

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

Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Исследование процессов гидратообразования и методы борьбы с ними на X-X газоконденсатном месторождении (ЯНО)

УДК 622.279.72(571.121)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5П	Ринчинов Олег Баирович		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Ерофеев Владимир Иванович	Доктор технических наук		

Консультант

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

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
К.Т.Н, Доцент	Кащук Ирина Вадимовна	Кандидат технических наук		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина Мария Сергеевна			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Планируемые результаты обучения

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
В соответствии с общекультурными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями		
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) (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), (АВЕТ3е)
в области производственно-технологической деятельности		
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)
в области организационно-управленческой деятельности		
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)
в области экспериментально-исследовательской деятельности		
P9	Определять, систематизировать и получать необходимые данные для экспериментально-исследовательской деятельности в нефтегазовой	Требования ФГОС ВО (ПК-21, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
	отрасли.	26)
Р10	<i>Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать</i> экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием <i>современных методов моделирования и компьютерных технологий</i> .	<i>Требования ФГОС ВО (ПК-22, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26,) (АВЕТ-3б)</i>
<i>в области проектной деятельности</i>		
Р11	Способность применять знания, современные методы и <i>программные средства проектирования</i> для <i>составления проектной и рабочей и технологической документации</i> объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов.	<i>Требования ФГОС ВО (ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30) (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е)</i>

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

Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП
 _____Максимова Ю.А.

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврская работа

Студенту:

Группа	ФИО
2Б5П	Ринчинов Олег Баирович

Тема работы:

Исследование процессов гидратообразования и методы борьбы с ними на X-X газоконденсатном месторождении (ЯНАО)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	18.03.2019 №2023/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Пакет информации по гидратам и методам борьбы с ними. Тексты и графические материалы отчетов 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. Анализ ингибиторов образования газогидратов
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	

Раздел	Консультант
Общие сведения о гидратах и гидратообразовании	Старший преподаватель Чеканцева Лилия Васильевна
Расчетно-техническая часть	Старший преподаватель Чеканцева Лилия Васильевна
«Финансовый менеджмент, ресурсо-эффективность и ресурсосбережение»	Доцент Кашук Ирина Вадимовна
«Социальная ответственность»	Ассистент Черемискина Мария Сергеевна

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

Задание выдал руководитель/ консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Ерофеев Владимир Иванович	Доктор технических наук		
Старший преподаватель	Чеканцева Лилия Васильевна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5П	Ринчинов Олег Баирович		

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

Школа _____ Инженерная школа природных ресурсов _____
 Направление подготовки _____ 21.03.01 «Нефтегазовое дело» _____
 Уровень образования _____ Бакалавриат _____
 Отделение школы (НОЦ) _____ Отделение нефтегазового дела _____
 Период выполнения _____ Весенний семестр 2019 учебного года _____
 Форма представления работы:

Бакалаврская работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы: _____

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
	Общие сведения о гидратах и гидратообразовании	20
	Расчет и анализ условий образования гидратообразования УКПГ 16 X-X площади X-X нефтегазоконденсатного месторождения	40
	Финансовый менеджмент	25
	Социальная ответственность	15

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Ерофеев Владимир Иванович	Доктор технических наук		

Консультант (при наличии)

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

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

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

РЕФЕРАТ

Дипломный проект содержит 89 страниц, 28 рисунков, 31 таблица, 26 источников, 1 приложение.

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

Объектом исследования являются скважины и газосборная сеть X-X площади X-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.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВЕДЕНИЕ	11
1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ГИДРАТАХ И ГИДРАТООБРАЗОВАНИИ .	13
1.1 Гидраты в природном газе	13
1.2 История изучения гидратов и проблем гидратообразования	16
1.3 Места образования гидратов	16
1.4 Условия образования гидратов	16
1.5 Ингибиторы для борьбы с образованием гидратов	18
2. РАСЧЕТНО-ТЕХНИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ.	19
2.1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ РАЙОНА МЕСТОРОЖДЕНИЯ	19
2.2 СОСТОЯНИЕ РАЗРАБОТКИ X-X ПЛОЩАДИ X НГКМ.....	22
2.2.1 Технологические показатели разработки	22
2.3 КОНСТРУКЦИЯ ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН	31
2.4 ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ОБЪЕКТА	33
2.4.1 Газосборная сеть X-X площади X НГКМ.....	33
2.4.2 Химические реагенты, используемые на УКПГ–16	37
2.4.3 Характеристика исходного сырья и изготавливаемой продукции	40
2.5 РАСЧЕТ И АНАЛИЗ УСЛОВИЙ ГИДРАТООБРАЗОВАНИЯ УКПГ-16 X-X ПЛОЩАДИ X НГКМ.....	41
2.5.1 Расчёт распределения температуры и давления по стволу простаивающей скважины	42
2.5.2 Расчёт распределения температуры и давления по стволу работающей скважины	47

2.5.3 Гидравлический и тепловой расчет газопромысловых шлейфов	52
2.5.4 Расчёт расхода ингибитора гидратообразования	67
3. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОБЕРЕЖЕНИЕ	70
3.1 Материальные затраты	70
3.2 Расчёт амортизации основных производственных фондов	70
3.3 Основная заработная плата исполнителей	71
3.4 Дополнительная заработная плата исполнителей	71
3.5 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)	71
3.6 Накладные расходы	72
3.7 Смета затрат на проведение мероприятия	72
3.8 Расчёт годового экономического эффекта	73
4. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	76
Введение	76
4.1 Производственная безопасность	76
4.2 Анализ вредных факторов производственной среды	77
4.3 Анализ опасных факторов производственной среды	79
4.4 Экологическая безопасность	80
4.5 Организационные мероприятия обеспечения безопасности.	81
4.5.1 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	81
4.6 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	83
Вывод	84
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	85
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	87

ВЕДЕНИЕ

В настоящее время газовая промышленность страны вступает в новый сложный этап своего развития, стратегией которого является развертывание работ по вовлечению в разработку месторождений г. Ямал с дальнейшей перспективой работы 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-X нефтегазоконденсатном месторождении (НГКМ) является важной и актуальной общегосударственной задачей.

Крупнейшее по добыче природного газа X-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 X 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 присводной части структуры.

В то же время на X-X промысле продолжается снижение добычи газа из сеноманских отложений, обусловленное значительным снижением пластового давления в сравнении с начальным давлением. Эксплуатация X-X 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.

Объектом исследования является процесс гидратообразования и методы борьбы с ними. Расчет распределения температуры и давления предоставит информацию о возможности гидратообразования и в этом случае будет рассчитан объем работы по введению мероприятий по использованию ингибиторов гидратообразования.

Использование ингибиторов гидратообразования имеет большую практическую и экономическую значимость для производства на месторождениях, имеющих место быть образованию газогидратов

В данном дипломном проекте будут рассмотрены способы предупреждения и борьбы с гидратообразованиями в скважинах и шлейфах на X-X площади X-X НГКМ.

1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ГИДРАТАХ И ГИДРАТООБРАЗОВАНИИ

1.1 Гидраты в природном газе

В очень широком смысле гидратные соединения имеют химические соединения, в состав которых входит вода. Так, например, существует класс неорганических соединений, называемых «твердые гидраты». Они представляют собой твердое вещество с ионным типом связей, в котором ионы окружены молекулами воды и образуют твердое кристаллическое тело.

Однако в газовой промышленности под гидратами принято понимать вещество, состоящее из микромолекул и воды.

Гидраты представляют собой твердые кристаллические соединения, образованные водой и микромолекулами. Они являются частью более широкого класса химических соединений, известных под названием «клататы» или «соединения включения». Клататами называют соединения, в которых молекулы одного вещества замкнуты внутри структур, образованных молекулами другого вещества. В этой работе рассматриваются водные муфты - гидраты.

Многие из компонентов, обычно присутствующих в соединениях природного газа, образуют гидраты в соединении с водой. Образование гидратов является одной из проблем, связанных с добычей, переработкой и транспортировкой природного газа и его производных жидкостей.

В нефтегазовой промышленности «гидраты» называются веществами, которые при комнатной температуре обычно находятся в газофазных условиях. Такие вещества включают метан, этан, диоксид углерода, сероводород и т. Д. Возник термин «газовые гидраты», а также одно из широко распространенных недоразумений, связанных с этим типом соединения. Многие ошибочно полагают, что неводные жидкости не способны к гидропереносу, однако в этом случае гидраты также могут образовываться с другими жидкостями. В качестве

примера, который в комнатных условиях находится в жидком состоянии, но все еще образует гидрат, вы можете назвать дихлордифторметан (фреон-12).

Вода часто способствует природному газу. На газовых месторождениях всегда будет вода. Поэтому добываемый природный газ всегда насыщен водой. Кроме того, в некоторых случаях пресная вода добывается из подземных источников вместе с газом. Вода также используется в технологических процессах подготовки природного газа. В процессе очистки природного газа от диоксида водорода, диоксида углерода (например, кислых газов) часто используются водные растворы. Наиболее широко используемый метод очистки газа водными растворителями алканоолов заключается в том, что спирты, оксиламины, оксацины) можно найти в виде производных аммиака, которые замещены одним или несколькими атомами водорода и разделены аммиаком. В результате такой обработки получается очищенный газ, насыщенный водой. Успех таких технических связей между водой и гидратами природного газа можно встретить на всех этапах добычи и подготовки природного газа [1].

Способность воды образовывать гидраты обусловлена наличием в ней водородных связей. Водородная связь заставит молекулы воды испускать геометрически правильные структуры. В присутствии молекул некоторых веществ эта упорядоченная структура стабилизируется и образуется смесь, которая изолируется в виде твердого слоя.

Абзац скрыт, т.к. содержит коммерческую тайну.

Еще одной интересной особенностью газовых гидратов является отсутствие связи между молекулами - хозяином и хозяином. Молекулы - хозяин могут свободно вращаться внутри решеток, образованных молекулами хозяина. Это вращение подтверждается с помощью спектроскопических измерений. Таким образом, эти соединения лучше всего можно описать как твердые растворы [2].

Оценки мировых ресурсов газогидратов с самого начала, а именно с 1970-х годов, носили противоречивый и отчасти спекулятивный характер. В 1970-1980-х годах они находились на уровне 100-1 000 млрд. куб. м, в 1990-

х годах — снизились до 10 млрд куб. м, а в 2000-е годы — до 100-1 000 млрд куб. м [5, 66]. Международное энергетическое агентство (МЭА) в 2009 году привело оценку в 1 000-5 000 млрд куб. м, хотя значительный разброс сохраняется. Например, ряд текущих оценок указывают на наличие ресурсов газогидратов в 2 500-20 000 млрд куб. м [1, 186-188]. Тем не менее даже с учетом значительного снижения оценок ресурсы газогидратов остаются на порядок выше ресурсов конвенционального природного газа, оцененных на уровне 250 млрд куб. м [5, 60] (МЭА оценивает запасы конвенционального природного газа в 468 млрд куб. м [14, 108]). К примеру, возможные ресурсы газогидратов в США по типу месторождений показывает Рисунок 2 (в сравнении с ресурсами природного газа). «Газогидратная пирамида» также отражает потенциал добычи газа из газогидратных месторождений различного типа. На вершине пирамиды находятся хорошо разведанные месторождения в Арктике вблизи существующей инфраструктуры, подобные месторождению Маллик в Канаде. Далее следуют менее изученные газогидратные образования со сходными геологическими характеристиками (на Северном склоне Аляски), но требующие развития инфраструктуры.

По последним оценкам, технически извлекаемые ресурсы газогидратов Северного склона Аляски составляют 2,4 млрд куб. м газа. Вслед за арктическими запасами расположены глубоководные месторождения средней и высокой насыщенности. Так как стоимость их разработки потенциально крайне высока, наиболее перспективным регионом для этого считается Мексиканский залив, где уже создана инфраструктура нефте- и газодобычи. Масштаб этих ресурсов пока не очень хорошо известен, но Служба управления минеральными ресурсами США ведет их изучение. У подножия пирамиды (Рисунок 2) обозначены скопления газогидратов, которые характеризуются крайне неравномерным распределением в больших объемах мелкозернистых и недеформированных осадочных пород.

Типичный пример такого скопления — глубоководное месторождение у хребта Блейк (побережье американского штата Каролина). При текущем уровне развития технологий их разработка не представляется возможной.

1.2 История изучения гидратов и проблем гидратообразования

Впервые газогидраты были описаны в 1810 году английским химиком Хамфри Дэви, профессором Королевского института. Они изучали силу исключительно теоретического характера до тех пор, пока вплоть до США не были введены в эксплуатацию первые магистральные газопроводы: в трубах образовались гидраты газа, что привело к их повреждению. Выяснилось, что этому образованию способствуют сильное охлаждение, турбулентные потоки, частицы твердых частиц в газе, а главное - попадание в водопроводные трубы.

Абзац скрыт, так как содержит коммерческую тайну

1.3 Места образования гидратов

Абзац скрыт, так как содержит коммерческую тайну

1.4 Условия образования гидратов

Для образования гидрата необходимы следующие три условия:

1. Благоприятные термобарические условия. Образованию гидратов благоприятствует сочетание низкой температуры и высокого давления. Термобарические кривые для рассматриваемых гидратообразующих веществ показаны на рисунке 3.

Во всех случаях линии равновесия у трехфазных систем, включающих две жидкие фазы, имеют сильный наклон. При небольших изменениях температуры наблюдаются очень значительные изменения значений давления. У метана такой картины не наблюдается.

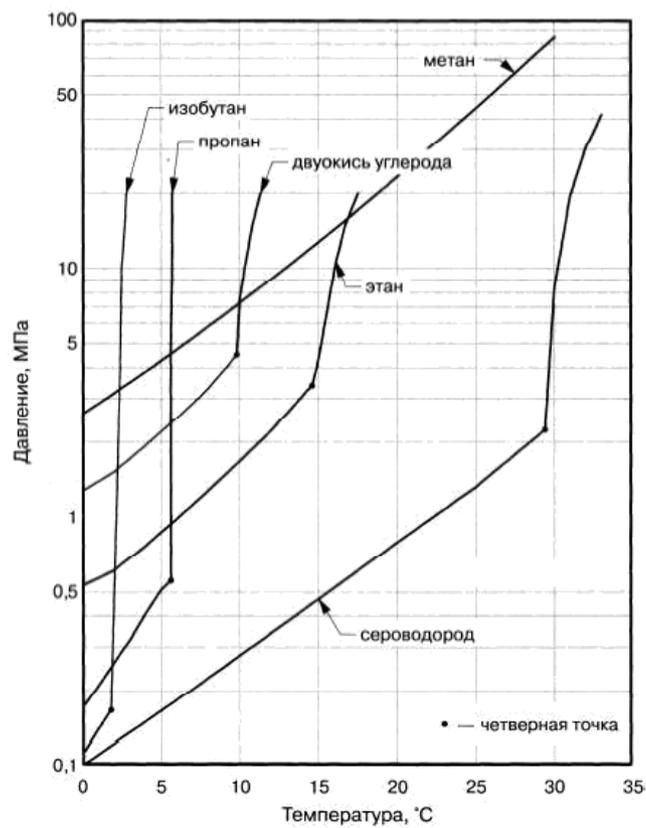


Рисунок 3 - Кривые гидратообразования для некоторых компонентов природного газа [2]

Абзац скрыт, так как содержит коммерческую тайну.

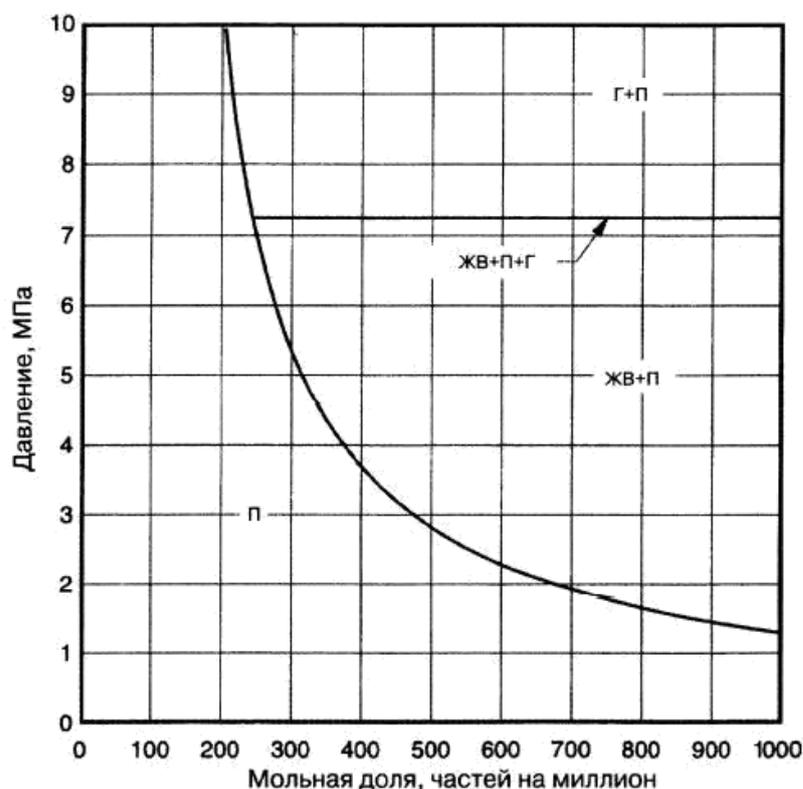


Рисунок 4 - Фазовая диаграмма давление — состав для смеси вода + метан при 10⁰С (условные обозначения: Г гидрат; ЖВ — жидкая вода; П — пар.) [1]

Абзац скрыт, так как содержит коммерческую тайну.

1.5 Ингибиторы для борьбы с образованием гидратов

Наиболее распространен на газовых промыслах способ подачи метанола (СН₃ОН) 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 °С, а температура замерзания минус 97,8 °С.

Абзац скрыт, так как содержит коммерческую тайну.

2. РАСЧЕТНО-ТЕХНИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ.

2.1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ РАЙОНА МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Х-Х площадь входит в состав месторождений Большого Уренгоя. Географически находится на юге Тазовского полуострова, в северной части Х-Сибирской низменности за Полярным кругом в 25 км к западу от Х площади (рисунок 9). В административном отношении расположена в пределах Надымского района Х-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 Х-Х 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 [7].

Х-Х месторождение расположено в зоне сплошного распространения многолетнемерзлых грунтов. Суровый климат района способствует сохранению

многолетнемерзлых пород, подошва которых прослеживается на глубине 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 X-X 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.

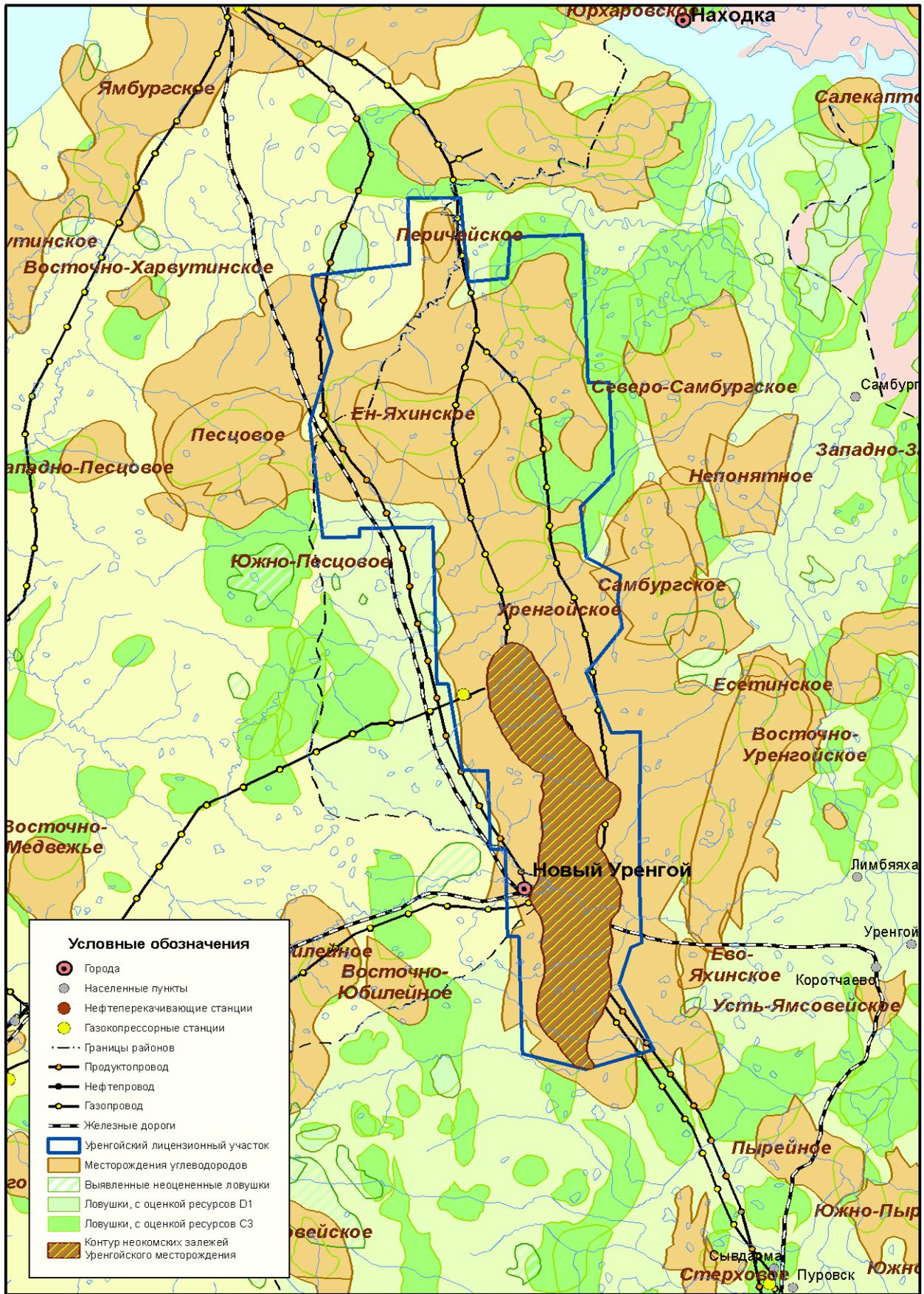


Рисунок 9 – Обзорная карта района месторождения

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].

2.2 СОСТОЯНИЕ РАЗРАБОТКИ X-X ПЛОЩАДИ X НГКМ

2.2.1 Технологические показатели разработки

В 2006 г. ООО «ВНИИГАЗ» выполнило «Проект доработки сеноманской залежи месторождений Большого Уренгоя (Уренгойская, Ен-Яхинская, X 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 X 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 X-X площади в едином с X технологическом комплексе.

Представленные варианты разработки X-X 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 [5, 12].

Таблица 3 – 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 4 – Сопоставление основных показателей вариантов разработки

Вариант	Отбор пластового газа, млрд. м ³ /год	Начальный дебит скважин, тыс. м ³ /сут	Количество эксп. 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 X-X 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 5).

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 5 – Фонд скважин на X-X 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 6 и на рисунке 10.

Для обеспечения максимальной добычи газа в объеме 2,0 млрд. м³ в год проектом разработки предусматривается 17 эксплуатационных скважин, сгруппи-

рованных в 7-ми кустах (рисунок 11). На площадке куста располагается от 2 до 3 эксплуатационных скважин. Ввод скважин осуществляется в течение двух лет [6].

Таблица 6 – Показатели разработки сеноманской залежи X-X площади по рекомендуемому варианту

Годы	Добыча газа			Дебит скважины, 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

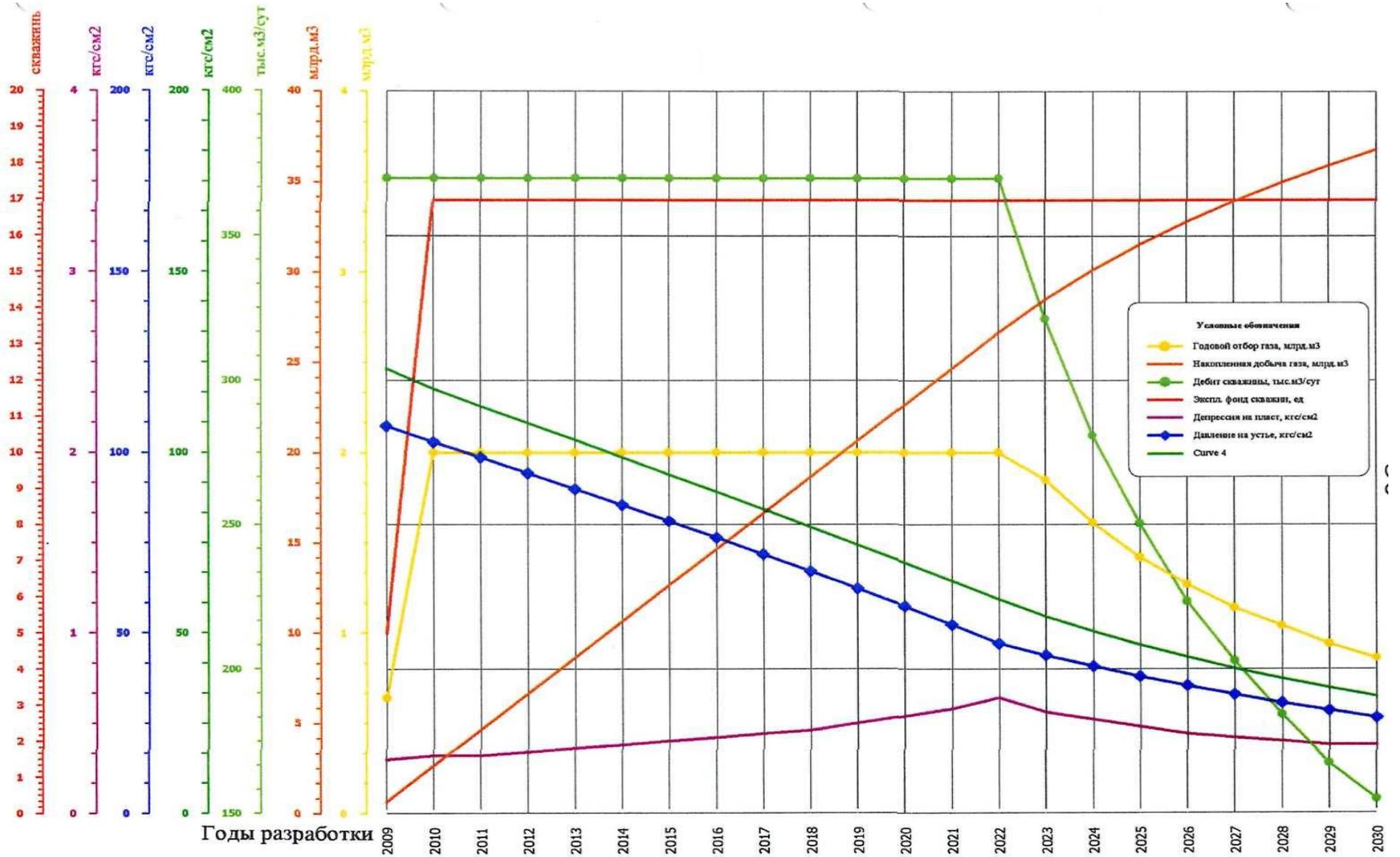


Рисунок 10 – Показатели разработки X-X площади по рекомендуемому варианту

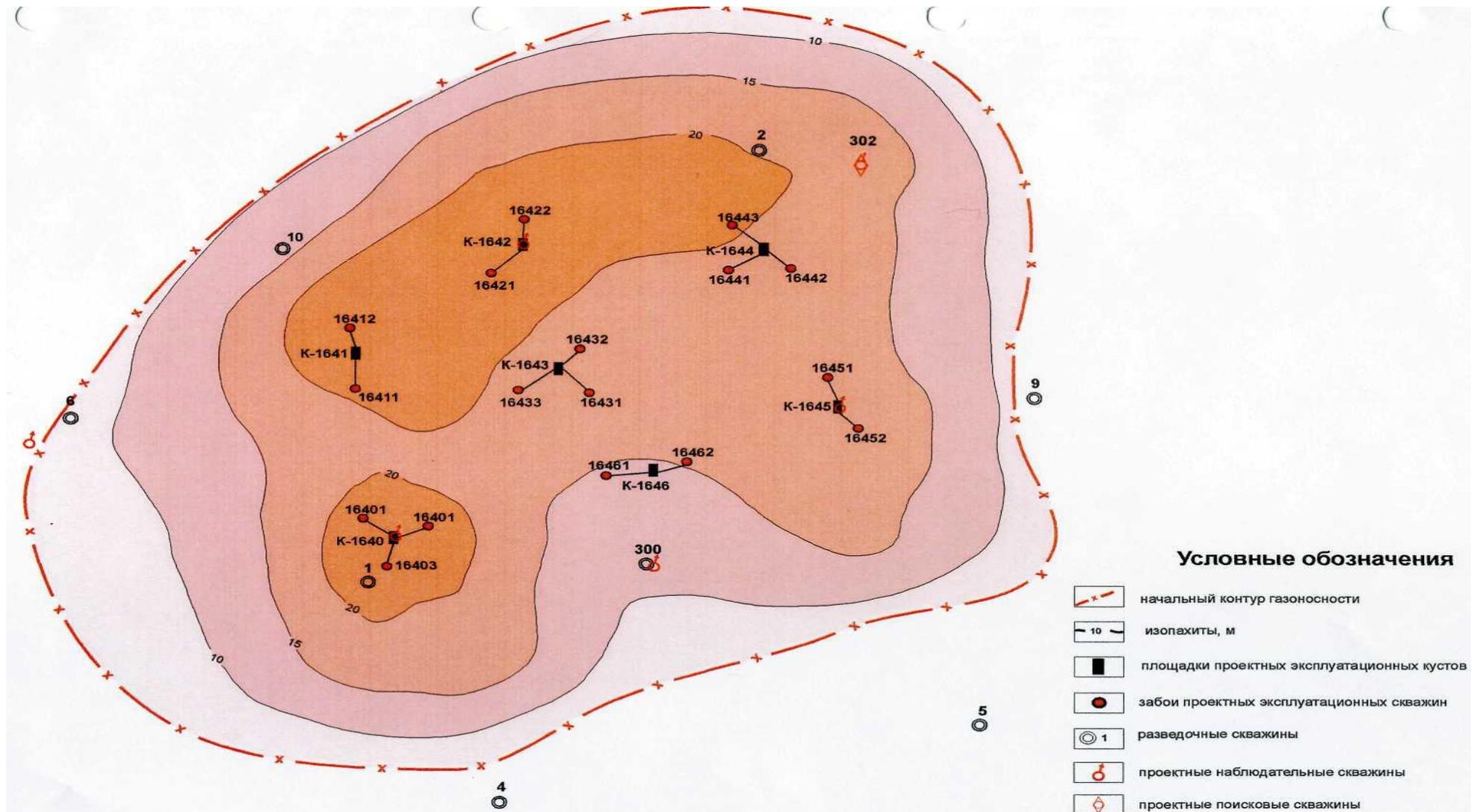


Рисунок 11 – Схема размещения проектных кустов и скважин

2.3 КОНСТРУКЦИЯ ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН

Сеноманские скважины X-X 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 X-X месторождения приведена на рисунке 12.

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 [10].

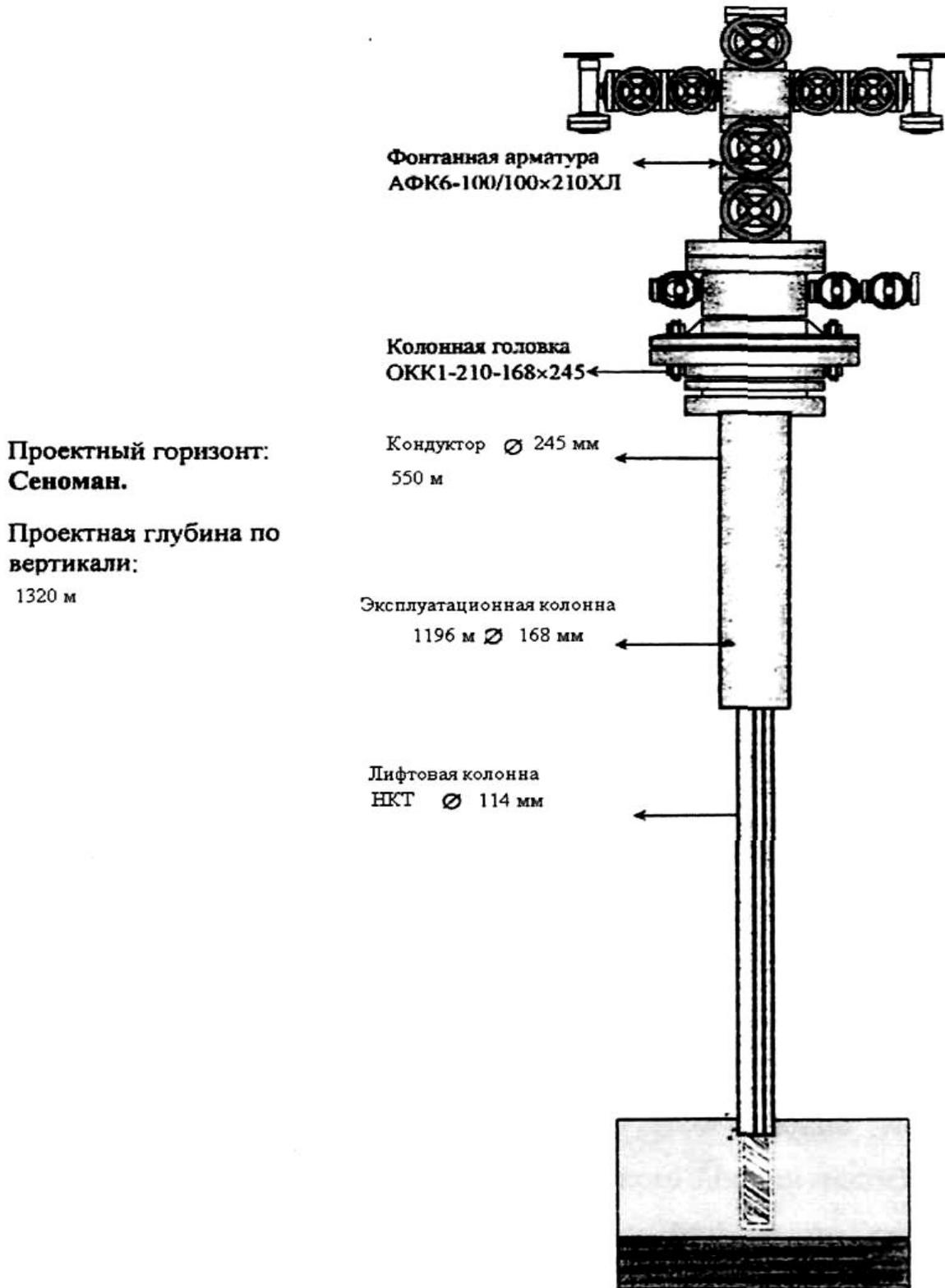


Рисунок 12 – Проектная конструкция эксплуатационной газовой скважины X-X месторождения

2.4 ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ОБЪЕКТА

2.4.1 Газосборная сеть X-X 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 X-X площади, с указанием длин и выбранных диаметров газопроводов, представлена на рисунке 13.

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 7.

Максимальное расчетное давление в газосборной сети X-X пло-

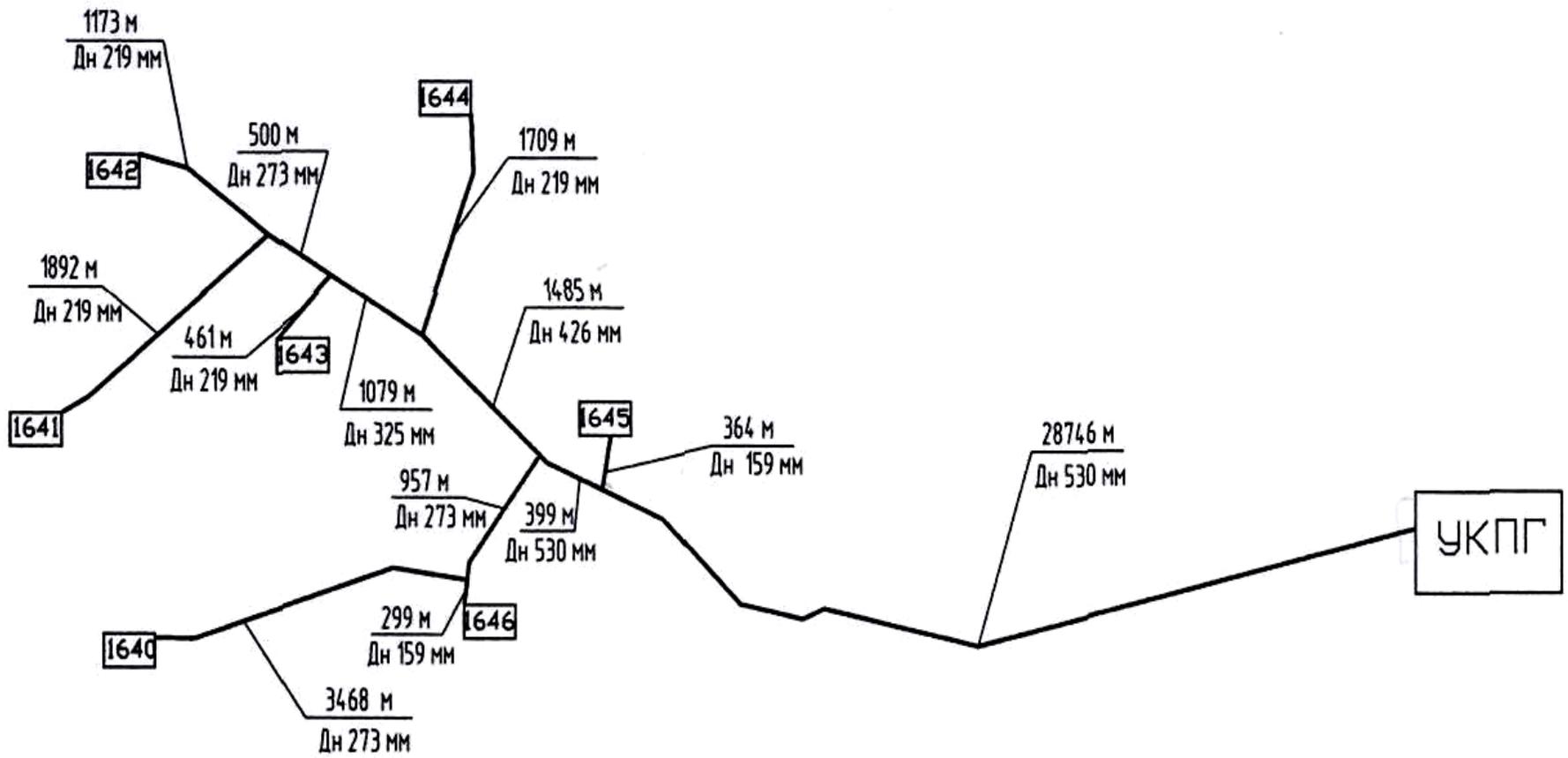


Рисунок 13 – Схема сбора газа на X-X площади Уренгойского НГКМ

Таблица 7 – 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 X-X площади (сеноман) X НГКМ» предусмотрена коллекторная схема сбора газа с дальнейшим транспортом газа на УКПГ–16. Установка предназначена для подготовки газа сеноманской залежи к дальнему трубопроводному транспорту в соответствии с ОСТ 51.40-93 и введена в эксплуатацию в октябре 2004 г..

В настоящее время на УКПГ–16 X 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 X месторождения с учетом отбора газа X-X и X площади представлены в таблице 8. В связи с подключением к действующей установке газа с X-X площади (в объеме 2,0 млрд. м³/год), а также с учетом падения устьевых давлений на скважинах X 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 8 – Параметры газа на входе в УКПГ

Год	Годовая добыча газа, млрд. м ³		Давление, МПа	Температура, °С
	X площадь	X-X 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.

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 X-X площади, с указанием длин и выбранных диаметров газопроводов, представлена на рисунке 13.

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.

2.4.2 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 9.

Таблица 9 – 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 X-X 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 X 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 10 [10].

Таблица 10 – 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.

Гидравлические расчеты газосборной сети показывают, что в процессе эксплуатации сеноманских газовых скважин X-X 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 X 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.

Химическая формула – CaCl_2 , молекулярная масса 111. Безводный CaCl_2 представляет собой белые кристаллы кубической формы, сильно гигроскопичные, расплывающиеся на воздухе.

2.4.3 Характеристика исходного сырья и изготавливаемой продукции

Исходным сырьем является газ сеноманской газоносной толщи. Характеристика сырого газа, поступающего на установку осушки газа, приведена в таблице 11.

Таблица 11 – Состав пластового газа

Компонент	CH_4	C_2H_6	C_3H_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].

2.5 РАСЧЕТ И АНАЛИЗ УСЛОВИЙ ГИДРАТООБРАЗОВАНИЯ УКПГ-16 X-X 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 X-X площади X НГКМ (таблица 12) [11].

Таблица 12 – 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 _l	м	0,114
Относительная плотность газа по воздуху	ρ	-	0,56
Геотермический градиент	Г	К/м	0,014

2.5.1 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.

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

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

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

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

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

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

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

Результаты расчёта распределения температуры и давления по стволу простаивающей скважины № 16422 приведены в таблице 13

Таблица 13 – 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	285,86	286,02	286,14	286,27	286,39	286,51	286,63

на глубине, К							
Давление газа на глубине, МПа	9,36	9,49	9,63	9,77	9,91	10,05	10,28

По результатам таблицы 13 строим графические зависимости температуры природного газа T_x и температуры гидратообразования T_r от глубины скважины. Полученный график изображен на рисунке 13.

Анализ графической зависимости, изображенной на рисунке 13, 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 X-X площади (с применением программного обеспечения Microsoft Office Excel 2010) [2].

Результаты выполненных расчётов приведены в таблице 14. По этим результатам так же строим графические зависимости температуры газа T_x и температуры гидратообразования T_r от глубины скважины для рассматриваемых простаивающих скважин № 16433, 16441 УКПГ-16. Полученные графические зависимости показаны на рисунках 14 и 15, соответственно.

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

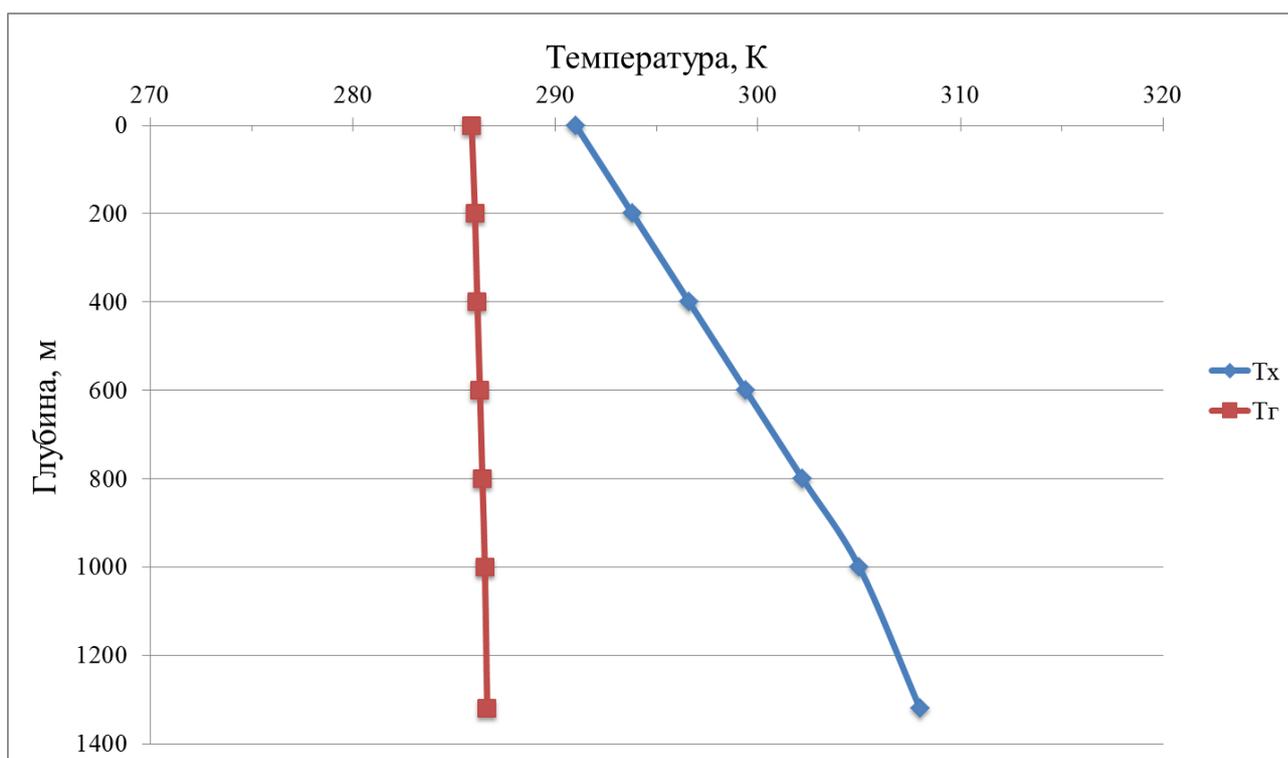


Рисунок 13 – График зависимости температуры газа T_x и температуры гидратообразования T_г от глубины простаивающей скважины № 16422

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

Таблица 14 – 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

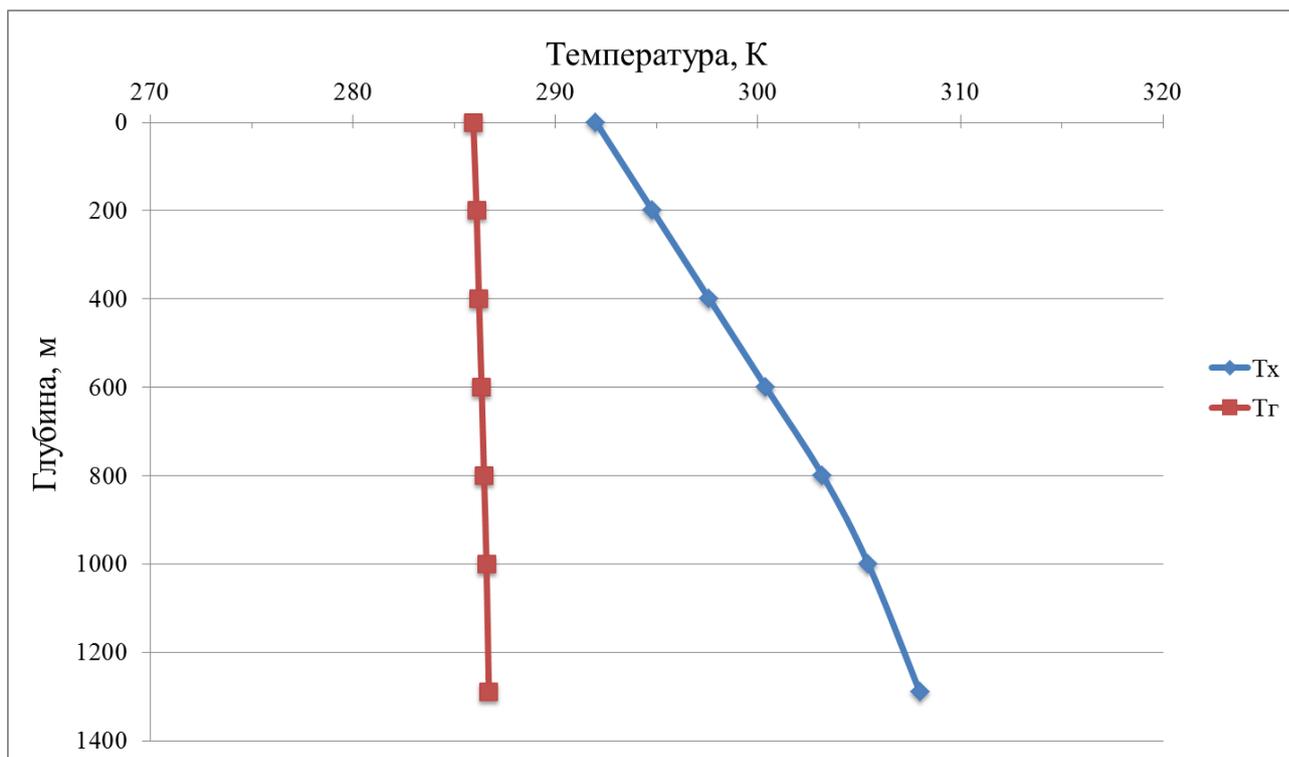


Рисунок 14 – График зависимости температуры газа T_x и температуры гидратообразования T_g от глубины простаивающей скважины № 16433

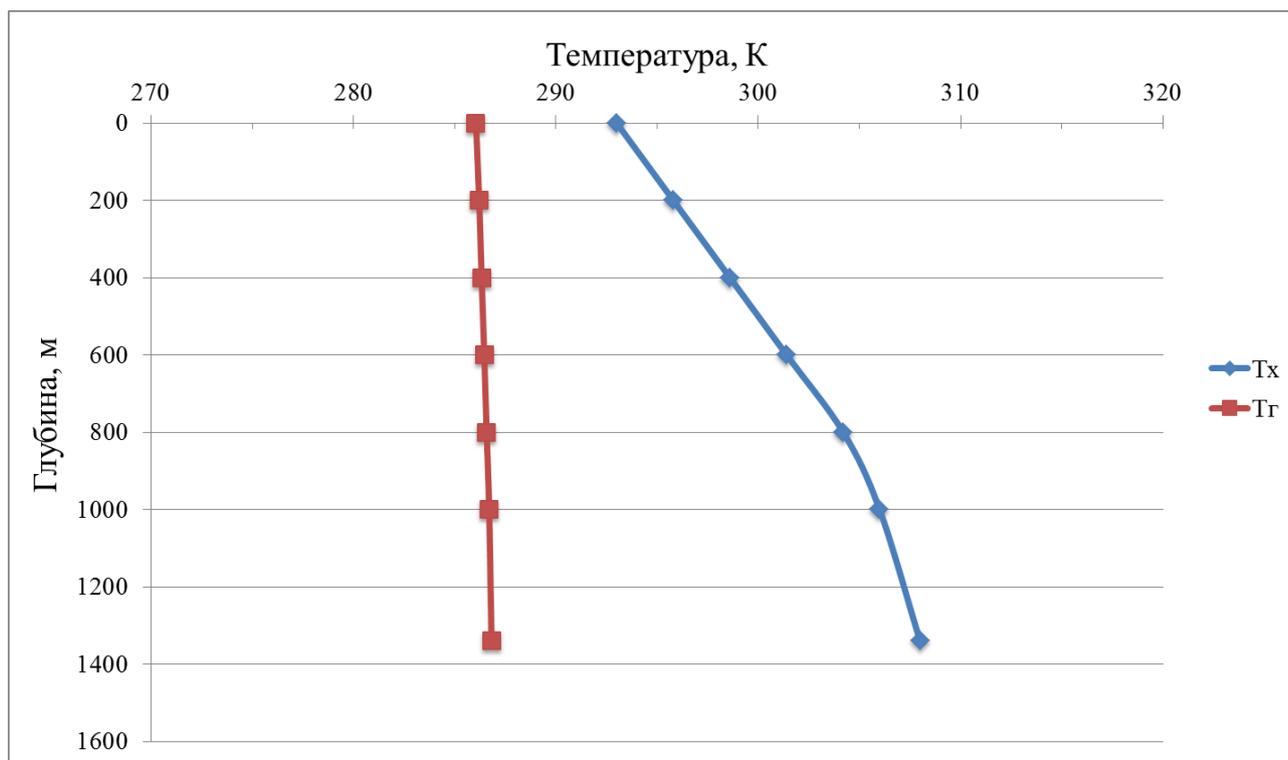


Рисунок 15 – График зависимости температуры газа T_x и температуры гидратообразования T_g от глубины простаивающей скважины № 16441

2.5.2 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:

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

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

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

α – величина, которая находится по формуле:

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

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

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

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 15.

Таблица 15 – 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 15 строим графические зависимости температуры природного газа T_x и температуры гидратообразования T_r от глубины скважины. Полученная графическая зависимость представлена на рисунке 16.

Анализ графической зависимости, изображенной на рисунке 16, 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 X-X площади (с применением программного обеспечения Microsoft Office Excel 2010) [2].

Результаты расчётов сведены в таблицу 15. По данным таблицы 15 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 17 и 18, соответственно.

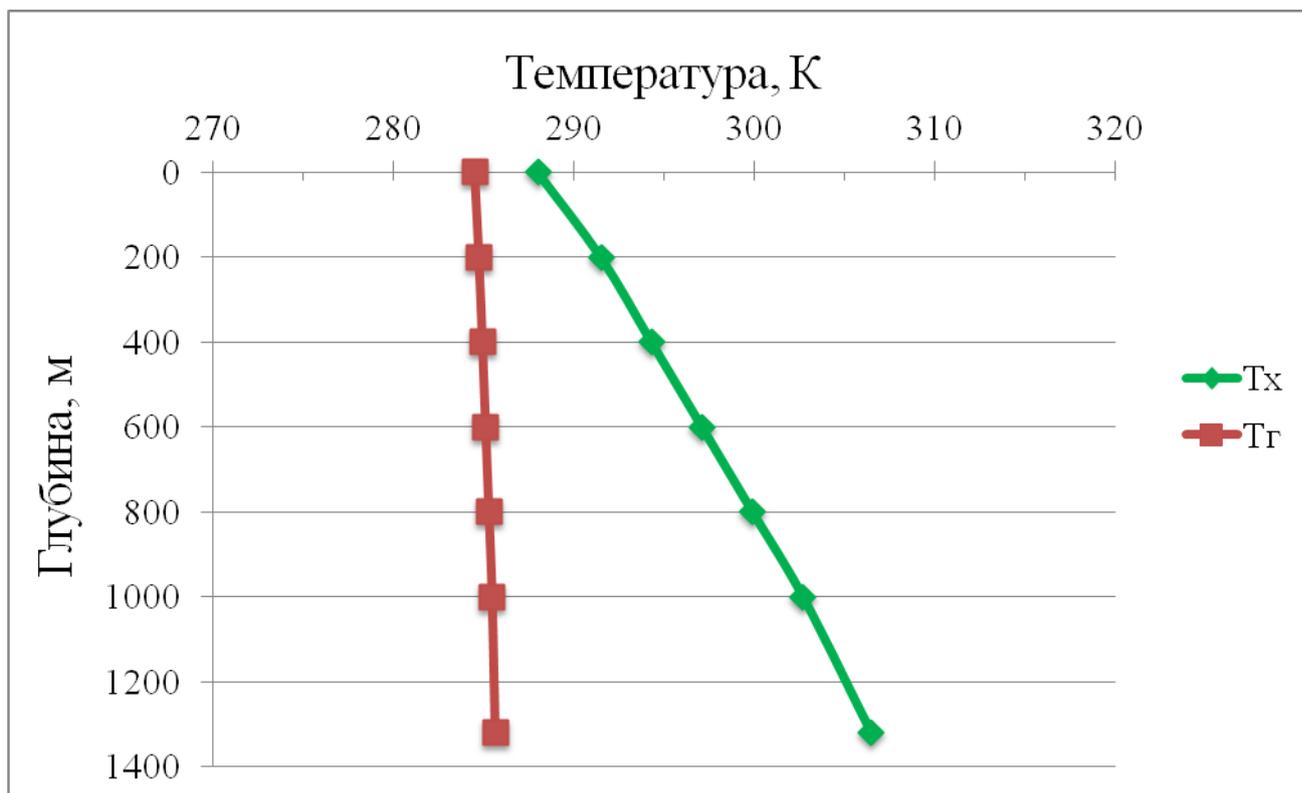


Рисунок 16 – График зависимости температуры газа T_x и температуры гидратообразования T_r от глубины работающей скважины № 16422

Таблица 15 – 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 16

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_g от глубины скважины, можно сделать вывод о том, что в работающих скважинах УКПГ-16 X-X 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.

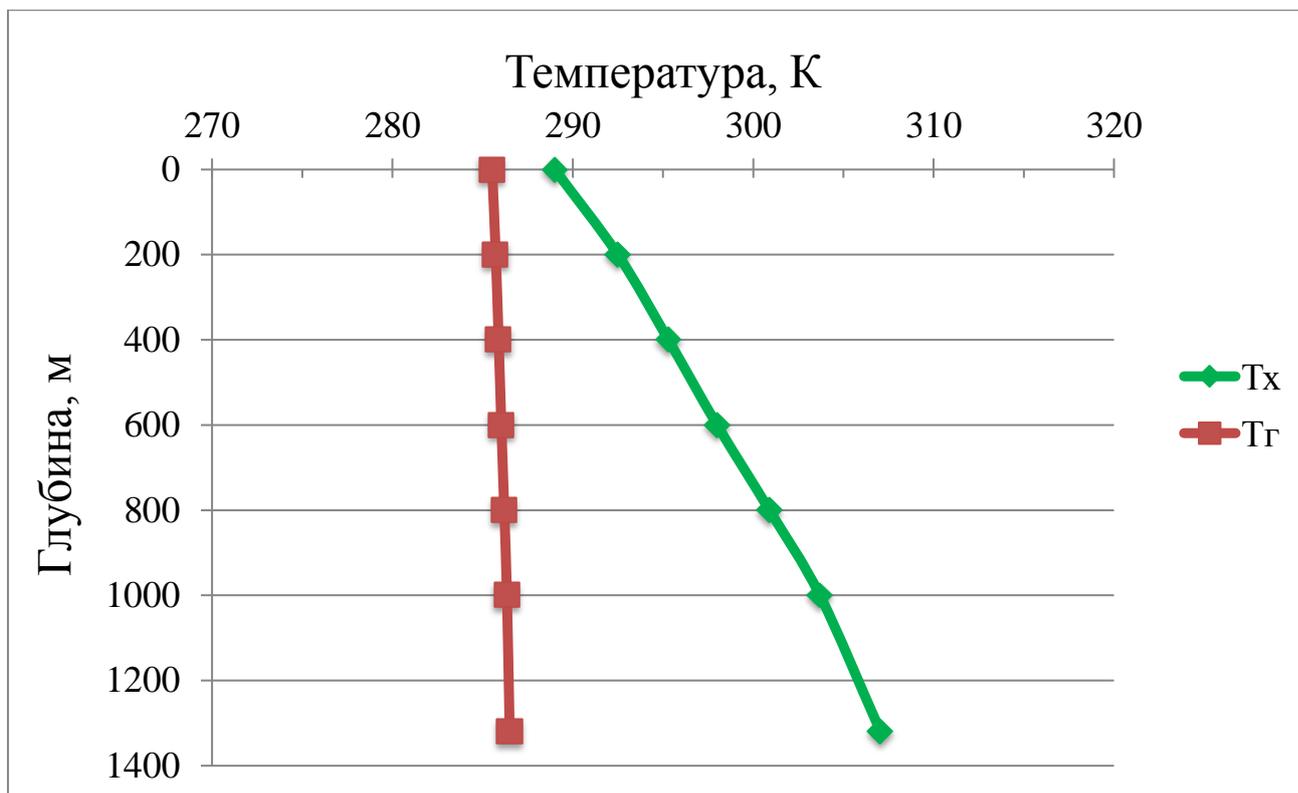


Рисунок 17 – График зависимости температуры газа T_x и температуры гидратообразования T_g от глубины работающей скважины № 16433

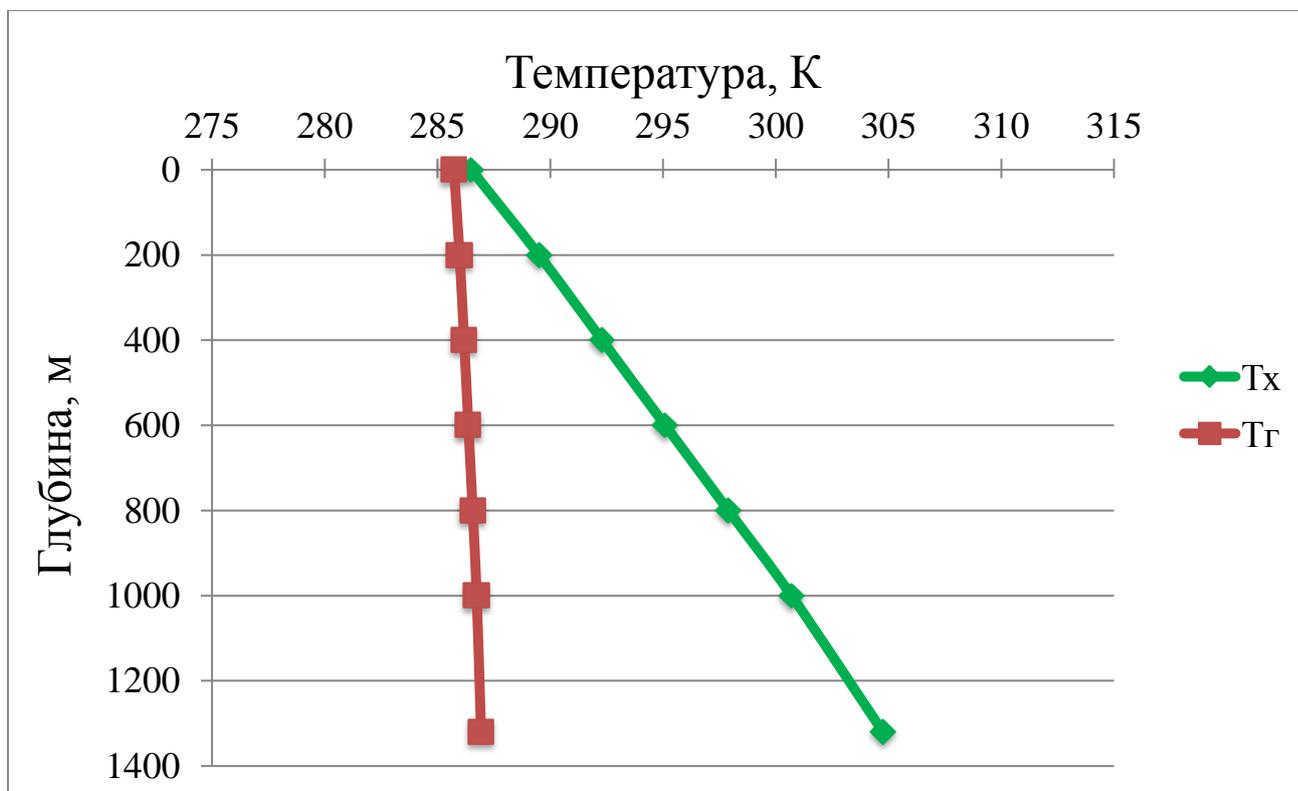


Рисунок 18 – График зависимости температуры газа T_x и температуры гидратообразования T_g от глубины работающей скважины № 16441

2.5.3 Гидравлический и тепловой расчет газопромысловых шлейфов

Данный абзац скрыт, так как содержит коммерческую тайну.

Исходные данные для расчета [10]:

От куста скважин по наземным теплоизолированным шлейфам газ подается на УКПГ-16. Основные характеристики шлейфов УКПГ-16 приведены в таблице 17.

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 17 – Основные характеристики шлейфов УКПГ-16 X-X 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 X-X площади представлены в таблице 18.

Таблица 18 – 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:

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

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

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

(6.36)

Коэффициент сверхсжимаемости при рабочих условиях:

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

По формуле (7.21) определяем секундный расход газа:

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

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:

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

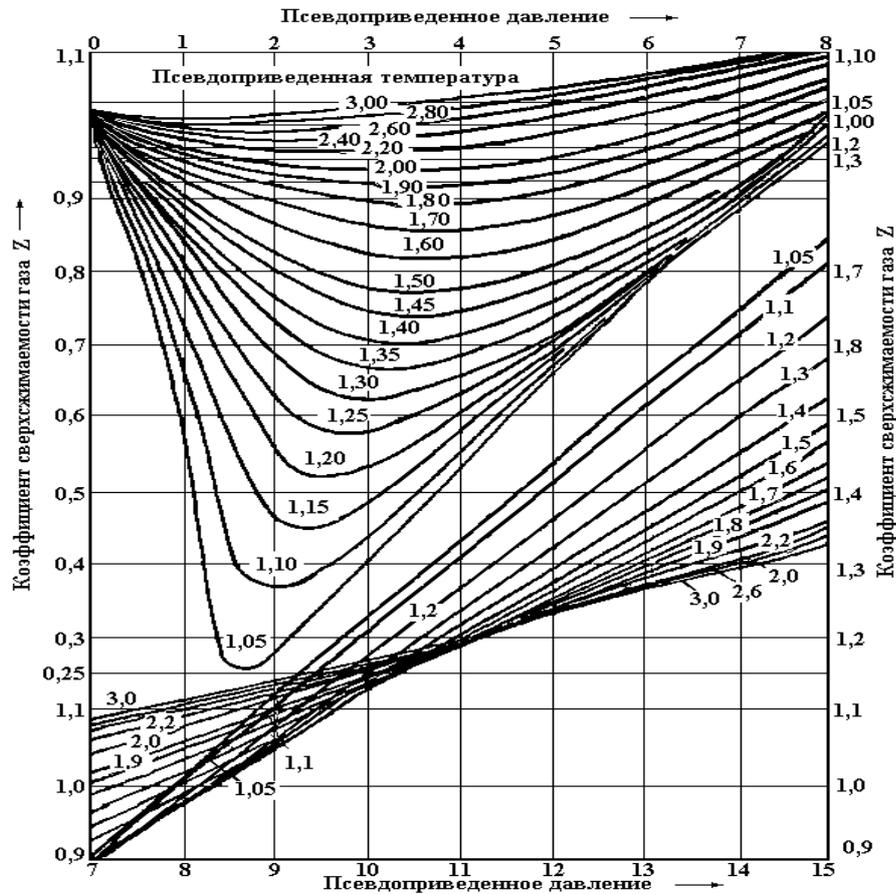


Рисунок 19 – Коэффициент сверхсжимаемости природных газов

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

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

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 19).

Таблица 19 – 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

$$\mu_{\text{см}} = \sum_{i=1}^n y_i \cdot \mu_i = 0,9847 \cdot 1,05 + 0,0014 \cdot 0,87 + 0,003 \cdot 0,76 + 0,0106 \cdot 1,7 + 0,0027 \cdot 1,39 = 1,0099 \text{ мПа} \cdot \text{с}; \quad (6.38)$$

$$C_{\text{рсм}}^0 = \sum_{i=1}^n y_i \cdot C_{pi}^0 = 0,9847 \cdot 2,22 + 0,0014 \cdot 1,73 + 0,003 \cdot 1,57 + 0,0106 \cdot 1,043 + 0,0027 \cdot 0,846 = 2,207 \text{ кДж}/(\text{кг} \cdot ^\circ \text{С}). \quad (6.39)$$

По графикам, используя значение p_p , определяем вязкость природного газа для рабочих условий: $\mu = 0,016$ мПа·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_p^0 , кДж/(кг·К), и приращения теплоемкости за счет влияния давления ΔC_p , кДж/(кг·К), т. е.:

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

Рассчитаем молярную массу газа и воспользуемся зависимостями для теплоемкости при атмосферном давлении. Результаты расчета приведены в таблице 20.

Таблица 20 – 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 20

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 20 и прибавляем её к величине теплоёмкости при атмосферном давлении:

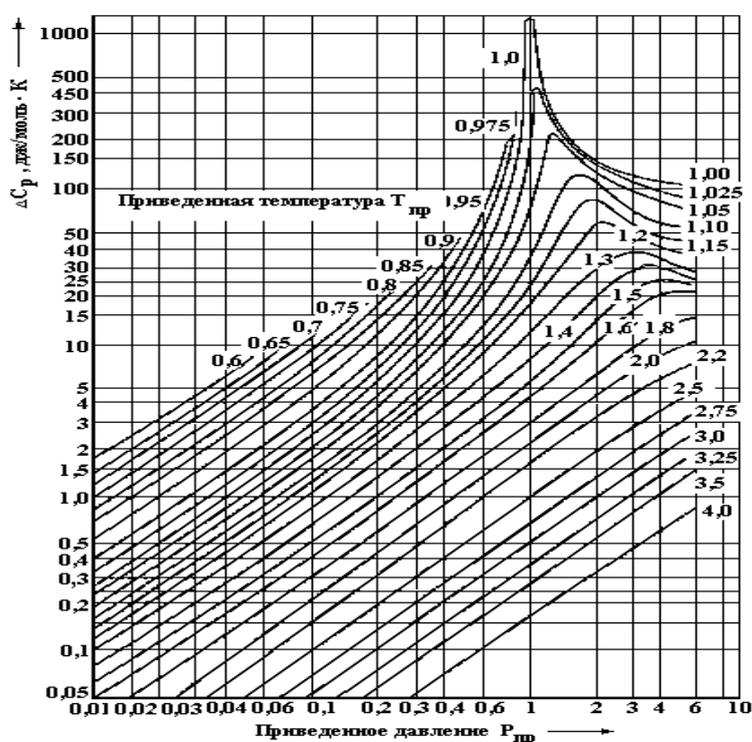


Рисунок 20 – Зависимость приращения изобарной теплоемкости (ΔC_p) от приведенных параметров газа

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

Теплоемкость в рабочих условиях определяем по формуле (7.40):

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

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 21.

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

Таблица 21 – 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

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

- в летний период

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

По графику на рисунке 21 находим обобщенную функцию коэффициента Джоуля-Томсона:

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

Определим значение коэффициента Джоуля-Томсона, по следующему уравнению:

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

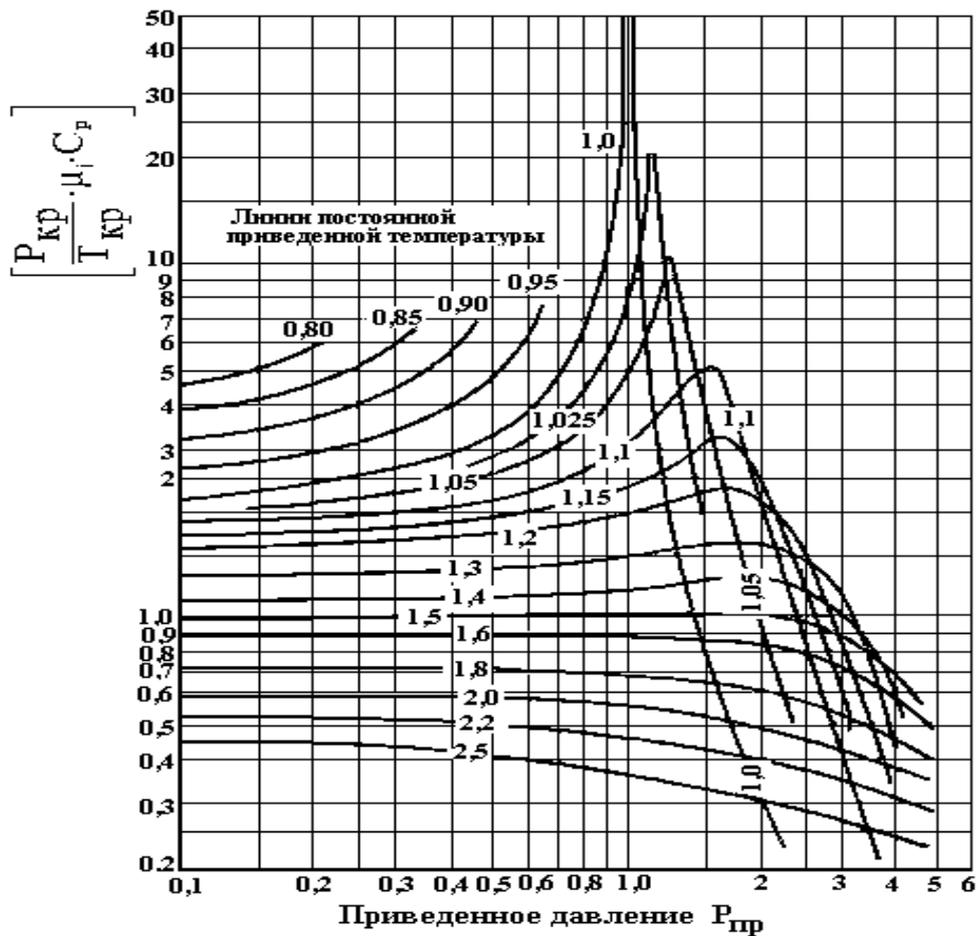


Рисунок 21 – Зависимость функции коэффициента Джоуля-Томсона от приведенных давления и температуры

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

- в зимний период

$$T_{L1} = 233 + (290 - 233) \cdot e^{-0,149873,468} - 1,01 \cdot \frac{9,16^2 - 9,1299^2}{2 \cdot 0,14987 \cdot 3,468 \cdot 9,1449} \cdot (1 - e^{-0,149873,468}) = 275,0773 \text{ К}$$

- в летний период

$$T_{L1} = 283 + (290 - 283) \cdot e^{-0,149873,468} - 1,01 \cdot \frac{9,16^2 - 9,1284^2}{2 \cdot 0,14987 \cdot 3,468 \cdot 9,1442} \cdot (1 - e^{-0,149873,468}) = 288,0984 \text{ К}$$

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 [12].

Расчёт распределения температуры газа и температуры гидратообразования по длине шлейфа был выполнен с помощью программы Microsoft Office Excel 2007 [10]. Результаты расчётов сведены в таблицу 22.

Таблица 22 – 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 22 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 22.

Как видно из графической зависимости, изображенной на рисунке 22, 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.

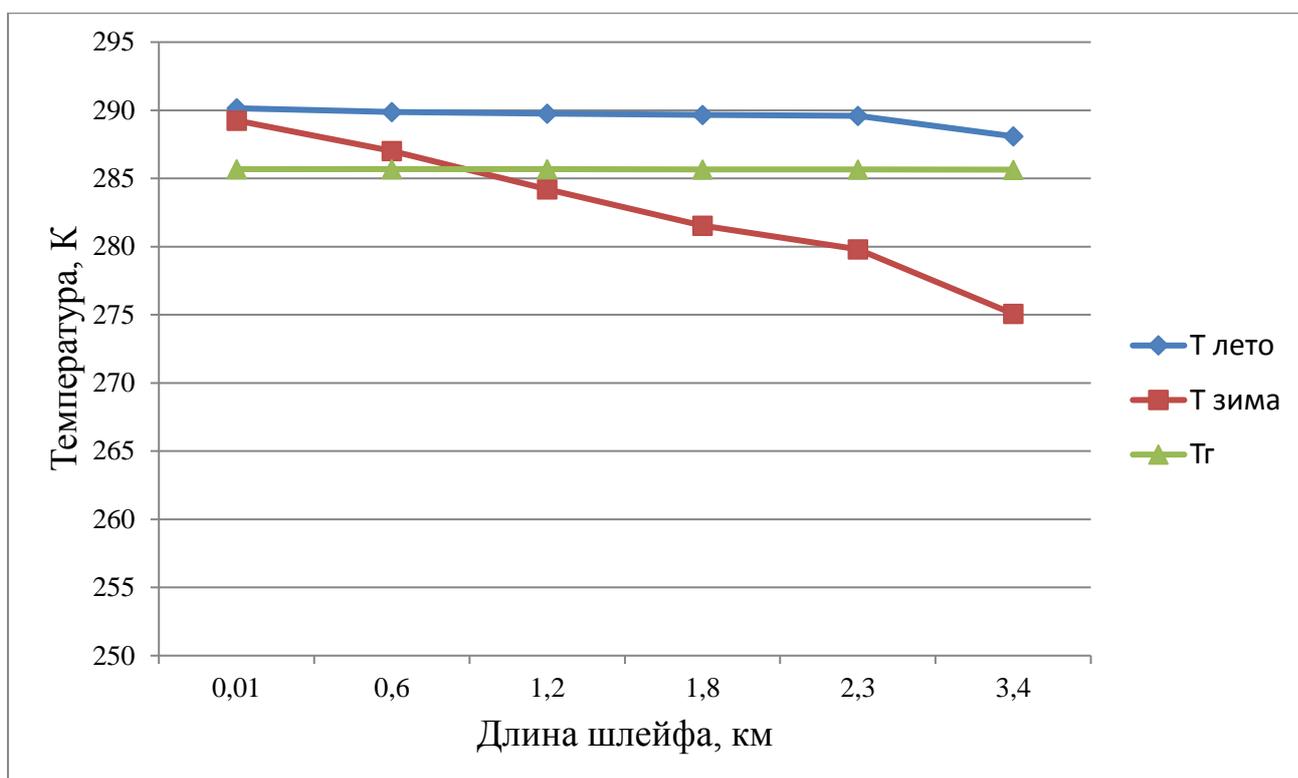


Рисунок 22 – График распределения температуры газа T_x и температуры гидратообразования T_r по длине шлейфа № 16-40 в зимний и летний периоды эксплуатации

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 23.

В таблице 23 представлены результаты теплового и гидравлического расчёта по шлейфам X-X 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 23-28.

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 X-X площади X НГКМ реализуется, в настоящее время, главным образом для данных шлейфов и при температуре воздуха минус 40 °С.

Таблица 23 – Результаты теплового и гидравлического расчёта газопромисловых 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	-

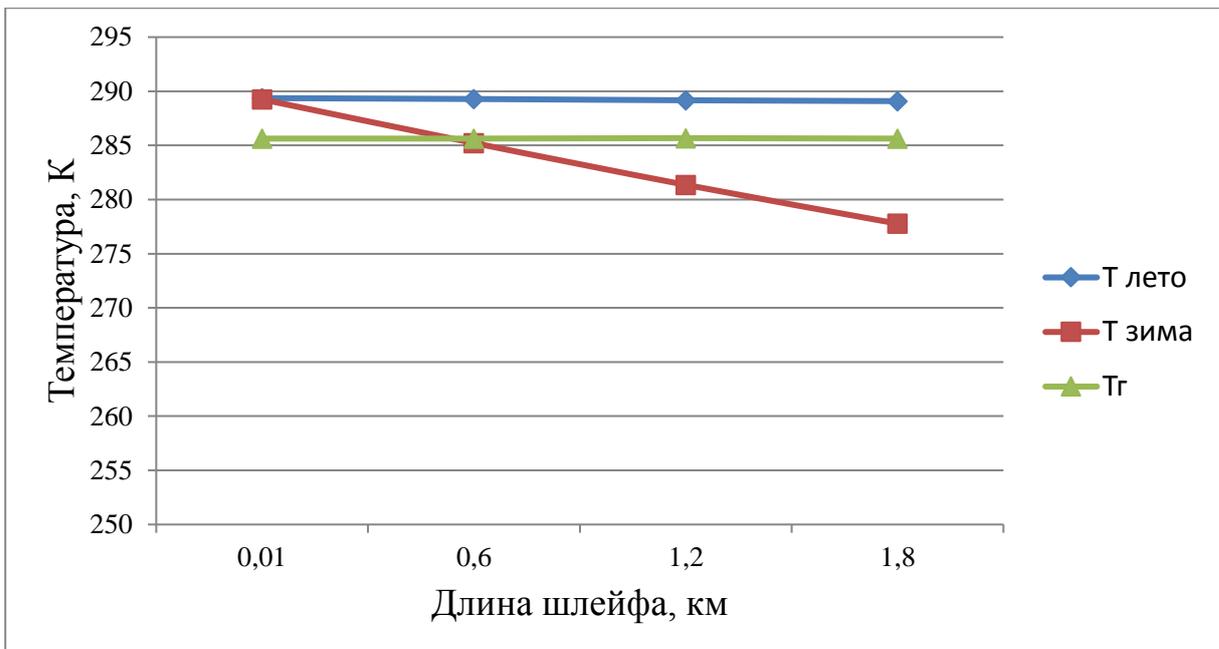


Рисунок 23 – График распределения температуры газа T_x и температуры гидратообразования T_g по длине шлейфа № 16-41 в зимний и летний периоды эксплуатации

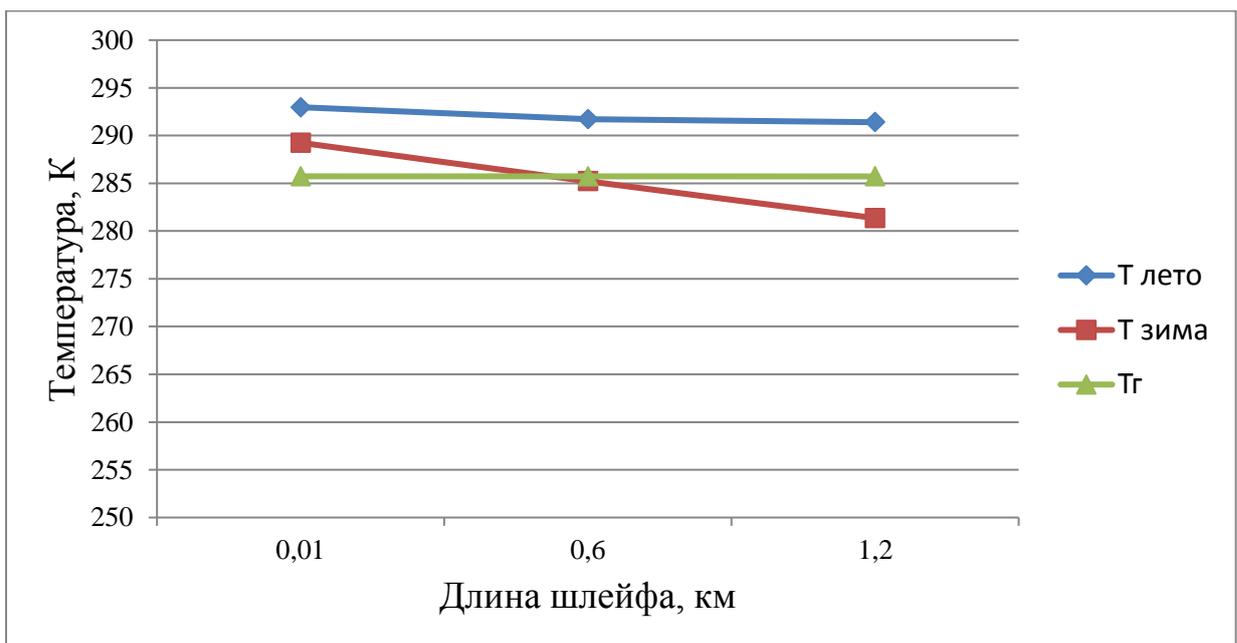


Рисунок 24 – График распределения температуры газа T_x и температуры гидратообразования T_g по длине шлейфа № 16-42 в зимний и летний периоды эксплуатации

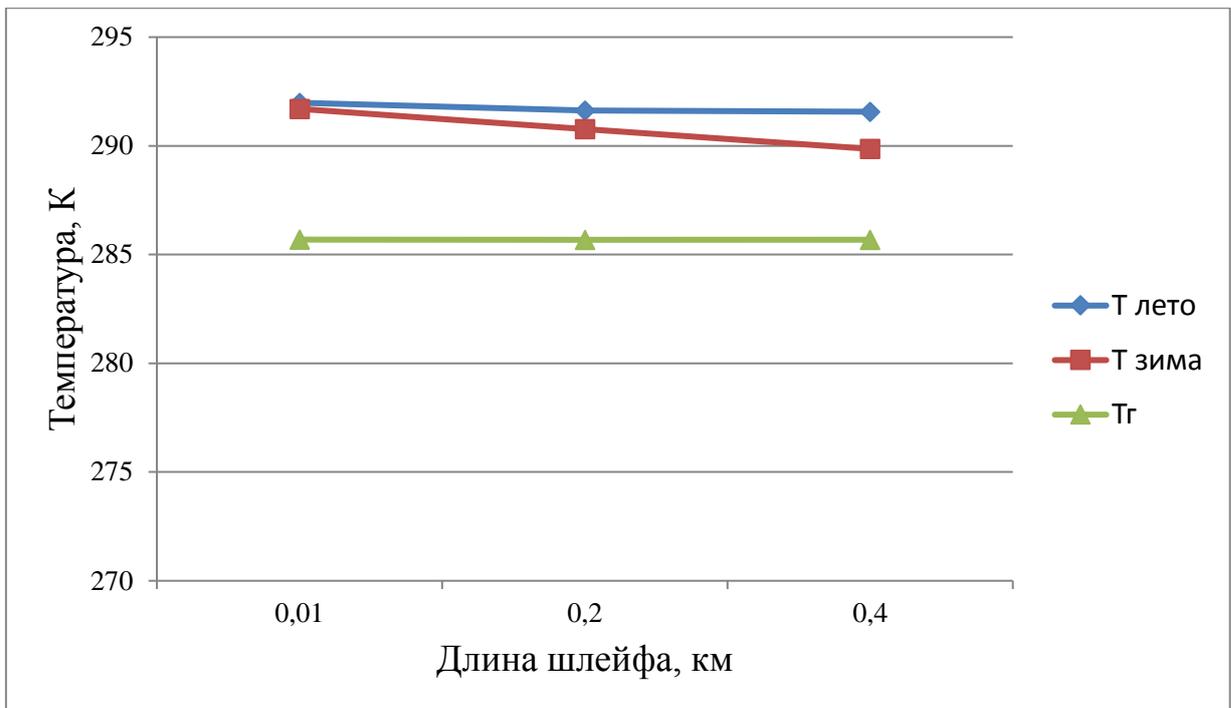


Рисунок 25 – График распределения температуры газа T_x и температуры гидратообразования T_r по длине шлейфа № 16-43 в зимний и летний периоды эксплуатации

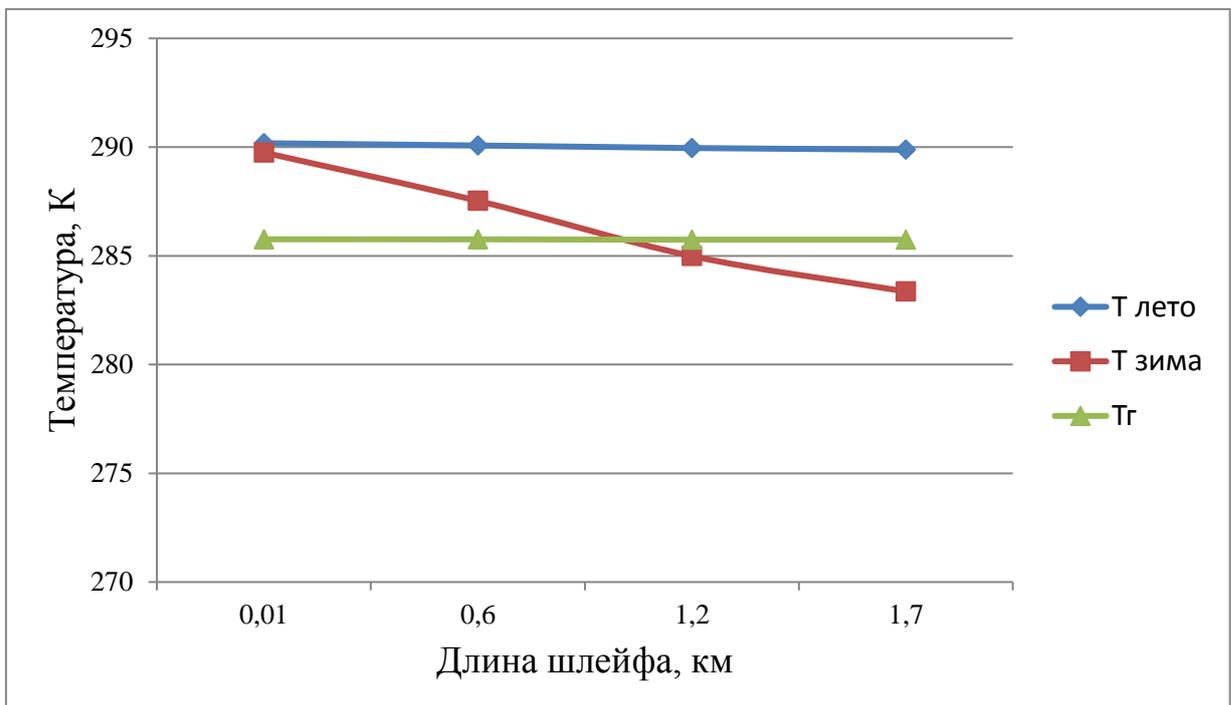


Рисунок 26 – График распределения температуры газа T_x и температуры гидратообразования T_r по длине шлейфа № 16-44 в зимний и летний периоды эксплуатации

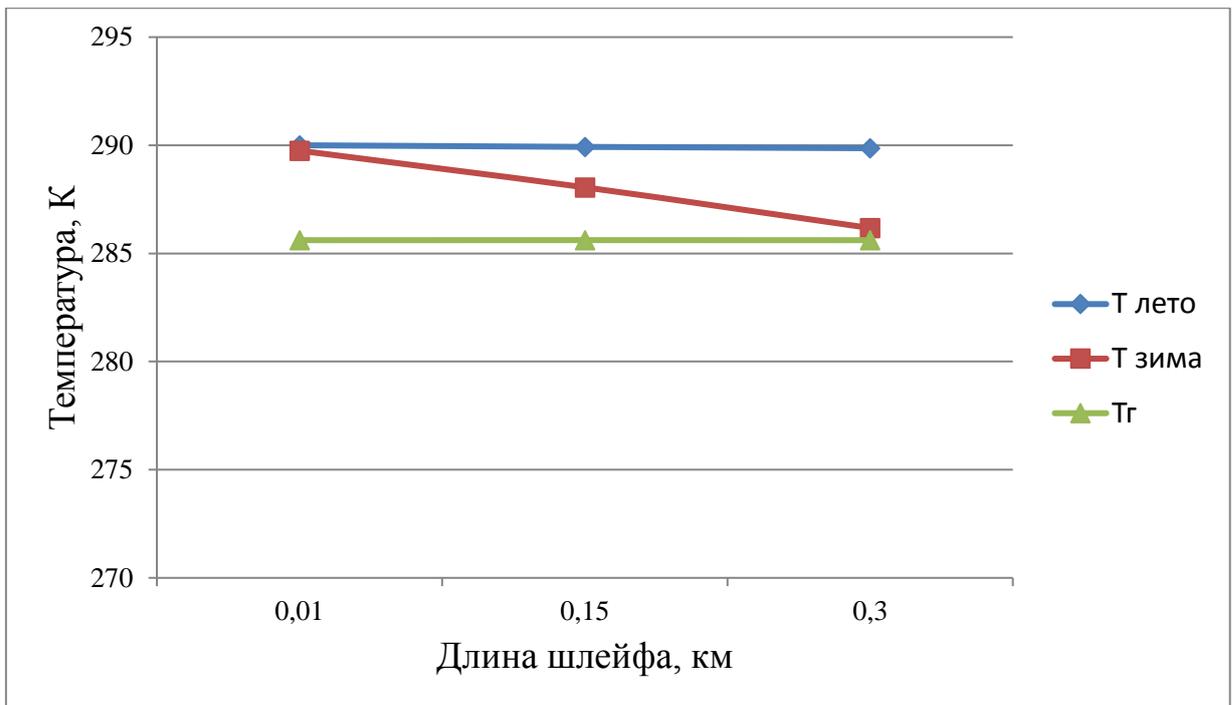


Рисунок 27 – График распределения температуры газа T_x и температуры гидратообразования T_r по длине шлейфа № 16-45 в зимний и летний периоды эксплуатации

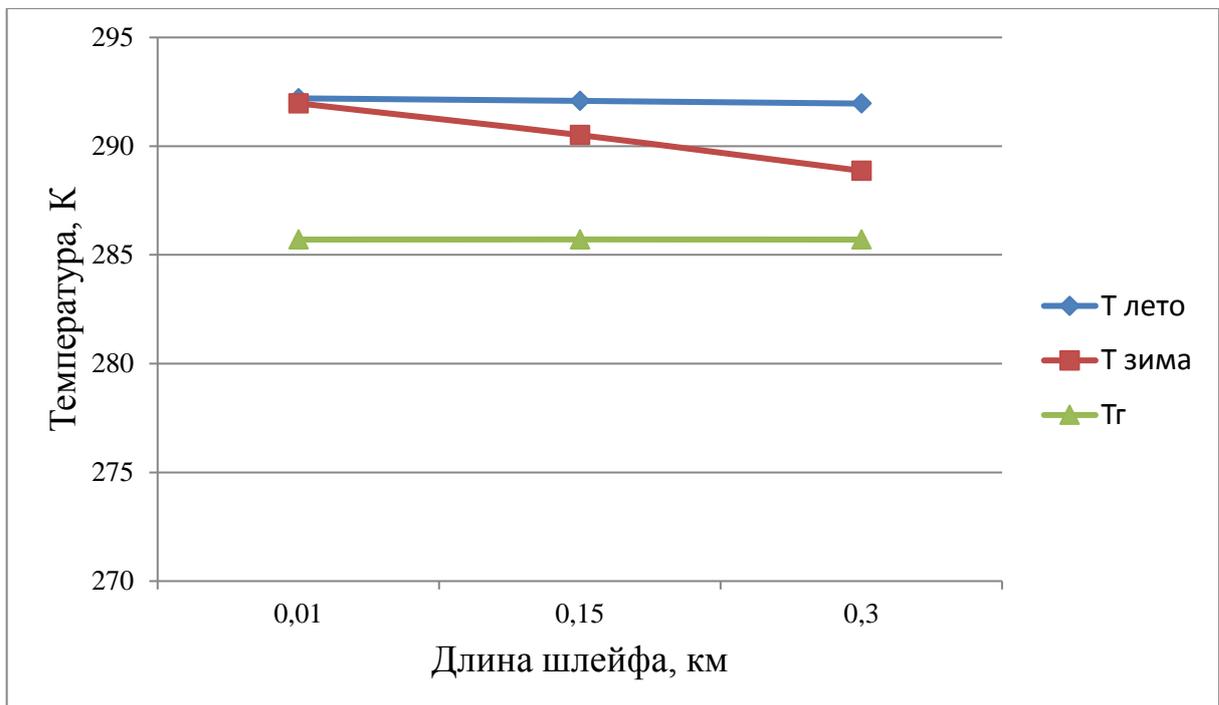


Рисунок 28 – График распределения температуры газа T_x и температуры гидратообразования T_r по длине шлейфа № 16-46 в зимний и летний периоды эксплуатации

2.5.4 Расчёт расхода ингибитора гидратообразования

Если известна величина X_2 , то величину понижения температуры гидратообразования для ингибитора Δt , °C 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, °C;

T_p – температура газа в расчетной точке, °C.

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 24.

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 меньше 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.

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б5П	Ринчинов Олег Баирович

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело

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

<i>1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>Стоимость материальных ресурсов определена в соответствии ценами X-X автономного округа.</i>
<i>2. Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>Норма амортизационных отчислений специальное оборудование</i>
<i>3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>Налоговый кодекс Российской Федерации</i>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<i>1. Составление бюджета инженерного проекта (ИП)</i>	<i>Расчет затрат на проведения мероприятия по замене оборудования;</i>
<i>2. Оценка ресурсной, финансовой, социальной, бюджетной эффективности ИП и потенциальных рисков</i>	<i>Расчет годового экономического эффекта внедрения мероприятия по закачке метанола</i>

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	Кашук Ирина Вадимовна	кандидат технических наук		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5П	Ринчинов Олег Баирович		

3. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОБЕРЕЖЕНИЕ

3.1 Материальные затраты

Абзац скрыт, так как содержит коммерческую тайну

3.2 Расчёт амортизации основных производственных фондов

Годовой размер амортизационных отчислений определяется по формуле:

$$A_{г} = \frac{C_{п} \cdot n \cdot H_{а}}{100} \quad (15)$$

где $C_{п}$ – первоначальная или восстановительная стоимость единицы оборудования, руб.

$H_{а}$ – годовая норма амортизации оборудования, %;

N – число единиц оборудования данного вида, шт.

Амортизация основных производственных фондов представлена в таблице 25.

Таблица 25 – Амортизация основных производственных фондов

Наименование оборудования	Кол-во, шт.	Балансовая стоимость, руб.		Норма амортизации, %	Сумма амортизации, руб.
		Ед.оборуд.	Всего		
1.Метанольная установка	1	117450	117450	18,3	21493,35
2. Емкость	1	10200	10200	11,2	1142,4
3. Вагон-«Кедр 4Ю»	1	110000	110000	14,3	15730
4. Эл.плита	1	4500	4500	11	495
5.Мост приемный	1	95460	95460	20	19092
6. Инструменты	1	19560	19560	14,3	2797,08
ИТОГО					60749,83

Сумма амортизационных отчислений на проведение мероприятия определяется по формуле:

$$A_M = \sum A_{\Gamma} * T_{\Pi} / T_K \quad (16)$$

где T_K – календарный фонд рабочего времени оборудования, час.

$$T_K = 365 * 24 = 8760 \text{ час.} \quad (17)$$

T_{Π} – время проведения мероприятия

$$A_M = \frac{60749,83 * 81}{8760} = 561,72 \text{ руб.} \quad (18)$$

3.3 Основная заработная плата исполнителей

Определяем основную зарплату производственных рабочих:

$$C_{1,3} = C_{13} * Q_1 = 9 * 15036,2 = 135325,8 \text{ руб.}, \quad (19)$$

где C_{13} – сумма основной заработной платы рабочих до проведения мероприятия, руб.

3.4 Дополнительная заработная плата исполнителей.

Дополнительная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{\text{доп.}} = \frac{Z_{\text{общ.осн.}} * D}{100} = \frac{61216,8 * 11}{100} = 6733,82 \text{ руб.} \quad (26)$$

где $Z_{\text{общ.осн.}}$ – основная заработная плата, руб.

D – размер дополнительной заработной платы в % к основной заработной плате (11% для нашего региона), отпускные.

Данный абзац скрыт, так как содержит коммерческую тайну.

3.5 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

Отчисления во внебюджетные фонды

$$O_{\text{с.н.}} = \frac{(Z_{\text{общ.осн.}} + Z_{\text{доп.}}) * O}{100} = \frac{(61216,59 + 6733,82) * 30}{100} = 20385,12 \text{ рублей} \quad (28)$$

3.6 Накладные расходы

Определим сумму накладных расходов до мероприятия:

$$C_{1,9} = C_{91}^1 * 14/100 = (2027766,9+561,72+61216,59+6733,82+20385,12)*0,16 = 338666,3 \text{ руб.}, \quad (29)$$

Определим сумму накладных расходов до мероприятия:

$$C_{1,9} = C_{92}^1 * 14/100 = (2978420,2+561,72+61216,59+6733,82+20385,12)*0,16 = 490770,792 \text{ руб.}, \quad (30)$$

где C_{91}^1 –материальные затраты, расходы на амортизацию, основная зарплата производственных рабочих, дополнительная заработная плата, внебюджетные фонды до и после мероприятия

3.7 Смета затрат на проведение мероприятия

На основании вышеприведенных расчётов затрат определяется общая сумма затрат на проведение мероприятия, затраты на проведение мероприятия, которые представлены в таблице 27.

Таблица 27 – Затраты до проведения мероприятия и после

Наименование статей затрат	Сумма затрат, руб.	
	До мероприятия	После мероприятия
	Всего, руб.	Всего, руб.
Материальные затраты	2027766,9	2978420,2
Расходы на амортизацию	561,72	561,72
Основная зарплата производственных	61216,59	61216,59

рабочих		
Дополнительная заработная плата	6733,82	6733,82
Внебюджетные фонды	20385,12	20385,12
Накладные расходы	338666,3	490770,792
ИТОГО:	2455330,4	3558088,24

3.8 Расчёт годового экономического эффекта

Абзац скрыт, так как содержит коммерческую тайну.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б5П	Ринчинов Олег Баирович

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 “Нефтегазовое дело”

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<p>1. Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения:</p> <ul style="list-style-type: none"> – вредных проявлений факторов производственной среды (метеословия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрации, электромагнитные поля, ионизирующие излучения) – опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической, пожарной и взрывной природы) – негативного воздействия на окружающую природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу) – чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, экологического и социального характера) 	<p>Объектом исследования является УКПГ 16 на X-X нефтегазоконденсатном месторождении.</p> <p>Согласно должностным обязанностям выполнение оператором ДНГ работ производится на специально подготовленных кустовых площадках с предварительно установленным, необходимым для осуществления работ, оборудованием.</p>
<p>2. Перечень законодательных и нормативных документов по теме</p>	<p>Изучить законодательные и нормативные документы:</p> <p>ГОСТ 12.1.003-83.[15] ГОСТ 12.1.018-9.[16] ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ.[17] ГОСТ 12.0.003-2015.[18] ГОСТ 12.1.012-2004.[19] ГОСТ Р 12.4.026-2001 ССБТ.[20] ГОСТ Р 22.3.03-94.[21] ГН 2.2.5.2308-07[22] ПБ 12-368-00.[23] СанПиН 2.1.7.722-98.[24]</p>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; – действие фактора на организм человека; – приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); – предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства) 	<p>Произвести анализ выявленных вредных факторов производственной среды:</p> <ul style="list-style-type: none"> -действие фактора на организм человека; -предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства)
--	---

<p>2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности</p> <ul style="list-style-type: none"> – механические опасности (источники, средства защиты); – термические опасности (источники, средства защиты); – электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты); – пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения) 	<p>Проанализировать выявленные опасные факторы при разработке и эксплуатации проектируемого решения:</p> <ul style="list-style-type: none"> - электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты); - механические опасности (источники, средства защиты); - пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения)
<p>3. Охрана окружающей среды:</p> <ul style="list-style-type: none"> – защита селитебной зоны – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды. 	<p>Оценить степень влияния на окружающую среду и проанализировать методы снижения эффекта загрязнения:</p> <ul style="list-style-type: none"> - контроль состава воды - контроль и предотвращение утечек - контроль и анализ технического состояния скважин
<p>4. Защита в чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> – перечень возможных ЧС на объекте; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий 	<p>Рассмотреть возможность появления чрезвычайных ситуаций, исследовать меры и порядок действий по их предотвращению:</p> <ul style="list-style-type: none"> - анализ возможных ЧС; - перечень возможных ЧС на объекте: техногенного характера; - выбор наиболее типичной ЧС; - разработка мер по предупреждению ЧС; - разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.
<p>5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны 	<p>Изучить и проанализировать правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности, рассмотреть методы подготовки и организации зоны проведения работ.</p>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина Мария Сергеевна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5П	Ринчинов Олег Баирович		

4. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Введение

В социальной ответственности рассмотрены рабочие места персонала кустовой площадки, по месту эксплуатации скважин электроцентробежным насосом.

Единая система управления промышленной безопасностью и охраной труда является одной из наиболее важных составляющих комплексной системы управления производством в ООО «Газпром добыча Ямбург» и устанавливает единые требования к безопасной организации работ в области промышленной безопасности и охраны труда.

4.1 Производственная безопасность

В данном разделе производится анализ основных вредных и опасных факторов при выполнении работ по обслуживанию нефтегазового оборудования. Классификация опасных и вредных факторов представлена в таблице 29.

Таблица 29 - Опасные и вредные факторы

Источник фактора, наименование работ	Факторы (по ГОСТ 21.01.003-2015)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Осуществление работ по контролю УЭЦН на кустовых площадках	Повышенный уровень шума и вибрации; Загазованность и запыленность; Утечка токсичных и вредных веществ; Отклонение показателей микроклимата.	Движущиеся машины и механизмы; 2.Электробезопасность	ГОСТ12.01.003-2015[15] ГН2.2.5.2308-07[16] ГОСТ12.1.038-2015[17] ГОСТ12.1.003-2015[18]

4.2 Анализ вредных факторов производственной среды

1) Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны.

Одним из основных вредных факторов, присущим практически всем месторождениям, расположенным в Х-Х автономном округе, являются сложные климатические условия (низкая температура, большая скорость ветра, повышенная влажность).

Так как работы по контролю скважин УЭЦН производятся на кустовых площадках на открытом воздухе, то данные показатели при достижении критических значений могут привести к нанесению вреда на организм работника.

Климат района проведения работ резко-континентальный с продолжительной холодной зимой и коротким летом. Средние температуры холодного периода года варьируют от -5 °С до -40 °С, а теплого от 10 °С до 35 °С. Среднее выпадение

осадков около 450 мм в год. Среднегодовая температура воздуха почти на всей территории Х-Х автономного округа отрицательная.

Поэтому работники должны быть обеспечены спецодеждой с теплозащитными свойствами, а работы приостановлены при температуре $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$ и ниже и скорости ветра 6 м/с и более. На кустовой площадке, для периодического обогрева возможно нахождение в помещении оператора, и в БМА (блок местной автоматики), которые оборудованы нагревателями, и температура в них поддерживается на уровне 23°C .

2) Токсичность нефти и нефтепродуктов.

Нефть и нефтепродукты являются вредными токсичными веществами, характеризующиеся высокой испаряемостью при обычной температуре. При отравлении парами нефти и нефтепродуктов возникает головная боль, головокружение, слабость, иногда возникает состояние опьянения, беспричинная веселость, а затем происходит потеря сознания. При содержании паров углеводородов свыше $40\ 000\ \text{мг/м}^3$ может наступить летальный исход. При попадании на кожу нефтепродуктов могут развиваться кожные заболевания - экземы, дерматиты и т.п.

Меры защиты от воздействия паров нефти и нефтепродуктов – спецодежда, спец- обувь, фильтрующий противогаз марки А, КД, рукавицы, крем. Главной характеристикой для экологического нормирования является предельно допустимая концентрация (ПДК). Согласно ГН 2.2.5.2308-07 пары нефти и газа по концентрации не должны превышать предельно-допустимые согласно санитарным нормам (таблица 30).

Таблица 30 – Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ

Вещество	ПДК, мг/м^3
Углеводороды $\text{C}_1\text{-C}_{10}$	300
Сероводород в смеси с УВ $\text{C}_1\text{-C}_5$	3
Сероводород	10
Двуокись углерода	20
Хлористый бензол	0,005

Сажа	4
------	---

При осуществлении работ по обслуживанию скважин оборудованных УЭЦН на кустовых площадках каждый оператор проходит предварительный инструктаж по использованию средств коллективной и индивидуальной защиты. Все работники в обязательном порядке снабжаются СИЗ (очки, спецодежда, шланговые и гражданские противогазы).

3) Повышенные уровни шума

Предельно допустимые уровни шума и вибрации должны соответствовать санитарным нормам на рабочих местах, согласно ГОСТ 12.01.003-15 и ГОСТ 12.1.012-2004. Уровень шума не должен превышать 80 дБ. В производственных условиях источниками шума являются работающие станции управления, трансформаторы и электрооборудование, блоки гребенок (нагнетание жидкости для закачки в пласт), компрессоры, подъемнотранспортное оборудование для проведения СПО, специальная техника для промывки скважин и т.д.

Основные мероприятия по борьбе с шумом - это технические мероприятия, предусматривающие:

- устранение причин возникновения шума или снижение его;
- использование СИЗ (беруши, наушники, ватные тампоны);
- проведение периодических медицинских осмотров;
- соблюдение режима труда и отдыха;
- проведение профилактических мероприятий;
- непосредственная защита работающих.

4.3 Анализ опасных факторов производственной среды

Абзац скрыт, так как содержит коммерческую тайну

2) Опасность поражения током.

Источником электроопасности могут быть электрические сети, электрифицированное оборудование (электродвигатель, трансформатор) и инструмент, вычислительная и организационная техника, работающая на электричестве.

Средства защиты от поражения электротоком:

- исправная и надежная изоляция токоведущих частей;
- ограждение токоведущих частей;
- блокировка при приближении к токоведущим частям;
- предупредительная сигнализация;
- электрозащитные (диэлектрические) средства;
- предупреждающие и запрещающие плакаты.

Воздействие на организм человека тока различной силы представлено в таблице 31.

Таблица 31 Воздействие на организм различных значений силы тока

Сила тока, мА	Воздействие
20-25	Паралич рук, затруднение дыхания
50-80	Паралич дыхания
90-100	Фибриляция сердца
>300	Паралич сердца

3) Пожаровзрывоопасность

Абзац содержит коммерческую тайну.

4.4 Экологическая безопасность

Наибольшую опасность представляет загрязнение гидросферы и атмосферы.

При добыче нефти с помощью УЭЦН на поверхность вместе с ней извлекается большое количество пластовой, высоко минерализованной воды, сброс

которых без тщательной предварительной очистки в открытые водоемы приводит к полному уничтожению в них флоры и фауны.

На скважинах оборудованных погружными центробежными электронасосами охрана окружающей среды производится следующим образом:

не допускается утечки добываемой жидкости через фланцевые соединения устьевой арматуры;

не допускается утечки жидкости в системе трубопроводных линий;

не допускается утечки попутного газа из затрубного пространства;

во избежании аварийных остановок установки не допускается использование в работе физически устаревшее оборудование без замены по износившихся узлов и деталей.

Экологические проблемы при добычи нефти установками погружных центробежных электронасосов решаются или намечаются к решению по возможности комплексно, по различным направлениям с охватом разных этапов и видов основной деятельности. [9]

4.5 Организационные мероприятия обеспечения безопасности.

4.5.1 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайная ситуация – обстановка, возникающая в результате аварии на объекте или определенной территории, а также в результате иного природного или техногенного бедствия.

В результате ЧС наносится серьезный вред окружающей среде и народному хозяйству, ставится под угрозу жизнь людей, а также причиняется ущерб имуществу населения.

Чрезвычайные ситуация подразделяются на трансграничные, территориальные, федеральные, региональные, местные и локальные.

Принадлежность ЧС к той или иной категории зависит от числа пострадавших людей, размера ущерба в материальном отношении, а также от площади воздействия вредоносных факторов [16].

При эксплуатации скважин УЭЦН могут возникнуть следующие чрезвычайные ситуации:

а) Природного характера:

лесные и торфяные пожары;

различные экстремальные погодные явления.

б) Техногенного характера:

взрывы;

пожары;

отказы и разрушение оборудования, порывы трубопроводов;

газонефтеводопроявления (ГНВП);

отключение электроэнергии.

Пожалуй, главная опасность такого рода на промыслах заключается в непредвиденном возникновении пожаров, которые могут привести к трагическим последствиям. Пожары могут возникнуть в результате открытого огня, искры от электрооборудования, сильных перегревов, ударов и трений, а также различного рода разрядов электрического тока.

Дабы не допустить пожарных ситуаций между отдельными объектами нефтегазопромыслов должны выдерживаться противопожарные размеры: от устья скважины до насосных станций и резервуаров не менее 40 м, до газокompрессорной станции - 60 м, до общественных зданий - 500 м.

Отсечь аварийный участок, закрыть задвижки на скважине и в АГЗУ, произвести сброс давления с поврежденного участка;

Приступить к ремонтно-восстановительным работам;

При возникновении отрытого фонтана вызвать аварийную бригаду по ликвидации открытых фонтанов. Дальнейшие работы производить под руководством штаба по ликвидации открытых фонтанов.

При выбросе нефти или газа со скважины, авариях на трубопроводах и при выполнении технологических операций, может возникнуть газоопасная ситуация, которая характеризуется наличием сероводорода в рабочей зоне концентрацией, превышающей 3 мг/м³, либо получением извещения об аварии.

Основными мероприятиями при возникновении чрезвычайных ситуаций являются:

укрытие рабочего персонала в специальные помещения, предназначенные для защиты в случае таких ситуаций;

эвакуация рабочих из зон ЧС;

использование СИЗ в случае необходимости;

оказание медицинской помощи пострадавшим;

организация аварийно -спасательных работ в зонах ЧС.

4.6 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Рабочая смена оператора добычи не должна превышать 12 часов. Т.к. контроль за бесперебойной работой оборудования необходимо проводить ежесекундно, работы организуются в две смены. Женщины, подростки и сотрудники, не имеющие соответствующего доступа, к работе не допускаются. Каждый работник должен получить два комплекта спецодежды, что обязательно. Оператору допускается исправлять мелкие неполадки, однако при серьезных поломках его главной обязанностью является уведомление лиц вышестоящих, т.е. ст. инженера или его заместителя.

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

Оператор добычи ежедневно контактирует с нефтегазопромышленным оборудованием, которое должно отвечать определенным требованиям. С целью обеспечить устранение или снижение опасных и вредных факторов до соответствующих значений, в конструкцию оборудования должны входить различные защитные средства, и она должна обеспечивать удобное выполнение

трудовых обязанностей оператора. Рабочая область должна соответствовать требованиям [9], которые учитывают удобное выполнение работ в положении сидя или стоя или в обоих положениях.

Рабочее пространство и рабочее место должны проектироваться в соответствии с [17]. Для эффективного выполнения рабочих обязанностей необходимо иметь достаточное пространство, обеспечивающее удобные рабочие позы, возможность их вариаций и передвижений. Оборудование должно быть легкодоступно и безопасно. Рабочее пространство должно быть спроектировано таким образом, чтобы трудящийся не утомлялся в следствие продолжительного мускульного напряжения.

Вывод

ООО «Газпром добыча Ямбург» уделяет огромное внимание промышленной безопасности с целью осуществления производственных работ без причинения вреда жизни и здоровью персонала.

ООО «Газпром добыча Ямбург» постоянно разрабатывает, совершенствует и внедряет методы снижения воздействия на окружающую среду, проводит постоянный анализ состояния и улучшает систему экологического управления.

Очень важно контролировать и улучшать систему управления промышленной безопасности, с целью минимизации рисков нанесения вреда жизни и здоровью работников.

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 X-X площади X 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 X-X 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.

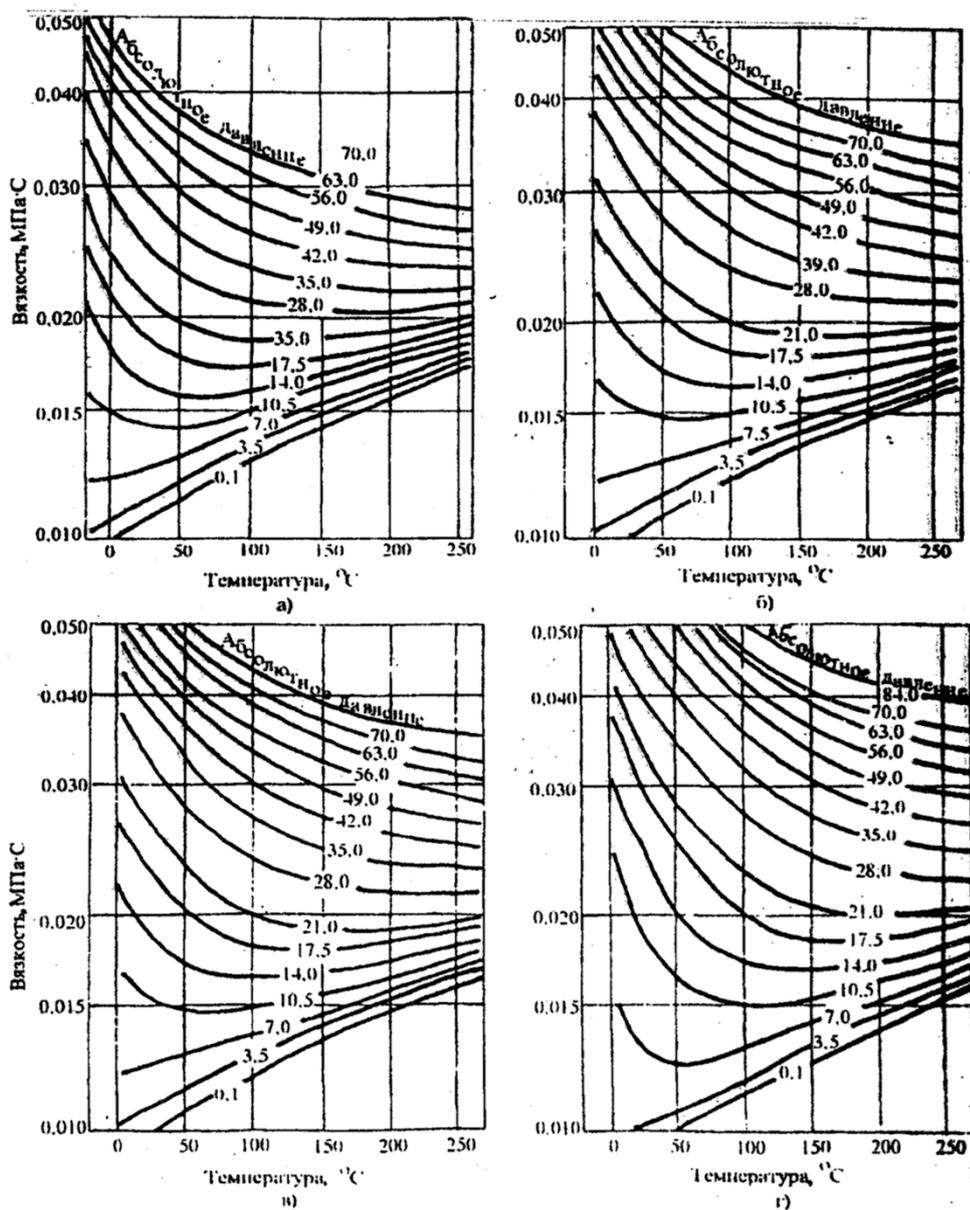
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Чухарева Н.В. Определение условий гидратообразования при транспорте природного газа в заданных технологических условиях эксплуатации промысловых трубопроводов: Методические указания / -Издательство НИ ТПУ, 2010. – 30 с.
2. Кэрролл Дж. Гидраты природного газа: справ. пособие / Пер. с англ. -М.: Премиум Инжиниринг, 2007. - 289 с.
3. Кузнецов Ф.А. // Газовые гидраты: исторический экскурс, современное состояние, перспективы исследований / В.А. Истомин, Т.В. Родионова – Рос.хим.ж., 2003, т. XLVII, №3 – с. 5-18
4. Петров С.В. //Борьба с гидратообразованием при магистральном транспорте природного газа. Лабораторные и практические работы: метод. указания / С. В. Петров, В. Л. Онацкий, И. С. Леонов. – Ухта : УГТУ, 2014. –24с.
5. 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.
6. Конспект вводного инструктажа по охране труда. – ООО «Газпром добыча Уренгой», 2008. – 32 с.
7. Коротаяев, Ю. П. Подготовка газа к транспорту / Ю. П. Коротаяев, Б. П. Гвоздев, Л. М. Гриценко, Л. М. Саркисян. – М.: Недра, 1973. – 240 с.
8. Отчёт по геологии и разработке месторождений предприятия «УРЕНГОЙГАЗПРОМ». – Н. Уренгой: Уренгойгазпром, 2008. – 100 с.
9. 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.
10. Проект обустройства X-X площади (сеноман) Уренгойского НГКМ. – Саратов.: ОАО «ВНИПИГаздобыча», 2009. – 260 с.
11. Тасмуханова, А. Е. Экономика предприятий. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2010. – 221 с.

12. Технологический регламент УКПГ-16 X месторождения – М.: ОАО «ГАЗПРОМ ВНИИГАЗ», 2010. – 218 с.
13. Технологический режим работы скважин X-X площади на 3 квартал 2015 года. – ООО «Газпром добыча Уренгой», 2015. – 7 с.
14. Чеботарёв, В. В. Расчёты основных технологических процессов при сборе и подготовке скважинной продукции. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2007. – 408 с.
15. ГОСТ 12.2.049-80. ССБТ. Оборудование производственное. Общие эргономические требования
16. ГОСТ 12.1.003-83. Шум. Общие требования безопасности
17. ГОСТ 12.1.018-9. Пожаровзрывобезопасность статического электричества. Общие требования.
18. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности
19. ГОСТ 12.0.003-2015. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы. Классификация
20. ГОСТ 12.1.012-2004. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вибрационная безопасность. Общие требования
21. ГОСТ Р 12.4.026-2001 ССБТ. Цвета сигнальные, знаки безопасности и разметка сигнальная. Назначение и правила применения. Общие технические требования и характеристики. Методы испытаний.
22. ГОСТ Р 22.3.03-94. Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Защита населения. Основные положения
23. ГОСТ Р ИСО 6385-2007. Эргономика. Применение эргономических принципов при проектировании производственных систем
24. ГН 2.2.5.2308-07 Ориентировочные безопасные уровни воздействия (ОБУВ) вредных в воздухе рабочей зоны
25. ПБ 12-368-00 Правила безопасности в газовом хозяйстве
26. СП 2.1.7.722-98 Гигиенические требования к устройству и содержанию полигонов для твердых бытовых отходов

Приложение А

(справочное)



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

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

Рисунок 29 – Вязкость природных газов