Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
«Национальный исследовательский Томский политехнический университет»

Инженерная школа	Природных ресурсов
Отделение	Нефтегазовое дело
Направление	21.03.01 Нефтегазовое дело
Профиль	Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ УСТАНОВКИ КОМПЛЕКСНОЙ ПОДГОТОВКИ ГАЗА ВЫНГАЯХИНСКОГО ГАЗОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

УДК 622.279.8.05.66.074.31.547.42(571.121)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б4Г	Диденко Владимир Павлович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Носова Оксана Владимирована			

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Немцова Ольга Александровна	Ассистент ООД		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Носова Оксана Владимировна			

Томск – 2018

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

Инженерная школа Природных ресурсов
Отделение Нефтегазовое дело
Направление 21.03.01 Нефтегазовое дело
Профиль Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП
_____ _____
_____
(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б4Г	Диденко Владимиру Павловичу

Тема работы:

Анализ эффективности работы установки комплексной подготовки газа вынгаяхинского газового месторождения.	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	1750/с от 14.03.2018

Срок сдачи студентом выполненной работы:	19.06.2018

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Технологическая схема разработки Вынгаяхиснкого газового месторождения, тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, технологические регламенты, нормативные документы.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Изучение геолого- технических особенностей Вынгаяхинского газового месторождения, методов осушки газа, влажности газа; анализ влияние различных факторов на качество осушки газа; построение модели технологических процессов разработки УКПГ Вынгахинского газового промысла и определение расходов и потерь разных абсорбентов (ДЭГ и ТЭГ) в ходе процессов абсорбции и десорбции при различных эксплуатационных условиях в зимний период времени; анализ полученных данных и выбор

	оптимальных условий эксплуатации установки для каждого из гликолей. Выбор оптимального с технической и экономической стороны осушителя.

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы:

Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Доцент, к.г.н. Цибульникова Маргарита Радиевна
«Социальная ответственность»	Ассистент ООД. Немцова Ольга Александровна

Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:
Геолого-техническая характеристика Вынгаяхинского ГМ
Влажность газа
Методы осушки газа
Моделирование УКПГ Вынгаяхинского ГП
Социальная ответственность
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	15.03.2018

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Носова Оксана Владимировна			15.03.2018

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б4Г	Диденко Владимир Павлович		15.03.2018

Обозначения, определения и сокращения

В ходе процесса работы ВКР применены следующие сокращения:

ДЭГ – диэтиленгликоль;

ТЭГ – триэтиленгликоль;

УКПГ – установка комплексной подготовки газа;

ГИС – геофизические исследования скважин;

БКЗ – боковое каротажное зондирование;

ИК – индукционный каротаж;

БК – боковой каротаж;

АК – акустический каротаж;

ГВК – газоводяной контакт;

НТС – низкотемпературная сепарация;

УППГ – установка предварительной подготовки газа;

ГП – газовый промысел;

ЦВиС – цех входа и сепарации;

ДКС – дожимная компрессорная станция;

АВО – аппараты воздушного охлаждения.

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 94 с.,31 рис.,23 табл.,22 источника, 0 прил.

Ключевые слова: осушка газа, диэтиленгликоль, триэтиленгликоль, абсорбер, влажный газ, точка росы.

Объект исследования: абсорбционные методы осушки газа с применением ДЭГ и ТЭГ.

Цель работы: анализ влияния параметров работы УКПГ на осушку газа гликолями.

В процессе исследования был изучен материал по различным методам осушки газа, производились расчеты расходов и потерь гликолей в программе AspenHysys.

В результате исследования была построена модель установки комплексной подготовки газа Вынгаяхинского газового промысла, по которой были нарисованы графики влияния давления и температур на расход и потери ди- и триэтиленгликолей в процессе абсорбционной осушки газа.

Область применения: установки комплексной подготовки газа сеноманских залежей.

Экономическая эффективность/значимость работы: в условиях падающего пластового давления на газовых месторождениях остро стоит вопрос применения эффективного и экономически обоснованного метода осушки газа. В связи с этим рассмотрение вопросов по осушке газа является значимым.

Оглавление

ВВЕДЕНИЕ 8
1. ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ВЫНГАЯХИНСКОГО ГАЗОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ 10
1.1. Общие сведения о месторождении 10
1.2. Геолого-промысловая характеристика пласта ПК-1 12
1.3. Физико-химические свойства газа 15
1.4. Состояние разработки Вынгаяхинского ГМ 16
2. ВЛАЖНОСТЬ ГАЗА 17
3. МЕТОДЫ ОСУШКИ ГАЗА 21
3.1. Низкотемпературные методы осушки 21
3.2. Адсорбционная осушка газа 22
3.3. Абсорбционные методы осушки газа 25
3.3.1. Жидкие поглотили, сравнение свойств ТЭГ и ДЭГ 25
3.3.3. Технологические схемы осушки газа методом абсорбции 31
3.3.4. Оборудование абсорбционной осушки газа 38
4. РАСЧЕТНАЯ ЧАСТЬ 48
4.1. Технологические процессы УКПГ Вынгаяхинского ГП 48
4.2. Моделирование процесса подготовки газа на УКПГ Вынгаяхинского ГП в программе Aspen Hysys 49
4.3. Анализ влияния параметров УКПГ на процесс осушки 53
5. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОЁМКОСТЬ 60
5.1. Расчет затрат на покупку гликолей 60
5.2. Определение количества и стоимости абсорбента в условиях УКПГ Вынгаяхинского ГП 63
6. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ 71
6.1. Производственная безопасность 71
6.1.1. Анализ выявленных вредных факторов 71
6.1.2. Анализ выявленных опасных факторов 80
6.2. Экологическая безопасность 83
6.2.1. Анализ воздействия объекта на атмосферу 84
6.2.2. Анализ воздействия объекта на гидросферу 85

6.2.3. Анализ воздействия объекта на литосферу 86
6.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях..... 87
6.4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности 89
6.4.1. Специальные правовые нормы трудового законодательства..... 89
6.4.2. Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны 89
ЗАКЛЮЧЕНИЕ 91
Список используемых источников..... 93

ВВЕДЕНИЕ

Природный газ представляет из себя смесь углеводородов с различными примесями. В сыром газе, добываемом из скважин всегда присутствует вода в виде растворенных паров. В ходе транспортировки газа меняются условия, в которых находится газ – возможно снижение температуры, повышение давления на компрессорных станциях, в результате чего находящаяся в виде паров влага может переходить в жидкое состояние (конденсироваться) и образовывать лед и гидраты. Образование таких отложений на стенках трубопровода и в оборудовании приводит к коррозии метала, закупорке технологического оборудования и, как следствие, остановке подачи газа. В связи с этим, одним из важнейших процессов при подготовке газа является его осушка на специальных установках с применением различных осушителей – твердых адсорбентов и жидких абсорбентов.

В настоящее время на установках комплексной подготовки газа по всему миру наиболее распространенным методом осушки является способ абсорбционной осушки газа с применением жидких поглотителей(гликолей). Чаще всего, в качестве абсорбентов используют диэтиленгликоль(ДЭГ) и триэтиленгликоль(ТЭГ).

Цель работы: анализ влияния рабочих параметров УКПГ Вынгаяхинского газового месторождения на процесс осушки газа абсорбционным методом.

Задачи:

1) Изучить методы осушки газа.

2) Проанализировать влияние различных факторов на качество осушки газа.

3) С помощью программы моделирования технологических процессов разработки AspenHysys построить модель УКПГ Вынгахинского газового промысла и определить расходы и потери разных абсорбентов (ДЭГ

и ТЭГ) в ходе процессов абсорбции и десорбции при различных эксплуатационных условиях в зимний период времени.

4) Проанализировать полученные данные и выбрать оптимальные условия эксплуатации установки для каждого из гликолей.

5) Выбор оптимального с технической и экономической стороны осушителя.

1. ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ВЫНГАЯХИНСКОГО ГМ

1.1. Общие сведения о месторождении

Вынгаяхинское газовое месторождение находится в Ямало-Ненецком автономном округе (Пуровский район). Близлежащий город – Ноябрьск находтся в 120 км к юго-западу.

Месторождение располагается в северной части Западно-Сибирской равнины, в лесотундре. Реки, между которым расположено месторождение (реки Вынгапур и Тырль-Яха), мелководные, имеют извилистые русла и большое число притоков.

Климат в районе резко-континентальный, который характеризуется долгой, холодной зимой и коротким, жарким летом. Продолжительность холодного периода составляет восемь месяцев (с октября по май) с устойчивым снежным покровом семь месяцев (середина октября – середина мая). Наиболее холодными месяцами являются декабрь, январь, февраль, когда морозы достигают минус 50˚С и ниже, среднегодовая температура – 6,7˚С.

В год выпадает 580 мм осадков. Реки покрываются льдом в конце сентября, а вскрываются от него во второй половине мая. Грунт промерзает на 1,5-3 м, лед на реках и озерах имеет толщину от 40 до 90 см.

В районе Вынгаяхинского месторождения региональные геолого-геофизические исследования начаты в 1961г. В ходе проведенных работ было уточнено тектоническое строение платформенного чехла в данном районе.

Начало поисково-разведочного бурения приурочено к 1968 г. Первой газовую залежь в сеноманских отложениях вскрыла поисковая скважина 3, пробуренная в северной части поднятия.

В геологическом строении района принимают участие породы палеозойского и триасового возраста, перекрытые платформенным чехлом,

представленным юрскими, меловыми, палеогеновыми и неоген-четвертичными отложениями(рисунок1.1).

В изученной части разреза месторождения разведаны залежи углеводородов в отложениях сеномана (горизонт $ПК_1$), в группе пластов $БП_{11}$ ($БП_{11}^0$, $БП_{11}^1$ и $БП_{11}^2$), в пластах $БП_{12}^1$ и $БП_{12}^2$, в пластах ачимовской толщи ($ачБП_{15}$ и $ачБП_{17}$), в баженовской свите (пласт $Ю_0$) и в васюганской свите (пласты $Ю_1^1$ и $Ю_1^2$), причем сеноманские залежи - чисто газовые, остальные залежи - нефтяные.

Большая часть запасов газа относится к отложениям сеноманской продуктивной толщи.

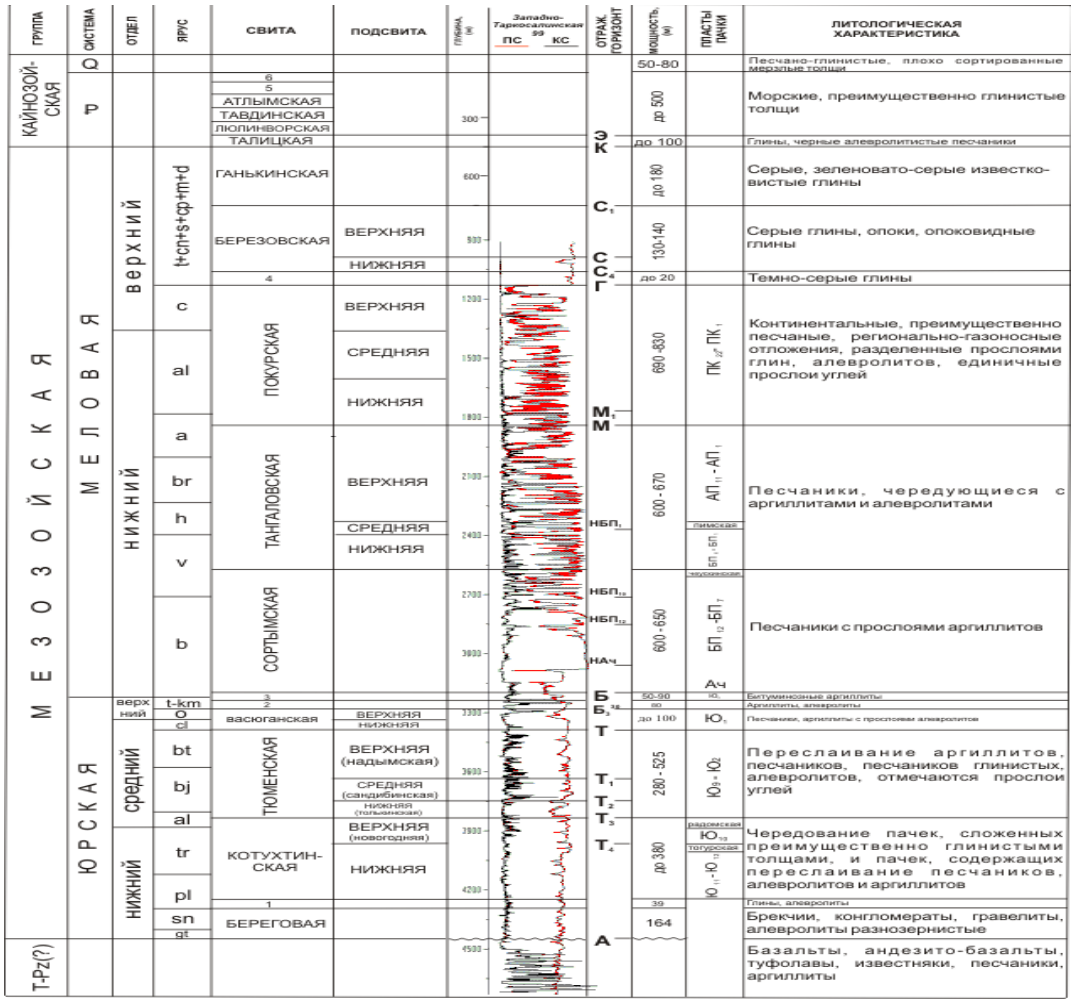


Рисунок 1.1 – Сводный литолого-стратиграфический разрез (на основе скважины Западно-Таркосалинская 99). Свиты: 1 – Ягельная; 2– Георгиевская; 3–Баженовская; 4–Кузнецовская; 5–Новомихайловская; 6– Журавская

1.2. Геолого-промысловая характеристика пласта ПК-1

На Вынгаяхинском месторождении газовая залежь сеномана изучена материалами геофизических исследований, проведенных в 199 скважинах: 58 разведочных, 41 эксплуатационной газового фонда и 100 скважин, пробуренных с целью эксплуатации нефтяных залежей, залегающих по разрезу ниже сеноманской залежи.

Данные ГИС использовались для детализации геометрии залежи, выделения пород-коллекторов, определения эффективных толщин, оценки характера насыщения, коэффициентов пористости, проницаемости и газонасыщенности и определения положения газо-водяных контактов.

Газонасыщенная часть залежи уверенно выделяется на качественном уровне основным комплексом ГИС – БКЗ, ИК, БК и, в ряде случаев, по нейтронному и акустическому каротажу, причём по АК с большей эффективностью. В большинстве скважин положение ГВК прослеживается внутри однородного пласта-коллектора или через небольшую глинистую перемычку, разделяющую газонасыщеную и водонасыщенную части разреза. Однако в некоторых скважинах, где ГВК находится в интервале сильнозаглинизированных коллекторов, эффективность комплекса ГИС несколько снижается.

Оценка пористости коллекторов сеноманских отложений затруднена в условиях рыхлых слабосцементированных песчаникови и изменения минерализации внутриконтурной остаточной воды по высоте залежи.

Хорошо просматривается неоднородность коллекторов по разрезу продуктивной толщи, объясняемая ритмами осадконакопления и сопутствующей сменой преимущественных фациальных обстановок. Так, явно выделяется своей однородностью и высокими коллекторскими свойствами верхняя 10-метровая зона, которая прослеживается на многих сеноманских месторождениях, включая Етыпуровское и Вынгапуровское. Наиболее значимое увеличение пористости коллекторов - в интервале 25-40 м

от кровли продуктивной толщи, что обусловлено значительным содержанием здесь русловых аллювиальных отложений

В сеноманских отложениях были выявлены две залежи, которые отделяются друг от друга небольшим прогибом.

Первая залежь выделяется на севере в районе небольшого локального поднятия. Газонасыщенная толщина залежи – 2,2 м, ГВК – 736,8 м. Площадь залежи 6 км^2. Залежь водоплавающая.

Вторая (основная) залежь газа, вытянута в меридиональном направлении, кровля пласта ПК1 в пределах залежи вскрыта на а.о. 626 – 713,8 м. Среднее положение ГВК принято на а.о. 710 м. Размер основной залежи 25,3х10,8 км, в соответствии с установленным положением ГВК высота залежи составляет – 85,2 м.

Сеноманскую толщу характеризует достаточно сложное строение: литологический состав изменчив, продуктивная толщ сильно расчленена, неоднородность слоистая и по площади, и по разрезу.

Коэффициент песчанистости (таб.2.1) по месторождению изменяется от 42,4% (скв. 38) до 100% (скв. 3, 34, 40, 377,379). Его среднее значение – 82,8%.

Коэффициент расчленённости по месторождению варьируется в широких пределах от 1 (скв. 34, 40, 377, 379) до 9 (скв. 350, 351, 358, 359). Среднее значение – 3.

Коэффициент проницаемости принимает значения от 91 мД в скважине 358 до 1969 мД в скважине 37.

Эффективные газонасыщенные толщи изменяются от 1,8 м до 68,4 м.

В роли коллекторов выступают рыхлые, слабосцементированные породы средне- и мелкозернистых песчаников и алевролитов, с неравномерным распределением глинистого материала. Состав пород схож с сеноманскими толщами коллекторов севера Тюменской области.

Средневзвешенное значение коэффициента пористости по данным ГИС составило 35,1 %, по данным керна – 30,8%. Эта разница объясняется не

полным выносом наиболее лучших разностей коллекторов при отбое керна из отложений сеномана.

Определение коэффициента начальной газонасыщенности проводилось согласно зависимостям удельного сопротивления от объемной влажности по аналогии с соседними месторождениями. Средневзвешенное значение по месторождению равно 0,64.

Средневзвешенное значение коэффициента проницаемости ($К_{пр}$) по данным ГИС в продуктивной части пласта $ПК_1$ составляет 0,642 мкм^2, по данным газодинамических исследований эксплуатационных скважин - 0,752 мкм^2. Проницаемость и водонасыщенность не определялись по керну.

По классификации А.А.Ханина коллекторы пласта $ПК_1$ преимущественно I класса, реже встречаются коллекторы II и III класса. На 35% продуктивный разрез представлен высокопроницаемыми породами, что говорит возможной высокой продуктивности залежи залежи. Все основные параметры по скважинам представлены в таблице1.1.

Таблица 1.1 – Основные параметры по скважинам сеноманской газовой залежи Вынгаяхинского месторождения

№№ п/п	№№ скв.	$А_{КР.ПЛ.}$, (м.)	$К_{ПР}$, (мкм^2)	$К_{ПР}$ х $h_{ЭФ}$, (мкм^2 *м.)	$К_{Г.Н.}$, (д.ед.)	$К_{Г.Н.}$ х $h_{ЭФ.}$ (д.ед. *м.)	$К_{ПОР.}$, (д.ед.)	$К_{ПОР.}$ х $h_{ЭФ}$ (д.ед.*м)	$h_{ОБЩ.}$, (м.)	$h_{ЭФ.Г.Н.}$, (м.)	$К_{ПЕСЧ.}$, (%)
1	372	-636,0	1,525	95,160	0,743	46,36	0,359	22,40	74,0	62,4	84,3
2	33	-638,3	1,754	84,543	0,770	37,11	0,367	17,69	72,6	48,2	66,4
3	352	-638,9	1,052	64,803	0,702	43,24	0,347	21,38	72,6	61,6	84,8
4	355	-656,0	1,334	63,232	0,723	34,27	0,354	16,78	54,2	47,4	87,5
5	37	-658,7	1,969	79,154	0,793	31,88	0,371	14,91	46,0	40,2	87,4
6	38	-666,3	1,521	28,899	0,764	14,52	0,361	6,86	44,8	19,0	42.4

Продолжение таблицы 1.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
7	350	-672,2	0,537	18,258	0,591	20,09	0,323	10,98	37,8	34,0	89,9
8	360	-674,6	0,333	10,456	0,606	19,03	0,323	10,14	36,2	31,4	86,7
9	359	-675,8	0,092	2,686	0,517	15,10	0,306	8,94	32,4	29,2	90,1
10	377	-681,2	0,127	3,327	0,551	14,44	0,312	8,17	26,2	26,2	100,0
11	34	-681,4	0,577	17,656	0,615	18,82	0,327	10,01	30,6	30,6	100,0
12	40	-682,7	0,543	15,421	0,657	18,66	0,333	9,46	28,4	28,4	100,0
13	358	-695,4	0,091	1,474	0,534	8,65	0,309	5,01	18,0	16,2	90,0
14	354	-701,3	0,291	2,037	0,653	4,57	0,330	2,31	10,0	7,0	70,0
15	356	-706,5	0,057	0,205	0,494	1,78	0,302	1,09	4,2	3,6	85,7
16	351	-706,6	-	-	-	-	-	-	7,0	6,2	88,6
17	379	-707,7	0,181	0,434	0,620	1,49	0,323	0,78	2,4	2,4	100,0
18	3	-734,6	0,181	0,398	0,620	1,36	0,323	0,71	2,2	2,2	100,0

1.3. Физико-химические свойства газа

Сеноманская газовая залежь охарактеризована двумя анализами по скважинам 33 и 34. В газах сеноманских отложений содержание тяжелых углеводородов очень низкое, иногда возможно и вовсе полное их отсутствие. По составу газа признаков нефти и конденсата при испытании скважин не обнаружено. Содержание метана составляет 98,23%, присутствуют следы этана, пропана от 0,01 до 0,03%, бутанов от 0,02 до 0,06, пентана + высшие - 0,03%. Углекислый газ содержится в количестве 0,04%. Азот, гелий и аргон присутствуют в очень малых количествах: 1,62 – 2,18%; 0,02%; 0,01%, соответственно. Относительная плотность составляет 0,564. Результаты анализа свободного и растворённого газа (устьевые пробы) по газовой залежи Вынгаяхинского месторождения приведены в графическом приложении Б.

1.4. Состояние разработки Вынгаяхинского ГМ

В настоящее время Вынгаяхинское ГМ находится на третьей стадии эксплуатации, о чем свидетельствует падение годовой добычи газа и постепенно снижающееся пластовое давление, которое сейчас составляет 1.7-1.8 Мпа (при начальном пластовом давлении в 7,5 МПа).

2. ВЛАЖНОСТЬ ГАЗА

В процессе осушки газа происходит удаление присутствующей в нем воды. Газ, содержащий влагу можно охарактеризовать по значениям абсолютной и относительной влажности, а также влагосодержанием. Влагосодержанием принято называть массу паров воды (в кг), которая содержится в газе при пересчете на 1 кг абсолютно не содержащего влагу (сухого) газа.

Абсолютную влажность определяет количество водяного пара, выраженного в килограммах, который содержится в одном кубометре насыщенного водой газа. Под относительной влажностью понимают содержание массы воды в виде пара в 1 м^3 влажного газа при данных значениях давления и температуры, отнесенное к максимально возможному содержанию массы водяного пара в том же объеме газа и при таких же условиях [1].

Важнейшей характеристикой, определяющей качество газа является точка росы. Под точкой росы понимается температура, охлаждаясь до которой в газе начинает конденсироваться водяной пар. Более глубокая осушка позволяет осушить газ до более низкой точки росы.

Влага, присутствующая в газе может быть опасной для дальнейшей его транспортировки, так как пары могут выпадать в чистом виде или в виде гидратов, что приводит к проблемам в работе систем транспортного устройства.

Исходя из того, куда предполагается транспортировать газ далее – на переработку или потребителю, выбирается депрессия точки росы, то есть разница между точкой росы влажного газа перед процессом осушки и после нее [2].

Равновесное влагосодержание газа определяется уравнением Бюкачека (1):

$$b = \frac{A}{10{,}2p} + B, (1)$$

Где р – давление газа, МПа; А – влагоемкость идеального газа при атмосферном давлении, г / м^3, В – коэффициент, показывающий разницу влагосодержания реального и идеального газов. Значение коэффициентов приведены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – значение коэффициентов А и В

Т,°С	А	В	Т,°С	А	В
-40	0,1451	0,00347	20	17,87	0,112
-36	0,2189	0,00465	24	22,8	0,1343
-32	0,3235	0,00623	28	28,7	0,1595
-28	0,4715	0,00806	32	36,1	0,1895
-24	0,6775	0,0104	36	45,2	0,224
-20	0,960	0,00134	40	56,25	0,263
-16	1,35	0,0175	44	69,25	0,310
-12	1,868	0,02155	48	85,2	0,363
-8	2,550	0,0271	52	103,5	0,422
-4	3,480	0,0338	56	126	0,487
0	4,67	0,0418	60	152	0,562
4	6,225	0,0515	64	183,3	0,645
8	8,2	0,063	68	219	0,741
12	10,72	0,0767	72	260	0,841
16	13,94	0,093	76	306	0,965

Формула, для определения влагоемкости идеального газа (2) :

$$A = \frac{273 \cdot 10^3 \cdot p \cdot M}{22{,}4 \cdot (f + 273) * pz}, \quad (2)$$

Где р – давление насыщенных паров воды, МПа; М – молекулярная масса воды; z – коэффициент сжимаемости газа; t – температура, °С.

На рисунке 2.1 приведена монограмма для определения равновесного содержания паров воды в системе природный газ – вода для газа относительной плотностью 0,6.

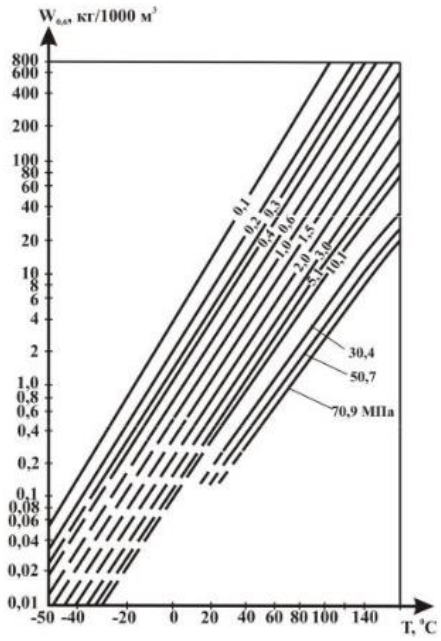


Рисунок 2.1 – Монограмма для определения равновесной влажности газа относительной плотностью 0,6 [3]

Лед в системе, плотность газа и минерализация воды в пласте оказывают большое влияние на влажность газа.

Для определения равновесного влагосодержания газа при температурах ниже 0 °С необходимо значение равновесного коэффициента K_0, характеризующий переохлажденную воду.

С увеличением молекулярной массы газа количество паров воды, необходимое для насыщения, снижается. Влияние плотности газа на его влагосодержание учитывается коэффициентом K_1 (рисунок 2.2).

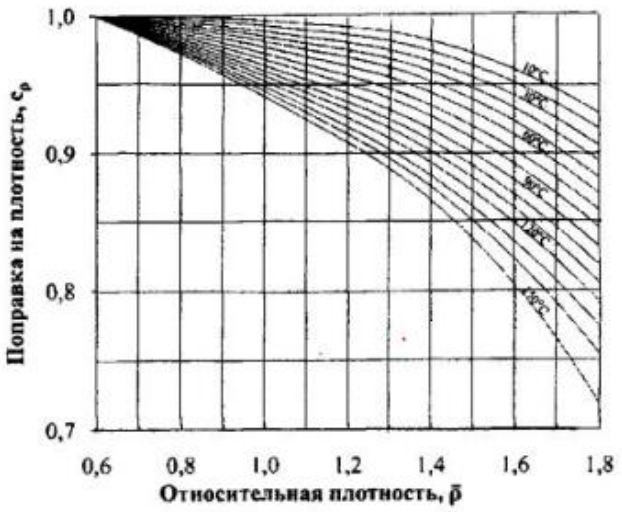


Рисунок 2.2 – поправочный коэффициент к влажности на плотность газа

Содержание в воде солей понижает парциальное давление паров воды и, в связи с этим, уменьшается влагосодержание газа. Влияние солей учитывается поправочным коэффициентом $К_2$ (рисунок 2.3).

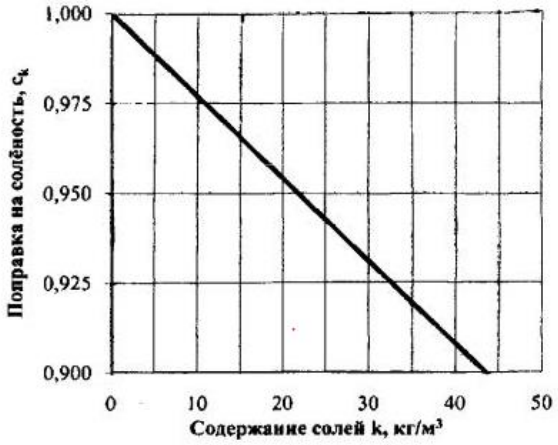


Рисунок 2.3 – поправочный коэффициент к влажности на содержание солей

С учетом приведенных выше коэффициентов уравнение Бюкачека примет вид:

$$b = \left(\frac{A}{10{,}2p} + B\right) \cdot К_0 \cdot К_1 \cdot К_2. \text{ [3-4]}$$

3. МЕТОДЫ ОСУШКИ ГАЗА

Существуют и применяются различные методы осушки газа такие, как методы прямого охлаждения, абсорбции, адсорбции.

3.1. Низкотемпературные методы осушки

На зависимости параметра влажности газа от температуры основывается метод осушки газа путем охлаждения. В процессе охлаждения теплого газа часть паров воды в нем сконденсируется. Если мы будем охлаждать теплый газа, то часть паров воды в нем выпадет в виде конденсата. Эту сконденсированную влагу возможно удалить, в результате чего понизится точка росы газа. Таким способом можно достичь нужной степени осушки газа, если охлаждение будет происходить до температуры ниже минимальной температуры, при которой будет происходить дальнейшая транспортировка газа.

Зимой окружающий воздух обладает более низкой температурой, чем грунт. В этот период, в случае подземного способа прокладки трубопровода, возможна осушка газа вымораживанием. Так, в компании ООО «РН-Сахалинморнефтегаз» применяют следующую технологию: газ проходит через сепараторы и направляется на один из аппаратов для вымораживания (вымораживатель), которые представляют из себя батарею труб с нужной поверхностью теплообмена. Газ, двигаясь по трубам охлаждается, вследствие чего влага кристаллизируется на внутренних стенках труб. Вымораживатели включены параллельно и включение их в работу происходит поочередно. Пока один вымораживатель работает, второй прочищают от льда.

В случаях, когда на одном месторождении присутствует и нефтяной и природный газ существует возможность охлаждения нефтяного газа через теплообменники. В качестве вещества, которое будет охлаждать нефтяной газ в этом случае используется холодный природный газ, полученный методом дросселирования.

Сам нефтяной газ так же можно охлаждать дросселированием [2].

При газовом факторе, превышающем 1000 м^3 на тонну нефти и при больших значения давления на устье нефтяных скважин желательно осуществлять разделение нефти и газа на установках НТС (низкотемпературная сепарация). Чтобы уменьшить возможность образования гидратов осуществляют впрыск метанола или гликолей в теплообменники.

На рисунке 3.1. представлена схема установки НТС [1].

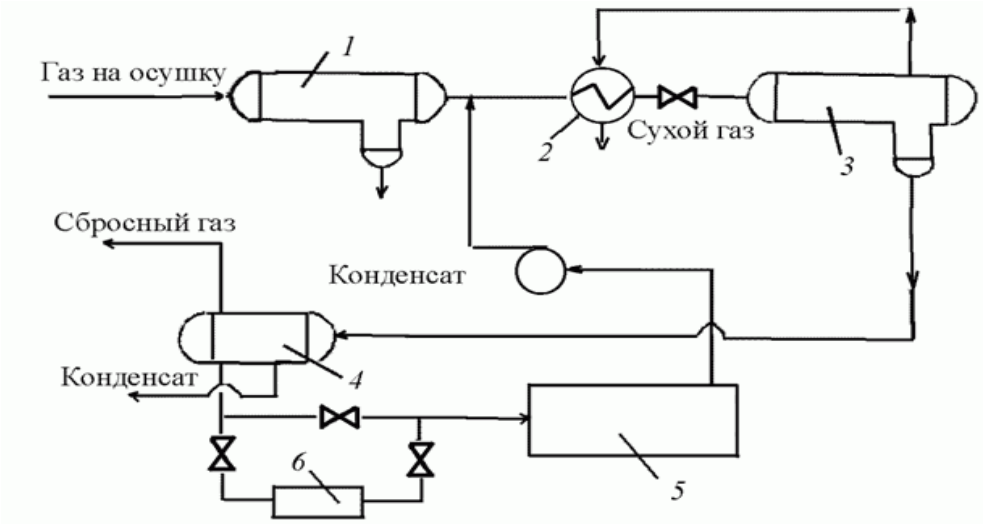


Рисунок 3.1 – Схема осушки НТС на промыслах: 1– сепаратор; 2 – теплообменник; 3 – низкотемпературный сепаратор; 4 – разделитель гликоля и конденсата; 5 – установка регенерации гликоля; 6 – фильтр.

3.2. Адсорбционная осушка газа

Адсорбционная осушка заключается в избирательном поглощении поверхностью пор твердого адсорбента молекул воды и дальнейшем извлечении их из пор путем повышения температуры адсорбента или снижения давления среды.

Для данного метода осушки используются аппараты периодического действия. Слой адсорбента в ходе процесса остается неподвижным. Основные стадии процесса осушки: адсорбция, регенерация и охлаждение осушителя. На практике в качестве адсорбентов используют силикагели, алюмосиликагели, активированный оксид алюминия, бокситы и молекулярные сита (цеолиты). На качество адсорбента влияет размер пор и их удельная поверхность.

Осушители в виде молекулярных сит способны поглощать, помимо влаги, сероводород и углекислый газ. Как правило адсорбенты изготавливаются в форме гранул или шариков, что способствует уменьшению сопротивления движения среды (газа). Основными требованиями к осушителям являются: быстрое поглощение влаги из газа и простота регенерации; способность регенерировать многократно без существенных потерь прочностных свойств; высокая поглотительная способность и механическая прочность; малое сопротивление потоку газа; низкая цена. В процессе регенерации адсорбента используется нагретый до 160-180 °С газ (в случае использовния молекулярных сит – до 280-290 °С).

Адсорбционная установка осушки газа состоит не меньше чем из двух адсорберов.

Принципиальная схема установки приведена на рисунке 3.2.

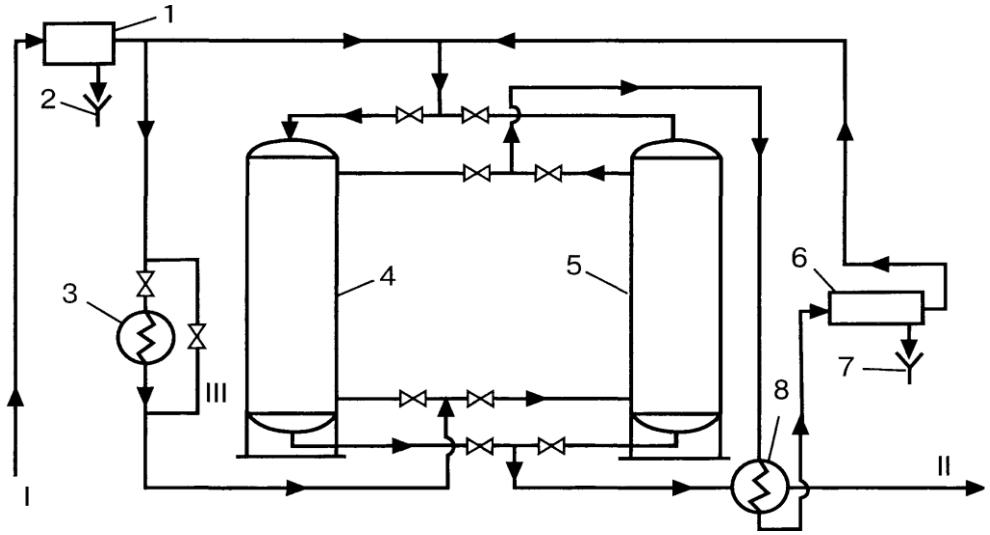


Рисунок 3.2. – Технологическая схема осушки газа твердыми поглотителями: 1– водоотбойник; 2, 7 – воронка; 3 – трубчатый нагреватель; 4, 5 – адсорберы; 6 – сепаратор; 8 – теплообменник Потоки: I – влажный газ; II – осушенный газ; III – обводная линия

Весь цикл работы адсорбера состоит из следующих периодов:

- *адсорбция*, которая происходит при температурах от 35 до 50°С и давлении в 8-12 МПа, газ должен контактировать с адсорбентом не менее 10

секунд. Длительность процесса определяется исходя из свойств газа и осушителя.

- *нагрев адсорбента* – начинается, когда аппарат переключается на режим десорбции. Скорость нагрева не более 60°С в час. Время, необходимое для нагрева, составляет от 0,6 до 0,65 от времени периода адсорбции;
- *десорбция* – процесс, при котором из пор осушителя вытесняется поглощённая влага и восстанавливается его адсорбционная способность. Направление потока нагретого газа в этот период противоположно направлению осушаемого газа в процессе адсорбции и происходит снизу-вверх;
- *охлаждение адсорбента* – это процесс, который начинается после окончания периода десорбции и переключении аппарата в режим адсорбции. Время, затрачиваемое на охлаждение газа составляет от 0,35 до 0,40 времени периода адсорбции.

Углеводороды от бутанов и выше осложняют процесс, так как в ходе адсорбции они поглощаются верхним слоем адсорбента, а в ходе десорбции способны образовывать коксовые отложения в порах осушителя, что может привести к снижению показателей качества адсорбента.

Адсорбционный метод обладает рядом преимуществ: высокая степень осушки газа, которая не зависит от его параметров; адсорбционная установка, как правило, компактна, а для установок с малой мощностью требуются малые капитальные вложения. К недостаткам можно отнести: высокое сопротивление потоку среды (газа); большие затраты на осушители; высокая стоимость строительства адсорбционных установок, обладающих большими мощностями.

Создаваемая в ходе адсорбционного процесса депрессия точки росы может доходить до 100 °С. Исходя из этого, метод применяется с целью достижения большой глубины осушки. Так, например, требования к точке росы природного газа, направляемого на гелиевый завод – не более минус

70°C. В этом случае газ обязательно подвергается адсорбционной осушке на цеолитах [2].

3.3. Абсорбционные методы осушки газа

Абсорбция — это процесс осушки газа, при котором в качестве осушителей применяются жидкие поглотители.

Процесс абсорбции будет идти до того момента, когда значения парциального давления влаги в газе не сравняется с величиной парциального давления над жидкостью. Поглощенная абсорбентом влага выделяется из него в ходе процесса регенерации, который также называют десорбцией. Десорбция осуществляется путем нагревания осушителя, снижения давления в системе, а также подачей отдувочного газа либо азеотропных веществ [4].

3.3.1. Жидкие поглотили, сравнение свойств ТЭГ и ДЭГ

Основными требованиями к абсорбентам являются:

- высокая поглотительная способность в обширном диапазоне концентраций, давлении и температур;
- низкое давление насыщенных паров;
- температура кипения должна отличаться от температуры кипения воды достаточно, чтобы влага могла отделяться от абсорбента простыми способами;
- плотность должна отличаться от плотности углеводородов;
- низкая вязкость при рабочих параметрах установки;
- низкая взаиморастворимость с компонентами газа;
- химическая инертность по отношению к ингибиторам, которые применяются в процессе добычи газа;
- малая коррозионная активность;
- низкая вспениваемость при контакте с осушаемым газом;

- высокая устойчивость против окисления и термического разложения.

Желательно, чтобы абсорбенты были монокомпонентны, а, в случаях содержания разных компонентов, температуры кипения разных компонентов должны быть близки.

Наибольшее применение на практике в России нашел диэтиленгликоль (ДЭГ), а за рубежом чаще всего применяется триэтиленгликоль (ТЭГ). В таблице 3.1 представлены свойства данных абсорбентов [1].

Таблица 3.1 – основные свойства ДЭГ и ТЭГ

Показатели	ДЭГ	ТЭГ
Химическая формула	$C_4H_{10}O_3$	$C_6H_{14}O_4$
Молекулярная масса	107,12	150,18
Относительная плотность	1,118	1,126
Температура кипения, °С	244,8	278,3
Давление насыщенных паров при 20 °С , Па	1,31	1,31
Температура замерзания, °С	-8	-7,2
Вязкость при 20 °С , мПа·с	35,7	47,8
Коэффициент преломления	1,4472	1,4559
Поверхностное натяжение при 20 °С , 10^{-3} Н/м	48,5	45,2
Удельная теплоемкость, кДж/(кг·К)	2,09	2,20
Теплота испарения, кДж/кмоль	68,87	62,6
Теплопроводность, Вт/(м^2·°С)	0,25	0,23
Электропроводность, 1/(Ом·см)	$3{,}1\cdot10^{-8}$	$8{,}4\cdot10^{-8}$
Дипольный момент при 30 °С , Д	2,69	3
Критическая температура, °С	410	440
Критическое давление, МПа	5	3,72

Триэтиленгликоль поглощает в небольших количествах тяжелые и ароматические углеводороды, что является его существенным недостаткам. Данная способность приводит к повышению вредных выбросов с абсорбционной установки и повышает вероятность вспениваемости

осушителя. Присутствие ароматических углеводородов в гликоле нежелательно, так как они являются канцерогенами.

При одинаковых эксплуатационных показателях процесса осушки общий унос ТЭГ в 2 – 2,5 раза ниже, чем при использовании ДЭГ. Температура начала разложения ТЭГ 206 °С, а ДЭГ 164°С. Как правило, температура в ребойлере в случае применения ТЭГ поддерживается на уровне 190°С, а при использовании ДЭГ - 160°С [5].

Обширное применение ДЭГ в России обусловлено наличием его химического производства, а также низкой стоимостью. Так же ДЭГ обладает меньшей вязкостью, чем ТЭГ и, поэтому, применяется в случаях, когда ожидается низкая температура контакта.

Несмотря на низкую стоимость, ДЭГ по сравнению с ТЭГ требует больших эксплуатационных затрат, так как потери ТЭГ в ходе цикла значительно меньше, а регенерация проходит легче. Именно из-за более низких капиталовложений за весь срок эксплуатации ТЭГ используется по всему миру чаще, чем ДЭГ.

Анализ работы установок абсорбционной осушки газа, работающих на ДЭГ, на месторождениях сеноманских залежей показал, что, несмотря на снижение объемов подготавливаемого газа, в работе абсорбционных УКПГ возможны следующие осложнения [5]:

- в случаях, когда давление газа в абсорбере снижается до 3 МПа и ниже, концентрация ДЭГ после регенерации меньше 99%, а температура контакта выше 20°С качество осушки может ухудшаться. Из-за чего может потребоваться реконструкция аппаратов воздушного охлаждения (АВО) газа ДКС для достижения температуры контакта газа с ДЭГ в абсорберах ниже 15°С;
- Так же необходимо совершенствование установок вакуумной регенерации, что позволит достичь концентрации ДЭГ после регенерации 99,5% и больше.

- В таких условиях встает вопрос о переводе части УКПГ на ТЭГ. Однако такой перевод осложнен высокой температурой регенерации ТЭГ, которая поддерживается в ребойлере в ходе десорбции – при использовании ТЭГ температура на 30-40°С выше. И для достижения такой температуры требуется нагретый до температуры 210°С и выше пар.
- Опыт Западно-Таркасалинского месторождения показывает, что при переводе УКПГ с ДЭГ на ТЭГ потери осушителя снижаются в 2 раза.

Однако, затраты на строительства блока огневой регенерации и включение в схему блока ДКС являются существенными и требуют детальное технико –экономическое обоснование.

3.3.2. Параметры, влияющие на эффективность осушки газа гликолями

Выделяют первичные и вторичные факторы, от которых зависят показатели эксплуатации установок абсорбционной осушки газа.

К первичным относят давление, температуру состав газа на входе и содержание осушителся в регенерированном растворе. Эти факторы определяют влагосодержание газа до и после абсорбера.

К вторичным факторам относятся: степень разбавления абсорбента, эффективность оборудования, наличие в газе загрязняющих примесей.

Давление — основной параметр, определяющий металлоемкость абсорбера, удельный расход осушителя, подаваемого в абсорбер, и его потери с осушенным газом.

Влагоемкость газа снижается с увеличением давления. Следовательно, удельный расход осушителя, необходимого для достижения одинаковой точки росы газа, с повышением давления также уменьшится. Влияние давления на процесс осушки газа с использованием ДЭГ представлен в таблице 3.2. Параметры установки, работающей при давлении 6 МПа условно взяты за единицу.

Таблица 3.2 – влияние давления на показатели установки абсорбционной осушки газа

Показатели	Давление, МПа			
	6	8	10	12
Влагосодержание сырого газа, г/м^3	0,41	0,34	0,29	0,26
Количество извлекаемой влаги для получения точки росы – 15 С, г/м^3	0,37	0,3	0,26	0,23
Растворимость природного газа в ДЭГе м^3/м^3	5,44	7	8,5	10
Расход циркулируещего раствора гликоля	1	0,81	0,71	0,62
Расход водяного пара на регенерацию гликоля	1	0,78	0,66	0,59

Одним из важнейших факторов, который определяет технико-экономические показатели процесса осушки является температура контакта газа и гликоля в абсорбционной колонне. Влагоемкость газа уменьшается при снижении температуры. Исходя из этого чем меньше температура абсорбции, тем меньше требуемый удельный расход абсорбента. Границы допустимой температуры контакта ограничены значением вязкости применяемого осушителя.

Выбирая температуру абсорбции необходимо учитывать, что за счет поглощения воды из газа вязкость раствора уменьшается.

При повышении температуры контакта увеличивается необходимый расход осушителя.

Также эффективность работы установок осушки зависит от степени концентрации абсорбера. Данные по глубине осушки газа растворами ДЭГ и ТЭГ приведены в таблицах 3.3 и 3.4. Приведенная информация соответствует равновесным условиям, которые не достигаются на практике.

Таблица 3.3 – Равновесная точка росы газа по влаге при его осушке растворами ДЭГ и ТЭГ

Температура контакта, °С	98,0		99,0		99,5	
	ДЭГ	ТЭГ	ДЭГ	ТЭГ	ДЭГ	ТЭГ
1	2	3	4	5	6	7
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	-23,5
40	+,07	-5,0	-9,2	-15,8	-15,8	-20,0

Таблица 3.4 – Равновесная точка росы газа по влаге при его осушке растворами с высокой концентрацией ТЭГ

Температура контакта, °С	99,5	99,9	99,99
25	-30,0	-47,0	-70,0
30	-27,8	-45,0	-67,0
35	-23,5	-42,5	-65,0
40	-20,0	-39,0	-62,0

К появлению в газе жидких углеводородов и капельной воды, несущих за собой риски содержания солей и механических примесей, может привести неудовлетворительная работа сепаратора, установленного перед входом в абсорбер.

К разбавлению раствора гликоля может приводить унос влаги с газом что, в свою очередь, повышает расход тепла в десорбере и снижает депрессию точки росы.

С целью не допустить попадание механических примесей в десорбер перед входом в него гликоля устанавливают фильтры.

Из-за неудовлетворительной работы входного сепаратора с капельной пластовой водой в абсорберы могут поступать минеральные соли. При

контактировании газа с гликолями происходит так же поглощение минеральных солей. При регенерации гликолей часть солей не выделяется, а остается в них, что влияет на их осушающую способность.

В случаях, когда минеральные соли попали в раствор гликолей – нельзя допускать возможность их накопления до насыщения, так как это может привести к появлению отложений солей на поверхностях оборудования. Это, в свою, очередь сильно ухудшает термодинамические показатели абсорбционной осушки газа и может привести к аварии. Присутствие солей в абсорбенте также способствует увеличению скорости коррозии и повышает вязкость системы.

pH растворов абсорбента должен быть на уровне 7-8,5. Уменьшение данного параметра на единицу говорит об окислении гликолей, что, в свою очередь, увеличивает скорость коррозии. Снижение значения pH можно достичь за счет добавления в раствор борной, угольной, и фосфорной кислоты.

При значениях pH больше 8,5 повышается стабильность эмульсии гликоля с углеводородами и увеличивается вероятность его вспенивания.

Наличие сероводорода в газе также уменьшает pH. Двуокись углерода образует с водой ангидрит угольной кислоты, что также понижает значение pH [1,6].

3.3.3. Технологические схемы осушки газа методом абсорбции

- **Осушка в барботажных аппаратах**

На рисунке 3.3 представлена схема установки абсорбционной осушки в барботажных аппаратах. Поток газа входит в абсорбер, где в нижней части отделяется капельная вода. В качестве массообменного оборудования в абсорбере присутствуют тарелки с разной конструкцией. Гликоль подается навстречу осушаемому газа и вводится на верхнюю тарелку. Дальше абсорбер стекает по тарелкам и насыщается влагой, извлекаемой из газа. С низа колонны гликоль направляют на стадию регенерации.

Газ идет наверх и попадает в сепарационный отдел абсорбера, в котором от газа отделяются унесенные им капли осушителя. Далее газ направляется на стадию дальнейшей транспортировки.

После выхода из абсорбера насыщенный раствор абсорбента поступает в сепаратор. На этом этапе из гликоля выделяют поглощенные им в ходе абсорбции газы. Затем дегазированный насыщенный абсорбент направляется в первый теплообменник, где встречный поток регенерированного гликоля отдает ему тепло. Дальше раствор идет в сепаратор, после чего проходит еще один теплообменник. Оттуда нагретый и дегазированный насыщенный раствор гликоля поступает в десорбер для регенерации. Снизу десорбер соединен с ребойлером в котором абсорбент нагревается за счет огневого подогрева, либо от водяного пара.

Регенерация осуществляется либо при вакууме, либо при атмосферном давлении. В случае работы установки под вакуумом пары воды и газ, растворенный в гликоле направляются в холодильник, где пар конденсируется, а затем отводится в виде конденсата в емкость. Часть конденсата направляют наверх для орошения, оставшаяся часть отводится. Газы, которые не сконденсировались подаются вакуумным насосом на факел или на свечи рассеивания. Чтобы обеспечить отвод регенерированного абсорбента и водного конденсата десорбер устанавливают на 12-13 метров выше нулевой отметки. В случаях, когда используют дополнительные насосы для откачки гликоля с десорбера – его высота поднятия может быть уменьшена.

Вакуум-насос не устанавливается в случаях работы колонны десорбции на атмосферном давлении [4].

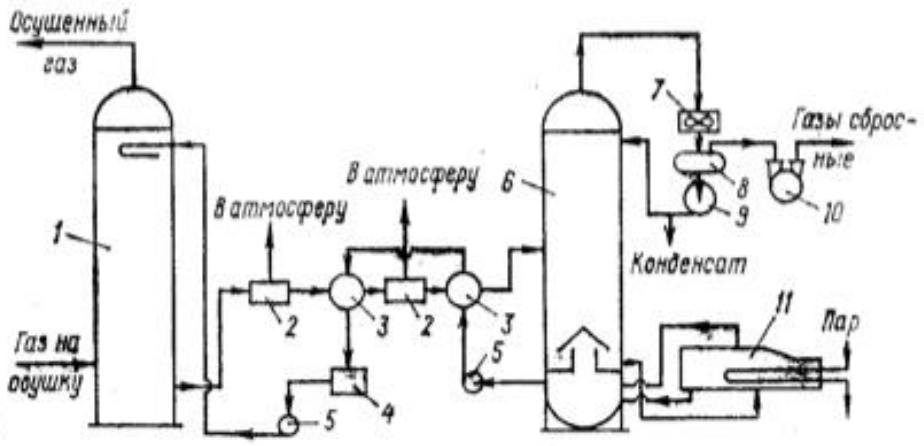


Рисунок 3.3 – схема установки осушки в барботажных абсорберах: 1 – абсорбер; 2 – сепараторы; 3 – теплообменники; 4 – промежуточная емкость, 5 – насосы; 6 – десорбер, 7 – конденсатор-холодильник; 8 – емкость орошения; 9 – насос орошения; 10 – вакуум-насос; 11– кипятильник.

- **Осушка в распыливающем абсорбере**

Технологическая схема процесса осушки газа в распыливающих абсорберах представлена на рисунке 3.4. Факторами, определяющими эффективность процесса, являются: степень распыла вещества, осуществляемая форсунками и качество сепарации капельной жидкости. В ходе осушки создается большая поверхность контакта фаз за счет распыливания гликоля, а высокие скорости позволяют обеспечить высокие массообменные качества и хорошее распределение частиц в среде. Оптимальное решением для способа «впрыска» осушителя – распыливание в направлении обратном направлению движения потока газа, что обеспечивает высокие относительные скорости газа.

В данном случае оптимальный диапазон температур осушки составляет 15-30°С. При низкотемпературной осушке вязкость гликолей начинает играть существенную роль, а при высокотемпературной потери осушителя в системе значительно возрастают. При этом температура гликоля, подаваемого в абсорбер может быть выше 30 °С, так как объемы осушителя пренебрежимо

малы по сравнению с объемами осушаемого газа и температура контакта фаз, как правило, практически идентична температуре осушаемого газа.

Каждая ступень осушки газа состоит из форсунки и сепаратора. Сам процесс проходит в основном в конусе форсунок в тот момент, когда образуются капли гликоля, а заканчивается в сепараторе. Для предотвращения забивания сопл форсунок, перед осушкой абсорбент пропускается через фильтры, которые обеспечивают удаление механических примесей и частиц размером более 5 микрометров.

На первой ступени осушки, согласно исследованиям, удаляется до 70-80% влаги. Ступень осушки может включать в себя 1-6 форсунок. Число ступеней, как правило, не менее трех. В зависимости от рабочих параметров и качества осушителя возможно достижение температуры точки росы по воде до минус 25°С и ниже с депрессией точки росы до 40-45°С. Высокая степень осушки обеспечивается подачей гликоля на каждую ступень.

Газ, перед входом на первую ступень осушки должен быть тщательно очищен от капельной влаги, механических примесей и конденсата. Для этого в первой секции абсорбера имеется отбойная перегородка и сетчатый сепаратор. Отделившаяся жидкость собирается в нижней емкости и удаляется из аппарата. Сепаратор находится внутри объема абсорбера и является с сепарирующими элементами одним аппаратом. На последней ступени сепарации устанавливается сетчатый отбойник для улавливания унесенных газом капель осушителя, а также емкость для сбора этих капель.

Десорбционная колонна на установках с распыливающими абсорберами представляет из себя колонну ректификации с дефлегматором. В ёмкости для гликоля насыщенный осушитель нагревается в змеевике. Дальше гликоль поступает в ректификационную колонну, которая установлена на кубе. В кубе жидкость подогревается за счет сжигания топливного газа в жаровой трубе.

Для достижения более глубокой степени регенерации гликоля сливную трубу, соединяющую куб и емкость с осушителем, заполняют насадкой. Под

нее подают осушенный газ для удаления влаги из раствора, который стекает по насадке. Регенерированный гликоль насосами подается к абсорберу [4].

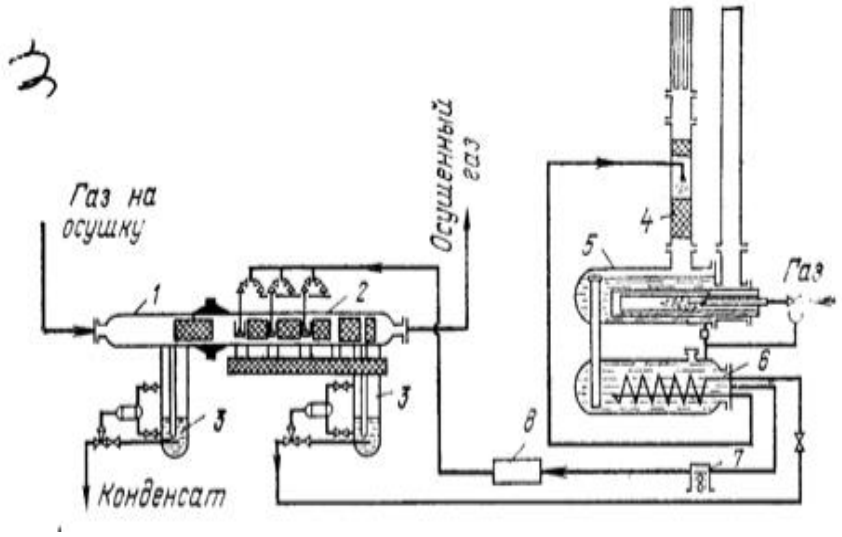


Рисунок 3.4 – Схема установки осушки в распыливающем абсорбере: 1 – абсорбер; 2 – участок распыления гликоля; 3 – емкости; 4 – ректификационная колонна; 5 – испаритель; 6 – емкость для гликоля; 7 – насос; 8 – фильтр

- **Двухступенчатая абсорбция**

Технологическая схема процесса двухступенчатой абсорбции представлена на рисунке 3.5. В абсорбер вводят в находящиеся на разных высотах тарелки (как правило 3-ю и 10-ю) раствор гликоля различной концентрации. При использовании ТЭГ на нижнюю тарелку подают частично регенерированный гликоль с концентрацией 98% масс. С его помощью извлекается бальшая часть воды. На верхнюю тарелку подается остальное количество гликоля с концентрацией 99,9 % масс. С его помощью газ осушается окончательно.

Процесс десорбции проходит в две ступени. На первой ступени гликоль регенерируется до концентрации 98 % масс. Часть этого гликоля сразу подается на нижнюю тарелку. Другую часть направляют в отпарную колонну, где, с помощью отдувочного насоса, концентрация гликоля доводится до 99,9 % масс. С отпарной колонны гликоль подают на верхнюю тарелку абсорбции.

При таком методе точка росы осушенного газа может достигать -70°С. Для достижения нужной глубины регенерации осушителя в отпарной колонне могут применять цеолиты. Недостаток применения цеолитов – необходимость использования специальной системы регенерации для них.

Гликоль, содержащийся в осушенном газе, при движении газа через теплообменники, для ожижения метана или извлечения этана и гелия, ухудшает теплопередачу и гидравлическое сопротивление. С целью извлечения унесенного газом гликоля, на верхнюю секцию абсорбера подают пентан. Недостатком подачи пентана является необходимость его извлечения из газа, направляемого на дальнейшую переработку. Возможно применение активированного угля в качестве адсорбера паров гликоля [4].

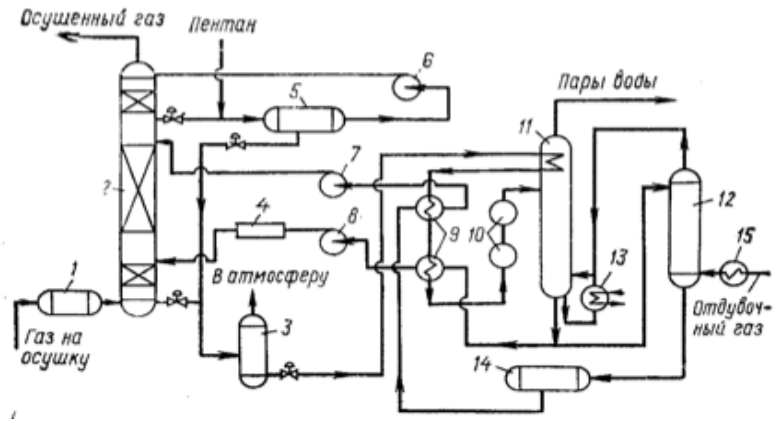


Рисунок 3.5 – Схема установки двухступенчатой абсорбции: 1,3 – сепараторы; 2 – абсорбер; 4 – воздушный холодильник; 5,14 – емкости; 6,7,8 – насосы; 9,13,15 – теплообменники; 10 – фильтры; 11 – десорбер; 12 – отпарная колонна

- **Осушка с применением технологии Дризо**

На установках Дризо используют добавление азеотропного растворителя вместо вакуума или отдувочного газа. Депрессия точки росы при использовании данного метода может достигать 100°С.

Технологическая схема регенерации гликоля данным способом представлена на рисунке 3.6.

Газ подается в нижнюю часть абсорбера, сверху поступает раствор осушителя (как правило – ТЭГ). Насыщенный парами воды абсорбент выходит с низа колонны абсорбции и направляется в парциальный конденсатор, где в змеевике происходит его нагрев. Далее нагрев осушителя продолжается в теплообменнике, а затем подается в сепаратор, где происходит выделение унесенного гликолем газа. Дегазированный и нагретый гликоль направляют в десорбер для регенерации. Регенерированный осушитель возвращается в колонну абсорбции.

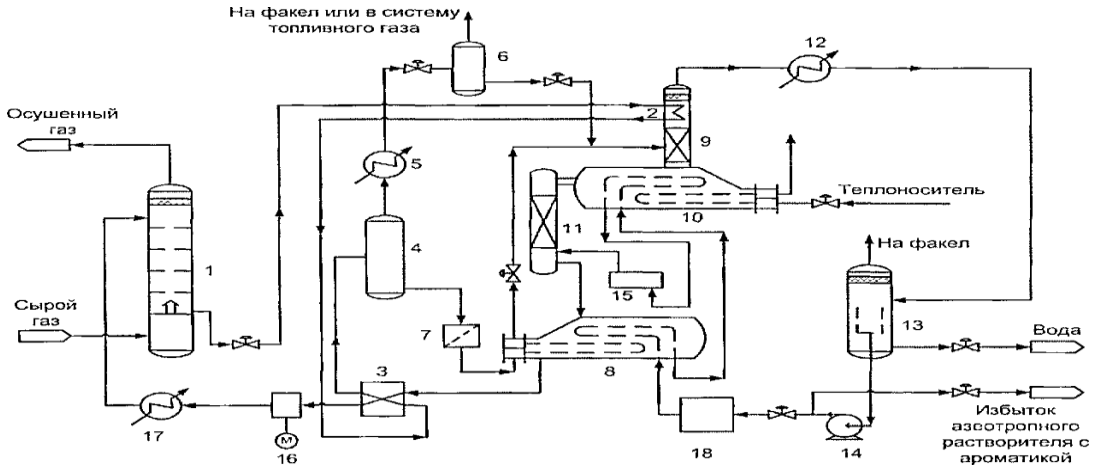


Рисунок 3.6 – Схема осушки газа с применением технологии Дризо: 1 – абсорбер; 2 – парциальный кондесатор; 3 – теплообменник; 4 – отдувочный сепаратор; 5, 12 – конденсатор-холодильник; 6 – сепаратор улавливания углеводородов; 7 – фильтр; 8 – емкость сбора и теплообмена гликоля; 9 – десорбер; 10 – ребойлер; 11 – отпарная колонна; 13 – сепаратор воды и азеотропного растворителя; 14, 16 – насосы; 15 – испаритель; 17 – холодильник; 18 – блок осушки азеотропного растворителя

С целью повышения глубины регенерации абсорбента применяется изооктан, который образует азеотропную смесь с водой.

Процесс осушки газа с применением технологии Дризо отличается от других схем наличием блока осушки азеотропного газа от воды. После осушки азеотропный растворитель нагревается сперва в емкости сбора гликоля, а затем в ребойлере и испарителе. Гликоль после нагрева в ребойлере поступает

на верх отпарной колонны, где в противотоке происходит контакт с парами азеотропного растворителя, который забирают остаток влаги из гликоля. Затем пары воды и азеотропного растворителя попадают в десорбер для извлечения влаги из насыщенного гликоля [7].

3.3.4. Оборудование абсорбционной осушки газа

Существует различная аппаратура для обеспечения контакта газа с жидкостью. Для массообменного оборудования предлагается следующая классификация (рисунок 3.7) [8]:

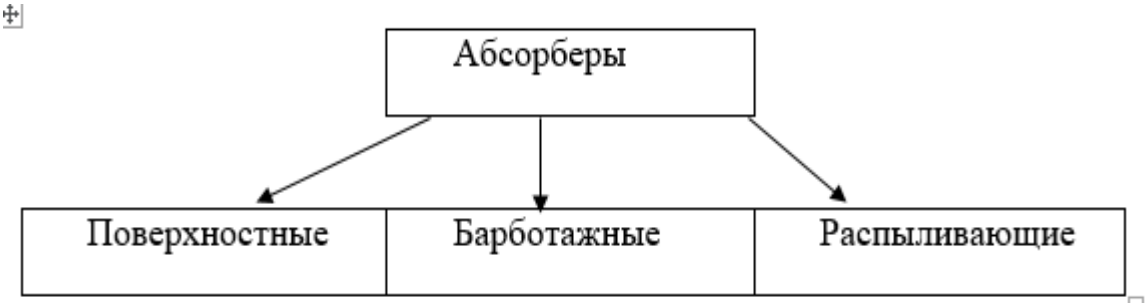


Рисунок 3.7 – Классификация массообменного оборудования

К поверхностным абсорберам относят аппараты, где поверхность контакта газа с жидкостью определяется исходя из геометрии поверхностей элементов абсорбера.

К барботажным абсорберам относят аппараты, в которых газ в виде пузырьков проходит через слой абсорбента.

В распыливающих абсорберах подача абсорбента осуществляется путем его распыления в газе.

В распыливающих абсорберах контакт газвой и жидкой фазы (газа и осушителя) осуществляется через распыление абсорбента в газе.

Несмотря на данную классификацию, четкое разделение аппаратов провести нельзя. При различных эксплуатационных условиях характер и метод образования межфазной поверхности может изменяться.

Аппараты для абсорбционной осушки должны обладать следующими характеристиками:

• Работа при низких расходах абсорбента по сравнению с газом;

• Большая производительность установок по газу – 1 млн.м^3 в час и более;

• Несущественные значения гидравлического сопротивления;

• Работа, в условиях наличия солевых отложений;

• Низкие потери осушителя в колонне.

- **Насадочные абсорберы**

Наибольшее распространение в нефтегазовой промышленности получили насадочные абсорбера. Данные аппараты представляют из себя колонну, заполненную насадками. На рисунке 3.8 представлена схема данного типа абсорберов.

В аппарате насадки укладываются на опорные решетки, которые имеют отверстия для обеспечения свободного прохождения газа и стекания насыщенного осушителя. Равномерное орошение осушителем осуществляется при помощи распределителя. Однако, распределение жидкости по всей высоте насадки и сечению колонны неравномерно. Абсорбент в данных абсорберах стремится растекаться от центра к стенкам колонны. Как правило, через расстояние равное 4-5 диаметра колонны от места ввода осушителя, жидкость полностью оттесняется к периферии. В связи с этим, секции насадок устанавливают друг от друга на расстоянии 4-5 диаметра колонны, а между ними устанавливают перераспределители жидкости [4,8,9].

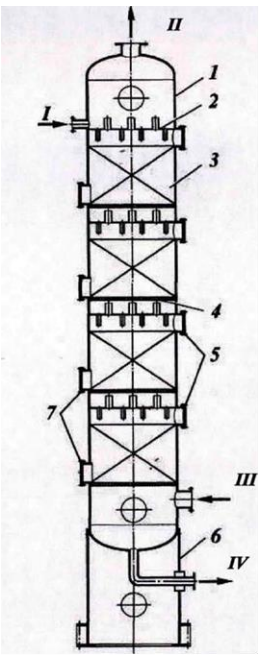


Рисунок 3.8 – Абсорбер насадочный: 1 – корпус; 2 – распределительная тарелка; 3 – насадка; 4 – опорная решетка; 5 – загрузочные люки; 6 – опора; 7 – люки выгрузки насадки. Потоки: I – регенерированный абсорбент; II – очищенный (осушенный) газ; III – сырой газ; IV – насыщенный абсорбент

Вспомогательные устройства в абсорбере обеспечивают равномерность распределения потока газа и осушителя по высоте аппарата, а также положение и распределение насадки в колонне. С целью равномерного орошения насадки применяют оросители (рисунок 3.9), подразделяющиеся на струйчатые и разбрызгивающие. От способов подачи жидкости сильно зависят унос газом абсорбента и смачиваемость поверхностей насадок. Для уменьшения уноса в верху колонны абсорбции (на выходе осушенного газа) устанавливают каплеуловители.

Способ ввода газа в абсорбер определяет равномерность распределения газа по сечению колонны. Если вводить газ по оси аппарата, то движение будет происходить, в основном, в центральной его части. При вводе газа сбоку поток движется к противоположной стенке, а затем, ударяясь, поворачивает вверх. Равномерное распределение движения газа в абсорбере может значительно улучшиться при использовании опорно-распределительной решетки [4,10].

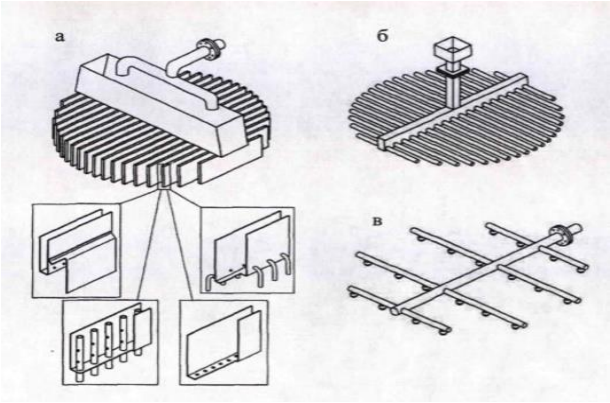


Рисунок 3.9 – Конструкции распределительных устройств жидкости фирмы "Sulzer": а – желобчатого типа; 6 – трубчатое; в – пневматическое

В насадочных абсорберах осушитель и газ контактируют на поверхности насадки. Поэтому насадка должна обладать как можно большей площадью поверхности в единице объема. К насадкам предъявляются следующие требования:

- хорошая смачиваемость абсорбентом;
- малые гидравлические сопротивления потоку газа;
- возможность работы при высоких нагрузках аппарата;
- малые значения плотности;
- стойкость к агрессивным средам;
- высокие прочностные характеристики;
- низкая цена.

Однако нет такой насадки, которая бы соответствовала и удовлетворяла все вышеперечисленные требования. Так как улучшение одних значений может повлечь за собой ухудшение других. Например, при увеличении удельной поверхности насадки повышается оказываемое ей гидравлическое сопротивление потоку газа.

На практике используют большое количество насадок различных форм и размеров, сделанных из различных материалов, которые удовлетворяют процессу абсорбционной осушки при различных технологических показателях процесса (рисунки 3.10-12).

В качестве насадок широко используются кольца Рашига (рисунок 3.10, а). Они имеют равную диаметру высоту, которая изменяется от 15 до 150 мм. При малых размерах колец их засыпают в абсорбер навалом. При размерах колец от 50 х 50 мм их укладывают рядами, сдвинутыми относительно друг друга. Этот способ установки насадок называется нагрузкой в укладку, а саму насадку – регулярной.

При больших диаметрах абсорбера применяют, как правило, хордовую насадку(рисунок 3.10, б), которая проста в изготовление но обладает небольшой удельной поверхностью. Из-за данного недостатка она вытесняется более дорогими и сложными фасонными насадками [10,11].

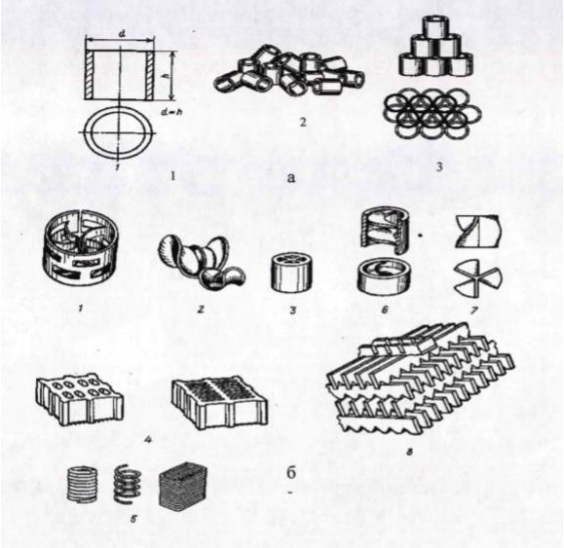


Рисунок 3.10 – Виды насадки: а – насадка из колец Рашига: 1 – отдельное кольцо; 2 – кольца навалом; 3 – регулярная насадка; б – фасонные насадки: 1 – кольца Палля; 2 – седлообразная насадка; 3 – кольца с крестообразными перегородками; 4 – керамические блоки; 5 – витые из проволоки насадки; 6 – кольца с внутренними спиралями; 7 – пропеллерная насадка; 8 – деревянная хордовая насадка

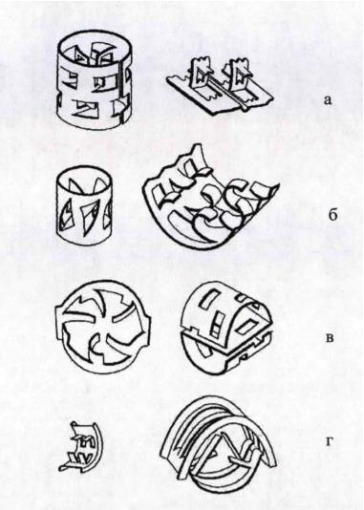


Рисунок 3.11 – Нерегулярные(насыпные) насадки: а – кольца Ну-Рак фирмы «Norton»; б – полукольца «Levapak»; в – кольца Cascade Mini-Rings фирмы «Glitsch»; г – седла Италлокс фирмы «Norton»

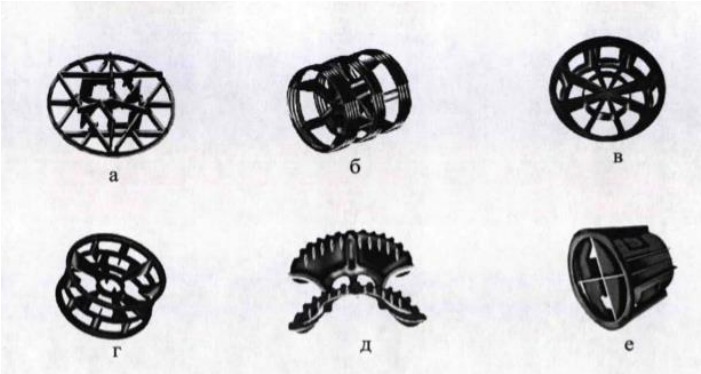


Рисунок 3.12 – Нерегулярные насыпные насадки фирмы Кох Глитч: а – Intalox, snowflake б – Flexiring в – Cascade mini-rings г – Beta rings д – Super Intalox (седла) е – Etapac

Отличие регулярных насадок (рисунок 3.13) от насыпных заключается в упорядоченно ориентации отдельных элементов в пространстве. Такие насадки разделяют на два вида – регулярные насадки с индивидуальной укладкой и блочные [15].

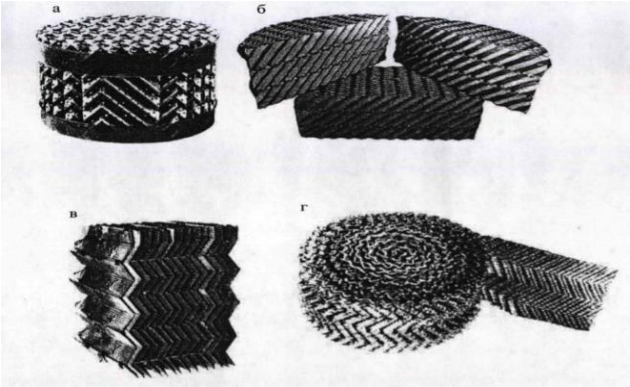


Рисунок 3.13 – Регулярные насадки: а – Меллапак фирмы "Sulzer"; б – Инталлокс фирмы "Norton"; в – Ваку-пак; г – Панченкова.

Конструкции опорнораспределительных решеток, на которые укладываются насадки представлены на рис 3.14.

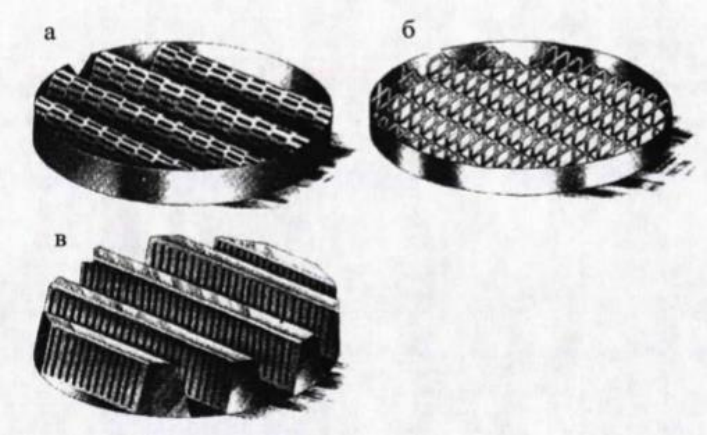


Рисунок 3.14 – Конструкции опорно-распределительных решеток фирмы "Norton": а – волнистая из перфорированных пластин; б – волнистая из просечновытяжного листа; в – колпачкового типа

- **Тарельчатые абсорбера**

К абсорберам данного типа относят аппараты с колпачковыми (рисунок 3.17), ситчатыми (рисунок 3.18), клапанными и другими тарелками. В данных тарелках используются специальные устройства, обеспечивающие переток жидкости с одной тарелки на другую (сливные трубы, карманы). С целью предотвращения прохождения газа через сливные трубы на следующую тарелку нижние концы этих труб погружены в жидкость на нижерасположенной тарелке (рисунок 3.16).

Схема такого вида абсорберов представлена на рисунке 3.15. Абсорбент подается на верхнюю тарелку и движется с одной тарелки на другую – нижележащую. С низа колонны происходит отвод осушителя. Газ подается в нижнюю часть абсорбера, где через прорези колпачков проходит наверх и попадает в слой жидкости на тарелке. Распределение газа в осушителе происходит в виде пузырьков и струй, которые образуют в нем вспененный слой. Пройдя все тарелки газ отводится с верха колонны абсорбции [10,11].

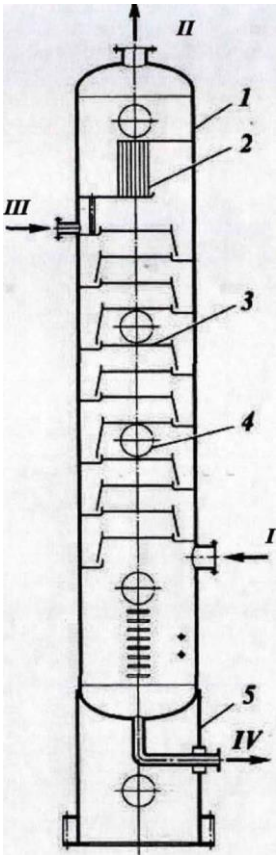


Рисунок 3.15 – Абсорбер тарельчатый: 1 – корпус; 2 – каплеотбойник; 3 – тарелка; 4 – люк; 5 – опора; Потоки: I – жирный газ; 7 – сухой газ; III – ненасыщенный абсорбент; IV – насыщенный абсорбент

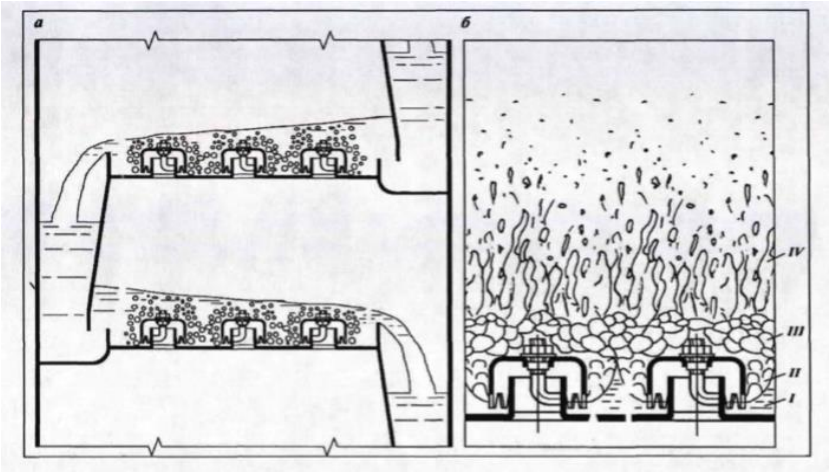


Рисунок 3.16 – Схема работы барботажной тарелки с круглыми колпачками: а – общий вид тарелки: 1 – тарелки; 2 – газовые (паровые) патрубки; 3 – круглые колпачки; 4 – переточные перегородки (или трубы) с порогами; 5 – гидравлические затворы; 6 – корпус колонны; 7 – сливная планка; б – схема барботажа газа в зоне контакта: небарботируемый слой жидкости; II – зона недеформируемых струй; III – зона деформируемых струй - пены; IV – зона парового пространства с взвешенными каплями жидкости

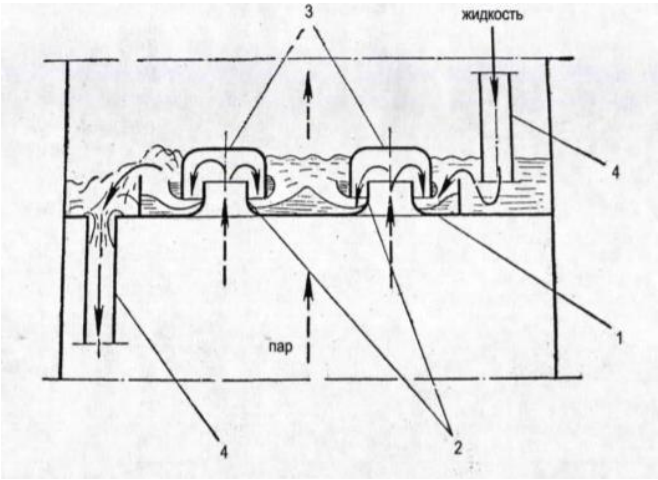


Рисунок 3.17 – Схема работы колпачковой тарелки: 1 – тарелка, 2 – газовые патрубки, 3 – колпачки, 4 -– сливные трубки

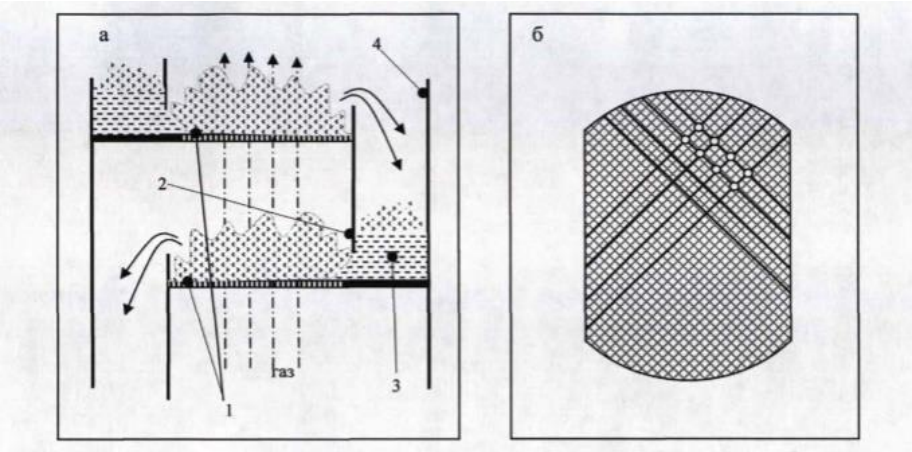


Рисунок 3.18 – Устройство колонны с ситчатыми переточными тарелками: а-колонна с двумя соседними тарелками; б-расположение элементов на ситчатой тарелке. 1 – тарелки; 2 – переточные перегородки или трубы с порогами; 3 – гидравлические затворы; 4 – корпус колонны

4. РАСЧЕТНАЯ ЧАСТЬ

4.1. Технологические процессы УКПГ Вынгаяхинского ГП

Основной особенностью работы комплекса Вынгаяхинского и Еты-Пуровского месторождений является концентрирование мощностей по подготовке и перекачке газа в одном месте – на Вынгаяхинском месторождении. На Еты-Пуровском месторождении построена установка предварительной подготовки газа (УППГ), где происходит сбор и сепарация газа, добываемого на месторождении. После сепарации на УППГ газ по межпромысловому коллектору диаметром 1020 мм и длиной 55 км подается для окончательной подготовки на УКПГ Вынгаяхинского ГП. В качестве ингибитора гидратообразования при сборе и межпромысловом транспорте газа используется метанол.

Система подготовки газа на Вынгаяхинском месторождении выполнена в виде стандартной установки абсорбционной осушки газа. Газ с кустов скважин по двум коллекторам (Северному и Южному) и с межпромыслового коллектора Еты-Пуровского месторождения поступает в цех входа и сепарации (ЦВиС), где отделяется выделившаяся в системе сбора жидкость. После ЦВиС газ поступает на ДКС, где его давление в две стадии постепенно повышается до 6,5-7 МПа. После каждой стадии сжатия в ДКС газ охлаждается в системе АВО и поступает в цех сепарации, где происходит очистка газа от выделившейся в процессе сжатия капельной воды. Схемы и технические характеристики сепаратора и фильтр – сепаратора представлены в графическом приложении 3. Затем очищенный газ подается в цех осушки. Цех осушки газа состоит из 7 однотипных абсорберов, оснащенных массообменной ступенью из структурированной насадки и фильтрующей секцией для доулавливания гликоля, расположенной в верхней части аппарата.

В качестве абсорбента-осушителя на установке используется триэтиленгликоль (ТЭГ). Регенерация ТЭГа проводится на установке огневой регенерации в атмосферном режиме при температуре в кубовой части

аппарата 179-186 ^{0}С. Концентрация регенерированного абсорбента при атмосферном режиме регенерации составляет 98,7-98,8 % массовых, а при вакуумном режиме 99,3-99,7 % массовых. Точка росы осушенного газа при рабочем давлении составляет минус 15-20 °С, что в пересчете на стандартное давление 4,0 МПа соответствует требованиям отраслевого стандарта.

Расход газа по отдельным технологическим линиям составляет 360 – 400 тыс. м^3/час. Потери абсорбента в целом по установке не превышают 2-3 г/тыс.м^3 обрабатываемого газа.

После проведенной доработки в сепараторах № 1-7 переливной трубы с фильтрующей секции в кубовую часть, выполненной ДОАО ЦКБН, исследования показали, что эффективность работы сепарационного оборудования ЦВиС ВяГП не изменилась, коэффициент сепарации составил 0,68 – 0,71.

Низкое значение коэффициента сепарации обусловлено низкой концентрацией жидкости в газе, поступающем с УППГ Еты-Пуровского месторождения.

4.2. Моделирование процесса подготовки газа на УКПГ Вынгаяхинского ГП в программе Aspen Hysys

С помощью программы Aspen Hysys была построена модель УКПГ для сравнения технологических показателей процесса осушки газа методом абсорбции с применением ДЭГ и ТЭГ.

Aspen HYSYS представляет из себя программу, предназначенную для моделирования в стационарном режиме, проектирования химико-технологических производств, контроля производительности оборудования, оптимизации и бизнес-планирования в области добычи и переработки углеводородов и нефтехимии. Наряду с возможностью статического моделирования технологических схем, позволяет в той же среде производить динамическое моделирование отдельных процессов и всей технологической цепочки, а также разрабатывать и отлаживать схемы регулирования

процессов. Имеется возможность выполнять расчеты основных конструктивных характеристик сепарационного оборудования, емкостей, теплообменной аппаратуры, тарельчатых и насадочных ректификационных колонн и оценку стоимости оборудования. Использование термодинамических моделей HYSYS позволяет рассчитать физические свойства, транспортные свойства, фазовое равновесие с гарантированно высокой точностью. Программа содержит обширную базу данных с возможностью добавления пользовательских компонентов.

Моделирование в Aspen HYSYS позволяет пользователю:

•улучшить конструкцию и производительность оборудования;

•контролировать вопросы безопасности и технологии на предприятии;

•оптимизировать производительность процесса и производственные условия;

•рассчитать экономический потенциал для получения прибыли на стадии проектирования.

Для данной модели были сделаны следующие упрощения:

–Две ступени ДКС объединены в одну ступень компремирования газа.

–Блок АВО заменен на холодильник.

–Шесть абсорберов объединены в один, который обладает их общей пропускной способностью.

Эффективность осушки газа оценивалась по 3 показателям:

–по возможности осушки газа согласно требованиям по температуре точки росы по воде в зимний период, что соответствует минус 20 °С.

–по начальному расходу гликолей.

–по потерям гликолей в ходе процесса абсорбции и десорбции.

В качестве гликолей был использован ТЭГ, концентрацией 98,6% масс. и ДЭГ, концентрацией 99,0% масс. Концентрация ТЭГ после регенерации достигает 98,8 % масс.

Состав газа Вынгаяхинского ГП перед входом в сепаратор и перед входом в абсорбер представлен в таблице 4.1. Расход газа по промыслу – 1900 тыс. ст.м^3/час.

Таблица 4.1 – состав газа Вынгаяхинского газового месторождения перед входным сепаратором и абсорбером

Состав	Молярная концентрация, %	
	Газ в сепаратор	Газ в абсорбер
CO_2	0,19	0,19
N_2	1,6	1,6
Метан	97,72	97,83
Этан	0,31	0,31
Пропан	0,02	0,02
Бутаны	0,005	0,005
C_5H_{12}+высшие	0,005	0,005
Вода	0,15	0,04

Этапы моделирования:

1) Создаем необходимые входные и выходные потоки, задаем их состав (рисунок 4.1) и параметры (рисунок 4.2).

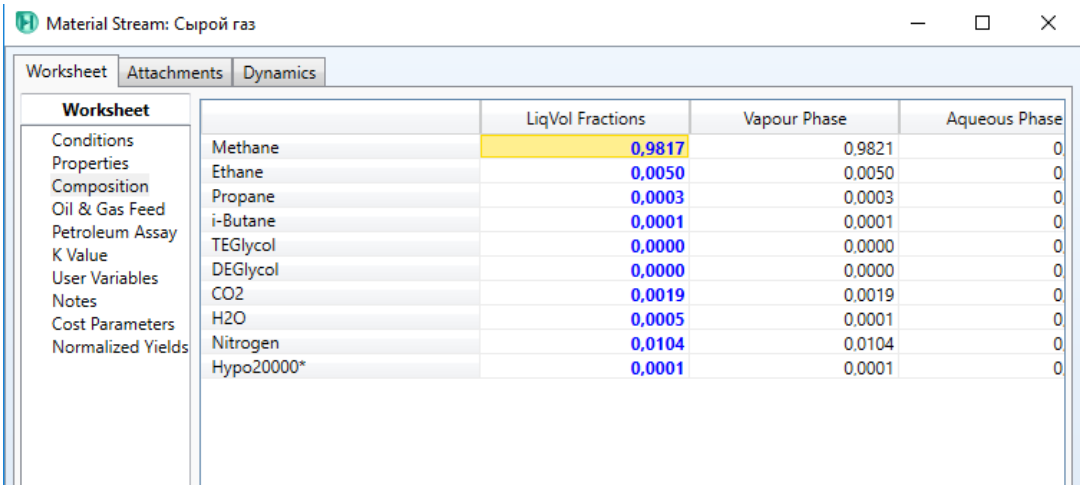
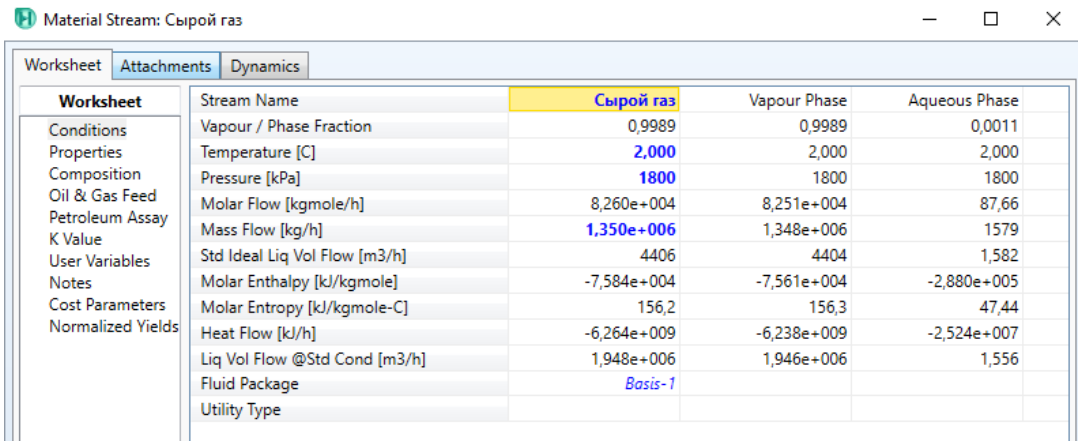


Рисунок 4.1 – состав пластового газа



Stream Name	Сырой газ	Vapour Phase	Aqueous Phase
Vapour / Phase Fraction	0,9989	0,9989	0,0011
Temperature [C]	2,000	2,000	2,000
Pressure [kPa]	1800	1800	1800
Molar Flow [kgmole/h]	8,260e+004	8,251e+004	87,66
Mass Flow [kg/h]	1,350e+006	1,348e+006	1579
Std Ideal Liq Vol Flow [m3/h]	4406	4404	1,582
Molar Enthalpy [kJ/kgmole]	-7,584e+004	-7,561e+004	-2,880e+005
Molar Entropy [kJ/kgmole-C]	156,2	156,3	47,44
Heat Flow [kJ/h]	-6,264e+009	-6,238e+009	-2,524e+007
Liq Vol Flow @Std Cond [m3/h]	1,948e+006	1,946e+006	1,556
Fluid Package	Basis-1		
Utility Type			

Рисунок 4.2 – параметры пластового газа

2) Размещаем оборудование (сепараторы, абсорбер, десорбер), задаем рабочие параметры (рисунки 4.3, 4.4).

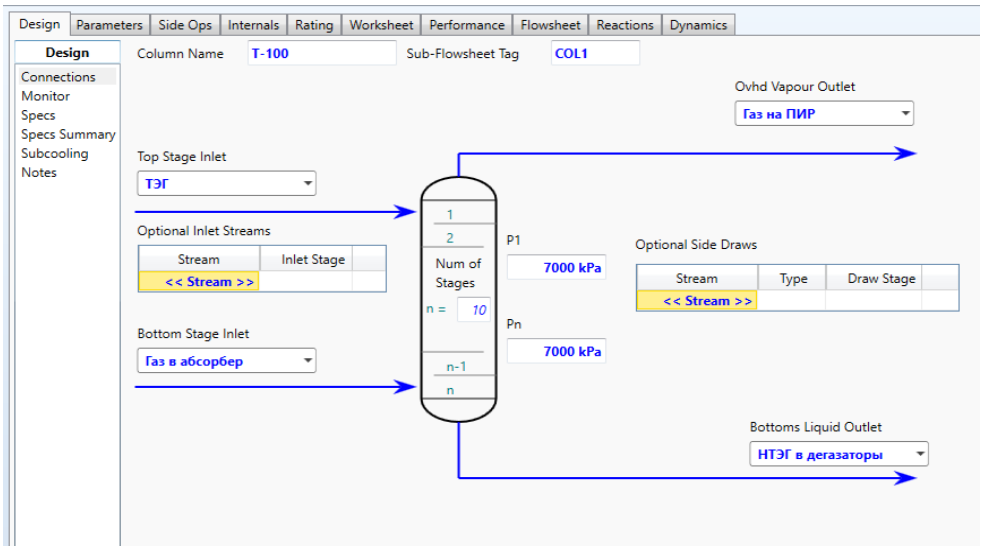


Рисунок 4.3 – параметры колонны-абсорбера

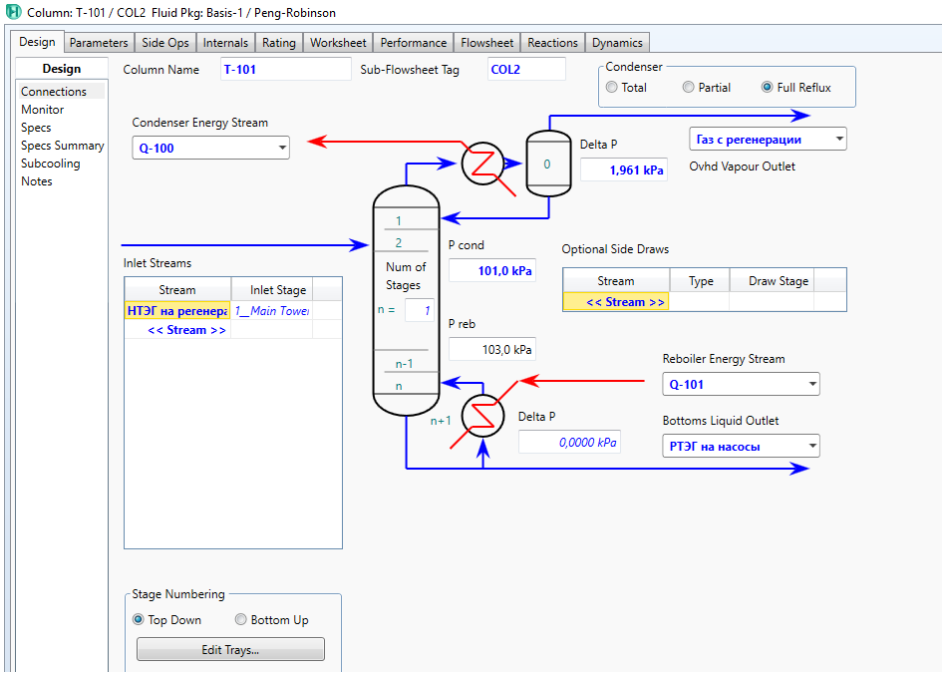


Рисунок 4.4 – параметры колонны-десорбера

3) Соединяем элементы технологической схемы между собой, производим операцию рецикл и получаем модель УКПГ (рисунок 4.5).

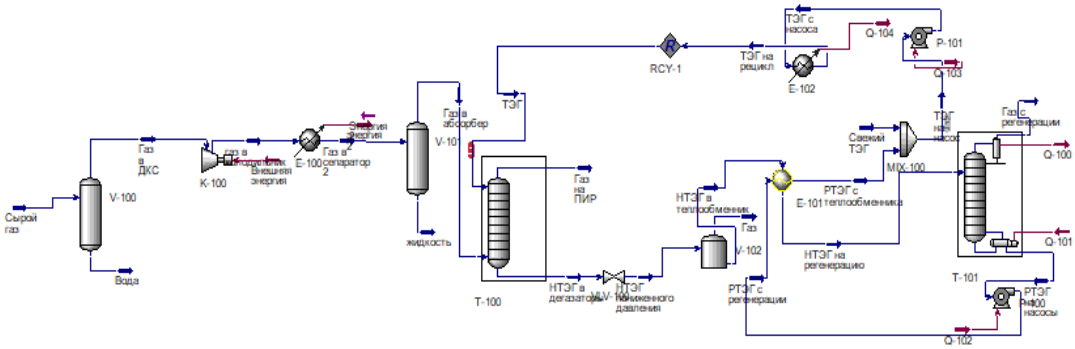


Рисунок 4.5 – модель УКПГ в программе Aspen Hysys

4.3. Анализ влияния параметров УКПГ на процесс осушки

1) Меняя параметры ТЭГа и ДЭГа определяем необходимый расход гликолей для осушки газа до минус 20 °С (что соответствует требованиям по осушки газа в зимний период времени).

2) Меняем параметры УКПГ (давление в абсорбере, температуру контакта газа и гликолей) и строим таблицу расходов и потерь ДЭГ и ТЭГ,

необходимых для получения температуры точки росы в минус 20 °С, при различных рабочих параметрах УКПГ (таблица 4.2).

Таблица 4.2 – таблица расходов и потерь гликолей при различных рабочих параметрах УКПГ

Давление в абсорбере	6,5 МПа					7 МПа				
Температура контакта, °С	12	14	16	18	20	12	14	16	18	20
Расход ТЭГ, кг/час	1970	2490	3200	4100	-	1840	2320	2950	3900	16000
Расход ДЭГ, кг/час	975	1270	1680	2310	-	935	1230	1630	2280	-
Потери ТЭГ, кг/час	1,38	1,62	1,9	2,16	-	1,29	1,53	1,77	2,08	2,39
Потери ДЭГа, кг/час	3,17	3,89	4,74	5,78	-	3,32	4,06	4,93	6	-
Р	7,5 МПа									
Температура контакта, °С	12	14	16	18	20					
Расход ТЭГ, кг/час	1750	2210	2800	3680	15000					
Расход ДЭГ, кг/час	920	1220	1620	2200	10000					
Потери ТЭГ, кг/час	1,23	1,44	1,69	1,97	2,36					
Потери ДЭГ, кг/час	3,55	4,31	5,25	6,38	7,45					

3) Строим графики зависимости объема циркулирующего ТЭГа и ДЭГа, а также их потерь от температуры контакта и давления в абсорбере. (рисунки 4.6-4.9)

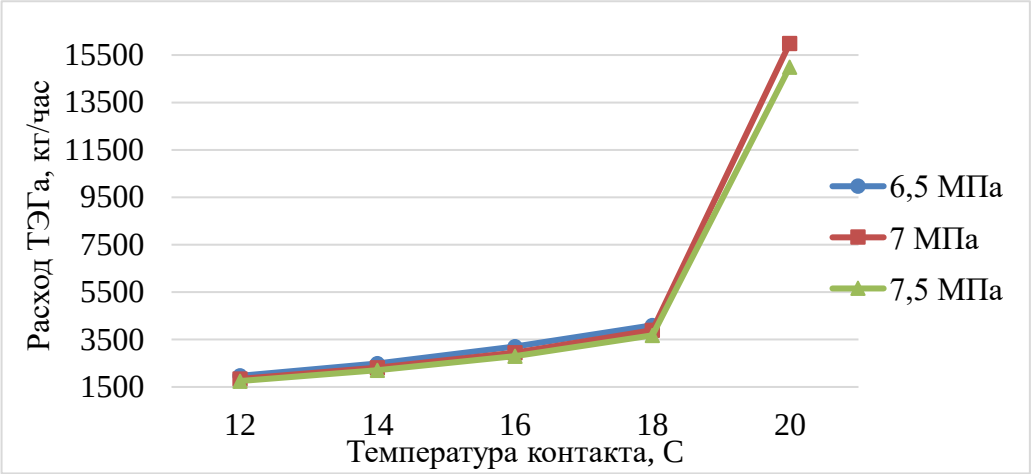


Рисунок 4.6 – зависимость расхода ТЭГа от температуры контакта при разных давлениях

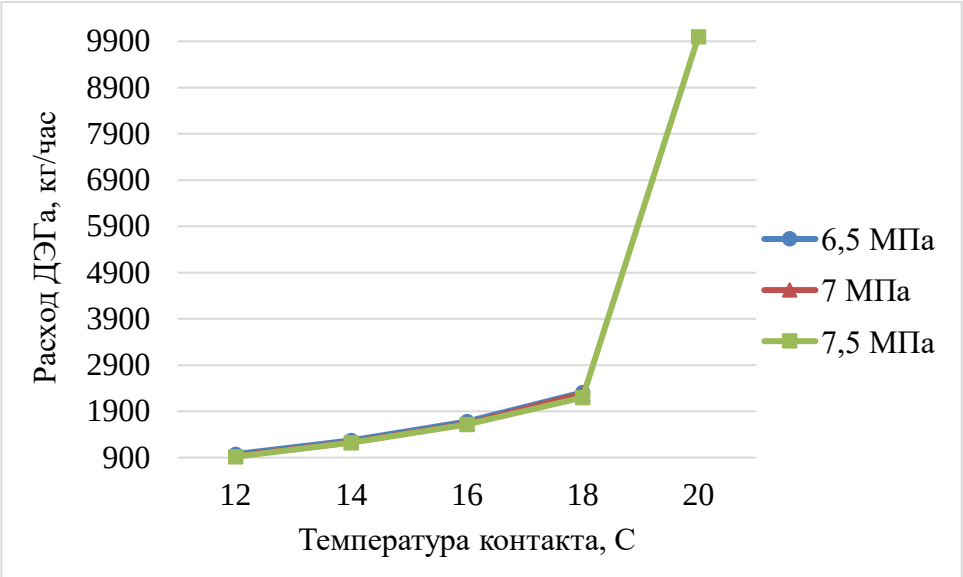


Рисунок 4.7 – зависимость расхода ДЭГа от температуры контакта при разных давлениях

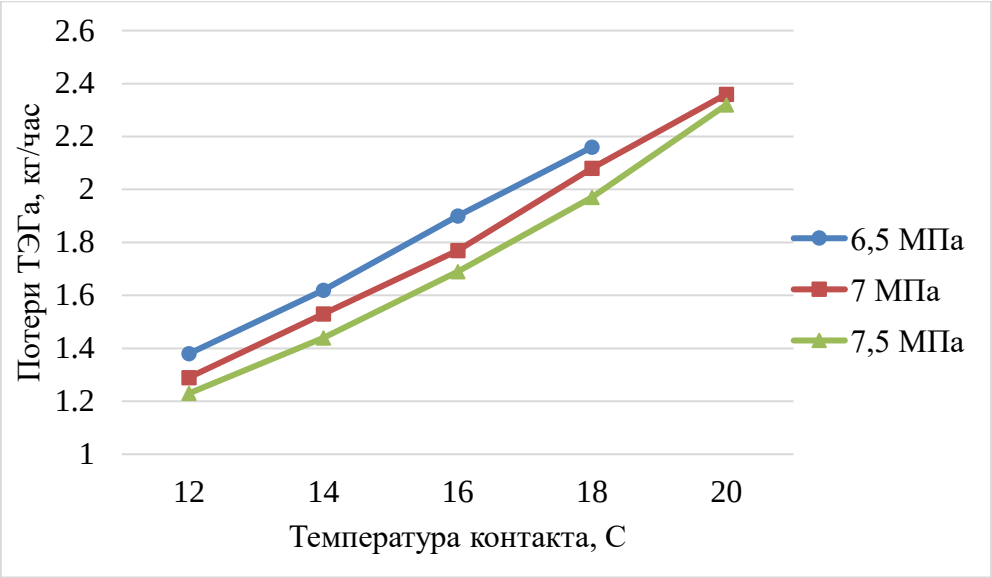


Рисунок 4.8 – зависимость потерь ТЭГа от температуры контакта при разных давлениях

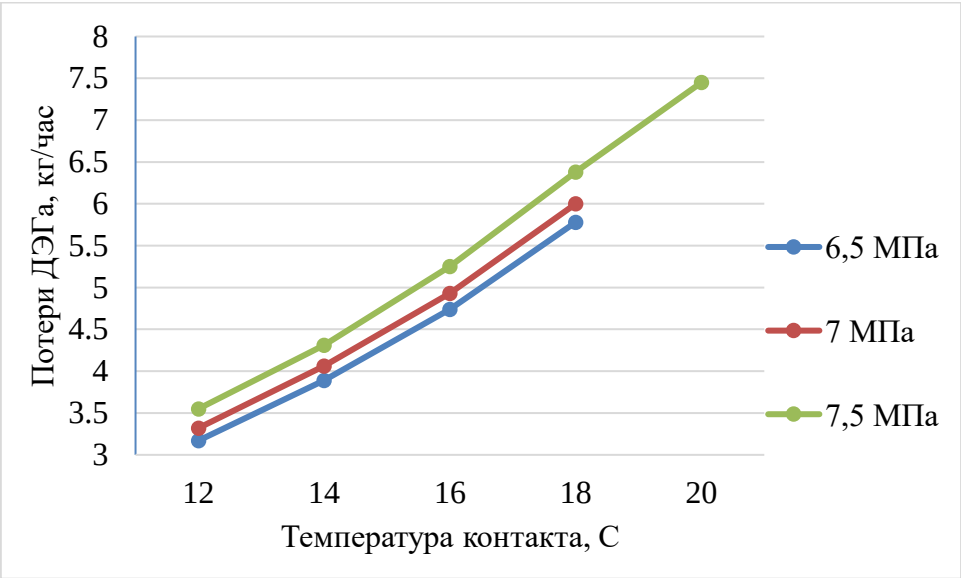


Рисунок 4.9 – зависимость потерь ДЭГа от температуры контакта при разных давлениях

Как видно из графиков при 20 °С осушка газа до необходимой точки росы в зимний период времени осуществляется не при каждом значений давления. При этом ДЭГ не позволяет достичь необходимой точки росы при давлении абсорбции 6,5 и 7 МПа, а ТЭГ при 6,5 МПа. Поведение гликолей понятно, исходя из вышеприведенных теоретических данных (чем больше давление абсорбции, тем больше возможная депрессия точки росы). При

изменении температуры контакта с 18°С до 20°С при всех давлениях наблюдается большой скачок необходимого количества циркулирующего за час абсорбента. При дальнейшем увеличении расхода ДЭГа и ТЭГа в программе AspenHysys температура точки росы значительно не опускалась и оставалась на уровне минус 20 – минус 20,2 °С, что говорит о том, что при температуре выше 20 °С осушка до требуемой точки росы будет затруднительна, а то и вообще невозможна без дополнительных мер.

Из приведенных температур наиболее благоприятной температурой для ДЭГа и ТЭГа является 12 °С. Расходы и потери гликоля при этой температуре значительно меньше, чем при остальных. Однако, исходя из практики Вынгаяхинского газового месторождения, такая температура газа при его расходе более 1,9 млн. $м^3$/час и охлаждении в системе АВО достигается очень редко и требует больших энергозатрат. Поэтому главной задачей на зимний период является поддержание температуры ниже 20°С.

При всех вышеприведенных значениях давления осушку гликолями рекомендуется поддерживать при температуре контакта ниже 20 °С градусов, так как достигаемая точка росы в минус 20°С при данной температуре близка к предельному значению. Наиболее благоприятным давлением для осушки газа триэтиленгликолем – 7,5 МПа. При данном давлении будет происходить меньшая его потеря, чем при давлениях 7 и 6,5 МПа при одинаковых температурных режимах. Для осушки газа диэтиленгликолем оптимальное давление 7 МПа, исходя из тех же принципов.

Явным преимуществом ТЭГа над ДЭГом является возможность более глубокой осушки газа при тех условиях, а также значительно меньшие потери (в 2,5 – 3 раза). Но при этом количество циркулирующего в час ТЭГа больше почти в два раза, чем ДЭГа. Можно заключить, что в технологическом плане ТЭГ значительно превосходит ДЭГ.

Исходя из вышесказанного можно заключить, что с технологической точки зрения в условиях Вынгаяхинского газового промысла эффективно использовать ТЭГ. При этом давление абсорбции желательно поддерживать от

7 до 7,5 МПа. Температура контакта в зимний период не должна превышать 20 градусов и желательно ее поддержание на уровне 16-18 градусов.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б4Г	Диденко Владимиру Павловичу

Школа	ИШПР	**Отделение**	ОНД
Уровень образования	бакалавриат	**Направление/специальность**	21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти»

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
1. *Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих*	*Цены на покупку ДЭГа и ТЭГа у разных поставщиков.*
2. *Нормы и нормативы расходования ресурсов*	*Исходя из данных ООО «Газпром добыча Уренгой»*
3. *Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования*	*Ставка дисконтирования – 15%*
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. *Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения*	*Сравение начальных расходов и потерь гликолей.*
2. *Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования*	*Анализ эффективности затрат на осушку газа с помощью ДЭГа и ТЭГа.*
Перечень графического материала *(с точным указанием обязательных чертежей)***:**	

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	02.04.2018

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Цибульникова М.Р.	к.г.н, доцент		02.04.2018

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б4Г	Диденко Владимир Павлович		02.04.2018

5. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОЁМКОСТЬ

Повышение экономической эффективности в процессе подготовки газа к транспортировке, в том числе, связано со снижением издержек на осушку газа, например, выбор абсорбента применительно к техническим условиям эксплуатации.

В случае компании ПАО «Газпром» себестоимость добычи природного газа является одной из самых низких в мире. Однако всегда есть пути дальнейшей минимизации затрат – улучшение и модернизация технологического процесса подготовки газа или замена используемых на промыслах химических реагентов на более эффективные. Так на установках комплексной подготовки газа Вынгаяхинского газового месторождения в качестве абсорбента при осушке продукции скважин используется ТЭГ марки Б. В работе проводится сравнительный анализ факторов, влияющих на стоимость процесса осушки газа с помощью ДЭГа и ТЭГа на установке комплексной подготовки газа Вынгаяхинского газового месторождения. В качестве данных факторов рассматриваем: цену на абсорбенты; начальный объем абсорбентов, необходимый для запуска установки осушки и дополнительную закачку гликолей для восполнения их потерь в ходе процесса десорбции при различных параметрах работы УКПГ.

5.1. Расчет затрат на покупку гликолей

В ходе работы были проанализированы цены предложения и стоимость доставки гликолей до газового промысла ООО «Газпром Добыча Ноябрьск» у разных поставщиков.

Основные поставщики гликолей находятся в Нижнем Новгороде, Москве, Санкт-Петербурге, Екатеринбурге, Казане, Волгограде, Уфе и Нижнекамске. Доставка осуществляется автотранспортом в специализированных цистернах. Примерная стоимость транспортировки 10 т

гликоля на 1 км пути составляет 40 рублей (согласно перечню цен на доставку поставщиков, представленных в работе).

Не все поставщики торгуют одновременно двумя видами гликолей и их стоимость может покрывать расходы на дальнюю транспортировку. Так, например, триэтиленгликоль не поставляют из Уфы и Екатеринбурга, поэтому конечную стоимость необходимо оценивать исходя из расчета суммарных затрат на их покупку и доставку. Итоговую стоимость гликолей, которая складывается из затрат на покупку и транспортировку гликолей, исходя из вышеперечисленных факторов, считали отдельно для ТЭГ и ДЭГ.

В таблице 5.1 Приведены цены на покупку, доставку и итоговая стоимость ДЭГа у разных поставщиков.

Таблица 5.1 – Стоимость ДЭГа у разных поставщиков России

Наименование поставщика	Цена за 10 тонн гликоля, тыс. руб	Расстояние до г. Ноябрьск, км	Стоимость доставки до г. Ноябрьск, тыс. руб	Итоговая стоимость за 10 т. гликоля, тыс. руб
ООО «СотСнаб» (г. Нижний Новгород)	530	2871	114,84	644,84
ООО «Крокус» (г. Нижнекамск)	700	2256	90,24	790,24
ООО «Южная химическая компания» (г. Волгоград)	480	3173	126,92	606,92
ООО «ПолиХимСтрой» (г.Казань)	600	2461	76,8	676,8
ООО «ТД Монолит» (г. Уфа)	850	1920	76,8	926,8
ООО «Натолхим» (г. Екатеринбург)	610	1422	56,88	666,88

Такой же анализ был проведен в отношении выбора поставщика триэтиленликоля. Результат представлен в таблице 5.2.

Таблица 5.2 – Стоимость ТЭГа у разных поставщиков России

Наименование поставщика	Цена за 10 тонн гликоля, тыс. руб	Расстояние до г. Ноябрьск, км	Стоимость доставки до г. Новый Уренгой, тыс. руб	Итоговая стоимость за 1 т гликоля, тыс. руб
ООО «СотСнаб», г. Нижний Новгород	950	2871	114,84	1064,84
ООО «Гликоли.Ру», г. Нижний Новгород	1070	2871	114,84	1184,84
ООО «Южная химическая компания», г. Волгоград	800	3173	126,92	926,92
ООО «Ювента, г. Санкт-Петербург	750	3740	149,6	899,6
ООО «Медиа-Плюс», г. Санкт-Петербург	1600	3740	149,6	1749,6
ООО «Альянс-Агро», г. Нижнекамск	1050	2256	90,24	1140,24

Исходя из значений таблиц 5.1 и 5.2 был выбран поставщик с наименьшей общей стоимостью покупки для каждого абсорбента.

Наиболее выгодная закупка диэтиленгликоля у поставщика ООО «Южная химическая компания», г. Волгоград и составляет 606,92 тысяч рублей за 10 тонн гликоля, низкая цена за сырье в этом случае оправдала транспортировку из сравнительно удаленного города.

Для триэтиленгликоля самым выгодным вариантом является поставщик ООО «Ювента», г. Санкт-Петербург, у которого стоимость триэтиленгликоля составляет 899,6 тысяч рублей за 10 тонн.

При выборе данных поставщиков ТЭГ стоит на 48% дороже.

5.2. Определение количества и стоимости абсорбента в условиях УКПГ Вынгаяхинского ГП

Экономически важной характеристикой процесса осушки природного газа является показатель, который характеризует, сколько необходимо абсорбента для осушки на1000 м^3 газа.

На установке комплексной подготовки газа Вынгаяхинского газового месторождения расход газа через блок абсорберов составляет 1,8-1,9 млн. м^3/ч или 43,2 – 45,6 млн. м^3/сутки. Для осушки такого объема газа до необходимой точки росы с сохранением возможности дальнейшей его регенерации в системе циркулирует около 16000 кг/ч триэтиленгликоля, что соответствует как реальным данным по месторождению, так и рассчитанным данным при режиме температуры осушки 20 °С и давления газа 7-7,5 МПа. Опыта эксплуатации с применением диэтиленгликоля на установках данного месторождения не было, поэтому необходимый расход точно не известен. В результате исследований было установлено, что ДЭГа при осушке того же объема газа до той же точки росы необходимо на 35-40% меньше, чем ТЭГа, т.е. примерно 10000 кг/ч, осушка осуществляется при том же температурном режиме, что и в случае использования ТЭГ при давлении в абсорберах 7,5 МПа. Таким образом, в сутки необходимо 240000 кг диэтиленгликоля или 384000 триэтиленгликоля, если не учитывать процесс регенерации гликолей. Как можно заметить, в данном случае расход гликолей очень велик и стоимость покупки абсорбента в день будет очень большой: 14,56 млн. рублей в день для ДЭГа и 34,54 млн. рублей в день для ТЭГа, поэтому добыча газа потеряла бы свою рентабельность. Видно, что цикличность процесса играет огромную роль в процессе подготовки газа.

Однако регенерация осушителей не исключает их потерь в технологическом процессе. Унос абсорбентов повышает стоимость подготовки добытого газа к транспортировке, т.к. необходимо пополнять

объемы циркулируемого гликоля для обеспечения корректной работы установки.

Согласно проведенным расчетом и известным данным потеря триэтиленгликоля с осушенным газом и в процессе регенерации составляет до 1,4 г на 1000 м^3. При расходе газа 1,8 – 1,9 млн. м^3/ч и температурах контакта 12, 16, 20 °С потери составляют 1,23; 1,69 и 2,36 кг в час соответственно. Таким образом, в сутки теряется от 29,52 до 56,64 кг ТЭГ, что в стоимостном эквиваленте составляет потери от 2655,6 до 5093,6 рублей в сутки. При 16°С расходуется 40,5 кг триэтиленгликоля за сутки – что соответствует расходу 3648 рублей в день.

Согласно расчетам диэтиленгликоля в процессе осушки теряется в 2,5 – 3 раза больше, чем триэтиленгликоля. Таким образом, в условиях УКПГ Вынгаяхинского газового месторождения потери ДЭГ составили бы до 4 г на 1000 м^3 осушаемого газа. При тех же расходах потери осушителя в час – от 3,55(при 12 °С) до 7,45(при 20 °С) кг, в сутки – от 85,2 до 178,8 кг. При 16°С потери ДЭГ составляют 5,25 кг в час, что соответствует 126 кг в сутки. В стоимостном выражении в день будет затрачиваться от 5170 до 10851 рублей в сутки.

Необходимое количество гликоля для запуска всех систем согласно технологическому регламенту Вынгаяхинского газового месторождения составляет 170 м^3. Таким образом для запуска установки потребуется в случае использования ДЭГ – 190 тонн (плотность ДЭГ – 1118 кг/м3), в случае ТЭГ – 192 тонны (плотность ТЭГ – 1126 кг/м3). Стоимость закупки «базового» количества поглотителя составит 11,53 млн. рублей для диэтиленгликоля, 17,27 млн. рублей для ТЭГа (исходя из средней итоговой стоимости 10 тонн гликолей у различных поставщиков в России). Разница составляет 5,74 млн. рублей.

Ниже приведена сводная таблица необходимого количества абсорбентов в первый (с учетом начальной закупки гликоля на заполнение

системы) и последующие годы работы цеха осушки газа УКПГ Вынгаяхинского месторождения.

Таблица 5.3 – Сравнительная характеристика минимальных и максимальных затрат ДЭГа и ТЭГа при разных технологических условиях с равным расходом.

Наименование осушителя	Количество абсорбента для запуска системы, т.	Затраты на первичное заполнение системы осушки, тыс.руб	Дополнительная закачка абсорбента при осушке газа, т/год		Затраты на закачку в стоимостном выражении, тыс.руб./год
ТЭГ	192	17270	12°С	10,8	971,6
			16°С	14,8	1331,4
			20°С	20,6	1853,2
ДЭГ	190	11530	12°С	31,1	1887,5
			16°С	46	2791,8
			20°С	65,3	3963,2

В таблицах 5,4 – 5.9 приведены результаты расчётов затрат на покупку гликолей в течении 8 лет с учетом коэффициента дисконтирования. Расчеты проводились по формуле (1):

$$PV = \frac{S}{(1+i)^{n-1}}, (1)$$

где PV – дисконтированный расход; S – расходы в год без учета коэффициента дисконтирования; i – ставка дисконтирования (15%); n – год эксплуатации.

Таблица 5.4 – Затраты на покупку ТЭГ при эксплуатации на режиме 12°С с учетом фактора дисконтирования

Год	1	2	3	4	5	6	7	8	Σ
Затраты без учета фактора дисконтирования, тыс.руб.	18241,6	971,6	971,6	971,6	971,6	971,6	971,6	971,6	25042,8

Продолжение таблицы 5.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Затраты с учетом фактора дисконтирования, тыс.руб	18241,6	844,9	734,7	638,8	555,5	483,1	420,1	365,3	22284

Таблица 5.5 – Затраты на покупку ДЭГ при эксплуатации на режиме 12°С с учетом фактора дисконтирования

Год	1	2	3	4	5	6	7	8	Σ
Затраты без учета фактора дисконтирования, тыс.руб.	13417,5	1887,5	1887,5	1887,5	1887,5	1887,5	1887,5	1887,5	26630,6
Затраты с учетом фактора дисконтирования, тыс.руб	13417,5	1641,3	1427,2	1241,1	1079,2	938,4	816	709,6	21270,3

Таблица 5.6 – Затраты на покупку ТЭГ при эксплуатации на режиме 16°С с учетом фактора дисконтирования

Год	1	2	3	4	5	6	7	8	Σ
Затраты без учета фактора дисконтирования, тыс.руб.	18601,4	1331,4	1331,4	1331,4	1331,4	1331,4	1331,4	1331,4	27921,2
Затраты с учетом фактора дисконтирования, тыс.руб	18601,4	1157,7	1006,7	875,4	761,2	661,9	575,6	500,5	24140,4

Таблица 5.7 – Затраты на покупку ДЭГ при эксплуатации на режиме 16°С с учетом фактора дисконтирования

Год	1	2	3	4	5	6	7	8	Σ
Затраты без учета фактора дисконтирования, тыс.руб.	14321,8	2791,8	2791,8	2791,8	2791,8	2791,8	2791,8	2791,8	33864,4

Продолжение тблицы 5.7

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Затраты с учетом фактора дисконтирования, тыс.руб	14321,8	2427,7	2111	1835,7	1596,2	1388	1207	1049,5	21270,3

Таблица 5.8 – Затраты на покупку ТЭГ при эксплуатации на режиме 20°С с учетом фактора дисконтирования

Год	1	2	3	4	5	6	7	8	Σ
Затраты без учета фактора дисконтирования, тыс. руб.	19123,2	1853,2	1853,2	1853,2	1853,2	1853,2	1853,2	1853,2	32095,6
Затраты с учетом фактора дисконтирования, тыс. руб.	19123,2	1611,5	1401,3	1218,5	1059,6	921,4	801,2	696,7	26833,4

Таблица 5.9 – Затраты на покупку ДЭГ при эксплуатации на режиме 20°С с учетом фактора дисконтирования

Год	1	2	3	4	5	6	7	8	Σ
Затраты без учета фактора дисконтирования, тыс.руб.	15493,2	3963,2	3963,2	3963,2	3963,2	3963,2	3963,2	3963,2	43235,8
Затраты с учетом фактора дисконтирования, тыс.руб	15493,2	3446,3	2996,7	2605,9	2266	1970,4	1713,4	1489,9	31981,8

Как видно по результатам исследования цена покупки ниже на ДЭГ. Так же ДЭГ обладает меньшей плотностью, из-за чего требуется его меньшее количество для запуска системы.

Однако, в процессе осушки газа, в долгосрочной перспективе, стоит учитывать то, что потери ТЭГа в 2,5-3 раза меньше, чем у ДЭГа. В результате чего затраты на закачку триэтиленгликоля в год будут ниже. По полученным результатам, с учетом дисконтирования, видно, что за период эксплуатации 8 лет затраты на ТЭГ ниже при рабочей температуре контакта 16°С и 20°С.

Разница между конечной ценой ТЭГ и ДЭГ, в этих случаях, составляет порядка 3 и 5 млн. рублей соответственно. При температуре контакта 12°С затраты на ТЭГ выше затрат на ДЭГ. Разница между ценой ДЭГ и ТЭГ составляет более 1 млн.рублей.

Таким образом, в зависимости от условий эксплуатации УКПГ экономически выгодными будут различные гликоли. При высоких температурах контакта более экономически выгодным будет использование ТЭГ, а при низких температурах абсорбции наиболее выгодным будет применение ДЭГ.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б4Г	Диденко Владимиру Павловичу

Школа	ИШПР	**Отделение**	ОНД
Уровень образования	бакалавриат	**Направление/специальность**	21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
2. Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения:	*1. Объект исследования: УКПГ Вынгаяхинского газового месторождения.* *Область применения: подготовка к транспорту углеводородного сырья.* *В состав УКПГ входят объекты подготовки природного газа к транспорту.* *В ходе подготовке газа к транспортировке через магистральный трубопровод происходит закачка химических реагентов, утечка которых несет риски для жизни и здоровья рабочего персонала.*
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Анализ выявленных вредных факторов, возникающих на объекте исследования	*1. Анализ вредных факторов:* *– повышенный уровень шума;* *– повышенный уровень вибрации;* *–отклонение показателей микроклимата производственных помещений на рабочем месте;* *– недостаточная освещенность рабочей зоны;* *–утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу;* *– повышенная загазованность воздуха рабочей зоны.*
2. Анализ выявленных опасных факторов, возникающих на объекте исследования	*2. Анализ опасных факторов:*

	– движущиеся машины и механизмы производственного оборудования; *– электробезопасность;* *– пожаровзрывоопасность.*
3. Экологическая безопасность.	*3. Экологическая безопасность:* *–анализ воздействия объекта на атмосферу;* *–анализ воздействия объекта на гидросферу;* *–анализ воздействия объекта на литосферу;* *– решение по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды*
4. Безопасность в ЧС	*4. Безопасность в ЧС:* *– перечень наиболее вероятных ЧС на объекте* *– выбор наиболее типичной ЧС: утечка токсичной и пожаровзрывоопасной продукции* *– превентивные меры по предупреждению ЧС;* *– действия в результате возникшей ЧС и меры по ликвидации её последствий.*
5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	*5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:* *– специальные правовые нормы трудового законодательства (в соответствии с ТК РФ и другими нормами трудового законодательства);* *– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны (организация рабочего места).*

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	02.04.2018

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент ООД	Немцова О. А.			02.04.2018

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б4Г	Диденко Владимир Павлович		02.04.2018

6. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Объектом исследования в данной работе является УКПГ Вынгаяхинского газового месторождения. Область применения: подготовка к транспорту углеводородного сырья.

6.1. Производственная безопасность

6.1.1. Анализ выявленных вредных факторов

К вредным производственным факторам в ходе эксплуатации и обслуживании объектов добычи газа, и их подготовке к транспорту относятся:

- **повышенный уровень шума**

Шум — это звуковые колебания в диапазоне слышимых частот, способные оказать вредное воздействие на безопасность и здоровье работника.

Шум на рабочем месте оказывает раздражающее влияние на работника, повышает его утомляемость, а при выполнении задач, требующих внимания и сосредоточенности, способен привести к росту ошибок и увеличению продолжительности выполнения задания. Длительное воздействие шума влечет тугоухость работника вплоть до его полной глухоты [12].

Эквивалентный уровень шума Согласно ГОСТ 12.1.003 – 2014 не должен превышать 80 дБА.

На работодателе лежит основная ответственность за обеспечение безопасности при воздействии шума на работников. В первую очередь, он должен обеспечить посредством принятия соответствующих мер соблюдение гигиенических нормативов и снижение риска, связанного с воздействием шума на работников. Эти меры могут включать в себя, в частности:

- оценку риска потери слуха работником;
- проектирование рабочих мест с учетом допустимого уровня риска;
- использование малошумных машин;
- использование материалов и конструкций, препятствующих

распространению шума и вибрации, которая может быть переиалучена а виде шума;

- оптимальное размещение шумных машин, позволяющее минимизировать воздействие шума на рабочем месте;
- создание условий труда, при которых вредное воздействие шума не усугубляется наличием других неблагоприятных факторов;
- привлечение к работам лиц, не имеющих медицинских противопоказаний по шуму, и обеспечение прохождения ими регулярных медицинских обследовании с применением средств аудиометрии;
- обучение работников правильному применению машин;
- организацию профилактических мероприятий, ослабляющих неблагоприятное воздействие шума.
- составление комплексных программ сохранения слуха работников [12].

Если особенности производств не позволяют работодателю снизить шум на всей или на частях рабочих мест до уровня ниже гигиенического норматива, то в качестве дополнительной, хотя и нежелательной меры защиты рассматривается возможность использования средств индивидуальной защиты от шума (защитные наушники и т.п.).

Таблица 6.1 – Предельно допустимые уровни звука и эквивалентные уровни звука на рабочих местах для трудовой деятельности разных категорий тяжести и напряженности в дБА [12]

Категория напряженности трудового процесса	Категория тяжести трудового процесса				
	Легкая физическая нагрузка	Средняя физическая нагрузка	Тяжелый труд 1 степени	Тяжелый труд 2 степени	Тяжелый труд 3 степени
Напряженность легкой степени	80	80	75	75	75
Напряженность средней степени	70	70	65	65	65
Напряженный труд 1 степени	60	60	-	-	-

Продолжение таблицы 6.1

1	2	3	4	5	6
Напряженный труд 2 степени	50	50	-	-	-

- **повышенный уровень вибрации**

Качественные и количественные критерии и показатели неблагоприятного воздействия вибрации на человека-оператора в процессе труда устанавливаются санитарными нормами, правилами и другими нормативными документами.

В соответствии с ними вводятся следующие критерии оценки неблагоприятного воздействия вибрации:

- критерий «безопасность», обеспечивающий ненарушение здоровья оператора, оцениваемого по объективным показателям с учетом риска возникновения предусмотренных медицинской классификацией профессиональной болезни и патологий, а также исключающий возможность возникновения травмоопасных или аварийных ситуаций из-за воздействия вибрации;
- критерий «граница снижения производительности труда», обеспечивающий поддержание нормативной производительности труда оператора, не снижающейся из-за развития усталости под воздействием вибрации;
- критерий «комфорт», обеспечивающий оператору ощущение комфортности условий труда при полном отсутствии мешающего действия вибрации.

Вибрационная безопасность труда должна обеспечиваться:

- системой технических, технологических и организационных мероприятий по созданию машин и оборудования с низкой вибрационной активностью;

- системой проектных и технологических решений, производственных процессов и элементов производственной среды, снижающих вибрационную нагрузку на оператора;
- системой организации труда и профилактически мероприятий на предприятиях, ослабляющих неблагоприятное воздействие вибрации на человека-оператора.

Машина считается виброопасной если в любых режимах ее работы и любых условиях ее нормального применения максимальное поле среднеквадратичного значения, корректированного виброускорения не превышает 0,5 м/с^2 для локальной и 2 м/с^2 для общей вибрации. Использование таких машин несет риск здоровью рабочего персонала [13].

Основным способом обеспечения вибробезопасности должно быть создание и применение вибробезопасных машин. Помимо этого, на газодобывающих промыслах применяются следующие средства индивидуальной защиты: виброзащитные перчатки и рукавицы, а также виброизолирующая обувь.

Коллективные средства защиты: применение демпфирующего покрытия, изоляторов, установка вибрирующего оборудования на массивный фундамент [14].

- **отклонение показателей микроклимата производственных помещений на рабочем месте**

Показатели микроклимата должны обеспечивать сохранение теплового баланса человека с окружающей средой и поддержание оптимального или допустимого теплового состояния организма.

Показателями, характеризующими микроклимат в производственных помещениях, являются:

- температура воздуха;
- температура поверхностей;
- относительная влажность воздуха;

- скорость движения воздуха;

- интенсивность теплового облучения.

Оптимальные микроклиматические условия установлены по критериям оптимального теплового и функционального состояния человека. Они обеспечивают общее и локальное ощущение теплового комфорта в течение 8-часовой рабочей смены при минимальном напряжении механизмов терморегуляции, не вызывают отклонений в состоянии здоровья, создают предпосылки для высокого уровня работоспособности и являются предпочтительными на рабочих местах.

Оптимальные параметры микроклимата на рабочих местах должны соответствовать величинам, приведенным в таблице 6.2, применительно к выполнению работ различных категорий в холодный и теплый периоды года [15].

Таблица 6.2 – оптимальные параметры микроклимата на рабочих местах [15]

Период года	Категория работ по уровню энергозатрат, Вт	Температура воздуха, °С	Температура поверхностей, °С	Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с
Холодный	IIа (175 - 232)	19 - 21	18 - 22	60 - 40	0,2
	IIб (233 - 290)	17 - 19	16 - 20	60 - 40	0,2
	III (более 290)	16 - 18	15 - 19	60 - 40	0,3
Теплый	IIа (175 - 232)	20 - 22	19 - 23	60 - 40	0,2
	IIб (233 - 290)	19 - 21	18 - 22	60 - 40	0,2
	III (более 290)	18 - 20	17 - 21	60 - 40	0,3

Допустимые микроклиматические условия установлены по критериям допустимого теплового и функционального состояния человека на период 8-часовой рабочей смены. Они не вызывают повреждений или нарушений

состояния здоровья, но могут приводить к возникновению общих и локальных ощущений теплового дискомфорта, напряжению механизмов терморегуляции, ухудшению самочувствия и понижению работоспособности.

Допустимые величины показателей микроклимата на рабочих местах должны соответствовать значениям, приведенным в таблице 6.3 применительно к выполнению работ различных категорий в холодный и теплый периоды года [15].

Важнейшими способами нормализации микроклимата в производственных помещениях и в зонах рабочих мест являются: кондиционирование, отопление и вентиляция воздуха помещений. Для защиты работающих от открытых источников тепла (нагретый металл, «открытое» пламя и т.п.) используются средства индивидуальной защиты, в том числе средства защиты лица и глаз. Необходимо предусматривать защиту работающих и от охлажденных остекленных поверхностей оконных проемов, а в теплый период года – от попадания прямых солнечных лучей.

Таблица 6.3 – допустимые параметры микроклимата на рабочих местах[15]

Период года	Категория работ по уровню энергозатрат, Вт	Температура воздуха, °С		Температура поверхностей, °С	Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с	
		диапазон ниже оптимальных величин	диапазон выше оптимальных величин			для диапазона температур воздуха ниже оптимальных величин, не более	для диапазона температур воздуха выше оптимальных величин, не более
Холодный	IIа (175 - 232)	17,0 - 18,9	21,1 - 23,0	16,0 - 24,0	15 - 75	0,1	0,3
	IIб (233 - 290)	15,0 - 16,9	19,1 - 22,0	14,0 - 23,0	15 - 75	0,2	0,4
	III (более 290)	13,0 - 15,9	18,1 - 21,0	12,0 - 22,0	15 - 75	0,2	0,4
Теплый	IIа (175 - 232)	18,0 - 19,9	22,1 - 27,0	17,0 - 28,0	15 - 75	0,1	0,4

Продолжение таблицы 6.3

1	2	3	4	5	6	7	8
	IIб (233 - 290)	16,0 - 18,9	21,1 - 27,0	15,0 - 28,0	15 - 75	0,2	0,5
	III (более 290)	15,0 - 17,9	20,1 - 26,0	14,0 - 27,0	15 - 75	0,2	0,5

- **недостаточная освещенность рабочей зоны;**

Согласно ГОСТ 12.0.003 – 2015 недостаточная освещенность рабочей зоны является вредным производственным факторам, который может вызвать слепоту, привести к быстрому утомлению и снижению работоспособности. При недостаточном освещении человек работает менее продуктивно, быстро устает, растет вероятность ошибочных действий, что может привести к травматизму.

Таблица 6.4 – Рекомендуемые световые отдачи световых приборов для общего освещения помещений, освещения мест производства вне зданий [16]

Тип источника света	Световая отдача световых приборов, лм/Вт, не менее, при минимально допустимых индексах цветопередачи R_a			
	$R_a \geq 80$	$R_a \geq 60$	$R_a \geq 40$	$R_a \geq 20$
Световые приборы для общего освещения помещений				
Световые приборы со светодиодными источниками света и светодиодными модулями	90	100	-	-
Световые приборы с люминесцентными источниками света	50	40	-	-
Световые приборы с металлогалогенными источниками света	55	50	-	-
Световые приборы с натриевыми лампами высокого давления	-	50	60	-
Световые приборы для освещения мест производства работ вне зданий				
Световые приборы со светодиодными источниками света и светодиодными модулями	90	100	-	-
Световые приборы с люминесцентными источниками света	-	-	50	50

Продолжение таблицы 6.4

1	2	3	4	5
Световые приборы с металлогалогенными источниками света	-	-	50	50
Световые приборы с натриевыми лампами высокого давления	40	50	-	-

Минимальная освещенность на рабочих местах не должна отличаться от нормируемой средней освещенности в помещении более чем на 10%.

Нормируемые характеристики освещения в помещениях и вне зданий обеспечиваются как светильниками рабочего освещения, так и их совместным действием со светильниками аварийного освещения. Нормируемая освещенность и обеспечивающая ее удельная мощность указываются на рабочих чертежах помещений и рабочих зон.

К средствам нормализации освещенности производственных помещений рабочих мест относятся: источники света, осветительные приборы, световые проемы, светозащитные устройства, светофильтры, защитные очки [16].

- **утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу;**

Содержание в организме вредных веществ, поступающих в него различными путями (при вдыхании, через кожу, через рот), не должно превышать биологических предельно допустимых концентраций (ПДК).

Таблица 6.5 – Классы опасностей вредных веществ [17]

Наименование показателя	Норма для класса опасности			
	1-го	2-го	3-го	4-го
Предельно допустимая концентрация (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны, мг/м^3	Менее 0,1	0,1-1,0	1,1-1,0	Более 10,0
Средняя смертельная доза при введении в желудок, мг/кг	Менее 15	15-150	151-5000	Более 5000

Продолжение таблицы 6.5

1	2	3	4	5
Средняя смертельная доза при нанесении на кожу, мг/кг	Менее 100	100-500	501-2500	Более 2500
Средняя смертельная концентрация в воздухе, мг/м^3	Менее 500	500-5000	5001-50000	Более 50000
Коэффициент возможности ингаляционного отравления (КВИО)	Более 300	300-30	29-3	Менее 3
Зона острого действия	Менее 6,0	6,0-18,0	18,1-54,0	Менее 54,0
Зона хронического действия	Более 10,0	10,0-5,0	4,9-2,5	Менее 2,5

На период, предшествующий проектированию производств, должны временно устанавливаться ориентировочные безопасные уровни воздействия (ОБУВ) путем расчета по физико-химическим свойствам или путем интерполяций и экстраполяций в рядах, близких по строению соединений, или по показателям острой опасности [18].

На территории УКПГ Вынгаяхинского газового месторождения работник может столкнуться со следующими вредными веществами:

- метанол (третий класс опасности). ПДК в воздухе рабочей зоны 5 мг/м^3;
- триэтиленгликоль (третий класс опасности). ПДК в воздухе рабочей зоны 5 мг/м^3.

На предприятиях, производственная деятельность которого связана с вредными веществами, работники обязан соблюдать меры предосторожности согласно нормативно-техническим документам по безопасности труда, разработанным при проектировании данных предприятий, а также применять такие средства индивидуальной защиты, как рабочая роба, очки защитные,

защитные перчатки, противогаз или респиратор для защиты органов дыхания [14].

- **повышенная загазованность воздуха рабочей зоны**

В процессе производственных операций рабочие могут подвергаться воздействию паров газа, метанола и диэтиленгликоля, источником которых являются нарушения герметичности фланцевых соединений, механической прочности фонтанной арматуры, вследствие коррозии или износа, превышение максимального допустимого давления. Особенно опасен метанол, он нарушает доставку тканям кислорода в организме человека, оказывает раздражающее действие на слизистую оболочку глаз и дыхательных путей.

Для контроля уровня загазованности газовоздушной среды используются специальные приборы – газоанализаторы. Количество вредных примесей в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно-допустимых концентраций согласно ГОСТ 12.1.005-88 [19].

На газовых промыслах рекомендуется применять следующие средства индивидуальной защиты: противогазы, респираторы, защитные очки, защитные маски.

Коллективные средства защиты: вытяжная вентиляция, а также устройства, препятствующие появлению работника в опасной зоне [14].

6.1.2. Анализ выявленных опасных факторов

К вредным производственным факторам в ходе эксплуатации и обслуживании объектов добычи газа, и их подготовке к транспорту относятся:

- **движущиеся машины и механизмы производственного оборудования**

Движущиеся части производственного оборудования, являющиеся возможным источником травмоопасности, должны быть ограждены или расположены так, чтобы исключалась возможность прикасания к ним работающего или использованы другие средства (например, двуручное

управление), предотвращающие травмирование (коллективные средства защиты).

Если функциональное назначение движущихся частей, представляющих опасность, не допускает использование ограждений или других средств, исключающих возможность прикасания работающих к движущимся частям, то конструкция производственного оборудования должна предусматривать сигнализацию, предупреждающую о пуске оборудования, а также использование сигнальных цветов и знаков безопасности.

Необходимо проводить следующие мероприятия по устранению возможных механических травм:

- проверка наличия защитных заграждений на движущихся и вращающихся частях машин и механизмов;
- плановая и неплановая проверка пусковых и тормозных устройств;
- проверка состояния оборудования и своевременное устранение дефектов [20].
- **электробезопасность (возможное поражение электрическим током)**

Электротравмы возникают при контакте с токоведущими частями (случайное прикосновение к одной или двум фазам), при пробое электроизоляции и появлении напряжения на нетоковедущих металлоконструкциях, при попадании в поле растекания тока в земле около упавших проводов или около заземлителей (поражение шаговым напряжением) [21].

Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов установлены для путей тока от одной руки к другой и от руки к ногам [21].

Таблица 6.6 – Максимальные напряжения прикосновения и токи, протекающие через тело человека при нормальном (неаварийном) режиме электроустановки

Род тока	*U*, В	*I*, мА
	не более	
Переменный, 50 Гц	2,0	0,3
Переменный, 400 Гц	3,0	0,4
Постоянный	8,0	1,0

Для обеспечения безопасной эксплуатации объектов промысла проектом разработки УКПГ Вынгаяхинского газового месторождения предусмотрены следующие мероприятия:

- Всё электрооборудование и электрические приводы арматуры приняты во взрывозащищенном исполнении.
- Предусмотрены изолирующие вставки на трубопроводах выхода газа с кустов скважин для электрической изоляции катодно-защищённого объекта от незащищённого и уменьшения опасности коррозии, вызванной воздействием блуждающих токов.

Средства индивидуальной защиты рабочего персонала от поражения электрическим током:

- обеспечение недоступности токоведущих частей (кожухи, камеры), монтаж заземления;
- индивидуальные средства защиты (резиновые перчатки, диэлектрические коврики) [14].
- **пожаровзрывоопасность**

Одной из особенностей пожара на промысле, является горение паровоздушных смесей углеводородов, и как следствие образование огневого шара, время которого колеблется от нескольких секунд до нескольких минут. Опасным фактором огневого шара является тепловой импульс. Размеры шара, время его существования и величина теплового импульса зависят от

количества сгораемого вещества. На газовых месторождениях наиболее взрывоопасным веществом является метан. Метан взрывоопасен при концентрации в воздухе от 4,4 % до 17 %. Самая взрывоопасная концентрация 9,5 %, при концентрации более 16 % метан просто горит, без взрыва, до 5-6 % — горит в присутствии источника тепла. Класс опасности - четвёртый.

При возникновении пожара производственный персонал обязан:

- немедленно прекратить все работы и принять меры по направлению сообщения о пожаре в пожарную охрану;
- известить о пожаре непосредственного или вышестоящего руководителя;
- принять меры, направленные на эвакуацию из здания (помещения) или опасной зоны всех работающих, не занятых ликвидацией пожара, а в случае угрозы для жизни людей – немедленно организовать их спасение, используя для этого все имеющиеся силы и средства;
- действовать в соответствии с табелем боевого расчета добровольной пожарной дружины, если состоит в дружине [22].

Противопожарный режим излагается в цеховых и общеобъектовых инструкциях в соответствии с правилами пожарной безопасности производств и анализом пожарной безопасности объектов, а также технологических процессов. Контроль над ним осуществляется обслуживающим персоналом.

На площадке УКПГ Вынгаяхинского газового месторождения пожаротушение обеспечивается автоматическими установками пожаротушения тонкораспыленной водой, автоматическими модульными установками порошкового и газового пожаротушения и системой водяного пожаротушения от сети противопожарного водопровода.

6.2. Экологическая безопасность

Практически все проектируемые на УКПГ объекты будут оказывать в той или иной степени воздействие на окружающую среду.

6.2.1. Анализ воздействия объекта на атмосферу

Воздействие на атмосферный воздух при строительстве и эксплуатации объектов на Вынгаяхинском месторождении происходят в результате выбросов:

- газоообразных, аэрозольных и взвешенных веществ от технологического оборудования;
- продуктов сгорания топлива от дымовых труб котельных;
- выхлопных газов автомобильного транспорта.

Источниками организованных выбросов являются дымовые трубы, вентиляционные шахты, дыхательные клапаны и т.п. К неорганизованным выбросам относятся выделения вредных веществ через неплотности в арматуре и во фланцевых соединениях. Источниками залповых выбросов служат продувочные свечи от технологических аппаратов, кустов скважин и газосборных сетей, дыхательные клапаны емкостей ("большое дыхание").

Анализ данных по разрабатываемым газовых месторождениям показывает, что основной объем (99%) выбросов от стационарных источников составляют оксиды углерода и азота, метан и другие углеводороды. Наиболее неблагоприятными являются указанные диоксиды и метан, относящиеся ко 2-4 классам опасности. Остальные загрязняющие вещества не оказывают существенного влияния на атмосферный воздух.

Количества выбросов УКПГ Вынгаяхинского месторождения составляют (т/год): оксидов азота 4,2, окиси углерода 8,7 и метана 83,8 (в том числе залповые выбросы – 24,9).

Для уменьшения выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух от производственного оборудования и соблюдения санитарных норм на рассматриваемой территории предусматривается комплекс мероприятий общего технологического характера:

- полная герметизация технологических процессов;

- оборудование, арматура и трубопроводы приняты на давление, превышающее максимальное рабочее давление;
- вся арматура принята по первому классу герметичности затвора;
- взрыво- и пожароопасные вещества удаляются системой вытяжной вентиляции;
- продувка аппаратов и коммуникаций перед отключением на ремонт производится на факельные свечи;
- сброс жидких продуктов на время ремонта оборудования в дренажную емкость.
- освобождение оборудования цехов осушки и сепарации газа на свечу.

6.2.2. Анализ воздействия объекта на гидросферу

К основным источникам и видам воздействия на водные объекты относятся:

- неочищенные или недоочищенные хоз-бытовые и промышленные стоки и отходы;
- попадание в водотоки целлюлозы из захороненных на трассах древесных остатков;
- засорение и заиление русел рек и ручьев при строительстве;
- нарушение нерестилищ при подводных и дноуглубительных работах, при строительстве подводных переходов трубопроводов;
- нарушение гидрологии малых рек, водоемов из-за устройства временных проездов, непроектной прокладки трубопроводов;
- нарушение водного и теплового режима болот;
- изъятие водных ресурсов.

В целях уменьшения отрицательного воздействия предприятия на гидросферу на площадке построены раздельные сети хозбытовой и производственной канализации. Все сточные воды подаются на очистные

сооружения ЦПС. Кроме того, производится сброс сточных вод, после предварительной подготовки их на очистных сооружениях УКПГ, в поверхностные водные объекты и сеноманский поглощающий горизонт.

Водопотребление, водоотведение и источники водоснабжения буровых определены в проекте строительства скважин. Технология водоотведения предусмотрена регламентом.

6.2.3. Анализ воздействия объекта на литосферу

На газовых месторождениях образуются следующие виды отходов:

- твердые бытовые отходы;
- моторные масла;
- нефтешлам с установок очистки сточных вод от мехпримесей и нефтепродуктов;
- шламы от зачистки резервуаров хранения масел и светлых нефтепродуктов;
- избыточный активный ил с биологических очистных сооружений;
- металлолом;
- люминесцентные лампы;
- аккумуляторы (свинцово-кислотные).

На объектах предприятия ООО «Газпром добыча Ноябрьск», приказом, должно быть назначено лицо, ответственное за сбор, временное хранение и отгрузку отходов на полигон, а также на другие предприятия по переработке отходов; разработана инструкция по сбору, хранению (в соответствии с физическим состоянием и классом опасности отхода) и отгрузке (транспортировке) отходов, исключающих их россыпь, пролив, самовозгорание и взрыв.

ООО «Газпром добыча Ноябрьск» арендует у ПАО «Газпром» полигон твердых бытовых отходов (ТБО), расположенный на Вынгаяхинском газовом месторождении [10].

6.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Наиболее вероятные чрезвычайные ситуации на УКПГ Вынгаяхинского газового месторождения:

1. природного характера:

- торфяные пожары;
- ураганы и метели.

2. техногенного характера:

- пожары на технологических объектах;
- утечки токсичных и взрывопожароопасных веществ (метан, метанол, ТЭГ).

Наиболее часто встречаемой техногенной ЧС, является утечка взрывопожароопасной и токсичной продукции. Преимущественно их выход в окружающую среду происходит из фланцевых соединений и сварных стыков – наиболее вероятных мест утечек. Во избежание этого, а также для обеспечения безопасных условий труда для обслуживающего персонала, предусмотрены следующие мероприятия:

- все оборудование выполненяется герметичным, исключающим попадание вредных и взрывоопасных продуктов в атмосферу производственных помещений;
- газовые сбросы собираются и направляются на площадку свечных сепараторов и далее на свечу рассеивания ГП;
- жидкие сбросы отводятся в дренажные емкости;
- в помещениях, где возможно выделение и скопление вредных и взрывоопасных продуктов установлены сигнализаторы загазованности;
- помещения оборудованы автоматическими системами пожарной сигнализации и пожаротушения;
- во всех производственных помещениях предусмотрены естественная вентиляция через систему дефлекторов, приточная и аварийно-вытяжная вентиляция;

•электрооборудование и осветительная аппаратура выполнена во взрывобезопасном исполнении;

•температура наружных поверхностей оборудования и кожухов теплоизоляционных покрытий не должна превышать температуры самовоспламенения наиболее взрывопожароопасного продукта, а в местах, доступных для обслуживающего персонала, должна исключать возможность ожогов.

Порядок первоочередных действий исполнителей (технического персонала) при обнаружении источников ЧС следующий:

1. Первый заметивший аварийную ситуацию сообщает на главный щит об аварии.

2. Производится автоматический запуск алгоритма АО цеха.

3. Если звуковая и световая сигнализация не запущена системой автоматического пожаротушения и контроля загазованности (САПКЗ) по месту возникновения загазованности, оператор пульта управления нажимает кнопку «Речевое оповещение» в операторной УКПГ.

4. Оператор пульта управления УКПГ сообщает должностным лицам согласно схемы оповещения.

5. Производится эвакуация персонала УКПГ, ДКС.

6. Начальник СДГ (старший в смене) руководит работами по локализации и ликвидации аварийной ситуации.

7. Производственный персонал обеспечивает, согласно планам, эвакуацию людей из опасной зоны и принимает меры к спасению пострадавших. Спасение людей из опасной зоны выполнять в самоспасателях СПИ-20. В случае необходимости оказать первую доврачебную помощь пострадавшим.

8. После окончания работ по спасению и выводу людей из опасной зоны приступают к локализации аварийной ситуации [10].

6.4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

6.4.1. Специальные правовые нормы трудового законодательства

Организация труда на рассматриваемом объекте предусматривает применение вахтового метода обслуживания. Режим труда и отдыха при работе вахтовым методом регламентируется статьей 301 Трудового Кодекса РФ. 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, установленным федеральными законами и иными нормативными правовыми актами Российской Федерации.

Режим труда и отдыха на проектируемом объекте регламентируется Трудовым Кодексом РФ, Коллективным договором ООО «Газпром добыча Уренгой», утвержденным конференцией работников ООО «Газпром добыча Уренгой» 06.03.2010 г. (раздел 4 «Рабочее время и время отдыха»).

Работа в ночное время регулируется статьей 96 Трудового Кодекса РФ. Ночное время – время с 22 часов до 6 часов. Продолжительность работы (смены) в ночное время сокращается на один час без последующей отработки.

Особенности регулирования труда лиц, работающих в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностям регламентируются главой 50 Трудового Кодекса РФ (глава 50).

Работникам, работающим в холодное время года на открытом воздухе в соответствии со статьей 109 Трудового Кодекса РФ предоставляются специальные перерывы для обогревания и отдыха, которые включаются в рабочее время.

6.4.2. Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Организация рабочего места подразумевает:

- оснащение рабочего места необходимым оборудованием, технологической и организационной оснасткой и его рациональная планировка – создание удобства для работы исполнителей путем рационального использования расположения на ограниченной площади отдельного рабочего места всех его элементов;
- организация обслуживания;
- создание комфортных условий для производственной деятельности, ограждение работников от воздействий неблагоприятных условий производственной среды.

Критериями, подтверждающими достаточность рабочего пространства, а также физических, зрительных и слуховых связей между работником и оборудованием в проекте являются:

- свободный, удобный и безопасный доступ персонала к основным элементам оборудования, свободное перемещение по оптимальному маршруту;
- возможность выполнения работы в рациональной рабочей позе, свободу движений, необходимый обзор зоны наблюдения;
- рабочие места, оснащенные дисплеями, расположены с учетом возможности выполнения сопряженных действий без поворота туловища;
- расположение экрана дисплея на основном технологическом оборудовании обеспечивает удобство визуального контроля путем его размещения в вертикальной плоскости под углом +30 град. от нормальной линии взгляда работника.

Согласно статье 223 Трудового кодекса обеспечение санитарно-бытового обслуживания работников в соответствии с требованиями охраны труда возлагается на работодателя [14].

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе проделанной работы были рассмотрены различные методы осушки газа: низкотемпературные, адсорбционные и абсорбционные. Каждый из данных методов имеет свои недостатки и преимущества и применяется, исходя из свойств осушаемого газа, необходимых качественных требований к осушенному газу и того, куда дальше планируют направлять газ. Так адсорбционным методом на УКПГ осушают газ, направляемый на собственные нужды, что обусловлено простотой технологии и малыми капитальными вложениями, требуемыми при небольших расходах газа. В случаях, когда требуется глубокая осушка больших объемов газа чаще всего применяют абсорбционный метод.

Была построена модель УКПГ Вынгаяхинского газового промысла. Согласно данным, полученным при моделировании были построены графики зависимости расходов и потерь двух различных гликолей (ДЭГ и ТЭГ) от параметров установки осушки газа. Анализируя полученные данные и графики можно заключить, что повышение давления абсорбции и понижение температуры контакта газа и абсорбента положительно сказывается на качестве осушки. Также, видно, что при прочих равных условиях, ТЭГ с концентрацией 98,8% масс. обеспечивает более глубокую степень осушки, чем ДЭГ концентрацией 99,0% масс.

Выбрали оптимальные условия эксплуатации УКПГ при применении ТЭГ в зимний период времени: температура контакта – в диапазоне 16-18°С, давление абсорбции – от 7 до 7,5 МПа.

Был проанализирован рынок абсорбентов и выбраны лучшие поставщики для ТЭГа и ДЭГа.

Используя цены поставщиков и данные по расходам абсорбентов (начальное количество для запуска и дополнительная закачка) были рассчитаны затраты на первичное заполнение системы, на дополнительную закачку абсорбента и общие затраты в первые восемь лет эксплуатации для

двух режимов (при температуре контакта 12°С, 16°С и 20°С и давлении 7,5 МПа). Из полученных результатов видно, что в краткосрочной перспективе очень сильную роль играет фактор цены и количества абсорбента необходимое на первичное заполнение. По этим факторам ДЭГ значительно обходит ТЭГ, который стоит на 48% дороже.

Однако, затраты ТЭГа на дополнительную закачку значительно меньше и в год стоимость этих затрат будет меньше, чем у ДЭГа. Поэтому в долгосрочной перспективе использование ТЭГ становится более эффективным с экономической точки зрения. Но в условиях очень низких температур применение ДЭГ экономически эффективнее.

Список используемых источников:

1) И.В.Жданова., А.Л.Халиф Осушка природных газов. – Москва / Недра, 1984. – 192 с.

2) А.Л.Лапидус, И.А.Голубева, Ф.Г.Жагфаров Газохимия, Часть 1 – Первичная переработка углеводородных газов – Москва / РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2004. – 244 с.

3) А.Н. Тимашев, Т.А. Беркунова Определение влагосодержания природных газов. Методические указания к лабораторным работам – Москва / РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2012. – 6 с.

4) Т.М.Бекиров, А.Т.Шаталов. Сбор и подготовка к транспорту природных газов– Москва / Недра, 1986. – 261 с.

5) Тер-Саркисов Р.М. Разработка месторождений природных газов – Москва / Недра, 1999. - 659 с.

6) С.Н.Закиров, Б.Б.Лапчук. Проектирование и разработка газовых месторождений. Москва / Недра, 1974 - 246 с.

7) Smith, R. S., and Humphrey, S. E., High Purity Glycol Design Parameters and Operating Experience, Proc. Laurance Reid Gas Conditioning Conference, University of Oklahoma, Norman, OK. 1995, p. 142.

8) Ланчаков Г. А., Кульков А. Н., Зиберт Г. К. Технологические процессы подготовки природного газа и методы расчета оборудованияю — М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000. - 279 с.

9) Гриценко А.И. Сбор и промысловая подготовка газа на северных месторождениях России / М.: Недра; 1999. -473с.

10) Зиберт Г.К. Перспективные технологии и оборудование для подготовки и переработки углеводородных газов и конденсатов — М.: Недра, 2005. -361с.

11) Зиберт Г.К. Объемные насадки; Обзорн. информ.; ИРЦ Газпром / Москва / Газпром; 2002. -52с.

12) ГОСТ 12.1.003–2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.

13) ГОСТ 12.1.012–2004 ССБТ. Вибрационная болезнь. Общие требования.

14) Технологический регламент опасных производственных объектов Вынгаяхинского газового месторождения, ООО «Газпром добыча Ноябрьск», 2016.

15) СанПиН 2.2.4.548–96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.

16) СП 52.13330.2011 Естественное и искусственное освещение.

17) ГН 2.2.5.1313-03 - ПДК вредных веществ в воздухе рабочей зоны

18) ГОСТ 12.1.007–76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.

19) ГОСТ 12.1.005-88. ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.

20) ГОСТ 12.2.003–91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.

21) ГОСТ 12.1.038–82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов.

22) ГОСТ 12.1.010–76 ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования.