

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
Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОЦЕССА ОСУШКИ ГАЗА НА ПРИМЕРЕ X НЕФТЕГАЗОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (X)

УДК 622.279.8:66.074(571.51)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б4Г	Плотников Геннадий Анатольевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Шишмина Людмила Всеволодовна	К.Х.Н.		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
старший преподаватель	Носова Оксана Владимировна			

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОСГН ШБП	Криницына Зоя Васильевна	К.Т.Н.		

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			

Томск – 2019 г.

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 отрасли	Требования ФГОС ВО (ПК-21, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26)
P10	Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий	Требования ФГОС ВО (ПК-22, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26,) (АВЕТ-3b)
в области проектной деятельности		
P11	Способность применять знания, современные методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	Требования ФГОС ВО (ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30) (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е)

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
Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП

(Подпись) (Дата) Максимова Ю.А.
(Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

бакалаврской работы

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б4Г	Плотникову Геннадию Анатольевичу

Тема работы:

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОЦЕССА ОСУШКИ ГАЗА НА ПРИМЕРЕ X НЕФТЕГАЗОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (X)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	1677/с от 04.03.2019

Срок сдачи студентом выполненной работы:	07.06.2019
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Технологическая схема разработки месторождения, тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, технологические регламенты, нормативные документы.
---------------------------------	---

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	1. Геологическая характеристика X НГКМ 1.1. Общие сведения о месторождении 1.2. Геолого-физическая характеристика месторождения 1.3. Общее состояние разработки 2. Методы и этапы осушки природного газа 2.1. Общая характеристика 2.2. Виды методов осушки газа 2.3. Осушка газа абсорбционным методом 2.4. Гликолевая осушка газа 2.5. Характеристика гликолей применяемых в качестве абсорбента и их влияние на степень осушки природного газа 3. Осушка природного газа на X месторождении 3.1. Общая характеристика производственного объекта 3.2. Анализ эффективности абсорбционной осушки природного газа на X месторождении 4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение 4.1. Расчёт нормативной продолжительности выполнения работ по отдувке метанольной водой подпиточного газа за одну вахтовую смену 4.2. Нормативная база для расчёта вахтенной смены 4.3. Расчёт стоимости работ 5. Социальная ответственность 5.1. Производственная безопасность при выполнении работ на ЦПС 5.2. Экологическая безопасность 5.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях 5.4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
«Методы и этапы осушки природного газа» «Осушка природного газа на X месторождении»	
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Доцент, к.т.н., Криницына Зоя Васильевна
«Социальная ответственность»	Ассистент, Черемискина Марина Сергеевна
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
Геологическая характеристика X нефтегазового месторождения	
Методы и этапы осушки природного газа	
Осушка природного газа на X нефтегазовом месторождении	
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
Социальная ответственность	
Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	06.03.2019

Задание выдал руководитель / консультант (при наличии):

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Шишмина Людмила Всеволодовна	к.х.н.			
старший преподаватель	Носова Оксана Владимировна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
З-2Б4Г	Плотников Геннадий Анатольевич		

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 бакалавр
 Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения (весенний семестр 2018 /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)
11.03.2019	Общие сведения о месторождении	15
16.03.2019	Общая характеристика методов осушки газа	20
30.03.2019	Виды методов осушки газа	7
05.04.2019	Характеристика гликолей применяемых в качестве абсорбента и их влияние на степень осушки природного газа	10
25.04.2019	Общая характеристика производственного объекта	14
30.04.2019	Анализ эффективности абсорбционной осушки природного газа на X месторождении	16
12.05.2019	Финансовый менеджмент	5
22.05.2019	Социальная ответственность	10
24.05.2019	Заключение	3

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Шишмина Л.В.	к.х.н.		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
старший преподаватель	Носова О.В.			

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
старший преподаватель	Максимова Ю.А.			

Обозначения, определения и сокращения

ГСМ - горюче – смазочные материалы;

ТЭГ - триэтиленгликоль;

НТС - низкотемпературная сепарация;

НТК - низкотемпературная конденсация;

КСМ - крупный силикагель мелкопористый;

МСС - мелкий силикагель среднепористый;

МСМ - мелкий силикагель мелкопористый

СУГ - установка заправки сжиженным углеводородным газом;

ПХУ - пропановая холодильная установка;

ПБФ - выход пропан-бутановой фракции;

ДКС - дожимной компрессорной станции.

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа на 93 страницы, в том числе 14 рисунков, 20 таблиц. Список литературы включает 50 источников.

Ключевые слова: газ, осушка, триэтиленгликоль, диэтиленгликоль, абсорбер.

Объектом исследования является технологическая установка осушки подпиточного газа на X месторождении.

Цель данной работы заключается в сравнительном анализе эффективности осушки газа растворами ДЭГа и ТЭГа. Анализ осуществлялся на основании результатов, полученных при помощи смоделированной технологической схемы осушки газа X месторождения.

В процессе исследования были представлены общие сведения о месторождении, методы и этапы осушки газа, технологическая схема осушки подпиточного газа на X ЦПС – 1, проанализированы влияние концентрации и расхода осушителя, параметров осушки на эффективность работы установки.

Анализ данных показал целесообразность использования ТЭГа для осуществления процесса осушки.

Область применения: полученные результаты рекомендуется учитывать при выборе абсорбента на северных месторождениях, находящихся на поздней стадии разработки.

Оглавление

Введение.....	10
1. Геологическая характеристика Х НГКМ.....	12
1.1. Общие сведения о месторождении.....	12
1.2. Геолого-физическая характеристика месторождения	14
1.3. Общее состояние разработки.....	21
2. Методы и этапы осушки природного газа	25
2.1. Общая характеристика	25
2.2. Виды методов осушки газа	27
2.3. Осушка газа абсорбционным методом.....	31
2.4. Гликолевая осушка газа	35
2.5 Характеристика гликолей применяемых в качестве абсорбента и их влияние на степень осушки природного газа.....	41
3. Осушка природного газа на Х месторождении	48
3.1.Общая характеристика производственного объекта	48
3.2 Анализ эффективности абсорбционной осушки природного газа на Х месторождении	52
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение...	62
4.1.Расчёт нормативной продолжительности выполнения работ по отдувке метанольной водой подпиточного газа за одну вахтовую смену	62
4.2 Нормативная база для расчёта вахтенной смены	63
4.3. Расчёт стоимости работ.....	63
5. Социальная ответственность	68
5.1. Производственная безопасность при выполнении работ на ЦПС	68
5.1.1.Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению.....	70
5.1.2.Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению.. ..	71
5.2.Экологическая безопасность	73
5.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях	75
5.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	77
5.4.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства	77
5.4.2. Организация рабочей зоны	78
Заключение	80
Список использованных источников	81
Приложение А характеристика исходного сырья, материалов, реагентов, изготавливаемой продукции	86
Приложение Б общая схема с параметрами давления	93

Введение

Актуальность темы исследования обусловлена процессом истощения природных запасов энергоресурсов углеводородов. В эру высокотехнологичных разработок и оптимизации потерь при добычи полезных ископаемых на первый план выходит сохранение попутного нефтяного газа, который так же может быть использован в промышленности и энергетическом комплексе, идти на экспорт, но прежде всего использоваться для нужд самой добывающей организации.

Известно, что в процессе добычи углеводородного сырья из недр извлекается не только смесь жидких углеводородных компонентов и не углеводородных примесей, но и попутный нефтяной газ (ПНГ).

ПНГ – это газ, существующий вместе с нефтью, состоящий преимущественно из углеводородных газов C1-C4 и легких жидких углеводородов (газовый конденсат). Этот газ в прошлые времена не использовался, а просто сжигался, нанося тем самым непоправимый вред окружающей среде.

Для того что бы газ дошёл до потребителя, в том числе и в виде подпиточного газа для нужд самого добывающего предприятия, в том виде в котором его можно использовать, необходимо миновать ряд технологических процессов. Именно одним из таких является процесс осушки газа, который необходим в первую очередь для предотвращения гидратообразований в магистральных газопроводах. На практике чаще всего используются процессы абсорбционной (осушка жидкими поглотителями) и адсорбционная (осушка твёрдыми адсорбентами) осушки.

На сегодняшний день, возрастает количество месторождений находящихся на 3 стадии разработки (стадия падающей добычи), что говорит о низком пластовом давлении и повышенной обводненности продукции, именно поэтому разрабатываются различные виды осушки газа, виды регенерации гликолей. Также разрабатывается огромное количество схем установок осушки и модернизаций конструкций (асборберов).

Например, глубокая регенерация гликолей с применением отдувочного газа или применение азеотропной ректификации, что позволяет осушать газы до необходимой точки росы.

1. Геологическая характеристика X НГКМ

1.1. Общие сведения о месторождении

X нефтегазоконденсатное месторождение большей частью площади расположено в X районе X края. Часть его территории, в пределах X лицензионного участка, расположена на территории X района X (X) автономного округа. Ближайший населенный пункт г. X находится в 140 км, а районный центр п. X в 300 км к юго-западу от месторождения (рисунок 1) [2].

Рисунок 1– Обзорная карта района месторождения

Удалена в связи с коммерческой тайной

Район месторождения характеризуется зоной распространения многолетнемерзлых пород, толщина которых достигает 450-480 м, при толщине деятельного слоя не более 0,5-1,0 м. Основными мерзлотно-геологическими процессами и явлениями на территории являются: морозобойное растрескивание, термоэрозия, термокарст, пучение. По долинам рек развиты

солифлюкция, нивация, оползни и оплывины. По берегам озер происходит термоабразия [2].

Климат района работ является арктическим, характеризующимся суровой и продолжительной зимой, и коротким прохладным летом. Среднегодовая температура отрицательная, минус $10-11^{\circ}\text{C}$. Наиболее теплый месяц года июль, средняя температура воздуха в июле $+16^{\circ}\text{C}$, при максимальных значениях до $+30^{\circ}\text{C}$. Наиболее холодные месяцы – январь и февраль, со средней температурой воздуха около -26°C , и максимальной – -57°C .

Количество осадков, выпадающих в виде дождя и снега, составляет 450-470 мм в год. Наименьшее их количество приходится на август – сентябрь. Толщина снегового покрова неравномерна: до одного метра на равнинных участка и до 3 м и более в оврагах и распадках.

На протяжении всего года на рассматриваемой территории дуют сильные ветры, преимущественно северных и северо-западных румбов зимой и южных (юго-западных) летом, со средней скоростью до 5-7 м/с, при максимальных – 25 м/с [2].

Крупных населенных пунктов на данной территории нет, отсутствуют так же автомобильные и железные дороги. Близлежащие населенные пункты гг. Х, Х и п. Х имеют аэропорты круглогодичного действия. Время полета на вертолете от аэропорта Х до участка работ около 1 часа, от Х – 1 час 40 мин. Транспортировка грузов может осуществляться водным путем непосредственно до месторождения в течение весеннего периода, или водным путем до г. Х с последующим вывозом на площадь по зимникам или воздушным транспортом. Электроснабжение объектов Х месторождения осуществляется ГТЭС, работающей на природном газе и с помощью дизельных электростанций.

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

1.2 Геолого-физическая характеристика месторождения

Х нефтегазоконденсатное месторождение отличается сложным геологическим строением:

- наличием зоны вечной мерзлоты;
- наличием четырех залежей нефти, трех - свободного газа, одной газонефтяной и одной нефтегазоконденсатной с газовыми шапками;
- высокой послойной и зональной неоднородностью пород-коллекторов;
- наличием обширных водонефтяных и подгазовых зон;
- неоднородностью по проницаемости;
- давлением насыщения близким к начальному пластовому в газонефтяных залежах;
- Осложнения при эксплуатации скважин на месторождении могут быть вызваны следующими причинами:
 - отложениями АСПВ в оборудовании, в лифтовых колоннах и выкидных линиях;
 - коррозионным износом подземного оборудования;
 - отложениями солей и газогидратов;
 - повышенным содержанием механических примесей;
 - сверхнормативной кривизной скважин;
 - высокая обводненность продукции;
 - неправильный подбор УЭЦН в скважину.

Нефтегазоносность Х месторождения связана с Х, Х, Х и Х уровнями. Залежи свободного газа установлены в пластах Дл-I-III, Як-I, Як-II, нефти – в Як-III-VII, Нх-III-IV, Сд-IX и Нх-I, газовые шапки – в Як-III-VII и Нх-III-IV.

На рисунке 2 представлен сводный литолого-стратиграфический разрез отложений Х месторождения.

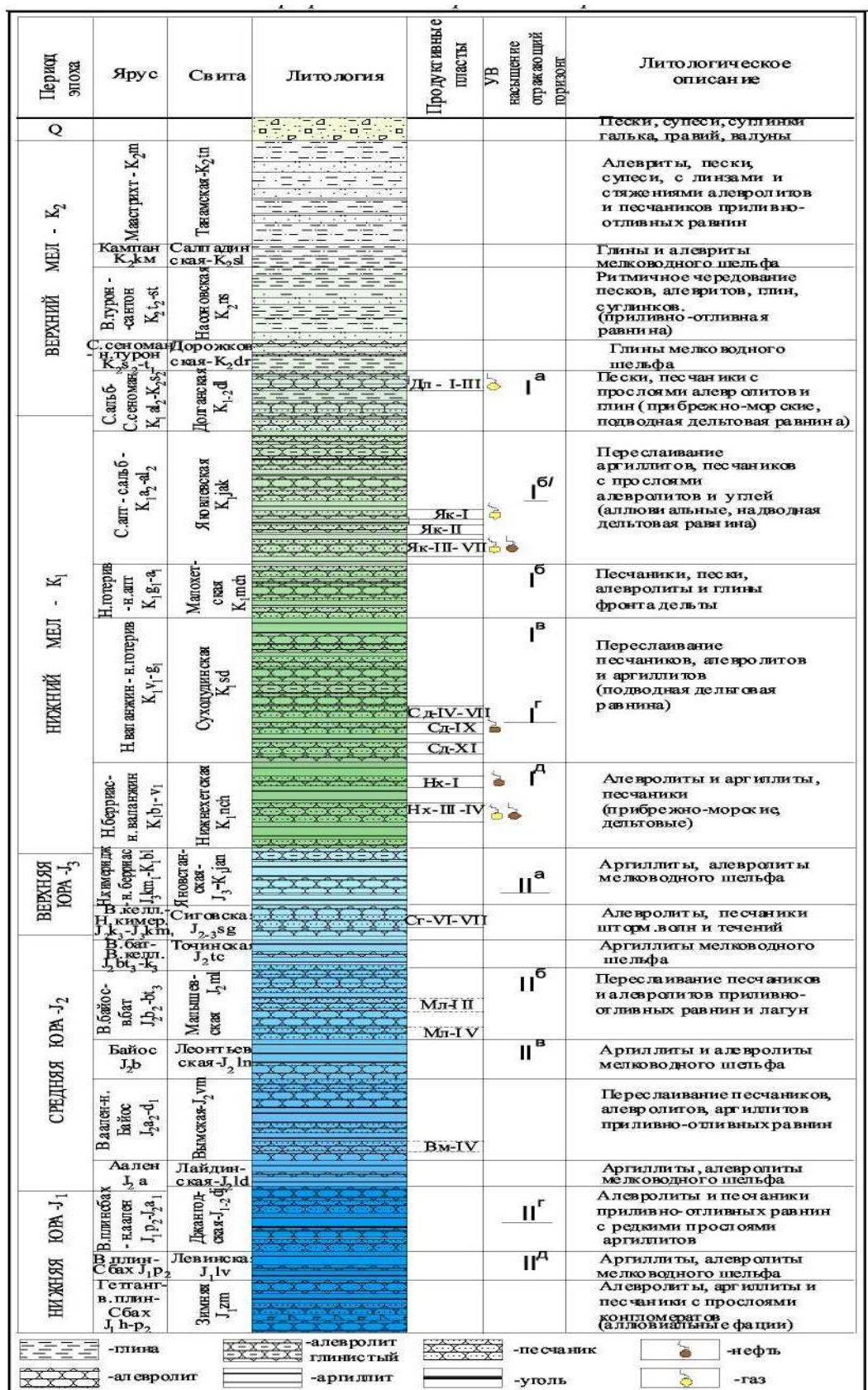


Рисунок 2– Сводный литолого-стратиграфический разрез отложений
X свита - K1(ar1-al3) на месторождении представлена частым
переслаиванием песчанников, алевритов и аргиллитов с преобладанием

глинистых разностей пород. Отличительной чертой этих отложений является интенсивное обогащение глинистых пачек углистым рассеянным материалом, прослоями и линзами углей толщиной 5-6 м. Песчаники серые, желтовато-серые, мелко-среднезернистые, кварцполевошпатовые с прослоями углистых аргиллитов. Алевролиты серые, тонкозернистые, плотные, массивные. Аргиллиты темно-серые с зеленоватым оттенком, тонкослоистые, плитчатые. Породы содержат многочисленные обугленные растительные остатки и прослой бурых углей. В нижней части свиты выделяется песчано-углисто-глинистая пачка, с которой, главным образом, связана продуктивность X свиты (пласты Як-I, Як-II и горизонт Як-III-VII) [2].

Залежь пласта Як-I контролируется северными и южными куполами. Залежь пласта Як-I северного купола - нефтегазовая, пластовая, сводовая, литологически экранированная. Сложен алевропесчаниками и алевролитами. Размеры залежи 7,6×4,6 км, её площадь составляет 25 км². Средняя эффективная газонасыщенная толщина – 3,6м. Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина – 2,4 м. Коэффициент песчанистости – 0,2 доли ед. Расчлененность – 2,8. Начальная пластовая температура – 29 °С, начальное пластовое давление (на ГНК, ВНК) – 15,7 МПа. ГНК установлен на абсолютной отметке – 1579,9м по данным ГИС. ВНК варьируется от -1581 м до -1589 м.

Залежь Як-I-I южного купола – газовая, пластовая, сводовая, литологически ограниченная. Положение ГВК принято на абсолютной отметке – 1588 м. Размеры залежи 5,5-3,6км, площадь 9,98 км². Средняя эффективная газонасыщенная толщина - 2,5 м.

Залежь Як-I-II южного купола - газовая, пластовая, сводовая, литологически ограниченная. Размеры залежи 3,5-2,3км, площадь 6,2 км².

Залежь пласта Як-II нефтегазовая, пластовая, сводовая, литологически экранированная. Площадь залежи составляет 73 км². Коэффициент песчанистости – 0,1 доли ед. Расчлененность – 2,6. Начальная пластовая температура – 29 °С, начальное пластовое давление (на ГНК, ВНК) – 15,7 МПа. Абсолютная отметка ГНК/ВНК – -1600 м.

Залежь пластов Як-III-VII газонефтяная, массивная, сводовая. Размер залежи $29 \times 11,5$ км, её площадь составляет $251,4 \text{ км}^2$, высота нефтенасыщенной части залежи – 50 м, газонасыщенной – 25 м. Коллектор представлен песчаниками и алевролитами. Средняя общая толщина – 57 м. Средняя газонасыщенная часть – 6,9 м, нефтенасыщенная – 17,7 м, водонасыщенная – 28 м. Коэффициент песчанистости – 0,7 доли ед. Расчлененность – 14,6. Начальная пластовая температура – $31,5 \text{ }^\circ\text{C}$, начальное пластовое давление (на ГНК, ВНК) – 15,9 МПа. Абсолютная отметка ГНК – -1616 м, ВНК – от -1632,2 до -1651,9 м.

Отложения X свиты – K1(al3-K2s) (пласт Дл-I-III) согласно перекрывают породы X свиты и представлены преимущественно песчаниками с прослоями алевролитов и аргиллитов. Песчаники серые, светло-серые, кварцполевошпатовые, разномзернистые, горизонтально-, часто косослоистые. Алевролиты и аргиллиты зеленовато-серые, кварцполевошпатовые, реже аркозовые.

Залежь пласта Дл-I-III газовая, пластовая сводовая, литологически экранированная, подстилается подошвенной водой.

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

Возраст свиты ранний валанжин – ранний готерив датируется по комплексу фораминифер и спорово-пыльцевому комплексу. К отложениям свиты приурочен продуктивный пласт Сд-IX.

Залежь пласта Сд-IX газонефтяная, массивная, сводовая, литологически ограниченная. Размеры залежи $5,8 \times 4$ км, её площадь составляет $20,3 \text{ км}^2$, высота – 25 м. Представлена прослоями песчаников и алевролитов. Средняя общая толщина – 31,3 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина – 3,5 м, газонасыщенная – 1,4 м. Коэффициент песчанистости – 0,95 доли ед.

Расчлененность – 3,5. Начальная пластовая температура – 53 °С, начальное пластовое давление (на ГНК, ВНК) – 23,7 МПа. Абсолютная отметка ВНК – -2375 м.

Нижнехетская свита (K1nch). Отложения свиты залегают согласно на отложениях верхней юры. Свита, представлена преимущественно алевролитами и аргиллитами, неравномерно известковистыми. Песчаные и алевроито-песчаные разности имеют подчиненное значение. Порода серого и зеленовато-серого цвета с тонкими прослоями обугленного растительного детрита, встречается глауконит и пирит. Для отложений характерны сложные виды косой слоистости, обусловленной совместным воздействием волн и течений, встречаются деформационные текстуры, окатыши глин, обилие фауны различной сохранности, биотурбация незначительная, в основном ходы обитания. Возраст свиты берриас - ранний валанжин. К отложениям свиты приурочены продуктивные пласты Нх-I, Нх-III-IV.

Залежь пласта Нх-I газонефтяная, пластовая, сводовая, литологически экранированная. В восточной части залежи, в районе скважины СВн-2, залежь ограничена зоной глинизации, шириной около 5 км. Размеры залежи 33,5× 8,9 - 13,9 км, её площадь составляет 312 км², высота 115 м. Пласт представлен прослоями песчаников и алевролитов. Средняя общая толщина – 23,9 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина – 7,5 м, газонасыщенная - 1 м. Коэффициент песчанистости – 0,37 доли ед. Расчлененность – 3,6. Начальная пластовая температура – 58 °С, начальное пластовое давление (на ГНК, ВНК) – 25,9 МПа. Положение ВНК изменяется – от -2646,9 до -2672,5 м. Абсолютная отметка ГНК – -2553,4 м.

Залежь пластов Нх-III-IV нефтегазоконденсатная, пластовая, сводовая. Размеры залежи 30×11,5 км, её площадь составляет 287,3 км², высота нефтенасыщенной части залежи – 44 м, газонасыщенной – 56 м. Литологический состав пород-коллекторов представлен песчаниками и алевролитами. Средняя общая толщина – 44,6 м. Средняя газонасыщенная часть – 14,5 м, нефтенасыщенная – 17,5 м, водонасыщенная – 22 м.

Коэффициент песчанистости – 0,68 доли ед. Расчлененность – 10,3. Начальная пластовая температура – 63 °С, начальное пластовое давление (на ГНК, ВНК) – 27,3 МПа. Абсолютная отметка ГНК/ВНК – -2716 м, ВНК – от -2747,1 до -2766,8 м.

Отбор и исследование глубинных и поверхностных проб пластовых флюидов на Х НГКМ проводился как в процессе разведки, так и после начала эксплуатации месторождения. Начиная с 2007 г., практически все глубинные пробы отбирались в процессе бурения с помощью приборов MDT в скважинах заполненных буровым раствором, после чего пробы переводились в контейнеры для транспортировки и хранения проб в однофазном состоянии (SSB), которые поступали в лабораторию для проведения дальнейших исследований [2].

Определение основных физико-химических свойств поверхностных проб и качественных характеристик товарной нефти проводилось согласно ГОСТ Р 51858-2002.

Состав и свойства свободного газа определены по одной поверхностной пробе, отобранной в начальный период геологоразведочных работ в скв. ВН-4 из нижнехетского горизонта Нх-III. Газ по своему составу относится к сухим, содержанием метана в среднем равно 91,1%. Плотность свободного газа в стандартных условиях, в среднем составляет 0,715 кг/м³.

Нефти пласта Як-II-VII являются смолистыми (6,7%), малопарафинистыми (2,7 %), малосернистыми (0,15 %) с низким выходом легких фракций (17% до 300 °С), с повышенной плотностью (0,902 г/см³). Повышенная плотность нефти характерна для пластов группы Як всего региона [14].

Нефти в пластах Нх-I и Нх-III-IV легкие, плотность – 0,722 г/см³, парафинистые (4,6 - 4,8 %), малосмолистые (0,08 - 0,11 %), с высоким выходом легких фракций (43 - 47 % до 300 °С), с температурой замерзания не выше -30 °С.

Разведочные работы на месторождении продолжаются. Учитывая довольно значительные размеры поднятия и, как следствие, выявленных в его пределах нефтяных и газонефтяных залежей, в новых скважинах планируются обширные исследования по опробованию продуктивных пластов и, в том числе отбору керна и проб флюидов, что позволит в последующем уточнить соответствующие параметры.

Имеющиеся данные по физико-химическим свойствам нефти и газа тщательно проанализированы в работе по подсчету запасов УВ. При этом отмечено различие свойств нефти на юге и на севере структуры, что дало основание дифференцировать их по указанным участкам с последующим использованием при оценке запасов и в технологических расчетах.

Свойства газа принимаемые в дальнейших технологических расчетах соответствуют принятым в подсчете запасов [2].

Гидрохимические исследования пластовых вод X месторождения проводились по общепринятой методике и заключались в опробовании как разведочных, так и эксплуатационных скважин и анализе результатов, базирующихся на обобщении имеющихся геолого-геофизических данных, позволяющих использовать их для разностороннего изучения месторождения и среды его формирования на основе выяснения целого ряда ее параметров: геолого-гидрохимических, геотермических, гидродинамических и др. Этим обеспечивается не только констатирующий, но и достаточно уверенно прогнозируемый характер получаемых выводов и рекомендаций.

Как следует из материалов оперативной оценки запасов X месторождения, пластовые воды обладают весьма однообразным химическим составом, характеризующимся преобладанием ионов хлора и натрия, невысокой (5-15г/л) минерализацией и низким (вплоть до полного отсутствия) содержанием сульфатов.

Воды X горизонта являются гидрокарбонатно-натриевыми, минерализация их 7,3г/л, содержание сульфатов менее 6мг/л, а на долю хлора и натрия приходится более 90%*экв/л.

Для вод X горизонта, при гидрокарбонатно-натриевом типе, характерна повышенная минерализации (13,7г/л), следствием чего, в разрезе месторождения имеет место гидрохимическая инверсия, проявляющаяся в некотором снижении минерализации пластовых вод с глубиной (Денисов С.Б. 2005г).

1.3. Общее состояние разработки

Запасы углеводородов X месторождения впервые были утверждены ГКЗ МПР РФ в 1997г.

В 2008 году в связи с изменением геологического строения по результатам бурения скважин выполнен пересчет запасов и утвержден ГКЗ Роснедра.

ООО «Х» ведет разработку X нефтегазового месторождения, расположенного на севере X края. Промышленная эксплуатация X началась в августе 2009 года.

На сегодняшний день на X уровень полезного использования ПНГ составляет 98 %, что является одним из самых высоких показателей в отрасли [31].

На данный момент запасы углеводородов, утвержденных в ГКЗ, имеются следующем количестве:

- нефти (геологические/извлекаемые) по категории BC1 -1092000/464400 тыс. т; по категории C2 – 20200/5700 тыс.т.;
- растворенного газа: BC1 – 39399/50317 млн.м³; C2- 354/354 млн.м³;
- конденсата: BC1 - 7017/4621 тыс.т, C2 – -/- тыс.т;
- газа газовой шапки: BC1 - /47856 млн.м³, C2 - /3459 млн.м³;
- свободного газа: BC1 -/52352 млн.м³, C2 - /795 млн.м³ [2].

Запасы нефти и газа по объектам представлены на рисунке 3.

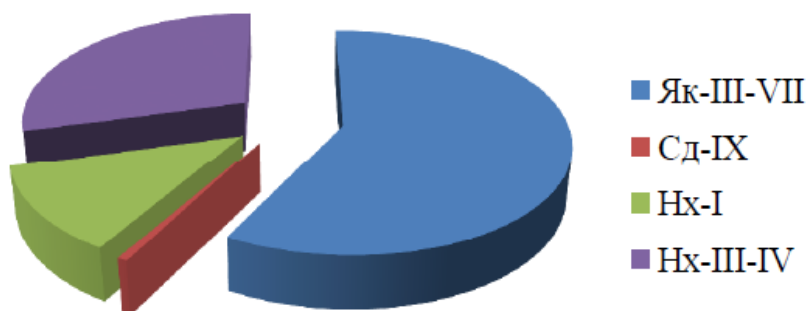


Рисунок 3 – Геологические запасы нефти и газа по объектам разработки [31].

Основными эксплуатационными объектами месторождения являются: Дл-I-III (газ), Як-III-VII (нефть и газ), Сд-IX (нефть), Нх-I (нефть) и Нх-III-VII (нефть и конденсат).

По состоянию на 01.01.2018 г. в целом по месторождению накопленная добыча нефти составляет – 91923,5 тыс.т, жидкости – 134788 тыс.т, конденсата – 1187,1 тыс.т, газа газовых шапок – 15314,4 млн.м³, свободного газа – 2409,9 млн. м³, накопленная закачка воды – 104723,5 тыс.м³ [29].

Промыслово - геофизические исследования скважин в добывающем и нагнетательном фондах на X месторождении выполняются в полном объеме, результаты которых учтены при построении моделей, выполнении расчетов.

Проводятся обязательные дополнительные исследования в горизонтальных участках скважин - ГК, ГГКп, НКТ, инклинометрия, электрометрия.

Удален в связи с коммерческой тайной.

Рисунок 4 – Добыча природного газа на X месторождении

На рисунке 5 представлены данные по добыче газа в динамике в прогнозном соотношении

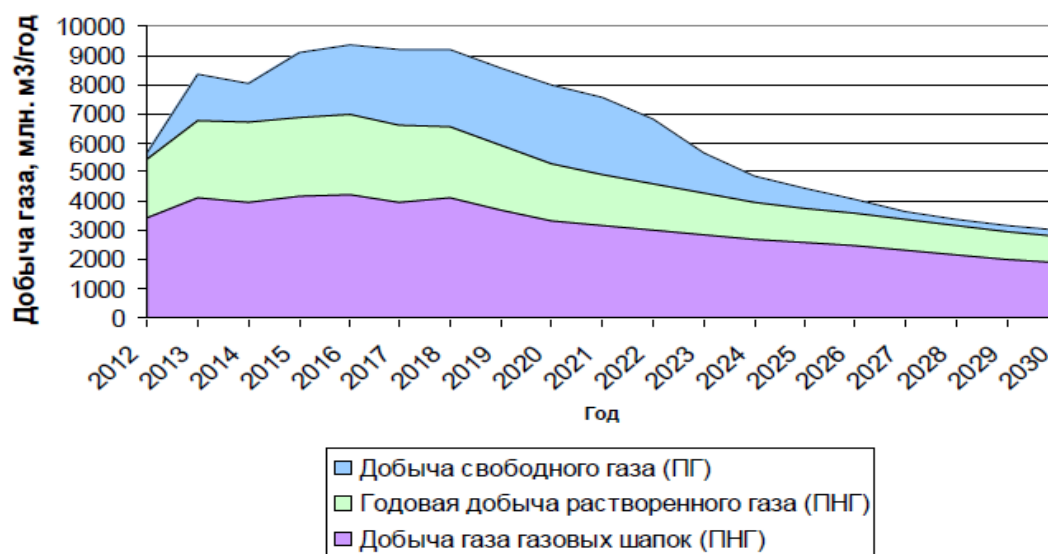


Рисунок 5 – Динамика добычи ПНГ и ПГ

Динамику изменения текущего и планового объема газа, используемого по данным направления можно проследить на рисунке 5.

Для обеспечения подготовки добываемого газа для его потребления на собственные нужды или реализации сторонним организациям на X месторождении предусмотрена довольно обширная газовая инфраструктура [2].

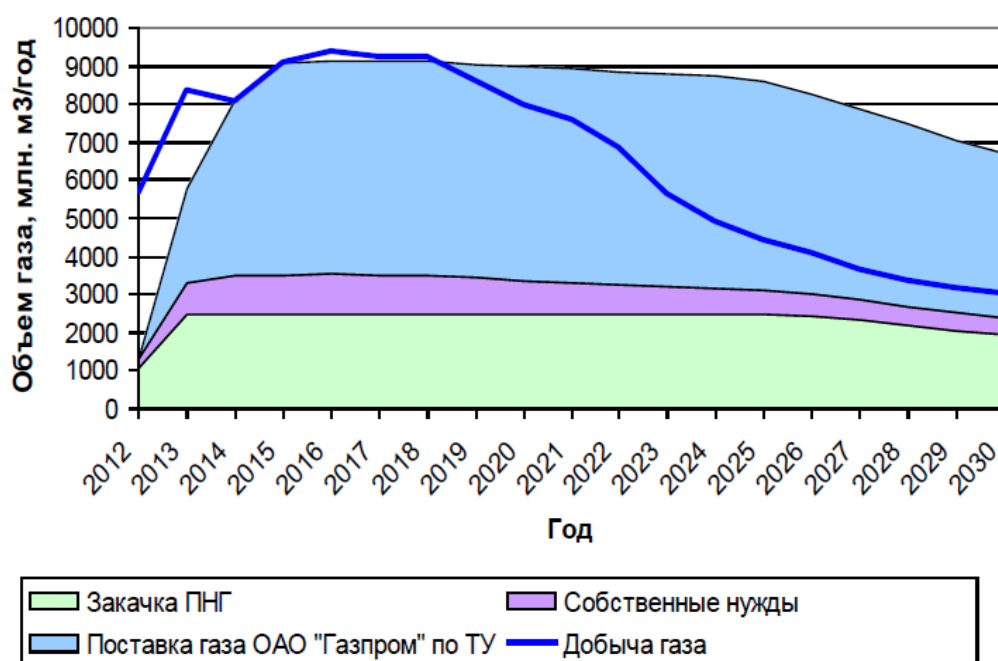


Рисунок 6 – Использование газа на месторождении

Таким образом, природный газ, имеет важное экономическое значение, как для добычи нефти и нужд самого предприятия, так и для близлежащих территорий.

2. Методы и этапы осушки природного газа

2.1. Общая характеристика

Природный газ широко используется в качестве недорогого топлива с высокой теплотворной способностью для бытовых и промышленных нужд.

Для этих нужд, из состава газа, используются метан и частично этан. Однако также в природном газе содержатся ценные соединения, такие как: пропан, бутан и пентан, которые эффективно используются для других целей (химическое сырьё, моторное топливо). Поэтому перед подачей газа в магистральные трубопроводы из него необходимо извлечь тяжёлые углеводороды от этана до пентана. Так же должна быть удалена и вода, для обеспечения безгидратного транспорта газа [15].

Низкая точка росы по воде является основным требованием к топливу на сжатом природном газе.

Типовые значения точки росы по воде, исходя из наиболее распространенных методов осушки газа, приведены ниже:

- Для транспортировки природного газа в зависимости от географического региона - в диапазоне от 0 °C до -20 °C. Однако данная температура может быть ниже в случае транспортировки по протяженным подводным газопроводам
- Для извлечения конденсата/СНГ - в диапазоне от -20 °C до -50 °C
- Для извлечения ШФЛУ и производства СПГ требуемое содержание остаточной воды ниже 0,1 ppm об. соответствует точке росы по воде ниже -80 °C [18].

Оборудование для осушки газа требуется устанавливать, когда точка росы по воде выше минимальной температуры окружающей среды. По требованию заказчика и рабочих условий определяется необходимое оборудование. Следует использовать установки по осушки природного газа с регенерацией тепла, для достижения очень низкой точки росы по воде для широкого диапазона рабочего давления.

Выбор способа подготовки газа к транспортировке, определяется следующими важными факторами:

- Техническими требованиями на поставку газа в магистральные газопроводы в соответствии с СТО Газпром 089-2010;
- Составом пластового газа, присутствием в нём тяжелых углеводородов, диоксида углерода, сероводорода, примесей инертных газов;
- Температурой и давлением, дебитом газа на устье скважин и их динамикой по годам разработки месторождения;
- Наличием местных потребителей C_{3+B} , имеется в виду строительство газохимических комплексов [37].

Для соответствия стандартным требованиям существуют следующие основные решения:

1) Низкотемпературная сепарация (НТС) или конденсация (НТК)

Данная технология предусматривает:

- первичную сепарацию газа и улавливание жидкостных пробок во входном газосепараторе;

2) Осушка газа:

Осушка природного газа может проводиться различными способами, как правило технология в целом предусматривает:

- первичную сепарацию газа и улавливание жидкостных пробок во входном газосепараторе;
- абсорбционную или адсорбционную колонну, в которых, в зависимости от метода, используется жидкий абсорбент или твердый адсорбент для поглощения влаги, находящейся в газе [12].

В случае абсорбционной осушки:

- выходной газосепаратор, в котором осуществляется осаждение (улавливание) абсорбента.

В случае адсорбционной осушки:

- выходной фильтр-сепаратор, в котором осуществляется осаждение (улавливание) адсорбционной пыли [2].

Также, если в составе пластового газа на месторождении отмечается наличие «кислых» компонентов, то в первую очередь применяется очистка газа от данных компонентов (например, аминами) и одновременная частичная его осушка. После этого проводится доосушка газа адсорбционными методами, затем газ проходит подготовку в низкотемпературных процессах для выделения тяжелых углеводородов [1].

Осушка газа представляет собой основной этап подготовки газа, который применяется практически на всех установках подготовки газа во избежание образования гидратов в природных газах с высоким давлением при транспортировке или в ходе криогенной переработки газа (извлечение ШФЛУ/СНГ, производство СПГ). Осушка также применяется для предотвращения коррозии, вызванной сконденсированной водой в потоках высокосернистого газа [28].

Выбор способа осушки газа – важный шаг, что обусловлено различной практической значимостью каждого отдельно взятого подхода и его применимостью на практике.

Коммерческое применение нашли следующие способы:

1. Физические методы:

- Абсорбция – Осушка газа при помощи жидких поглотителей;
- Адсорбция – Осушка газа при помощи твердых поглотителей.
- Конденсация – Охлаждение с впрыском ингибиторов

гидратообразования (гликолей или метанола);

- Мембраны – На основе эластомеров или стеклообразных полимеров;

2. Химические методы:

- Гигроскопичные соли обычно хлориды металлов (CaCl_2 и пр.);

3. Комбинированные методы.

- Осушка газа впрыском гликоля и т.д.

2.2. Виды методов осушки газа

Для осушки газа применяются различные технологии. Если для целей процесса не требуется достижение очень низких значений точки росы по воде,

целесообразно предусмотреть подачу метанола и осушку силикагелем, в частности для транспортировки газа. Когда требуются более низкие значения точки росы, как это бывает в большинстве случаев, предусматривается осушка гликолем (МЭГ, ДЭГ и в основном ТЭГ) в диапазоне от -10°C до -40°C . В случае извлечения ШФЛУ и производства СПГ, когда требуются значения точки росы по воде ниже -80°C , можно использовать молекулярные сита.

Осушка на молекулярных ситах: молекулярные сита представляют собой кристаллические высокопористые материалы, состоящие из алюмосиликатов, и характеризующиеся очень большой внутренней поверхностью с высокими адсорбирующими свойствами, позволяющими достичь очень низкого содержания остаточной воды в подготовленном газе, как правило, в диапазоне от 0,1 ppm об. до 1 ppm об. Молекулярные сита также могут применяться для осушки ШФЛУ или легкого конденсата на уровне ppm.

Обычно применяются молекулярные сита типов 3А и 4А в зависимости от состава сырья. В особенности рекомендуется тип 3А для минимизации образования COS, когда сырье содержит CO_2 и H_2S , тогда как для осушки ШФЛУ, как правило, применяются сита типа 5А.

Предусмотрен циклический режим работы после насыщения слоя молекулярных сит водой он регенерируется путем нагрева и последующего охлаждения для восстановления адсорбирующей способности. Регенерация обычно осуществляется по схеме замкнутого контура, в которой газом регенерации является отдув осушенного подготовленного газа и нагнетаемый посредством компрессора регенерации [10].

Осушка на силикагеле: принцип действия аналогичен применению молекулярных сит с аналогичной конфигурацией установки, однако, силикагель обеспечивает содержание остаточной воды в подготовленном газе только в диапазоне от 5 до 10 ppm и точку росы на уровне от -40°C до -50°C , что является промежуточным вариантом между использованием гликолей и молекулярных сит.

Подача метанола, как правило, применяется для ингибирования гидратообразования и осушки на устьях скважин, а также в многофазных транспортировочных линиях, для транспортировки газа по трубопроводам, или в установках извлечения СНГ или СПГ, когда требуются умеренные величины точки росы. Стандартное значение точки росы по воде варьируется в диапазоне от 0 °С до -40 °С в зависимости от условий эксплуатации, чистоты метанола и расхода его подачи. Метанол характеризуется высокими потерями на испарение. Однако в некоторых случаях остаточную жидкую фазу метанола можно рекуперировать при помощи дистилляции [14].

В лабораториях обычно используются химические методы. Существует множество веществ, способных воздействовать на газ и обеспечить его полную осушку. Но проблема состоит в том, что в промышленных масштабах реализовать их восстановление достаточно сложно, а зачастую и просто невозможно. Одноразовое использование восстановителей нерационально, поскольку обходится очень дорого.

Разберем подготовку осушки газа хлористым кальцием. Абсорбер для осушки рассматриваемого типа представлен на рисунке 7.

Данного типа дегидраторы используются для осушки незначительных объемов газа на некоторых промыслах, особенно там, где их обслуживание получается дорогостоящей (сложнодоступные территории, холодные климатические условия и т.д.).

Промысловые хлоркальциевые дегидраторы состоят из трёх секций:

- Нижняя или сепарационная секция, куда происходит поступление газа и отделяется жидкость. Раствор хлористого кальция вместе с поглощенной влагой собирается внизу аппарата, далее переводится в специальную яму;
- Центральная или тарелочная секция, содержит 3-5 тарелок прямооточного типа, а поток газа поступающий через них движется вверх аппарата навстречу стекающему раствору хлористого кальция. Осушитель переходит в верхнюю часть тарелочной секции.

- Верхняя секция, представляет собой емкость, в которую периодически загружается 450-820 кг. таблеток безводного хлористого кальция диаметром 1-2,5 см. Здесь удаляется около двух кг воды на один кг хлористого кальция.

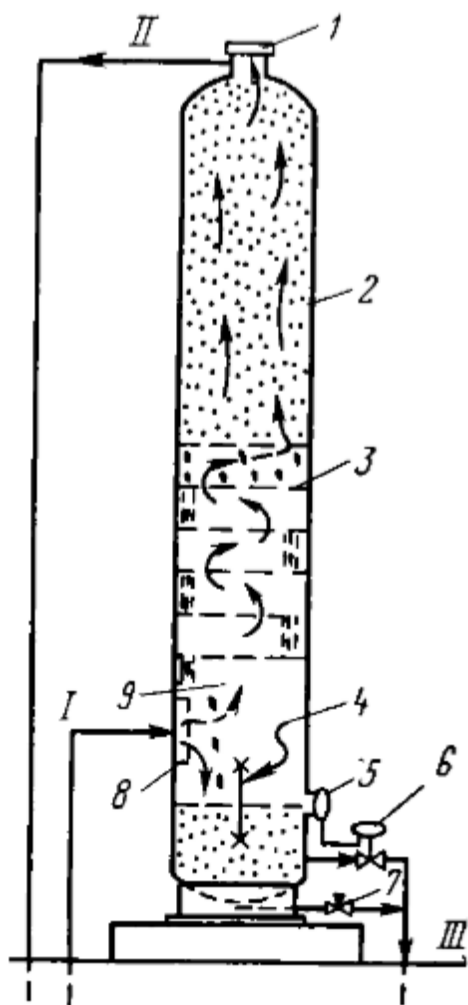


Рисунок 7 – Схема работы хлоркальциевого дегенератора [Д.М.Кемпбел Очистка и переработка газов. Москва, «Недра» 1977]

1—люк для загрузки хлористого кальция; 2—отсек таблетированного хлористого кальция; 3—центрально (тарелочный) отсек; 4— указатель стеклянного уровня; 5—регулятор уровня жидкости; 6—клапан для сброса раствора хлористого кальция; 7—дренажная задвижка; 8—каплеотбойник; 9—сепарационная секция; I—сырой газ; II— осушенный газ; III—жидкость из аппарата (дренирование).

Иногда на входе в дегидратор устанавливается нагреватель, при необходимости подогрева другого промышленного оборудования.

Альтернативой химической осушки газов являются методы, основанные на физических принципах. Но все же лучше брать лучшее от каждого подхода.

2.3. Осушка газа абсорбционным методом

Природные и попутные газы, добываемые под повышенным давлением и при пониженных температурах нефтедобычи, содержат капельную и парообразную влагу, которая вызывает создание гидратов – затвердевших углеводных компонентов газовой смеси с включением в них молекул воды.

Осаждаясь в виде льда на стенках трубопроводов и аппаратов, гидраты сужают их внутреннее сечение, уменьшают пропускную способность трубопроводов и часто приводят к полной их закупорке. Присутствие в углеводородных газах кислых компонентов (CO_2 , H_2S и др.) приводит к сильной коррозии трубопроводов и аппаратов. Обычно содержание паров воды, CO_2 , H_2S в очищенном природном газе регламентируется.

При осушке газа методом абсорбции используются специальные жидкие реагенты, способные поглощать из газов воду. Для реализации такого способа необходима специальная установка, которая в состоянии обеспечить непосредственный контакт реагента с газом. В качестве поглотителей при данном подходе чаще всего применяется раствор диэтиленгликоля или триэтиленгликоля. [7].

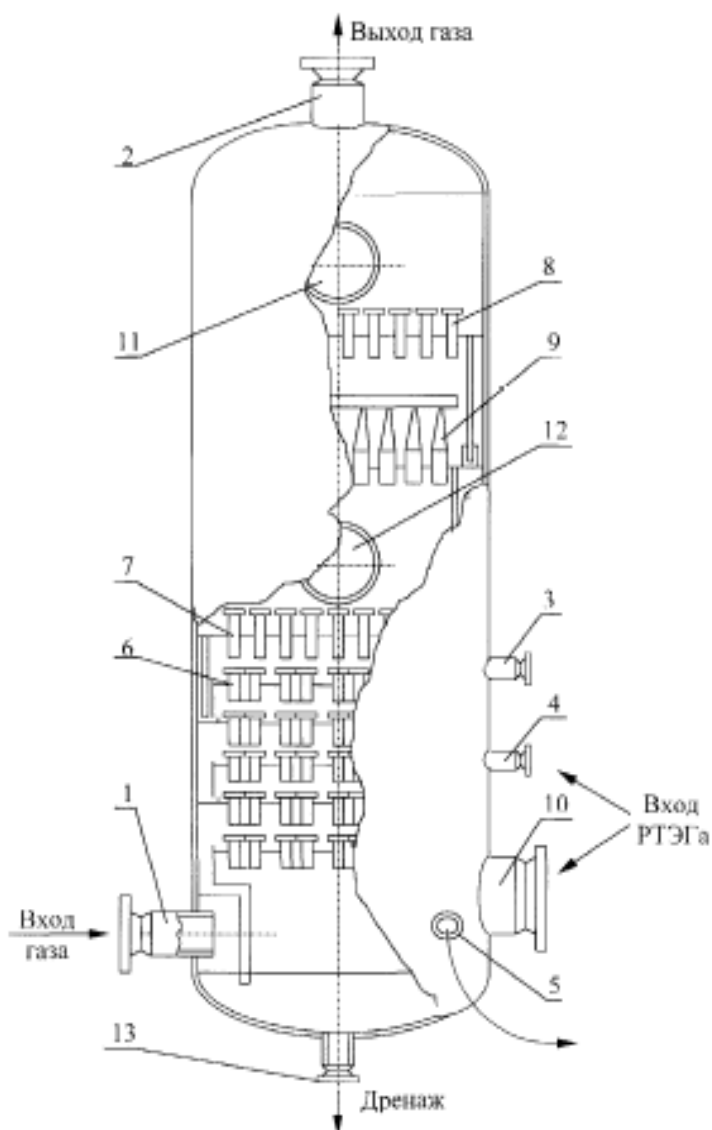


Рисунок 8 – Абсорбер

1 - Штуцер входа газа; 2 - Штуцер выхода газа; 3 - Штуцер входа РТЭГа; 4 - Штуцер входа РТЭГа; 5 - Штуцер выхода РТЭГа; 6 - Массообменный элемент; 7 - 8 - Центробежный элемент; 9 - Фильтрационный элемент; 10 - 11 - Люк-лаз; 12 - Люк-лаз; 13 - Штуцер дренажа.

Абсорбция предусматривает поступление обрабатываемого газа в нижнюю часть установки. В это же время с верхней части навстречу движется раствор поглотителя. Далее насыщенный влагой осушитель поступает в

сепаратор, где из него сначала удаляется газ, поглощенный внутри установки. Далее следует подогрев и регенерация этиленгликоля, состоящая в выделении поглощенной ранее влаги. Затем цикл повторяется.

Основное преимущество абсорбционного способа – это возможность его автоматизации и проведения осушки до значения «точки росы» (-70°C), приемлемого в большинстве практических случаев [28].

Очистка базируется на использовании твердых поглотителей. Это может быть цеолит, оксид алюминия или силикагель. Поглощенная влага извлекается из пор при помощи внешних воздействий. При адсорбции газов можно достичь более низкой «точки росы» (-90°C), но выбор конкретного адсорбента зависит от химического состава осушаемого газа.

В целях борьбы с гидратообразованиями и для очистки газов от кислых примесей на газоперерабатывающих заводах эксплуатируют абсорбционные установки, в которых осушают и очищают газ, используя абсорбенты и специальные вещества (ингибиторы), снижающих температуру гидратообразования.

Основными видами промышленных адсорбентов, используемые при подготовки газа, относятся синтетические цеолиты, силикагели и окись алюминия [13].

Силикагели – наиболее распространенные в промышленной практике минеральные адсорбенты на основе двуокиси кремния. Они содержат хорошую развитую поверхность, производятся в виде гранулированных шариков или кусочков в неправильной форме размером от 0,1 до 7,0 мм. В зависимости от гранулометрического состава и характера пористости различают:

- крупный силикагель мелкопористый - КСМ;
- мелкий силикагель среднепористый - МСС;
- мелкий силикагель мелкопористый - МСМ.

Характеристика шариковых силикагелей дана в таблице 1.

Таблица 1 – Характеристика шариковых силикагелей

Тип адсорбента	Марка силикагеля	Насыпная плотность. г/см ³	Характеристика пористой структуры		
			Суммарный объем пор. см ³ /г	Удельная поверхность. м ² /г	Средний радиус пор. А°
Крупнопористый	КСК № 1	0.42	1.10	300	80-100
	КСК № 2	0.38-0.45	1.05-1.25	300-350	60-75
Среднепористый	КСС № 3	0.50-0.55	0.76-0.85	500-600	26-35
	КСС № 4	0.56-0.65	0.61-0.75	550-650	18-25
	КСМ № 5	0.65-0.75	0.46-0.60	580-680	15-20
Мелкопористый	КСМ № бп	0.8	0.25-0.45	400-550	10-14

Тем самым, технологический процесс является в избирательном поглощении порами поверхности твердого адсорбента молекул воды из газа, со следующим исключением их из пор путем использования внешних воздействий. Адсорбционный процесс подготовки газа дает возможность добиться депрессии точки росы в 100°С. (наименьшая точка росы, получаемая адсорбцией около -90°С.). При подборе используемых адсорбентов на установках адсорбционной подготовки газа требуется обращать внимание на состав газа, присутствия в нем каких либо компонентов оказывающих влияние на адсорбенты и прочих факторов оказывающих влияние на процесс и итоговый результат.

Разновидности адсорбентов: синтетические цеолиты, силикагели, оксиды алюминия.

На типовой установке адсорбционной подготовки, технологический процесс осушки газа показывает упорядоченное выполнение следующих этапов в пределах одного рабочего цикла осушки:

- адсорбция
- нагрев адсорбента
- десорбция
- охлаждение адсорбента

Известные способы сушки и очистки газа предусматривают подачу абсорбента в абсорбер, массообменное взаимодействие абсорбента с осушаемым газом и очистку в многофункциональном аппарате. Абсорбционные установки отличаются тем, что в них осуществляют непрерывное подведение абсорбента и отвод на регенерацию насыщенного влагой или продуктами окисления абсорбента в регенератор, а также рециркуляцию регенерированного поглотителя. Абсорбцию проводят в абсорберах поверхностного типа или используют смешение абсорбента и газа с одновременным охлаждением и сепарацией капель влаги [28].

Процесс сушки газа абсорбционным способом рассчитывают или графоаналитическим методом с использованием графиков для определения равновесного влагосодержания углеводородных газов, либо на основе уравнения Кремсера для расчетов числа контактных тарелок. Применение триэтиленгликоля для сушки и очистки газа в промышленности не получило широкого распространения из-за его дороговизны, поэтому оно оправдано при больших объемах перерабатываемого газа.

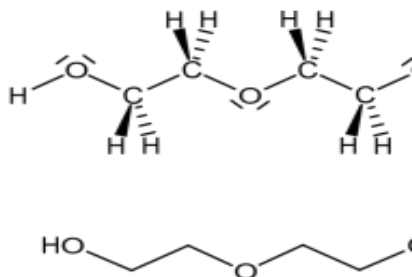
2.4. Гликолевая осушка газа

Осушка и регенерация на гликоле: осушка на гликоле представляет собой одну из самых распространенных технологий подготовки газа.

Триэтиленгликоль (ТЭГ) является наиболее часто используемым гликолем благодаря повышенной температуре регенерации, которая позволяет сократить содержание остаточной воды в регенерированном гликоле и обеспечить более низкие точки росы подготовленного газа. Диэтиленгликоль (ДЭГ) и моноэтиленгликоль (МЭГ) также применяются, но, как правило, они используются в целях ингибирования гидратообразования.

Благодаря высокому показателю гигроскопичности триэтиленгликоль используют как осушитель природного газа и воздуха.

Структурная формула



Истинная, эмпирическая, или брутто-формула: $C_6H_{14}O_4$

Таблица 2 – Химический состав Триэтиленгликоля

Символ	Элемент	Атомный вес	Число атомов	Процент массы
C	Углерод	12,011	6	48%
H	Водород	1,008	14	9,4%
O	Кислород	15,999	4	42,6%

Молекулярная масса: 150,174

Триэтиленгликоль, ТЭГ представляет собой бесцветную вязкую жидкость без запаха с молекулярной формулой $HO-CH_2-CH_2-O-CH_2-CH_2-O-CH_2-CH_2-OH$. Он используется в качестве пластификатора для винила. Он также используется в качестве дезинфицирующего средства. Триэтиленгликоль также используются в качестве жидкого осушителя для природного газа и в системах кондиционирования воздуха. В качестве добавки для гидравлических и тормозных жидкостей.

Физические свойства

Плотность составляет 1,1 г/см³

Термические свойства

Температура кипения 285⁰С

Стоит повторить, что данное вещество представляет собой бесцветную жидкость. Получают ее в процессе изготовления других отдельных химических веществ - этиленгликоля и диэтиленгликоля. Другими словами, данный раствор является продуктом побочного выхода.

Существует две основных марки триэтиленгликоля, которые отличаются содержанием процента ТЭГ:

- А марка – содержание ТЭГ 98%, в составе есть доля альдегидов, а также кислот;
- Б марка – содержание ТЭГ 90%.

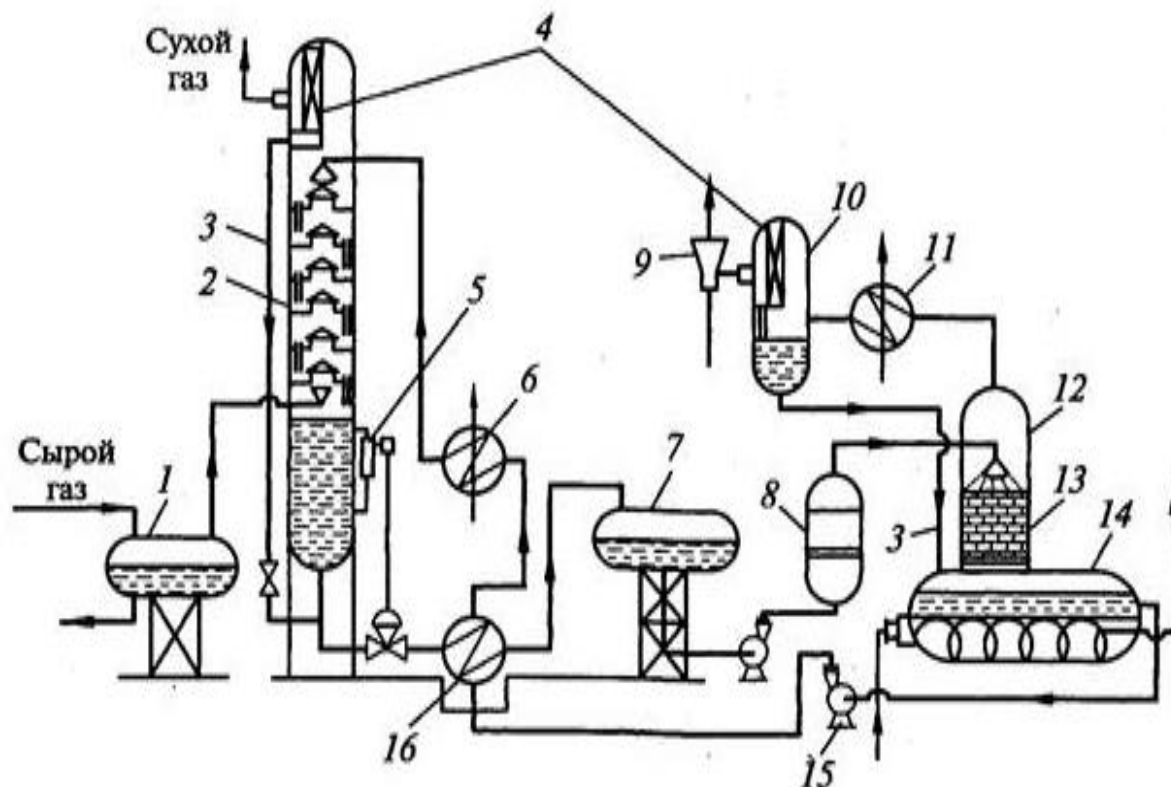


Рисунок 9 – Принципиальная схема абсорбционной осушки газа

1 – сепаратор; 2 – абсорбер; 3 – линия слива уловленного гликоля; 4 – жалюзийный каплеуловитель; 5 – регулятор уровня; 6 и 11 – холодильник; 7 – виветриватель; 8 – фильтр; 9 – эжектор; 10 – сепаратор для улавливания гликоля; 12 – выпарная колонна (десорбер); 13 – кольца Рашига; 14 – кипятильник (испаритель); 15 – насос; 16 – теплообменник.

Гликолевая осушка газа представляет собой селективное поглощение паров воды специальным жидким абсорбентом. Сейчас на практике для решения такой задачи используются преимущественно диэтиленгликоли или триэтиленгликоли.

Суть процесса гликолевой осушки сводится к следующему. Сначала обезвоженный и концентрированный гликоль подают в верхнюю часть абсорбционной колонны. Там он взаимодействует с увлажненным газом. Поглощение воды гликолем обеспечивается за счет физической абсорбции. Разбавленный гликоль выходит с низа колонны. В свою очередь, осушенный газ выводится с верха абсорбера и дальше идет или в газопровод, или же на дальнейшую переработку [28].

От концентрации гликоля зависит глубина осушки газа, с которым взаимодействует газ в абсорбере. Предельной возможной концентрации гликоля, которой можно достичь, является 97%.

Абсорбция гликолем с концентрацией гликоля 96-97% позволяет достигать депрессии точки росы осушаемого газа 30°C.

Повышение концентрации гликоля до 99% способствует, значению депрессии точки росы вырасти до 40°C.

В случае, если типовых настроек процесса осушки не хватает для получения требуемого качества осушки газа, можно использовать аппаратное оформление установки для осуществления процесса осушки в двух ступенчатом исполнении.

Первичная осушка осуществляется по типовому циклу, газ осушается в абсорбере, взаимодействуя с гликолем концентрацией 96 %, далее переходит в абсорбер вторичной осушки, где уже осушенный на начальном этапе газ вторично осушается гликолем концентрации 99,5 %. В десорбере первого этапа осушки, процесс регенерации гликоля происходит под давлением 1-2 атм, а в десорбере вторичной осушки под вакуумом. [29].

Применение процесса двух стадийной осушки газа, позволяет получить на выходе с установки депрессию точки росы около 90°C.

Таблица 3 – Физико-химические свойства гликолей

№	Показатели	ДЭГ	ТЭГ
1	Формула	$C_4H_8(OH)_2$	$C_6H_{12}(OH)_2$
2	Молекулярная масса	106,12	150,17
3	Температура кипения. ° С. при давлении:	244,8	278,3

	101.3 кПа		
	6.66 кПа	164	198
	1.33 кПа	128	162
4	Температура замерзания. °С	-9	-7,6
5	Температура начала разложения. °С	164,4	206,7
6	Плотность при 20 °С. кг/м ³	1118,4	1125,4
7	Удельная теплоемкость при 20 °С. кДж/кг*К	2,09	2,2
8	Вязкость при 20 °С. мПа*с	35,7	47,8
9	Теплопроводность. Вт/м*К	0.25	
10	Критическое давление. МПа	5,1	3,72
11	Критическая температура. К	683	713

Для регенерации гликоля существует несколько различных методов. При повышении чистоты ненасыщенного гликоля точка росы подготовленного газа и циркуляция гликоля понижаются, но сложность регенерации возрастает:

- Простое испарение: для регенерации применяется только ребойлер ТЭГ. Типовая концентрация ненасыщенного ТЭГ составляет 98,5% масс., обеспечивая снижение значений точек росы по воде в диапазоне 40°С.
- Классическая отпарка: добавляется классическая отпарная колонна. Типовая концентрация ненасыщенного ТЭГ составляет 99,9% масс., обеспечивая снижение значений точек росы по воде в диапазоне 70 – 80 °С.
- Улучшенная отпарка: за счет увеличения расхода отпарного газа и сложности отпарной колонны обеспечивается максимальная типовая концентрация ненасыщенного ТЭГ 99,95% масс., обеспечивая снижение значений точек росы по воде в диапазоне 80 – 90 °С .
- Разбавленный гликоль из абсорбера дросселируется до низкого давления и подается в емкость выветривания. Это нужно для того, чтобы отделить растворенные углеводороды. Далее гликоль подогревают в рекуперативном теплообменнике и подают в регенератор. Последний состоит из насадочной колонны, ребойлера и конденсатора. Там происходит концентрация гликоля до исходной чистоты, что достигается благодаря испарению поглощенной ранее воды.

Запатентованные процессы регенерации гликоля компании “Siirtec Nigi” (DRIGAS™ - ECOTEG™): при помощи запатентованных процессов компании “Siirtec Nigi” можно достичь большей степени чистоты и более низких точек росы. Процесс DRIGAS™ базируется на рециркуляции газа регенерации, обеспечивая очень высокую интенсивность отпарки с чистотой ненасыщенного ТЭГ в размере 99,98%, и снижением точки росы подготовленного газа в диапазоне 100 °С. Процесс DRIGAS™ не требует дополнительных растворителей. Отпарной газ рециркулирует, благодаря чему его потребление значительно снижается. Уменьшаются эксплуатационные затраты и загрязнение.

Процесс ECOTEG™ базируется на схеме, аналогичной процессу DRIGAS™, и применяется для осушки газов, насыщенных ароматическими соединениями (бензол, толуол, этилбензол и ксилен), т.е. в том случае, когда критичным фактором является контроль сбросов загрязнителей, так как выбросы ароматических соединений в окружающую среду отсутствуют. Основным преимуществом процесса ECOTEG™ является возможность удовлетворения более жестких нормативных требований по утилизации без дополнительного оборудования, низкие эксплуатационные затраты и низкая точка росы газа (аналогично процессу DRIGAS™).

При сушке газа гликолем используется разница парциальных давлений водяных паров, имеющих место в абсорбенте и газе. Только от гигроскопичных свойств осушителя, температуры и давления, а также эффективной площади контакта зависит, какое количество влаги можно будет извлечь из газа при помощи абсорбента [28].

Осушка газа абсорбционным методом использует преимущественно гликоли, диэтиленгликоли и триэтиленгликоли, которые способны поглощать влагу до 40 г/л, а также кислые газы до 99% от их первоначального содержания.

2.5 Характеристика гликолей применяемых в качестве абсорбента и их влияние на степень осушки природного газа

Производительность установок абсорбционной осушки природного газа гликолями характеризуется следующими основными параметрами:

- точка росы по воде в осушаемом газе;
- величиной невозвратных потерь абсорбента (в капельном виде с осушенным газом, при проведении технологических мероприятий по замене абсорбента и вследствие аварий, вследствие испарения) [9].

Для осуществления эффективного процесса абсорбционной осушки природного газа абсорбент обязан иметь следующие основные свойства [8,9]:

- высокую гигроскопичность воды из потока добываемого природного газа;
- небольшая взаимная растворимость абсорбента и углеводородных компонентов природного газа;
- малое давление насыщенных паров;
- легкая регенерация до существенно высокой концентрации;
- небольшая вязкость при эксплуатации абсорберов;
- значительная стойкость к термическому распаду и окислению;
- небольшая коррозионная активность в эксплуатации;
- небольшая склонность к пенообразованию;
- не вступающие в химические реакции с природным газом и его примесями.

Всем выше перечисленным требованиям в оптимальной мере отвечают гликоли. Они обладают высокой гигроскопичностью по отношению к воде, имеют небольшую упругость паров, легко регенерируются до высоких концентраций при нагреве, не вступают в химические реакции с компонентами природного газа и его примесями, их чистые растворы имеют низкую вероятность вспенивания.

Таблица 4 – Физико-химические свойства гликолей [15].

Показатели	ЭГ	ДЭГ	ТЭГ	ПГ
Химическая формула	C ₂ H ₆ O ₂	C ₄ H ₁₀ O ₃	C ₆ H ₁₄ O ₄	C ₅ H ₈ O ₂
Молекулярная масса, кг/кмоль	62,07	106,12	150,17	76,09
Относительная плотность	1,116	1,1184	1,1254	1,034
Давление насыщенных паров при 20оС, Па	8,0	1,31	1,31	10,68
Вязкость при 20 оС, мПа/с	20,9	35,7	47,8	56,0
Удельная теплоемкость при 20 °С, кДж/кгК	2,35	2,09	2,20	2,47
Температура, °С:				
замерзания	-13	-8	-7,2	-60
кипения	197,3	244,8	278,3	188,2
Теплота испарения, кДж/кмоль	56,94	68,87	62,6	64,5
Критическая температура, °С	376	410	440	351
Критическое давление, МПа	8,26	5,1	3,72	6,32

Данным требованиям какой либо иной степени отвечают гликоли - триэтиленгликоль (ТЭГ), диэтиленгликоль (ДЭГ), этиленгликоль (ЭГ), пропиленгликоль (ПГ), смеси гликолей с их эфирами и др.

В схемах установок абсорбционной осушки газа в качестве осушителей используются высококонцентрированные растворы ТЭГа и ДЭГа.

Водные растворы ЭГа в сравнении с растворами ТЭГа и ДЭГа обладают наиболее низкой температурой замерзания, высокую степень предотвращения гидратообразования при таких же концентрациях, менее вязкие при рабочих температурах осушки и менее растворимы в углеводородном конденсате, что понижает их потери за счет растворимости в конденсате.

ЭГ обладает экологическим преимуществом над ТЭГом и ДЭГом: при разливе в водоемы он полностью биологически разлагается в отличие от ДЭГа и ТЭГа.

Основной недостаток ЭГа - большое давление насыщенных паров. К примеру, показатель для 99%-го раствора ЭГа в 2,5 и 7 раз выше, при температуре 20 °С, в отличие от паров ТЭГа и ДЭГа. В связи с этим ЭГ не получил использования при противоточной осушке газа, потому что его потери с газом могли бы быть значительно больше.

В качестве ингибитора на установках НТС растворы ЭГа имеют возможность успешно применяться.

Важнейшее свойство гликолей, это пониженная температура замерзания при растворении их в воде. За счет этого свойства гликоли применяются при приготовлении разных теплоносителей. Данное качество гликолей обладает существенным значением и для транспортировки газа. Потому что газ по выходу из абсорберов обязательно имеет содержание гликоля в паровой фазе, и, как правило, в капельном виде. При понижении температуры газа в газопроводах гликоли поглощают дополнительную влагу из паровой фазы, что понижает его концентрацию в жидкой фазе. Это приводит к понижению температуры замерзания жидкой фазы, что исключает образование твердой фазы в газопроводах.

Водные растворы ТЭГа обладают преимуществом в сравнении с растворами ДЭГа и ЭГа. Давление насыщенных паров триэтиленгликоля ниже, чем у ДЭГа, поэтому, потери ТЭГа уноса с осушенным газом и при

регенерации будут меньше. В сравнении с ДЭГом ТЭГ при высокой степени осушки дает более низкую температуры точки росы. Помимо этого триэтиленгликоль обладает высокой температурой начала распада (206 °С), в отличие от ДЭГа (164 °С).

В таблице 5 представлены данные депрессии по точке росы характеризующие глубину осушки газа водными растворами ТЭГа и ДЭГа, полученные с применением кривых «точка росы - растворы гликоля - температура контакта».

При сравнении данных в таблицы 5 требуемая глубина осушки газа для северных газопроводов, можно указать, что при низких температурах контакта оба гликоля могут быть применены т. к. получается требуемая точка росы. Преимущество ТЭГа очевидно при высоких температурах контакта и больших концентраций растворов. Важное значение, это преимущество имеет в теплое время года, когда газ не охлаждается ниже температуры 25-30 °С.

Теоретические данные представлены в таблице 5. В условиях УКПГ почти никогда не получается равновесная осушка газа. Соответственно, требуется раствор более высоких концентраций, получение которого более проблематично.

Таблицы 5 – Равновесная точка росы газа по влаге при его осушки растворами ДЭГа и ТЭГа [17].

Температура контакта, °С	98,0		99,0		99,5	
	ДЭГ	ТЭГ	ДЭГ	ТЭГ	ДЭГ	ТЭГ
5	-24,0	-31,5	-31,7	-38,0	-36,0	-44,0
10	-20,6	-27,1	-28,5	-35,3	-34,5	-41,7
20	-14,4	-20,0	-21,7	-28,4	-27,8	-35,0
30	-6,2	-13,3	-15,2	-22,5	-21,7	-27,8
35	-2,4	-8,0	-11,5	-18,5	-18,8	-25,1

40	+0,7	-5,0	-9,2	-15,8	-15,8	-23,0
----	------	------	------	-------	-------	-------

В случаях, когда газ нет возможности охладить ниже, чем температура 25–30 °С, очень сложно достигать осушку газа до точки росы минус 10 °С и ниже с использованием растворов ДЭГа. К примеру, при давлении 4,0 МПа и температуре контакта 30 °С для осушки газа до точки росы минус 16 °С (эквивалент точке росы минус 10 °С при давлении 7,35 МПа, необходимой по ОСТ 51.40-83), требуется раствор ДЭГа концентрации 99,2 % мас. (с учетом реальных условий процесса не менее 99,5 % мас.).

Потери гликолей. Важным преимуществом ТЭГа является низкое давление его насыщенных паров, которое обеспечивает меньшие потери ТЭГа с осушенным газом в паровой фазе. По этой статье снижение потерь ТЭГа может составить 0,2–1,5 г/1000 м³ в интервале температур 10–20 °С, наиболее характерных для установок осушки газов северных месторождений. Эта цифра более существенна при температурах контакта 30 °С и выше и может составить 3–4 г/1000 м³. Равновесные потери гликолей могут определяться с помощью номограмм.

Следует отметить, что основные потери гликоля приходятся на долю капельного уноса реагента с осушенным газом. Этот показатель может определяться только на основании опыта промышленной эксплуатации абсорбционных установок осушки газа.

Как было уже указано, в отрасли отсутствует промышленный опыт использования ТЭГа для осушки газа. В литературе описан опыт применения ТЭГа на полупромышленной установке производительностью 3,8–4,0 тыс. м³/ч. Испытания производились на одной из установок Ставропольского края. Эксперименты велись при давлении 4,7–5,3 МПа, температуре контакта 26–34 °С.

Суммарные потери ТЭГа составляли не более 5 г/1000 м³. Эта цифра в 3–4 раза меньше, чем на лучших промышленных установках осушки газа раствором ДЭГа.

Регенерация насыщенных растворов. ТЭГ имеет более высокую температуру начала разложения (206 °С), чем ДЭГ (164 °С). Благодаря этому фактору возможна регенерация раствора ТЭГа без применения вакуума до концентрации 98,1 % масс. В то же время для ДЭГа этот показатель при регенерации без вакуумирования системы составляет 96,7 % мас. Такими растворами гликолей при температуре контакта 25 °С, в условиях равновесия, газ можно осушить до точки росы минус 18 и минус 1 °С растворами ТЭГа и ДЭГа, соответственно. Практически точка росы газа будет значительно выше. Отсюда следует, что в случае не эффективности работы системы вакуумирования при осушке газа раствором ДЭГа невозможно будет получить кондиционный газ. В то же время при осушке газа ТЭГом особых проблем не возникнет.

Возможность нагрева ТЭГа до более высоких температур имеет еще одно преимущество, связанное с выделением растворенных углеводородов из раствора. Дело в том, что в газах северных месторождений содержатся конденсаты, имеющие более высокие температуры кипения, нежели температура регенерации гликолей. Поскольку раствор ДЭГа нельзя подогревать выше 164 °С, часть конденсата останется в насыщенном растворе, что будет ухудшать его поглотительную способность. В случае использования ТЭГа, ввиду более высокой температуры регенерации, остаточное количество конденсата в регенерированном растворе будет меньшим.

Наличие конденсата в регенерированном растворе снижает его осушающую способность, усиливает вспенивание гликоля, что может привести к повышенным его потерям.

Температура в испарителе блока регенерации в случае использования ДЭГа и ТЭГа поддерживается равной 160 и 190 °С, соответственно (при одинаковом остаточном давлении 200 мм рт. ст.). При регенерации ДЭГа

разница между температурой разложения и рабочей температурой системы составляет не более 4 °С. При регенерации ТЭГа этот показатель равен 16 °С.

Следовательно, режим регенерации ДЭГа более уязвим по части разложения реагента. Отсюда следует, что потери ДЭГа от термического разложения будут больше, чем ТЭГа (при нарушении технологического режима установки).

Для глубокой регенерации растворов ДЭГа и ТЭГа требуется создать в системе вакуум, уровень которого может определяться по данным таблицы 6.

Таблица 6 – Зависимость температуры кипения гликолей от давления

Р, мм рт. ст.	Гликоли		Р, мм рт. ст.	Гликоли	
	ДЭГ	ТЭГ		ДЭГ	ТЭГ
1	91,8	114,0	60	174,0	201,5
5	120,0	144,0	100	187,5	214,6
10	133,8	158,1	200	207,0	235,0
20	148,0	174,0	400	226,5	256,6
40	164,3	191,3	760	244,8	287,3

Для достижения температуры кипения ДЭГа, не превышающей температуры разложения (164 °С), необходимо в системе создать вакуум на уровне 40 мм рт. ст. В то же время при этом вакууме температура кипения ТЭГа составляет 191 °С, что на 15 градусов ниже температуры его разложения [15].

3. Осушка природного газа на X месторождении

В связи с переходом месторождения на этап падающей добычи при эксплуатации абсорберов осушки газа понижается надежность эксплуатационного колонного оборудования и качестве осушаемого газа.

Особенности эксплуатации установки заключаются в следующем:

- по мере снижения давления в пласте возрастает начальное насыщение газа влагой, что, несмотря на снижение объемов подготовки газа, приводит к увеличению общей нагрузки установки по влаге,
- за счет снижения рабочего давления ухудшается эффективность извлечения влаги гликолем;
- уменьшение рабочего давления приводит к увеличению объемов перерабатываемого газа за счет снижения его плотности, что приводит к возрастанию скоростей в ключевых аппаратах (абсорберах осушки) выше допустимых, росту гидравлического сопротивления и повышенному уносу гликоля с осушенным газом, уменьшению времени контакта газа с гликолем.

3.1.Общая характеристика производственного объекта

Проект «Освоение X нефтяного месторождения» предусматривает строительство комплекса установок подготовки газа и конденсата, который входит в состав центрального пункта сбора (ЦПС) X нефтяного месторождения на территории X края Российской Федерации.

В составе объектов ЦПС X нефтяного месторождения предусматривается строительство трех корпусов, включающих в себя следующие установки:

Корпус 1

установка осушки попутного газа;

установка осушки подпиточного газа;

установка выделения газоконденсата;

установка подготовки топливного газа.

Корпус 2

блочная пропановая холодильная установка.

Корпус 3

установка переработки природного газоконденсата;

установка утилизации пропан-бутановой фракции.

Также предусматривается строительство установки заправки сжиженным углеводородным газом.

Установка осушки попутного газа предназначена для осушки попутного газа с помощью триэтиленгликоля до точки росы не выше минус 33 °С и восстановления осушающей способности триэтиленгликоля методом выпаривания влаги.

Производительность установки - 5,1 млрд. ст. м³/год.

Установка осушки подпиточного газа предназначена для осушки природного газа X скважин с помощью триэтиленгликоля до точки росы не выше минус 33 °С и восстановления осушающей способности триэтиленгликоля методом выпаривания влаги [7].

Производительность установки – 1,12 млрд.ст. м³/год.

Установка выделения газоконденсата предназначена для низкотемпературной конденсации природного конденсата из осушенного попутного нефтяного газа, который далее направляется на установку стабилизации газоконденсата для переработки.

Производительность установки по газу – 5,16 млрд. ст. м³/год.

Степень извлечения углеводородов C₃₊ – 49,2 %*.

Выход нестабильного конденсата – 12,38 %*.

Установка подготовки топливного газа предназначена для подготовки топливного газа высокого и низкого давления, который используется на объектах ЦПС, в том числе для следующих потребителей:

установок регенерации триэтиленгликоля;

блока печи установки переработки природного газоконденсата;

основных электрогенераторов;

газовых турбин компрессоров высокого давления;
дежурных горелок факела и продувки факельных коллекторов;
установки получения дизтоплива (на подогреватель топлива и огневой подогреватель);

установки утилизации отходящего тепла (для осуществления дополнительного нагрева змеевика утилизации отходящего тепла турбин электрогенераторов).

Часовая производительность установки – 124519 ст. м³/ч.

Установка заправки сжиженным углеводородным газом (СУГ) предназначена для приема, хранения, заправки автоцистерн, баллонов сжиженным газом (пропаном), а также для слива остатков СУГ из баллонов.

Для приема и временного хранения СУГ на установке заправки СУГ размещено два резервуара вместимостью 100 м³ каждый.

Пропановая холодильная установка (ПХУ) предназначена для получения холода, используемого для захлаживания сырьевого потока газа в пропановых испарителях установки выделения газового конденсата.

Для сжатия газообразного пропана и получения холода в пропановом цикле используются четыре винтовых компрессора объемного действия.

Производительность пропановой холодильной установки – 7 МВт (с учетом 15 % запаса - 8 МВт) [22].

Установка переработки природного газового конденсата предназначена для переработки газового конденсата (ГК), выделенного на установке выделения природного ГК, с целью получения стабильного газового бензина (СГБ) марки "БЛ" по ТУ 39 1340 89 и фракции пропан-бутановой (ПБФ).

Массовый расход природного газового конденсата, предназначенного для переработки – 61816 кг/час.

Степень извлечения углеводородов C₅₊ – 80,6 %*.

Степень извлечения углеводородов C₃₊ + C₄₊ – 86,68 %*.

Выход стабильного газового бензина – 25,84 %*.

Выход пропан-бутановой фракции (ПБФ) – 53,44 %*.

Установка утилизации пропан – бутановой фракции предназначена для утилизации пропан – бутановой фракции путем закачки ее в пласт и получения из этой фракции пропана марки "А" согласно ТУ 38.101490-89, используемого для собственных нужд и для подпитки пропанового холодильного цикла.

Получение пропана марки "А" происходит периодически по мере необходимости.

Массовый расход ПБФ на входе в установку – 29200 кг/час.

Массовый расход ПБФ (максимальный), поступающий на прием насосной закачки в пласт – 29200 кг/час.

Максимальный массовый расход ПБФ, поступающей в качестве сырья на установку получения пропана – 1000 кг/час.

Степень извлечения пропана C_{3+} – 87,27 %*.

Выход пропана технического – 18,86 %*.

* приведенные значения являются расчетными величинами, определенными на проектные составы сырья.

Разработчики первой очереди проекта:

корпус 1 – ООО «РусГазПроект», г. Тюмень;

корпус 2 – ООО «РусГазПроект», г. Ставрополь;

корпус 3 – ООО «РусГазПроект», г. Ставрополь.

Проект блочной пропановой холодильной установки разработан компанией HAFI.

Ввод установок в эксплуатацию - 2011 год.

Данный технологический регламент выполнен в соответствии с:

методическими рекомендациями по разработке технологического регламента на производство продукции нефтеперерабатывающей промышленности, приказ Минэнерго РФ от 30.09.2003 г. № 293;

положением «Порядок формирования технологического регламента по эксплуатации объектов производственного назначения в блоке «UPSTREAM» № ПЗ-05 СЦ-001 Р-006;

В пробкоуловителе V- 0230 происходит отделение капельной влаги из газа и улавливание возможных гидратных пробок, образующихся в магистральном газопроводе к установке при низких температурах. Отделенная от газа конденсатная вода собирается в кубовой части пробкоуловителя и выдается на утилизацию в сеть.

Уровень конденсатной воды контролируется и поддерживается стабильным системой автоматического регулирования LICA02002303, регулирующий клапан RVP02004 которой установлен на линии выдачи конденсатной воды из пробкоуловителя.

При понижении уровня конденсатной воды в кубе пробкоуловителя до 250 мм или повышении до 1455 мм срабатывает предупредительная сигнализация LICAL02002303 или LICAH02002303.

В случае дальнейшего повышения уровня в кубе до 1505 мм срабатывает аварийная сигнализация и блокировка LSAHH0202304б на закрытие крана шарового с электроприводом BVM02001. При дальнейшем снижении уровня в пробкоуловителе до 200 мм срабатывает аварийная сигнализация и блокировка LSALL0202304в на закрытие отсечного клапана BOVM02005.

Предусмотрен контроль давления $3,9 \div 4,1$ МПа в пробкоуловителе по прибору PI02002302 и уровня в кубе пробкоуловителя по местному прибору LI0202304а.

При срабатывании ПАЗ установки на пробкоуловителе V-0230 предусмотрен оперативный сброс:

давления газа через кран шаровой с электроприводом BVM02004 в факельную систему высокого давления;

конденсатной воды через электрозадвижку 02MOV006 в дренажную емкость V- 0202.

Отделенный от капельной влаги сырой газ из пробкоуловителя V- 0230 далее нагревается теплоносителем в подогревателе E-0225 от температуры не менее минус $27,8^{\circ}\text{C}$ (TI02002211) до температуры $23 \div 27^{\circ}\text{C}$ (TI02002212).

В подогревателе предусмотрен также контроль:

давления газа во входной камере по прибору PI02002208;

давления теплоносителя в межтрубном пространстве по прибору PI02002209;

перепада давления газа между входной и выходной камерами по прибору PdI02002210.

Примечание. В случае подачи газа на установку после предварительной подготовки с температурой 24°C, поток подпиточного газа с давлением 3,9 МПа подается из пробкоуловителя V- 0230, минуя подогреватель E - 0225, в абсорбер C - 0201.

Подогретый подпиточный газ из подогревателя E-0225 направляется в кубовую часть абсорбера C - 0201. Абсорбер состоит из двух частей, разделенных по жидкости «глухой» тарелкой. Нижняя часть – сепарационная, предназначена для отделения влаги, не уловленной в пробкоуловителе V - 0230. Верхняя часть – массообменная.

Сепарационная часть абсорбера служит для улавливания водного и углеводородного конденсатов, выпадение которых из газа возможно при понижении температуры ниже температуры начала конденсации. Отделенная от газа в сепарационной части конденсатная вода накапливается в кубовой части абсорбера, далее смешивается с конденсатной водой из пробкоуловителя и выдается на утилизацию в сеть.

Уровень конденсатной воды в абсорбере контролируется и поддерживается стабильным системой автоматического регулирования LICA02002110, регулирующей клапан RVP02005 которой установлен на линии выдачи конденсатной воды из кубовой части абсорбера. При понижении уровня конденсатной воды в кубе абсорбера до 300 мм срабатывает предупредительная сигнализация LICAL02002110. При дальнейшем понижении уровня конденсатной воды до 250 мм срабатывает блокировка LSALL3602112в на закрытие отсечного клапана BOVM02006. При повышении уровня в кубе до 800 мм срабатывает предупредительная сигнализация LAN3602112б.

Предусмотрен контроль уровня в кубе абсорбера по местному прибору LI3602112а.

Осушаемый газ после сепарационной части, через распределительные патрубки глухой тарелки, направляется в верхнюю часть абсорбера - массообменную, а навстречу ему с верха колонны стекает раствор поглотителя (осушителя) – триэтиленгликоля (ТЭГ). Массообмен между газом и поглотителем осуществляется на контактных устройствах (регулярной структурированной массообменной насадкой), где газ барботирует через поглотитель.

ТЭГ, проходя массообменную зону абсорбера, насыщается влагой и углеводородами, накапливается на «глухой» тарелке и выдается в емкость - дегазатор D-0201.

Уровень насыщенного ТЭГ на «глухой» тарелке абсорбера контролируется и поддерживается стабильным системой автоматического регулирования LICA0200219, регулирующий клапан RVP02001 которой установлен на линии выдачи насыщенного ТЭГ из «глухой» тарелки абсорбера. При понижении уровня насыщенного ТЭГ на «глухой» тарелке абсорбера до 400 мм срабатывает предупредительная сигнализация LICAL0200219. В случае дальнейшего понижения уровня до 300 мм срабатывает блокировка LSALL3602111в на закрытие отсечного клапана BOVM02001. При повышении уровня в кубе до 800 мм срабатывает предупредительная сигнализация LAN3602111б.

Предусмотрен контроль уровня на «глухой» тарелке абсорбера по местному прибору LI3602111а.

Технологический режим абсорбера С - 0201 контролируется и корректируется по следующим параметрам:

PI66000216, давление в кубе абсорбера $3,89 \div 4,09$ МПа;

TI02000212, температура в кубе абсорбера $23 \div 27$ °С;

PI66000217, давление в верхней части абсорбера $3,87 \div 4,07$ МПа;

TI02000213, температура в верхней части абсорбера $24 \div 28$ °С;

PDIA3600218, перепад давления на абсорбере не более 0,00125 МПа (перепад давления сепарационной части абсорбера не более 0,0007 МПа, массообменной части – не более 0,00055 МПа).

При повышении перепада давления на абсорбере до 0,02 МПа срабатывает предупредительная сигнализация PDIAH3600218.

При срабатывании ПА3 по отключению установки на абсорбере С - 0201 предусмотрен оперативный сброс давления газа через кран шаровой с электроприводом BVM02005 в факельную систему высокого давления.

Далее осушенный газ до требуемой точки росы из абсорбера С - 0201 направляется в фильтр-сепаратор FS - 0201, предназначенный для отделения из осушенного газа брызг ТЭГ, уносимых из абсорбера С - 0201. Фильтр-сепаратор FS - 0201 состоит из двух частей: нижней - сепарационной и верхней - фильтрующей.

Насыщенный ТЭГ, накапливающийся в кубовой части сепаратора и в нижней части фильтра отводится в емкость-дегазатор D - 0201. Уровни насыщенного ТЭГ контролируется по приборам LICA02002168 и LICA02021615 и регулируются следующим образом:

при повышении уровня до 450 мм автоматически открывается соответствующий регулирующий клапан BOVP02001 или BOVP02002;

после понижения уровня до 250 мм автоматически закрывается соответствующий регулирующий клапан BOVP02001 или BOVP02002.

При понижении уровней насыщенного ТЭГ до 200 мм срабатывает предупредительная сигнализация LICAL02002168 и LICAL02021615. В случае дальнейшего понижения уровня до 150 мм срабатывает соответствующая блокировка LSALL0202167в или LSALL0221614в на закрытие соответствующего отсечного клапана BOVM02002 или BOVM02003. При повышении уровней до 500 мм срабатывает предупредительная сигнализация LAN0202167б или LAN0221614б.

Предусмотрен контроль уровней в кубе и фильтрующей части фильтра-сепаратора по местным приборам LI0202167а и LI0221614а.

Осушенный газ из фильтра-сепаратора FS - 0201 выдается на установку подготовки топливного газа высокого давления, либо на установку компримирования инжекционного газа. Предусмотрен автоматический контроль точки росы осушенного газа по газоанализатору MI0202206a.

Для оперативного отключения потоков на этих линиях установлены краны шаровые с электроприводами BVM02002 и BVM02003, которые автоматически закрываются при срабатывании ПА3 по отключению установки.

Технологический режим фильтра-сепаратора FS-0201 контролируется и корректируется по следующим параметрам:

PI02002164, PI02002162 давление в кубе $3,87 \div 4,07$ МПа;

PI02002165, PI02002163 давление в верхней части фильтра $3,85 \div 4,05$ МПа;

TI02002161, температура в верхней части $24 \div 28$ °С;

PDIA02002166, перепад давления на фильтре-сепараторе не более 0,02 МПа.

При повышении перепада давления на фильтре-сепараторе до 0,1 МПа срабатывает предупредительная сигнализация PDIAH02002166.

При срабатывании ПА3 по отключению установки на фильтре-сепараторе FS - 0201 оперативно происходит сброс давления газа через кран шаровой с электроприводом BVM02006 в факельную систему высокого давления.

Схема абсорбционной осушки природного газа X месторождения, соответствует типовой технологии и включает в себя такие стадии как абсорбция газа и регенерация реагента-осушителя.

При помощи моделирующей программы была построена принципиальная схема осушки газа и на основании модели был проведен анализ эффективности осушки в сравнении двух гликолевых осушителей – диэтиленгликоля (ДЭГ) и триэтиленгликоля (ТЭГ).

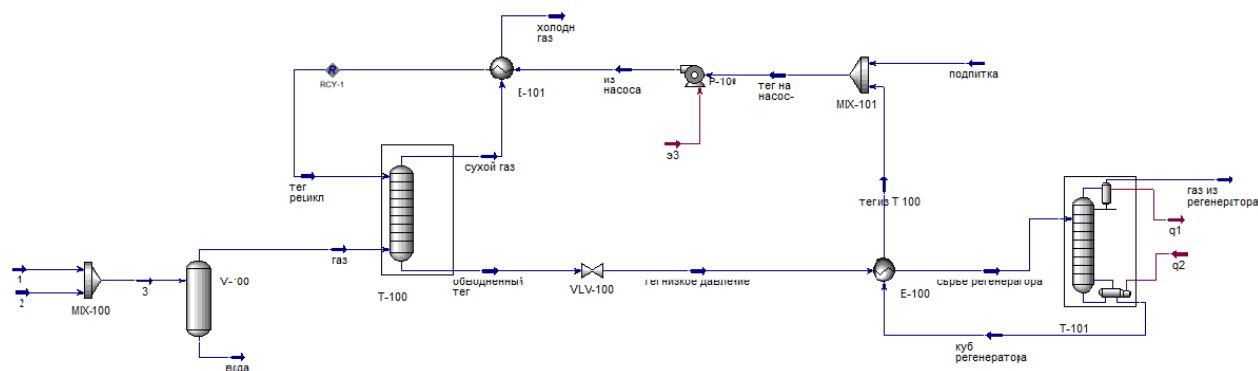


Рисунок 11 – Принципиальная схема абсорбционной осушки природного газа

Эффективности осушки газа предлагается провести по следующим критериям:

- величина уноса реагентов-осушителей и стоимость;
- точка росы осушенного газа.

Значения точки росы сухого газа оценивается по требованиям СТО Газпром 089-2010. Температура точки росы по воде должна быть не выше минус 20 °С в зимний период и минус 14 °С летний период.

Для обеспечения этих требований расход ТЭГА и ДЭГА должен составлять не менее 70 и 85 кг/час в зимний период и не менее 45 и 55 кг/час в летний период, соответственно в пересчете на 1000 м³ газа при концентрации растворов 99% масс (рисунок 12). При производительности установки 127853 м³/ч расход

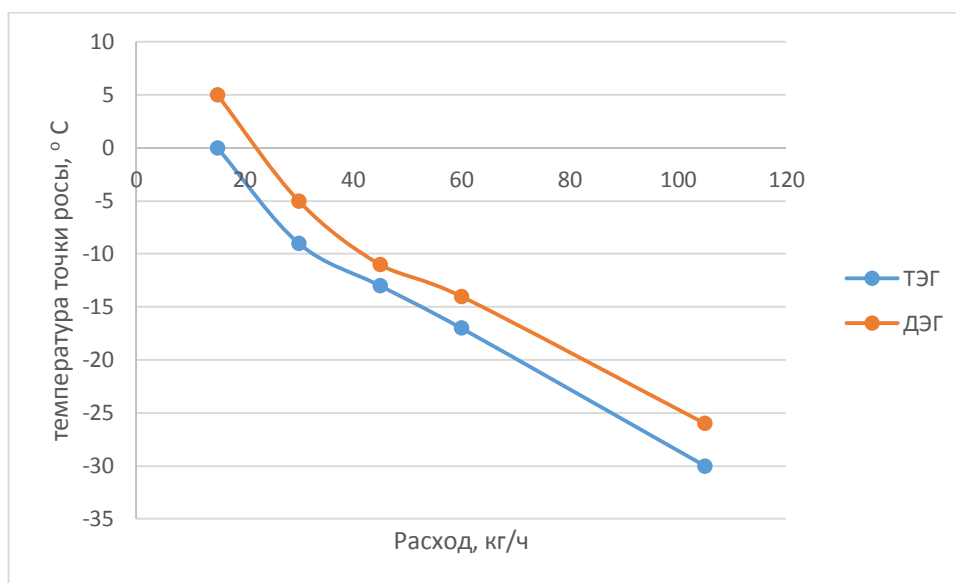


Рисунок 12– Зависимость температуры точки росы по воде от расхода осушителя

В тоже время при осушке газа триэтиленгликолем требуемый уровень осушки может быть достигнут и при концентрации раствора 98,6 % масс.

Подпитка системы свежим гликолем производится в количестве от 15 до 20 процентов от общего расхода. Это позволяет получить концентрацию регенерированного гликоля в пределах от 98 до 99 процентов.

Зависимость вязкости гликолей от температуры показывает, что вязкость ТЭГа превышает вязкость ДЭГа, но на незначительную величину. Следовательно, разность в вязкости осушителей не требует использования дополнительного тепла на подогрев гликоля и, соответственно, не дает большого преимущества ДЭГу [36].

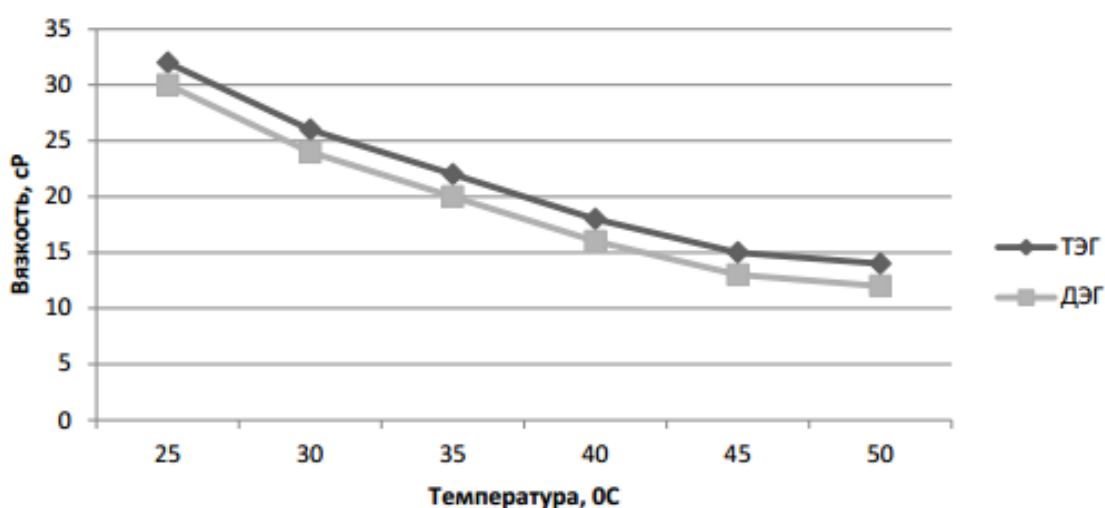


Рисунок 13 – Зависимость вязкости гликоля от температуры

Значение коэффициента уноса поглотителя с осушенным газом определялись при рабочем давлении от 3,5 до 5,3 МПа и температуре контакта от 10 до 30 °С. В результате было установлено, что при различных температурах суммарные потери ТЭГа составляли от 0,2 до 4 мг/м³, в то время как величина суммарных потерь ДЭГа была выше в несколько раз [36].

Таблица 7 – Сравнительная характеристика величины уноса гликоля

Осушитель	Величина уноса, г/1000 м ³
-----------	---------------------------------------

Диэтиленгликоль	1	12
Триэтиленгликоль	0,2	4

Триэтиленгликоль является более дорогим абсорбентом (таблица 7), он дороже ДЭГа в 1,5 раза.

Таблица 8 – Стоимость абсорбентов

Наименование абсорбента	Стоимость за тонну, руб
Диэтиленгликоль	44000
Триэтиленгликоль	68300

Так как в результате исследования было установлено, что потери ДЭГа с сухим газом в четыре раза выше по сравнению с ТЭГом, то можно говорить о выгоды применения последнего.

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б4Г	Плотников Геннадий Анатольевич

Школа	ИШПР	Отделение	ОНД
Уровень образования	Бакалавр	Направление	Нефтегазовое дело (21.03.01)

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Расчет стоимости проведения операции по отдувке метанолом газа в течении одной вахтенной смены
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Нормы расхода материалов
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Нормы амортизации, страховые взносы, районный коэффициент
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Проведены расчеты продолжительности работ, материальных затрат, численности персонала, амортизационных отчислений.
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Отчисления бюджета проводятся на научные исследования.
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Расчет экономической эффективности операций ВПП.
Перечень графического материала	
Линейный календарный график проведения работ одной бригадой	

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОСГН ШБИП	Криницына Зоя Васильевна	к.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б4Г	Плотников Геннадий Анатольевич		

4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

4.1. Расчёт нормативной продолжительности выполнения работ по отдувке метанольной водой подпиточного газа за одну вахтовую смену

Технологический процесс отдувки метанолом подпиточного газа механических примесей состоит из следующих этапов:

1. подача неосушенного газа;
2. подача метанольной воды в количестве 2,78 л/с давлением 4,5 МПа в линию сырого газа для предупреждения гидратообразования.
3. вывод метанольной воды на утилизацию, а газа в трубопровод.

Продолжительность работ определяется исходя из руководящего документа на проведение данных работ. В таблице 9 представлены нормы времени на выполнение данной операции.

Таблица 9 – Нормы времени выполнения технологических операций по закачке ингибитора механических примесей в скважину

№ п/п	Перечень работ	Продолжительность работ, часов	Состав бригады
1	Ознакомить бригаду с планом работ, и провести инструктаж по ОТ и ТБ	1	3 человека
2	Смена	12	3 человека
Общая продолжительность работ:		300	3 человека

Таблица 10 – Линейный календарный график проведения работ одной бригадой

Этап работ	Дни														
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Подготовительный	■					■					■				
Выполнение работ		■	■	■	■		■	■	■	■		■	■	■	
Заключительный						■					■				■

Этап работ	Дни														
	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
Подготовительный															
Выполнение работ															
Заключительный															

4.2 Нормативная база для расчёта вахтенной смены

Планирование и финансирование работ, производятся на основе сметных расчётов, по всем статьям затрат.

Таблица 11 – Нормативная база сметных расчётов, используемая в выпускной квалификационной работе

Вид норматива, нормативная база		Характеристика	Источник
1	Норма амортизации	Зависит от класса основных средств по сроку полезного использования	НК РФ Статья 258. Амортизационные группы; ПБУ №6
2	Страховые взносы	30 % от фонда оплаты труда	Глава 34 Налоговый кодекс РФ
3	Налог на добавленную стоимость	Ставка 20 %	Глава 21 Налоговый кодекс РФ
4	Районный коэффициент	Ставка 70 %	
5	Надбавка за вахтовый метод работы	Ставка 16 %	Статья 217 Налоговый кодекс РФ

4.3. Расчёт стоимости работ

Таблица 12 – Расчет стоимости материалов на проведение работ

Наименование материала, единица измерения	Норма расхода материала,	Цена за единицу,	Стоимость материалов, руб.
---	--------------------------	------------------	----------------------------

	нат. ед.	руб./ нат. ед.	
Метанол	1200	120	144000
Электроэнергия	94 кВт/ч	2,2	25229,6
Итого			409229,6

К расходам на оплату труда относятся суммы, начисленные по тарифным ставкам, должностным окладам, сдельным расценкам или в процентах от выручки от реализации продукции (работ, услуг) в соответствии с принятыми на предприятии формами и системами оплаты труда, а так же премии, надбавки к тарифным ставкам и окладам за профессиональное мастерство, районные коэффициенты и др.

Работы ведутся в две смены, длительность смены 12 часов (с учетом перерыва на обед). Ежемесячная норма выработки 330 часов. Процентная надбавка за вахтовый метод работы составляет 16 %, районный коэффициент к заработной плате 70 %, ежемесячная премия в размере 40%. Расчет заработной платы можно свести в таблицу 13.

Таблица 13 – Расчет заработной платы

Должност ть	Кол-во	Меся ч-ная тариф -ная ставк а, руб.	Часов ая тариф- ная ставка , руб.	Норма времени на проведение мероприят ия, ч.	Премия	Район- ный коэф- фициен т, руб.	Надбав ка за вахтов ый метод работы, руб.	Заработн ая плата с учетом надбавок , руб.
Машини ст	2	16120 0	48,8	61	19,5 2	34,16	7,808	134551
Операто р	4	19437 0	58,9	61	23,5 6	41,23	9,424	324798
Мастер	1	25740 0	78,0	61	31,2 0	54,6	12,48	107531
Итого								566880

Зная часовую процентную ставку и рассчитав от неё все надбавки, можно вычислить стоимость бригады в час, она составит 929,3 рубля, а при учёте ежемесячной нормы выработки в 330 часов, стоимость бригады составит 306673 рублей.

Страховые взносы определяются согласно установленным Налоговым кодексом РФ (таблица 14).

Рассчитывая затраты на страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний, выбираем класс III с тарифом 0,4 % для предоставления услуг в области добычи нефти и природного газа (код по ОКВЭД – 09.10).

Таблица 14 – Расчет страховых взносов при проведении работ по ВПП

	Заработная плата, руб.	ФСС (2,9%)	ФОМС (5,1%)	ПФР РФ (30%)	Страхование от несчастных случаев (0,4%)	Всего, руб.
Затраты	566880	16440	28911	170064	2268	172332

Колонна представляет собой цилиндрический вертикальный аппарат диаметром 1000 мм, в котором расположены 10 (5 теоретических) массообменных колпачковых тарелок со съемной сетчатой насадкой на каждой тарелке.

Перед штуцером выхода газа установлена сепарационная секция с цетробежными элементами.

Сырой газ поступает в аппарат через штуцер в нижней части аппарата, а 40-50% раствора метанола поступает на верхнюю массообменную тарелку. В результате противотока происходит контакт газа с метанолом и концентрация его повышается до 99,5%, а вода стекает вниз и выводится из аппарата.

Выходящий газ сепарируется на сепарационной тарелке от унесенной влаги и выходит из аппарата.

Жидкость с сепарационной тарелки через гидрозатвор поступает на верхнюю массообменную тарелку.

Таблица 15 – Расчет амортизационных отчислений

Наименование объекта основных фондов	Балансовая стоимость, руб.	Годовая норма амортизации, %	Сумма амортизации, руб.
Колонна отдувки	10 050 000	10	1005000
Итого			1005000

На основании вышеперечисленных расчетов затрат определяется общая сумма затрат на проведение мероприятия по закачке ингибитора механических примесей в скважину, которая представлена в таблице 16.

Таблица 16 – Затраты на проведение организационно-технического мероприятия

Состав затрат	Сумма затрат, руб.
1. Материальные затраты	409229,6
2. Затраты на оплату труда	566880
3. Страховые взносы	172332
4. Амортизационные отчисления	1005000
Итого	11198441,6

Таким образом общая сумма затрат на отдувку метанольной водой подпиточного газа за одну вахтовую смену составит 11198441,6 руб.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б4Г	Плотников Геннадий Анатольевич

Школа	ИШПР	Отделение	Нефтегазовое дело
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	Нефтегазовое дело (21.03.01)

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования и области его применения	Объект исследования – производственный корпус №1. ЦПС. Комплекс установок подготовки газа и конденсата.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Производственная безопасность 1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения. 1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения.	Рассмотрение источников опасных и вредных факторов: 1. Превышение уровней шума и вибрации. 2. Недостаточная освещенность. 3. Электрический ток. 4. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования. 5. Давление (разрушение аппарата, работающего под давлением). Выяснение мер по обеспечению безопасности работы персонала.
2. Экологическая безопасность	Оценка и анализ воздействия ЦПС на атмосферу, литосферу, гидросферу. Комплекс мер по охране окружающей среды.
3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях	Оценка возможных чрезвычайных ситуаций. Описание наиболее вероятной ЧС – взрыва, его источников, комплекса мер по обеспечению безопасности.
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом. Организация рабочей зоны.

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
3-2Б4Г	Плотников Геннадий Анатольевич		

5. Социальная ответственность

В настоящее время требования к социальной стороне деятельности предприятий приобретают все большее значение. Это относится к предприятиям всех форм собственности, размеров, организационно-правовых форм независимо от их географического положения, вида деятельности, культурных и национальных традиций.

В теории и практике утвердилось понятие о корпоративной социальной ответственности предприятий, которое предусматривает осознание следующих положений: для нормального функционирования общества необходимо соблюдать общепринятые социальные нормы. Если индивидуум, некая группа людей, профессиональный коллектив или государство в целом не придерживаются существующих правил, устоев и традиций, и это может нарушить нормальный ход событий, то речь идет об их социальной ответственности, выраженной в определенной форме.

В отношении нефтегазового комплекса, работа которого основана с легковоспламеняющимися веществами способными нанести огромный вред экологической системе и крупным авариям, на первый план выходит проблема защиты работников, соблюдение последними правил техники безопасности и слаженного действия в недопустимости, а затем и в ликвидации чрезвычайных ситуаций, защите окружающей среды.

5.1. Производственная безопасность при выполнении работ на ЦПС

Обслуживание установки осушки газа производит оператор ЦПС на предприятиях химической промышленности Технолог - аппаратчик осушки газа производит осушку газа в сушильных башнях и аппаратах с жидкими и твердыми поглотителями.

Содержание работ Технолога - аппаратчика осушки газа. Охлажденный газ подает в сушильные башни или в аппарат. Отбирает пробы, производит анализы газа.

По показателям контрольно-измерительных приборов и результатам анализов контролирует и регулирует температуру, давление, вакуум и другие параметры технологического процесса. Производит восстановление поглотителя продувкой через него горячего газа.

Передает осушенный газ на следующую операцию. Выявляет и устраняет неисправности в работе оборудования и приборов.

Работник подвержен вредному воздействию, находясь на территории производственного объекта, которое классифицируется согласно ГОСТ 12.0.003-2015 [2] (таблица 17).

Таблица 17 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении работ на кустовых площадках

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1) обследование элементов конструкций на целостность и отсутствие видимых повреждений. 2) монтаж, демонтаж оборудования. 3) обеспечение санитарного порядка на территории объектов. 4) работа с оборудованием, работающим под	1. Превышение уровней шума и вибрации. 2. Недостаточная освещенность.	1. Электрический ток. 2. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования. 3. Давление (разрушение аппарата, работающего под давлением).	Требования безопасности к уровню шума: ГОСТ 12.1.003-83 (1999). Требования безопасности к уровню вибрации: ГОСТ 12.1.012-90. Защитное заземление, зануление: ГОСТ 12.1.030-81. Естественное и искусственное освещение: СП 52.13330.2011. Оборудование производственное. Общие требования

высоким давлением. 5 работа посменно, в том числе и в ночное время суток.			безопасности: ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Ограждения защитные: ГОСТ 12.2.062-81 ССБТ.
--	--	--	---

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

Превышение уровней шума. В непосредственной близости от рабочего места оператора ЦПС находятся аппараты, в которых проходят процессы осушки и обогащения газа, которые создают уровень звука, не превышающий допустимый согласно ГОСТ 12.1.003-83 (1999). Значение уровня звука на рабочем месте составляет 40-45 дБА. Доставка рабочих на месторождения осуществляется путем перелета на вертолетах, который создают уровень шума 95-100 дБА, превышающий допустимый. Согласно СП 51.13330.2011 (Защита от шума) мероприятия для устранения уровня шума: наушники и противοшумные вкладыши [6].

Превышение уровня вибрации. Согласно ГОСТ 12.1.012-90 [5] технологическая норма уровня виброскорости составляет 92 дБ, при частоте в 63 Гц. Уровень вибрации на рабочем месте оператора ЦПС составляет около 30 дБ, что не превышает норму. Данная вибрация обусловлена работой двигателя, поднимающего скребок из скважины. Мероприятия по защите от вибрации: использование резиновых перчаток и резиновых прокладок в блоке установки двигателя.

Недостаточная освещённость рабочей зоны. При работе в темное время суток объект должен быть освещен, во избежание травматизма. В качестве осветительных приборов применяются лампы. Норма освещенности не ниже 10 люксов (СП 52.13330.2011) [3]. Мероприятия по улучшению освещенности не требуются.

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

Электрический ток. Источником поражения электрическим током, при проведении работ по осушке и обогащению газа на ЦПС, могут являться плохо изолированные токопроводящие части, металлические элементы, случайно оказавшиеся под напряжением. Известно, что поражение человека электрическим током возможно лишь при замыкании электрической цепи через тело человека, т.е. при прикосновении человека к сети не менее чем в двух точках. Опасное воздействие на людей электрического тока проявляется в виде электротравм (ожоги, металлизация кожи, механические повреждения), электрического удара и профессиональных заболеваний. Все применяемое электрооборудование и электроинструменты должны иметь заземление и подлежать занулению отдельной жилой кабеля с сечением жилы не менее сечения рабочих жил. Защитное заземление должно удовлетворять ряду требований, изложенных в ГОСТ 12.1.030-81 «Защитное заземление. Зануление» [46].

Для защиты персонала от поражения электрическим током при пробое изоляции электрифицированных механизмов и электроинструмента они должны быть оборудованы устройствами защитного отключения (УЗО). Одной из защитных мер является также ограничение напряжения до 12- 36 В для переносного электрооборудования, местного или ремонтного освещения.

Для предотвращения негативного воздействия электрического тока на рабочих используются средства коллективной и индивидуальной защиты (ГОСТ Р 12.1.019-2009).

Коллективные средства электрозащиты: изоляция токопроводящих частей (проводов) и ее непрерывный контроль, установка оградительных устройств, предупредительная сигнализация и блокировка, использование

знаков безопасности и предупреждающих плакатов, применение малых напряжений, защитное заземление, зануление, защитное отключение.

Индивидуальные средства защиты: диэлектрические перчатки, инструменты с изолированными рукоятками, диэлектрические боты, изолирующие подставки [47].

Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования. Механические травмы могут возникать при монтаже, демонтаже оборудования, при спуско-подъемных операциях. При неправильной эксплуатации или использования неисправного оборудования, инструментов, механизмов. К мероприятиям по устранению возможных механических травм относятся: проверка наличия защитных кожухов на движущихся и вращающихся частях машин и механизмов; плановая и внеплановая проверка пусковых и тормозных устройств; проверка состояния оборудования и своевременное устранение дефектов.

Для защиты от данных опасных факторов используются коллективные средства защиты, – устройства, препятствующие появлению человека в опасной зоне. Согласно ГОСТ 12.2.062-81 [48] ограждения выполняются в виде различных сеток, решеток, экранов и кожухов. Они должны иметь такие размеры и быть установлены таким образом, чтобы в любом случае исключить доступ человека в опасную зону. При устройстве ограждений должны соблюдаться определенные требования. Запрещается работа со снятым или неисправным ограждением.

В качестве профилактических мер планируется систематически производить проверку наличия защитных ограждений на движущихся и вращающихся частях машин и механизмов; плановую и внеплановую проверку пусковых и тормозных устройств; проверку состояния оборудования и своевременное устранение дефектов ГОСТ 12.2.003-91 [49].

При проведении работ на ЦПС необходимо соблюдать технику безопасности. Основными мерами предосторожности являются: соблюдение всех требований правил техники безопасности при работе с инструментами;

соблюдение формы одежды (все пуговицы на одежде должны быть застегнуты, полы одежды не должны болтаться); периодическая проверка технического состояния используемых инструментов, повышенное внимание на рабочем месте.

Давление (разрушение аппарата, работающего под давлением). Оборудование, в котором давление газа или жидкости превышает атмосферное, принято называть сосудами, работающими под давлением.

Любые сосуды, работающие под давлением, всегда представляют собой потенциальную опасность, которая при определенных условиях может повлечь тяжелые последствия. Для предупреждения подобных ситуаций разработаны Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением», утверждённые Приказом Ростехнадзора №116 от 25.03.2014 г.

Первая из них связана с взрывом сосуда или установки, работающей под давлением. При взрыве может произойти разрушение взрывной волной близко расположенного оборудования и техники, а также травмирование персонала разлетающимися осколками оборудования.

Вторая группа опасностей зависит от свойств веществ, находящихся в оборудовании, работающем под давлением. Но так как химические реагенты, применяемые для ВПП, не являются агрессивными (в большинстве технологий, применяемых на Приобском месторождении, используется полиакриламид в качестве основного компонента), то влияние, оказываемое ими на организм человека и окружающую среду, не является негативным.

5.2. Экологическая безопасность

Применение способов использования попутного нефтяного газа направлено на снижение объемов факельного сжигания, которое негативным образом оказывает влияние на экологическое состояние района месторождения.

Воздействие факельного сжигания ПНГ на воздух, почву и водную среду представлено в таблице 18.

Таблица 18 – Воздействие факельного сжигания ПНГ на атмосферу, почву и водную среду

Среда	Воздействие
1	2
Атмосфера	При сжигании ПНГ образуются сажа, оксиды азота, монооксид углерода, бензпирен, «проскочившие углеводороды», бензол, фосген, толуол, тяжелые металлы (ртуть, мышьяк, хром), сернистый ангидрид, иногда сероводород, сероуглерод, меркаптаны. А также парниковые газы, прежде всего, углекислый газ. Сжигание является одним из главных источников загрязнения атмосферного воздуха. Выбросы углекислого газа в атмосферу составили около 50000 тон за период эксплуатации X месторождения допустимых концентраций.
Литосфера	Накопление токсикантов в почвах вследствие сжигания обуславливает формирование геохимических аномалий – своеобразных «химических бомб замедленного действия»
Гидросфера	От выбросов при сжигании ПНГ в зависимости от природы загрязняющего вещества происходит его локализация либо в пленке, либо в осадке, либо в растворенном и эмульгированном состоянии. Наличие нефтяной пленки на водной глади приводит к процессу «закупоривания» воды, что, соответственно, ограничивает доступ кислорода и приводит к разрушению водных экосистем. При попадании в водоемы тяжелые фракции нефти частично оседают на дно, что приводит к изменению состава донных отложений, а сорбированные и погребенные битуминозные вещества в донных отложениях могут в течение многих лет являться дополнительным источником загрязнения вод

К мероприятиям по охране животного мира и рыбных ресурсов относятся: минимальное отчуждение земель для сохранения условий обитания животных и птиц; проведение строительных работ в зимний период, что значительно снижает воздействие на орнитофауну в целом, т.к. в этот период многие виды птиц отсутствуют на территории; комплексная автоматизация

объектов добычи, сбора, транспорта углеводородов, создание на базе АСУ ТП малолюдной и безлюдной технологий; оборудование водозаборных устройств рыбозащитными сетками; уборка остатков материалов, конструкций и строительного мусора по завершении строительства; хранение нефтепродуктов в герметичных емкостях.

5.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Основные мероприятия по предотвращению опасностей, обусловленных повышением давления и нагрузками, включают в себя: осмотр и испытание установок, оборудования, механизмов; применение различных средств блокировки, исключающих аварии при неправильных действиях рабочих; автоматизация производственных процессов, позволяющая вывести людей из опасных зон, и осуществлять контроль показаний приборов дистанционно.

Причинами возникновения пожаров являются: несоблюдение ТБ при бурении и ремонте скважин; утечка газа через негерметичные фланцевые соединения; возгорание газа вследствие несоблюдения правил эксплуатации оборудования [35].

Противопожарный инструмент должен находиться на щитках в специально отведенных местах. Запрещается использовать противопожарный инструмент не по назначению.

В таблице 19 приведены токсичные и пожароопасные свойства горючих веществ [33].

Для обеспечения безопасности рабочих на случай пожара в наличии должны быть первичные средства пожаротушения:

- огнетушитель пенный – 8 шт.;
- ящик с песком, $V = 0,5 \text{ м}^3$ – 4 шт.;
- ящик с песком, $V = 1 \text{ м}^3$ – 2 шт.;

Таблица 19 – Токсичные и пожароопасные свойства горючих веществ

Показатели	Наименование вещества	
	метан	нефть
Плотность по воздуху	0.5543	3.5
Температура самовоспламенения, ° С	450	270-320
Температура вспышки, ° С	-	40-17
Предельно-допустимая концентрация, мг/м ³ в рабочей зоне	300	300
Класс опасности	4	3
Концентрационные пределы воспламенения	5-15	1.26-6.5
Действие на организм	В больших концентрациях обладает наркотическим действием	Обладает наркотическим действием

- лопаты - 5 шт.;
- ломы – 2шт.;
- топоры – 2 шт.; 69
- багры – 2 шт.;
- ведра пожарные – 4 шт.

При эксплуатации скважин ЦНС возможны аварийные и чрезвычайные ситуации, представленные в таблице 20 [32].

Таблица 20–Перечень возможных аварийных ситуаций.

№	Перечень возможных аварийных ситуаций	Воздействие их последствий на окружающую среду и сотрудников
1	Выброс попутного или газлифтного газа при негерметичности соединений и фланцев.	Высокая опасность отравления для сотрудников предприятия. Высокая опасность возникновения пожара с возможностью нанесения значительного ущерба инфраструктуре.
2	Отказ трубопровода подачи хим. реагента	- выброс газа и разлив нефти в окружающую среду - розлив химреагента на территорию кустовой площадки; загазованность территории - отравление газом, отравление парами химреагента, облив хим. реагентом, нефтью

3	Разгерметизация емкости для хранения хим. реагента в УДХ, запорной арматуры, фланцевых соединений	- розлив химреагента в помещении УДХ - загазованность помещения - отравление парами химреагента, облив химреагентом
4	Пожар в производственном помещении	- выброс газа и разлив нефти в помещении - поражение людей продуктами сгорания - загазованность территории и помещения - розлив химреагента
5	Свищ или трещина в теле сосуда, в подводящих и отводных линиях	- выброс газа и разлив нефти в помещении - замерной установки; загазованность помещения - отравление газом, облив нефтью

5.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

5.4.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства

Работы по осушке газа проводятся лицами, работающими вахтовым методом. Данный вид работ регулируется Трудовым Кодексом РФ [50]. Вахтовый метод - особая форма осуществления трудового процесса вне места постоянного проживания работников, когда не может быть обеспечено ежедневное их возвращение к месту постоянного проживания.

К работам, выполняемым вахтовым методом, не могут привлекаться работники в возрасте до восемнадцати лет, беременные женщины и женщины, имеющие детей в возрасте до трех лет, а также лица, имеющие противопоказания к выполнению работ вахтовым методом в соответствии с медицинским заключением, выданным в порядке, установленном федеральными законами и иными нормативными правовыми актами Российской Федерации.

Вахтой считается общий период, включающий время выполнения работ на объекте и время междусменного отдыха. Продолжительность вахты не должна превышать одного месяца. Рабочее время и время отдыха в пределах

учетного периода регламентируются графиком работы на вахте, который утверждается работодателем.

Работникам, выполняющим работы вахтовым методом, предоставляются надбавки и коэффициенты к заработной плате, а также социальные пакеты (пенсионный фонд, медицинская страховка, оплата санаторного лечения, оплата путевок в детские лагеря и др.).

5.4.2. Организация рабочей зоны

Проект «Освоение X нефтяного месторождения» предусматривает строительство комплекса установок подготовки газа и конденсата, который входит в состав центрального пункта сбора (ЦПС) X нефтяного месторождения на территории X края Российской Федерации.

В составе объектов ЦПС X нефтяного месторождения входит участок подготовки газа и конденсата он состоит из трех корпусов. В рассматриваемом корпусе №1 находится:

- установка осушки попутного газа;
- установка осушки подпиточного газа;
- установка выделения газоконденсата;
- установка подготовки топливного газа.

Установка осушки попутного газа предназначена для осушки попутного газа с помощью триэтиленгликоля до точки росы не выше минус 33 °С и восстановления осушающей способности триэтиленгликоля методом выпаривания влаги.

Производительность установки - 5,1 млрд. ст. м³/год.

Установка осушки подпиточного газа предназначена для осушки природного газа X скважин с помощью триэтиленгликоля до точки росы не выше минус 33 °С и восстановления осушающей способности триэтиленгликоля методом выпаривания влаги.

Для организации рабочих мест операторов использована промышленная консоль типа Command Center (рисунок 14).



Рисунок 14 - Рабочее место оператора станции ЦПС – 1

Операторские станции строятся на базе персональных компьютеров.

Соблюдение всех выше обозначенных рекомендаций и правил позволит избежать производственного травматизма и чрезвычайных ситуаций, а в случае их наступления минимизировать последствия.

В этом и заключается социальная ответственность организации перед своими работниками и обществом в целом.

Особая ответственность – это сохранение окружающей среды для следующих поколений, а не только для ныне живущих, так как без окружающей среды невозможно и само существование человека, поэтому погоня за прибылью не должна быть приоритетной, необходимо соблюдать баланс изъятия, сохранения, возмещения и преумножения.

Заключение

В данной проделанной работе, анализ показал, что с технологической точки зрения ТЭГ имеет ряд значительных преимуществ по сравнению с ДЭГом, но имеет большую цену. Однако совокупность таких факторов как:

- Более низкий расход;
- Более низкая допустимая концентрация регенерированного раствора;
- Более низкие потери с осушенным газом.

Обеспечивают благоприятные условия для использования ТЭГа в абсорбционной технологии осушки природного газа.

Список использованных источников

1. Афанасьев А.И. Технология переработки сернистого природного газа: Справочник / А.И. Афанасьев. – М.: Недра, 1993. – 152 с.
2. X месторождение [Электронный ресурс]. – URL: <https://petrodigest.ru/dir/oilfields/rus-of/krasnoyarskij-kraj-of/vankorskoe-mestorozhdenie>(Дата обращения: 06.03.2019).
3. СП 52.13330.2011 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95*.
4. ВУПП-88. Ведомственные указания по противопожарному проектированию предприятий, зданий и сооружений нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности. Миннефтехимпром. Введ. с 01.01.88/.
5. ГОСТ 12.1.012-90 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вибрационная безопасность.
6. ГОСТ 12.1.003-83 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности (с Изменением N 1).
7. Диэтиленгликоль и Триэтиленгликоль [Электронный ресурс]. – URL: <http://www.pulscen.ru/price/040435-glikoli?page=5> (Дата обращения: 06.03.2019).
8. Дудко А.Н., Савченко Е.И., Замалиев Д.М., Забоева М.И. Перспектива утилизации водометанольного раствора на нефтегазоконденсатных месторождениях Научный форум. Сибирь.2016.-Т.2.-С.26-27.
9. Дымент О.Н. Гликоли и другие производные окисей этилена и пропилена / О.Н. Дымент, К.С. Казанский, А.М. Мирошников. – М.: Химия, 1976. – 376 с.
10. Жданова И. В. Осушка природных газов / И. В. Жданова, А. Л. Халиф. – М.: Недра, 1975. – 192 с.
11. Истомин В.А. Квон В.Г. Предупреждение и ликвидация газовых гидратов В системе добычи газа.-М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2004.-252 с.
12. Истомин В.А. Основные принципы нормирования и пути оптимизации расхода гликолей и метанола в условиях северных месторождений / В.А.

- Истомин // Подготовка и переработка газа и газового конденсата :Обз. Информ. / А.А. Истомин, В.А. Ставицкий. – М.: ИРЦ Газпром, 1998. – 51 с.
13. Осушка газа и контроль за образованием гидратов. [Электронный ресурс]. – URL: <https://www.siirtecnigi.com/ru/design-gas-dehydration>. (дата обращения 08.05.2019).
14. Истомин В.А. Сбор и промысловая подготовка газа на северных месторождениях России / А.И. Гриценко, В.А. Истомин, А.Н. Кульков, Р.С. Сулейманов. – М.: Недра, 1997. – 473 с.
15. Бекиров Т.М., Шаталов А.Т. Сбор и подготовка к транспорту природных газов.– М.: Недра, 1986
16. Корнеев Ю.С. Организация охраны труда в нефтегазодобывающих и газоперерабатывающих производствах / Ю.С. Корнеевю – М.: Недра, 1988.
17. Кэмпбелл Д.М. Очистка и переработка природных газов. – М. Недра, 1977;
18. Коршак А.А. Основы нефтегазового дела: Учебник / А.А. Коршак, А.М. Шаммазов. — Уфа.: ДизайнПолиграфСервис, 2002 - 544 с.
19. Крупнейшие месторождения газа в России [Электронный ресурс]. – URL: <http://vivareit.ru/krupnejshie-mestorozhdeniya-gaza-v-rossii> (дата обращения 08.03.2019).
20. Кузнецов, О. А. Основы работы в программе Aspen HYSYS / О. А. Кузнецов. – М.-Берлин: Директ-Медиа, 2015. – 153 с.
21. Кузьменко Е.А., Покоев Е.Р. Исследование и моделирование колонны отдувки метанола в технологии промышленной подготовки газа // Современные научные исследования и инновации. 2018. № 6 [Электронный ресурс]. URL: <http://web.snauka.ru/issues/2018/06/86735> (дата обращения: 25.03.2019).
22. Лончаков Г.А., Кульков А.Н., Зиберт Г.К. Технологические процессы подготовки природного газа и методы расчета оборудования. –М.: ООО «Недра – Бизнесцентр», 2000, - 279 с.
23. Мановян А.К. Технология первичной переработки нефти и природного газа: Учебное пособие / А.К. Мановян. – М.: Химия, 2001. – 568 с.

24. Махмутов Р.А., Ефимович Д.О. Оптимизация процесса регенерации метанола на месторождениях Крайнего Севера// Газовая промышленность.- 2016.-№5 (51).-56-57.
25. Мембранное разделение потока. Пермеат, ретентат [Электронный ресурс]. – URL: <http://www.grasys.ru/membrannoe-razdelenie-potoka-permeat-retentat/> (дата обращения 10.05.2019).
26. Мембранные установки подготовки природного и попутного нефтяного газа, комплексные решения НПК Грасис [Электронный ресурс]. – URL: <http://neftegaz.ru/science/view/835-Membrannye-ustanovki-podgotovki-prirodnogo-i-poputnogo-neftyanogo-gaza-kompleksnye-resheniya-NPK-Grasis> (дата обращения 10.05.2019).
27. Методика оценки условий труда при аттестации рабочих мест по условиям труда. [Электронный ресурс]. – URL: <http://busel.org/texts/cat5kh/id5xweyuc.htm> (дата обращения: 14.03.2019)
28. Методы осушки газа: основные способы [Электронный ресурс]. – URL: <https://oils.globecore.ru/kakie-byvayut-metody-osushki-gazov.html> (дата обращения: 16.03.2019).
29. Осушка газа. Установки для осушки природного газа [Электронный ресурс]. – URL http://intech-gmbh.ru/gas_dewatering/(дата обращения: 16.03.2019).
30. НТП 1.8-001-2004 Нормы технологического проектирования объектов газодобывающих предприятий и станций подземного хранения газа.
31. Обустройство X месторождения [Электронный ресурс]. – URL: http://mklogistic.ru/vankorskoe_mestorojdenie(дата обращения: 16.03.2019).
32. Основные данные о производственных опасностях и организационных мероприятиях, обеспечивающих минимальный уровень опасности производства [Электронный ресурс]. – URL: <http://vunivere.ru/work33189/page4> (дата обращения: 16.03.2019).

33. ПБ-03-110-96. Правила безопасности для складов сжиженных углеводородных газов и легко воспламеняющихся жидкостей под давлением. - М.: Утв. Госгортехнадзором РФ 15.12.1996.29.
34. Подготовка природного газа к транспортировке в трубопроводе [Электронный ресурс]. – URL: <http://gazsurf.com/ru/gazopererabotka/stati/item/metody-podgotovki-prirodnogo-gaza-k-transportirovke-v-truboprovoде> (дата обращения 10.03.2019).
35. Правила безопасности при эксплуатации магистральных газопроводов [Электронный ресурс]. – URL: [files.stroyinf.ru>data2/1/4293830/4293830916.htm](http://files.stroyinf.ru/data2/1/4293830/4293830916.htm) (Дата обращения: 05.04.2019).
36. В. Н. Маслов Повышение эффективности абсорбционной осушки природного газа гликолями на поздней стадии разработки месторождений. – Газовая промышленность. – 2015. - № 4. - С. 100-103;
37. С X месторождения поставлено 15 млрд м³ товарного газа [Электронный ресурс]. – URL: <https://www.rosneft.ru/press/news/item/185631/> (дата обращения: 16.03.2019).
38. СанПиН 2.2.4.548-96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.
39. Снижение напряженности трудового процесса [Электронный ресурс]. – URL: [ukcr.ru>sout/snizhenie-napryazhennosti-trudovogo](http://ukcr.ru/sout/snizhenie-napryazhennosti-trudovogo) (дата обращения: 16.03.2019).
40. СНиП 2.04.08-87. Газоснабжение. - М.: ЦИТП Госстроя СССР, 1987. Введ. с 01.01.88. Изд. 1995 г.
41. СП 2.2.2.1327-03 Гигиенические требования к организации технологических процессов, производственному оборудованию и рабочему инструменту.
42. Шешуков Н. Л. Сбор и подготовка продукции газовых и газоконденсатных месторождений. Тюмень. 2013 – 100 с.
43. Шишмина Л.В. Технологические процессы сбора и подготовки продукции нефтяных и газовых скважин: методические указания к выполнению

- лабораторных работ по курсу «Сбор и подготовка продукции нефтяных и газовых скважин» для студентов IV курса, обучающихся по направлению «Нефтегазовое дело» / Л.В. Шишмина, О.В. Носова. – Томск: ТПУ, 2014. – 61 с.
44. Шишмина. Л.В. Сбор и подготовка продукции газовых и газоконденсатных скважин: Рабочая программа по дисциплине / Л.В. Шишмина. – Томск: ТПУ, 2009. - 106 с.
45. ВНТП 01-81 Нормы технологического проектирования объектов газодобывающего предприятия и станции подземного хранения газа
46. ГОСТ 12.1.030-81 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Защитное заземление. Зануление (с Изменением N 1).
47. ГОСТ Р 12.1.019-2009 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
48. ГОСТ 12.2.062-81 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Ограждения защитные (с Изменением N 1).
49. ГОСТ 12.2.003-91 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Общие требования безопасности;
50. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 01.04.2019).

Приложение А

Характеристика исходного сырья, материалов, реагентов, изготавливаемой продукции

№ п/п	Наименование сырья, материалов, реагентов, изготавливаемой продукции	Номер государственного или отраслевого стандарта, технических условий, стандарта компании	Показатели качества, обязательные для проверки	Норма по ГОСТ, ОСТ, СТП, ТУ	Область применения изготавливаемой продукции
1	2	3	4	5	6
1	Сырьевой попутный газ	-	Компонентный состав	не нормируется	Сырье для установки осушки попутного газа
			Содержание механических примесей, г/м ³ не более	не нормируется	
2	Сырьевой подпиточный газ	-	Компонентный состав	не нормируется	Сырье для установки осушки подпи- точного газа
			Содержание механических примесей, г/м ³ не более	не нормируется	
3	Осушенный попутный газ	-	Компонентный состав	не нормируется	Продукция установки осушки попутного газа
			Точка росы по воде, °С : лето зима	минус 10 минус 20	
			Содержание механических примесей, г/м ³ не более	не нормируется	
4	Осушенный	-	Компонентный состав	не нормируется	Продукция

	подпиточный газ		Точка росы по воде, °С: лето зима	минус 10 минус 20	установки осушки подпиточного газа
			Содержание механических примесей, г/м ³ не более	не нормируется	

1	2	3	4	5	6
5	Отбензиненный газ	ОСТ51.40-93	Компонентный состав	не нормируется	Продукция установки низкотемпе- ратурного извлечения конденсата
			Точка росы по воде, °С: лето зима	минус 10 минус 20	
			Точка росы по углеводородам, °С: лето зима	минус 5 минус 10	
			Содержание механических примесей, г/м ³ не более	не нормируется	
			Содержание сероводорода, г/м ³ , не более	0,007 (0,02)	
			Содержание меркаптановой серы, г/м ³ , не более	0,016(0,036)	
			Объемная доля кислорода, %, не более	1,0	
			Теплота сгорания низшая, МДж/м ³ , при 20 °С и 101,325 кПа, не менее	32,5	
6	Топливный газ	ОСТ51.40-93	Компонентный состав	не нормируется	Топливо для узлов регенерации
			Точка росы по воде, °С: лето зима	минус 10 минус 20	

1	2	3	4	5	6
			Точка росы по углеводородам, °С: лето	минус 5 минус 10	ТЭГ, потребителей топливного газа высокого и низкого давления
			зима		
			Содержание механических примесей, г/м ³ не более	не нормируется	
			Содержание сероводорода, г/м ³ , не более	0,007 (0,02)	
			Содержание меркаптановой серы, г/м ³ , не более	0,016(0,036)	
			Объемная доля кислорода, %, не более	1,0	
7	Триэтиленгликоль	ГОСТ 19710 – 83	Теплота сгорания низшая, МДж/м ³ , при 20 °С и 101,325 кПа, не менее	32,5	Осушающий агент на уста- новках осушки
			Массовая доля триэтиленгликоля, %, не менее	99,8	
8	Нестабильный конденсат	-	Плотность, кг/м ³	1125,09	Продукция установки низкотемперату- рного извлечения конденсата
			Массовая доля воды, %, не более	0,1	
			Масса хлористых солей, мг/дм ³ , не более	30	
			Фракционный состав, °С	не нормируется	
9	Пропан технический (R290) марка «А»	ТУ 0272-023- 00151638-99	Плотность при 20 °С, г/см ³	не нормируется	Применяется в качестве хладагента на
			Массовая доля компонентов, %:		
			- сумма С1, С2, не более	2	
			- сумма С3, не менее	96	

1	2	3	4	5	6
			в том числе пропилена, не более	0,2	ПХУ
			- сумма C4, не более	3	
			- сумма C5 и выше, не более	отсутствие	
			Содержание сероводорода, % масс., не более	0,003	
			Содержание свободной воды и щелочи, % масс.	отсутствие	
10	Сжиженный углеводородный газ (пропан и бутан технические)	ГОСТ Р 52087-2003	Массовая доля компонентов, %:		Используется для заправки баллонов на установке заправки СУГ
			- сумма метана, этана и этилена	не нормируется	
			- сумма пропана и пропилена, не менее	не нормируется	
			в том числе пропана	-	
			- сумма бутанов и бутиленов в т.ч. i-C4, n-C4	-	
			- не более	60	
			- не менее	-	
			- сумма непредельных углеводородов, не более		
			Объемная доля жидкого остатка при 20 °С, не более	1,6	
			Давление насыщенных паров, МПа (изб.), при температуре:		
			- плюс 45 °С, не более	1,6	
			- минус 20 °С	-	
			- минус 30 °С	-	

1	2	3	4	5	6
			Массовая доля сероводорода и меркаптановой серы, %, не более	0,013	
			в том числе сероводорода, не более	0,003	
			Содержание свободной воды и щелочи	отсутствие	
			Содержание общей серы, % масс.	не нормируется	
			Испытание на медной пластинке	выдерживает	
11	Теплоноситель (водный раствор триэтиленгликоля)	Технологический регламент установки ГТЭС	Содержание:		Используется для подогрева технологически х сред
			- триэтиленгликоля, %	58	
			- воды.	42	
			Параметры теплоносителя:		
			- температура, °С	120÷150	
12	Технический азот	ГОСТ 9293-74	- рабочее давление, МПа	1,3÷1,5	Применяется для опрессовки и инертизации технологически х систем
			Содержание:		
			- объемная доля азота, %, не менее	99,6	
			- объемная доля кислорода, %, не более	0,4	
			- массовая концентрация водяных паров в газообразном азоте, при 20 °С и 101,3 кПа, г/м ³ , не более	0,009	
			- объемная часть водорода, %, не более	не нормируется	
			- объемная часть суммы соединений, которые содержат углерод в пересчете на СН ₄ , %, не более	не нормируется	
13	Одорант	Соответствие			Применяется

1	2	3	4	5	6
		паспорту изготовителя			для одоризации СУГ
14	Метанол	Соответствие паспорту изготовителя	Вязкость при 20°C, МПа·с	0,793	Применяется при аварийной остановке уста- новки осушки попутного неф- тяного газа для предотвращени я гидратообразо- вания на уста- новке выделения газоконденсата
			Плотность, г/см ³	810,1	
15	Воздух КИП (технологический воздух)	ГОСТ 17439-80	Влажность по точке росы, не выше	минус 60 °С	Для питания приборов КИП
			Содержание масла	отсутствие	
			Содержание механических примесей	отсутствие	
			Содержание твердых частиц, мг/м ³ не более	1,0	
16	Смазочное масло ТП-22 по ТУ 38.101.543-78	Соответствие паспорту изготовителя	Вязкость кинематическая при 100 °С, сСт	7-9	Применяется в качестве смазки компрессора ПХУ (в масло- системе)
			Индекс вязкости, %, не менее	95	
			Содержание мех. примесей, мг/л	отсутствие	
			Содержание воды, %	отсутствие	
			Содержание серы, %, не более	0,02	
			Температура вспышки в открытом	200	

1	2	3	4	5	6
			тигле, °С, не ниже		
			Температура застывания, °С, не выше	минус 15	
			Кислотность, мг КОН/г, не более	0,03	
17	Реагент контроля pH (раствор гидрооксида натрия 3÷5% масс.)	Соответствие паспорту изготовителя	Плотность, кг/м ³	1020÷1028	Реагент
			Кинематическая вязкость, сСт	0,815÷1,015	
18	Антивспениватель RICHMOLE Antifoam 200	ТУ 2257-066-18947160-2008	Плотность при 20°С, кг/м ³	800÷1100	Реагент
			Кинематическая вязкость при 20°С, сСт	100÷150	
			pH	6,5÷7	
19	Уголь активированный	Соответствие паспорту изготовителя			Вспомогательный материал

Общая схема с параметрами давления

Тепловыделющая способность природного газа на установку осушки подпиточного газа
система 02

