

***Теоретические
основы переработки
углеводородных
газов***

История развития мировой газопереработки

Первый этап (20–40-е гг. XX в.) называется эрой газового бензина, т. к. газоперерабатывающие заводы тогда строили с целью извлечения газового бензина (компонент моторных топлив) и подготовки газа к дальнейшей транспортировке. На заводах имелись установки отбензинивания газа, удаления из него механических примесей и осушки.

Второй этап (50–70-е гг. XX в.) назван эрой сжиженных газов: на газо-перерабатывающих заводах начали, помимо извлечения газового бензина и подготовки газа к транспортировке, получать сжиженные газы (пропан и бутаны), которые использовали в качестве коммунально-бытового и моторного топлива и сырья для нефтехимии. На заводах появились абсорбционные процессы, включая низкотемпературную абсорбцию, и процессы низкотемпературной сепарации и конденсации.

- **Третий этап** (начало – 70-е гг. XX в.) назван эрой этана, т. к. на газо перерабатывающих заводах стали получать этановую фракцию и применять процессы глубокого охлаждения газа до -80 – -100 оС.
- **Четвертый этап** (начало – 90-е гг. XX в.) – эра сжиженных природных газов и газохимии (производство из газа водорода, синтетических жидких топлив, полиолефинов и др.).

1. СЫРЬЕ И ПРОДУКЦИЯ ГАЗОПЕРЕРАБАТЫВАЮЩИХ ЗАВОДОВ

Основные физико-химические характеристики сырья

Сырьем для газоперерабатывающих заводов является пластовая смесь газовых и газоконденсатных месторождений, состоящая в общем виде из **природного газа, газового конденсата и пластовой воды.**

Назначение газоперерабатывающих заводов – это разделение пластовой смеси и последующая переработка газа и конденсата с применением абсорбционных, адсорбционных, хемосорбционных, конденсационных и других процессов.

Природные газы

Природные газы характеризуются высоким содержанием метана (67,0–99,0 % об.), а содержание тяжелых углеводородов (C5+) невелико (от полного отсутствия до 6,0 % об.). Большинство газов содержит 1–5 % об. не углеводородных компонентов: азота, диоксида углерода, сероводорода, серооксида углерода, сероуглерода и др.

Газы трех крупных газоконденсатных месторождений – Оренбургского, Карачаганакского и Астраханского – содержат большое количество сероводорода (от 1,7 до 14,0 % об.), поэтому целевое назначение переработки этих газов – производство элементной серы.

Газовые конденсаты

Газ многих месторождений выносит газовый конденсат, содержащий углеводороды от C_5H_{12} до $C_{20}H_{42}$ в количестве 5–400 г/м³ газа. Газовые конденсаты выкипают в интервале температур от 25 до 360 °С и выше, при этом некоторые из них имеют более высокую температуру начала кипения (103–210 °С), а некоторые – более низкую температуру конца кипения (197–234 °С).

Конденсаты разных месторождений сильно различаются по групповому химическому составу и содержанию общей серы. Так, по содержанию общей серы резко выделяются конденсаты Оренбургского (1,18 % мас.), Астраханского (1,37 % мас.) и Карачаганакского (0,8 % мас.) месторождений.

Газовые конденсаты являются существенным ресурсом углеводородного сырья. Их суммарная добыча сейчас достигает 25–28 млн. т/год, что в среднем по России составляет примерно 40 г на 1 м³ добываемого газа.

Классификация продукции газоперерабатывающих заводов

Продукция, вырабатываемая на газоперерабатывающих заводах (ГПЗ) и газопромысловых установках (ГПУ), условно подразделяется на **пять групп**.

В **первую группу** входят газовые смеси, используемые как топливо. Основным компонентом в них является метан. В качестве компонентов в состав смесей входят также другие углеводороды, диоксид углерода, азот, сернистые соединения, суммарное содержание которых достигает нескольких процентов. Содержание сернистых соединений в газовых топливных смесях регламентируется, а содержание углеводородов – нет.

Вторая группа включает в себя газообразные технические чистые углеводороды (этан, пропан, бутаны) и гелий, а также смеси газовых компонентов определенного состава.

Третья группа состоит из углеводородов, относящихся ко второй группе, но в сжиженном виде, жидкого гелия и широкой фракции легких углеводородов (ШФЛУ). Общим признаком газов этой группы является то, что в жидком состоянии при 20 °С они находятся при определенном избыточном давлении.

Классификация продукции газоперерабатывающих заводов

В **четвертую группу** входят продукты, находящиеся в нормальных условиях в жидком состоянии, такие как газовый конденсат и продукты его переработки.

К **пятой группе** относятся твердые продукты переработки природного газа – технический углерод и газовая сера.

Все продукты, входящие в состав вышеперечисленных групп, отличаются углеводородным составом, содержанием в них воды, механических примесей, диоксида углерода и сернистых соединений, температурами кипения и застывания и др.

Сжиженные газы

- ПТ – пропан технический,
- ПБТ – пропан-бутан технический,
- БТ – бутан технический.
- моторные топлива для автомобилей:

ПА – пропан автомобильный,

ПБА – пропан-бутан автомобильный

Фракция бутан-бутиленовая марка Б по ТУ 0272-027-00151638-99 с изм. 1,2,3

№	Наименование показателя	Метод испытания	Норма по ТУ 0272-027-00151638- 99 с изм. 1,2
1	Массовая доля компонентов, %:	ГОСТ 10679	
	- сумма углеводородов C ₃		не более 3,0
	- сумма бутиленов		не менее 35,0
	- сумма углеводородов C ₅ и выше		не более 3,0
2	Массовая доля сероводорода и меркаптановой серы, %	ГОСТ 22985	не более 0,02
3	Содержание свободной воды и щёлочи	п.5.2 ТУ 0272-027-00151638	отсутствие
4	Плотность при 15 °С, кг/м ³	ГОСТ 28656	Не нормируется

Газ углеводородный сжиженный топливный марка ПБА по ГОСТ Р 52087-2003

№	Наименование показателя	Метод испытания	Норма по ГОСТ Р 52087-2003
1	Массовая доля компонентов, %:	ГОСТ 10679	
	- сумма метана, этана и этилена		не нормируется
	- сумма пропана и пропилена, в том числе пропана		50 \pm 10
	- сумма бутанов и бутиленов		не нормируется
	- сумма непредельных углеводородов		не более 6
2	Объёмная доля жидкого остатка при 20 °С, %	п. 8.2 ГОСТ Р 52087	не более 1,6
3	Давление насыщенных паров, избыточное, МПа, при температуре:	ГОСТ 28656	
	- плюс 45 °С		не более 1,6
	- минус 20 °С		не менее 0,07
4	Массовая доля сероводорода и меркаптановой серы, %,	ГОСТ 22985	не более 0,01
	- в том числе сероводорода	ГОСТ 22985	не более 0,003
5	Содержание свободной воды и щёлочи	п. 8.2 ГОСТ Р 52087	отсутствие
6	Интенсивность запаха, баллы,	ГОСТ 22387.5	не менее 3*
	Плотность при 20 °С, кг/м ³	ГОСТ 28656	не нормируется
	Плотность при 15 °С, кг/м ³	ГОСТ 28656	не нормируется
<p>** Примечание 1 к табл. 2 пункта 4.2 ГОСТ Р 52087-2003</p> <p>Допускается не определять интенсивность запаха при массовой доле меркаптановой серы в сжиженных газах марок ПА, ПБА 0,001 % и более</p>			

Фракция широкая лёгких углеводов, марка Б по ТУ 38.101524-2015

№	Наименование показателя	Метод испытания	Норма по ТУ 38.101524-2015
1	Массовая доля компонентов, %:	ГОСТ 10679	
	- сумма углеводов C_1 - C_2 , в том числе:		не более 5
	- метан		не нормируется
	- этан		не нормируется
	- пропан		не нормируется
	- сумма углеводов C_4 - C_5 , в том числе:		не менее 40
	- сумма углеводов C_4		не нормируется, определение обязательно
	- сумма углеводов C_5		не нормируется, определение обязательно
	- сумма углеводов C_6 и выше		не более 30
2	Массовая доля метанола, %	Приложение А ТУ 38.101524-2015	не более 0,15
3	Массовая доля сероводорода и меркаптановой серы, %, не более	ГОСТ 22985	0,05
	- в том числе: сероводорода, не более	ГОСТ 22985	0,003
4	Содержание свободной воды и щёлочи	п.5.3 ТУ 38.101524-2015	отсутствие
5	Внешний вид	п.5.4 ТУ 38.101524-2015	Бесцветная прозрачная жидкость
6	Плотность при 20 °С, кг/м ³	ГОСТ 28656	не нормируется, определение обязательно
7	Плотность при 15 °С, кг/м ³	ГОСТ 28656	не нормируется

Стабильный газовый конденсат

По содержанию общей серы конденсаты подразделяют на три класса:

I. Бессернистые и малосернистые с содержанием общей серы не более 0,05 % масс.

II. Сернистые с содержанием общей серы в пределах от 0,05 до 0,8 % масс.

III. Высокосернистые с содержанием общей серы более 0,8 % масс.

По массовому содержанию ароматических углеводородов конденсаты делят на три типа:

A1 – высоко ароматизированные (содержание аренов более 20 % масс.);

A2 – средне ароматизированные (содержание аренов находится в пределах от 15 до 20 % масс.);

A3 – низко ароматизированные (содержание аренов не превышает 15 % масс.).

По содержанию н-алканов во фракции 200–320 °С, выделенной из газового конденсата, конденсаты подразделяют на четыре вида:

Н₁ – высоко парафинистые с содержанием н-алканов во фракции 200– 320 °С не менее 25 % масс.

Н₂ – парафинистые с содержанием н-алканов во фракции 200–320 °С в интервале от 18 до 25 % масс.;

Н₃– малопарафинистые с содержанием н-алканов во фракции 200–320 °С в интервале 12–18 % масс.

Н₄ – беспарафинистые с содержанием н-алканов во фракции 200–320 °С менее 12 % масс.

По фракционному составу газовые конденсаты разделены на три группы:

Ф₁– конденсаты облегченного фракционного состава, 80 % масс.

которых выкипает при температуре не выше 250 °С;

Ф₂ – конденсаты промежуточного фракционного состава, температура конца кипения которых находится в пределах 250–320 °С;

Ф₃ – конденсаты тяжелого фракционного состава, температура конца кипения которых превышает 320 °С.

По концентрации и составу сернистых соединений некоторыми авторами предложено конденсаты разделять также на три подкласса:

C_I – содержащие в основном меркаптановую серу;

C_{II} – содержащие в основном сульфидную серу;

C_{III} – содержащие в одинаковых количествах сульфидную и меркаптановую серы.

Астраханский газовый конденсат по этой классификации может быть обозначен шифром **III_{C3}A₁N₁Ф₃**. Входящие в этот шифр символы расшифровываются следующим образом: класс III – содержание общей серы в конденсате более 0,8 % масс.; подкласс C_3 – наличие сульфидной и меркаптановой серы; тип A_1 – содержание ароматических углеводородов более 20 % масс.; вид N_1 – содержание н-алканов во фракции 200–320 °С не менее 25 % масс.; группа $Ф_3$ – температура конца кипения конденсата выше 320 °С. Таким образом, астраханский газовый конденсат относится к высокосернистым, содержащим сульфидную и меркаптановую серу, высоко ароматизированным, высоко парафинистым конденсатам тяжелого фракционного состава.

Требования к моторным топливам

Автомобильные бензины класса 5 (Евро 5)

Массовая доля серы/ароматики/бензола, не более	мг/кг /об%	10/35/1
--	---------------	---------

Дизельное топливо класса 5 (Евро 5)

Массовая доля серы, не более	мг/кг	10
Предельная температура фильтруемости, не выше:	°С	
дизельного топлива для холодного климата		минус 20
дизельного топлива для арктического климата		минус 38

Топочный мазут

Массовая доля сероводорода, не более	%	0,001
--------------------------------------	---	-------

Топливо для реактивных двигателей

Массовая доля общей серы, не более	%	0,25/0,1*
Массовая доля меркаптановой серы, не более	%	0,003/0,001*

Авиационный бензин

Массовая доля общей серы, не более	%	0,05
------------------------------------	---	------

* Для летательных аппаратов с дозвуковой скоростью полета/ Для летательных аппаратов со сверхзвуковой скоростью полета

2.МЕТОДЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ И РАСЧЕТА ОСНОВНЫХ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ПРИРОДНОГО ГАЗА, КОНДЕНСАТА И ПРОДУКТОВ ИХ ПЕРЕРАБОТКИ

Компонентный состав газа

-важнейшая физико-химическая характеристика природного газа является его компонентный состав, т. е. содержание в газе углеводородных и неуглеводородных компонентов в массовых, объемных или мольных процентах, или долях. По компонентному составу газа определяются направления его дальнейшей переработки и применения, а также такие характеристики, как плотность, теплота сгорания (низшая и высшая), молекулярная масса.

Газовая сера

Газовая (техническая) сера является одним из основных продуктов некоторых газохимических производств, например Астраханского ГПЗ. Помимо газовой серы, производимой из природных, попутных и коксовых газов, бывает природная сера, получаемая из самородных серных руд. Сера поставляется потребителям в комовом, гранулированном и молотом виде.

Одорант

Для одорирования газа используют тиолы (меркаптаны). Ранее в качестве одоранта газа применяли этантиол концентрацией не менее 99,5 % масс., который получали синтетическим путем.

В настоящее время на Оренбургском ГПЗ производят одорант путем выделения смеси тиолов из газового конденсата. Состав этого одоранта следующий (% масс.):

- этантиол – 33;
- 2-пропантиол – 42;
- 2-метил-2-пропантиол – 1,0;
- 1-пропантиол – 10,0;
- 2-бутантиол – 14,0.

Фракционный состав газового конденсата и жидких продуктов его переработки

Фракционным составом называется зависимость количества выкипающего продукта, выраженного в массовых или объемных процентах от общего количества взятого продукта, от температуры кипения. **Фракцией** называется часть продукта дистилляции нефти или газового конденсата, выкипающая в определенном температурном интервале.

Лабораторные способы определения фракционного состава.

- разгонка в стандартных колбах по ГОСТ 2177 или ГОСТ 10120;
- дистилляция в лабораторных ректификационных колоннах (включая и разгонку на аппарате АРН-2 по ГОСТ 11011) и получение состава по ИТК нефти, газового конденсата и нефтепродуктов;
- получение зависимости доли отгона паров от температуры при однократном испарении (кривая ОИ);
- имитированная дистилляция с получением состава по ИТК на хроматографах, имеющих специальные насадочные колонки.

Плотность

Абсолютная плотность – это масса единицы объема вещества, она измеряется в кг/м³, т/м³, г/см³, г/мл, кг/мл.

Относительная плотность – это отношение массы единицы объема вещества к массе той же единицы объема другого вещества. Относительная плотность является величиной безразмерной.

Плотность газо- и парообразных смесей является аддитивным свойством и определяется по формуле:

$$\rho_{\text{см}} = \sum \rho_i \cdot N_i$$

В практике нефтегазопереработки чаще определяют относительную плотность жидких продуктов, которая является безразмерной величиной, показывающей отношение плотности продукта при температуре t_1 к плотности дистиллированной воды при температуре t_2 . Стандартными температурами в некоторых странах, в том числе в России, приняты для воды $t_2 = 4 \text{ } ^\circ\text{C}$, для нефтепродукта $t_1 = 20 \text{ } ^\circ\text{C}$, в других странах, например в США, стандартной температурой нефтепродукта и воды является $t_1 = t_2 = 60 \text{ } ^\circ\text{F}$, что примерно соответствует $15 \text{ } ^\circ\text{C}$.

Молекулярная масса

Молекулярная масса компонентов газа определяется по их химической формуле с учетом атомных масс входящих в их молекулы элементов. Определение молекулярной массы смеси газов целесообразно проводить по правилу аддитивности: $M_{см} = M_1 + M_2 + M_3 + \dots + M_i$.

Для жидких газоконденсатных и нефтяных продуктов и их узких фракций экспериментальное определение молекулярной массы доступно и целесообразно лишь в исследовательской практике. Вследствие этого для ее нахождения при расчетах аппаратуры технологических установок рекомендуется пользоваться эмпирическими формулами, имеющими ограниченную область применения и неодинаковую степень точности.

Наиболее широкое распространение получила формула **Б.П. Воинова** для парафиновых у/в: $M = 60 + 0,3t_{ср} + 0,001 t^2$

где M – молекулярная масса; $t_{ср}$ – средняя молекулярная температура кипения газоконденсатных и нефтяных продуктов или узкой фракции, °С

Для нефтяных фракций: $M = (7K - 21,5) + (0,76 - 0,04K) t_{ср} + (0,0003K - 0,00245) t^2$, где K – фактор парафинистости

Энтальпия

Энтальпия (теплосодержание) отдельных компонентов и фракций газа и газового конденсата и их смесей в газообразном и жидком состояниях.

Энтальпия идеального газа зависит только от температуры, энтальпия реальных газов и жидкостей – и от давления.

$$dh = c_p dT$$

При расчетах энтальпии реальных газов и жидкостей вначале определяют «идеальногазовую» энтальпию, а затем вводят поправку, учитывающую отклонение от энтальпии идеального газа.

Константа фазового равновесия

Константы фазового равновесия (КФР) используются в инженерных расчетах для решения следующих основных задач:

1. Определение состава равновесных фаз и доли отгона по заданным давлению, температуре и составу исходной смеси.
2. Определение состава одной из равновесных фаз по заданным давлению, температуре и составу второй равновесной фазы.
3. Определение температуры начала кипения по заданным давлению и составу жидкой фазы.
4. Определение температуры конца кипения или начала конденсации по заданным давлению и составу паровой или газовой фазы.

При низком давлении в системе (до 0,4 МПа) и положительных температурах для узких фракций газового конденсата, нефти и нефтепродуктов, кипящих при температурах выше 200 °С, по формуле **Ашворта**:

$$\lg(P - 3\ 158) = 7,6715 - 2,68 f T$$

где P – давление насыщенных паров, Па; T – температура, К; T_0 – средняя температура кипения фракции при атмосферном давлении, К; $f(T)$ – функция температуры T

Осушка газов

В недрах земных пластов углеводородные газы (природный, попутный) насыщены водяными парами до равновесного состояния, а также более тяжелые углеводороды, диоксид углерода, серусодержащие соединения, инертные газы. Количество паров воды зависит от условий в пласте, а также от состава газа. Присутствие паров воды в газе негативно сказывается на аппаратах и коммуникациях установок переработки и транспорта газа вследствие образования в них **гидратов**, во избежание этого явления, обязательным условием подготовки газа к транспортировке по магистральным газопроводам служит процесс осушки и отбензинивания газа.

Важным требованием к топливу на сжатом природном газе является низкая **точка росы** по воде. Если точка росы по воде при условиях подачи превышает минимальную температуру окружающей среды, то необходимо установить оборудование для осушки газа. Выбор оборудования определяется исходя из требований заказчика и рабочих условий. Для достижения очень низкой точки росы по воде для широкого диапазона рабочего давления, рекомендуется использование установки по осушке и очистке природного газа с регенерацией тепла.

Точка росы

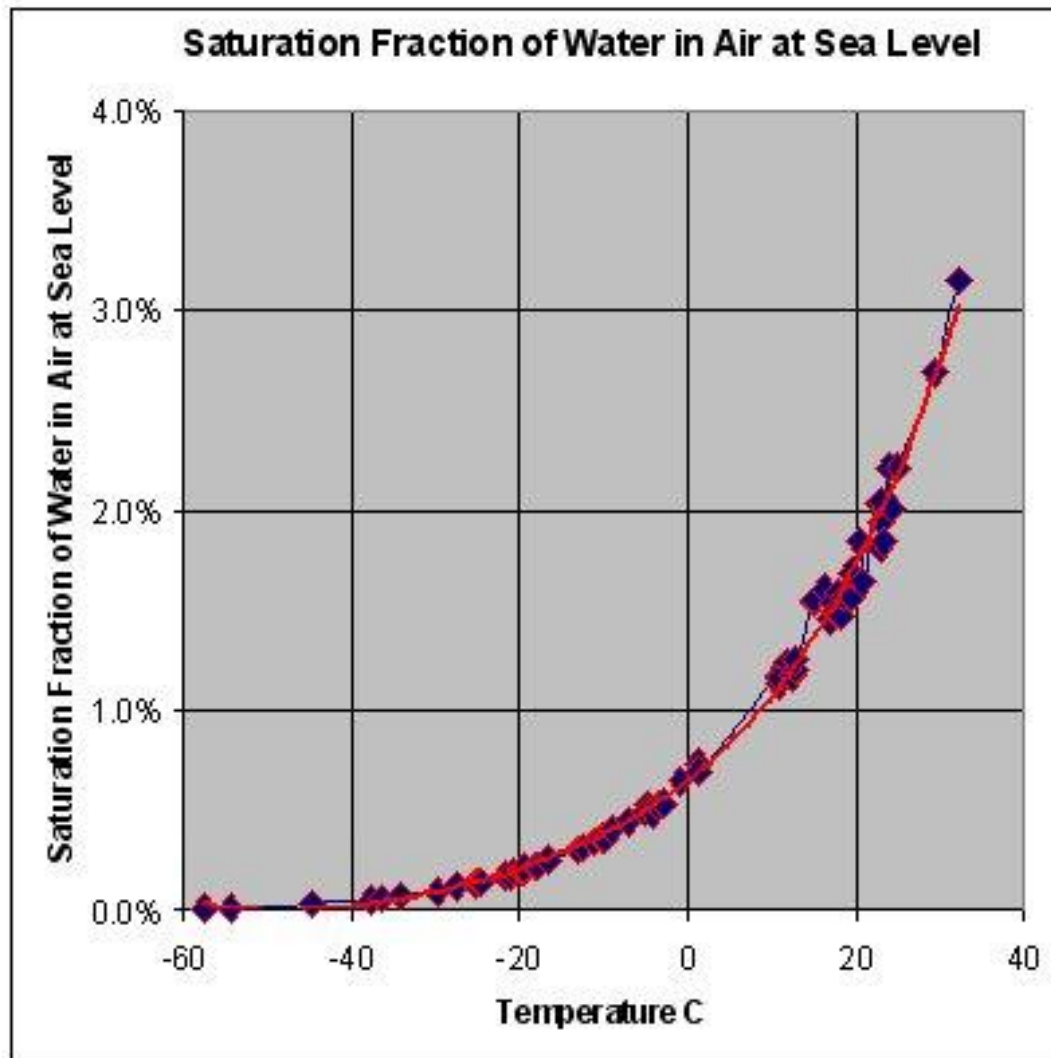
Точка росы – это температура охлаждения газа, при которой водяной пар, который в нём содержится, начинает конденсироваться, образуя росу, то есть это температура выпадения конденсата.

Для определения данного показателя пользуются формулой приблизительного расчёта температуры точки росы T_p (°C), которая определяется зависимостью относительной влажности Rh (%) и температуры газа T (°C):

$$T_p = \frac{b \cdot f(T, Rh)}{a - f(T, Rh)}$$

$$f(T, Rh) = \frac{a \cdot T}{b + T} + \ln(Rh/100)$$

$$a = 17,27 \quad b = 237,7$$



На приведённой диаграмме представлено максимальное содержание водяного пара в воздухе над [уровне моря](#) На приведённой диаграмме представлено максимальное содержание водяного пара в воздухе над уровне моря в зависимости от температуры. Чем выше температура, тем выше равновесное [парциальное давление](#) пара.

Применяемые технологии в установках по осушке природного газа

- осушка газа на основе процесса абсорбции
- осушка газа на основе процесса **охлаждения** (В основе способа лежит охлаждение газа при неизменном давлении. По ходу процесса избыточная влага конденсируется и отводится, а точка росы газа снижается).
- осушка газа на основе процесса адсорбции
- осушки газа на основе комбинирования различных процессов

Осушка газа методом абсорбции

В основе способа лежит применение специальных реагентов поглощающих влагу из газа при непосредственном контакте внутри установки.

В качестве влагопоглощающих агентов используются растворы диэтиленгликоля (ДЭГ), триэтиленгликоля (ТЭГ).

В ходе процесса осушаемый газ на тарелках абсорбера контактирует в противотоке с подаваемым сверху гликолем. Давление в абсорбере не превышает 120 атм., а температура гликоля порядка 40°C.

Осушенный газ отводится сверху абсорбера и направляется в магистральный газопровод, а гликоль, насыщенный влагой, отводится снизу абсорбера и направляется в регенератор – для отдува поглощенных углеводородов. После регенератора насыщенный влагой гликоль нагревается в подогревателе и поступает на регенерацию в десорбер, в котором из-за меньшего давления и подвода тепла происходит испарение и отвод поглощенной гликолем в абсорбере влаги из газа.

Из десорбера регенерированный гликоль с концентрацией 95-97% поступает вновь на абсорбцию и цикл повторяется.

Абсорбционный метод осушки природного (у/в) газа

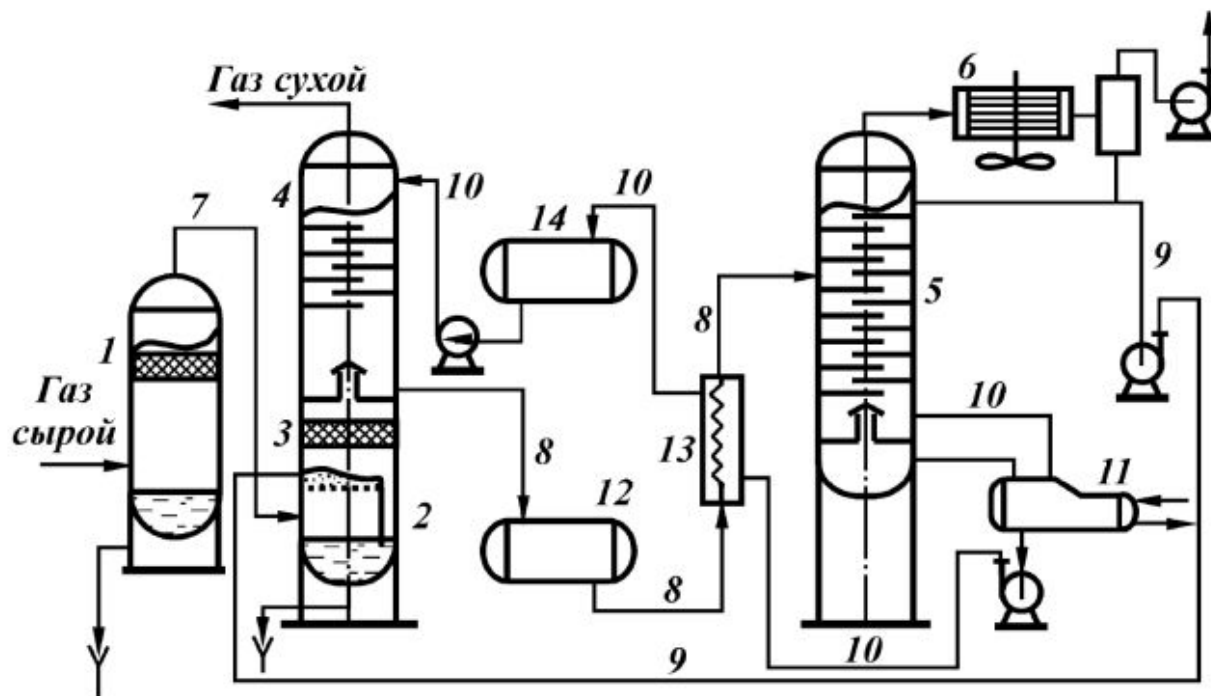


Рис. 2.1. Технологическая схема осушки природного газа:
1 – первичный сепаратор; 2 – контактор; 3 – сепаратор; 4 – абсорбер; 5 – регенератор; 6 – холодильник; 7–10 – линии подачи; 11 – испаритель; 12 – выветриватель; 13 – теплообменник; 14 – емкость

В настоящее время наибольшее распространение в России получил абсорбционный метод с применением ди- (ДЭГ), три- (ТЭГ), реже моно- и тетраэтиленгликолей в качестве основного сорбента,

Глубина осушки газа

Глубина осушки газа очень сильно зависит от концентрации гликоля, с которым газ контактирует в абсорбере. Максимально возможная концентрация гликоля, которой можно достичь, равна 97%.

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

Увеличение концентрации гликоля до 99% позволяет, значению депрессии точки росы вырасти до 40°C.

В тех случаях, когда стандартных настроек процесса осушки недостаточно для получения необходимого качества осушки газа, возможно аппаратное оформление установки для осуществления процесса осушки в двух ступенчатом исполнении.

На первом этапе осушка происходит по стандартному циклу, газ осушается в абсорбере, контактируя с гликолем концентрацией 96 %, после чего поступает в абсорбер вторичной осушки, где уже осушенный на первом этапе газ повторно осушается гликолем концентрации 99,5 %. В десорбере этапа первичной осушки, процесс регенерации гликоля происходит под давлением 1-2 атм, а в десорбере вторичной осушки под вакуумом.

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

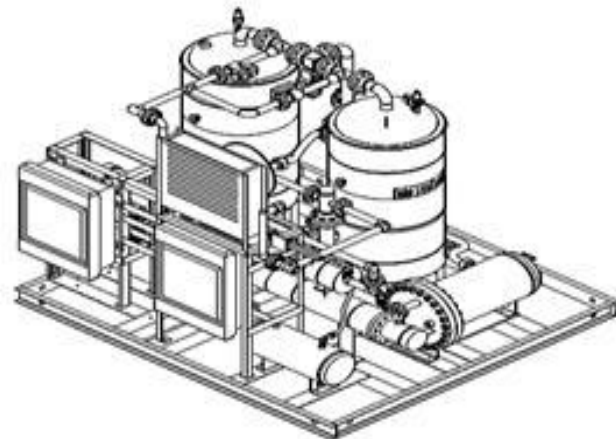
Осушка газа методом адсорбции

Это технологический процесс заключается в избирательном поглощении порами поверхности твердого адсорбента молекул воды из газа, с последующим извлечением их из пор посредством применения внешних воздействий. Процесс адсорбционной осушки газа позволяет достигать депрессия точки росы в 100°C . (минимальная точка росы, достигаемая адсорбцией около -90°C .). При выборе применяемых адсорбентов на установках адсорбционной осушки газа необходимо принимать во внимание состав газа, наличия в нем тех или иных компонентов влияющих на адсорбенты и других факторов влияющих на процесс и конечный результат.

Виды адсорбентов: оксиды алюминия, синтетические цеолиты, силикагели.

На стандартной установке адсорбционной осушки технологический процесс осушки газа представляет собою следующий этап в рамках одного ра

- адсорбция
- нагрев адсорбента
- десорбция
- охлаждение адсорбента

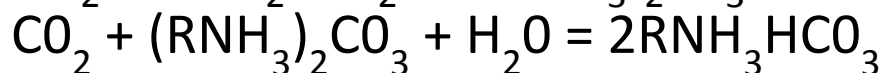
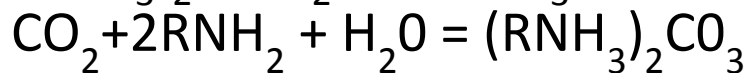
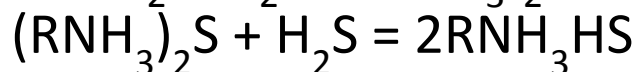
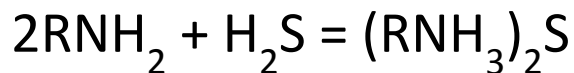


АДСОРБЦИЯ

На практике по механизму адсорбции осуществляют процесс поглощения одного или нескольких компонентов из газовой смеси или раствора как правило на поверхности твердого вещества – **адсорбентом**. Смесь паров или газов, направляемую на адсорбцию, называют адсорбтивом, вещество, которое используют как поглотитель, называют **адсорбентом**. Адсорбируемое вещество называют **адсорбатом**. Адсорбенты обладают селективностью (избирательностью) и обратимостью. Благодаря этому имеется возможность улавливать и затем выделять адсорбируемые вещества из растворов или смесей газов и возвращать их в производство. В этом состоит сущность **рекуперации**. Рекуперация используется, в частности, для возврата в производственный цикл пожаровзрывоопасных и токсичных растворителей.

Очистка газов раствором этаноламинов от сероводорода и диоксида углерода

Очистка от H_2S и CO_2 (процесс абсорбции)



где: R — группа — OHCH_2CH_2 - (этанол-)

Перечень очищаемых фракций в нефтепереработке

- Прямогонные газы
- Газы гидроочистки бензиновых, керосиновых и дизельных фракций
- Газы каталитического крекинга

Схема очистки газа аминами

