ЛЕКЦИЯ 8 ПОДГОТОВКА ГАЗА К ТРАНСПОРТИРОВКЕ

Цель занятия:

1. Методы подготовки газа к транспортированию.

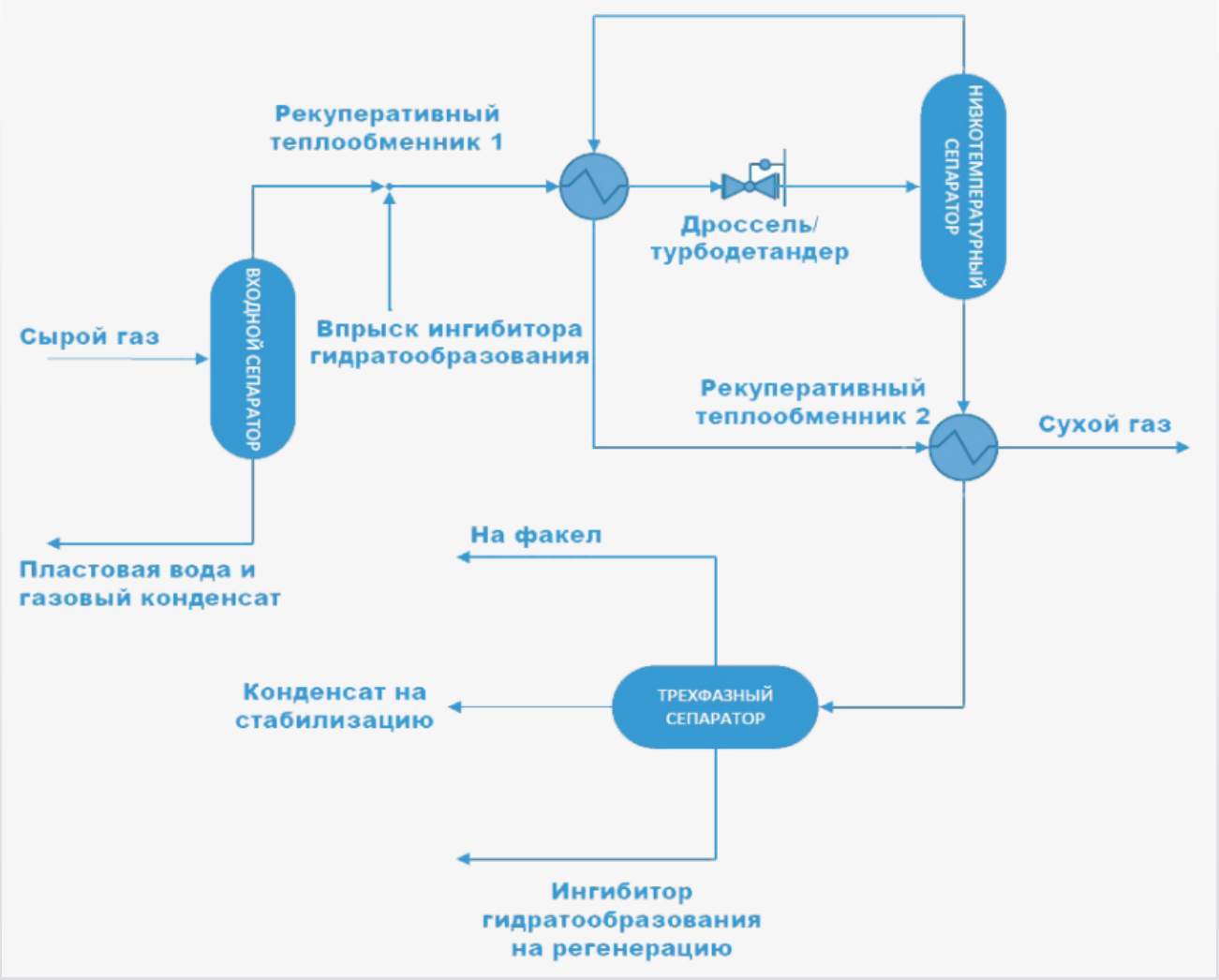
Лектор: PhD,ст. преп. каф. «ТиЛС»
Сулеев Б.Д.

Природный газ широко используют как недорогое топливо с высокой теплотворной способностью (при сжигании 1 куб.м. выделяется до 54 400 кДж). Это один из лучших видов топлива для бытовых и промышленных нужд. Самым распространенным способом доставки газа потребителям является транспортировка по трубопроводам.

Однако, перед подачей в магистральные трубопроводы газ необходимо подготовить, дабы он соответствовал ряду требований. Наиболее сложно достижимыми из них являются температура точки росы по воде и углеводородам. Для соответствия этим требованиям существуют следующие основные решения:

Низкотемпературная сепарация (НТС). Данная технология предусматривает:

- первичную сепарацию газа и улавливание жидкостных пробок во входном газосепараторе;
- охлаждение входного потока газа в теплообменнике газ/газ потоком охлажденного газа;
- охлаждение газа за счет дросселирования потока, здесь могут использоваться дроссель (эффект Джоуля-Томсона), трубка Ранка, турбодетандер;
- последующая сепарация охлажденного газа в низкотемпературном сепараторе газа;
- подогрев подготовленного газа в теплообменнике перед подачей в магистраль (рисунок 1.6).


Рекуперативный теплообменник 1
НИЗКОТЕМПЕРАТУРНЫЙ СЕПАРАТОР
Дроссель/ турбодетандер
ВХОДНОЙ СЕПАРАТОР
Сырой газ
Впрыск ингибитора гидратообразования
Рекуперативный теплообменник 2
Сухой газ
На факел
Пластовая вода и газовый конденсат
Конденсат на стабилизацию
ТРЕХФАЗНЫЙ СЕПАРАТОР
Ингибитор гидратообразования на регенерацию

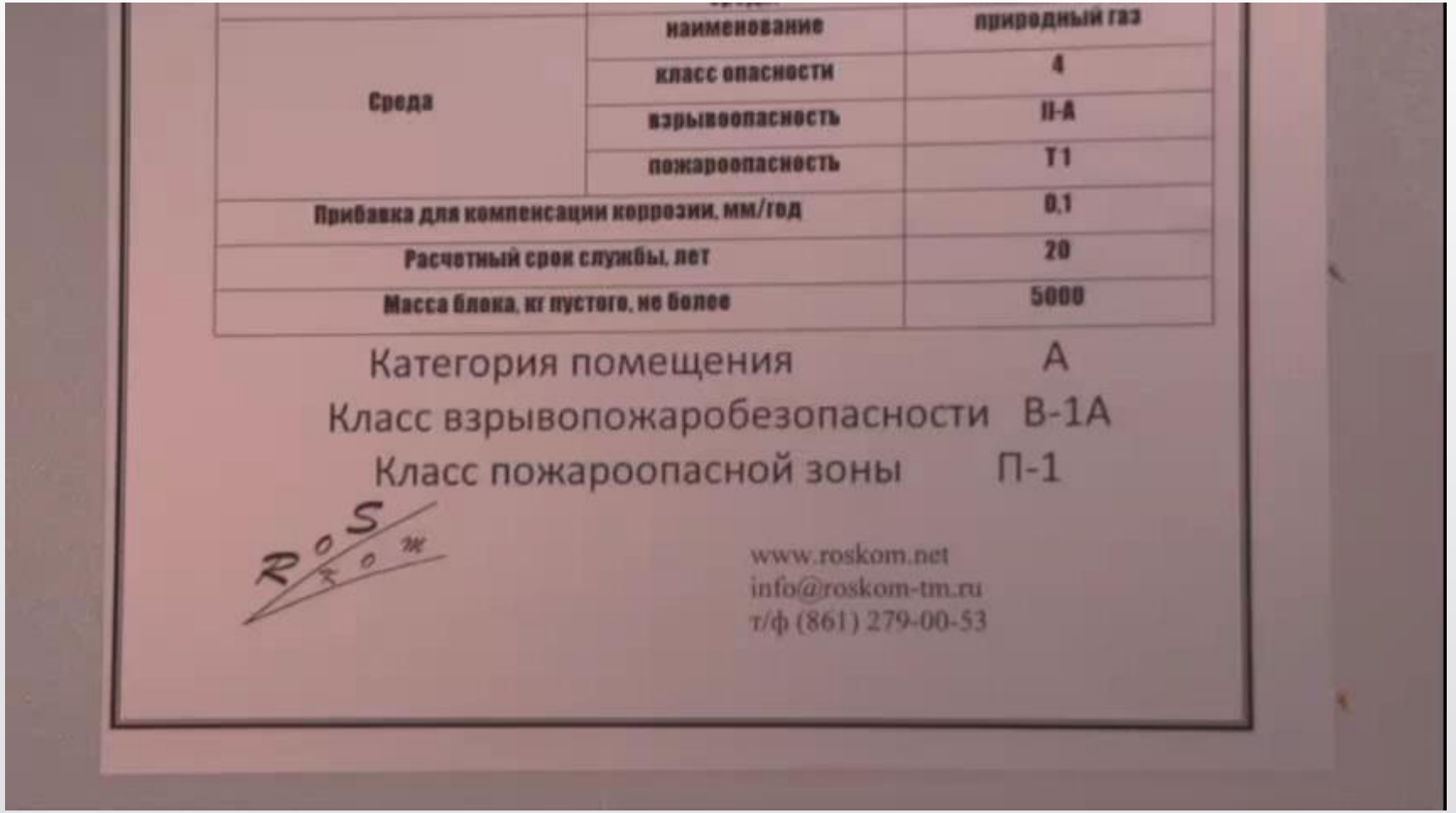
Описание типичной схемы установки низкотемпературной сепарации (НТС)

Сырой газ со скважин поступает во входной сепаратор, где отделяется жидкая фаза (пластовая вода с растворенными ингибиторами и сконденсировавшийся углеводородный конденсат). Отсепарированный газ направляется в рекуперативные теплообменники 1 для рекуперации холода с дросселированного потока газа.

Для предупреждения гидратообразования в поток газа перед теплообменником впрыскивают ингибитор гидратообразования (гликоль или метанол). Охлажденный газ из теплообменников поступает на дроссель или детандер, где за счет дросселирования (или детандирования) падает температура потока. После охлаждения в газ поступает в низкотемпературный сепаратор, где из потока газа отделяются сконденсировавшиеся жидкие углеводороды и водный раствор ингибитора гидратообразования.

Сухой газ из низкотемпературного сепаратора проходит через рекуперативный теплообменник 1, где нагревается и далее поступает в рекуперативный теплообменник 2, где нагревает отходящую жидкую фазу из НТС и только потом подается в магистральный газопровод. Жидкая фаза из низкотемпературного сепаратора нагревается в рекуперативном теплообменнике 2 и далее поступает в трехфазный сепаратор, откуда газ выветривания отправляется либо на факел, либо используется на собственные нужды. Водный раствор ингибитора, выводимый снизу трехфазного сепаратора, направляется на регенерацию, а конденсат - на дальнейшую стабилизацию на установку стабилизации конденсата (УСК).

При всех плюсах этого метода, стоит отметить один фатальный минус. Примерно через 3-5 лет после начала разработки месторождения, давление добываемого газа начинает постепенно падать, из-за чего НТС теряет свое основное преимущество – дешевый холод. Соответственно, такой способ обработки газа перед его транспортировкой не позволяет стабильно достигать требований по подаче газа в магистральный газопровод, что делает его не только малоэффективным, но и зачастую вовсе бесполезным. Также, из минусов НТС стоит отметить, низкое извлечение конденсата – извлекается только конденсат, находящейся в жидкой фазе. Значительная же часть тяжелых углеводородов остается в газе, из-за чего не достигается требуемая температура точки росы по углеводородам. Это приводит не только к проблемам при эксплуатации трубопроводов, но и к недополученной прибыли для эксплуатирующей организации.



Среда	наименование	природный газ
	класс опасности	4
	взрывоопасность	II-A
	пожароопасность	T1
Прибавка для компенсации коррозии, мм/год		0,1
Расчетный срок службы, лет		20
Масса блока, кг пустого, не более		5000

Категория помещения А

Класс взрывопожаробезопасности В-1А

Класс пожароопасной зоны П-1

www.roskom.net
info@roskom-tm.ru
т/ф (861) 279-00-53

Низкотемпературная конденсация (НТК). Технология предусматривает:

- первичную сепарацию газа и улавливание жидкостных пробок во входном газосепараторе;
- охлаждение входного потока газа в теплообменнике за счет внешнего источника охлаждения, которыми могут быть аппараты воздушного охлаждения (АВО), различные холодильные машины;
- последующая сепарация охлажденного газа в низкотемпературном газосепараторе.

Абсорбционная подготовка газа. Технология предусматривает:

- первичную сепарацию газа и улавливание жидкостных пробок во входном газосепараторе;
- абсорбционную колонну, в которой жидким абсорбентом поглощается влага, находящаяся в газе;
- выходной газосепаратор, в котором осуществляется осаждение (улавливание) абсорбента.

Жидкие сорбенты — абсорбенты, применяемые для осушки природных и нефтяных газов, должны иметь высокую растворимость в воде, низкую агрессивность, стабильность по отношению к газовым компонентам, простоту регенерации, малую вязкость, низкую упругость паров при температуре контакта, слабое поглощение углеводородных компонентов газа, пониженную способность к образованию пены или эмульсий. Большинству этих требований наилучшим образом отвечают диэтиленгликоль (ДЭГ) и триэтиленгликоль (ТЭГ) и в меньшей степени этиленгликоль (ЭГ).

Диэтилен гликоль получают реакцией соединения двух молекул ЭГ с образованием молекулы воды. В химически чистом виде это бесцветная жидкость с молекулярной массой 106,12, относительной плотностью (по воде) 1,117 и температурой кипения при р = 0,1013 МПа, равной 518 К.

Как показали эксперименты в лабораторных и промышленных условиях, максимальное понижение точки росы газа при осушке ДЭГ обычно не превышает 308 К, что довольно часто оказывается недостаточным. В связи с разработкой газовых месторождений с высокой пластовой температурой газа потребовался более сильный влагопоглотитель — ТЭГ. Его получают соединением трех молекул ЭГ с образованием воды. Молекулярная масса ТЭГ — 150,17, относительная плотность (по воде) 1,1254 и температура кипения 560,4 К при р — - 0,1013 МПа.

Гликоли хорошо отбирают влагу из газов в большом интервале концентраций. Вследствие низкой упругости паров потери поглотителя незначительные (5 —18 г на 1000 м3 газа у ДЭГ и 2—4 г на 1000 м3/газа у ТЭГ). Температура кипения и упругость паров воды и гл и колей сильно различаются, что облегчает регенерацию поглотителя, а небольшая вязкость поглотителя облегчает работу циркуляционных насосов. Обводненные гликоли неагрессивны в коррозионном отношении. Растворимость природного газа в них незначительная: при давлениях до 15 МПа она не превышает 6 л на 1 л гликоля. При атмосферном давлении ДЭГ начинает распадаться при 437 К, а ТЭГ при 478 К. В соответствии с этим в производственных условиях степень их регенерации может достигать 96—99 % (рисунок 1.7).

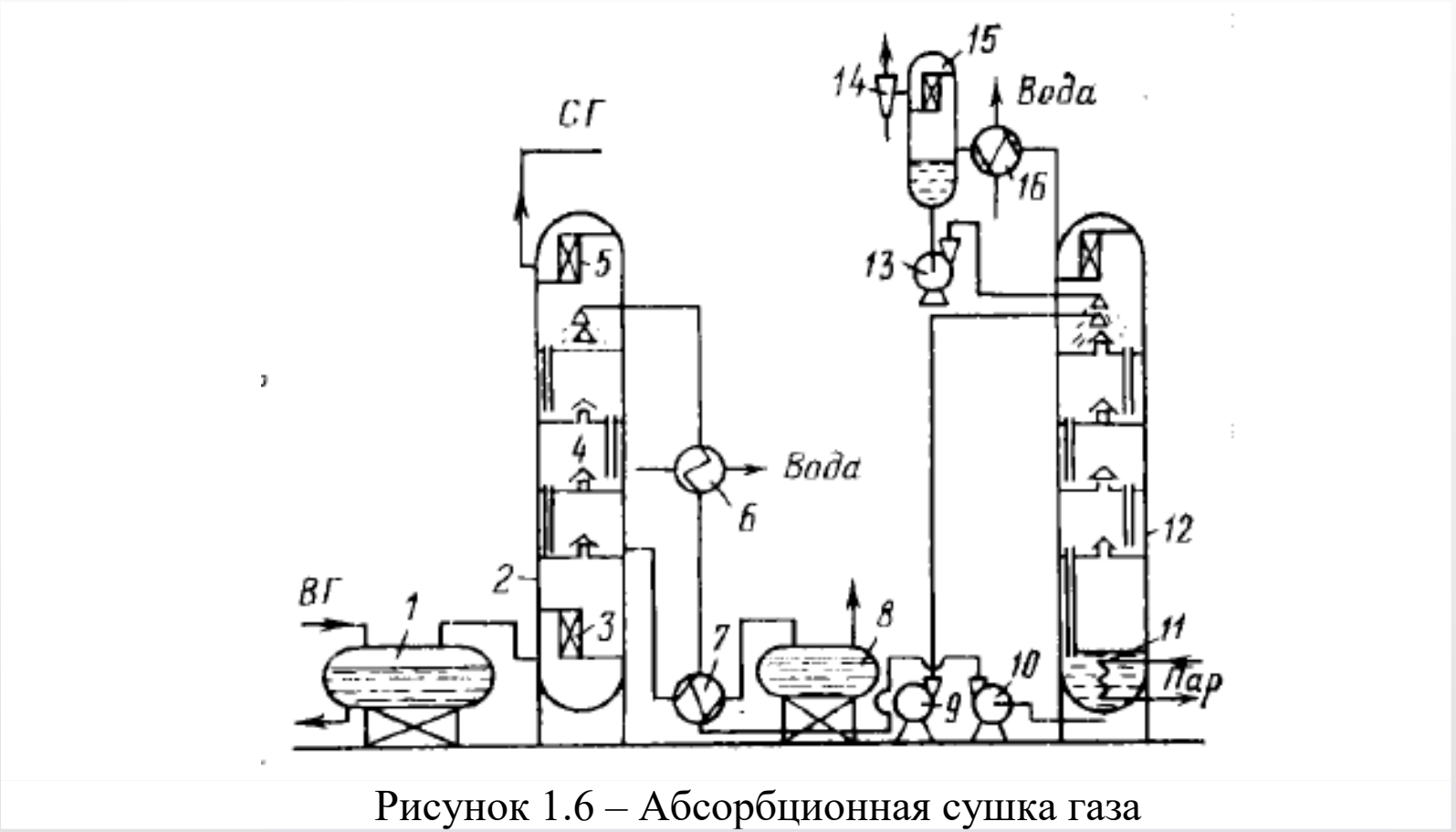


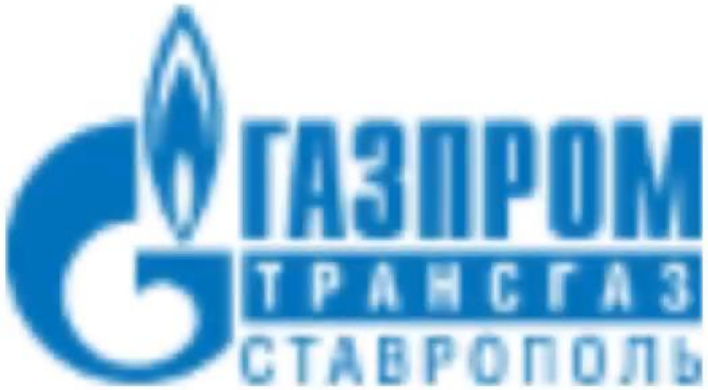
Рисунок 1.6 – Абсорбционная сушка газа

Поступающий с промысла газ проходит сепаратор 1, где осаждается капельная влага, и поступает в нижнюю часть абсорбера 2. Сначала газ идет в нижнюю скрубберную секцию 3 в которой дополнительно очищается от взвешенных капель влаги благодаря большой поверхности контакта с насадками. Затем газ последовательно проходит через тарелки 4, поднимаясь вверх. Число колпачковых тарелок в абсорбере 4-12. Навстречу потоку газа протекает 95—97 %-ный раствор ДЭГ, вводимый в абсорбер насосом 10.

Осушенный вследствие контакта с раствором газ проходит через верхнюю скрубберную секцию 5, где освобождается от захваченных капель раствора и направляется в газопровод. Насыщенный раствор, содержащий 6—8 % влаги, с нижней глухой сборной тарелки абсорбера поступает в теплообменник 7, в котором нагревается встречным потоком регенерированного раствора, а далее проходит через выветриватель 8, где из него выделяется растворенный газ, который идет на собственные нужды.

Из выветривателя насыщенный ДЭГ насосом 9 закачивается в выпарную колонну (десорбер) 12, где осуществляется регенерация раствора. Выпарная колонна состоит из двух частей: собственно колонны тарельчатого типа, в которой из насыщенного раствора ДЭГ, стекающего вниз, выпаривается влага встречным потоком острого водяного пара и паров ДЭГ; кипятильника-испарителя 11, в котором происходит нагревание раствора гликоля и испарение воды. В кипятильнике поддерживается температура раствора гликоля в пределах 423-433 К, а в верхней части выпарной колонны 378—380 К. Это достигается за счет орошения верхней части колонны водой с температурой 303 К, что позволяет сконденсировать пары ДЭГ и уменьшить его потери. Водяной пар из десорбера поступает в конденсатор 16, где основная часть пара конденсируется и собирается в сепараторе 15.

Отсюда газ отсасывается из конденсата вакуумным насосом 14 и направляется на сжигание. Часть полученной воды, содержащей ДЭГ, подается в верхнюю часть колонны насосом 13 для орошения и поддержания температуры 105—107 °С. Регенерированный раствор ДЭГ насосом 10 прокачивается через теплообменник 7 и холодильник 6, где его температура снижается, и вновь поступает на верхнюю тарелку абсорбера. Если необходимо получить высокую концентрацию насыщенного раствора ДЭГ (98—99 %) для достижения более низких точек росы газа, то регенерацию гликолен производят под вакуумом, который создается вакуумным насосом 14.


ГАЗПРОМ
ТРАНСГАЗ
СТАВРОПОЛЬ

Адсорбционная подготовка газа. Технология предусматривает:

- первичную сепарацию газа и улавливание жидкостных пробок во входном газосепараторе;
- адсорбционную колонну, в которой твердым адсорбентом поглощается влага, находящаяся в газе;
- выходной фильтр-сепаратор, в котором осуществляется осаждение (улавливание) адсорбционной пыли.

В качестве твердых поглотителей влаги в газовой промышленности широко применяют активированную окись алюминия и боксит, который на 50—60 % состоит из $A1_20_3$. Активизируется боксит при температуре 633 К в течение 3 ч без доступа воздуха. Поглотительная способность боксита составляет 4-6,5 % от массы.

Преимущества метода: низкая точка росы осушенного газа; простота регенерации поглотителя; компактность, несложность и низкая стоимость установки. Боксит поставляется в зернах (гранулах) диаметром 2-4 мм. Насыпная масса равна 800 кг/м3. Глубина осушки зависит от степени насыщения боксита, уменьшаясь с увеличением последней. Продолжительность работы бокситовой загрузки больше года. Скорость прохождения газа через активированный боксит равна 0,5-0,6 м/с.

Адсорбенты-осушители, применяемые в промышленных установках должны обладать следующими свойствами:

1) достаточной поглотительной способностью, зависящей от величины поверхности и объема пор;

2) глубиной поглощения влаги, зависящей от размера пор;

3) полнотой и простотой регенерации;

4) механической прочностью — не разрушаться под действием массы слоя;

5) прочностью от истираемости — не измельчаться от движения газа в слое адсорбента;

б) стабильностью упомянутых показателей при многоцикловой работе.

Схема осушки газа твердым поглотителем изображена на рисунке 1.7.

Рисунок 1.7 - Схема осушки газа твердым поглотителем

Влажный газ через сепаратор поступает в адсорбер, где проходит через несколько слоев активированного боксита, насыпанного на тарелки с перфорированным основанием (толщина одного слоя не превышает 60 см). Проходя через боксит, газ освобождается от влаги и направляется в газопровод. После определенного промежутка времени в зависимости от загрузки твердого поглотителя и объемной скорости газа (этот промежуток времени обычно равен 12—16 ч) адсорбер переводят на восстановление (регенерацию) (рисунок 1.8).

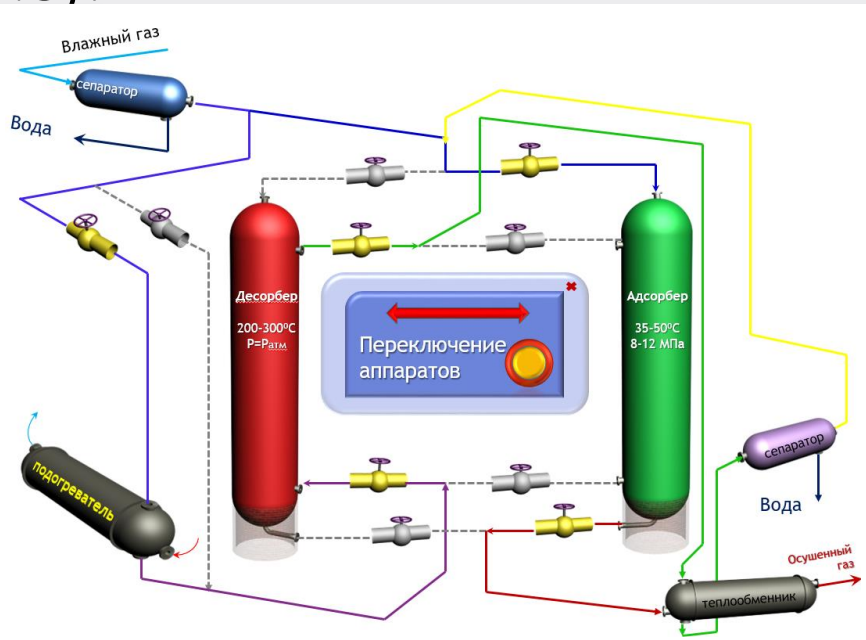


Рисунок 1.8 – Регенерация

Газ же переключают на второй адсорбер, который уже прошел регенерацию.

Боксит регенерируют (осушают), продувая через него горячий газ. При этом из боксита выделяется вся влага, поглощенная им из газа в процессе осушки. Регенерацию боксита проводят следующим образом. При пуске адсорбера на регенерацию определенное количество газа, требуемого для заполнения системы регенерации, отводят от линии сухого газа через регулятор давления РД (при давлении несколько более 0,1 МПа). Этот газ поступает сначала в холодильник и далее в сепаратор. Газодувкой под давлением не более 3 кПа газ подается в подогреватель, где он нагревается до температуры 473 К, и далее поступает в адсорбер, в котором регенерируется боксит. По выходе из адсорбера нагретый насыщенный газ поступает в холодильник, а затем в сепаратор, где отделяется влага, поглощенная в адсорбере. В результате повторных циклов регенерирующего газа (газодувка-подогреватель-адсорбер-холодильник-адсорбер-сепаратор-газодувка) боксит осушается и может снова поглощать воду из газа.

Природный газ, очищенный от сероводорода, не имеет ни цвета, ни запаха. Поэтому обнаружить утечку газа довольно трудно. Чтобы обеспечить безопасность транспорта и использования газа, его одо¬рируют, т. е. придают ему резкий и неприятный запах. Для этой цели в газ вводят специальные одоранты. Одоранты должны быть недорогими. Этим требованиям в наибольшей степени удовлетворяет этилмеркаптан. Од¬нако при использовании этилмеркаптана следует учитывать прису¬щие ему недостатки. Так, по токсичности он равноценен сероводо¬роду; если газ идет на химическую переработку, то необходимо очи¬щать его от меркаптана, так как последний отравляет катализаторы. Кроме этилмеркаптана также используют сульфан, метилмеркаптан, пропилмеркаптан, калодорант, пенталарам и др.

Концентрация паров одоранта в газе должна быть такой, чтобы резкий запах ощущался при объемной концентрации газа, не превы¬шающей 1/5 от нижнего предела взрываемости. Среднегодовая норма расхода этилмеркаптана составляет 16 г па 1000 м3 газа. В летнее время расход одоранта примерно в 2 раза меньше, чем зимой.

РЕКОМЕНДУЕМАЯ ЛИТЕРАТУРА

1. Осушка газа http://gazsurf.com/ru/gazopererabotka/stati/item/osushka-gaza (дата обращения 15.12.2019).
2. АБСОРБЦИОННАЯ ОСУШКА ГАЗА. https://eduherald.ru/ru/article/view?id=18396/ Электронный ресурс (дата обращения 15.12.2019)
3. Справочник по котельным установкам малой производительности / К. Ф. Роддатис, А. Н. Полтарецкий. М.: Энергоатомиздат, 1989. С. 488