Министерство образования Республики Башкортостан
ГАПОУ Уфимский топливно-энергетический колледж

Специальность 21.02.03

Подготовка ямальского газа к дальнему транспорту

Пояснительная записка к дипломному проекту

УТЭК.21.02.03.ДП.58.00.000 ПЗ

СОГЛАСОВАНО
Технический консультант
_____Л.С. Александрова
18.05.2016

Руководитель
_____ Е.Н. Крайняя
Разработчик
_____И.И. Ибатуллин

Консультант по
экономической части
_____ В.С.Лемяцких
____2016

Консультант по
КИП и А
_____ Л.С. Александрова
18.05.2016

Консультант по
ИКТ
_____ Ю.С.Парамонов
18.05.2016

Подп.и дата
Инв.№ дубл.
Взаим.инв.№
Подп.и дата
Инв.№ подл

Содержание

	Введение	3
1	Технологическая часть	5
1.1	Источники загрязнения магистрального газопровода	5
1.2	Методы очистки от механических примесей	5
1.3	Выбор конструкции пылеуловителя	6
1.4	Очистка газа от сероводорода и углекислого газа	16
1.5	Гидраты	19
1.6	Установки осушки газа	25
1.7	КИП и А	33
2	Расчетная часть	36
2.1	Расчет пылеуловителя	36
2.2	Расчет установки по осушке газа	37
2.3	Определение количества метанола	44

Подп.и дата | Инв. № дубл. | Взаим.инв. № | Подп.и дата | Инв. № подл

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	УТЭК.21.02.03.ДП.58.00.000.ПЗ		
Разраб.		Ибатуллин				Лит	Лист 2 / Листов 62
Проверил		Крайняя					
Т. контр.		Александрова					
Н. контр.		Александрова					
Утвердил							

ВВЕДЕНИЕ

Подготовка газа к дальнему транспорту — обработка добываемого природного газа с целью удаления компонентов, затрудняющих транспортировку его по газопроводу. Наличие в газе воды, жидких углеводородов, агрессивных и механических примесей снижает пропускную способность газопроводов, повышает расходингибиторов, усиливает коррозию оборудования, приводит к необходимости увеличения мощности газокомпрессорных станций, снижает надёжность работы технологических систем, увеличивает вероятность аварийных ситуаций на газокомпрессорных станциях и линейной части газопроводов.

Первоначально подготовка газа заключалась в извлечении воды и механических примесей с использованием процессов сепарации и гликолевой осушки и проводилась на головных сооружениях магистральных газопроводов. Такая обработка газа перед его дальней транспортировкой была достаточной, т.к. разрабатывались месторождения только с высоким содержанием метана (до 97-98%) и газ использовался лишь в виде топлива. При вовлечении в разработку газоконденсатных месторождений цели подготовка газа расширились — появилась необходимость извлечения газового конденсата (ценного продукта, теряющегося при транспортировке). Подготовка газа стала осуществляться на промысловых газовых сборных пунктах главным образом методами низкотемпературной сепарации, основанными на однократной конденсации продукции скважин с использованием ингибиторов гидратообразования, а также методами абсорбции и адсорбции с последующей очисткой газа от сероводорода. Наибольшей эффективностью и надёжностью обладают методы абсорбционной и адсорбционной обработки газа. С середины 70-х гг. подготовка газа постепенно превращается в процесс промысловой переработки продукции скважин.

Подготовка газа к дальнему транспорту проводится на установках комплексной подготовки газа (УКПГ), предназначенных для осушки природного газа газовых, газонефтяных и газоконденсатных месторождений от

воды, отделения механических примесей, жидких углеводородов и очистки от сернистых соединений. Выбор промыслового оборудования для УКПГ зависит от состава газа, содержания влаги и механических примесей, термодинамических параметров месторождения (температуры, давления), направления дальнейшего использования газа и климатических условий районов добычи и транспортировки. С учётом перечисленных факторов в состав УКПГ могут входить установки низкотемпературной сепарации, абсорбционные или адсорбционные. Качество подготовки газа к дальнему транспорту определяется техническими условиями или отраслевым стандартом, где фиксируются точки росы по воде и углеводородам для разных климатических зон и времён года, содержание механических примесей, H_2S и общей S. [1]

На полуострове Ямал и в прилегающих акваториях открыто 11 газовых и 15 нефтегазоконденсатных месторождений, разведанные и предварительно оцененные запасы газа которых составляют порядка 16 трлн куб. м, перспективные и прогнозные ресурсы газа - около 22 трлн куб. м. Запасы конденсата оцениваются в 230,7 млн тонн, нефти - в 291,8 млн тонн. Наиболее значительным по запасам газа месторождением Ямала является Бованенковское - 4,9 трлн куб. м. Начальные запасы Харасавэйского, Крузенштернского и Южно-Тамбейского месторождений составляют около 3,3 трлн куб. м газа. Новая газотранспортная система, которая в будущем станет ключевым звеном ЕСГ России, будет обеспечивать транспортировку газа с месторождений полуострова Ямал в объеме более 300 млрд куб. м в год и включать в себя 27 современных компрессорных станций суммарной мощностью 8600-11600 МВт. Создание газотранспортной системы с полуострова Ямал будет способствовать изменение системы газоснабжения России. [11]

1 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

1.1 Источники загрязнения магистральных газопроводов

Анализ загрязнений внутренней полости газопроводов позволил установить, что загрязнения представляют собой сложную многокомпонентную смесь, состоящую и пластовой, конденсационной и поверхностной вод, углеводородного конденсата, эмульсий, механических примесей, минеральных масел, органических кислот, солей двух- и трехвалентного железа, метанола, гликолей.

Для повышения гидравлической эффективности и надежности работы газопроводов периодически продувают и очищают внутренние полости трубопроводов очистными поршнями. При строительстве газопроводов предусматривают установку узлов запуска и приема очистных устройств, локальное повышение скорости газа и др.

При эксплуатации магистральных газопроводов значительные трудности создает запыленность газа. Установлено, что износ рабочих колес центробежных нагнетателей прямо пропорционален содержанию пыли в газе. Наибольшую эрозию металла рабочих колес нагнетателя вызывают фракции пыли размером более 20 мкм. При воздействии смоченной пыли на метал интенсивность эрозии возрастает. [10]

1.2 Методы очистки газа от механических примесей

От механических примесей природный газ очищают в призабойной зоне, на промысле, на линейной части, на КС и ГРС.

Призабойную зону скважины оборудуют фильтрами, представляющими собой стальные трубы с перфорацией. Гравийные фильтры более качественно предохраняют колонну скважины от выноса песка, известняка и других примесей. На промысле газ очищают от воды, конденсата, частиц породы и пыли в наземных сепараторах. На компрессорных станциях газопровода предусматривают очистку газа от механических примесей (твердых и жидких частиц). На ГРС осуществляют окончательную очистку газа перед потребителем.

Промышленные пылеулавливающие аппараты в соответствии с принципами очистки газа разделяют на две группы: сухого и мокрого отделения пыли. К аппаратам сухого отделения пыли относят:

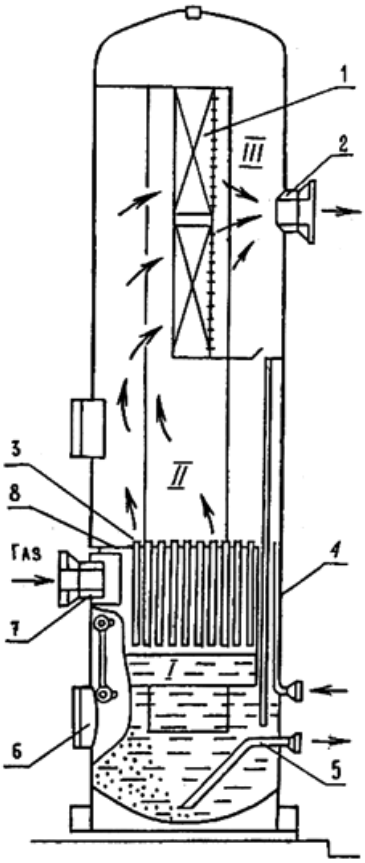
- гравитационные сепараторы (степень очистки 70 – 80%)
- циклонные пылеуловители (степень очистки 85 – 98%)
- фильтры и фильтр-сепараторы (степень очистки до 99%, очищают поток газа от капель воды и конденсата).

Принцип действия аппаратов сухого отделения пыли состоит в искусственном осаждении пыли под действием сил тяжести и в результате снижения скорости течения газа. К аппаратам мокрого отделения пыли относят масляные пылеуловители, в которых очистка газа происходит при помощи промывки газа жидкостью. Такие пылеуловители наряду с циклонными нашли широкое применение в газовой промышленности. Достоинство вертикальных масляных пылеуловителей– высокая степень очистки газа (97 – 98%). Недостатки – большая металлоемкость, большое гидравлическое сопротивление, унос промывочной жидкости, в качестве которой применяют соляровое масло. [1]

1.3 Выбор конструкции пылеуловителя

Вертикальный масляный пылеуловитель получил широкое распространение на КС и КРС. В настоящее время промышленность выпускает несколько типоразмеров пылеуловителей.

Вертикальный масляный пылеуловитель представляет собой вертикальный сосуд, разделенный на четыре секции, выполняющие различные функции при очистке газа. Нижнюю секцию, которая служит сборником шлама, заполняют маслом; секция контактных трубок служит для промывки газа; цилиндрическая часть до поперечной полуперегородки – осадительная камера; жалюзийная секция, состоящая из зигзагообразных решеток, выполняет роль сепаратора для отделения жидкости с микрочастицами пыли.



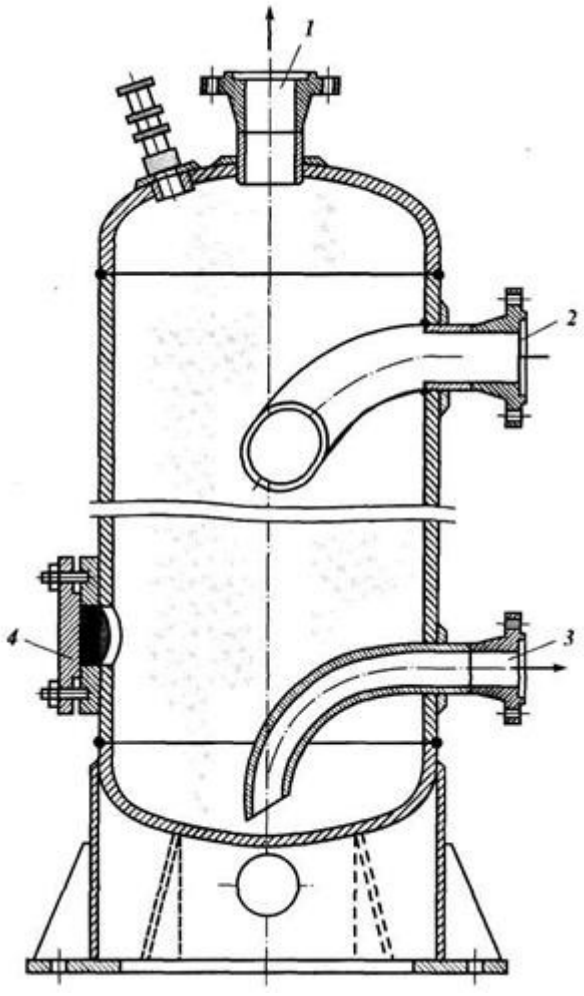
1 – сепараторное устройство; 2 – выходной патрубок; 3 – 5 – контактные и дренажные трубки; 6 – люк; 7 – входной патрубок; 8 – отбойный козырек.

Рисунок 1 - Вертикальный масляный пылеуловитель

В пылеочистительную установку входит также маслохозяйство: аккумулятор масла и отстойники с обвязкой.

Гравитационные сепараторы могут быть вертикальными и горизонтальными. Они работают по принципу выпадения взвеси под действием силы тяжести при уменьшении скорости потока газа.

Вертикальные гравитационные аппараты имеют лучшие условия очистки, чем горизонтальные, рекомендуются для сепарации газов, содержащих твердые частицы и тяжелые смолистые фракции.



1 – выходной патрубок для газа; 2 – входной патрубок; 3 – люк; 4 – патрубок для продувки сепаратора.

Рисунок 2 - Схема гравитационного односекционного сепаратора

При выборе пылеуловителя оценивают допустимую скорость и свободном сечении по формуле:

$$\omega = \sqrt{4gd(p_ч - p_г)/(3p_г к}} \quad (1)$$

где d – диаметр сепаратора, м (d=400 – 1650 мм); $p_ч, p_г$ – плотность частиц и газа, кг/$м^3$; к – коэффициент сопротивления среды, при малых Re принимаю $к = \frac{24}{\text{Re}}$; g – ускорение свободного падения.

Опыт эксплуатации показал, что оптимальная скорость газа ω_0 должна быть $\omega_0 \le 0{,}1 \ \ м/с$ при давлении 6 МПа.

При пересчете скоростей пользуются зависимостью $\omega_1 = \omega_2\sqrt{\frac{p_1}{p_2}}$

Циклонные пылеуловители выпускают трех типов: ЦН-11 с углом наклона крышки входного патрубка 11º, ЦН-15 – 15º, ЦН-24 - 24º. Минимальное гидравлическое сопротивление и наибольший коэффициент очистки имеет пылеуловитель типа ЦН-15. Каждый тип пылеуловителя имеет ряд типоразмеров: ЦН-11 и Цн-15 – по 14 типоразмеров диаметром от 200 до 2000 мм, а ЦН-24 – по 15 типоразмеров диаметром от 400 до 3000 мм.

Циклонный пылеуловитель представляет собой аппарат вертикальной цилиндрической формы со встроенными циклонами и состоит из трех технологических секций: распределения поступившего газа, очистки газа и сбора жидкости и механических примесей. Неочищенный газ поступает через боковой входной патрубок, которому приварены пять циклонов, расположенных звездообразно по кругу. За счет центробежной силы происходит отбрасывание и осаждение влаги и механических примесей, которые удаляются из аппарата автоматически через дренажный штуцер.

Существенное влияние на качество очистки природных газов оказывает их влагосодержание. Поэтому эффективность работы циклонных пылеуловителей в условиях повышенного содержания влаги и конденсата ухудшается из-за осаждения липкой массы (пыль и конденсат) в проходных сечениях аппаратов.

Разновидность циклонных пылеуловителей – мультициклонные пылеуловители, в которых за счет уменьшения диаметра циклона повышается качество очистки газа. Закручивание потока газа в них происходит с помощью специальных направляющих лопаток, закрепленных под углом 25 – 30º.

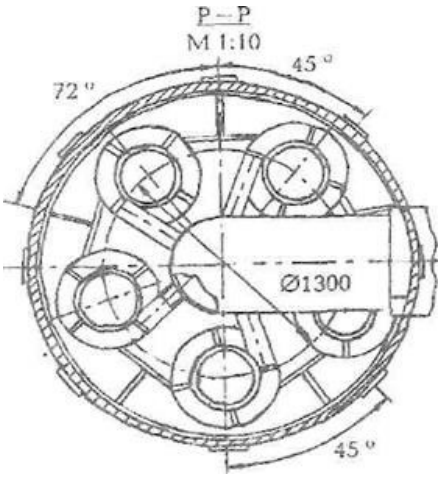


Рисунок 3 - Разрез циклонного пылеуловителя.

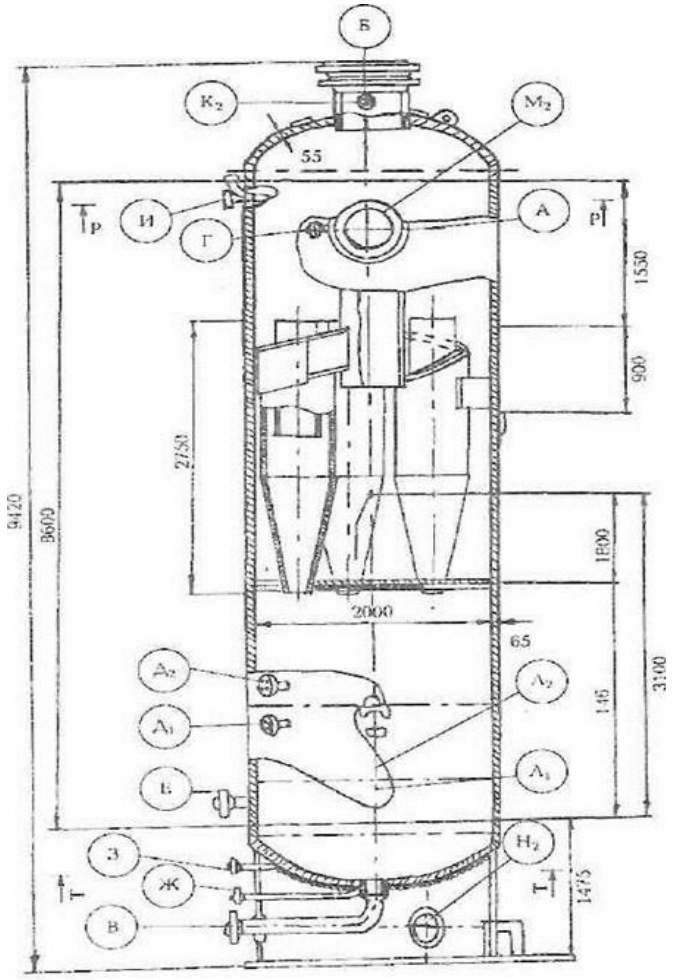
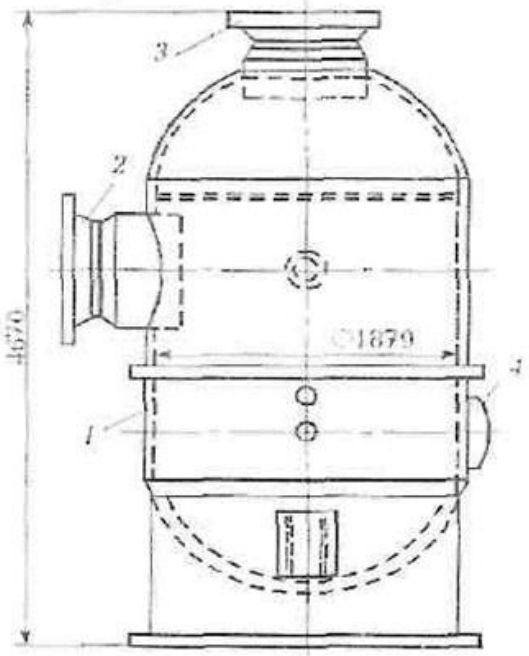


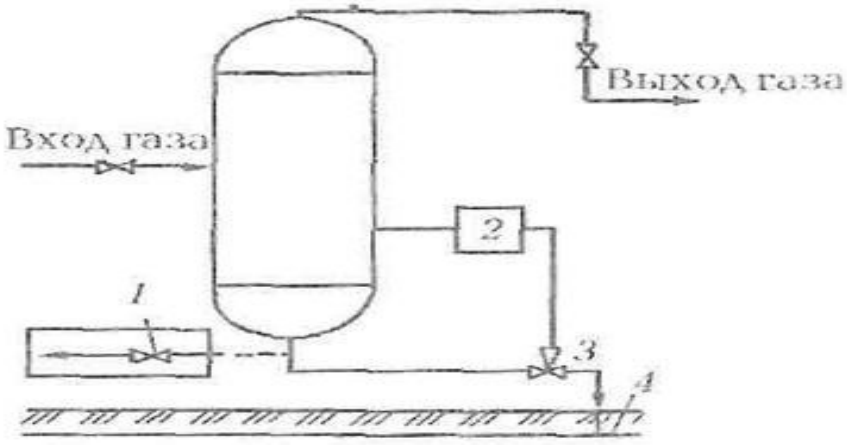
Рисунок 4 - Циклонный пылеуловитель.

В эксплуатации на КС находится оборудование различных зарубежных фирм. Для очистки газа от механических примесей фирма "Пирлесс" (США) выпускает масляные пылеуловители, пористые фильтры и скрубберы.



1 – цилиндрический корпус; 2 – входной патрубок; 3 – выходной патрубок; 4 – осмотровый люк

Рисунок 5 - Скруббер



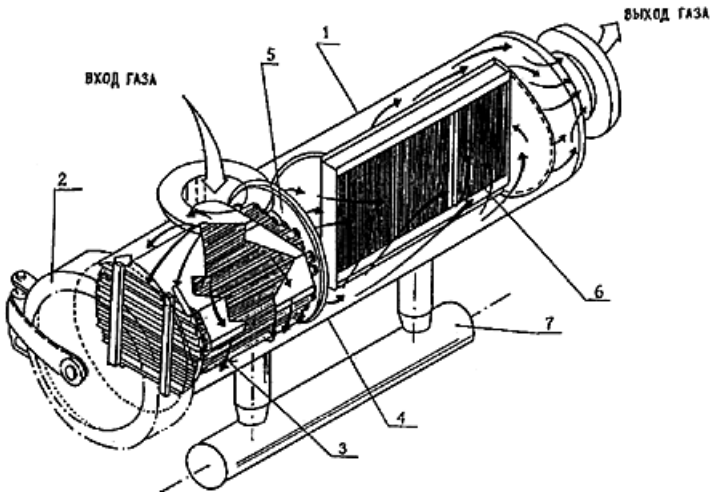
1 – ручная продувка; 2 – блок управления; 3 – дренаж; 4 – коллектор жидкости

Рисунок 6 - Дренажная обвязка скруббера

Работа скруббера осуществляется следующим образом: природный газ через входной патрубок и входную камеру поступает в циклонные трубки, проходя в две прорези каждой трубки, газ ускоряется и приобретает вращательное движение. Жидкие и твердые частицы отбрасываются к наружной стенке циклонного элемента и под действием силы тяжести сбрасываются в накопительную камеру. Очищенный газ по центральным трубам восходящим потоком направляется в выходную камеру скруббера и далее через выходной патрубок – на выход в нагнетатель.

Из накопительной камеры жидкость и механические примеси сбрасывают путем продувки в специальную сборную емкость.

В связи с невозможностью достичь высокой степени очистки газа в циклонных пылеуловителях появляется необходимость выполнять вторую степень очистки, в качестве которой используют фильтр-сепараторы, устанавливаемые последовательно после циклонных пылеуловителей.



1 – корпус фильтр-сепаратора; 2 – быстрооткрывающийся затвор; 3 – фильтрующие элементы; 4 – направляющая фильтрующего элемента; 5 – трубная доска камеры фильтров; 6 – каплеотбойник; 7 – конденсатосборник.

Рисунок 7 - Фильтр-сепаратор

Работа фильтр-сепаратора осуществляется следующим образом: газ после входного патрубка с помощью специального козырька направляется на вход фильтрующей секции 3, где происходит коагуляция жидкости и очистка от механических примесей. Через перфорированные отверстия в корпусе фильтрующих элементов газ поступает во вторую фильтрующую секцию – секцию сепарации. В секции сепарации происходит окончательная очистка газа от влаги, которая улавливается с помощью сетчатых пакетов. Через дренажные патрубки механические примеси и жидкость удаляются в нижний дренажный сборник и далее в подземные емкости.

Для работы в зимних условиях фильтр-сепаратор снабжен электрообогревателем его нижней части, конденсатосборником и контрольно-измерительной аппаратурой. В процессе эксплуатации происходит улавливание механических примесей на поверхности фильтр-элемента, что приводит к увеличению перепада давления на фильтр-сепараторе. При достижении перепада, равного 0,04 МПа, фильтр-сепаратор необходимо отключить и произвести в нем замену фильтр-элементов на новые.

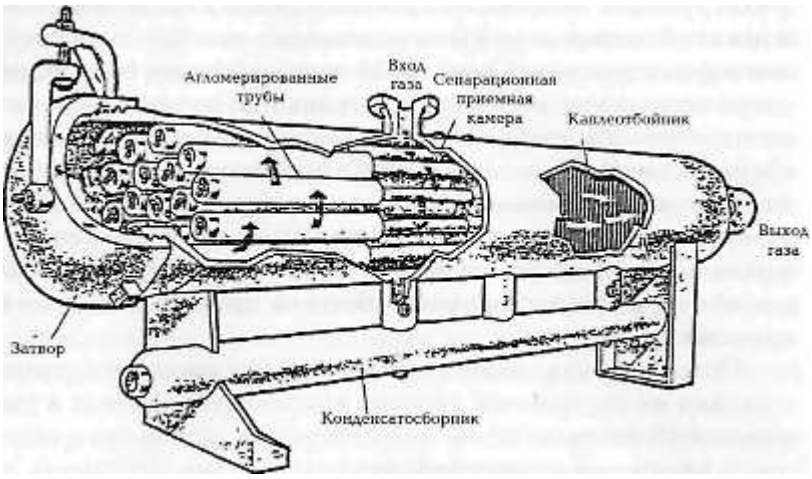


Рисунок 8 - Горизонтальный фильтр-сепаратор Крезо-Луар

Принцип работы фильтр-сепаратора фирмы Крезо-Луар можно рассмотреть как три отдельных механизма разделения.

Механизм разделения на входе.

При входе газа и жидкости в кожух фильтр-сепаратора скорость газа понижается и более крупные капли жидкости осаждаются на поверхности кожуха за счет силы тяжести и удара. Эта жидкость затем дренируется в конденсатосборник.

Агломерирующий механизм.

Вторая стадия разделения происходит в секции трубчатых фильтрующих пакетов из стекловолокна. Увлеченные капельки жидкости, которые не были выделены в кожухе, переносятся газом к фильтрующему пакету. За счет диффузии и инерционного удара часть капелек остается на внешней поверхности волокнистого пакета и дренируется в конденсатосборник. Эффективность сбора частиц зависит от диаметра отдельных стекловолокон. Чем меньше диаметр волокон, тем выше эффективность. Пакеты из стекловолокна должны иметь низкий перепад давления, высокую эффективность сбора жидкости и достаточную прочность корпуса для обеспечения постоянной работы на продолжительный период времени. Потоком газа отдельные капельки жидкости срываются с пленки на внутренней стороне волокнистого пакета и уносятся в каплеотбойник.

Механизм каплеотбойника.

Третий сепарационный отсек фильтр сепаратора служит для удаления жидкости в каплеотбойнике, который состоит из многочисленных дефлекторов.

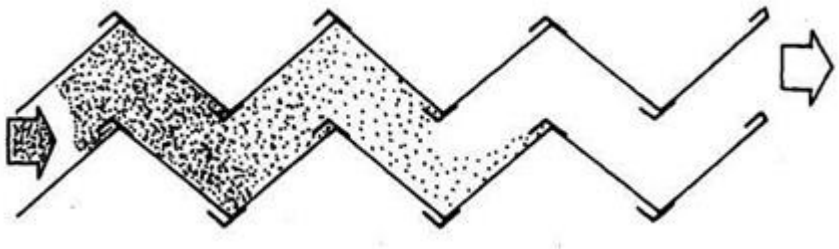


Рисунок 9 - Каплеотбойник

Система каплеуловителей представляет собой ряд лопастей определенной формы. Газ в каплеотбойнике разделяется на потоки с постоянно меняющимися направлениями, вызывая турбулентность и качение потока газа. Капли жидкости ударяются о поверхность лопастей и остаются на них.
Затем жидкость поступает в карманы пакета и дренируется за счет силы тяжести в конденсатосборник. Каплеотбойник удаляет капельки жидкости размерами 8 – 10 мкм и более.

Скруббер содержит отделяющую секцию, состоящую из 43 циклонных труб диаметром 6 дюймов. Трубные пучки рассчитаны таким образом, что через каждую трубу проходит одинаковое количество газа. Падение давления в трубах поддерживают постоянным и как можно более низким. Дренажные коллекторы оборудуют электрическими подогревателями, которые поддерживают температуру не ниже +5 ºС при эксплуатации в зимнее время. Аппарат оборудован люк-лазом диаметром 20 дюймов с быстродействующим затвором, а также контрольно изертельными приборами: манометром, стеклянным уровнемером для визуального контроля уровня жидкости и сигнализатором высокого уровня.

Фильтр-сепаратор имеет батарею из 60 (наружный диаметр 124 мм, длина 1795 мм) съемных фильтрующих элементов из стекловолокна, за которыми устанавливают съемный внутренний влагоотделитель лопастного типа (каплеотбойник). Плотность стекловолокна фильтрующих элементов – 0,1 г/$см^3$. Диаметр волокон порядка 10 мкм. Перепад давления при чистом фильтре и нормальном дебите составляет 12,5 кПа. При перепаде от 50 до 80 кПа требуется замена фильтрующих элементов. Аппарат также оборудован люк-лазом, подогревом дренажных коллекторов и контрольно-измерительными приборами: манометором, измерителем дифференциального давления, двумя стеклянными уровнемерами жидкости, двумя сигнализаторами высокого уровня.

Рассмотрим систему очистки в целом. Она состоит из 6 установок, каждая из которых имеет один скруббер и один фильтр-сепаратор, соединенные последовательно. Каждая установка имеет следующие данные:

Номинальная производительность – $20 \cdot 10^6 м^3$/сутки

Рабочий диапазон давления – 51/60,8 бар. изб.

Рабочий диапазон температур – 15/45 ºС

Температура окружающего воздуха – –60/+30 ºС

Допустимые загрязнения газа после очистки:

0,5 % любых твердых частиц и жидких капелек с размером от 0,5 до 5 мкм; 100 % всех твердых частиц и жидких капелек с размером менее 0,5 мкм. [7]

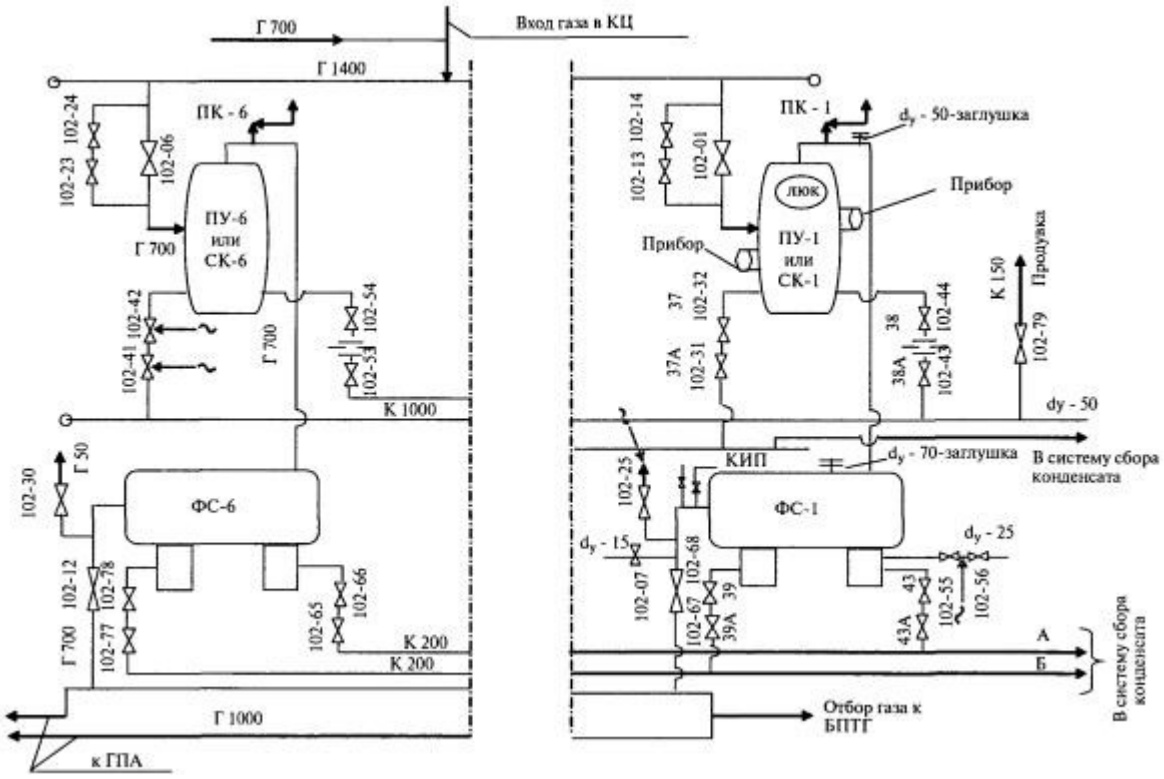


Рисунок 10 - Схема системы очистки технологического газа.

Вывод: из всех представленных пылеуловителей я предлагаю использовать циклонный пылеуловитель ЦН-15.

1.4. Очистка газа от сероводорода и углекислого газа.

Сероводород (H_2S) часто является примесью природного газа. Он горюч, хорошо растворяется в воде. Сам по себе газ и продукт его сгорания – сернистый ангидрид – ядовиты. Кроме того, сероводород и сернистые соединения вызывают коррозию стальных труб, резервуаров, оборудования трубопроводов, компрессорных машин и др. Присутствие сероводорода в газе ускоряет гидратообразование. При использовании газа для бытовых нужд содержание сероводорода в нем не должно превышать 0,02 г/$м^3$ при 0º С и 760 мм рт. ст.

По технико-экономическим условиям недопустимо также большое содержание в газе углекислого газа CO_2 (оно не должно превышать 2%). Очистку газа от CO_2 можно производить под давлением водой, в которой углекислый газ хорошо растворяется. Всего применяется около 20 различных процессов совместной очистки газов от H_2S и CO_2. Обычно используют два технологических процесса – адсорбцию твердым веществом и адсорбцию жидкостью. В адсорбционных процессах сероводород извлекается из газа путем концентрации его на поверхности твердого материала. В качестве промышленных адсорбентов используют зернистые материалы, которые в результате специализированной обработке обладают большой удельной поверхностью, отнесенной к единице массы. При абсорбции жидкостью происходит переход сероводорода из газовой в жидкую фазу. Массообмен осуществляется через поверхность раздела фаз. Абсорбированный сероводород растворяется в жидкости. Удаление его из жидкости (десорбция) является обращенным процессом, зависящим от температуры. Адсорбционные процессы извлечения сероводорода относятся к «сухим» процессам, а абсорбционные процессы – к жидкостным или «мокрым».

В качестве адсорбента в сухих процессах используют окись железа и активированный уголь. Наиболее распространен способ извлечения гидратом окиси железа. Его осуществляют при сравнительно высоком содержании H_2S в газе, доходящем до 23 г/$м^3$ при 0º С и 760 рт. ст. В результате извлечения сероводорода его содержание снижается до 0,02 г/$см^3$.

Некоторые процессы основаны на необратимости окисления сероводорода в воднощелочных растворах при обычной температуре. Для ускорения процесса применяют катализаторы. Выбор того или иного способа очистки газа необходимо производить путем технико-экономического сравнения с учетом конкретных условий получения газа.

«Мокрым» способом одновременной очистки газа от сероводорода и углекислого газа при сравнительно низкой стоимости является процесс с использованием аминов: моноэтаноламина, диэтаноламина, динизопропанамина. Повышенной способностью к поглощению обладает моноэтаноламин. Реакцию взаимодействия моноэтаноламина с H_2S и CO_2 можно представить уравнениями:

$$2C_2H_5ONH_2 + H_2S \leftrightarrows [(C_2H_5ONH_2)H]_2S$$

$$2C_2H_5ONH_2 + H_2O + CO_2 \leftrightarrows [(C_2H_5ONH_2)H]_2CO_3$$

Таким образом, процесс сводится не к чисто физической абсорбции,а ведет к образованию химических соединений. Концентрацию моноэтаноламина обычно выбирают на основании опыта работы по соображениям противодействия коррозии.

Технологическая схема установки очистки газа от сероводорода в блочном исполнении на основе моноэтаноламинового процесса приведена на рисунке 11

Газ, подвергаемый очистке, поступает на сепаратор С-1, где освобождается от твердых. Пылевидных и жидких примесей. Затем он подается в абсорбер К-1, орошаемый сверху 15%-ным раствором моноэтаноламина. Очищенный в абсорбере К- газ подается в газопровод. Раствор моноэтаноламина с поглощенными H_2S и CO_2 из абсорбера К-1 поступает на регенерацию в десорбер К-2. Необходимый температурный режим обеспечивается

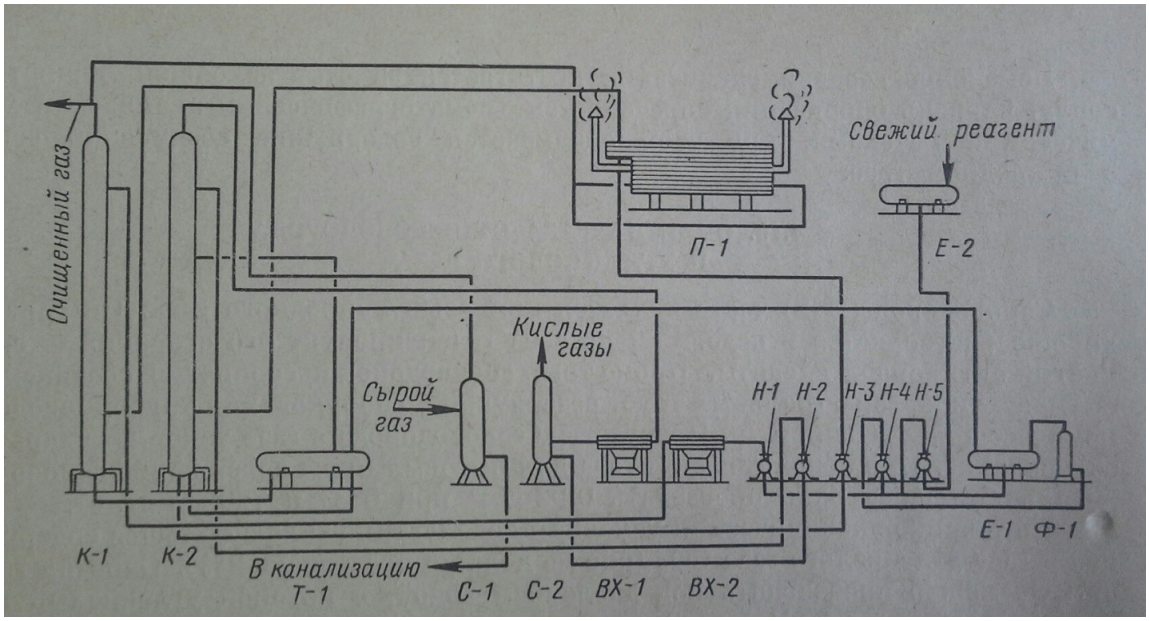


Рисунок 11 - Технологическая схема установки очистки газа от сероводорода в блочном исполнении на основе моноэтаноламинового процесса.

циркуляцией раствора моноэтаноламина с помощью насоса Н-3 через змеевик подогревателя П-1. Выделившиеся газы и водяные пары из десорбера К-2 подаютсяв воздушный конденсатор-холодильник ВХ-1 и далее в сборник С-2, откуда направляются на установку получения серы, а сконденсировать жидкость насосом Н-2 подается на орошение в десорбер К-2. Регенерированный раствор охлаждается в теплообменнике Т-1 и воздушном холодильнике ВХ-2 и подается насосом Н-1 на орошение в абсорбер К-1.

Свежий реагент поступает в емкость Е-2, откуда насосом Н-5 может при необходимости подаваться в установку. Для удаления из регенерированного раствора твердых побочных продуктов реакции предусмотрена его фильтрация, осуществляемая периодической подачей раствора из емкости Е-1 насосом Н-4 через фильтр Ф-1 снова в емкость Е-1.

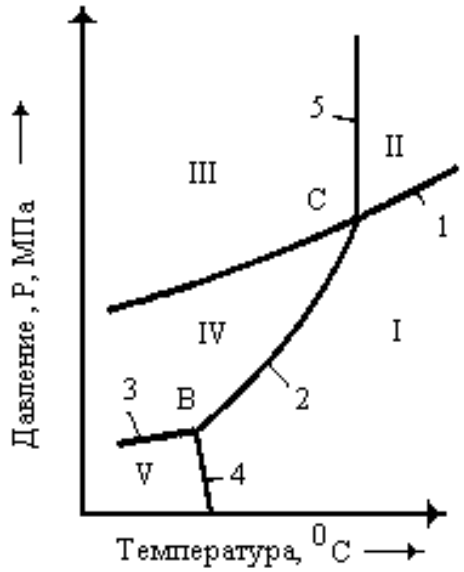
Масса блока 0,8 – 24,5 т. Полученный из десорбера концентрированный сероводород перерабатывается преимущественно на элементарную серу. Степень извлечения из газа сероводорода доходит до 98%. Расход моноэтаноламина на 1 млн. $м^3$ газа, подвергаемого обработке, составляет 3 – 7 кг.

Основными преимуществами этого способа являются высокая степень очистки, легкая регенерируемость раствора, незначительность потерь реагента, компактность установки, небольшой расход воды и электроэнергии. Недостаток процесса – сравнительно большой расход пара. [7]

1.5 Гидраты

Из-за низкого качества осушки газа на промыслах влага конденсируется в магистральных газопроводах, в результате чего снижается их пропускная способность и возникают условия для образования кристаллогидратов, напоминающих внешним видом снег или лед. Кристаллогидраты были открыты английским химиком Х. Дэви в 1810 г. По своей структуре газовые гидраты – соединения, которые образуются путем внедрения в пустоты кристаллических структур, составленных из молекул воды и газа. Общая формула газовых гидратов $Mn\,H_2O$, где значение «n» изменяется от 5,75 до 17 в зависимости от состава газа и условий образования гидратов. Максимальное значение влагосодержания (при полном насыщении) зависит от состава газа, возрастая с увеличением содержания H_2S и CO_2 и снижаясь с повышением содержания N_2.

На диаграмме (рис. 13) представлены условия образования гидратов. Гидраты образуются при наличии влаги в газе и определенных давлениях и температурах. Гидраты образуются в областях, расположенных влево от кривых 2 и 5. При пересечении кривых 1, 2 и 5 образуется критическая точка разложения гидратов С. В точке В, образованной при пересечении кривых 2 и 3, существует система гидрат – лед – вода – газ. При нагреве падение давления ниже критического приводит к разложению гидрата на воду и газ.



1 – упругость паров гидратообразователя; 2 – равновесная условия образования гидратов; 3 – равновесная граница между гидратом и льдом; 4 – понижение температуры замерзания воды; 5 – зависимость критической температуры разложения гидратов от давления.

Рисунок 12 - Диаграмма фазового состояния гидратов

Для определения температуры и давления начала гидратообразования существует несколько методов: графический, аналитический, графоаналитический и экспериментальный.

Способы борьбы с гидратами – понижение давления в системе ниже равновесного; повышение температуры газа выше равновесного; осушка газа для предупреждения конденсации паров воды, ввод в поток газа ингибиторов (метанол, растворы ДЭГ, ТЭГ и .т. д.)

Предупреждение образования гидратов подогревом газа заключается в том, что при сохранении давления в газопроводе температура газа поддерживается выше равновесной температуры образования гидратов. В условиях транспорта газа по магистральному газопроводу этот метод неприменим, так как связан с большими затратами энергии. Как показываю расчеты, при больших объемах транспортируемого газа целесообразнее охлаждать его (с учетом увеличения затрат на более глубокую осушку газа), поскольку это позволяет заметно увеличить пропускную способность газопроводов, особенно газопроводов с большим числом компрессорных станций. Метод подогрева применяется на газораспределительных станциях, где при больших перепадах давления вследствие дроссельного эффекта температура газа может значительно снижаться, в результате чего обмерзают редуцирующие клапаны, краны, диафрагмы и др.

Предупреждение образования гидратов снижением давления заключается в том, что при сохранении температуры в газопроводе снижается давление ниже равновесного давления образования гидратов. Этот метод применим и при ликвидации уже образовавшихся гидратов. Ликвидация гидратных пробок осуществляется путем выпуска газа в атмосферу через продувочные свечи. После снижения давления необходимо некоторое время (от нескольких минут до нескольких часов) для разложения гидратов. Очевидно, что этот метод пригоден только для ликвидации гидратных пробок при положительных температурах. Иначе гидратная пробка перейдет в ледяную. Поскольку минимальная температура газа в магистральных газопроводах близка к нулю, а равновесное давление при этом для природного газа находится в пределах 1 – 1,5 МПа, применение данного метода для предупреждения гидратообразования в магистральных газопроводах оказывается неэффективным (оптимальное давление транспортируемого газа 5 – 7 МПа). Метод снижения давления применяется в аварийных случаях для разложения гидратов в газопроводе в сочетании с ингибиторами, так как в противном случае после повышения давления гидраты появляются вновь.

Ингибиторы, введенные в насыщенный водяными парами поток природного газа, частично поглощают водяные пары и переводят их вместе со свободной водой в раствор, который совсем не образует гидратов или образует их, но при более низких температурах. В качестве ингибиторов применяют метиловый спирт (метанол), растворы этиленгликоля (ЭГ), диэтиленгликоля (ДЭГ), триэтиленгликоля (ТЭГ), хлористого калия, этилкарбитола (ЭК) и др. удельный расход ингибитора для предупреждения процесса гидратообразования:

$$q_u = \frac{(\omega_1 - \omega_2)}{c_1 - c_2} + 10^{-3} \alpha c_2, \qquad (2)$$

где $\omega_1 и\ \omega_2$ – влажность газа соответственно ввода и вывода ингибитора; $c_1\ и\ c_2$ – массовая концентрация соответственно вводимого и выводимого ингибитора; α – коэффициент, определяющий отношение массового содержания ингибитора в водном растворе, контактирующим с газом.

Величина c_2 определяется по графику на рисунке 14. В зависимости от требуемого снижения температуры гидратообразования:

$$\Delta T = T_p - T_r, \quad (3)$$

где T_p - равновесная температура гидратообразования газа; T_r - температура газа в газопроводе.

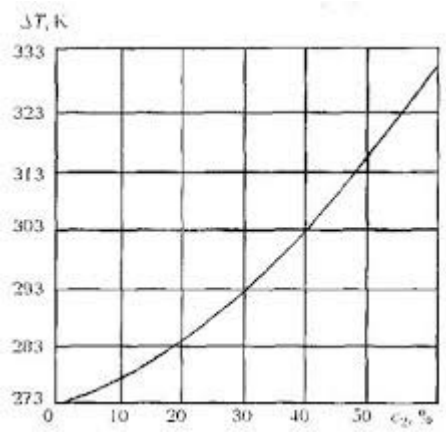


Рисунок 13 - график снижения температуры гидратообразования при вводе в газовый поток метанола.

Для уменьшения расхода метанола его необходимо вводить в начале зоны возможного гидратообразования в газопроводе. Экономически метанол выгодно применять при небольших расходах газа, когда из-за больших капиталовложений нерационально использовать другие методы. Этот способ целесообразно применять также там, где гидраты образуются редко и в небольших количествах. Метанол можно вводить в сочетании с другими средствами, например с осушкой газа (при нарушении технологии осушки) или с понижением давления (с целью разложения уже образовавшихся в газопроводе отложений гидратов). Использование метанола для предупреждения образования гидратов в газопроводе при больших объемах транспортируемого газа экономически невыгодно. Ввод ингибиторов в газовый поток широко применяют на промыслах для предупреждения образования гидратов в сепараторах, теплообменниках и других дегидраторных аппаратах а также в скважинах.

При этом предпочтение следует отдать диэтиленгликолю, так как возможность его регенерации и сравнительно небольшие потери в большинстве случаев делают этот ин гибитор наиболее экономичным.

При больших объемах транспортируемого газа его осушка является наиболее эффективным и экономичным способом предупреждения образования кристаллогидратов в магистральном газопроводе. При промысловой подготовке газа к дальнему транспорту его осушают сорбционным способом или охлаждением газового потока. В результате осушки газа точка росы паров воды должна быть снижена ниже минимальной температуры при транспортировке газа (влажность должна составлять не более 0,05– 0,1 г/ $м^3$).

Процесс удаления из газа паров воды называется осушкой. Осушку природных и нефтяных газов осуществляют абсорбцией с применением жидких поглотителей или адсорбцией с применением твердых поглотителей – адсорбентов.

Преимущества осушки с применением жидких поглотителей по сравнению с осушкой с применением твердых – низкие перепады давления в системе; возможность осушки газов, содержащих вещества, загрязняющие твердые сорбенты; меньшие капитальные и эксплуатационные расходы.

Однако степень осушки с применением жидких поглотителей меньшая, а температура осушаемого газа не должна быть выше 313–323 К.

Для абсорбционной осушки природного газа в основном используют диэтиленгликоль (ДЭГ) и триэтиленгликоль (ТЭГ)

При образовании гидратных пробок в газопроводе их разрушают: путем ввода в трубопровод ингибиторов, снижения давления, подогрева. Место нахождения гидратной пробки определяют замером давлений на трассе (повышенный перепад давления на каком-либо участке свидетельствует об образовании гидратной пробки), при помощи радиолокационной антенны и передвижной радиолокационной антенны, а также просвечивание труб гамма-излучением с помощью радиоизотопного прибора РИК-6М.

Точка начала конденсации паров воды из газа зависит от того, с какой точкой росы газ поступает в газопровод. Если она будет выше начальной температуры газа, то влага будет выделяться в самом начале газопровода, ниже – в том месте газопровода, где точка росы равна температуре газа. [4]

1.6 Установки осушки газа

Добытый на газовых и газоконденсатных месторождениях газ готовят к дальнейшей транспортировке на установках осушки газа (на газовых месторождениях) и установках низкотемпературной сепарации (на газоконденсатных месторождениях).

Если запаса пластовой энергии недостаточно для получения низких температур, в системе низкотемпературной сепарации возможно применение турбохолодильных агрегатов, установок искусственного холода (аммиачных и пропановых холодильных циклов).

Для более глубокой осушки газа и полного извлечения пропан-бутановых фракций и тяжелых углеводородов (пентан плюс высшие) может быть применен адсорбционный метод. Однако в промышленных масштабах для подготовки газа к транспортировке этот метод не нашел применения.

При промысловой подготовке газа для удаления влаги и конденсата применяют два технологических процесса:
предварительная сепарация гравитационными, циклонными или роторными сепараторами;
окончательная осушка газа: методом адсорбции, методом абсорбции, методом низкотемпературной сепарации.

Выбор технологического процесса определяется конкретными условиями каждого газового месторождения. Так, для подготовки газа на чисто газовых месторождениях для удаления влаги широко применяют абсорбционную, а также адсорбционную осушку.

При наличии в газе конденсата наряду с абсорбционными и адсорбционными методами, особенно в условиях северных газо- конденсатных месторождений, широко применяют низкотемпературную сепарацию (НТС). НТС осуществляется при температурах от 15 °С в

гравитационных или циклонных сепараторах с предварительным охлаждением газа. Охлаждение газа до низких температур позволяет более глубоко провести удаление влаги и конденсата. Для охлаждения газа и газового конденсата при НТС используют два метода: метод дросселирования газа и применение специальных холодильных машин. Метод дросселирования газа основав на дроссель эффекте", или эффекте Джоуля-Томсона, суть его заключается в изменении температуры газа при снижении давления на дросселе т. е. на местном препятствии потоку газа (шайба с узким отверстием).
Дросселирование газа широко применяется при НТС ввиду простоты его устройства и отсутствия сложного холодильного оборудования. Однако дросселирование эффективно для охлаждения газа только при определенном устьевом давлении газовой скважины (не менее 6 МПа). Поэтому применение дросселирования на поздних стадиях разработки неэффективно. В этом случае для охлаждения газа применяют специальные холодильные машины. Применение таких машин позволяет вести подготовку газа до конца разработки месторождения, но при этом возрастают (примерно в 1,5-2,5 раза) капитальные вложения в обустройство.

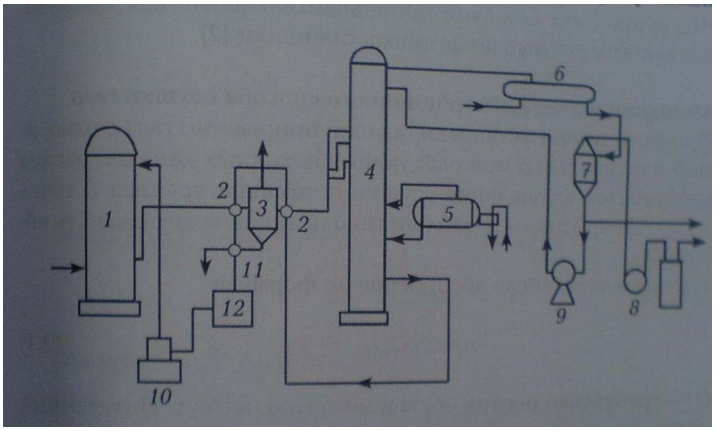
Абсорционный способ осушки газа.

Абсорбционный способ осушки газа осуществляют на технологической установке осушки газа, основным аппаратом которой является абсорбер. Кроме этого, в состав установки входят холодильник, трубопроводы ДЭГ, теплообменники, выветриватель, промежуточная емкость ДЭГ, насосы, десорбер, испаритель. Абсорбер — массообменная барботажная колонна, оборудованная тарелками с круглыми или желобчатыми колпачками, обеспечивающими постоянные уровень жидкости на тарелках.

Влажный газ направляют в нижнюю часть колонны, где в скрубберной секции происходит отделение капельной влаги. навстречу потоку газа в абсорбер подают раствор диэтиленгликоля (ДЭГ) или триэтиленгликоля (ТЭГ), вводимый на верхнюю тарелку. Стекающий по тарелке вниз и извлекающий влагу из газа раствор по мере насыщения отводят из нижней части колонны на регенерацию. Осушенный газ проходит верхнюю скрубберную секцию, в которой отделяются капли унесенного раствора, и поступает через верхнюю часть колонны в газопровод.

Вторично гликоли используются после регенерации. Насыщенный влагой раствор гликоля выходит из абсорбера, проходит первый теплообменник подогревается за счет тепла горячего поглотителя, выходящего из нижней части десорбера, и поступает в выветриватель, в котором из него выделяются газы, поглощенные в абсорбере. Затем раствор подают во второй теплообменник и далее в десорбер. Для регенерации.

Десорбер — массообменная колонна насадочного или тарельчатого типа. При диаметре колонны до 600 мм десорбер засыпают насадкой свыше 600 мм и оборудуют 14 — 18 колпачковыми тарелками. Жидкость вводят в среднюю часть колонны. В нижнюю часть колонны тепло подводят выносным испарителем (рибойлером), где носитель нагревается нагретым керосином или водяным паром. В верхнюю часть десорбера подают орошение — конденсат водяных паров, выделяющихся при регенерации растворов. Десорберы рассчитывают графически или аналитически по методу Кремсера. Выветриватели обеспечивают нормальный переток жидкости из контактора (абсорбера) через теплообменники в десорбер и способствуют ликвидации газовых пробок.



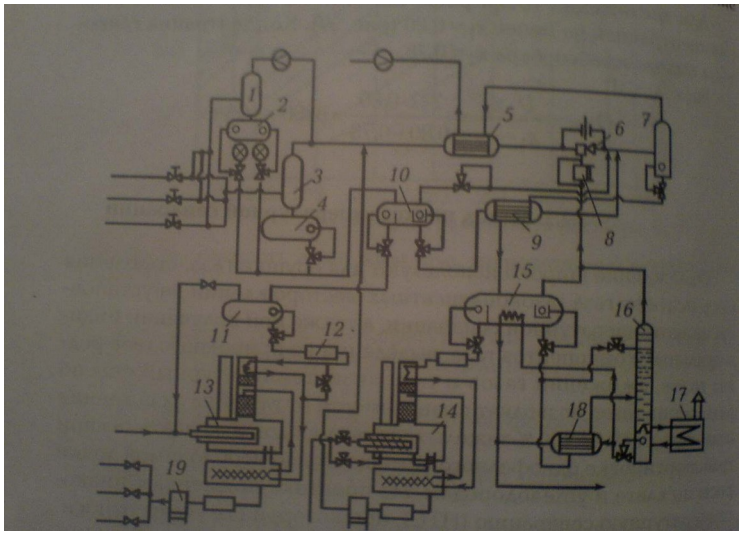
1 – абсорбер, 2 – теплообменник, 3 – выветриватели, 4 – десорбер, 5 – испаритель, 6 – конденсатор, 7 – емкость для конденсата, 8 – ваккумнасос, 9 – насос для орошения выпарной колоны, 10 – насос, 11 – холодильник, 12 – промежуточная емкость ДЭГ

Рисунок 14 - Принципиальная схема установки осушки газа

Метод низкотемпературной сепарации.

Охлаждение широко используют для осушки газа, выделения конденсата из газа газоконденсатных месторождений на установках низкотемпературной сепарации, а также при получении индивидуальных компонентов газа, выделении из природного газа редких газов, сжижении газов и т. д. Низкотемпературный способ разделения газов позволяет в зависимости от глубины охлаждения извлекать от 80 до 100 % тяжелых углеводородов и осушать газ при транспортировке однофазного компонента до необходимой точки росы по влаге и углеводородам. На практике применяют низкотемпературную сепарацию (НТС) при которой получают относительно невысокие перепады температур как за счет использования пластового давления (путем дросселирования газа), так и искусственного холода (холодильных машин).

Принципиальная технологическая схема НТС изображена на рис. 16. Сырой газ из скважины поступает на установку комплексной подготовки, где после предварительного дросселирования (или без него) направляется в сепаратор первой ступени 3 для отделения от капельной жидкости. Затем газ направляют в теплообменник 5 для охлаждения газом, поступающим в межтрубное пространство из низкотемпературного сепаратора 7. Из теплообменника газ поступает через эжектор 6 или штуцер в низкотемпературный сепаратор 7, в котором за счет понижения температуры в теплообменнике и на штуцере (эжекторе) выделяется жидкость. Осушенный газ поступает в теплообменник 5, охлаждает продукцию скважины и направляется в промысловый газосборный коллектор. Нестабильный конденсат и водный раствор ингибитора (например, диэтиленгликоля (ДЭГ)), предотвращающий гидратообразование, из сепаратора первой ступени 3 поступают в конденсатосборник 4 и далее в емкость 10. Здесь происходит разделение конденсата и водного раствора ДЭГ.



1, 3, 7 - сепараторы, 2 , 4 - конденсатосборник разделитель, 5, 9, 18 – теплообменник, 8 – компрессор, 10, 11 – емкости, 12 – фильтр, 13, 14 - регенерационная установка, 15 – разделительная емкость, 16 – деэтанизатор, 17 – печь, 19 – насос.

Рисунок 15 - Технологическая схема НТС

Затем конденсат через теплообменник 9 подают в поток газа перед низкотемпературным сепаратором, а водный раствор ДЭГа направляют через емкость 11 и фильтр 12 для очистки от механических примесей в регенерационную установку 13, после чего регенерированный гликоль с установки с помощью насоса 19 подают в шлейфы для предотвращения образования гидратов в них. Поток нестабильного углеводородного конденсата и водного раствора ДЭГ направляется в разделительную емкость 15 через межтрубное пространство теплообменников, где охлаждает нестабильный конденсат, поступающий из емкости 10 для впрыскивания в газовый поток. Водный раствор гликоля через фильтр поступает в установку регенераций 14, после чего насосом 19 его подают в газовый поток перед теплообменником 5. Конденсат из разделительной емкости 15 направляют через межтрубное пространство теплообменника 18 в деэтанизатор. Установка деэтанизации состоит из тарельчатой колонны, печи 17 и теплообменника 18. Заданная температура в нижней части деэтанизатора поддерживается с помощью теплообменники; 18, в котором стабильный конденсат (нижний продукт деэтанизатора), подогретый в печи 17 до температуры 433 К, отдает тепло насыщенному конденсату, поступающему из емкости 15. Охлажденный стабильный конденсат подают в конденсатопровод. По схеме предусматривается также ввод части холодного нестабильного конденсата на верхнюю тарелку стабилизатора. В этом случае деэтанизатор работает в режиме абсорбционно-отпарной колонны.

Если предусматривается транспортировка конденсата в железнодорожных цистернах, то стабилизацию его проводят в ректификационной колонне, работающей в режиме либо частичной, либо полной дебутанизации. Газ выветривания (дегазации) из емкости 15 и газ деэтанизатора 16 через штуцер поступают в общий поток. Если давление недостаточно, то предусматривается компрессор 8. Газ дегазации из емкости 10 также возвращается в общий поток. Периодический контроль за дебитами газа и жидкости осуществляется с помощью сепаратора 1, на выкидной линии которого установлены замерная диаграмма и конденсатосборник -разделитель 2 со счетчиками. Если на устье скважины температур газа достаточно высока и на его пути до газосборного пункта гидраты не образуются, то схему подготовки газа упрощают. На период добычи, когда требуются дополнительные источники холода на установке НТС для обеспечения требуемой точки росы, в схеме вместо штуцера устанавливают турбодетандер, использование которого дает эффект по снижению температуры, больший в 3—4 раза, чем при обычном дросселировании. В этом случае в схеме предусматривают сепаратор второй ступени, предназначенный для отделения жидкости от газа, поступающего в турбодетандер. Осушенный газ из межтрубного пространства теплообменника 5 поступает на прием компрессора, установленного на сдаем валу с турбодетандером. и далее в промысловый коллектор. Возможны модификации описанной схемы в соответствии условиями. В частности, дополнительно к теплообменнику 5 устанавливают воздушный или водяной холодильник. По мере снижения пластового давления для поддержания постоянной температуры сепарации газа на установках НПС требуется последовательное увеличение поверхности теплообменника что приводит к необходимости перестройки установки.

Однако наступает такой период, когда это становится нерациональным. В таком случае вводят холод извне, либо применяют другие способы подготовки газа.

Эффективность работы НТС любого типа существенно зависит от технологического режима эксплуатации скважины. В проектах разработки за оптимальное давление сепарации на газоконденсатных месторождениях принимают давление максимальной конденсации, которое для каждого состава газа определяют экспериментальным путем. Для обеспечения однофазного движения газа по магистральным трубопроводам температуру сепарация выбирают с учетом тепловое режима работы газопровода.

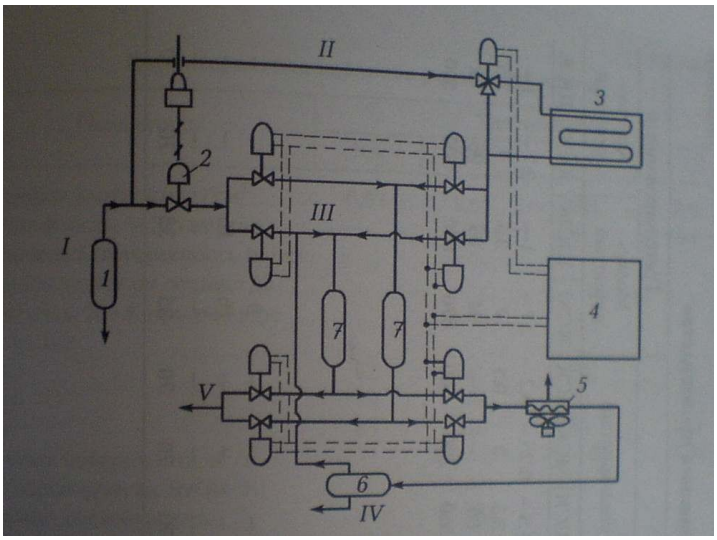
Газ осушают также на установках низкотемпературной сепарации с вводом ингибиторов гидратообразования. В этом случае узел осушки работает следующим образом. Газ с промыслов подают в поршневой компрессор и сжимают до давления 4,5 МПа. В межступенчатых холодильниках газ охлаждают до температуры 308 — 313 К, где выделяется вода. Для предупреждения образования гидратов в теплообменники и охладитель форсунками впрыскивают 75—80 %-ный раствор ДЭГ.

Выбор способа осушки.

Из рассмотренных способов осушки газа выбираем адсорбционный метод осушки. Принцип работы адсорбционной установки вещество, на поверхности которого происходит адсорбция, называется адсорбентом, а вещество, поглощаемое из объемной фазы, — адсорбатом. Время, в течение которого молекула адсорбата находится на поверхности адсорбента, называется временем адсорбции, которое может колебаться в очень широких пределах. Скоростью адсорбции называется число молекул, адсорбирующихся или десорбирующихся за единицу времени. Способность адсорбента поглощать вещество тем больше, чем больше его поверхность. Поверхность, приходящаяся на 1 г адсорбента, называется удельной поверхностью.

Адсорбция происходит в аппаратах — адсорберах, которые бывают периодического и непрерывного действия. В практике применяют два вида адсорбции — физическую и химическую, необратимую и имеющую ограниченное применение.

Установки адсорбционной осушки имеют обычно два—четыре адсорбера. Влажный газ поступает в сепаратор для удаления механических примесей, капельной влаги, жидких углеводородов и направляется в адсорбер. Осушенный газ из адсорбера поступает в магистраль. Часть сырого отсепарированного газа направляют впечь для подогрева, а затем в адсорбер с увлажненным осушителем для регенерации последнего. На рисунке 17 показана схема двухадсорберной установки осушки.



I – вход влажного газа, II – газ на регенерацию, III – газ на адсобцию, IV – отвод воды, V – выход осушенного газа, 1, 6 – сепараторы, 2 – регулятор потока, 3 – печь, 4 – панель пневматического управления, 5 – холодильник, 7 – адсорбер.

Рисунок 16 - Схема двухадсорберной установки осушки газа.

Горячий газ после регенерации осушителя охлаждается в холодильнике и направляется в сепаратор для отделения влаги, удаленной из осушителя. После отделения влаги газ смешивается с основным потоком сырого газа и поступает на осушку.

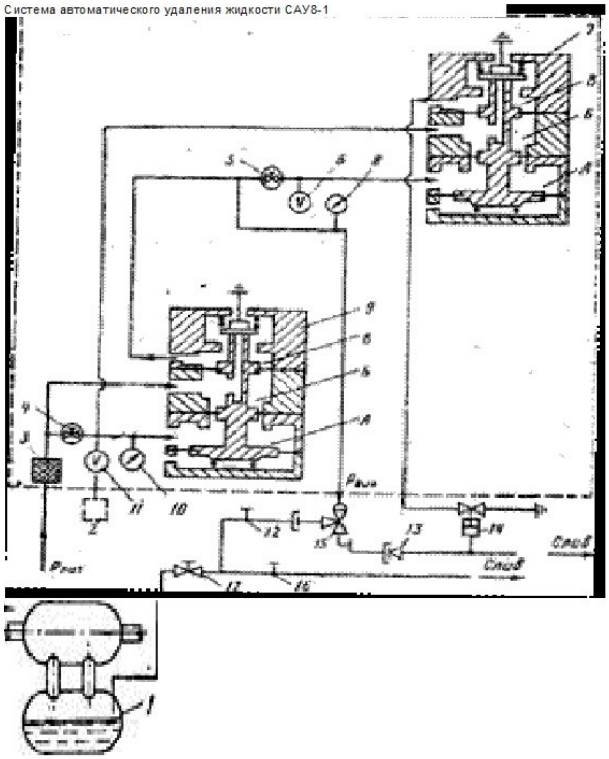
Для осушки газа в промышленных условиях применяют силикагель, алюмогель, флорит, молекулярные, природные цеолиты (шабазит, морденит и др.). Цеолиты обладают большими преимуществами перед другими осушителями: глубокой степенью осушки, высокой влагоемкостью при низкой относительной влажности и повышенной температуре газа, прочностью при наличии капельной влаги, избирательной адсорбционной способностью. [9]

1.7 КИП и А. Автоматизация слива конденсата

Для слива конденсата из конденсатосборников на магистральных газопроводах применяются устройства, основанные на принципе контроля уровня и на временном принципе. В первом случае конденсат сливается, когда его уровень в емкости достигает крайнего верхнего предела, а при достижении крайнего нижнего предела слив прекращается. Во втором случае конденсат сливается через определенные заранее заданные промежутки времени /9/.
По принципу контроля уровня работает автоматический конденсатоотводчик. Временной принцип работы положен в основу системы автоматического удаления жидкости САУВ1-1.

Эта система не имеет чувствительного элемента, непосредственно соприкасающегося с измеряемой средой. Жидкость из аппаратов удаляется периодически через равные, заранее заданные промежутки времени в результате воздействия пневматического программного устройства 7 на запорный клапан 5.

Окончательное удаление жидкости из аппарата (закрытие запорного клапана) осуществляется с помощью реле давления 3, воздействующее на пневматическое программное устройство 9, При смене фаз в сбросной линии, т.е. при появлении вместо жидкости газа, давление после дросселя 4 существенно возрастает. Газ или воздух поступают в линию питания $Р_{пит}$ пневматического программного устройства. Через определенное время, которой устанавливается настройкой дросселя 4, давление в камере реле 3 и емкости 11 достигнет значения, при котором сборка мембран реле переместится вниз, и камера Б получит сообщение с камерой В через сопло. Камера В разобщится с атмосферой за счет опускания заслонки, и командный импульс на линии питания $Р_{пит}$ через камеры Б и В поступит в линию $Р_{вых}$ пневмопривода запорного клапана 1,5. Под действием давления командного импульса запорный клапан 15 откроется и обеспечит сообщение конденсатосборника 1 с линией слива. Клапан 15 закроется, если по линии вместо жидкости пойдет газ. Зато обеспечивается тем, что давление в трубопроводе после гидравлического сопротивления зависит от того, идет газ или жидкость. В соответствии с этим после запорного клапана монтируется штуцер (сопротивление) 13, а за ним - реле давления 14. При потоке газа давление в глухой камере реле возрастает по сравнению с жидкостным потоком, преодолевается сила натяжения пружины, реле давления срабатывает и камера В и реле 7 соединяются.



1 - конденсатосборник; 2 - дополнительная емкость: 3 - фильтр; 4,5 - дроссели переменные; 6,11 -емкости пневматические; 8,10 - манометры; 7.9 - реле универсальные; 13 - сопротивление гидравлическое; 14 - реле; 15 - клапан; 16,17- задвижки с атмосферой.

Рисунок 17 - Система автоматического удаления жидкости САУВ1-1

При наличии давления в линии пневмопривода запорного клапана 15 воздух проходит в камеру и реле 7. При полностью открытом дросселе 5 давление в камере и в пневмоприводе клапана 15 повысится одновременно. При этом мембранная сборка реле 7 будет опущена, камеры Б и В соединены между собой и после срабатывания реле 14 - с атмосферой. В этом случае с атмосферой получит сообщение камера реле 9 и емкость 11. Когда мембранная сборка реле 9 пойдет вверх, разобщатся между собой камеры Б и В, камера В соединится с атмосферой. Давление на пневмоприводе клапана 15 упадёт до атмосферного, и клапан закроется. [12]

2 РАСЧЕТНАЯ ЧАСТЬ

2.1 Технологический расчет циклонного пылеуловителя.

2.1.1 Плотность газа при рабочих условиях

$$\rho_{раб} = \frac{p_{вх}\rho T_{н}}{p_{н} z T_{вх}} = \frac{4 \cdot 0{,}672 \cdot 273}{0{,}1033 \cdot 0{,}89 \cdot 288} = 27{,}7 \ \ кг/м^3, \qquad (4)$$

где $p_{н}$, $p_{вх}$ – соответственно атмосферное и рабочее (входное) давление; $T_{н}$, $T_{вх}$ – соответственно нормальная температура и рабочая; z – коэффициент сжимаемости; $p_{н}$ – плотность газа в нормальных условиях.

2.1.2 Перепад давления в сепараторе

$$\Delta p = \xi \frac{p_{раб} W_{вх}^2}{2g}, \qquad (5)$$

или, согласно рекомендациям, принимают $\Delta p = 0{,}28 \cdot 10^5 \ \ Па$, где $W_{вх}$ – скорость газа во входном патрубке; ξ – коэффициент сопротивления, отнесенный к входному сечению, равный 24.

2.1.3 Условная скорость газа в корпусе циклонного элемента

$$W = \sqrt{\frac{2 \cdot \Delta p \cdot g}{\lambda \rho_{раб}}} = \sqrt{\frac{2 \cdot 28000 \cdot 9{,}8}{45 \cdot 27{,}7}} = 6{,}64 \ \ м/с, \qquad (6)$$

где λ – коэффициент гидравлического сопротивления циклонного элемента, равный 45.

2.1.4 Объем газа, проходящего через один циклонный элемент,

$$q_{э} = \frac{\pi d^2 W}{4} = \frac{3{,}14 \cdot 0{,}052^2 \cdot 6{,}64}{4} = 0{,}014 \ \ м^3/с, \qquad (7)$$

где d – диаметр корпуса циклонного элемента, равный 0,052 м.

2.1.5 Общий расход газа через один пылеуловитель

$$q_n = q_э \cdot n = 0{,}014 \cdot 189 = 2{,}65 \ \ м^3/с, \qquad (8)$$

где n – число циклонных элементов, в циклонном пылеуловителе размещено $n = 189$.

Расчетное число циклонных пылеуловителей:

$$n_0 = \frac{q_c}{q_n} = \frac{3{,}73}{2{,}65} = 1{,}4 \qquad (9)$$

Округляя, получаем n=2. С учетом резерва устанавливаем число пылеуловителей $n_{уст} = 3$.

2.2 Расчет установки по осушке газа

2.2.1 Расчет адсорбционного способа осушки газа

Исходные данные:

Плотность газа $\Delta = 0{,}672 кг/м^3$

Расход осушаемого газа $Q = 12{,}7 \times 10^6 м^3/сут$

Давление осушки р=5,5 МПа

Температура газа Т=263 К

2.2.1.1 Определяем количество адсорбента

$$G = \frac{Q(U_1 - U_2) \times \tau_a}{\alpha_Д}; \qquad (10)$$

где U_1 – влагосодержание газа в начале процесса осушки;

U_2 – влагосодержание газа в конце процесса осушки (U_2=0)

$\alpha_Д$ – динамическая влагоемкость цеолита, равная 3% по массе или рас четная 9-3=6% по массе.

$$G=\frac{12,7\times10^{6}\times0,579\times10^{-3}\times8}{24\times0,06}=40852кг=41т$$

Полученное количество цеолита удваиваем для обеспечения непрерывности периодического процесса, G= 41×2=82 т.

2.2.1.2 Производительность одного адсорбера

$$V_a=W\times S=W\frac{p\times10,2}{z}0,785\times d^2\times3600; \quad (11)$$

W – линейная скорость газа;

S – площадь поперечного сечения адсорбера;

z – коэффициент сжимаемости газа; 10,2 – переводной коэффициент.

$$V_a=W\times S=0,2\frac{5,5\times10,2}{0,9}0,785\times3^2\times3600=317,1\times10^3м^3/ч$$

2.2.1.3 Число адсорберов определяется по формуле

$$n_a=Q_{сут}/V_a; \quad (12)$$

$$n_a=12,7\times10^6/(317,1\times10^3\times24)=1,67$$

Принимаем n = 2. Так как процесс периодический, полученное число адсорберов удваиваем, т.е установка будет состоять из двух технологических ниток по два адсорбера каждая, следовательно принимаем n = 4.

2.2.1.4 Количество цеолита в одном адсорбере

$$G_a=G_1/n; \quad (13)$$

$$G_a=82/4=20,5=21т$$

2.2.1.5 Высота слоя цеолита при его насыпной массе 0,65 т/м3

$$H=\frac{G_a}{0,65\times0,785\,d^2};\qquad(14)$$

$$H=\frac{21}{0,65\times0,785\times3^2}=4,57\,м$$

2.2.1.6 Время контакта газа и адсорбента

$$\tau_к=H/W;\qquad(15)$$

$\tau_к=4,57/0,2=22,8=23\,c$, т.е в 2,3 раза больше принятого.

2.2.1.7 Расход теплоты на нагрев адсорбента

$$Q_1=G_a c_{адс}\left(T_{ср}-T_{нач}\right);\qquad(16)$$

где $T_{ср}$ – средняя температура регенерации

$$T_{ср}=\left(T_{вх}-T_{вых}\right)/2;\qquad(17)$$

$$T_{ср}=\left(523-503\right)/2=513\,K$$

$T_{вх}$,$T_{вых}$ – температура газа регенерации соответственно на входе и выходе из слоя в конце регенерации,

$$T_{вх}=523\,K\left(t_{вх}=250\,C\right)\ \text{и}\ T_{вых}=503\,K\left(t_{вых}=230\,C\right)$$

$T_{нач}$ – температура адсорбента в начале регенерации,

$$T_{нач}=298\,K\left(t_{нач}=25\,C\right)$$

2.2.1.8 Расход теплоты на нагрев адсорбера с массой 21000 кг.

$$Q_2 = G_м c_м (T_{ср} - T_{нач}); \quad (18)$$

$$Q_2 = 21000 \times 3 \times 0{,}5 (513 - 298) = 6{,}77 \times 10^6 \; Дж$$

Расход теплоты на нагрев теплоизоляции

$$Q_3 = 0{,}2 \times Q_2; \quad (19)$$

$$Q_3 = 0{,}2 \times 6{,}77 \times 10^6 = 1{,}35 \times 10^6 \; Дж$$

Расход теплоты на нагрев воды при влагоемкости адсорбента 6 %

$$Q_4 = G_{H_2O} c_{исп} (T_{кип} - T_{нач}); \quad (20)$$

$T_{кип}$ – температура кипения воды при давлении газа регенерации, $T_{кип}$= 559 К.

$$Q_4 = \frac{21000 \times 9}{100} 4{,}187 (559 - 298) = 2{,}07 \times 10^6; Дж$$

Расход теплоты на испарение воды при расчетной динамической влагоемкости 6%.

$$Q_4 = G_{H_2O} c_{исп}; \quad (21)$$

$$Q_4 = \frac{21000 \times 6}{100} = 2256{,}8 = 2{,}84 \times 10^6; Дж$$

Потери тепла

$$Q_6 = 0{,}1\left(Q_1 + Q_2 + Q_3 + Q_4 + Q_5\right); \quad (22)$$

$$Q_6 = 0{,}1\left(3{,}97 \times 6{,}77 \times 1{,}35 \times 2{,}07 \times 2{,}84\right) \times 10^6 = 1{,}7 \times 10^6; Дж$$

Количество теплоты, поступающей в адсорбер с газом регенерации, должно быть равно расходу теплоты на регенерацию, т.е $Q_Г Q_р$

Расход газа регенерации

$$V_г = \frac{Q_6}{\rho \times K_1 \times K\left(T_{вх} - \left(T_{нач} + T_{вых}\right)/2\right)}; \quad (23)$$

где K_1 – переводной коэффициент, K_1 = 1,463;

K_2 - переводной коэффициент, K_2 = 1,293;

$$V_г = \frac{1{,}7 \times 10^6}{0{,}672 \times 1{,}463 \times 1{,}293\left(523 - \left(503 + 298\right)/2\right)} = 106660\, м^3/цикл = 17777\, м^3/ч$$

По двум технологическим линиям расход V= 17777×2×12=426648 м^3, что составит 3,9 % от объема осушаемого газа.

Температура слоя в конце охлаждения $T_{охл}$ = 318 К ($t_{охл}$=45ºС)

Количество теплоты, которое необходимо отвести при охлаждении адсорбента,

$$Q_1 = G_a c_{адс}\left(\left(T_{вых} + T_{нач}\right)/2 - T_{0\,хл}\right); \quad (24)$$

$$Q_1 = 2100 \times 0{,}88\left(\left(503 + 298\right)/2 - 318\right) = 1{,}52 \times 10^6\, Дж$$

Количество теплоты, которое необходимо отвести при охлаждении адсорбента и металлоконструкции,

$$Q_1 = G_м c_м \left(\left(T_{вых} + T_{нач} \right) / 2 - T_{0\,хл} \right); \quad (25)$$

$$Q_1 = 2100 \times 3 \times 0{,}5 \left(\left(503 + 298 \right) / 2 - 318 \right) = 2{,}6 \times 10^6 \, Дж$$

Тепловые потери при охлаждении

$$Q_3 = \left(Q_1 + Q_2 \right) \times 0{,}05; \quad (26)$$

$$Q_3 = \left(1{,}52 + 2{,}6 \right) \times 0{,}05 \times 10^6 = 0{,}2 \times 10^6 \, Дж$$

Объем газа, необходимого для охлаждения,

$$V_г = \frac{Q_6}{\rho \times K_1 \times K \left(\frac{T_{вых} + T_{нач}}{2} - T_{0\,хл} \right)}; \quad (27)$$

$$V_г = \frac{3{,}92 \times 10^6}{0{,}672 \times 1{,}463 \times 1{,}293 \left(\frac{230 + 25}{2} - 45 \right)} = 37368 \, м^3/цикл = 18684 \, м^3/ч$$

Расход газа в цикле охлаждения соответствует расходу газа в цикле регенерации. Время за которое закончится охлаждение адсорбера $\tau_{охл} = V_г / V_0 = 17\,777 / 18684 = 0{,}95$ ч. Принятое время охлаждения $\tau_{охл} = 2$ ч.

Расчет абсорбционного способа осушки газа

2.2.2.1 Определяем число абсорберов

$$n = Q / Q_{абс}; \quad (28)$$

$n = 12,7 \times 10^6 / (1,2 \times 10^6) = 10,5$, принимаем n=11

2.2.2.2 Находим фактическую пропускную способность абсорбера

$$Q_{абс} = Q / n; \quad (29)$$

$$Q_{абс} = 12700000 / 11 = 1154545\ м^3/сут = 1,2 \times 10^6\ м^3/сут$$

2.2.2.3 Определяем количество извлекаемой влаги:

влагосодержание на входе в абсорбер

$$U_1 = \frac{A_1}{p} + B_1; \quad (30)$$

А и В – коэффициенты в управлении влагосодержания

$$U_1 = \frac{2,188}{5,5} + 0,0229 = 0,420\ г/м^3;$$

влагосодержание на выходе из адсорбера

$$U_1 = \frac{A_2}{p} + B_2; \quad (31)$$

$$U_1 = \frac{1,206}{5,5} + 0,0153 = 0,235\ г/м^3;$$

изменение влагосодержания газа

$$\Delta U = U_1 - U_2; \quad (32)$$

$$\Delta U = 0,420 - 0,235 = 0,185\ г/м^3;$$

количество извлекаемой влаги в сутки

$$U = Q_{абс} \times \Delta U; \quad (33)$$

$$U = 1200000 \times 0?185 = 222000\,г/сут = 222\,кг/сут;$$

Для достижения точки росы 225 К необходимо подать ДЭГ с концентрацией не менее x1 =0,80. Концентрация гликоля на выходе из абсорбера x_2=0,78

$$Q_{ДЭГ} = \frac{U \times x_2}{x_1 - x_2}; \qquad (34)$$

$$Q_{ДЭГ} = \frac{222 \times 0,80}{0,80 - 0,78} = 8880\,кг/сут$$

2.3 Определение количества метанола.

Определить зону конденсации влаги в газопроводе и необходимое количество метанола для осушки газа при следующих данных: производительность газопровода $Q = 12,7$ *млн.* $м^3/сут$, диаметр трубопровода $D = 1,22$ *м*, начальное давление $p_1 = 5,5$ *МПа*, конечное давление $p_2 = 4$ *МПа*, начальная температура газа $T_н = 263$ *K*, температура окружающей среды $T_о = 238$ *K*, длина расчетного участка $L = 120$ *км*, коэффициент Джоуля-Томсона $\mu = 3,3$ *K / МПа*, плотность газа = 0,672 $кг/м^3$, температура точки росы $T_{т.р} = 255$ *K*, теплоемкость газа $C = 2512$ *Дж / K*, коэффициент теплопроводности $k = 1740$ $Вт/(м^2 \cdot K)$.

2.3.1 Расчетный коэффициент

$$a = \frac{24 \cdot k \cdot \pi \cdot D}{\rho \cdot Q \cdot c_p}, \qquad (35)$$

где k – коэффициент теплопередачи в окружающую среду; D – наружный диаметр газопровода; ρ – плотность газа; Q – объемный расход газа; c_p – удельная теплоемкость газа.

$$a = \frac{24 \cdot 1740 \cdot 3,14 \cdot 1,22}{0,672 \cdot 47350000 \cdot 2512} = 0,0000074.$$

2.3.2 Начало зоны конденсации

$$x_{т.р} = \frac{1}{a} \ln \left[\frac{\mu (p_1 - p_2) + (T_н - T_о) aL}{\mu (p_1 - p_2) + (T_{т.р} - T_о) aL} \right] \qquad (36)$$

$$x_{т.р} = \frac{1}{0{,}0000074} \times \ln\left[\frac{3{,}3(5{,}5-4)+(263-238)12\cdot10^{4}\cdot7{,}4\cdot10^{-6}}{3{,}3(5{,}5-4)+(263-238)12\cdot10^{4}\cdot7{,}4\cdot10^{-6}}\right] = 40540 \ \ м = 40{,}5 \ \ км$$

2.3.3 конец зоны конденсации

$$x_0 = \frac{1}{a}\ln\left[\frac{aL(T_н - T_о)}{\mu(p_1 - p_2)} + 1\right], \qquad (37)$$

$$x_0 = \frac{1}{0{,}0000074}\ln\left[\frac{12\cdot10^{4}\cdot7{,}4\cdot10^{-6}(263-238}{3{,}3(5{,}5-4)} + 1\right] = 229729{,}7 \ \ м = 230 \ \ км$$

Таким образом, конец зоны конденсации будет на 230 километре. Выпадение конденсата будет на участках двух смежных КС.

2.3.4 Определяем фактическую температуру в газопроводе, считая, что $T = T_{т.р}$:

$$T = T_о + (T_н - T_о)e^{-ax} - \mu\frac{p_1 - p_2}{L}\frac{1 - e^{-ax}}{a} \qquad (38)$$

$$T = 238 + (263-238)2{,}7^{-7{,}4\cdot10^{-6}\cdot0{,}4\cdot10^{-6}} - 3{,}3\frac{5{,}5-4}{12000} \times \frac{1-2{,}7^{-7{,}4\cdot10^{-6}\cdot0{,}4\cdot10^{-6}}}{7{,}4\cdot10^{-6}} = 234 \ \ K$$

Принятая $T_{т.р} = 255 \ \ K$. Расхождение $\Delta T = 255 - 234 = 21 \ \ K$, значит, требуется дополнительная осушка газа.

2.3.5 Среднее давление газа в газопроводе

$$p = \frac{2}{3}\left(p_1 + \frac{p_2^2}{p_1 + p_2}\right) = \frac{2}{3}\left(5{,}5 + \frac{4^2}{5{,}5+4}\right)4{,}79 \ \ Мпа \qquad (39)$$

2.3.6 Влагосодержание газа определяем по формуле

$$U_н = \frac{A_1}{p} + B_1 = \frac{1{,}350}{4{,}79} + 0{,}0151 = 0{,}296 \ \ г/м^3 \qquad (40)$$

2.3.7 Влагосодержание холодного газа

$$U_в = \frac{A_2}{p} + B_2 = \frac{2{,}188}{4{,}79} + 0{,}0229 = 0{,}479 \ \ г/м^3 \qquad (41)$$

2.3.8 Изменение влагосодержания газа,

$$U = U_в - U_н = 0{,}479 - 0{,}0296 = 0{,}183 \ \ г/м^3 \qquad (42)$$

2.3.9 Количество жидкой фазы, выделившийся из газа,

$$G_{ж.в} = \Delta U \cdot Q = 0{,}183 \cdot 12700000 = 2324100 \ \ г/сут = 2324{,}1 \ \ кг/сут \qquad (43)$$

2.3.10 Температура образования гидрата $T_{гидр}$ определяем на основании $p_{ср} = 4{,}79 \ \ МПа$ и $T_{гидр} = 285 \ \ K$.

2.3.11 Необходимое снижение точки замерзания раствора:

$$\Delta T = T_{гидр} - T_{н} = 285 - 263 = 22 \ \ K \qquad (44)$$

2.3.12 Содержание метанола в жидкости $M_{ж}$ определяем на основании $\Delta T = 22 \ \ K$ $M_{ж}$=34 %.

2.3.13 Отношение количества паров метанола $K_{м}$ к его содержанию в жидкости $M_{ж}$ определяем по рисунку ??

2.3.14 Концентрация метанола в газе

$$K_{м.г} = M_{ж} K_{м} 16 \cdot 10^{-3} = 34 \cdot 0{,}5 \cdot 16 \cdot 10^{-3} = 0{,}272 \ \ г / м^{3} \qquad (45)$$

2.3.15 Количество метанола, насыщающего жидкость,

$$G_{м.ж} = \frac{G_{ж.в} M_{ж}}{100 - M_{ж}} = \frac{2324{,}1 \cdot 34}{100 - 34} = 1197{,}2 \ \ кг / сут \qquad (46)$$

2.3.16 Количество метанола, насыщающего газ,

$$G_{м.г} = Q K_{м.г} = 12700000 \cdot 0{,}272 = 345400 \ \ г / сут = 3454 \ \ кг / сут \qquad (47)$$

2.3.17 Количество метанола, вводимого в газопровод,

$$G_{м} = G_{м.ж} = G_{м.г} = 1197{,}2 + 3454 = 4651{,}2 \ \ кг / сут \qquad (48)$$

2.3.18 Удельный расход метанола

$$q_{м} = \frac{G_{м}}{Q} = \frac{4651{,}2}{12700000} = 0{,}000366 \ \ кг / м^{3} \qquad (49)$$

3 ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

3.1 Расчет вспомогательных материалов

Затраты на электроэнергию и вспомогательные материалы и определяем на основании заявленной мощности расчетного месторождения их расхода и цен на них.

С учетом мощности объекта – 12,7 млн. м^3/сут, рассчитываем затраты на электроэнергию и вспомогательные материалы.

Таблица 1

Стоимость электроэнергии и вспомогательных материалов

Наименование	Количество
1. Электроэнергия	
1.1 Оплата установленной мощности	
Количество киловатт на 1 млрд. м3 газа	197
Цена за единицу руб./ кВт	4308
Суммарная оплата за установленную мощность тыс. руб.	12730,14

Таблица 2

Стоимость вспомогательных материалов

Наименование	Количество
2 Вспомогательные материалы	
2.1 Моноэтаноламин	
Количество тонн на 1 млрд. м3 газа	120,012
Цена единицы в руб./т	85000
Сумма тыс. руб.	153015,3

2.2 ДЭГ	

Продолжение таблицы 2

Количество тонн на 1 млрд. м3 (из п 2.2 ПЗ)	839,2
Цена единицы в руб./т	47000
Сумма тыс. руб.	591641,64
2.3 Одорант	
Количество тонн в расчете на 1 млрд. м3 газа	16
Цена единицы руб./т	50000
Сумма тыс. руб.	120
Итого по вспомогательным материалам	756656,94

3.2 Расчет заработной платы

Расчет затрат на заработную плату производим с учетом количества эксплуатационного персонала и среднегодовой заработной платы одного работающего - 427,5 тыс. руб. (35625 руб. х 12 мес.). Общая численность эксплуатационного персонала составляет 550 человек.

Рассчитываем фонд заработной платы:

$$ФОТ = 550 \cdot 427,5 = 235125 \text{ тыс. руб.} \quad (50)$$

3.3 Определение суммы амортизационных отчислений

Отчисления на амортизацию и ремонтный фонд определяем из сложившегося соотношения 5% от количества основных фондов.

Сумма основных производственных фондов - 26004,63 млн. руб.

Определяем сумму отчислений в ремонтный фонд:

$$З_р = 26004,63 \cdot 0,05 = 1300,23 \text{ млн. руб.} \quad (51)$$

Количество амортизационных отчислений принимаем по укрупненным показателям в размере 11% от основных производственных фондов.

Определяем сумму амортизационных отчислений:

$$А = 26004,63 \cdot 0,11 = 2288,41 \text{ млн. руб.} \quad (52)$$

Количество прочих затрат принимаем в размере 2% от суммы затрат на амортизацию и ремонтный фонд.

Кроме эксплуатационных затрат на добычу газа учитываем так же расходы, связанные на природоохранные мероприятиями, налоги, затраты на оплату транспортировки газа по магистральным газопроводам.

3.4 Определение себестоимости газа

Таблица 3 Расчет затрат на производство продукции в млн. руб.

Наименование затрат	В расчете на 1 млрд.м^3	В расчете на весь объем производства газа
1. Вспомогательные материалы	50,4	756,65
2. Электроэнергия	0,85	12,73
3. Оплата труда	15,7	235,125
4. Страховой взнос	4,7	70,54
5. Ремонтный фонд	0,09	1,30
6. Амортизация	0,15	2,3
7. Прочие затраты	0,47	7,17
Всего	72,36	1085,81
1. Налог на добычу полезных ископаемых	1065,7	15985,39

Продолжение таблицы 3

2. Налог на пользование автомобильными дорогами	64,59	968,81
3. Плата за пользование природными ресурсами	0,351	5,27
4. Расходы по страхованию	131,9	1979
Всего налогов и платежей	1262,5	18938,12
Всего издержек производства	1334,9	20023,9
Затраты на транспортировку газа по магистральному газопроводу	1000	15000
Суммарное количество издержек производства	2334,9	35023,9

Себестоимость одного млрд. $м^3$ газа, согласно расчету, составляет 2334,9 млн. руб.

4 ОХРАНА ТРУДА И ЭКОЛОГИЧЕСКАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ

4.1 Охрана труда и требования безопасности

Пылеуловители, висциновые фильтры, циклонные сепараторы, абсорберы, адсорберы магистральных газопроводов, работающие под высоким давлением, подведомственны Госгортехнадзору. К ним предъявляют следующие требования.

- Сосуды, имеющие внутренний диаметр более 800 мм, должны быть снабжены для их осмотра и ремонта необходимым числом лазов, расположенных в местах, доступных для обслуживания. Круглые лазы должны иметь диаметр в свету не менее 400 мм.

- Внутренние устройства, препятствующие осмотру сосуда, должны быть съемными. Продольные сварные швы в отдельных обечайках цилиндрической части сосуда, а также меридиональные или хордовые швы днищ, примыкающие к обечайкам, не должны являться продолжением других, а должны быть смещены по отношению друг к другу на величину трехкратной толщины листа, но не менее чем на 100 мм (между осями). Расположение продольных сварных швов в горизонтальных сосудах должно быть вне пределов 140° нижней части корпуса сосуда. Если нижняя часть малодоступна для осмотра, то установка люков на продольных сварных швах не допускается.

- При выпуске с заводов-изготовителей сосудов к ним должны быть прикреплены на видном месте металлические пластины с обозначением наименования завода-изготовителя; года изготовления; рабочего давления; наибольшей температуры стенки, если температура превышает 523 К, и наименьшей, если температура среды ниже 243 К. На каждый изготовленный сосуд изготовителем должен быть составлен и передан заказчику паспорт установленной формы.

- Сосуды и их элементы проходят гидравлические испытания для проверки их прочности и жесткости.

- Сосуды должны быть снабжены следующей арматурой: запорными органами для отключения сосуда от трубопроводов, проводящих в сосуд и отводящих из сосуда газ; приспособлением для удаления находящейся в сосуде среды; устройством для продувки и удаления конденсата; манометром с приспособлением для установки контрольного манометра, отключения манометра от сосуда и соединения с атмосферой. Установка пылеуловителей, абсорберов, адсорберов должна обеспечивать доступ ко всем их частям, возможность осмотра, ремонта и очистки как внутренней, так и наружной стороны.

Сосуды высокого давления до пуска в работу должны быть зарегистрированы в органах Госгортехнадзора по принадлежности. Технический цикл компримирования газа начинается с его подготовки в пылеуловителях и установках осушки. При очистке газа от механических примесей недогрузка аппарата снижает качество очистки из-за ухудшения отбоя твердых и жидких частиц. Перегрузка также отрицательно влияет на очистку, так как происходит обильный заброс масла в контактные трубки и повышенный унос его в газопровод.

Требования безопасности, установленные ГОСТ 12.02.003

Каждый циклон, используемый автономно или в составе технологического комплекса, укомплектовывают эксплуатационной документацией, содержащей требования (правила), предотвращающие возникновение опасных ситуаций при монтаже (демонтаже), вводе в эксплуатацию и эксплуатации.

Циклон должен отвечать требованиям безопасности в течение всего периода эксплуатации при выполнении потребителем требований, установленных в эксплуатационной документации.

Конструкция циклонов должна исключать на всех предусмотренных режимах работы нагрузки на детали и сборочные единицы, способные вызвать разрушения, представляющие опасность для работающих.

Если возможно возникновение нагрузок, приводящих к опасным для работающих разрушениям отдельных деталей или сборочных единиц, то циклон должен быть оснащен устройствами, предотвращающими возникновение разрушающих нагрузок, а такие детали и сборочные единицы должны быть ограждены или расположены так, чтобы их разрушающиеся части не создавали травмоопасных ситуаций.

Конструкция циклона и его отдельных частей должна исключать возможность их падения, опрокидывания и самопроизвольного смещения при всех предусмотренных условиях эксплуатации и монтажа (демонтажа). Если из-за формы циклона, распределения масс отдельных его частей и (или) условий монтажа (демонтажа) не может быть достигнута необходимая устойчивость, то должны быть предусмотрены средства и методы закрепления, о чем эксплуатационная документация должна содержать соответствующие требования.

Элементы конструкции циклонов не должны иметь острых углов, кромок, заусенцев и поверхностей с неровностями, представляющих опасность травмирования работающих.

Части циклона (в том числе, трубопроводы гидро-, паро-, пневмосистем, предохранительные клапаны, кабели и др.), механическое повреждение которых

может вызвать возникновение опасности, должны быть защищены ограждениями или расположены так, чтобы предотвратить их случайное повреждение работающими или средствами технического обслуживания.

Конструкция циклона должна исключать самопроизвольное ослабление или разъединение креплений сборочных единиц и деталей.

Циклон должен быть пожаровзрывобезопасным в предусмотренных условиях эксплуатации.

Конструкция циклона должна быть выполнена так, чтобы исключить накопление зарядов статического электричества в количестве, представляющем опасность для работающего, и возможность пожара и взрыва.

Циклон не должен являться источником шума и вибрации.

Циклон должен быть выполнен так, чтобы концентрация вредных веществ в рабочей зоне, а также их выбросы в природную среду в процессе эксплуатации не превышали допустимых значений.

Циклон, предназначенный для работы с взрывоопасной газовой средой, должен отвечать требованиям ГОСТ 12.1.010. Циклон должен быть оснащен устройствами, отводящими направленную взрывную волну.

Уплотнения циклона, предназначенные для работы с пожаро- и взрывоопасными средами, должны препятствовать образованию горючих и взрывоопасных смесей в рабочем и нерабочем состояниях циклона по.

Конструкция циклона должна исключать возможность соприкасания работающего с горячими частями или нахождение в непосредственной близости от таких частей, если это может повлечь за собой травмирование или перегрев работающего.

Температура наружной поверхности оболочки с теплоизоляцией в местах обслуживания должна быть не более 45 °С.

Теплоизоляция должна быть изготовлена из минеральных или органических теплоизолирующих материалов. Слой теплоизоляции, в случае необходимости, должен быть защищен водонепроницаемой оболочкой.

Если назначение циклона и условия его эксплуатации (например, использование вне производственных помещений) не могут полностью исключить контакт работающего с горячими его частями, то эксплуатационная документация должна содержать требование об использовании средств индивидуальной защиты.

Конструкция рабочего места, его размеры и взаимное расположение элементов (органов управления, средств отображения информации, вспомогательного оборудования и др.) должны обеспечивать безопасность при использовании циклона по назначению, техническом обслуживании, ремонте и уборке, а также соответствовать эргономическим требованиям.

Необходимость наличия на рабочих местах средств пожаротушения и других средств, используемых в аварийных ситуациях, должна быть установлена в стандартах, нормативных документах на циклоны конкретных групп, видов, моделей (марок).

Если расположение рабочего места вызывает необходимость перемещения и (или) нахождения работающего выше уровня пола, то конструкция должна предусматривать площадки, лестницы, перила, другие устройства, размеры и конструкция которых должны исключать возможность падения работающих и обеспечивать удобное и безопасное выполнение трудовых операций, включая операции по техническому обслуживанию.

Конструкция циклонов должна обеспечивать безопасность работающих при монтаже (демонтаже), вводе в эксплуатацию и эксплуатации как в случае автономного использования, так и в составе технологических комплексов при соблюдении требований (условий, правил), предусмотренных эксплуатационной документацией.

Циклоны должны быть обеспечены сигнализирующими и блокирующими устройствами, срабатывающими при нарушении установленного технологического режима эксплуатации.

К обслуживанию циклонов допускаются работники, изучившие их

устройство и приемы обслуживания.

Конструкция циклонов должна быть рассчитана на предельно максимальное рабочее (избыточное) давление или разрежение, которое может возникнуть при эксплуатации.

Отключение циклонов из экономических или других соображений, не предусмотренных технологическим процессом, запрещается.

Работы, связанные с включением, эксплуатацией, ремонтом циклонов, следует проводить с соблюдением действующей на предприятии инструкции по технике безопасности.

Все виды работ внутри корпуса циклона следует вести с использованием спецодежды и других средств защиты работающих по ГОСТ 12.4.011 в соответствии с порядком и правилами по технике безопасности, установленными на конкретном предприятии.

Должностные лица предприятия или организации, непосредственно занятые эксплуатацией или ремонтом циклонов, а также лица, осуществляющие руководство указанной службой предприятия или организации, виновные в нарушении правил техники безопасности, несут уголовную, административную или дисциплинарную ответственность в порядке, установленном законодательством государств, упомянутых в предисловии как проголосовавших за принятие межгосударственного стандарта. [13]

4.2 Экологическая безопасность

При эксплуатации линейной части магистрального газопровода из-за ее негерметичности и при освобождении от газа подлежащих ремонту участков газопровода безвозвратно теряется большое количество газа. Поэтому сокращение потерь газа при его транспорте – одна из важнейших задач эксплуатационного персонала.

Основными мероприятиями направленными на снижение потерь газа, являются:

сокращение выбросов газа в атмосферу при ремонтах участков газопровода благодаря совершенствованию технологии и применения устройств для утилизации газа;

сокращение выбросов газа при продувках и испытаниях вновь вводимых и отремонтированных газопроводов благодаря применению высоконапорных и высокопроизводительных передвижных воздушных компрессорных установок;

внедрение прогрессивных методов ремонта газопроводов – ремонт газопроводов без остановки перекачки газа, врезка отводов в действующий газопровод под давлением, внедрение безогневых методов ремонта на основе клеевых композиций и соединений для повышения и восстановления несущей способности газопроводов;

повышение эксплуатационной надежности газопровода и его сооружений путем качественного и своевременного проведения ППР;

исключение повреждений газопровода сторонними организациями благодаря соблюдению порядка ведению работ в охранной зоне газопровода.

Большинство из перечисленных мероприятий в настоящее время внедрено или внедряется в практику эксплуатации магистральных газопроводов. Перспективные способы сокращения потерь газа при ремонтах линейной части газопровода – утилизация газа при опорожнении ремонтируемого участка газопровода и внедрение ремонта газопровода без остановки перекачки газа. Утилизацию газа при опорожнении ремонтируемого участка газопровода можно осуществить следующими способами:

перепуском газа из подлежащего ремонту участка газопровода с повышенным давлением через существующие или временно проложенные технологические перемычки в газопровод с более низким давлением газа;

подключением к ремонтируемому участку потребителей газа через газопроводы-отводы;

перекачкой газа из ремонтируемого участка газопровода в соседний прилегающий участок данного газопровода или в параллельно проложенный газопровод передвижными компрессорными установками.

Первые два способа применимы в тех случаях, когда режим работы и технологическая схема газопровода позволяют провести соответствующие переключения. Чаще всего провести их не представляется возможным. Поэтому в настоящее время ведутся работы по разработке и внедрению различных схем по опорожнению ремонтируемого участка с использованием различных устройств. ВНИИГазом разработана эжекторная схема опорожнения участка многониточного газопровода, а совместно с ВНИПИтрансгазом – схема опорожнения участка многониточного газопровода с помощью поршневого устройства. Использовать их можно лишь при ремонтах многониточных систем газопроводов, что значительно сужает область их применения.

Для утилизации газа при ремонтах однониточных и многониточных систем газопроводов рекомендуется применить универсальные газоперекачивающие устройства. [3]

При освоении месторождений Ямала предусмотрена реализация целого комплекса мероприятий по защите окружающей среды, предотвращению и минимизации возможного воздействия на экосистему в процессе проведения строительных работ и эксплуатации. Эти мероприятия, в частности, включают:

проведение постоянного экологического мониторинга в периоды строительства и эксплуатации месторождений;

разработку технологических и специальных мероприятий, обеспечивающих снижение негативного воздействия на приземный слой атмосферы;

использование замкнутых систем водоснабжения, обеспечивающих недопущение загрязнения поверхностных водоемов и почвы;

применение специальных технологий, снижающих тепловые и механические воздействия на мерзлые грунты;

разработку специальных щадящих режимов освоения территорий;

применение технических решений, позволяющих уменьшить площадь изымаемых из оборота земель, а также их техническая и биологическая рекультивация;

недопущение проведения строительно-монтажных работ в период весеннего гнездования птиц;

осуществление забора воды с использованием рыбозащитных устройств;

организация беспрепятственной миграции стад северных оленей с помощью специальных переходов через линейные коммуникации. [11]

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данном дипломном проекте я рассмотрел подготовку ямальского газа для дальнего транспорта. На Ямале сосредоточено около 20% российских запасов природного газа. Это местность с суровым климатом, и слабо развитой транспортной и другой инфраструктурой. Несмотря на это Ямал является важнейшим стратегическим нефтегазоносным регионом России.
В технологической части дипломного проекта я рассмотрел все виды загрязнений и примесей, от которых нужно избавиться одним из нескольких способов. В качестве очистки от механических примесей применяем циклонный пылеуловитель ЦН-15. Из рассмотренных способов осушки газа выбираем адсорбционный метод осушки, а в качестве адсорбента – цеолит.

В расчетной части произвел технологический расчет циклонного пылеуловителя и пришел к выводу, что нужно установить 3 пылеуловителя. Также расчитал количество адсорбента для осушки газа. Исходя из расчета необходимое количество адсорбентов – 4. Был произведен расчет количества цеолита, расчет теплоты, нужное для нагрева адсорбента и время, необходимое для остывания. В третьем расчете я определял количество метанола, необходимое для осушки газа.

В экономической части определил все виды затрат и рентабельность проектирования месторождения. Исходя из всех расчетов было установлено, что целесообразно разрабатывать данный проект.

Кроме всего этого, я рассмотрел проектные решения для достижения должного уровня охраны труда и экологической безопасности.