

# **Тема:**

## **Установка низкотемпературной сепарации при первичной подготовки газа**

### **План:**

- 1. Состав углеводородных газов**
- 2. Низкотемпературная сепарация углеводородных газов.**
- 3. Методы переработки углеводородных газов**

Низкотемпературная сепарация является наиболее эффективным процессом для выделения и отделения из сырого газа всех высококипящих компонентов. Кроме того, сепарация газа при низкой температуре является отличным средством для дегидратации его, так как под действием сравнительно низких температур содержащиеся в газе пары воды конденсируются в капельную жидкость, переходя затем в кристаллогидраты, которые, как и жидкие углеводороды, в сепараторах отделяются от газа.

Можно утверждать, что низкотемпературная сепарация является высокоэффективным комплексным процессом, освобождающим газ от воды и «выбивающим» из него высококипящие компоненты. Универсальность и высокая эффективность низкотемпературной сепарации газа в сочетании с практически бесплатным холодом, получаемым на промыслах в результате использования энергии, заключенной в самих газовых потоках высокого (100–200 ат) давления, делает этот процесс незаменимым почти на всех газодобывающих промыслах, где требуется осушить и обезжирить газ.

Низкотемпературная сепарация газа — процесс промышленной обработки природного газа с целью извлечения из него газового конденсата и удаления влаги. Осуществляется при температурах от 0 до  $-30^{\circ}\text{C}$ . Первая промышленная установка низкотемпературной сепарации (НТС) введена в эксплуатацию в США в 1950, в СНГ в 1959.

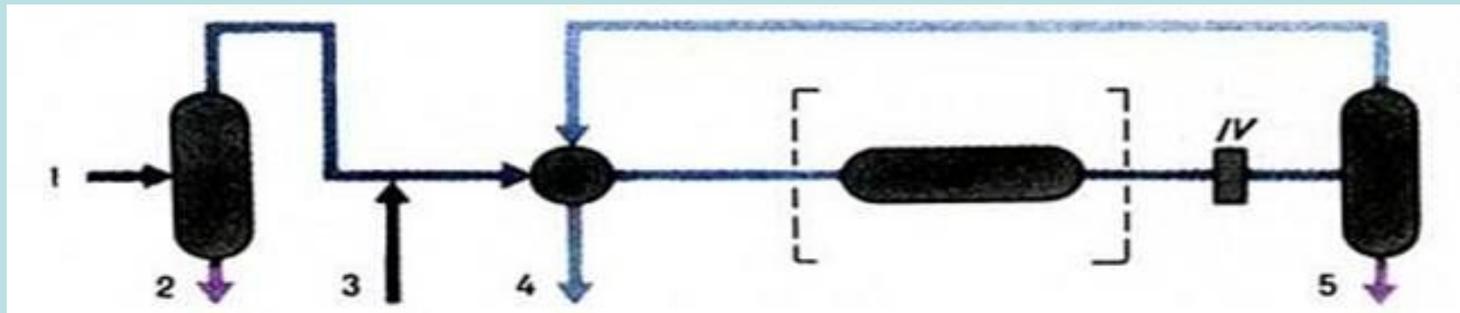
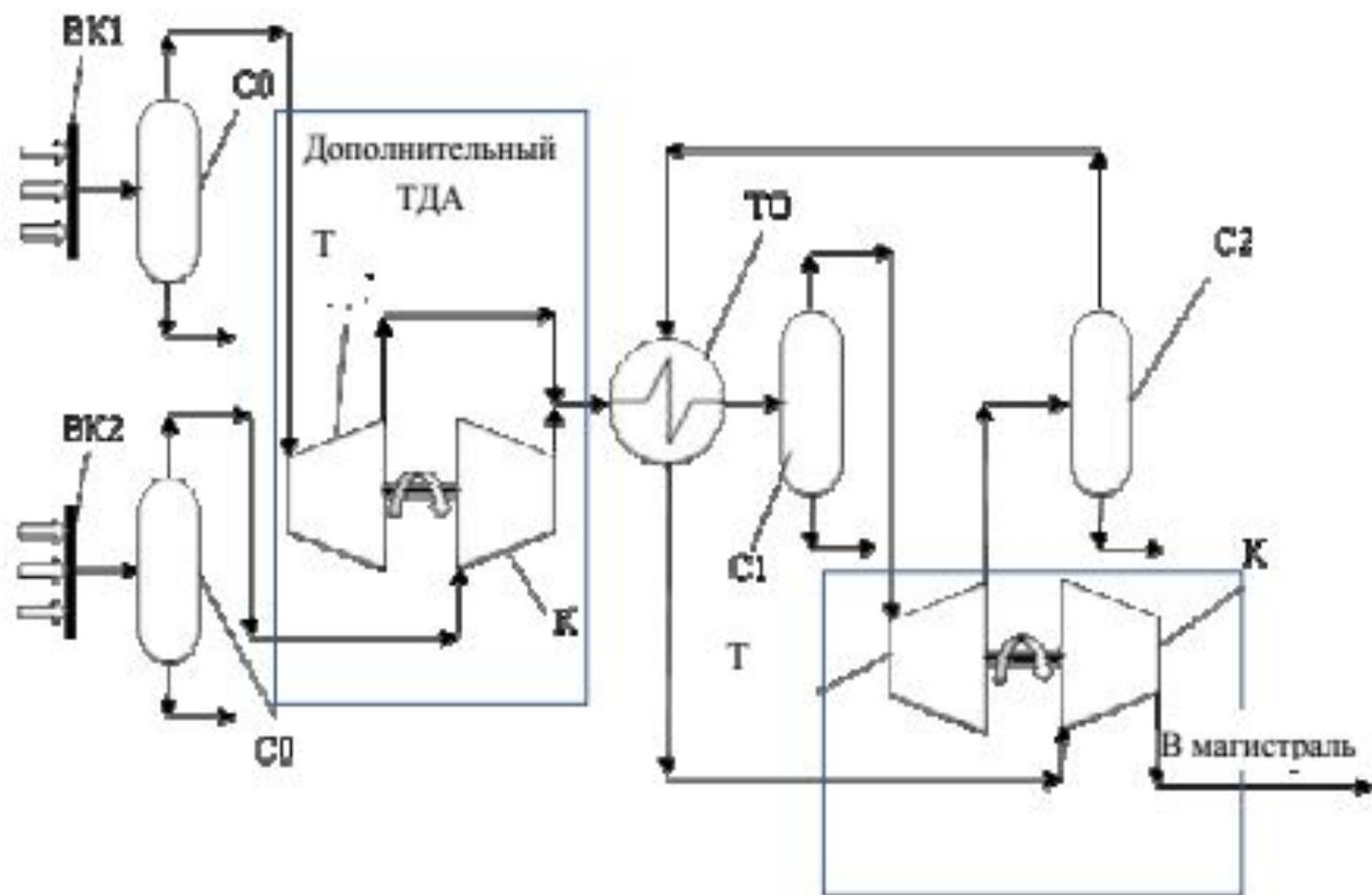


Рис. 1. Технологическая схема установки низкотемпературной сепарации газа: I — сепаратор первой ступени; II — газовый теплообменник; III — испаритель-холодильник; IV — штуцер; V — низкотемпературный сепаратор; 1 — необработанный газ; 2 — смесь углеводородного конденсата и воды; 3 — ингибитор гидратообразования; 4 — обработанный газ; 5 — смесь углеводородного конденсата и насыщенного водой ингибитора гидратообразования

Метод низкотемпературной сепарации, при котором охлаждение газа осуществляется холодом, вырабатываемым внешней холодильной станцией, является самым эффективным для контроля точки росы по углеводородам и их сепарации, для скважин с малым давлением или на этапе падения температурного эффекта дросселирования.

Из высоконапорных      Из низконапорных



*Рис. 1. Технологическая схема низкотемпературной сепарации природного газа:*

БК1, БК2 – входные коллекторы высокого и низкого давлений; С0, С1, С2 – сепараторы предварительной, вторичной очистки и низкотемпературный; ТДА – турбодетандерный агрегат, состоящий из турбодетандера Т и компрессора К; ТО – рекуперативный теплообменный аппарат.

## НИЗКОТЕМПЕРАТУРНАЯ СЕПАРАЦИЯ

На начальных этапах эксплуатации газоконденсатных месторождений давление на входе на установки комплексной подготовки газа значительно превышает давление, необходимое для подачи в магистральные трубопроводы. Избыточное давление газа используется для получения низких температур, необходимых для отделения конденсата методом низкотемпературной сепарации (НТС).

*Низкотемпературной сепарацией* называют процесс извлечения жидких углеводородов из газов путем однократной конденсации при пониженных температурах с разделением равновесных газовой и жидкой фаз.

Температуру можно понизить за счет изоэнтальпийного или изоэнтропийного расширения газа. Изоэнтальпийное расширение газа осуществляется с использованием дроссельных устройств, а изоэнтропийное – с применением турбодетандеров.

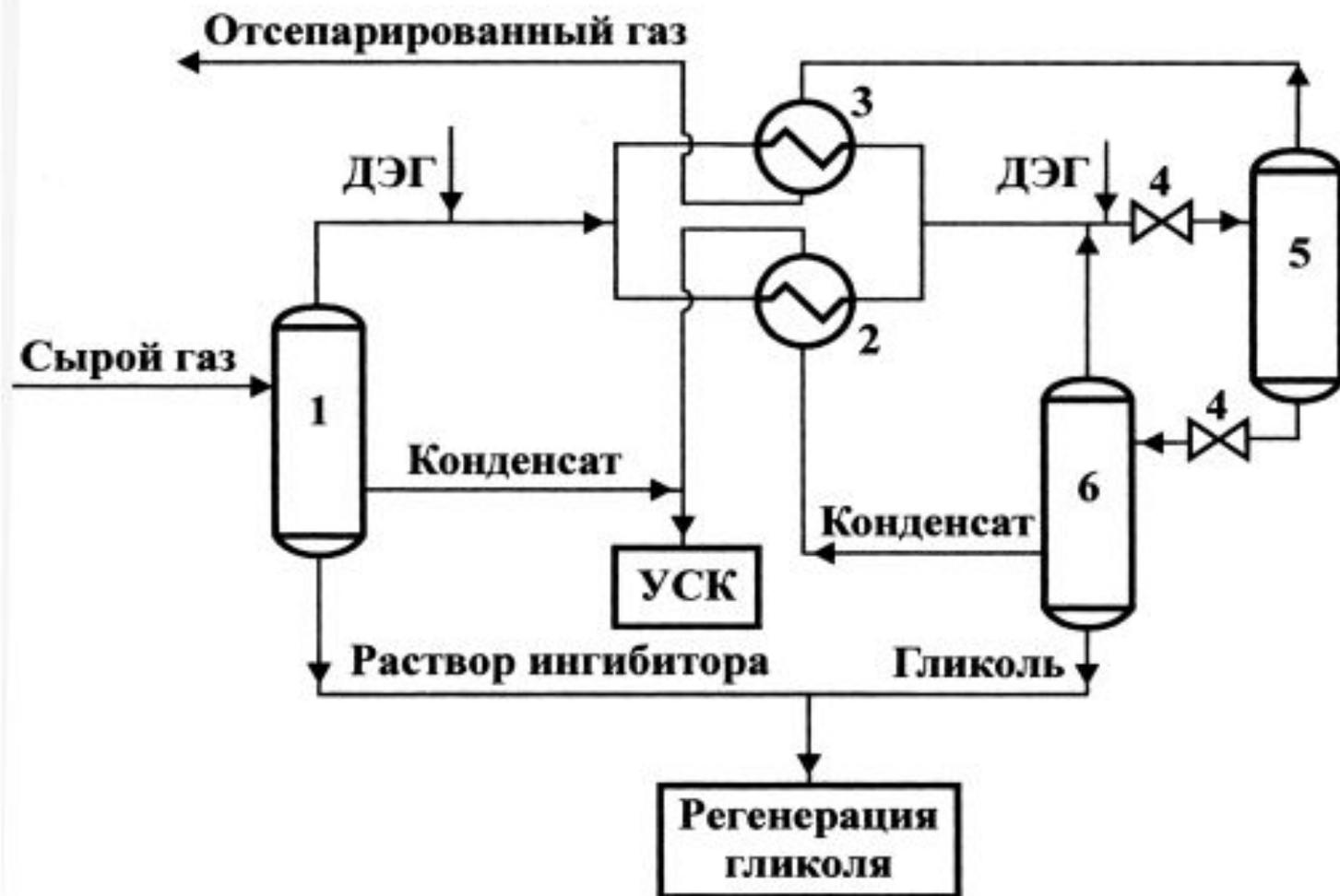


Рис. 1. Принципиальная технологическая схема установки низкотемпературной сепарации газа

Типичная схема установки низкотемпературной сепарации (УНТС) представлена на рис. 1. Сырой газ со скважин поступает на первую ступень сепарации 1, где отделяется жидкая фаза (пластовая вода с растворенными ингибиторами и сконденсировавшийся углеводородный конденсат). Отсепарированный газ направляется в рекуперативные теплообменники 2 и 3 для рекуперации холода с дросселированными потоками газа и конденсата. Для предупреждения гидратообразования в поток газа перед теплообменниками впрыскивают моно-, диэтиленгликоль (ДЕГ) или метанол. При наличии свободного перепада давления (избыточного давления промыслового газа) охлажденный газ из теплообменников поступает в расширительное устройство – дроссель или детандер. При отсутствии свободного перепада давления газ направляют в испаритель холодильного цикла, где используется внешний хладагент, например сжиженный пропан. После охлаждения в расширительном устройстве или испарителе газ поступает в низкотем-

пературный сепаратор 5, где из потока газа отделяются сконденсировавшиеся жидкие углеводороды и водный раствор ингибитора гидратообразования. Газ из сепаратора 5 через теплообменник 2 подается в магистральный газопровод. Жидкая фаза через дроссель 4 поступает в трехфазный сепаратор 6, откуда газ выветривания эжектором возвращается в основной поток. Водный раствор ингибитора, выводимый снизу сепаратора 6, направляется на регенерацию, а выветренный конденсат через теплообменник 3 – на стабилизацию на установку стабилизации конденсата (УСК).

## **Основные факторы, влияющие на процесс НТС**

На эффективность работы установок НТС большое влияние оказывают состав сырьевого газа, температура, давление, эффективность оборудования и число ступеней сепарации.

*Состав сырьевого газа.* Чем тяжелее состав исходной смеси (чем больше средняя молекулярная масса газа), тем выше степень извлечения жидких углеводородов. Однако, начиная с некоторого состава (средняя молярная температура кипения около минус 133 °С, молекулярная масса примерно 22), утяже-

ление состава исходной смеси практически не оказывает влияния на степень извлечения компонентов  $C_{5+}$ .

Для тощих исходных смесей для повышения степени извлечения жидких углеводородов иногда используют метод сорбции в потоке, т.е. осуществляют впрыск в поток исходной смеси стабильного конденсата или других углеводородных жидкостей на некотором расстоянии от сепаратора. Таким образом производится утяжеление смеси, а следовательно, и повышается степень извлечения компонентов  $C_{5+}$ .

*Влияние температуры.* Температуру на установках НТС выбирают исходя из необходимой точки росы для транспортировки газа по трубопроводу в однофазном состоянии.

Для легких газов (средняя молекулярная масса не более 22, средняя молекулярная температура кипения минус 156–133 °С) снижение температуры сепарации от 0 до минус 40 °С обеспечивает существенный рост степени извлечения конденсатообразующих компонентов.

Для жирных газов (средняя молекулярная масса более 22, средняя молекулярная температура кипения больше минус 133 °С) влияние температуры на степень извлечения жидких углеводородов мало.

Таким образом, установки НТС имеют следующие *недостатки*:

- снижение эффективности процесса вследствие облегчения состава газа и повышения температуры НТС;

- необходимость реконструкции установки с заменой источника холода после исчерпания свободного перепада давления;

- необходимость применения ингибитора гидратообразования, что усложняет и удорожает схему процесса по причине введения в схему блока отделения и регенерации ингибитора;

- высокие потери целевых компонентов с товарным газом;

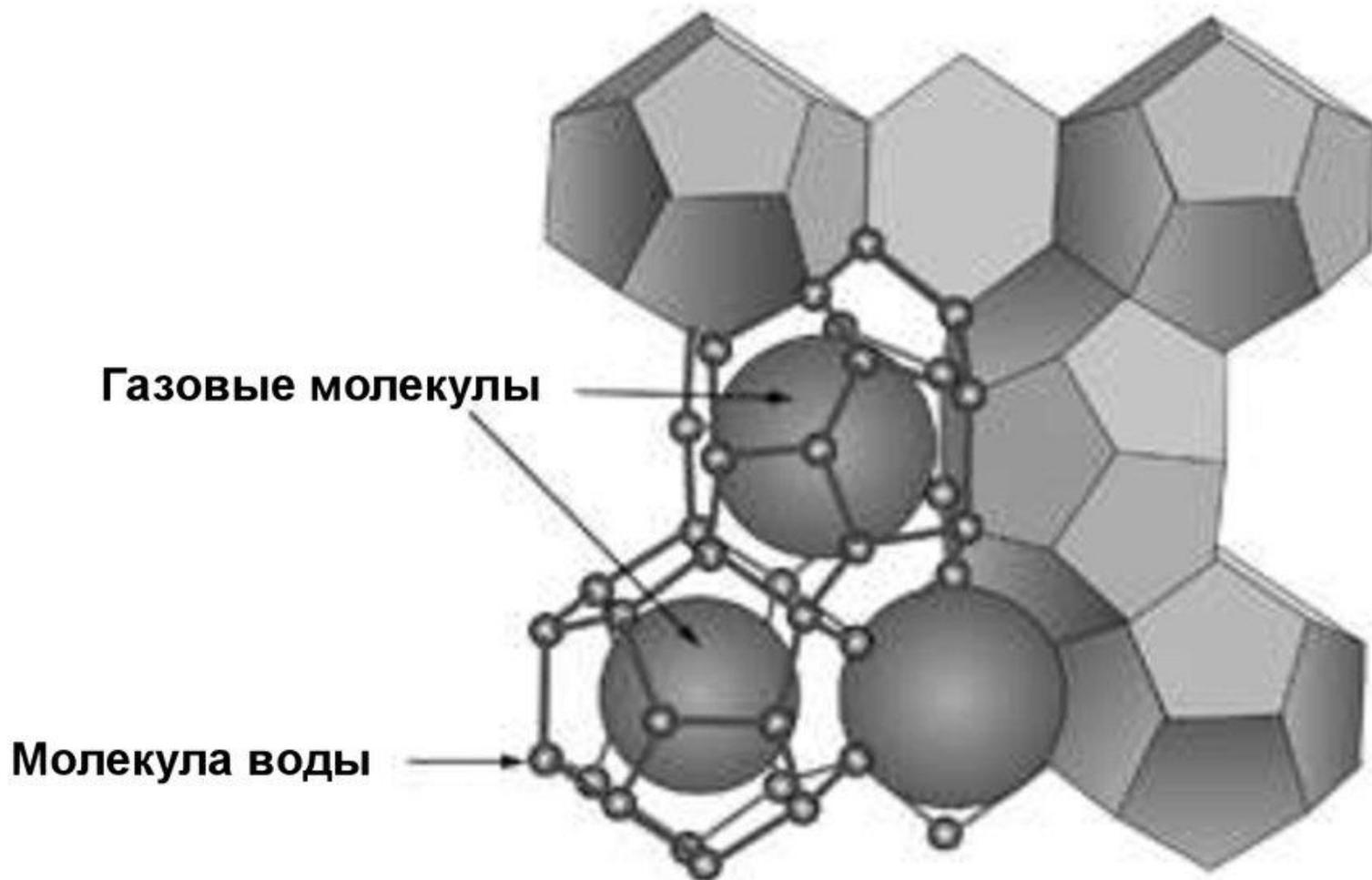
- относительно низкие степени извлечения газового конденсата для тощих газов.

К *достоинствам* установок НТС можно отнести следующие: низкие капитальные вложения и эксплуатационные затраты при наличии свободного перепада давления;

- одновременно с сепарацией имеет место осушка газа до точек росы, необходимых для транспортировки газа по магистральным газопроводам.

Установки НТС оправдывают себя на начальных стадиях эксплуатации скважин или на небольших месторождениях, когда более сложные установки не успевают себя окупать. Зарубежный опыт свидетельствует о целесообразности замены установок НТС на крупных месторождениях на процессы низкотемпературной конденсации, осуществляемые при существенно более низких температурах (порядка минус 90 – 120 °С) с разделением углеводородных смесей на узкие фракции или индивидуальные углеводороды.

# Газовые гидраты (клатратные соединения)

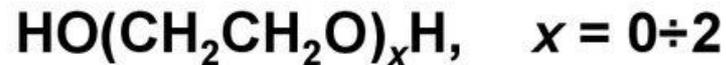


# **ИНГИБИТОРЫ ГИДРАТООБРАЗОВАНИЯ**

*МЕТАНОЛ*

*АЦЕТОН*

*ГЛИКОЛИ*

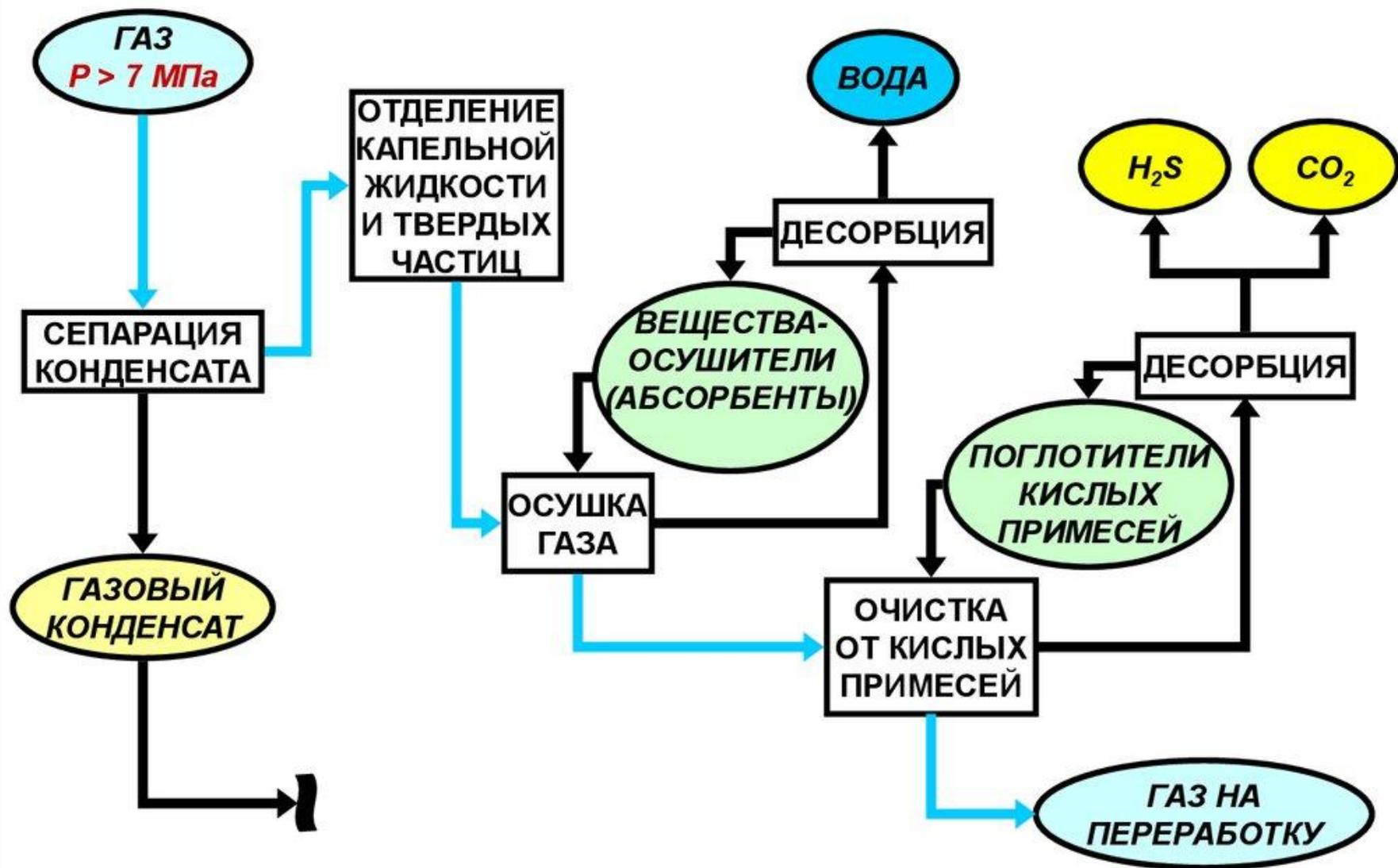


*ЦЕЛЛОЗОЛЬВЫ*



*РАСТВОРЫ CaCl<sub>2</sub>*

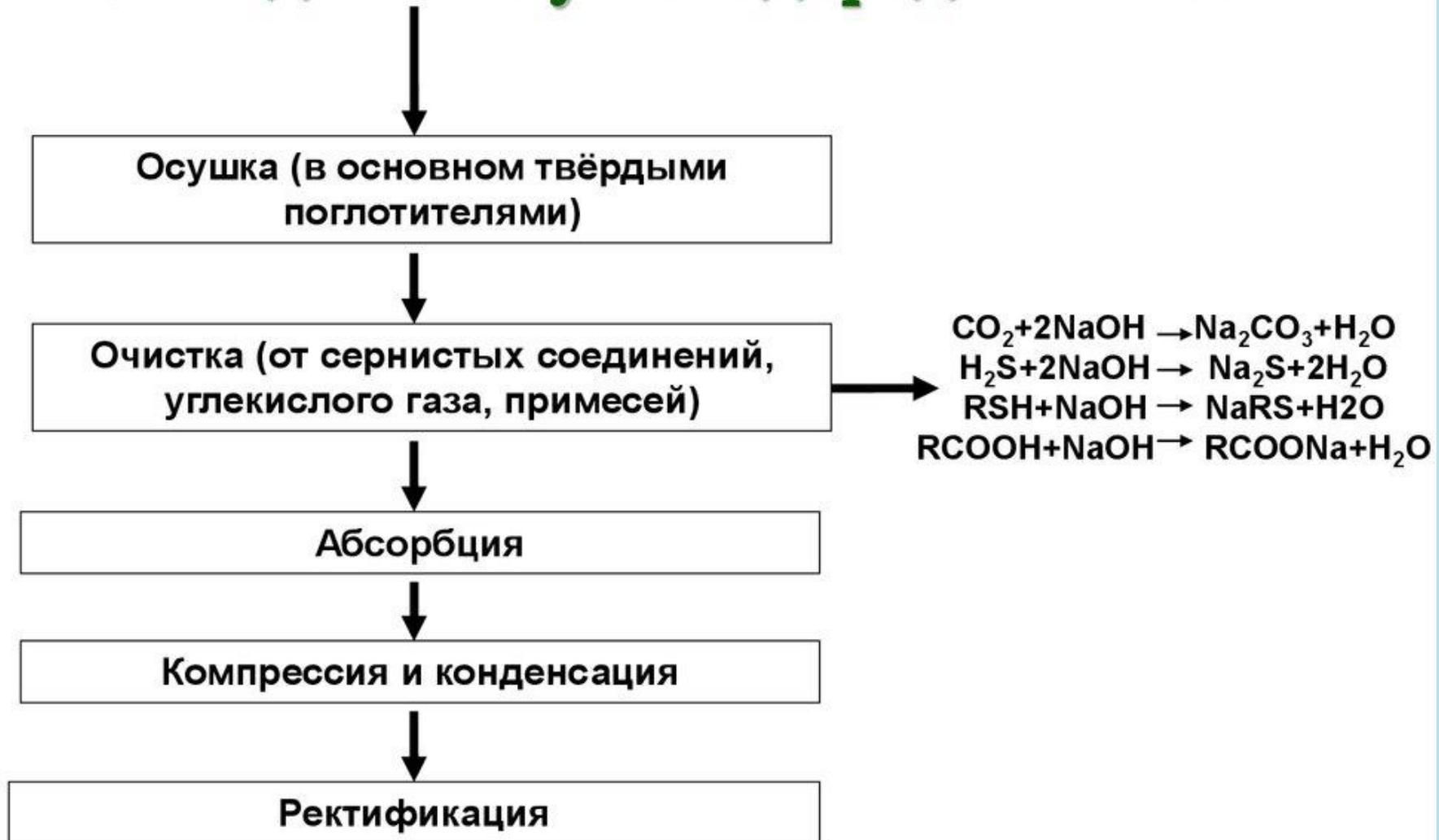
# ПОДГОТОВКА УГЛЕВОДОРОДНЫХ ГАЗОВ



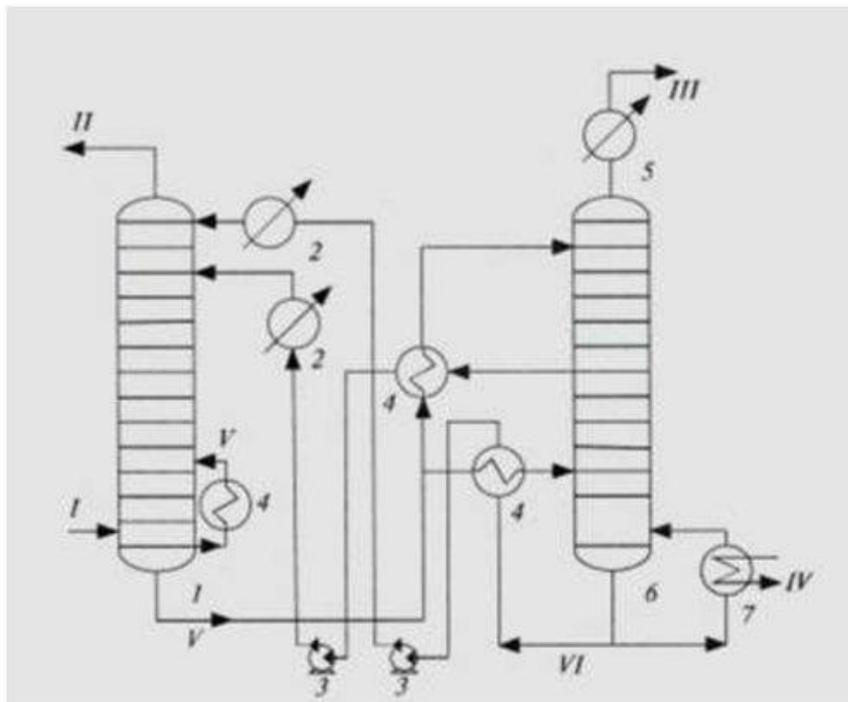
# 1. Нефтезаводские газы



## 2. Разделение углеводородных газов

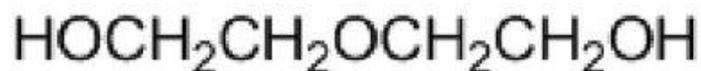


## Схема очистки газа моноэтаноламином

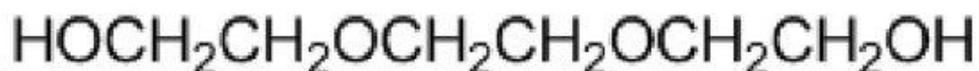


1 – абсорбер, 2;5 – холодильники, 3 – насосы, 4 – теплообменники, 6 – десорбер, 7 – кипятильник  
I – исходный газ, II – очищенный газ, III – сероводород, IV – пар; V – насыщенный амин;  
VI – регенерированный амин

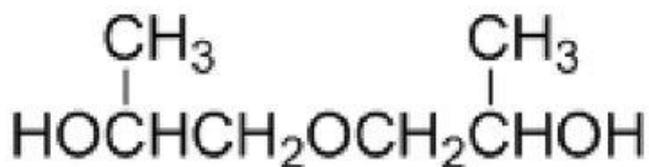
# ЖИДКИЕ ПОГЛОТИТЕЛИ ВЛАГИ (АБСОРБЕНТЫ)



**ДИЭТИЛЕНГИКОЛЬ (ДЭГ)**

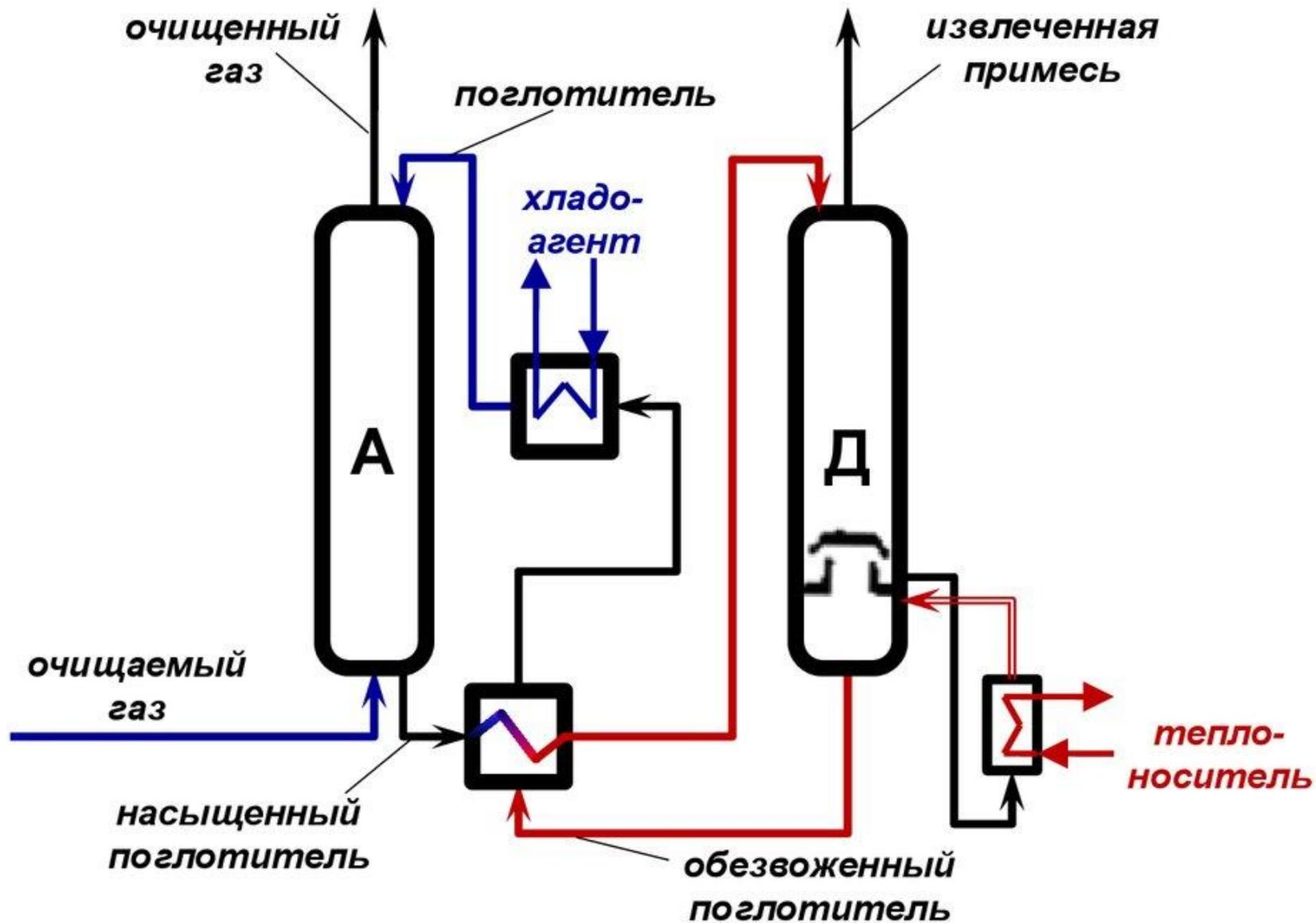


**ТРИЭТИЛЕНГИКОЛЬ (ТЭГ)**



**ДИПРОПИЛЕНГИКОЛЬ (ДПГ)**

# ЦИКЛ АБСОРБЦИИ–ДЕСОРБЦИИ

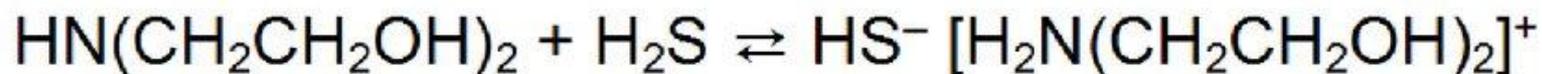


# ХЕМОСОРБЕНТЫ КИСЛЫХ ПРИМЕСЕЙ

- Водные растворы **поташа**  
(**карбоната калия**)

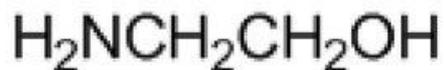


- Водные растворы **малолетучих аминов**,  
обычно **алканоламинов**

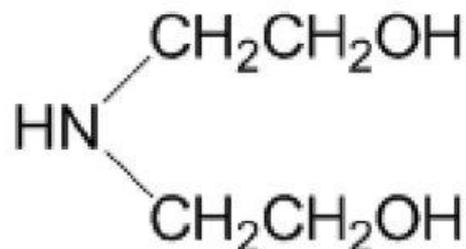


- Смешанные растворы

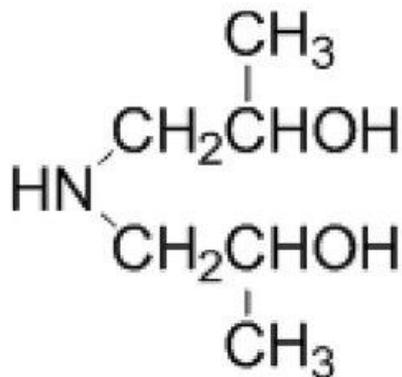
# ХЕМОСОРБЕНТЫ КИСЛЫХ ПРИМЕСЕЙ



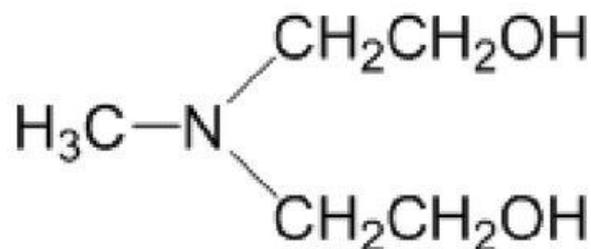
**МОНОЭТАНОЛАМИН**  
**(МЭА)**



**ДИЭТАНОЛАМИН**  
**(ДЭА)**



**ДИИЗОПРОПАНОЛАМИН**  
**(ДИПА)**



**МЕТИЛДИЭТАНОЛАМИН**  
**(МДЭА)**

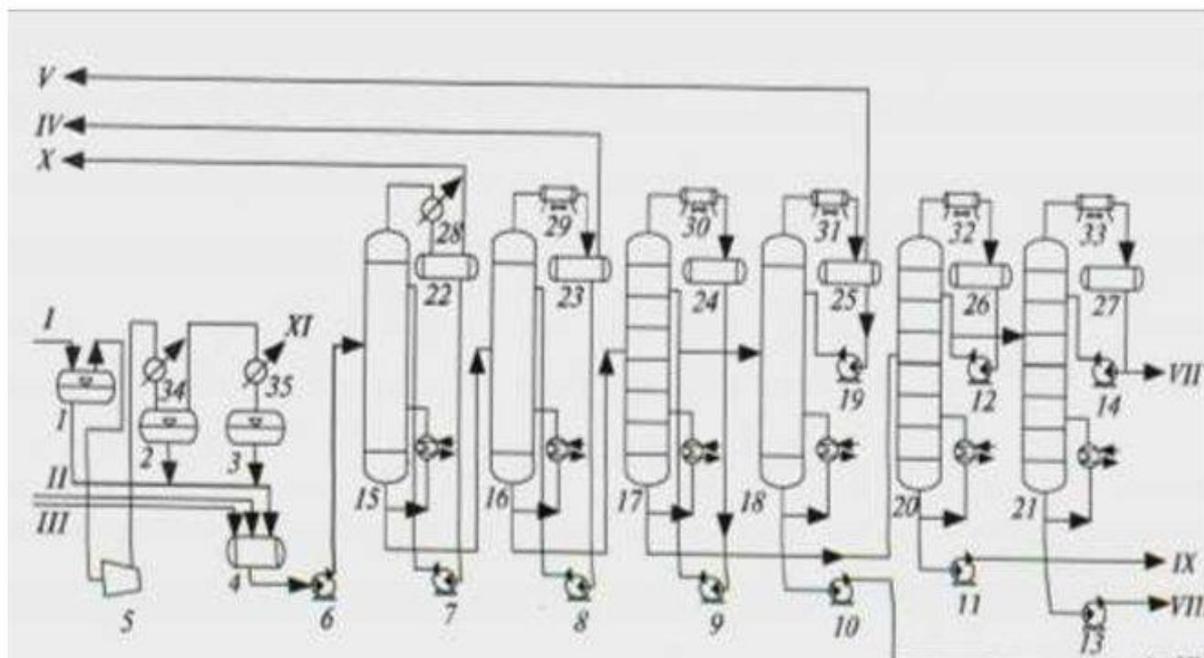
# ТВЕРДЫЕ ПОГЛОТИТЕЛИ ВЛАГИ И КИСЛЫХ ПРИМЕСЕЙ (АДСОРБЕНТЫ)

- Силикагель  $\text{SiO}_2$
  - Оксид алюминия  $\text{Al}_2\text{O}_3$
  - Алюмосиликаты  $x\text{Al}_2\text{O}_3 \cdot y\text{SiO}_2$   
– Цеолиты
  - Активированный уголь
- и т.п.

# РАЗДЕЛЕНИЕ УГЛЕВОДОРОДНЫХ ГАЗОВ



## 4. Принципиальная схема газодифракционной установки (ГФУ)



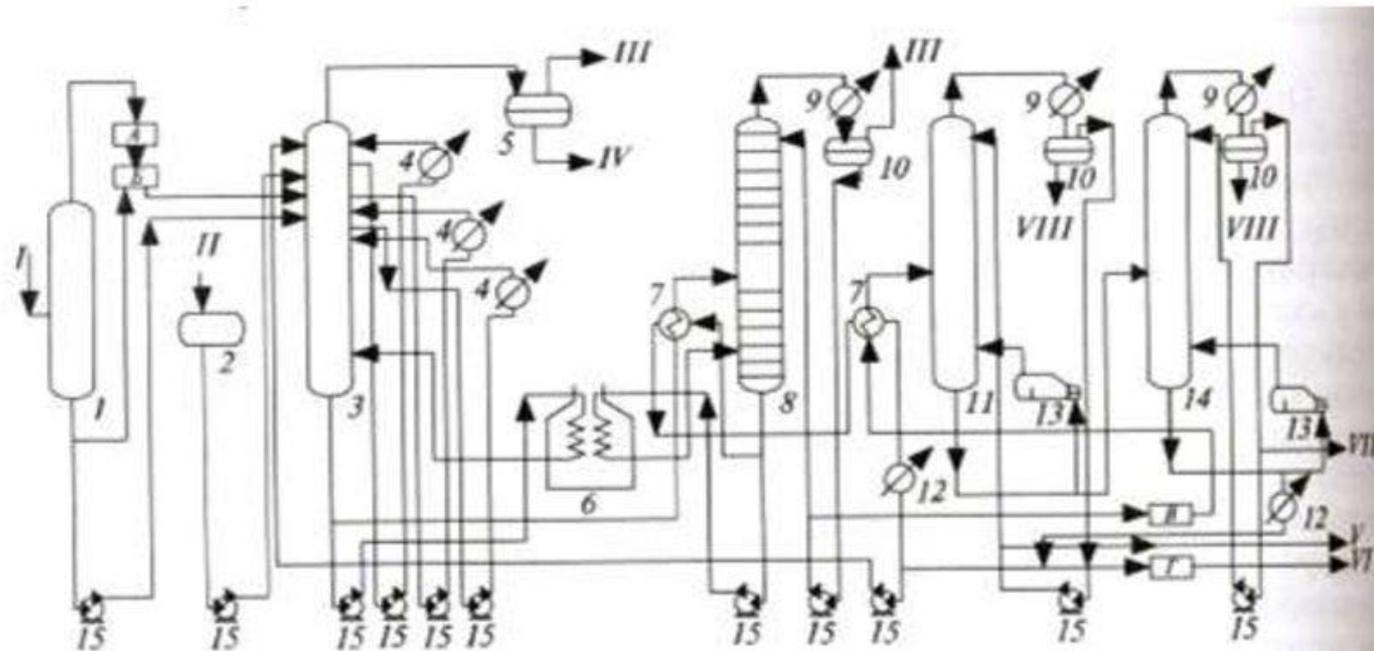
1, 2, 3 – сепараторы; 4, 22, 23, 24, 25, 26, 27 – емкости; 5 – компрессор; 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 19 – насосы; 15, 16, 17, 18, 20, 21 – колонны; 28, 34, 35 – холодильники; 29-33 – воздушные холодильники;

I – Газ установок первичной переработки нефти; II – Головка стабилизации установок первичной переработки нефти и гидропроцессов; III - Головка стабилизации каталитического риформинга; IV – Пропановая фракция, V – Изобутановая фракция; VI – Бутановая фракция; VII – Изопентановая фракция; VIII – Пентановая фракция; IX – Газовый бензин; X – Сухой газ; XI – Аммиак

# Основные режимные показатели колонн ГФУ

№ аппарата (см. рис. 12.2)	Ректификационная колонна	Давление, МПа	Температура, °С	
			верха	низа
15	Дезтанизатор	2,6–2,8	25–30	110–115
16	Депропанизатор	1,2–1,4	62–68	145–155
17	Дебутанизатор	2,0–2,2	58–65	110–115
18	Деизобутанизатор	1,0–1,2	65–70	80–85
20	Депентанизатор	0,3–0,4	75–80	120–125
21	Деизопентанизатор	0,35–0,45	78–85	95–100

## 5. Принципиальная схема газофракционирующей установки абсорбционно-ректификационного типа (АГФУ)



1 – каплеотбойник; 2, 10 – емкости; 3 – фракционирующий абсорбер; 4 – холодильники циркуляционного орошения; 5 – газосепаратор; 6 – трубчатая печь; 7 – теплообменники; 8 – стабилизатор; 9 – холодильники-конденсаторы; 11 – пропановая колонна; 12 – холодильники; 13 – ребойлеры; 14 – бутановая колонна; 15 – насосы;

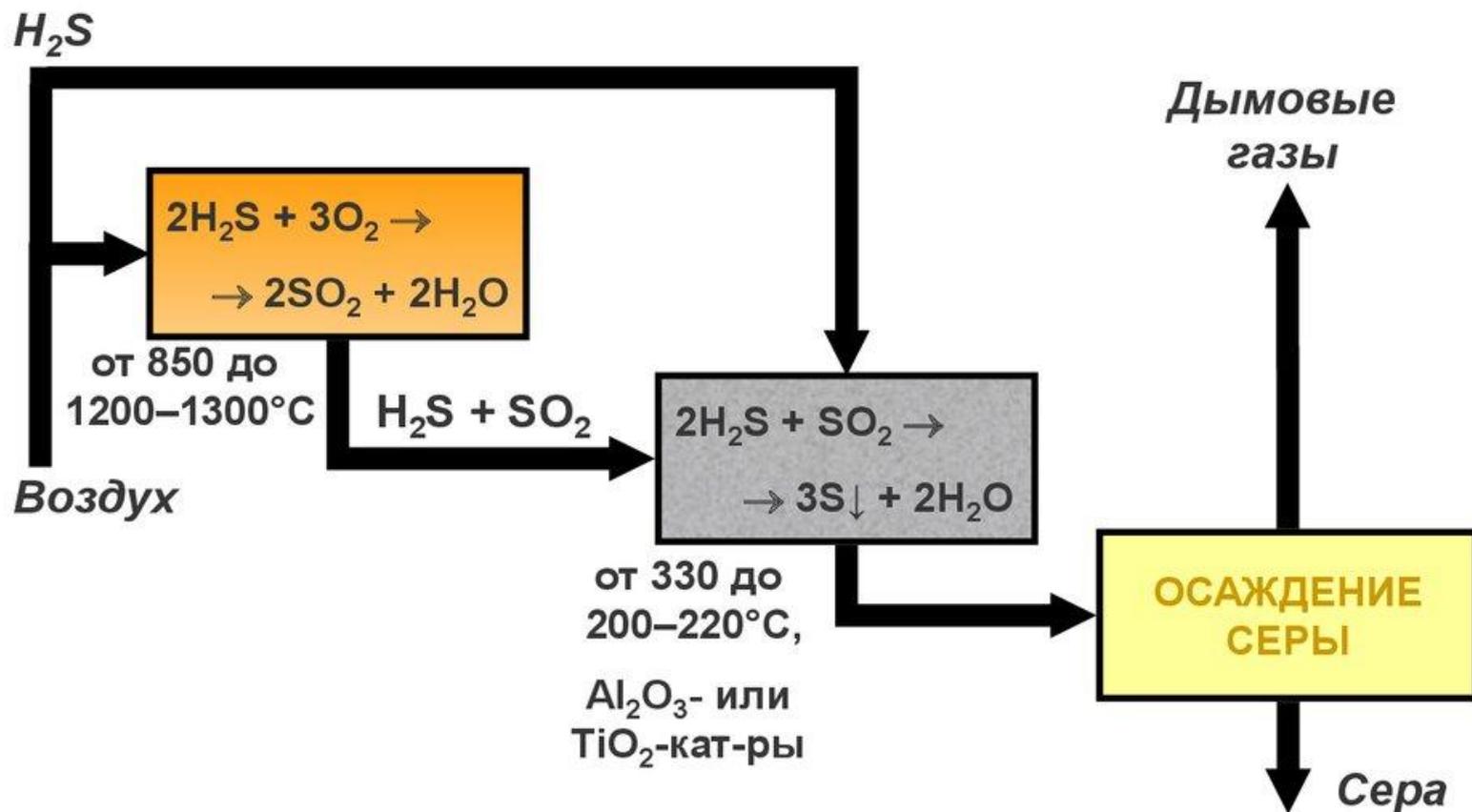
А – блок очистки газа моноэтаноламином; Б – компрессорная; В – блок очистки и осушки отгона стабилизации; Г – блок защелачивания стабильного бензина;

I – жирный газ; II – нестабильный бензин; III – сухой газ; IV – конденсат; V – пропан-пропиленовая фракция;

VI – стабильный бензин; VII – бутан-бутиленовая фракция; VIII – вода

# ПРОИЗВОДСТВО СЕРЫ.

## ПРОЦЕСС КЛАУСА



## 10. Производство водорода конверсией метана



Причем  $Q_1 > Q_2$

Давление, МПа	2,0
Температура, °С	727
Соотношение пар : метан	2 : 1
Парциальное давление $\text{H}_2$ в остаточном газе, МПа	0,3
Температура нагрева парометановой смеси, °С	430
Выход, $\text{м}^3/\text{м}^3$ :	
водорода (100%-ного)	3,23
остаточного газа	1,65
Состав остаточного газа, % (об.):	
$\text{H}_2$	15,2
CO	17,5
$\text{CO}_2$	39,6
$\text{CH}_4$	3,5
$\text{H}_2\text{O}$	24,2
степень конверсии $\text{CH}_4$	0,94

# Защита атмосферы

## Основные загрязнители атмосферы НПЗ и соответствующие им источники загрязнения

