 46 молекул воды и имеющая 8 полостей (2 малых со свободным внутренним поперечником $5,2 \times 10^{-10}$ м и 6 больших – $5,9 \times 10^{-10}$ м), и структура II – 136 молекул воды, 16 малых полостей ($4,9 \times 10^{-10}$ м) и 8 больших ($6,9 \times 10^{-10}$ м). Молекулы газа-гидратообразователя находятся в полостях решетки, которая может существовать только при наличии этих молекул.



а - структура I; б - структура II

Рисунок 5.1 – Структура образования гидратов

Размер молекул газа является главным фактором, определяющим тип структуры гидрата. Молекулы парафиновых углеводородов имеют следующие размеры (в метрах): метан – $4,1 \times 10^{-10}$; этан – $5,5 \times 10^{-10}$; пропан и изобутан – $6,3 \times 10^{-10}$; нормальный бутан – $7,4 \times 10^{-10}$. Сравнивая эти размеры с внутренним диаметром полостей, можно сделать вывод что метан и этан должны образовывать гидраты

структуры I, пропан и изобутан – гидраты структуры II, а *n*-бутан и более тяжелые парафины гидратов вообще не образуют.

При заполнении всех полостей решетки газом *M* гидраты структуры I имеют формулу идеального состава $M \cdot 5,75\text{H}_2\text{O}$. У простых гидратов структуры II заполняются только большие полости решетки, и формула идеального состава для них $M_1 \cdot 17\text{H}_2\text{O}$. Природный газ, представляющий собой смесь различных газов, образует смешанные гидраты структуры II, формула идеального состава которых $M_1 \cdot 2M \cdot 17\text{H}_2\text{O}$, т.е. большие полости структуры II заполняются молекулами газа M_1 , а малые – молекулами газа *M* [4].

5.2 Условия образования гидратов

Условия образования простых гидратов (т.е. образованных из индивидуального газа и воды) представлены на фазовой диаграмме (рисунок 6.2). Задание какого-либо одного параметра, например температуры, однозначно определяет другой – давление.

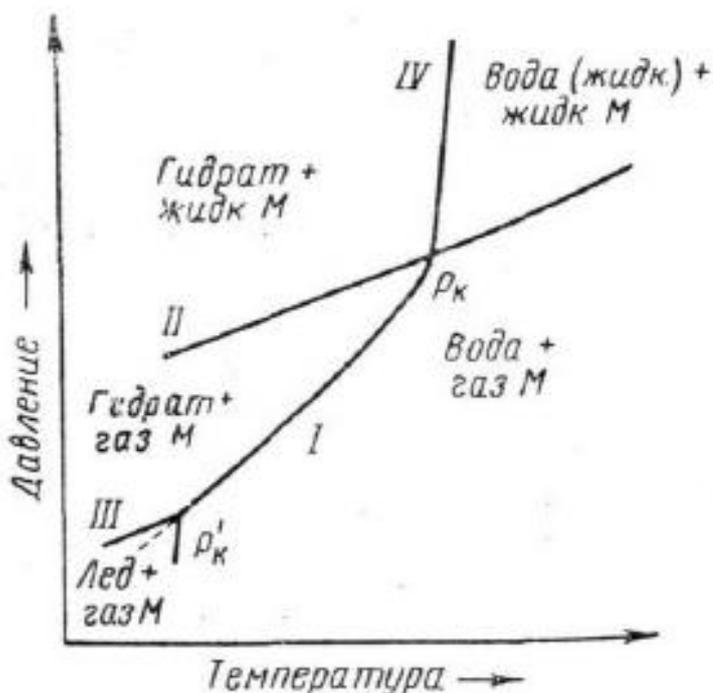


Рисунок 5.2 – Принципиальная диаграмма фазовых состояний системы газ – гидрат – вода

Область существования гидратов - слева от кривых I и IV. Точки P_k и P'_k называются соответственно верхней и нижней критической точками гидратообразования. Некоторые газы (в том числе и метан) не имеют верхней критической точки гидратообразования, так как для этих газов с весьма малыми силами Ван-дер-Ваальса (температура кипения ниже минус 100 °С) линия упругости паров заканчивается в критической точке газа до соприкосновения с линией упругости паров гидрата. Выше критической точки гидрат не образуются даже при сильном повышении давления. При критической температуре давление разложения данного гидрата равно упругости насыщенного водяными парами газа, образующего этот гидрат.

На практике условия образования гидратов определяют с помощью равновесных графиков (рисунок 6.3) или расчетным путем – по константам равновесия и графоаналитическим методом по уравнению Баррера-Стюарта.

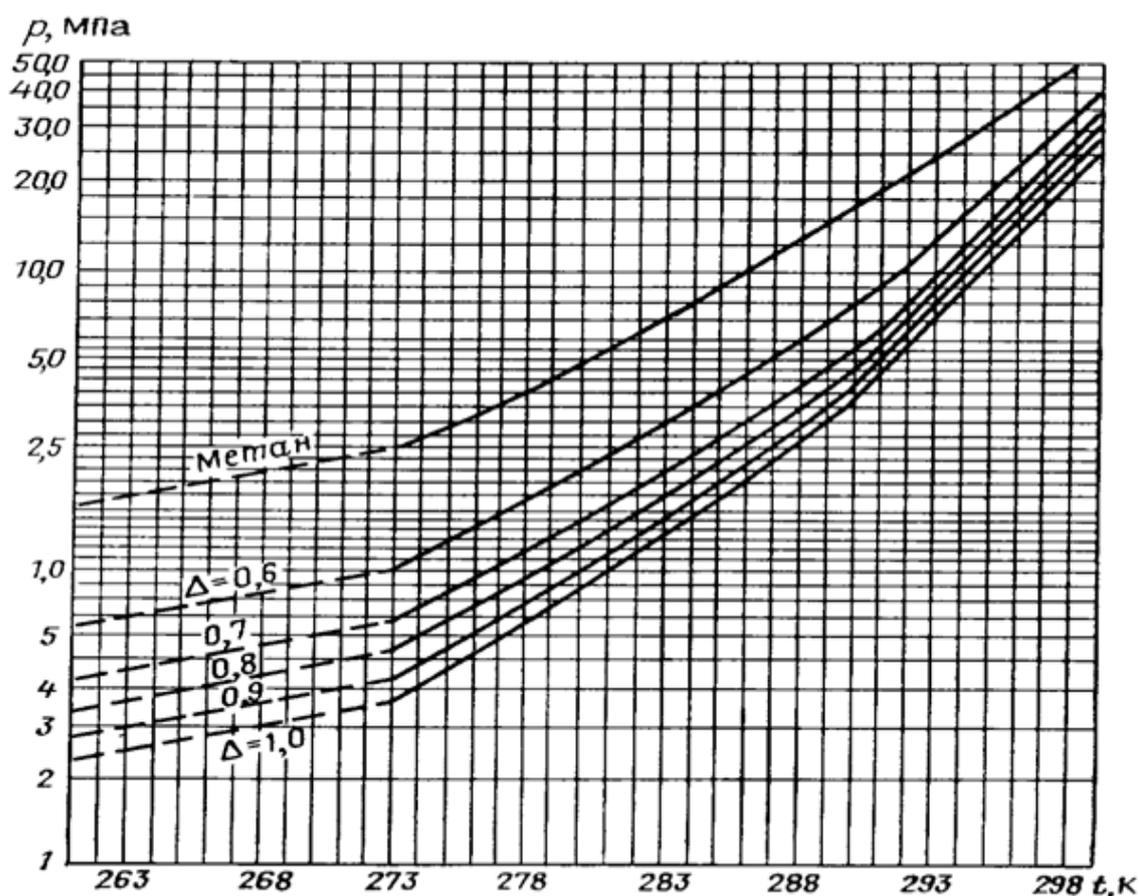


Рисунок 5.3 – Условия начала гидратообразования природных газов различного удельного веса

Абзац скрыт так как содержит коммерческую информацию.

5.3 Места образования гидратов

Абзац скрыт, так как содержит коммерческую тайну.

5.5 Ингибиторы для борьбы с образованием гидратов

Наиболее распространен на газовых промыслах способ подачи метанола (CH_3OH) в струю газа. При этом он образует с парообразной и жидкой влагой спиртоводные смеси, температура замерзания которых значительно ниже нуля. Пары воды поглощаются из газа, что значительно снижает точку росы, и, следовательно, создаются условия для разложения гидратов или для предупреждения их образования. Температура кипения метанола плюс $64,7\text{ }^\circ\text{C}$, а температура замерзания минус $97,8\text{ }^\circ\text{C}$.

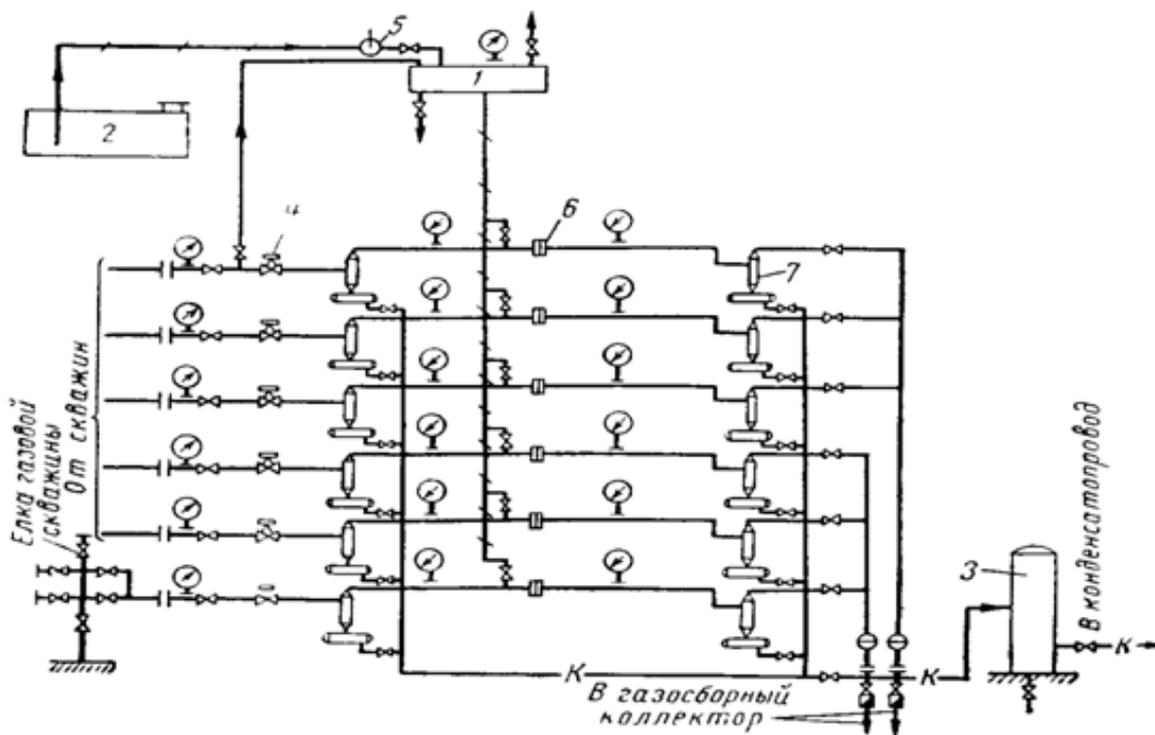
Абзац скрыт, так как содержит коммерческую тайну.

Количество вводимого в газопровод метанола для разложения образовавшихся гидратов определяют по графикам, представленным на рисунках 5.6 и 5.7.

Сначала следует найти необходимое процентное содержание метанола в газе для разложения гидратов (рисунок 5.6), а затем по рисунку 5.7 соответствующий этому проценту расход метанола в килограммах на 1000 м^3 газа [8].

Для борьбы с гидратообразованием все большее применение находят электролиты и, в частности, водные растворы хлористого кальция. Это недорогой, безопасный и достаточно эффективный антигидратный ингибитор.

Водные растворы хлористого лития также относятся к сильным электролитам, а свойства гигроскопичности их гораздо выше, чем у хлористого кальция.



1 – метанольный бачок; 2 – ёмкость для хранения метанола; 3 – ёмкость для хранения конденсата; 4 – штуцер регулируемый; 5 – ручной насос; 6 – вентиль; 7 – циклонный сепаратор

Рисунок 5.5 – Схема метанольной установки

Абзац скрыт, так как содержит коммерческую тайну.

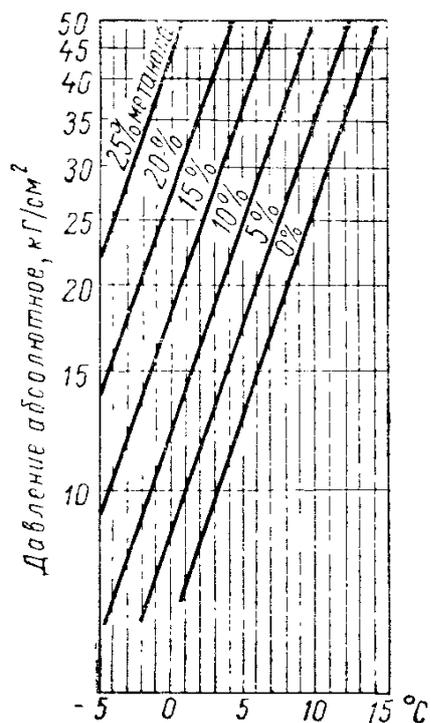


Рисунок 5.6 – Содержание метанола (в %) в газе, необходимое для разложения гидратов при различных давлениях и температурах

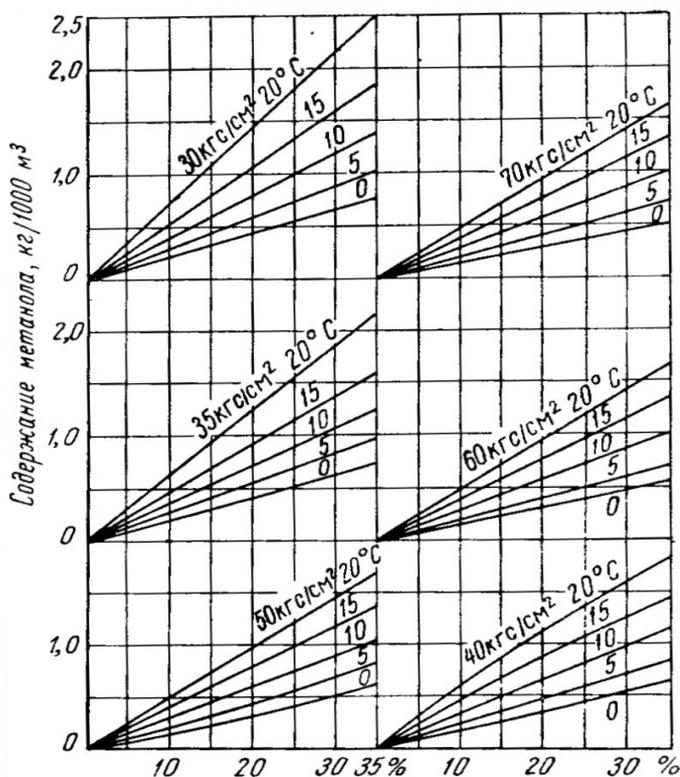


Рисунок 5.7 – Удельный расход метанола (в кг/сут/) для разложения гидратов, определяемый по содержанию метанола (в %), давлению и температуре
 Абзац скрыт, так как содержит коммерческую тайну.

В таблице 6 приведена характеристика гликолей.

Таблица 5 – Характеристика гликолей

Гликоль	Температура замерзания, °С	Температура кипения, °С
$C_2H_6O_2$ (ЭГ)	от минус 17,4 до минус 12	плюс 197,2 (198 - 200)
$C_4H_{10}O_3$ (ДЭГ)	от минус 10,45 до минус 6,5	плюс 244,5 (245 - 250)
$C_6H_{14}O_4$ (ТЭГ)	минус 5	плюс 280 – 290

Выбор гликоля зависит от состава газа. Так, в магистральном газопроводе, где присутствует природный газ, лучше применять ЭГ. В сепараторах, теплообменниках и других дегидраторных аппаратах более подходят ДЭГ и ТЭГ. Следует отметить, что в единой системе сбора и транспорта газа следует применять один вид гликоля, что упрощает сбор и регенерацию отобранного раствора. С этой точки зрения целесообразнее всего применять ДЭГ [8].

6 РАСЧЕТ И АНАЛИЗ УСЛОВИЙ ГИДРАТООБРАЗОВАНИЯ УКПГ-16 ЗАПАДНО-ПЕСЦОВОЙ ПЛОЩАДИ X НГКМ

Гидраты могут образовываться как в период простоя скважины, так и в процессе её работы. Произведем расчёт основных параметров простаивающей и работающей скважины. Для расчета выбрана скважина № 16422 УКПГ-16 Западно-Песцовой площади X НГКМ (таблица 7.1) [14].

Таблица 6.1 – Исходные данные для расчета равновесных условий гидратообразования в скважине № 16422

Наименование	Обозначение	Единица физической величины	Значение
Глубина скважины	H	м	1320
Расход газа в скважине	Q	тыс. м ³ /сут.	563,2
Давление газа на устье скважины	P _y	МПа	8,89
Температура газа на устье скважины	T _y	К	291
Статическое давление на устье закрытой скважины	P _{ст}	МПа	9,36
Внутренний диаметр НКТ	d ₁	м	0,114
Относительная плотность газа по воздуху	ρ	-	0,56
Геотермический градиент	Г	К/м	0,014

6.1 Расчёт распределения температуры и давления по стволу простаивающей скважины

Для определения распределения температуры газа по стволу простаивающей газовой скважины используется уравнение вида:

$$T_x = T_y + \Gamma \times X, \quad (6.1)$$

где T_x – температура газа на глубине X от устья скважины, К;

T_y – температура газа на устье скважины, К;

Γ – геотермический градиент, К/м;

X – глубина от устья скважины, на которой требуется определить температуру,

м.

$$T_0 = 291 + 0,014 \times 0 = 291 \text{ К,}$$

$$T_{200} = 291 + 0,014 \times 200 = 293,8 \text{ К,}$$

$$T_{400} = 291 + 0,014 \times 400 = 296,6 \text{ К,}$$

$$T_{600} = 291 + 0,014 \times 600 = 299,4 \text{ К,}$$

$$T_{800} = 291 + 0,014 \times 800 = 302,2 \text{ К,}$$

$$T_{1000} = 291 + 0,014 \times 1000 = 305 \text{ К,}$$

$$T_{1320} = 291 + 0,014 \times 1320 = 309,48 \text{ К.}$$

Абзац скрыт, так как содержит коммерческую тайну.

Результаты расчёта распределения температуры и давления по стволу простаивающей скважины № 16422 приведены в таблице 6.2

Таблица 6.2 – Результаты расчёта распределения температуры и давления по стволу простаивающей скважины № 16422

Расчётные данные	Глубина скважины, м						
	0	200	400	600	800	1000	1320
Температура газа на глубине, К	291,00	293,80	296,60	299,40	302,20	305,00	309,48
Средняя температура газа, К	291,00	292,40	293,80	295,20	296,60	298,00	300,24
Температура гидратообразования на глубине, К	285,86	286,02	286,14	286,27	286,39	286,51	286,63
Давление газа на глубине, МПа	9,36	9,49	9,63	9,77	9,91	10,05	10,28

По результатам таблицы 6.2 строим графические зависимости температуры природного газа T_x и температуры гидратообразования T_g от глубины скважины. Полученный график изображен на рисунке 6.1.

Анализ графической зависимости, изображенной на рисунке 6.1, показывает, что в данной простаивающей скважине гидраты не образуются.

Аналогичные расчёты распределения температуры и давления по стволу простаивающей скважины были произведены еще для двух скважин № 16433, 16441 УКПГ-16 Западно-Песцовой площади (с применением программного обеспечения Microsoft Office Excel 2010) [2].

Результаты выполненных расчётов приведены в таблице 6.3. По этим результатам так же строим графические зависимости температуры газа T_x и температуры гидратообразования T_g от глубины скважины для рассматриваемых простаивающих скважин № 16433, 16441 УКПГ-16. Полученные графические зависимости показаны на рисунках 6.2 и 6.3, соответственно.

Анализ всех графических зависимостей температуры природного газа T_x и температуры гидратообразования T_g от глубины скважины показывает, что в рассма-

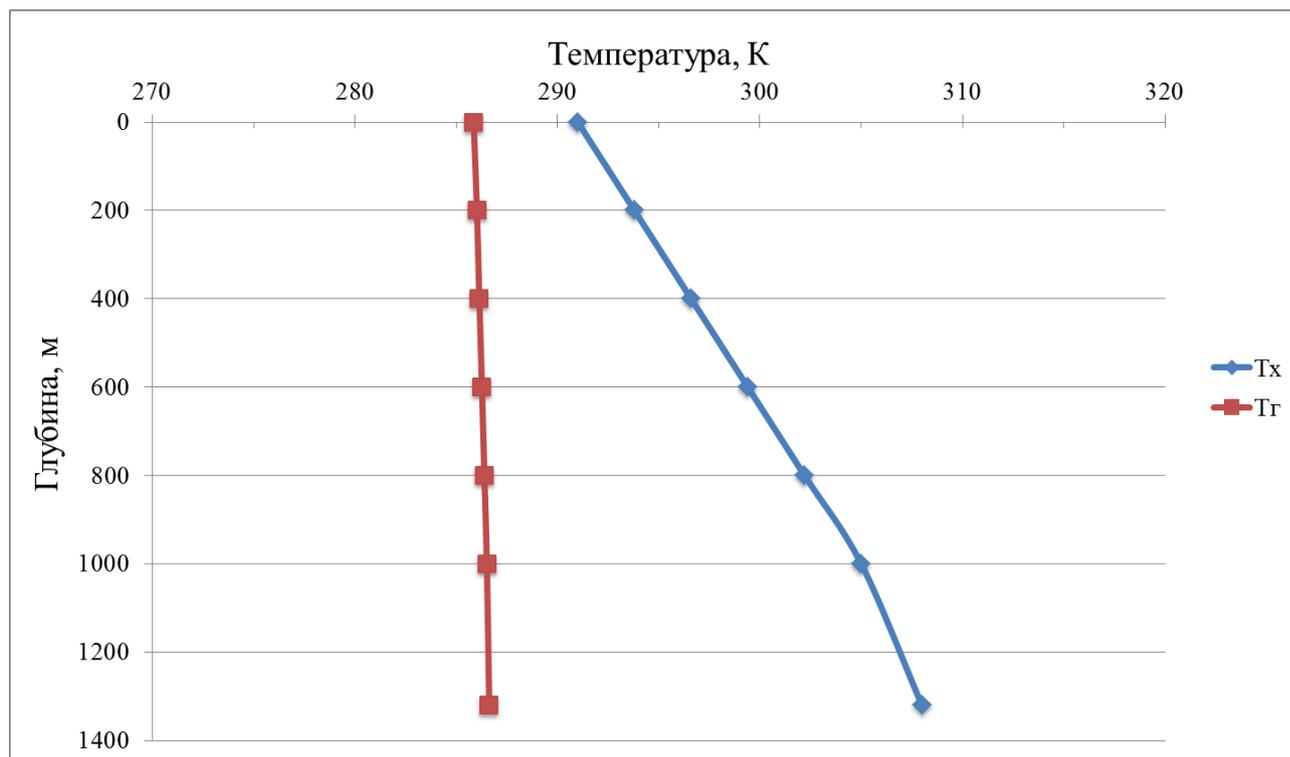


Рисунок 6.1 – График зависимости температуры газа T_x и температуры гидратообразования T_g от глубины простаивающей скважины № 16422

триваемых простаивающих скважинах УКПГ-16 гидраты не образуются и, следовательно, нет необходимости подачи метанола в данные скважины.

Таблица 6.3 – Результаты расчёта распределения температуры и давления по стволам простаивающих скважин УКПГ-16

Номер скважины	Глубина скважины, м	Температура газа на глубине, К	Средняя температура газа, К	Среднее давление в скважине, МПа	Коэффициент сжимаемости газа	Давление газа на глубине, МПа	Температура гидратообразования, К
1	2	3	4	5	6	7	8
16422	0	291,00	291,00	9,96	0,8927	9,36	285,86
	200	293,80	292,40	9,96	0,8927	9,49	286,02
	400	296,60	293,80	9,96	0,8927	9,63	286,14

1	2	3	4	5	6	7	8
	600	299,40	295,20	9,96	0,8927	9,77	286,27
	800	302,20	296,60	9,96	0,8927	9,91	286,39
	1000	305,00	298,00	9,96	0,8927	10,05	286,51
	1320	309,48	300,24	9,96	0,8927	10,28	286,63
16433	0	292,00	292,00	10,04	0,8921	9,45	285,94
	200	294,80	293,40	10,04	0,8921	9,58	286,10
	400	297,60	294,80	10,04	0,8921	9,72	286,22
	600	300,40	296,20	10,04	0,8921	9,86	286,35
	800	303,20	297,60	10,04	0,8921	10,01	286,47
	1000	306,14	299,00	10,04	0,8921	10,15	286,59
	1290	308,12	300,00	10,04	0,8921	10,36	286,71
16441	0	293,00	293,00	10,20	0,8910	9,57	286,05
	200	295,80	294,40	10,20	0,8910	9,71	286,21
	400	298,60	295,80	10,20	0,8910	9,85	286,33
	600	301,40	297,20	10,20	0,8910	9,99	286,46

	800	304,20	298,60	10,20	0,8910	10,13	286,58
	1000	305,45	299,50	10,20	0,8910	10,28	286,70
	1340	307,53	300,50	10,20	0,8910	10,53	286,82

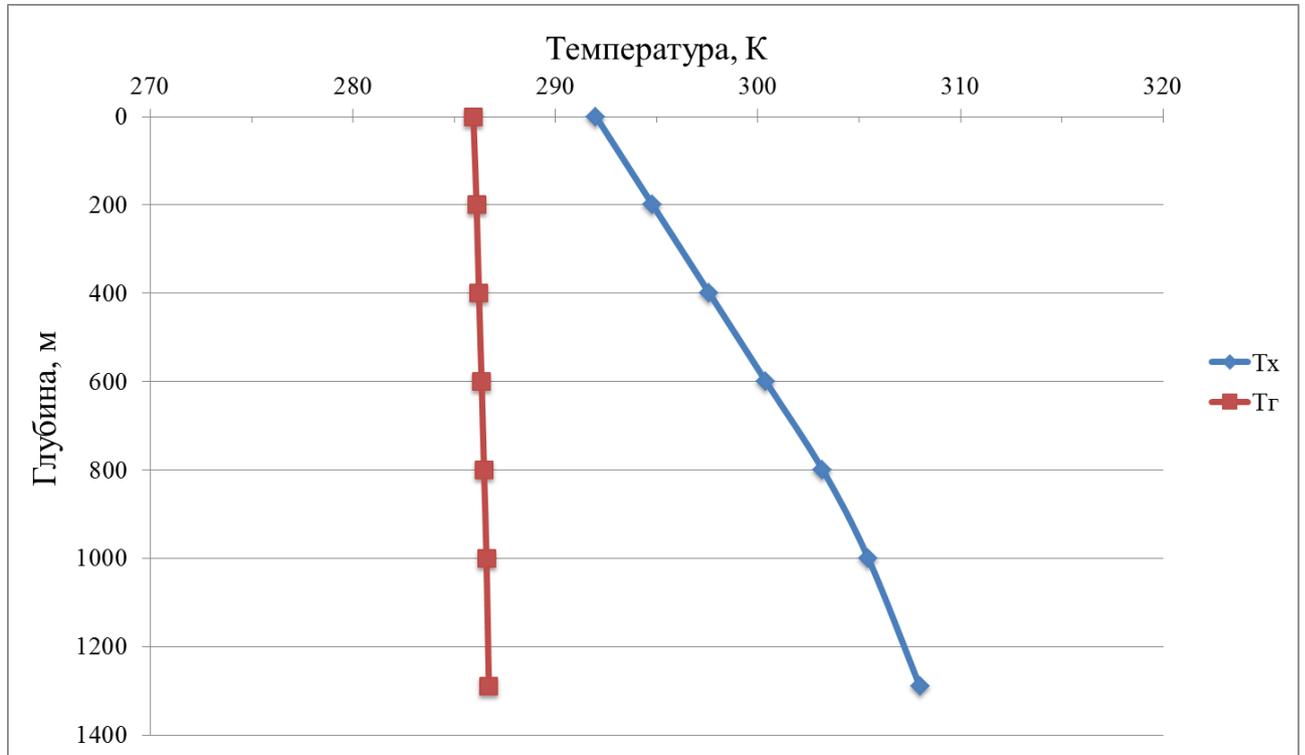


Рисунок 6.2 – График зависимости температуры газа Тх и температуры гидратообразования Тг от глубины простаивающей скважины № 16433

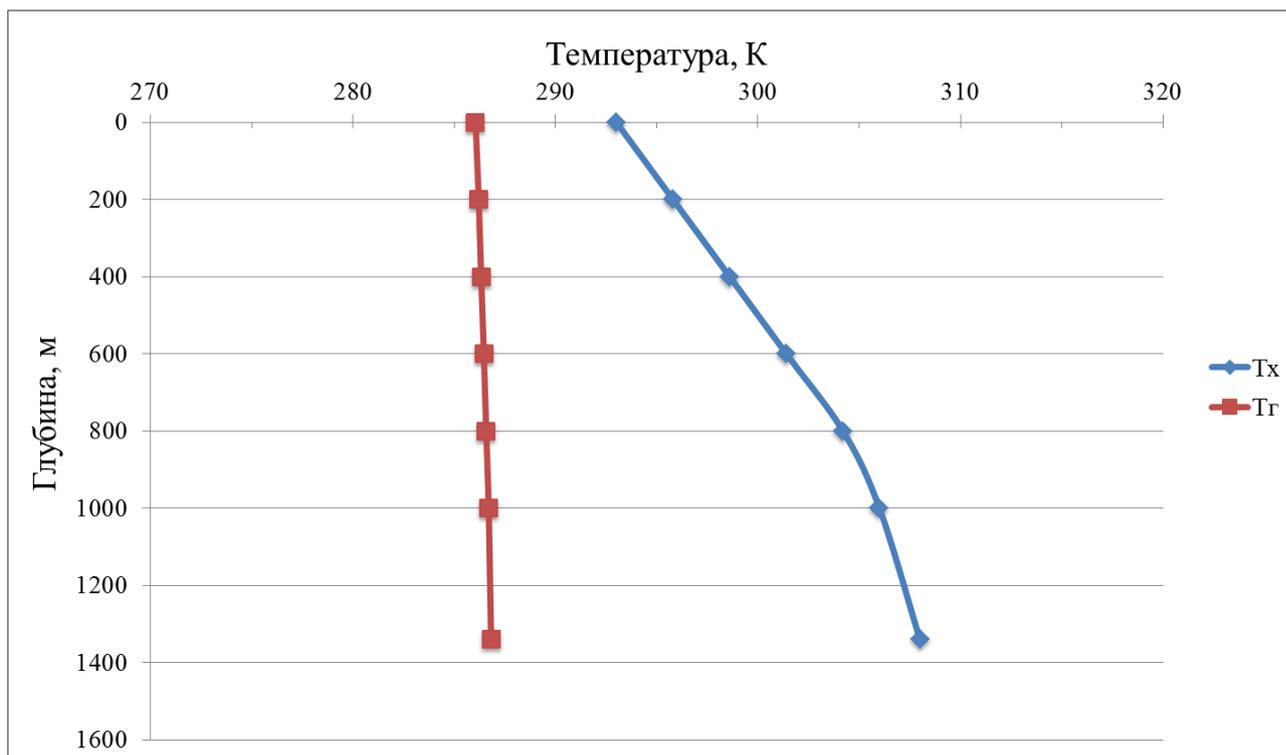


Рисунок 6.3 – График зависимости температуры газа Тх и температуры гидратообразования Тг от глубины простаивающей скважины № 16441

6.2 Расчёт распределения температуры и давления по стволу работающей скважины

Для определения давления по стволу работающей газовой скважины используется выражение вида:

$$P_x = \sqrt{P_y \times e^{2S} + \theta \times Q^2}, \quad (6.7)$$

где P_x – давление газа на глубине X от устья скважины, МПа;

Q – расход газа в скважине, тыс. м³/сут.;

2S – параметр, который определяется по формуле:

$$2S = \frac{0,0683 \times \rho \times X}{z_{cp} \times T_{cp}}, \quad (6.8)$$

Абзац скрыт, так как содержит коммерческую тайну.

ΔT – падение температуры газа в призабойной зоне вследствие эффекта Джоуля-Томсона, °С, определяется по формуле:

$$\Delta T = D_{\text{ин}} \times (P_{\text{ин}} - P_3) \times \frac{\lg \left[1 + \frac{G \times C_p}{\pi \times h_{\text{пл}} \times C_{\text{п}} \times R_c^2} \right]}{\lg \frac{R_k}{R_c}}, \quad (6.13)$$

α – величина, которая находится по формуле:

$$\alpha = \frac{2\pi \times \lambda_{\text{п}}}{G \times C_p \times f(\tau)} \quad (6.14)$$

где $f(\tau)$ – безразмерная функция времени, определяемая из уравнения:

$$f(\tau) = \ln \left(1 + \sqrt{\frac{\pi \times \lambda_{\text{п}} \times \tau}{C_{\text{п}} \times R_c^2}} \right), \quad (6.15)$$

D_i – дифференциальный коэффициент Джоуля-Томсона в трубе, К/МПа;

C_p – изобарная теплоёмкость газа при среднем давлении $P_{\text{ср}}$ и пластовой температуре $T_{\text{пл}}$, кДж/кг·м, ($C_p = 2,4$ кДж/кг·м);

$D_{\text{инп}}$ – дифференциальный коэффициент Джоуля-Томсона в горной породе, К/МПа, ($D_{\text{инп}} = 0,3$ К/МПа);

R_c – наружный радиус эксплуатационной колонны, м, ($R_c = 0,146$ м);

R_k – радиус контура питания, м, ($R_k = 150$ м);

G – массовый расход газа, кг/с;

$C_{\text{п}}$ – объёмная теплоёмкость горных пород, кДж/(м³·К), ($C_{\text{п}} = 1600$ кДж/м³·К);

τ – суммарное время работы скважины, с, ($\tau = 1, 10, 20, 30, 60$ суток);

$h_{\text{пл}}$ – толщина перфорированной части продуктивного пласта, м, ($h_{\text{пл}} = 35$ м);

$\lambda_{\text{п}}$ – теплопроводность горных пород, кВт/(м·К), ($\lambda_{\text{п}} = 2 \cdot 10^3$ кВт/(м·К));

A_M – термический эквивалент работы, кДж/(кг·м) ($A_M = 1/102$ кДж/(кг·м)) [3].

Расчёт распределения температуры и давления по стволу работающей скважины № 16422, по предложенной выше методике, произведён при помощи программного обеспечения Microsoft Office Excel 2010 [2]. Результаты расчёта приведены в таблице 6.4.

Таблица 6.4 – Результаты расчёта распределения температуры и давления по стволу работающей скважины № 16422

Расчётные данные	Глубина скважины, м						
	0	200	400	600	800	1000	1320
Температура газа на глубине, К	288,00	291,50	294,30	297,10	299,90	302,70	306,48
Температура гидратообразования на глубине, К	284,50	284,74	284,93	285,11	285,29	285,47	285,64
Давление газа на глубине, МПа	8,89	9,12	9,30	9,49	9,68	9,87	10,13

По результатам таблицы 6.4 строим графические зависимости температуры природного газа T_x и температуры гидратообразования T_r от глубины скважины. Полученная графическая зависимость представлена на рисунке 7.4.

Анализ графической зависимости, изображенной на рисунке 7.4, показывает, что в данной работающей скважине гидраты не образуются, так как температура газа при его движении вверх от забоя до устья не становится ниже температуры гидратообразования, и, следовательно, необходимость подачи метанола в скважину исключается.

Аналогичные расчёты распределения температуры и давления по стволу работающей скважины были произведены еще для двух скважин № 16433, 16441 УКПГ-16 Западно-Песцовой площади (с применением программного обеспечения Microsoft Office Excel 2010) [2].

Результаты расчётов сведены в таблицу 6.5. По данным таблицы 6.5 строим графические зависимости температуры природного газа T_x и температуры гидратообразования T_r от глубины скважины для рассматриваемых работающих скважин № 16433, 16441 УКПГ-16. Полученные графические зависимости представлены на рисунках 6.5 и 6.6, соответственно.

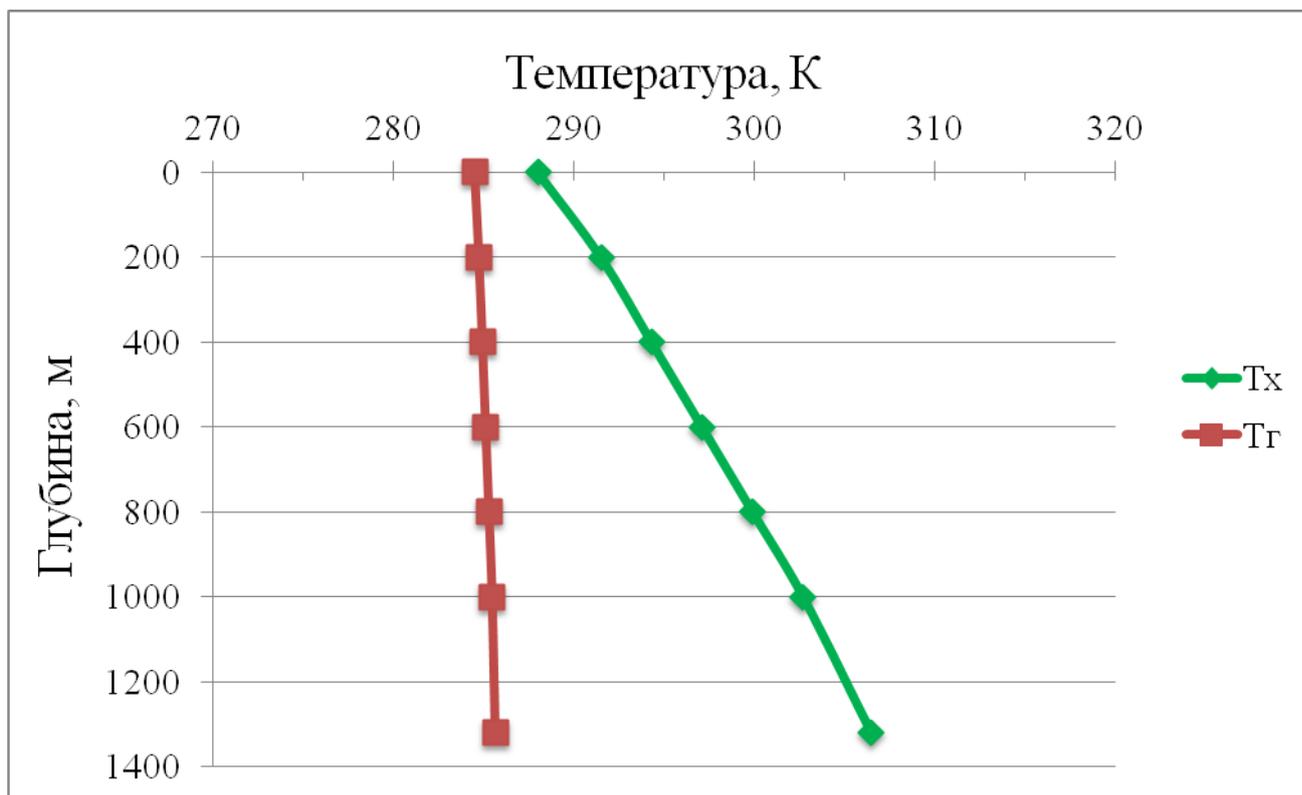


Рисунок 6.4 – График зависимости температуры газа T_x и температуры гидратообразования T_r от глубины работающей скважины № 16422

Таблица 6.5 – Результаты расчёта распределения температуры и давления по стволам работающих скважин УКПГ-16

Номер скважины	Глубина скважины, м	Температура газа на глубине, К	Температура гидратообразования, К	Давление газа на глубине, МПа
1	2	3	4	5
16422	0	288,00	284,50	8,89
	200	291,50	284,74	9,12
	400	294,30	284,93	9,30
	600	297,10	285,11	9,49
	800	299,90	285,29	9,68
	1000	302,70	285,47	9,87

Продолжение таблицы 6.5

1	2	3	4	5
	1320	306,48	285,64	10,13
16433	0	289,00	285,53	9,01
	200	292,50	285,73	9,22
	400	295,30	285,89	9,38
	600	298,10	286,04	9,56
	800	300,90	286,20	9,73
	1000	303,70	286,35	9,90
	1290	307,06	286,50	10,11
16441	0	286,00	285,73	9,22
	200	289,50	285,98	9,49
	400	292,30	286,18	9,70
	600	295,10	286,37	9,92
	800	297,90	286,56	10,14
	1000	300,70	286,74	10,36
	1340	304,76	286,93	10,68

Анализируя графические зависимости температуры природного газа T_x и температуры гидратообразования T_r от глубины скважины, можно сделать вывод о том, что в работающих скважинах УКПГ-16 Западно-Песцовой площади гидраты не образуются, так как температура газа при его движении вверх от забоя до устья не становится ниже температуры гидратообразования, и, следовательно, необходимость подачи метанола в данные скважины исключается.

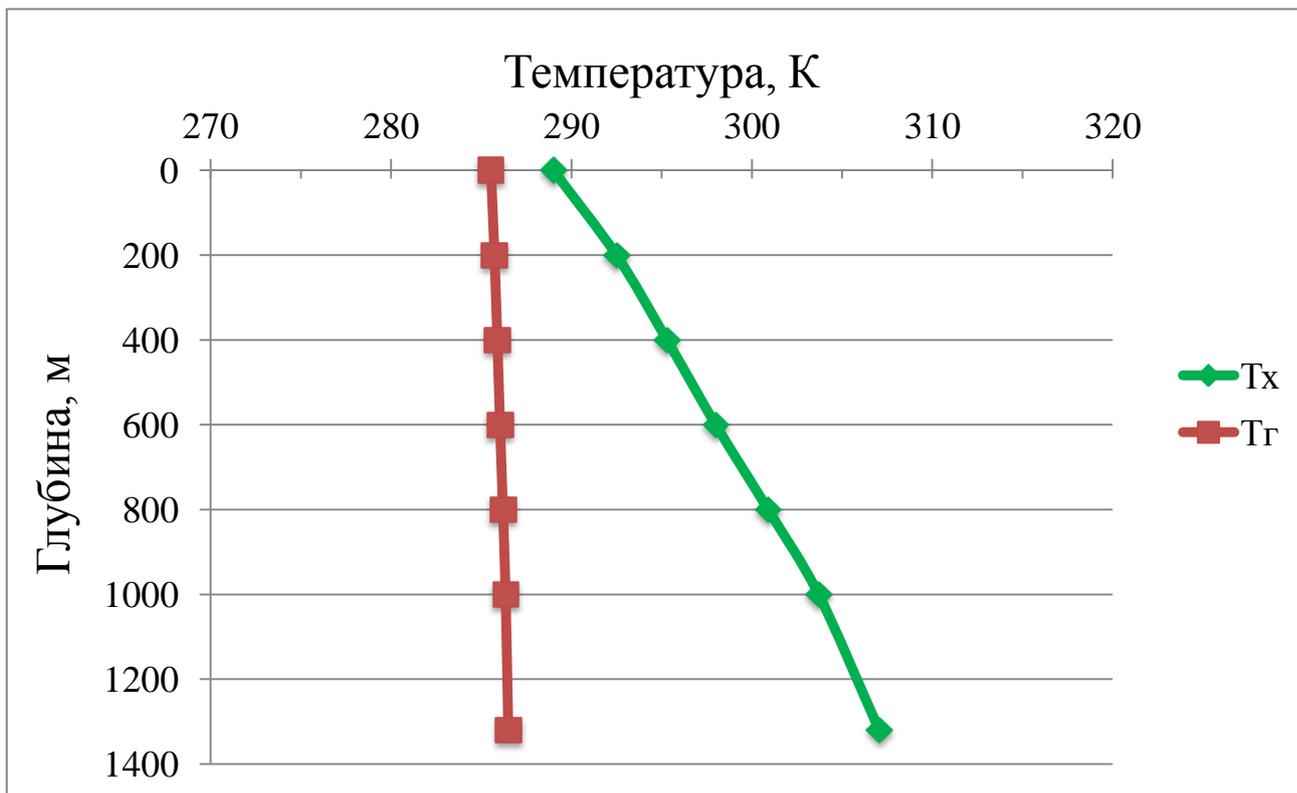


Рисунок 6.5 – График зависимости температуры газа T_x и температуры гидратообразования T_r от глубины работающей скважины № 16433

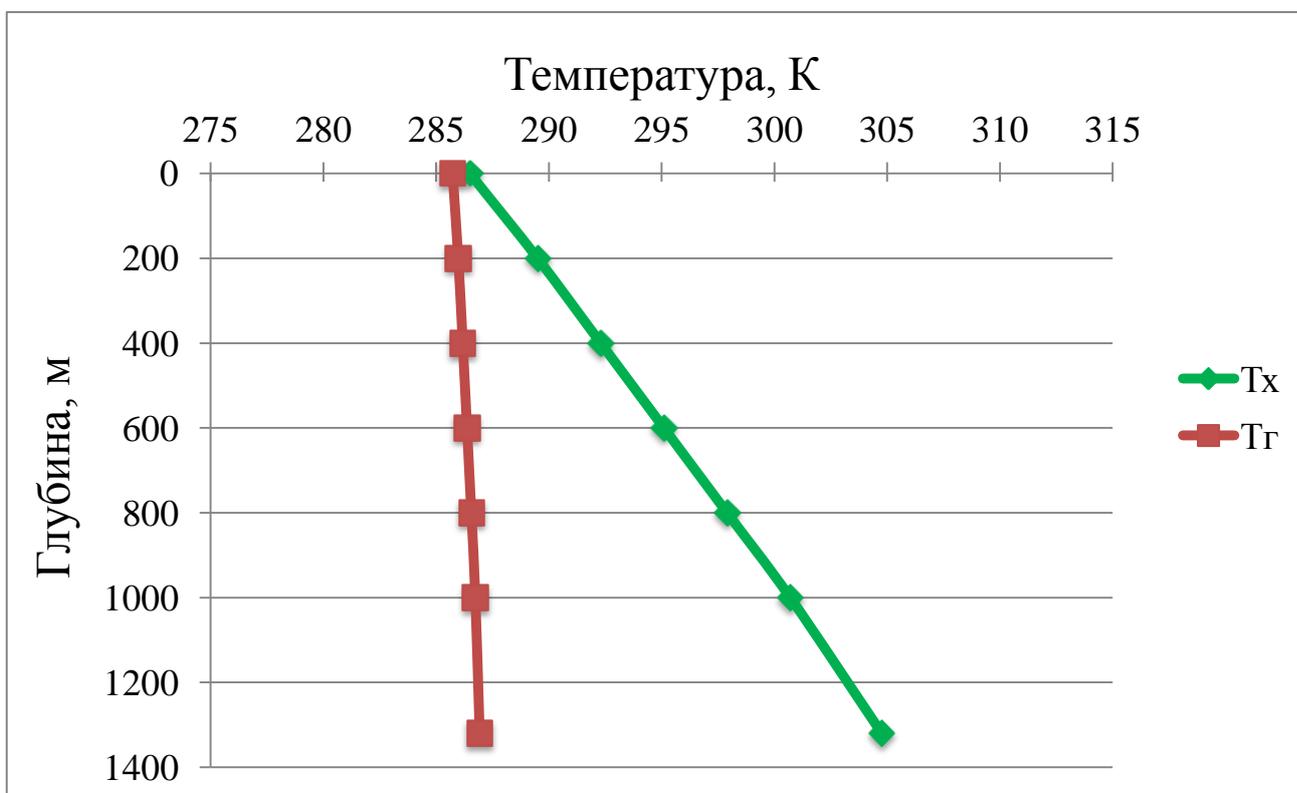


Рисунок 6.6 – График зависимости температуры газа T_x и температуры гидратообразования T_r от глубины работающей скважины № 16441

6.3 Гидравлический и тепловой расчет газопромысловых шлейфов

Гидравлический расчёт шлейфа выполняется для определения потерь при движении определенного количества газа по трубопроводу, распределения потерь давления по его длине.

Тепловой расчёт шлейфа производится с целью оценки распределения температуры по его длине и определения места возможного образования гидратов.

Течение газа в шлейфах, как и любых потоков в трубопроводах, характеризуется критериями Рейнольдса, Фруда, Эйлера.

Критерий Рейнольдса показывает гидродинамический режим течения потока и является мерой отношения сил инерции и внутреннего трения.

$$Re = \frac{\omega \times d_{\text{вн}}}{10^3 \times \nu} = \frac{\omega \times d_{\text{вн}} \times \rho_p}{10^3 \times \mu}, \quad (6.16)$$

где ω – средняя скорость потока, м/с;

$d_{\text{вн}}$ – внутренний диаметр трубопровода, м;

ρ_p – плотность потока при рабочих условиях, кг/м³;

μ – динамическая вязкость потока, Па·с;

ν – кинематическая вязкость потока, м²/с.

Плотность газа при заданных температурах и давлении (рабочих условиях) ρ_p , кг/м³, определяется по уравнению:

$$\rho_p = \frac{\rho_0 \times z_n \times T_n \times P_p}{P_n \times z_p \times T_p}, \quad (6.17)$$

где ρ_0 – плотность газа в нормальных условиях, кг/м³;

P_p – рабочее давление, МПа;

T_p – рабочая температура, К;

T_n – нормальная температура, 293 К;

P_n – нормальное давление, 0,1013 МПа;

z_n, z_p – коэффициенты сверхсжимаемости газа при нормальных и рабочих условиях.

Число Рейнольдса характеризует режим течения потока: ламинарному режиму соответствует $Re < 2300$; переходному (условно) $2300 < Re < 10000$; развитому турбулентному течению – $Re > 10000$.

Транспортировка газа по шлейфовым и магистральным газопроводам практически всегда происходит при турбулентном режиме течения.

Критерий Фруда – мера отношения сил инерции и тяжести в потоке – определяется по формуле:

$$Fr = \frac{\omega^2 \times 10^3}{g \times d_{\text{вн}}}, \quad (6.18)$$

где $g = 9,81 \text{ м/с}^2$ – ускорение свободного падения.

Критерий Эйлера – мера отношения сил давления и инерции в потоке:

$$Eu = \frac{\Delta P \times 10^6}{\rho \times \omega^2}, \quad (6.19)$$

где ΔP – потеря давления на преодоление гидравлического сопротивления, МПа.

Внутренний диаметр продуктопроводов $d_{\text{вн}}$, м, при заданной скорости газа определяется по формуле:

$$d_{\text{вн}} = \sqrt{\frac{q \times 10^6}{0,785 \times \omega}}, \quad (6.20)$$

где q – расход газа при рабочем давлении и температуре газа, $\text{м}^3/\text{с}$;

ω – скорость газа в шлейфе, м/с.

Секундный расход газа рассчитывается по формуле:

$$q = \frac{Q \times z_p \times 10^6}{P \times z_n \times 86400 \times 9,8}, \quad (6.21)$$

где Q – расход газа в нормальных условиях, млн. $\text{м}^3/\text{сут}$;

P – давление в расчетной точке шлейфа, МПа;

z_p, z_n – коэффициенты сверхсжимаемости газа при рабочих и нормальных условиях соответственно.

После нахождения расчетного значения $d_{\text{вн}}$ по данным таблицы принимают фактическое значение внутреннего диаметра газопровода и, исходя из

максимального значения давления в нем, определяют толщину его стенки. После этого рассчитывают фактическую скорость газа в шлейфе ω , м/с, по уравнению:

Исходные данные для расчета [14]:

От куста скважин по наземным теплоизолированным шлейфам газ подается на УКПГ-16. Основные характеристики шлейфов УКПГ-16 приведены в таблице 6.6.

Расчёт проведем для шлейфа куста скважин № 16-40 со следующими параметрами:

Расход газа $Q_{\text{шл}} = 0,978$ млн. м³/сут.;

Температура грунта в зимний период $T_{\text{гр}} = 238$ К;

Температура грунта в летний период $T_{\text{гр}} = 288$ К;

Давление на входе в шлейф $P_{\text{н}} = 9,16$ МПа;

Таблица 6.6 – Основные характеристики шлейфов УКПГ-16 Западно-Песцовой площади Уренгойского НГКМ (по состоянию на 09.2015 г.)

Шлейф	Длина шлейфа, м	Давление на входе, МПа	Температура на входе, °С	Расход, тыс. м ³ /сут.
16-40	3468	9,16	17,0	978,00
16-41	1892	9,12	16,4	679,50
16-42	1173	9,22	19,0	710,00
16-43	461	9,17	18,7	1111,25
16-44	1709	9,25	17,2	1083,75
16-45	364	9,09	17,0	535,00
16-46	299	9,19	19,2	615,00

Температура на входе в шлейф $T_{\text{н}} = 290$ К;

Длина шлейфа $L = 3468$ м;

Наружный диаметр шлейфа $D = 273$ мм;

Толщина стенки трубы $\delta = 10$ мм.

Данные об углеводородном составе газа Западно-Песцовой площади представлены в таблице 6.7.

Таблица 6.7 – Компонентный состав и критические параметры газа

Компоненты смеси	Мольная доля компонента y_i	Критическая температура компонента T_{ki} , К	Критическое давление компонента P_{ki} , МПа	Плотность компонента ρ_{oi} , кг/м ³	$T_{ki} \cdot y_i$, К	$P_{ki} \cdot y_i$, МПа	$\rho_{oi} \cdot y_i$, кг/м ³
CH ₄	0,9847	190,5	4,88	0,717	187,5854	4,805336	0,706029
C ₂ H ₆	0,0014	305,4	5,07	1,344	0,42756	0,007098	0,0018816
C ₃ H ₈	0,0030	369,8	4,42	1,967	1,10940	0,013260	0,005901
N ₂	0,0106	125,9	3,53	1,251	1,33454	0,037418	0,0132606
CO ₂	0,0027	304,0	7,64	1,977	0,82080	0,020628	0,0053379
Σ	1,0000	-	-	-	191,2777	4,883740	0,7324101

Проведем гидравлический и тепловой расчёт шлейфа № 16-40. Определим псевдокритические параметры $P_{пк}$, МПа, $T_{пк}$, К, и плотность смеси $\rho_{см}$, кг/м³:

$$T_{пк} = \sum_{i=1}^5 T_{ki} \cdot y_i = 187,5854 + 0,42756 + 1,1094 + 1,33454 + 0,8208 = 191,2777 \text{ К.} \quad (6.34)$$

$$P_{пк} = \sum_{i=1}^5 P_{ki} \cdot y_i = 4,80533 + 0,00709 + 0,01326 + 0,03741 + 0,02062 = 4,88374 \text{ МПа.} \quad (6.35)$$

$$\rho_{см} = \sum_{i=1}^5 \rho_{oi} \cdot y_i = 0,706029 + 0,001881 + 0,005901 + 0,013260 + 0,005337 = 0,73241 \text{ кг/м}^3. \quad (6.36)$$

По известным псевдокритическим значениям $P_{пк}$ и $T_{пк}$ определим приведенные параметры газа при нормальных ($T_{пр}^0$; $P_{пр}^0$) и рабочих ($T_{пр}^p$; $P_{пр}^p$) условиях:

$$T_{пр} = \frac{T}{T_{пк}}; \quad P_{пр} = \frac{P}{P_{пк}}, \quad (6.37)$$

где T – температура газа, К;

P – давление газа, МПа;

$$T_{пр}^0 = \frac{273}{191,2777} = 1,42724; \quad P_{пр}^0 = \frac{0,1}{4,88374} = 0,02047;$$

$$T_{пр}^p = \frac{290}{191,2777} = 1,51612; \quad P_{пр}^p = \frac{9,16}{4,88374} = 1,87561.$$

По графику рисунка 6.7 находим коэффициент сверхсжимаемости газа при нормальных z_n и рабочих z_p условиях:

$$T_{пр}^0 = 1,42724; \quad P_{пр}^0 = 0,02047; \quad \Rightarrow \quad z_H = 1,0.$$

Коэффициент сверхсжимаемости при рабочих условиях:

$$T_{пр}^P = 1,51612; \quad P_{пр}^P = 1,87561; \quad \Rightarrow \quad z_p = 0,815.$$

По формуле (7.21) определяем секундный расход газа:

$$q = \frac{0,978 \cdot 0,815 \cdot 10^6}{9,16 \cdot 1 \cdot 86400 \cdot 9,8} = 0,102768 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Внутренний диаметр шлейфа, с учетом толщины стенки, равной $\delta = 10$ мм:

$$d_{вн} = D - 2 \cdot \delta = 273 - 2 \cdot 10 = 253 \text{ мм}.$$

Тогда, по уравнению (6.22) определим фактическую скорость газа в шлейфах:

$$\omega = \frac{0,102768 \cdot 10^6}{0,785 \cdot 253^2} = 2,04525 \text{ м/с}.$$

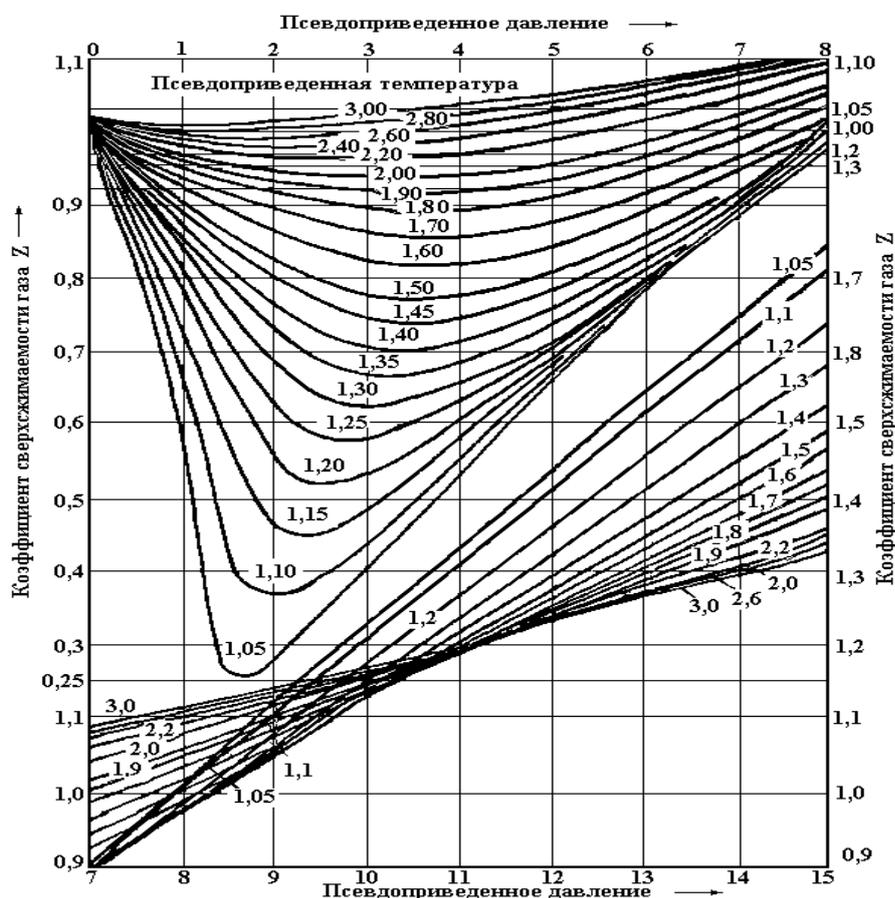


Рисунок 6.7 – Коэффициент сверхсжимаемости природных газов

Определяем общий коэффициент теплопередачи по формуле (7.30). При отсутствии данных о характере и влажности грунта по трассе газопровода, коэффициент теплопередачи принимается:

$$K = 1,75 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot ^\circ\text{С}}.$$

По формуле (7.17) определяем плотность газа в рабочих условиях:

$$\rho_p = \frac{0,73241 \cdot 1 \cdot 273 \cdot 9,16}{0,101325 \cdot 0,815 \cdot 290} = 76,4786 \text{ кг/м}^3.$$

Зная компонентный состав газовой смеси и вязкости, входящих в нее индивидуальных газов, определяем абсолютную вязкость $\mu_{\text{см}}$ и удельную теплоёмкость природного газа при атмосферном давлении и рабочей температуре (таблица 6.8).

Таблица 6.8 – Абсолютная вязкость и теплоемкость газа

Компоненты	$\mu_i \cdot 10^{-12}$, Па·с	C_{pi}^0 , кДж/(кг·°С)
CH ₄	1,05	2,220
C ₂ H ₆	0,87	1,730
C ₃ H ₈	0,76	1,570
CO ₂	1,39	0,846
N ₂	1,70	1,043

$$\mu_{\text{см}} = \sum_{i=1}^n y_i \cdot \mu_i = 0,9847 \cdot 1,05 + 0,0014 \cdot 0,87 + 0,003 \cdot 0,76 + 0,0106 \cdot 1,7 +$$

$$+ 0,0027 \cdot 1,39 = 1,0099 \text{ мПа} \cdot \text{с}; \quad (6.38)$$

$$C_{\text{рсм}}^0 = \sum_{i=1}^n y_i \cdot C_{pi}^0 = 0,9847 \cdot 2,22 + 0,0014 \cdot 1,73 + 0,003 \cdot 1,57 + 0,0106 \cdot 1,043 +$$

$$+ 0,0027 \cdot 0,846 = 2,207 \text{ кДж/(кг} \cdot ^\circ\text{С)}. \quad (6.39)$$

По графикам, используя значение ρ_p , определяем вязкость природного газа для рабочих условий: $\mu = 0,016 \text{ мПа} \cdot \text{с}$ (приложение А).

Теплоемкость газа C_p , кДж/(кг·К), при заданном давлении и температуре определяется как сумма теплоемкости при заданной температуре и атмосферном давлении C_{pi}^0 , кДж/(кг·К), и приращения теплоемкости за счет влияния давления ΔC_p , кДж/(кг·К), т. е.:

$$C_p(P, T) = C_p^0(P_{рт}, T) + \Delta C_p. \quad (6.40)$$

Рассчитаем молярную массу газа и воспользуемся зависимостями для теплоемкости при атмосферном давлении. Результаты расчета приведены в таблице 6.9.

Таблица 6.9 – Расчёт молярной массы

Компонент	n_i	M_i , кг/кмоль	$n_i \cdot M_i$
1	2	3	4
CH ₄	0,9847	16,040	15,79458
C ₂ H ₆	0,0014	30,070	0,042098
C ₃ H ₈	0,0030	44,100	0,132300
N ₂	0,0106	28,016	0,296969

Продолжение таблицы 6.9

1	2	3	4
CO ₂	0,0027	44,011	0,118829
Σ	1,0000	-	16,38478

Зная молярную массу и молярную теплоемкость, можно перейти к удельной теплоемкости:

$$M_{см} = \sum M_i \cdot n_i = 16,38278 \text{ кг/кмоль}. \quad (6.41)$$

Определяем поправку ΔC_p к теплоемкости при рабочем давлении по рисунку 6.8 и прибавляем её к величине теплоёмкости при атмосферном давлении:

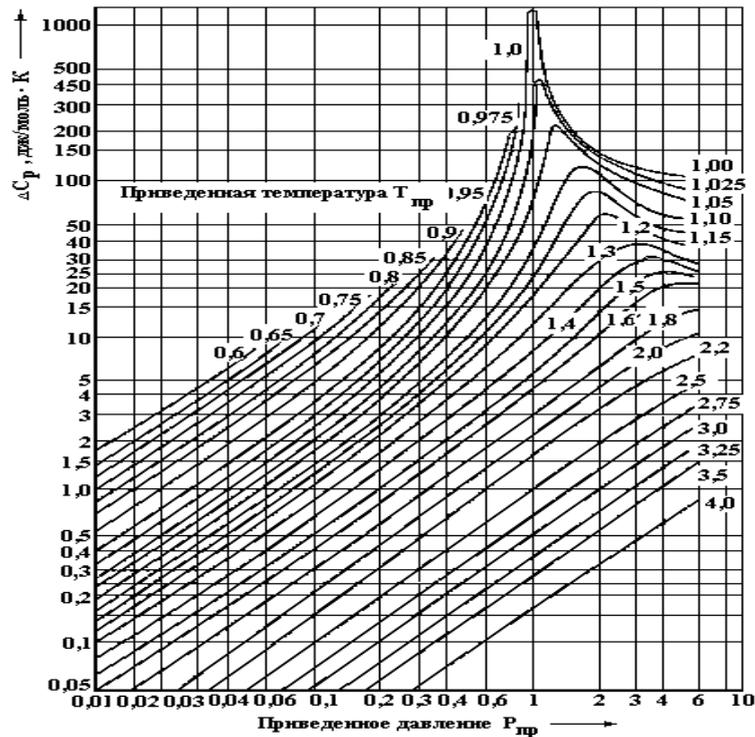


Рисунок 6.8 – Зависимость приращения изобарной теплоемкости (ΔC_p) от приведенных параметров газа

При $P_{пр}=1,51612$; $T_{пр}=1,87561$; $\Delta C_p= 5,4$ кДж/(кмоль·К) = 0,3296 кДж/(кг·К).

Теплоемкость в рабочих условиях определяем по формуле (7.40):

$$C_{pсм} = 2,07 + 0,33 = 2,4 \text{ кДж/(кг·К)}.$$

По формуле (7.16) определим число Рейнольдса:

$$Re = \frac{2,04525 \cdot 253 \cdot 76,4786}{10^3 \cdot 0,016 \cdot 10^{-3}} = 2473357.$$

В зависимости от условий работы труб определяем коэффициент шероховатости $K_{ш}$. Значение эквивалентной абсолютной шероховатости труб по Г.А. Адамову выбираем из таблицы 6.10.

В данном случае имеем трубы немного корродированные или с незначительными отложениями, поэтому принимаем $K_{ш} = 150$ мкм.

Таблица 6.10 – Значения эквивалентной абсолютной шероховатости труб по Г.А. Адамову

Характеристика труб	$K_{ш}$, мкм
Новые (чистые или с незначительным налётом коррозии)	40 – 100
После нескольких лет эксплуатации (с незначительными отложениями)	60 – 200
После нескольких лет эксплуатации в различных условиях (корродированные или с небольшими отложениями)	50 – 500
После длительной эксплуатации (сильно корродированные и загрязнённые)	500 – 1000

По формуле (6.26) определяем коэффициент гидравлического сопротивления газопровода:

$$\lambda = 0,067 \cdot \left(\frac{158}{2473357} + \frac{2 \cdot 150}{10^3 \cdot 253} \right)^{0,2} = 0,0175965.$$

По формуле (7.29) определяем значение d_H :

$$d_H = 253 + 2 \cdot (10 + 80) = 433 \text{ мм}$$

По формуле (7.28) определяем параметр Шухова:

$$a_{ш} = \frac{262,3 \cdot 1,75 \cdot 433}{0,978 \cdot 2,4 \cdot (16,38478/29) \cdot 10^6} = 0,14987 \text{ км}^{-1}.$$

По уравнению (7.27) определим среднюю температуру газа на расчетном участке:

- в зимний период

$$T_{cp} = 233 + \frac{290 - 233}{0,14987 \cdot 3,468} \cdot (1 - e^{-0,149873,468}) = 282,3507 \text{ К},$$

- в летний период

$$T_{cp} = 283 + \frac{290 - 283}{0,14987 \cdot 3,468} \cdot (1 - e^{-0,149873,468}) = 289,0606 \text{ К}.$$

По формуле (7.23) определим давление газа на выходе из шлейфа:

- в зимний период

$$P_1 = \sqrt{9,16^2 - \frac{0,978^2 \cdot 0,0175965 \cdot 0,56 \cdot 282,3507 \cdot 0,815 \cdot 3,468}{10,23 \cdot 10^{-12} \cdot 253^5}} = 9,1299 \text{ МПа,}$$

- в летний период

$$P_2 = \sqrt{9,16^2 - \frac{0,978^2 \cdot 0,0175965 \cdot 0,56 \cdot 289,0606 \cdot 0,815 \cdot 3,468}{10,23 \cdot 10^{-12} \cdot 253^5}} = 9,1284 \text{ МПа.}$$

По формуле (7.33) рассчитываем среднее давление в шлейфе:

- в зимний период

$$P_{\text{cp1}} = \frac{2}{3} \cdot \left(9,16 + \frac{9,1299^2}{9,16 + 9,1299} \right) = 9,1449 \text{ МПа,}$$

- в летний период

$$P_{\text{cp2}} = \frac{2}{3} \cdot \left(9,16 + \frac{9,1284^2}{9,16 + 9,1284} \right) = 9,1442 \text{ МПа.}$$

По графику на рисунке 7.9 находим обобщенную функцию коэффициента Джоуля-Томсона:

$$T_{\text{пр}}^p = 1,51612; \quad P_{\text{пр}}^p = 1,87561; \quad \Rightarrow \left[\frac{P_{\text{ПК}}}{T_{\text{ПК}}} \cdot D_i \cdot C_{\text{PCM}} \right] = 1,0.$$

Определим значение коэффициента Джоуля-Томсона, по следующему уравнению:

$$D_i = \frac{T_{\text{ПК}}}{P_{\text{ПК}}} \cdot \left[\frac{P_{\text{ПК}}}{T_{\text{ПК}}} D_i \cdot C_{\text{PCM}} \right] = \frac{191,277}{4,88374} \cdot [1,0] = 1,01 \text{ К/МПа.} \quad (6.42)$$

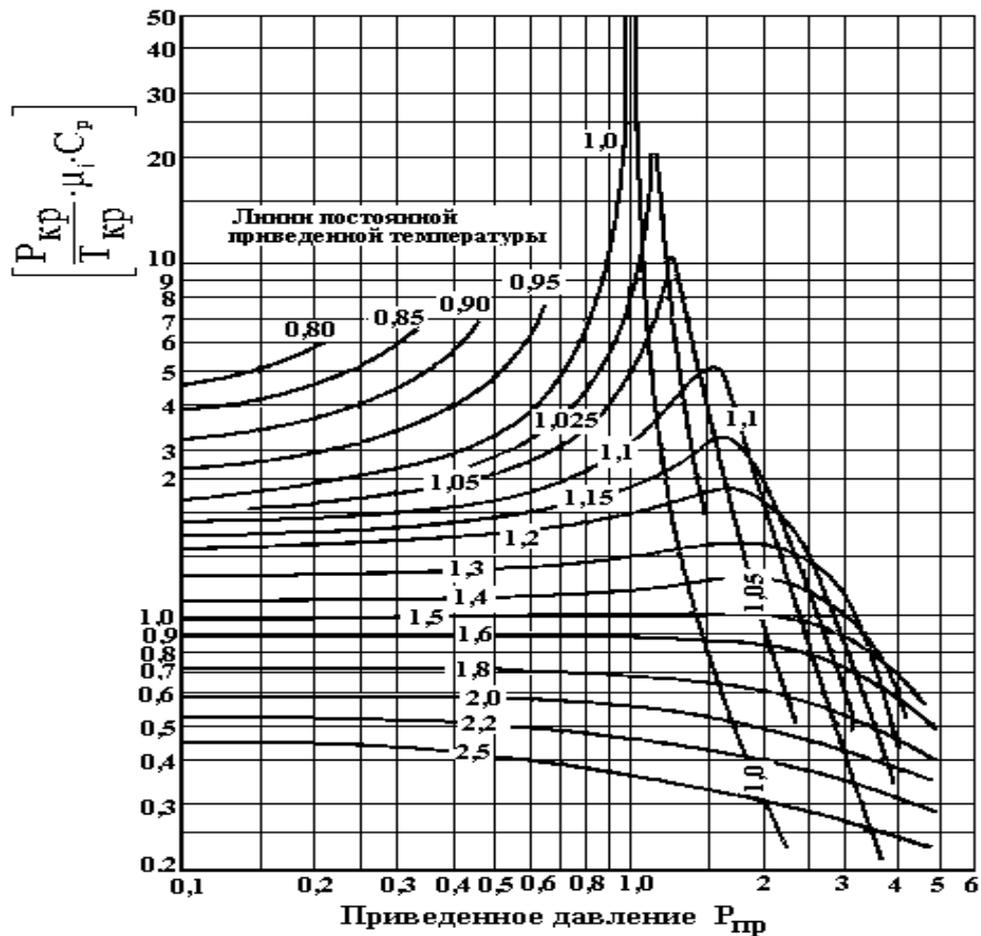


Рисунок 6.9 – Зависимость функции коэффициента Джоуля-Томсона от приведенных давления и температуры

По уравнению (6.32) рассчитаем температуру газа на выходе из шлейфа:

- в зимний период

$$T_{L1} = 233 + (290 - 233) \cdot e^{-0,14987 \cdot 3,468} - 1,01 \cdot \frac{9,16^2 - 9,1299^2}{2 \cdot 0,14987 \cdot 3,468 \cdot 9,1449} \cdot (1 - e^{-0,14987 \cdot 3,468}) = 275,0773 \text{ K}$$

- в летний период

$$T_{L1} = 283 + (290 - 283) \cdot e^{-0,14987 \cdot 3,468} - 1,01 \cdot \frac{9,16^2 - 9,1284^2}{2 \cdot 0,14987 \cdot 3,468 \cdot 9,1442} \cdot (1 - e^{-0,14987 \cdot 3,468}) = 288,0984 \text{ K}$$

В летний период эксплуатации температура газа по всей длине шлейфа изменяется незначительно, т.к. температура окружающей среды и температура газа на устье скважины практически одинаковы.

В зимний период температура по длине шлейфов постоянно уменьшается, из-

за суровых климатических условий, что может привести к образованию в них гидратов [15].

Расчёт распределения температуры газа и температуры гидратообразования по длине шлейфа был выполнен с помощью программы Microsoft Office Excel 2007 [2]. Результаты расчётов сведены в таблицу 6.11.

Таблица 6.11 – Результаты распределения температуры газа и температуры гидратообразования по длине шлейфа от куста № 16-40

Номер куста	Длина шлейфа, м	Распределение температуры газа в летний период эксплуатации, К	Распределение температуры газа в зимний период эксплуатации, К	Распределение температуры гидратообразования, К
16-40	0,01	290,15	289,25	285,678
	0,6	289,88	287,02	285,675
	1,2	289,76	284,21	285,673
	1,8	289,66	281,54	285,661
	2,3	289,59	279,81	285,659
	3,4	288,09	275,07	285,645

По результатам таблицы 6.11 строим графические зависимости температуры газа T_x и температуры гидратообразования T_r от длины шлейфа в зимний и летний периоды эксплуатации. Полученный график изображен на рисунке 6.10.

Как видно из графической зависимости, изображенной на рисунке 6.10, в летний период эксплуатации температура газа по всей длине шлейфа не опускается ниже температуры гидратообразования, следовательно, не стоит опасаться образования гидратов.

В зимний период эксплуатации кривая распределения температуры газа по длине шлейфа пересекает кривую распределения температуры гидратообразования, что свидетельствует о возможном образовании гидратов на участке, начинающемся примерно от 900 метров от начала шлейфа до входа в УКПГ.

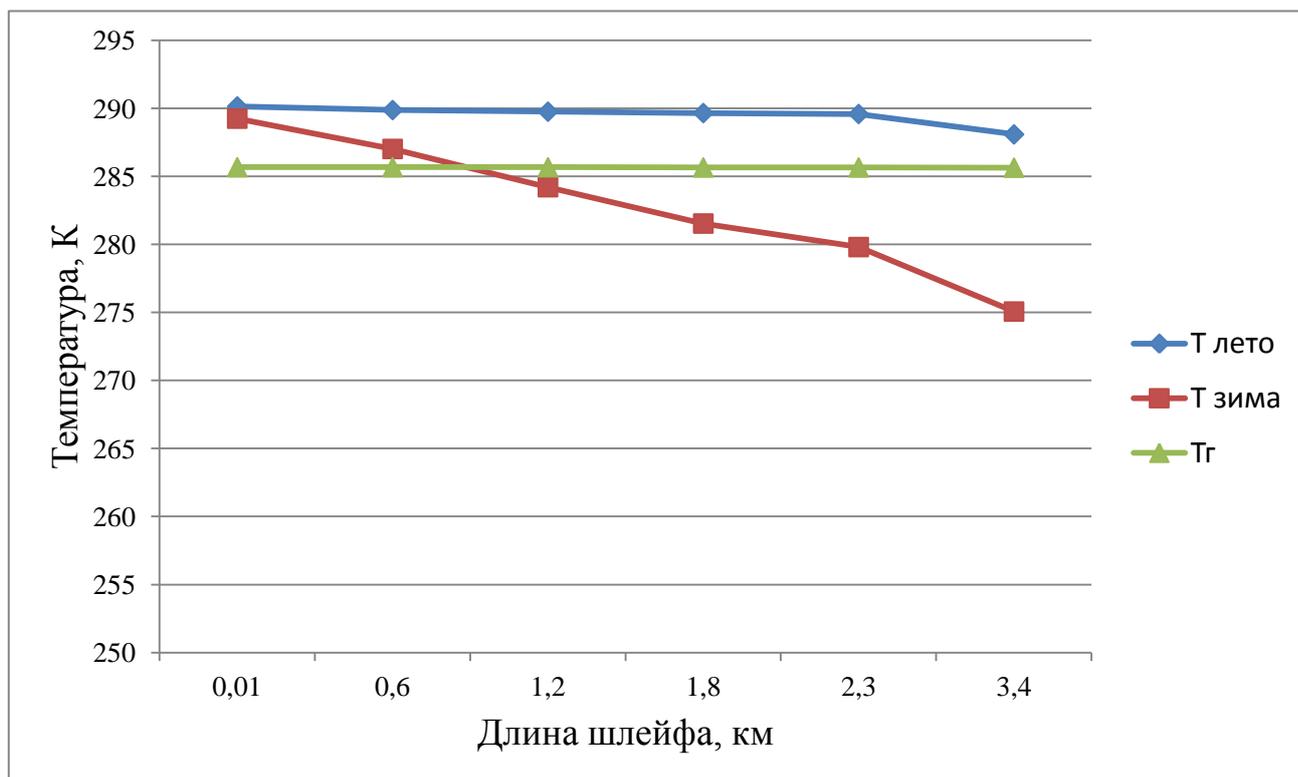


Рисунок 6.10 – График распределения температуры газа T_x и температуры гидратообразования T_r по длине шлейфа № 16-40 в зимний и летний периоды эксплуатации

Тепловой и гидравлический расчёт всех газопромысловых шлейфов УКПГ-16 в летний и зимний периоды эксплуатации по предложенной выше методике произведен с использованием программного обеспечения Microsoft Office Excel 2010. Результаты расчётов сведены в таблицу 6.12.

В таблице 6.12 представлены результаты теплового и гидравлического расчёта по шлейфам Западно-Песцовой площади X НГКМ за 2015 год. По результатам представленным в таблице строятся кривые зависимости температуры газа T_x и температуры гидратообразования T_r от длины шлейфа в зимний и летний периоды эксплуатации. Графические зависимости изображены на рисунках 6.11-6.16.

Анализируя полученные графические зависимости, можно сделать следующий вывод – в летний период эксплуатации во всех шлейфах УКПГ-16 температура газа по всей длине шлейфа не опускается ниже температуры гидратообразования, следовательно, не стоит опасаться образования гидратов и необходимость подачи

метанола в шлейфы исключается; в зимний период эксплуатации, при температуре окружающей среды минус 40 °С, в шлейфах № 16-40, 16-41, 16-42, 16-44, кривая распределения температуры газа пересекает кривую распределения температуры гидратообразования, что свидетельствует об образовании гидратов, и, следовательно, в них необходимо подавать ингибитор гидратообразования.

Установлено, что в летний период эксплуатации при температуре окружающей среды плюс 15 °С темп падения температуры не превышает в среднем 0,5-0,7 °С/км. В зимний период эксплуатации при уменьшении производительности шлейфов и при низких температурах воздуха (минус 40 °С), температура газа в конце шлейфа может быть на 10-15 °С ниже температур газа на устьях скважин. Следовательно, гидратный режим работы шлейфов Западно-Песцовой площади Х НГКМ реализуется, в настоящее время, главным образом для данных шлейфов и при температуре воздуха минус 40 °С.

Таблица 6.12 – Результаты теплового и гидравлического расчёта газопромысловых шлейфов УКПГ-16

Номер шлейфа	Длина шлейфа, км	Давление, МПа					Температура, К					
		Начальное	Среднее, (зимний период)	Среднее, (летний период)	На входе в УКПГ, (зимний период)	На входе в УКПГ, (летний период)	Начальная	Средняя, (зимний период)	Средняя, (летний период)	На входе в УКПГ, (зимний период)	На входе в УКПГ, (летний период)	Температура гидратообразования
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
16-40	3,5	9,16	9,1449	9,1442	9,1299	9,1284	290,00	282,3507	289,0606	275,0773	288,0984	285,6732
16-41	1,9	9,12	9,1078	9,1075	9,1301	9,1297	289,40	280,4578	282,1248	277,7879	289,0915	285,6382
16-42	1,2	9,22	9,1836	9,1831	9,1670	9,1632	292,00	284,2147	286,5424	283,9347	291,4385	285,7314
16-43	0,5	9,17	9,1523	9,1519	9,1319	9,1302	291,70	284,1415	286,1720	288,9660	291,5090	-
16-44	1,7	9,25	9,2401	9,2391	9,2296	9,2293	290,20	283,4587	285,7845	283,2506	289,8860	285,7512
16-45	0,4	9,09	9,0812	9,0805	9,0848	9,0847	290,00	284,3214	285,9845	288,1840	289,9238	-
16-46	0,3	9,19	9,1712	9,1782	9,1883	9,1883	292,20	285,1245	287,3241	288,9467	291,9654	-

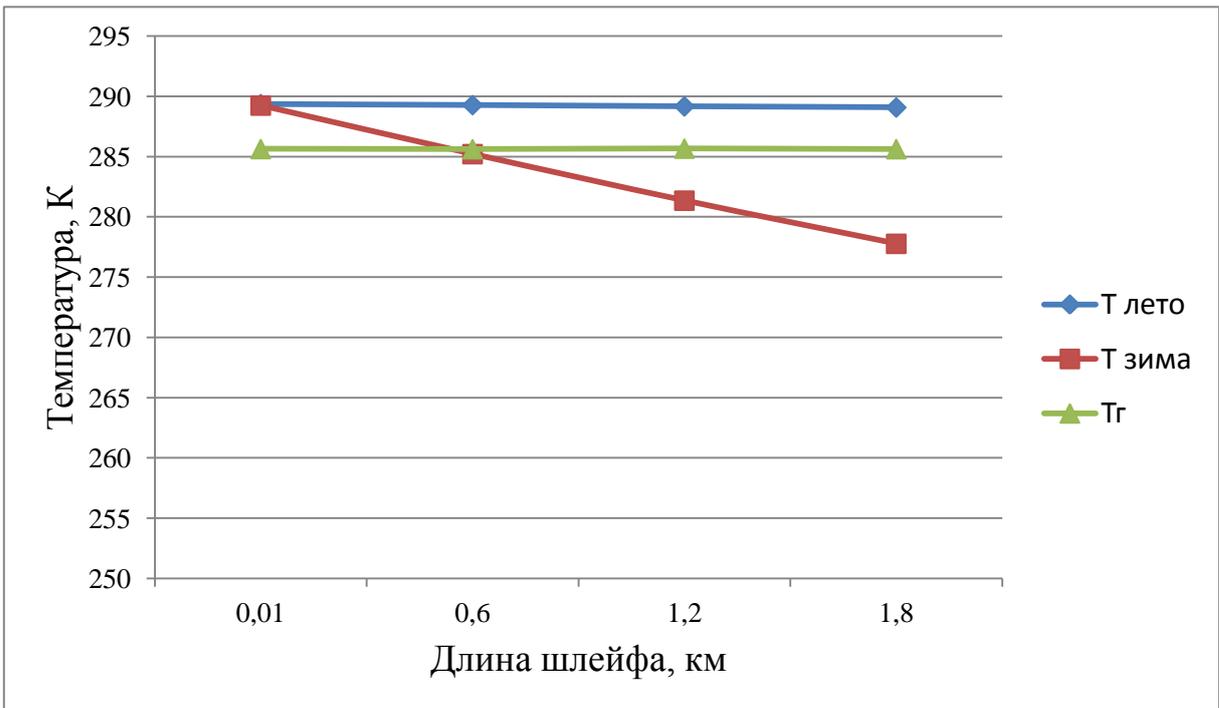


Рисунок 6.11 – График распределения температуры газа T_x и температуры гидратообразования T_r по длине шлейфа № 16-41 в зимний и летний периоды эксплуатации

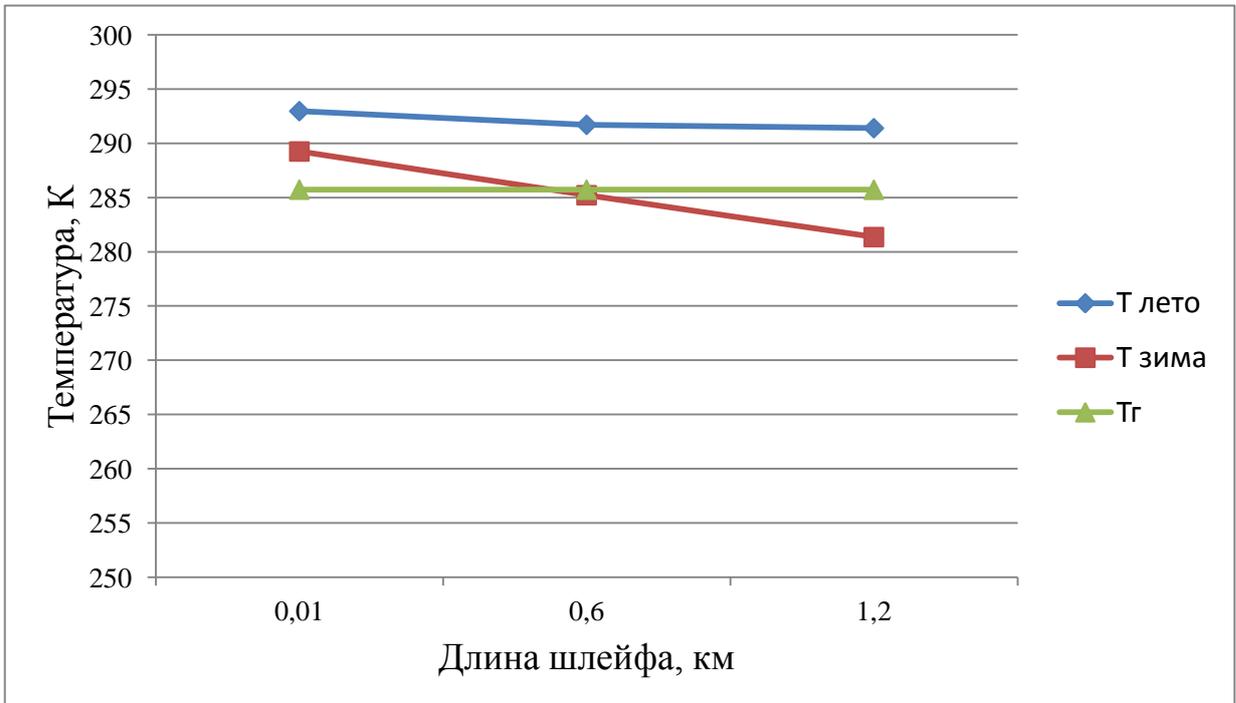


Рисунок 6.12 – График распределения температуры газа T_x и температуры гидратообразования T_r по длине шлейфа № 16-42 в зимний и летний периоды эксплуатации

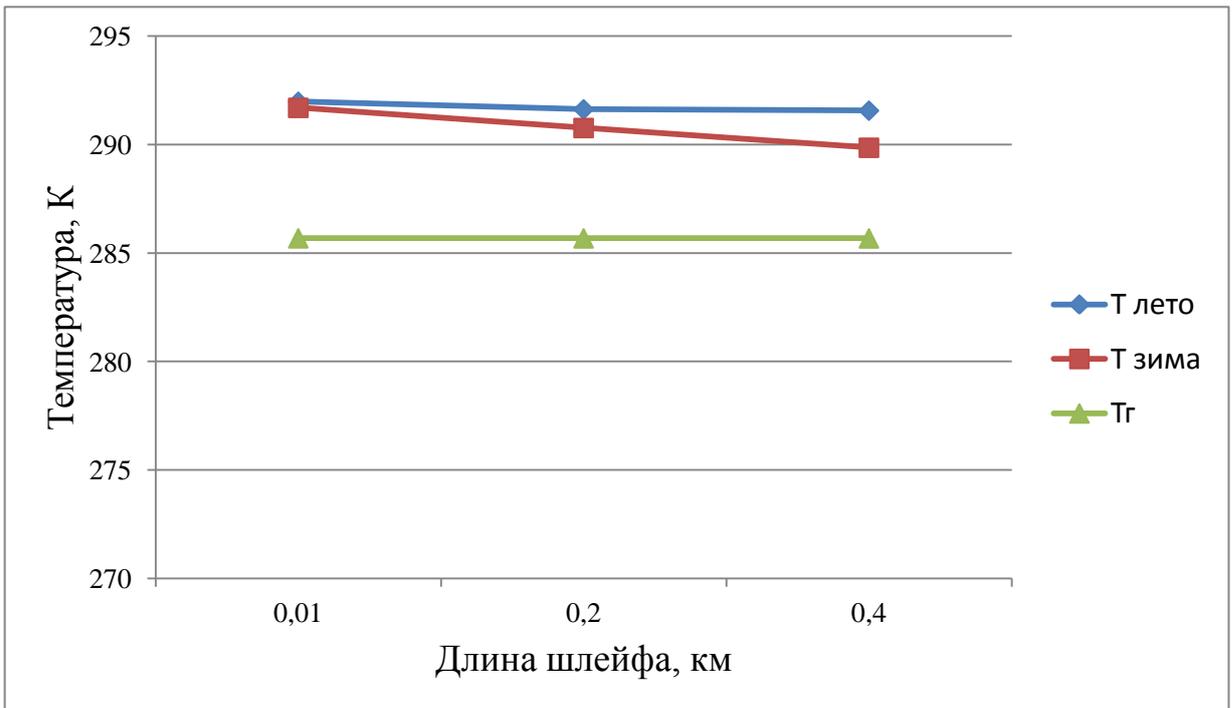


Рисунок 6.13 – График распределения температуры газа T_x и температуры гидратообразования T_r по длине шлейфа № 16-43 в зимний и летний периоды эксплуатации

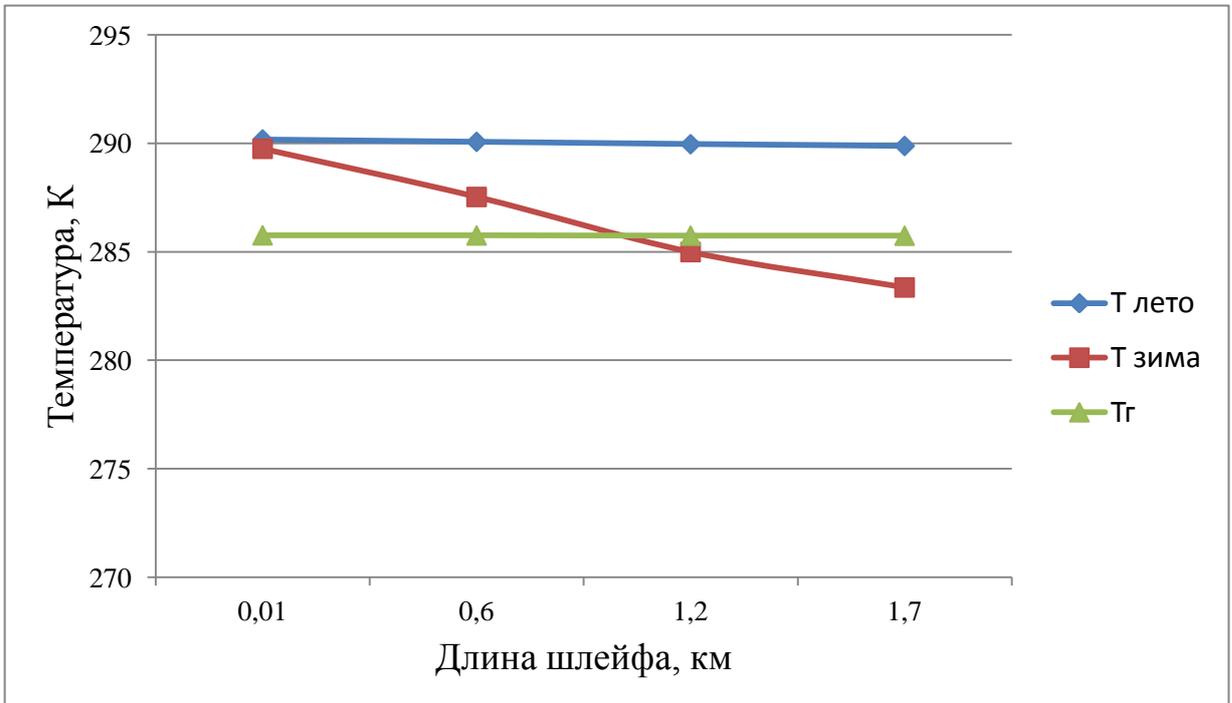


Рисунок 6.14 – График распределения температуры газа T_x и температуры гидратообразования T_r по длине шлейфа № 16-44 в зимний и летний периоды эксплуатации

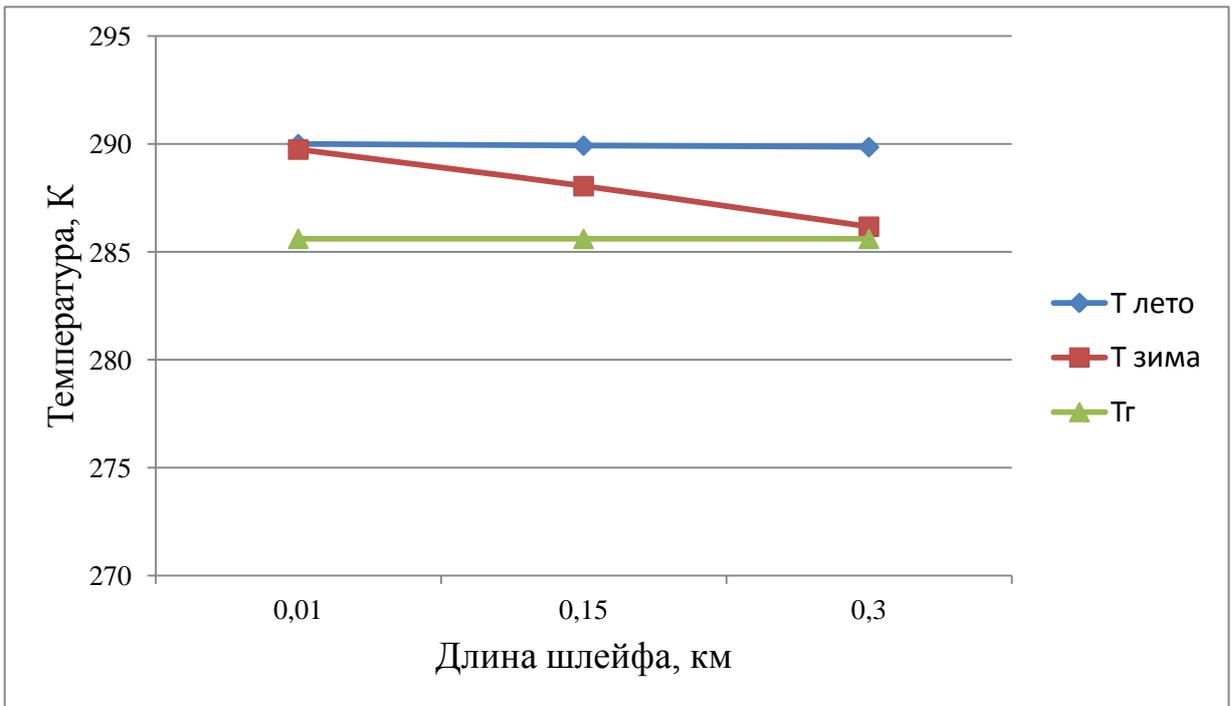


Рисунок 6.15 – График распределения температуры газа T_x и температуры гидратообразования T_r по длине шлейфа № 16-45 в зимний и летний периоды эксплуатации

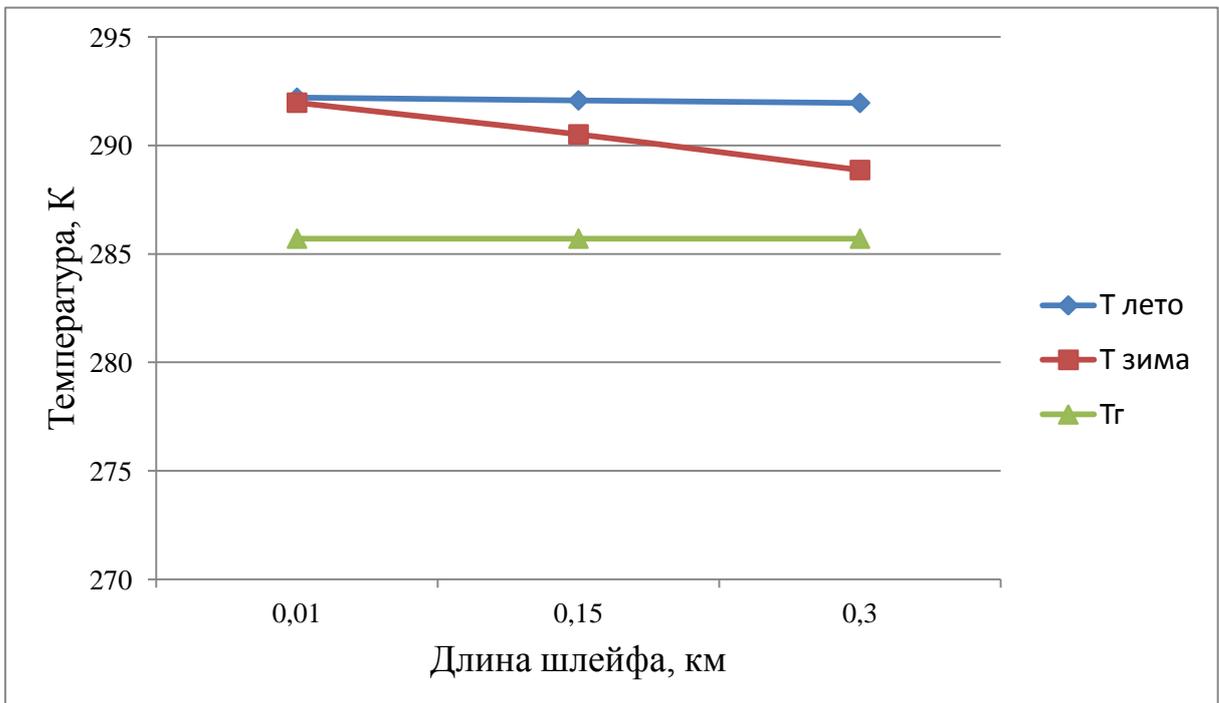


Рисунок 6.16 – График распределения температуры газа T_x и температуры гидратообразования T_r по длине шлейфа № 16-46 в зимний и летний периоды эксплуатации

6.4 Расчёт расхода ингибитора гидратообразования

Абзац скрыт, так как содержит коммерческую тайну.

Если известна величина X_2 , то величину понижения температуры гидратообразования для ингибитора Δt , °С определяют по формуле:

$$\Delta t = \frac{K}{M} \times \frac{X_2}{1 - X_2}. \quad (6.46)$$

Значение необходимой температуры понижения гидратообразования рассчитывают по формуле:

$$\Delta t = T_r - T_p, \quad (6.47)$$

где T_r – температура гидратообразования газа, °С;

T_p – температура газа в расчетной точке, °С.

После определения Δt находят значение X_2 .

Для упрощения расчёта необходимого количества ингибитора гидратообразования для шлейфов, в которых образуются гидраты, по представленной выше методике, проведём его с применением программного обеспечения Microsoft Office Excel 2010. Расчёт проведен при тех же условиях и данных, что и при гидравлическом и тепловом расчёте шлейфа. Для летних условий расчёт не проводился, так как в летнее время, по результатам расчётов, образование гидратов не наблюдается.

Результаты расчёта расхода ингибитора представлены в таблице 6.13.

Абзац скрыт, так как содержит коммерческую тайну.

По результатам расчёта видно, что в зимнее время удельный расход ингибитора сильно зависит от длины шлейфа. Это явление напрямую связано с понижением температуры газа вследствие теплопередачи окружающей среде. Например, для шлейфа № 16-40 протяжённостью 3,5 км необходимо большее количество ингибитора, чем для шлейфа № 16-42 протяжённостью 1,2 км.

Также, на основании проведенных исследований и расчётов установлено, что с увеличением дебита газа удельный расход ингибитора уменьшается. Это связано с тем, что увеличивается скорость природного газа, и он находится меньшее время в контакте с окружающей средой через стенки труб. Например, для шлейфа № 16-41

необходимо количество ингибитора в два раза больше, чем для шлейфа № 16-44, это связано с тем, что во втором случае расход газа 1,083 млн. м³/сут. в два раза больше расхода газа в первом случае 0,679 млн. м³/сут.

7 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Расчет себестоимости предупреждения и ликвидации при закачке метанола в скважину.

Западно-Песцовая площадь Уренгойского НГКМ – предприятие, расположенное в Надымском районе ЯНАО Тюменской области и входящее в состав ООО «Газпром добыча Уренгой». Месторождение вступило в разработку в 2009 г.. В настоящий момент эксплуатационный фонд Западно-Песцового месторождения насчитывает 17 скважин, пробуренных на сеноманских отложениях.

В соответствии с принятым вариантом разработки подача газа с кустов газовых скважин Западно-Песцовой площади осуществляется на УКПГ-16 с целью подготовки для обеспечения его дальнейшего транспорта.

При закачке метанола на забой скважины при помощи оборудования для дозированной подачи химического реагента, потребление метанола составляет 0,355 кг/тыс. м³ при годовой добыче природного газа 29500 млн. м³. Годовое потребление метанола составляет:

$$V_{\text{мет.}} = 0,355 * 29500 * 10^3 = 10475 \text{ кг/год}$$

Таблица 7.1 – Расчет материальных затрат

Наименование материалов	Единицы измерения	Расход, едениц	Цена с НДС, руб.	Стоимость, руб.
Метанол	кг	10475	25	261875
Итого	-	-	-	261875

Расчет амортизации основных средств.

Размер амортизации основных средств определяется исходя из балансовой стоимости основных средств и общей нормы амортизации.

Таблица 7.2 – Расчет амортизации основных средств

Наименование основных средств	Первоначальная стоимость, руб.	Норма амортизации	Сумма амортизации, руб.
Метанольная установка	1738500	Линейная (6 лет)	289750
Итого:	-	-	289750

Расчет численности персонала и фонда оплаты труда.

Для обслуживания блока подачи метанола необходимая численность персонала составляет 2 человека: оператор по добыче нефти и газа 5 разряда и оператор КИПиА.

Таблица 7.3 – Расчет численности персонала и фонда оплаты труда.

Должность	Разряд	Часовая тарифная ставка (руб.)	Отработано часов	Тарифный фонд оплаты труда (руб.)
Оператор ДНГ	5	180,63	951*2	343739,0
Оператор КИПиА	4	203,5	951*2	387260,5
Итого				730999,5

Таблица 7.4 – Надбавки и доплаты к заработной плате работника

Районный коэффициент	0,5
Северная надбавка	0,5
Доплата за вредность	0,05
Премия	0,25

В соответствии с премиальным положением определяем размер премии (25% от тарифного фонда оплаты труда)

$$\text{Пр} = 730999,5 * 0,25 = 182,7 \text{ тыс. руб.}$$

Определяем размер северных и районных льгот а также доплату за вредность:

$$\text{Ск} = (730999,5 + 182,7) * 0,5 = 456,9 \text{ тыс. руб.}$$

$$\text{Рк} = (730999,5 + 182,7) * 0,5 = 456,9 \text{ тыс. руб.}$$

$$\text{Вред} = (730999,5 + 182,7) * 0,05 = 45,7 \text{ тыс. руб.}$$

Определяем головой фонд оплаты труда рабочих:

$$\text{ФОТ} = 730,99 + 182,7 + 456,9 + 456,9 + 45,7 = 1873,1 \text{ тыс. руб.}$$

Формирование бюджета затрат на реализацию проекта.

Общие затраты на реализацию мероприятий направленных на предотвращения гидратообразования представлены в таблице 8.5

Таблица 7.5 – Общие затраты

№	Состав затрат	Сумма затрат, тыс. руб.	Примечание
1	Расчёт материальных затрат	261,9	Согласно таблице 7.1
2	Расчет заработной платы сотрудников	1873,1	Согласно таблицам 7.3 и 7.4
3	Взносы на ОПС, ФСС, ФОМС (30,5% от ФОТ)	560,3	
4	Расчет амортизационных отчислений	260,8	Согласно таблице 7.2
5	Прочие затраты 15% от суммы выше указанных затрат (материалы, все виды энергии, запасные части)	436,1	
6	Итого основные расходы	3343,2	
7	Накладные расходы (16% от суммы п.1-5)	534,9	
8	Всего затраты на мероприятие	3878,1	

Вывод: по результатам расчетов видно, что структура затрат в основном состоит из расходов на оплату труда и затрат на установку и реагенты для борьбы с гидратообразованием.

Экономический эффект обеспечивается за счет бесперебойной добыче газа благодаря своевременному предупреждению гидратообразования. Исходя из таблицы 7.5, для полного проведения работ, необходимо заложить в план работ затраты на сумму 3 878,1 тысяч рублей.

Стоимость газа на 1 июля 2017 года составляет 3296 рубля за 1000 м³. Среднесуточная добыча на газовом промысле составляет 80821,91 тыс. м³,отсюда следует, что суточная стоимость добытого газа составляет 266 386 016 рублей, что значительно ниже суммы всех работ по борьбе с гидратообразованием за год. Отсюда можно сделать вывод,что данные меры можно считать весьма эффективными.

8 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

8.1 Анализ потенциальных опасностей и производственных вредностей в процессе эксплуатации Западно-Песцовой площади Уренгойского НГКМ

Опасность для обслуживающего персонала обусловлена следующими факторами:

- 1) необходимостью работы во взрыво- и пожароопасных помещениях и обслуживанием запорной арматуры оборудования, находящегося под высоким давлением;
- 2) необходимостью проведения газоопасных и огневых работ вблизи действующего технологического оборудования;
- 3) необходимостью круглосуточного обслуживания установок в различных метеорологических условиях.

В таблице 8.1 приведены характеристики пожаро-, взрывоопасных и токсических свойств сырья, полупродуктов, готовой продукции и отходов производства [13].

Таблица 9.1 – Характеристики пожаро-, взрывоопасных и токсических свойств сырья, полупродуктов, готовой продукции и отходов производства

№ п/п	Наименование сырья, полупродуктов, готовой продукции, отходов производства	Агрегатное состояние	Класс опасности ГОСТ 12.1007-76	Температура, °С			Концентрационные пределы		Характеристика токсичности (воздействие на организм человека)	ПДК в воздухе рабочей зоны (ГОСТ 12.1.005-88), мг/м ³
				Вспышки	Воспламенение	Самовоспламенение	Ниж. предел	Верх. предел		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	Газ природный	Газ	4	-191		537	5	15	Действует удушающе при незначительном, менее 18%, содержании O ₂ в воздухе. Вызывает расстройство нервной системы	7000
2	ДЭГ	Жидкость	3	123	133-203	380	1.05	22.07	При приеме внутрь яд. возможны хронические отравления при вдыхании паров.	10
3	Метанол	ЛВЖ	3	6		440	6	34	Сильный яд, действует на нервную и сосудистую системы, слизистую оболочку дыхательных путей. Отравление при приеме внутрь и при вдыхании паров. Небольшое количество метанола (до 10-15г) приводит к тяжелым отравлениям.	5
4	Конденсат газа	ЛВЖ	4	<-40		287	1.4	7.7	Действует на центральную нервную систему. При длительном вдыхании паров в концентрациях значительно превышающих ПДК, появляется головокружение, тошнота, головная боль и слабость, а при значительных концентрациях может наступить отравление. При воздействии на кожу обезжиривает ткани. Может вызвать заболевания.	300

Продолжение таблицы 8.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
5	Керосин	ЛВЖ	4	28	25-105	230	1.8	8	Керосин является малоопасным продуктом. При работе с керосином необходимо пользоваться индивидуальными средствами защиты, согласно типовым отраслевым нормам. В помещениях для хранения керосина не допускается хранить кислоты, баллоны с кислородом и другие окислители.	
6	Азот газообразный	Инертный газ	4						Накопление газообразного азота вызывает явление кислородной недостаточности и удушья.	

Таблица 8.2 – Категории помещений по взрывопожарной и пожарной опасности

№ п/п	Наименование производственных зданий, помещений, наружных установок	Категория взрывопожарной и пожарной опасности СТО Газпром 2-1.1-094-2007	Классификация зон внутри и вне помещений для выбора и установки электрооборудования (ПЭУ)		Группа производственных процессов по санитарной характеристике (СНиП 2.09.04)
			Класс взрывоопасной зоны	Категория и группа взрывоопасных смесей	
1	ЗПА	А	В-1а	ПАТЗ	3б
2	Цех осушки газа	А	В-1а	ПАТЗ	3б
3	Цех регенерации ДЭГа	А	В-1а	ПАТЗ	3б
4	Здание огневых регенераторов ДЭГа	А	В-1а	ПАТЗ	3б
5	Помещение КТП	В2	П-1	-	1а
6	РУ-0,4 кВ	В3	-	-	-
7	Вентиляционная камера	В4	В-1а	ПА-Т2	1а
8	Аппаратная КИП и А	В3	-	-	-
9	Аварийные ДЭС	В1	-	ПВ ТЗ	1а
10	Площадка расходных емкостей ДЭГа и конденсата	Ан	В-1г	ПАТЗ	3б
11	Площадка расходных емкостей метанола	Ан	В-1г	ПАТ2	3б
12	Технологическая насосная	А	В-1г	ПАТЗ	3б
13	Емкость приемная метанола	Ан	В-1г	ПАТ2	3б
14	Емкость дренажная для метанола и конденсата	Ан	В-1г	ПАТЗ	3б
15	Емкость дренажная ДЭГа	Ан	В-1г	ПАТЗ	3б
16	Площадка огневых подогревателей топливного газа	Ан	В-1а	ПАТ2	3б
17	Здание узла редуцирования газа	Ан	В-1а	ПАТ2	3б
18	Установка сбросов на свечу	Ан	В-1г	ПАТЗ	3б
19	АВО газа	Ан	В-1а	ПА-Т2	1а
20	Площадка свечи и горизонтального факела	Ан	В-1г	ПА-Т3	1в
21	КНС для взрывоопасных стоков	А	В-1а	ПА-Т1	1в

8.2 Мероприятия по обеспечению безопасных и безвредных условий труда

Мероприятия по технике безопасности.

1. *Мероприятия по электробезопасности.* Общие положения по защите от статического электричества изложены во «Временных правилах защиты от проявлений статического электричества на производственных установках и сооружениях нефтяной и газовой промышленности» [7]:

– технологическое оборудование и трубопроводы для предотвращения опасностей, связанных с искровыми разрядами статического электричества, должны быть заземлены. Максимальное сопротивление контура заземления от статического электричества не должно превышать 100 Ом.

– для ослабления генерирования зарядов статического электричества ЛВЖ и другие диэлектрические материалы должны транспортироваться по трубопроводам с малыми скоростями. Ограничения скорости транспортирования принимаются в зависимости от свойств жидкости, диаметра и длины трубопроводов.

– для предотвращения образования и накопления статического электричества от падающей струи трубы для заполнения резервуаров, емкостей должны быть спущены почти до дна, под уровень имеющейся жидкости. Предусмотрена защита технологических установок производственных зданий и сооружений от электрической и электромагнитной индукции. От прямых ударов молний сооружения защищены специально установленными молниеотводами.

2. *Мероприятия по взрывобезопасности.* Разрушение производственных зданий в большинстве случаев влечет за собой поломку оборудования и выход из строя коммуникаций, инженерных сетей.

Особенно чувствительны к воздействию взрыва различные приборы.

Устойчивость зданий и сооружений от взрыва достигается повышением их механической прочности и огнестойкости. Цеха, в которых размещено дорогостоящее оборудование, защищаются дополнительными устройствами, воспринимающими на себя давление ударной волны или собираются из легких конструкций на основе алюминиевого сплава, которые при разрушении они в

меньшей степени повредят оборудование. Сооружения, где хранятся легковоспламеняющиеся жидкости, целесообразно окружать обваловкой.

3. *Мероприятия, предотвращающие возможность травмирования механическими устройствами.* Все имеющиеся на УКПГ сосуды, которые работают под давлением свыше 0,07 МПа, в соответствии с «Правилами устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением» до пуска их в работу должны быть зарегистрированы в журнале регистрации и внесены в книгу учета и освидетельствования сосудов, находящихся на балансе предприятия, (как зарегистрированных в органах Ростехнадзора, так и не подлежащих регистрации) [7].

Сосуды, работающие под давлением должны подвергаться техническому освидетельствованию после монтажа, до пуска в работу, периодически в процессе эксплуатации и в необходимых случаях - внеочередному освидетельствованию.

Мероприятия по промышленной санитарии.

1. *Мероприятия по защите работающего от воздействия вредных газов и веществ в производственной среде (средства индивидуальной защиты).* К опасным производственным факторам, встречающимися на промыслах газоконденсатного месторождения, можно отнести наличие в воздухе вредных газов и паров, дискомфортные метеоусловия, шум, недостаточное освещение производственных помещений, высокое давление.

Профессиональные отравления и заболевания возможны, только если концентрация токсичного вещества в воздухе рабочей зоны превышает предельно-допустимую концентрацию (ПДК).

ПДК вредных веществ утверждается Министерством здравоохранения России и является обязательной нормой для всех предприятий, превышение которой не допускается.

Метан (CH_4) - бесцветный газ, легче воздуха, горит бесцветным пламенем. При разложении в электрической дуге реагирует с азотом с образованием синильной кислоты. В смеси с воздухом образует взрывоопасные смеси. Концентрационные

пределы взрываемости метана в смеси с воздухом составляют: нижний предел – 5 % объемных, верхний – 15% объемных; температура самовоспламенения – 357 °С [13].

ПДК товарного газа равна 7000 мг/м³.

Класс опасности (по ГОСТ 12.1.005.88) товарного газа – 4 [13].

Отравление возможно при вдыхании газа с воздухом. Отравление можно установить по следующим признакам: учащение пульса, ослабления внимания, увеличения объема дыхания.

Для исключения загазованности и образования взрывоопасной смеси в основных технологических цехах, а также в помещениях арматурных блоков печей огневого нагрева метанольной воды и насосной метанола, ГСМ и конденсата установлены датчики газоанализаторов [7, 13].

Помимо постоянного автоматического контроля газовоздушной среды должен быть организован экспрессный анализ воздуха рабочей зоны, при котором контроль проводится переносными газоанализаторами или сигнализаторами.

Для предотвращения отравления и удушения парами различных токсичных газов предусмотрены средства индивидуальной защиты рабочих и служащих.

Каждый рабочий и служащий при любом перемещении на территории ЯГКМ обязан иметь при себе средство индивидуальной защиты органов дыхания. Въезд на территорию ЯГКМ без противогаза строго запрещен. Лицам не прошедшим обучение в учебном центре изолирующий противогаз не выдается. На ЯГКМ используются изолирующие противогазы ИП-4, самоспасатель СИГ-1 и портативное дыхательное устройство ПДУ-3 [7].

Специальная одежда, специальная обувь и другие СИЗ, выдаются рабочим, служащим, ИТР тех. Профессий и должностей, которые предусмотрены в отраслевых нормах бесплатной выдачи спец. одежды, спец. Обуви и других СИЗ в соответствии с усмотренными нормами и сроками носки.

Вдыхание более высоких концентраций ведет к отравлению. Первые признаки отравления: хрипота, приступы кашля, чихание, жжение и боли в горле, в груди и подложечной области, слезотечение, иногда рвота. Высокие концентрации (свыше

1 г/м³) приводят к острому бронхиту, одышке, синюхе и потере сознания. При концентрации 26 г/м³ человек (в противогазе) испытывает раздражение и чувство тепла в местах с тонкой и влажной кожей (потливость) [7, 13].

Очень опасным химическим реагентом является, метанол (СН₃ОН) – бесцветная, легковоспламеняющаяся, ядовитая жидкость, смешивающаяся с водой в любых соотношениях, при испарении взрывоопасен [13].

Метанол - сильный яд, действующий преимущественно на нервную и сосудистую системы. Особенно опасен метанол при приеме внутрь: 5 – 10 г метанола могут вызвать тяжелое отравление, а 30 г – смертельная доза. Симптомы отравления: головная боль, тошнота, рвота, сильные боли во всем теле, желудке, мелькание перед глазами. В тяжелых случаях наблюдается резкая синюшность, глубокое и затрудненное дыхание, судороги, слабый учащенный пульс [7, 13].

Все процессы с применением метанола или веществ, содержащих метанол, должны быть полностью герметизированы и исключать возможность контакта работающих с метанолом. В производственных помещениях, где используется или хранится метанол, должны иметься резиновые перчатки и резиновые фартуки.

Пролитый метанол должен немедленно быть засыпан песком. Пропитанный метанолом песок удаляется из помещения, а место разлива метанола промывается струей воды [13].

При загорании метанола необходимо применять следующие средства пожаротушения: песок, химическую пену, тонкораспыленную воду, инертный газ, асбестовое одеяло, порошковые и газовые огнетушители.

Нестабильный газовый конденсат представляет собой бесцветную жидкость, состоящую из смеси углеводородов, не смешивающуюся с водой, обладающую высокой испаряемостью, легко воспламеняется при нормальных условиях, токсичен [13].

Вдыхание паров газового конденсата оказывает наркотическое действие и может привести к разнообразным видам отравлений, вызывающих раздражение слизистых оболочек и функциональные нервные расстройства.

Для острых отравлений парами углеводородов характерны: головные боли и

головокружение, сердцебиение, дрожание рук и век, расширение зрачков. При воздействии на кожу конденсат обезжиривает ткани и может вызвать экзему и дерматиты.

Первая помощь: вывести на свежий воздух, освободить тело от стесняющей одежды, согреть. При отсутствии дыхания делать искусственное дыхание до появления нормального дыхания, провести ингаляцию теплым раствором (1-2 %), лимонной кислоты, обеспечить покой [13].

2. *Мероприятия по борьбе с шумом и вибрацией.* При эксплуатации УКПГ воздействие вибрации возникает при работе на спецтехнике, в цехе регенерации, первичной сепарации и осушки, вибрация передвижной дизельной станции. К факторам производственной среды, усугубляющим вредное воздействие вибраций на организм, относятся чрезмерные мышечные нагрузки, неблагоприятные микроклиматические условия, особенно пониженная температура, шум высокой интенсивности. Большое влияние на здоровье и работоспособность человека оказывает шум, который возникает при движении газа в оборудовании, в насосных, в цехах УКПГ, при исследованиях и продувке скважин. При ежедневном воздействии на человека шум может привести к нарушению нормальной деятельности нервной и сердечно-сосудистой систем. Уровень звука не должен превышать нормируемого по ГОСТ 12.1.003-76 – для рабочих мест не более 90 дБ [13].

3. *Мероприятия по обеспечению метеорологических и санитарно-гигиенических условий.*

При эксплуатации промышленного оборудования опасность для обслуживающего персонала обусловлена необходимостью обслуживания оборудования и установок в любых метеоусловиях, на открытых площадках, в ночное время суток.

Большое влияние на здоровье и работоспособность человека оказывает шум, который возникает при движении газа в оборудовании, в насосных, в цехах УКПГ, при исследованиях и продувке скважин. При ежедневном воздействии на человека шум может привести к нарушению нормальной деятельности нервной и сердечно-

сосудистой систем. Уровень звука не должен превышать нормируемого по ГОСТ 12.1.003-76 – для рабочих мест не более 90 дБ [13].

Мероприятия по пожарной безопасности.

Наиболее опасными на установке комплексной подготовки газа являются следующие объекты: площадки сепарации газа, площадка регенерации метанола, площадка насосного парка, колодцы на территории УКПГ, котельная, замерной пункт газа, парк метанольных ёмкостей.

Все эти объекты на газовых промыслах соответствии с НПБ 105-95 относятся к категории пожаровзрывоопасных производств.

Технологические процессы транспорта и хранения газа и конденсата, связаны с применением различных электроустановок, являющихся потенциальными источниками зажигания, к ним относятся наружные технологические сооружения, содержащие ЛВЖ или горючие газы (наружные технологические установки, резервуары, резервуарные парки и др.).

На перечисленных объектах причинами взрыва, пожара могут быть искры от электрической оборудования, открытое пламя, повышение давления в результате неполадок технологического оборудования, статическое электричество, разряд молнии.

На каждом производственном объекте (установке) оборудован склад аварийных средств и материалов, достаточных по количеству и номенклатуре для выполнения аварийных работ, связанных с возможным выделением сероводорода в воздух рабочей зоны.

Наружное пожаротушение на УКПГ осуществляется от кольцевой водопроводной сети через незамерзающие пожарные гидранты. Необходимые напор и расход воды в сети создаются стационарными пожарными насосами, установленными в насосной станции второго подъема.

Управление пожарными насосами осуществляется как по месту, так и дистанционно от кнопок управления на щите в операторной УКПГ. Резервный пожарный насос включается автоматически при остановке и падении давления

нагнетания на рабочем насосе.

На площадке УКПГ установлено четыре резервуара (ёмкостью 700м³ каждый) хозяйственно-производственного и противопожарного запаса воды с огневым подогревом. Предусмотрена конструкция забора воды из резервуаров пожарными машинами. К резервуарам обеспечен свободный подъезд пожарных машин. На время пожара предусмотрено автоматическое отключение вентиляции.

Внутреннее пожаротушение осуществляется от пожарных кранов, установленных внутри помещения.

На канализационных сетях промышленных стоков во избежание прохода огня устроены гидравлические затворы. Все объекты зданий и сооружений предусмотрены не ниже II степени огнестойкости. С учетом отдаленности района строительства в проекте зданий и сооружений применены стальные конструкции рам с заполнением стен алюминиевыми панелями типа ЗБК.

Производственные и подсобные помещения установки, сооружения и склады обеспечены первичными средствами пожаротушения и пожарным инвентарем в соответствии с действующими нормами [7].

8.3 Мероприятия по охране окружающей среды

На предприятии ООО «Газпром добыча Уренгой» экологической проблемой являются: загрязнение воздуха, выбросы газа в атмосферу, загрязнение почв, питьевой воды.

Охрана атмосферного воздуха. Наиболее радикальными методами решения экологии атмосферного воздуха газодобычи являются герметизация оборудования, утилизация всех компонентов продукции скважин, недопущение газовых выбросов.

Основными мероприятиями по борьбе с загрязнением атмосферного воздуха промышленными выбросами являются:

- применение герметичного внутривозовского транспорта пылящих и выделяющих газы материалов;

- отказ от применения складов и резервуаров открытого типа для складирования отходов производства и продуктов (огарка, извести, золы, кислоты и др.).

Основными источниками выбросов в атмосферу оксида и диоксида углерода, серы являются печи технологических установок, регенераторы катализатора установок каталитического крекинга и адсорбционной очистки масел, свечи газомоторных компрессоров, факельные системы. Основные загрязняемые вещества, выбрасываемые в атмосферу на УКПГ-16, представлены в таблице 8.3 [13].

Таблица 8.3 – Загрязняемые вещества, выбрасываемые в атмосферу на УКПГ-16

Наименование загрязняющего вещества	Код загрязняющего вещества	ПДК м.р. ОБУВ, мг/м ³	Класс опасности вещества
Компоненты природного газа:			
Метан*	410	50 (ОБУВ)	не установлен
Бутан	402	200	IV
Пентан	405	100	IV
Гексан	403	60	IV
Оксид углерода	337	5.0	IV
Диоксид азота	301	0.085	II
Оксид азота	304	0.4	III
Метанол	1052	1.0	III
ДЭГ	1023	0.2 (ср.сут.)	IV
Углеводороды (C ₆ ÷ C ₁₀)	416**	30.0 (ОБУВ)	не установлен
* Природный газ состоит преимущественно из метана (98.43%), поэтому расчет рассеивания производился по этому ингредиенту. Уровень загрязнения атмосферного воздуха природным газом оценивается в сравнении с ОБУВ метана (50мг/м ³) как компонента газа, имеющего самое низкое значение из всех известных в настоящее время ПДК для углеводородов, составляющих природный газ.			
** Выбросы конденсата приняты в расчетах рассеивания как углеводороды (C ₆ ÷ C ₁₀).			

Следующим по значимости источником загрязнения атмосферного воздуха являются выбросы автотранспорта, отработанные выхлопные газы, которые

содержат в своем составе окись углерода, окислы азота, углеводороды и другие вредные вещества.

Основные мероприятия, проводимые в ООО «Газпром добыча Уренгой» по предупреждению загрязнения атмосферного воздуха включают в себя:

- контроль выхлопных газов автотранспорта на дымность, содержание окиси углерода с целью последующей регулировки двигателей для снижения концентрации вредных веществ выбросов до нормальных величин;

- контроль дымовых газов котельных, технологических печей и других стационарных источников выбросов на содержание окиси углерода, окислов азота для установления оптимальных режимов сжигания природного газа и уменьшение концентрации указанных вредных веществ;

- утилизацию промстоков путем закачки их в поглощающие горизонты вместо сжигания с природным газом на горизонтальных факельных установках.

Охрана почв и недр. Почвы в условиях Севера способны в значительной степени аккумулировать загрязняющие вещества, что ведет к загрязнению поверхностных вод и представляет серьезную угрозу загрязнения природных водоемов. Так, например, углеводородные загрязнители (нефтепродукты) – стойкие химические соединения, способные длительное время сохраняться в различных природных средах. Восстановление растительного покрова (биоценоза) на нарушенных при обустройстве месторождений землях естественным путем происходит длительное время – в течение 90 – 100 лет.

С целью предотвращения загрязнения почв ООО «Газпром добыча Уренгой» осуществляет следующие мероприятия:

- планомерно проводит биологическую рекультивацию нарушенных земель посевом – специально разработанной для условия УГКМ универсальной травосмеси;

- захоронение твердых бытовых отходов, утилизация строительных отходов производится на специальных полигонах; складирование металлолома – на отдельно отведенных площадках;

- хранение горюче-смазочных материалов, метанола, диэтиленгликоля производится в емкостях, установленных на бетонированных площадках с надежной гидроизоляцией и обваловкой;

- передвижение по тундре тяжелой техники разрешается только в зимний период; ведомственной лабораторией предприятия (НИЛ ООС и ПС) планомерно производится контроль экологического состояния территории промыслов, промзоны, жилых поселков [10].

Охрана поверхностных и подземных вод. К основным источникам загрязнения водоемов относятся неочищенные хозяйственно-бытовые стоки, промстоки, образующиеся при добыче и подготовке природного газа, содержащие метанол, диэтиленгликоль, нефтепродукты, компоненты пластовой воды, а также ливневые стоки, загрязненные вредными веществами, находящимися в атмосферном воздухе и почве.

Регулярному контролю подвергается вода Обской губы, являющейся источником питьевого водоснабжения объектов ООО «Газпром добыча Уренгой». За довольно большой промежуток времени не было негативного воздействия производственной деятельности на природную среду, что говорит о высоком достигнутом уровне охраны природной среды на данном предприятии.

В заключительной части раздела можно сделать следующие выводы:

- в ООО «Газпром добыча Уренгой» состояние производственной безопасности, защиты в чрезвычайных ситуациях и экологичности добычи и подготовки газа на сегодняшний день является удовлетворительным;

- при внедрении установки по очистке загрязненного ДЭГа будет обеспечен высокий уровень безопасности и экологичности подготовки газа [10].

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данном дипломном проекте представлены результаты расчёта распределения температуры и давления по стволу простаивающих и работающих скважин, а также результаты теплового и гидравлического расчёта для всех шлейфов УКПГ-16 Западно-Песцовой площади Х НГКМ в зимний и летний периоды эксплуатации за 2015 год.

Расчёт распределения температуры в простаивающих и работающих скважинах показал, что в данных скважинах гидраты не образуются, так как температура газа не становится ниже температуры гидратообразования, и, следовательно, необходимость подачи метанола в данные скважины исключается.

Анализируя тепловой и гидравлический расчёт промысловых шлейфов, весьма существенно отметить, что в летний период эксплуатации при температуре окружающей среды плюс 15 °С, темп падения температуры не превышает в среднем 0,5-0,7 °С/км. В зимний период эксплуатации при уменьшении производительности шлейфов и при низких температурах воздуха (минус 40 °С), температура газа в конце шлейфа может быть на 10-15 °С ниже температур газа на устьях скважин. Следовательно, гидратный режим работы шлейфов Западно-Песцовой площади реализуется в настоящее время, главным образом для шлейфов № 16-40, 16-41, 16-42 и 16-44, при температуре воздуха минус 40 °С.

По результатам расчёта видно, что в зимнее время удельный расход ингибитора сильно зависит от длины шлейфа. Это явление напрямую связано с понижением температуры газа вследствие теплопередачи окружающей среде. Также, на основании проведённых исследований и расчётов установлено, что с увеличением дебита газа удельный расход ингибитора уменьшается. Это связано с тем, что увеличивается скорость природного газа, и он находится меньшее время в контакте с окружающей средой через стенки труб.

Анализируя экономические расчёты, проделанные в данном проекте, можно сделать вывод, что годовая экономия от рационального использования метанола в 2014 году составит в среднем 121,75 тыс. руб. Себестоимость добычи природного

газа в среднем может снизиться на 2 коп./тыс. м³. То есть, данный способ снижения производственных затрат и повышения доходности анализируемого предприятия является достаточно эффективным.

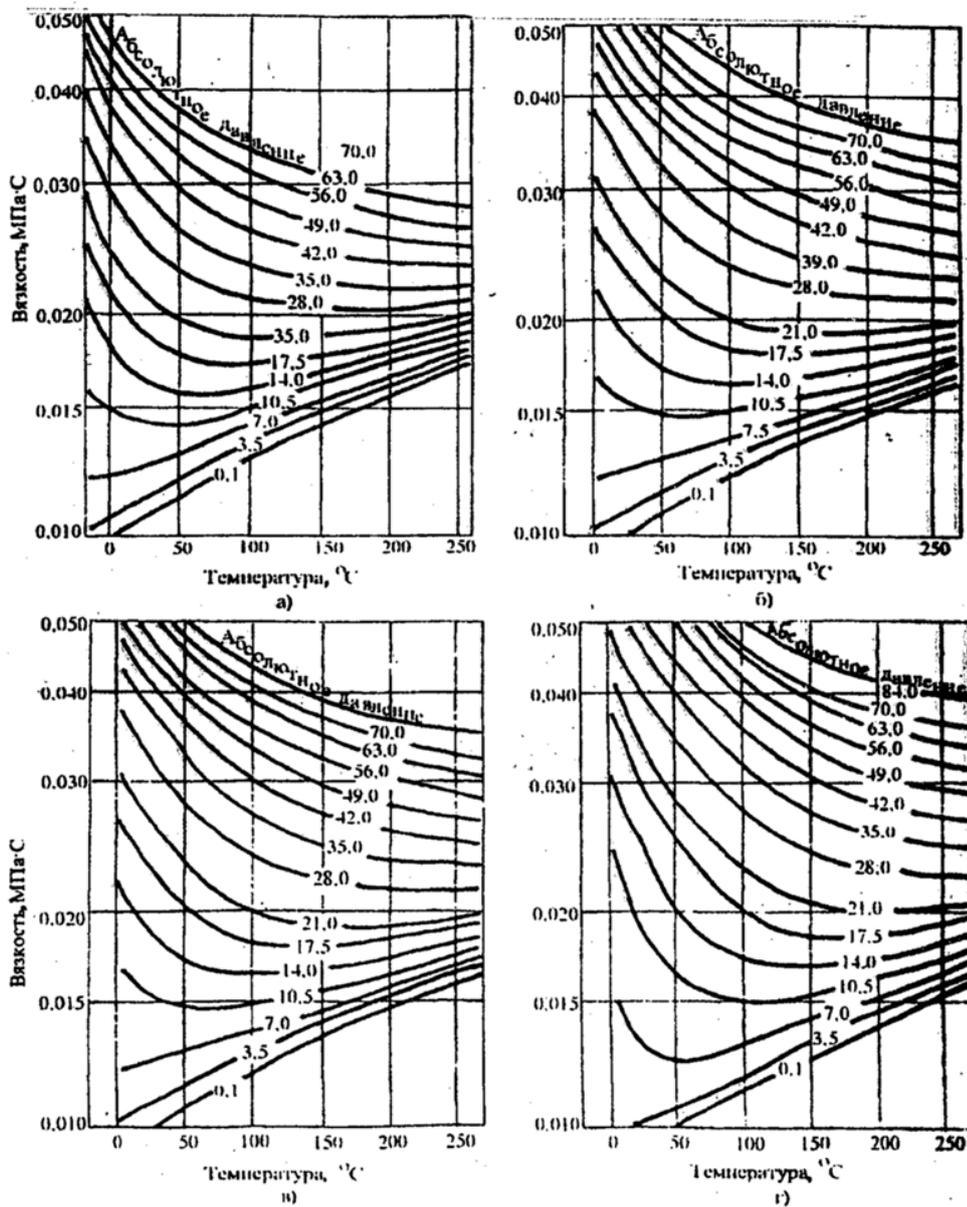
В разделе безопасности и экологичности проекта были рассмотрены мероприятия по обеспечению производственной безопасности, защите в ЧС и охране окружающей среды. Все предложенные мероприятия позволят обеспечить безопасную работу газового промысла, а также высокий уровень охраны окружающей среды.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Бухгалтер, Э. Б. Метанол и его использование в газовой промышленности. – М.: Недра, 1986. – 283 с.
2. Бухгалтер, Э. Б. Методика расчета ингибиторов гидратообразования с применением ЭВМ / Э. Б. Бухгалтер, Г. А. Зуйкова, Н. И. Бирюков, Т. И. Слуцкая, В. И. Пушнов, А. Е. Тункея. – М.: ВНИИЭГазпром, 1985. – 92 с.
3. Дегтярёв, Б. В. Борьба с гидратами при эксплуатации газовых скважин в северных районах / Б.В. Дегтярёв, Э. Б. Бухгалтер. – М.: Недра, 1976. – 198с.
4. Истомин, В. А. Газовые гидраты в природных условиях / В. А. Истомин, В. С. Якушев. – М.: Недра, 1992. – 33 с.
5. Истомин, В. А. Предупреждение и ликвидация газовых гидратов в системах сбора и промысловой обработки газа и нефти. – М.: ВНИИГАЗ, 1990. – 213 с.
6. Кабанов, Н. Н. Фазовое распределение и экологические вопросы использования метанола в качестве реагента // Обзорная информация. Подготовка и переработка газа и газового конденсата. – М.: ВНИИЭГазпром, 1996. – 19 с.
7. Конспект вводного инструктажа по охране труда. – ООО «Газпром добыча Уренгой», 2008. – 32 с.
8. Коротаяев, Ю. П. Подготовка газа к транспорту / Ю. П. Коротаяев, Б. П. Гвоздев, Л. М. Гриценко, Л. М. Саркисян. – М.: Недра, 1973. – 240 с.
9. Отчёт по геологии и разработке месторождений предприятия «УРЕНГОЙГАЗПРОМ». – Н. Уренгой: Уренгойгазпром, 2008. – 100 с.
10. Панов, Г. Е. Охрана окружающей среды на предприятиях нефтяной и газовой промышленности / Г. Е. Панов, Л. Ф. Петрашин, Г. Н. Лысяный. – М.: Недра, 1996. – 234 с.
11. Проект обустройства Западно-Песцовой площади (сеноман) Уренгойского НКМ. – Саратов.: ОАО «ВНИПИгаздобыча», 2009. – 260 с.
12. Тасмуханова, А. Е. Экономика предприятий. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2010. – 221 с.

13. Технологический регламент УКПГ-16 Песцового месторождения – М.: ОАО «ГАЗПРОМ ВНИИГАЗ», 2010. – 218 с.
14. Технологический режим работы скважин Западно-Песцовой площади на 3 квартал 2015 года. – ООО «Газпром добыча Уренгой», 2015. – 7 с.
15. Чеботарёв, В. В. Расчёты основных технологических процессов при сборе и подготовке скважинной продукции. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2007. – 408 с.

Приложение А (справочное)



а) – плотность газа 0,6; б) – плотность газа 0,7;

в) – плотность газа 0,8; г) – плотность газа 1,0

Рисунок А.1 – Вязкость природных газов