

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ПО СИСТЕМАМ СБОРА И ПОДГОТОВКИ ГАЗА НА ПРОМЫСЛЕ

Лекция №6

Доцент ОНД ИШПР
Холодная Галина Евгеньевна

В настоящее время Российская Федерация наращивает темпы добычи природного газа путем ввода новых газовых месторождений. Но помимо новых имеются разработанные месторождения, большая часть которых находится на последней стадии разработки, то есть в периоде падающей добычи. Газ, добываемый на данных месторождениях, характеризуется низкими пластовыми давлениями, высоким содержанием влаги и механических примесей по сравнению с первоначальными (проектными) значениями.

Территориальное распределение основных газовых месторождений по субъектам РФ



Природный газ представляет собой углеводородную смесь, состоящую главным образом из CH_4 и других соединений, выступающих основным сырьем в химической промышленности.

Наиболее **распространённым компонентом** в природных газах является **метан**, содержание которого составляет более 90–95 %, и в небольших количествах содержатся высшие алканы C_{2+} .

Также в природном газе содержатся **неорганические и кислые компоненты**: вода, гелий, азот, диоксид углерода и сероводород, которые сильно повышают коррозию оборудования

Природный газ, поступающий из скважин, содержит в виде **примесей твердые частицы** (песок, окалину), конденсат тяжелых углеводородов, пары воды, а в ряде случаев сероводород и углекислый газ.

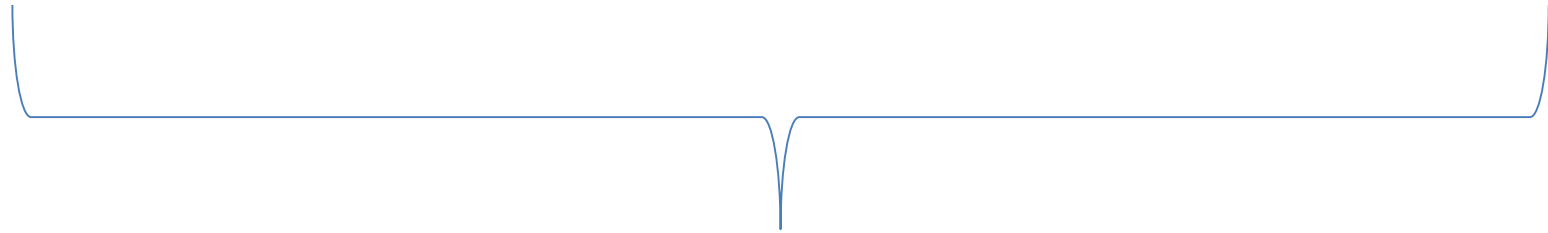
Присутствие в газе твердых частиц приводит к абразивному износу труб, арматуры и деталей компрессорного оборудования, засорению контрольно-измерительных приборов.

Конденсат тяжелых углеводородов оседает в пониженных точках газопроводов, уменьшая их проходное сечение.

Наличие **водяных паров** в газе приводит к *коррозии* трубопроводов и оборудования, а также к образованию в трубопроводах гидратов — снегоподобного вещества, способного полностью перекрыть сечение труб.

Сероводород является вредной примесью. При его содержании, большем чем 0,01 мг в 1 л воздуха рабочей зоны, он ядовит. А в присутствии влаги сероводород способен образовывать растворы сернистой и серной кислот, резко увеличивающих скорость коррозии труб, арматуры и оборудования.

Углекислый газ вреден тем, что снижает теплоту сгорания газа, а также приводит к коррозии оборудования. Поэтому его целесообразно отделить на промыслах.



Целью промышленной подготовки газа является его очистка от механических примесей, тяжелых углеводородов, капельной влаги и паров воды, сероводорода и углекислого газа.

Состав добываемого газа зависит от материнской породы залежи и геологической истории формирования данных.



Начальным этапом обработки скважинной продукции является промысловый сбор и подготовка газа.

В процессе этого этапа происходит изменение состояния сырья до товарного.

Стоит различать понятия «транспорт газа» и «сбор газа». Если сбор предполагает перемещение продукции внутри промысла, то транспорт включает в себя перемещение газа за его пределами.

Ключевым требованием подготовки является товарное качество согласно ГОСТ 5542-2014 «Газы горючие природные промышленного и коммунально-бытового назначения. Технические условия», регламентирующий требования по числу Воббе (от 41,20 до 54,5 МДж/м³); массовой концентрации механических примесей (не более 0,001 г/м³), сероводорода (не более 0,02 г/м³) меркаптанов (не более 0,036 г/м³); молярной доли кислорода (не более 0,05 %) и диоксида углерода (не более 2,5 %); а также других физических показателей.

Требования к товарному газу

В процессе транспортировки газа из-за содержания в нём механических примесей и влаги возможно образование закупорок, которые замедляют потоки продукта, уменьшая пропускную способность газопровода.

Вследствие этого компрессоры вынуждены эксплуатироваться с бóльшими мощностями. Также вещества, образующие закупорку, взаимодействуя со стенками труб, способствуют их разрушению из-за коррозии.

Всё это может вызвать аварии на газопроводах и компрессорных станциях.

Требования к товарному газу

Все это снижает надежность работы технологических систем, увеличивает вероятность аварийных ситуаций на компрессорных станциях и газопроводах.

В этих условиях возрастает значимость процесса подготовки газа: становится необходимым достичь определенного значения точки росы для предотвращения образования гидратов и удалить нежелательные компоненты из его состава

Требования к товарному газу

Для учёта качества товарного газа были введены следующие требования:

- газ при транспортировке не должен вызывать коррозию трубопровода, арматуры, приборов и так далее;
- качество газа должно обеспечить его транспортировку в однофазном состоянии, то есть не должно произойти образования и выпадения в газопроводе углеводородной жидкости, водяного конденсата и газовых гидратов;
- товарный газ не должен вызывать осложнений у потребителя при его использовании.

Требования к товарному газу

Таким образом, были выведены нормы газа промышленного и бытового назначения

Нормы для природного газа, транспортируемого по магистральным газопроводам

Показатель	Для климатической зоны	
	умеренной и жаркой	холодной
Точка росы по влаге и тяжелым УВ при давлении 5,5 МПа, °С: в зимний период в летний период	< - 10 < - 3	< - 25 < - 15
Содержание механических примесей, г/100 м ³	< 0,1	
Содержание сероводорода, г/100 м ³	< 2,0	
Содержание кислорода, %	< 1,0	
Содержание меркаптановой серы, г/100м ³	< 3,6	

Требования к низкому показателю содержания кислорода можно объяснить тем, что он придает газу высокую степень взрывоопасности, а также усиливает коррозию

Требования к товарному газу

Следует учесть, что в некоторых случаях экономически невыгодно производить полный перечень мероприятий по доведению газа до норм товарной продукции.

Примерами могут служить ситуации, когда затраты на введение специального оборудования для подготовки газа на отдельном месторождении будут превышать прибыль от производимой продукции. Тогда более целесообразно будет выделить наиболее крупное месторождение и повысить на нём требования к газу. Тогда на связанных с основным месторождением общим газопроводом менее крупных месторождениях станет возможным не вводить сложное и затратное оборудование.

Требования к товарному газу

В настоящее время единых международных норм по допустимым содержаниям сероводорода, углекислоты, сероорганических соединений, азота, воды, механических примесей и так далее не существует.

Система сбора газа на промыслах

Природные газы от устья скважин до подачи в магистральные газопроводы проходят сложную **систему сбора и обработки.**

Системы сбора продукции скважин включают комплект оборудования, арматуры и коммуникаций, предназначенных для подачи газов от устья скважин до установок комплексной подготовки газа (УКПГ), головных сооружений (ГС) или газоперерабатывающих заводов (ГПЗ).

Система сбора газа на промыслах

Выбор схемы сбора **зависит** от запасов, объема и состава (наличие кислых компонентов и тяжелых углеводородов) газа, дебита и устьевых параметров скважин, площади и конфигурации месторождения, числа и характеристики продуктивных пластов и других параметров.

В косвенном виде учитываются также способ подготовки газа к транспортированию, требования к качеству товарного газа, мощности технологических установок, наличие поблизости эксплуатируемого или спутникового месторождения и т.д.

Система сбора газа на промыслах

В первые годы развития газовой промышленности применяли *индивидуальные* схемы сбора газа.

По этой схеме каждая скважина имела свой комплекс сооружений, предназначенных для очистки газа от механических примесей, капельной жидкости и для предотвращения гидратообразования.

Преимущество такой схемы - ее высокая надежность в эксплуатации, так как вывод какого-либо сооружения из рабочего состояния не препятствует нормальной эксплуатации всей системы добычи и сбора газа.

Система сбора газа на промыслах

Недостатки такой схемы - большая металлоемкость, сложность системы водо- и теплоснабжения, рассредоточенность строительных объектов и техники, повышенная численность обслуживающего персонала и т.д.

Увеличение объема добычи газа обусловило переход на групповую схему сбора газа, по которой в центре группы скважин размещаются газосборные пункты (ГСП), подключающиеся к общепромысловым коллекторам; по ним газ подается на установку комплексной подготовки газа.

Система сбора газа на промыслах

Выбор параметров системы сбора связан также со способом подготовки газа к транспорту.

Для оптимизации выбора технологической схемы систем сбора и обустройства месторождения необходимо знать следующие данные:

- а) объемы добычи газа (газоконденсатной смеси) по годам разработки месторождения;
- б) изменение давления и температуры на устье скважин и перед УКПГ;
- в) расположение скважин на площади месторождения и расстояния от них до установок предварительной подготовки газа (УППГ) или (УКПГ);

Система сбора газа на промыслах

продолжение

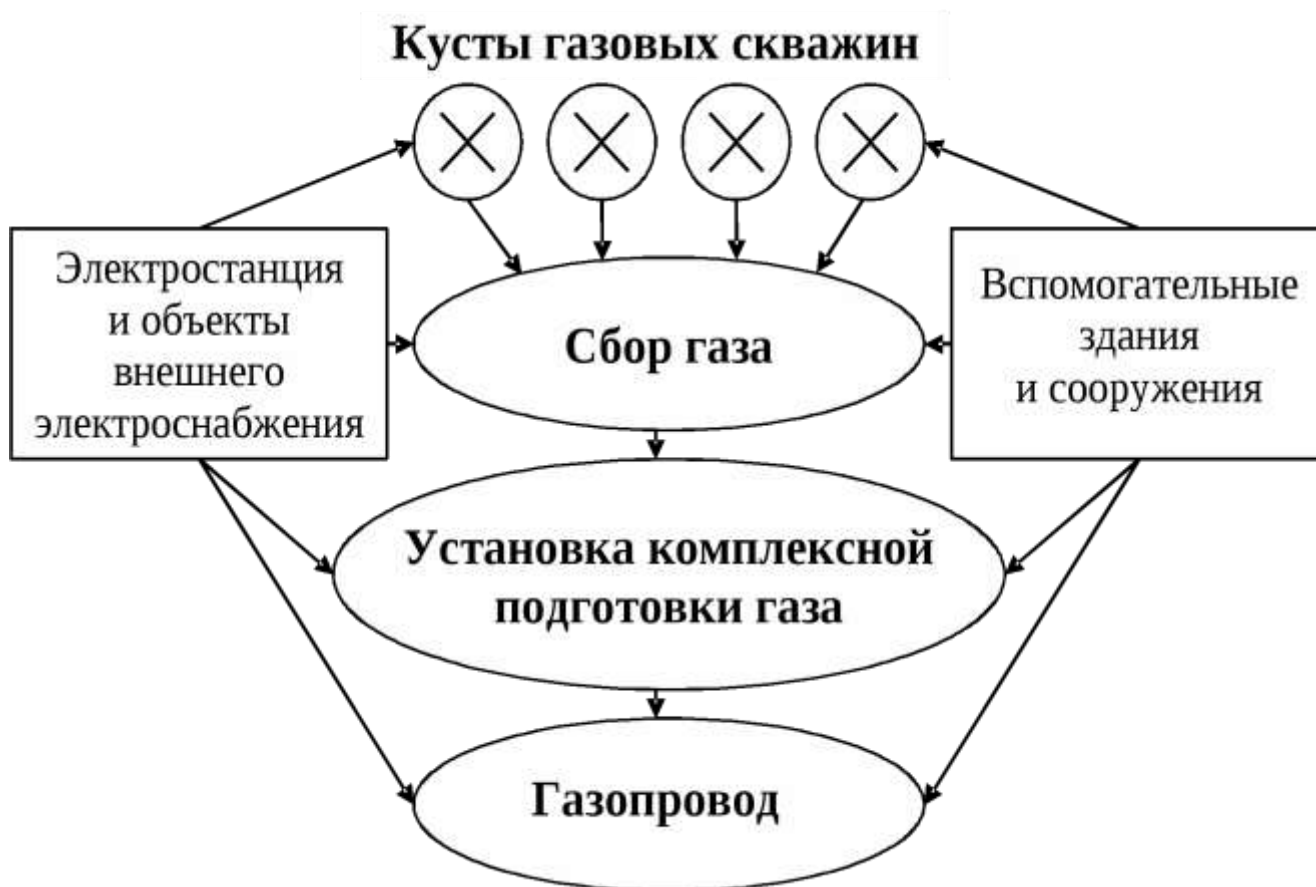
- г) состав добываемого сырья по годам, включая состав конденсата;
- д) физико-химическую характеристику пластовой воды (содержание солей, плотность, коррозионную активность и т.д.);
- е) климатические данные (максимальную и минимальную температуру воздуха, глубину промерзания почвы, температуру грунта на разных глубинах и т.д.).

Система сбора газа на промыслах

При составлении схемы подготовки газа к транспорту учитывают также наличие поблизости от месторождения действующих УКПГ, дожимных компрессорных станций (ДКС), газоперерабатывающих заводов и установок, степень загрузки их мощностей, характеристику выпускаемого промышленностью оборудования, возможность обеспечения объектов водой, теплом, химическими реагентами и т.д.

Система сбора газа на промыслах

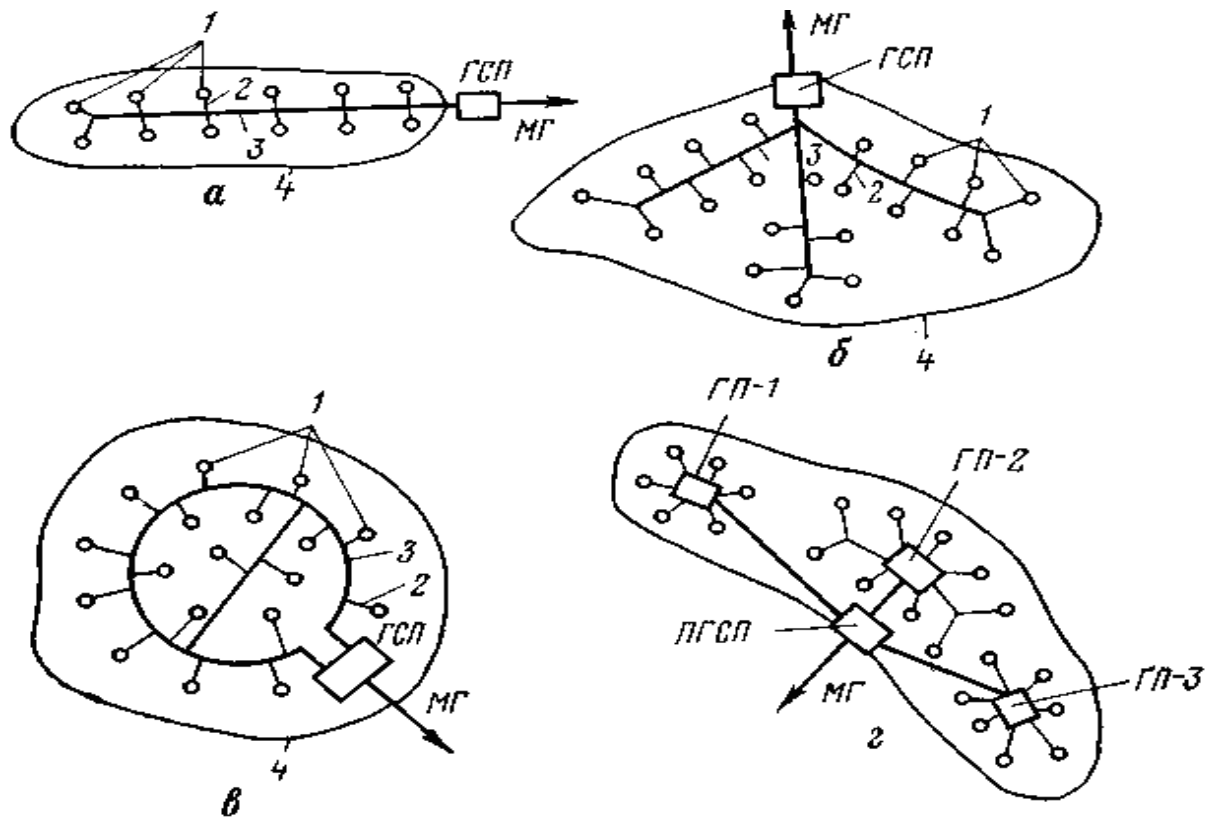
Основные элементы систем сбора продукции газовых скважин - отдельные трубопроводы и коллекторы, предназначенные для подачи газа от скважин до УКПГ, ГС или ГПЗ.



Классификация систем сбора газа



Система сбора газа на промыслах

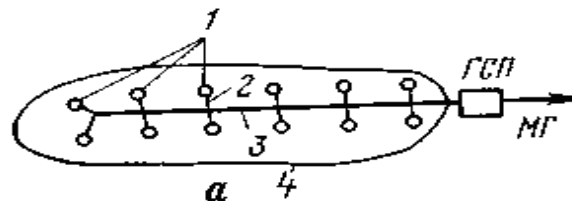


Схемы сбора газа на газовом промысле:

а – линейная; б – лучевая; в – кольцевая; г – групповой метод сбора и переработки газа с линейными коллекторами; 1 – скважины; 2 – шлейфы; 3 – линейный газосборный коллектор; 4 – контур газоносности; ГСП – групповой сборный пункт; МГ – магистральный газопровод

Система сбора газа на промыслах

Линейная система состоит из одного коллектора и применяется при разработке вытянутых в плане месторождений небольшим числом рядов скважин

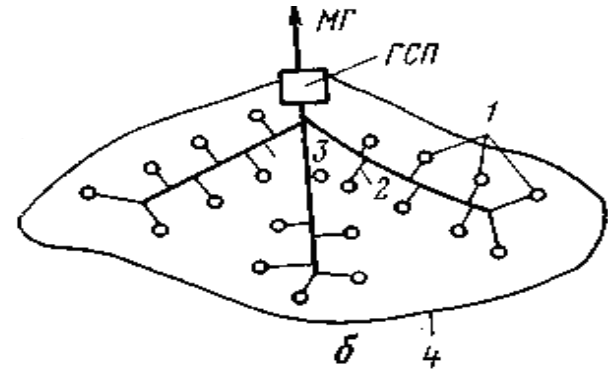


Недостаток – в случае аварии на линии отключаются скважины

Плюс – малая протяжённость коллектора

Система сбора газа на промыслах

Лучевая система состоит из нескольких коллекторов, сходящихся в одной точке в виде лучей

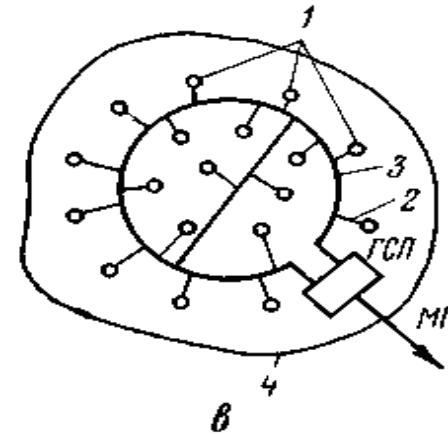


Недостаток – большая протяжённость коллекторов

Плюс – в случае аварии отключаются только часть скважин

Система сбора газа на промыслах

Кольцевая система представляет собой замкнутый коллектор, огибающий большую часть месторождения и имеющий переемычки

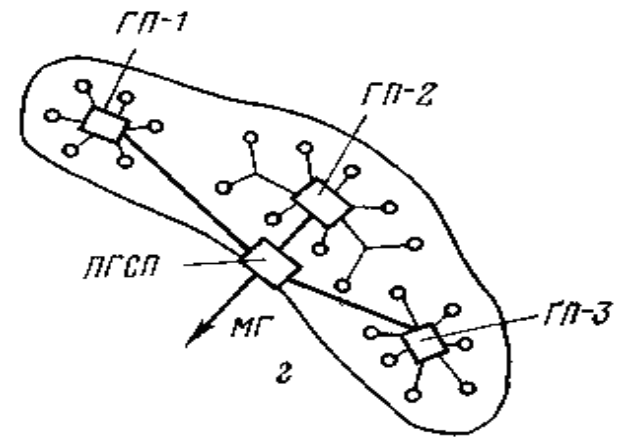


Недостаток – большая протяжённость коллекторов

Плюс – в случае аварии, скважины работают ВСЕ

Система сбора газа на промыслах

В **групповой** системе сбора газ проходит обработку на УКПГ, находящейся по центру нескольких скважин



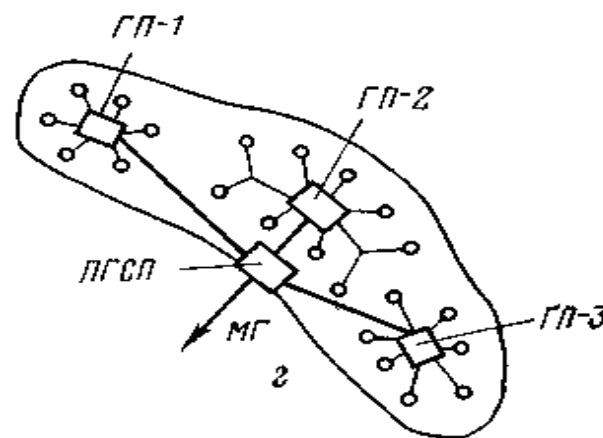
Недостаток – большая протяжённость коллекторов и групповые сепараторы

Плюс – в случае аварии, только часть скважин отключаются.

Система сбора газа на промыслах

Групповая система сбора имеет ряд **преимуществ** перед линейной, кольцевой и лучевой:

- Обслуживание и контроль оборудования проводится требует меньших усилий;
- Количество сооружений на промысле меньше в сравнении с остальными системами, что также сокращает потери газа;
- Ввиду меньшего числа сооружений их обустройство понесет меньшие затраты, как и организация транспортной системы между ними



Система сбора газа на промыслах

В зависимости от места окончательной подготовки газа выделяют также централизованную и децентрализованную системы сбора газа

Система сбора газа на промыслах

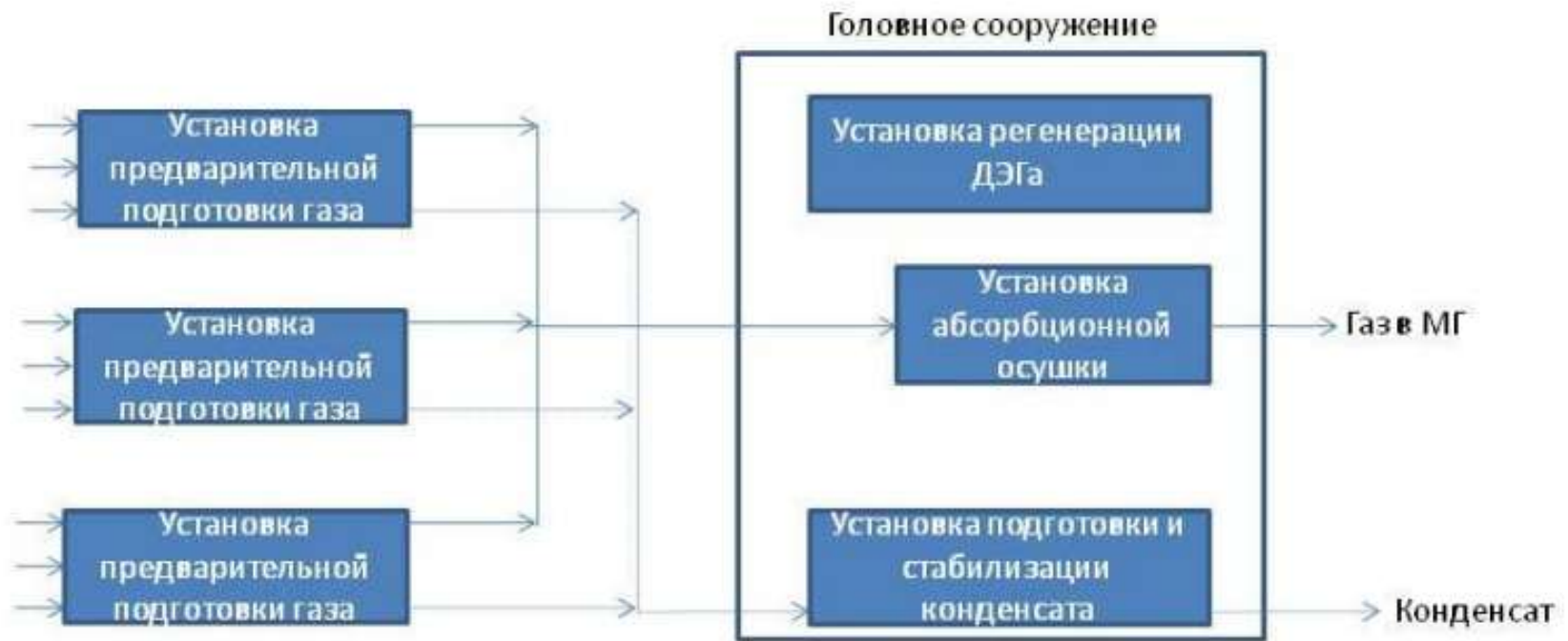


Схема централизованного сбора и подготовки газа и конденсата

При централизованной структуре газ из скважин по шлейфам поступает на установку предварительной подготовки газа (УППГ), где осуществляется его предварительная подготовка, и далее подается на головные сооружения промысла, где происходит окончательная его осушка и охлаждение перед подачей в магистральный газопровод (МГ)

Система сбора газа на промыслах



Схема децентрализованного сбора и подготовки газа и конденсата

При децентрализованной структуре на УКПГ осуществляется полная подготовка газа к дальнейшему транспорту.

Система сбора газа на промыслах

В децентрализованной системе окончательная подготовка осуществляется на ГП, в то время как в централизованной на ГП проводится лишь непосредственно сбор газа и его первичная сепарация, а на головных сооружениях (ГС) – окончательная подготовка.

Именно централизованная система в настоящее время наиболее применима на газоконденсатных месторождениях. До достижения газа ГС он поступает на УПГ от скважины

Система сбора газа на промыслах

В **общем виде** оборудование для сбора и подготовки газа включает в себя следующие объекты:

- Установка предварительной подготовки газа (УППГ) – установка, где осуществляется сбор и первичная сепарация газа.
- Установка комплексной подготовки газа – комплекс оборудования для сепарации, очистки и осушки газа.
- Головные сооружения – центральный пункт сбора и подготовки.

Система сбора газа на промыслах

Однако в зависимости от различных факторов система подготовки газа может концентрироваться на конкретном объекте. Например, УКПГ будет центральным объектом системы на газовом месторождении, а УППГ будет служить лишь для учёта количества газа от скважин.

Система сбора газа на промыслах

По рабочему давлению системы сбора газа делятся на:

- вакуумные ($P < 0,1$ МПа);
- низкого давления ($0,1 < P < 0,6$ МПа);
- среднего давления ($0,6 < P < 1,6$ МПа);
- высокого давления ($P > 1,6$ МПа)

Методы подготовки газа

Физические методы переработки продукции месторождений основаны на процессах следующих трех групп.

1. Газогидромеханические процессы, скорость протекания которых определяется законами газогидродинамики (сепарация, центрифугирование, фильтрация и тому подобное).
2. Тепловые процессы, скорость протекания которых определяется законами теплопередачи (охлаждение, нагревание и конденсация).
3. Массообменные (диффузионные) процессы, скорость которых определяется законами массопередачи

Методы подготовки газа

Промысловая подготовка газа – это разделение многокомпонентных газообразных или жидких смесей с использованием сепарации, фильтрации, абсорбции, адсорбции, ректификации и экстракции.

Сепарационные процессы – отделение жидких или твердых частиц газа, наиболее распространены при подготовке в заводских условиях.

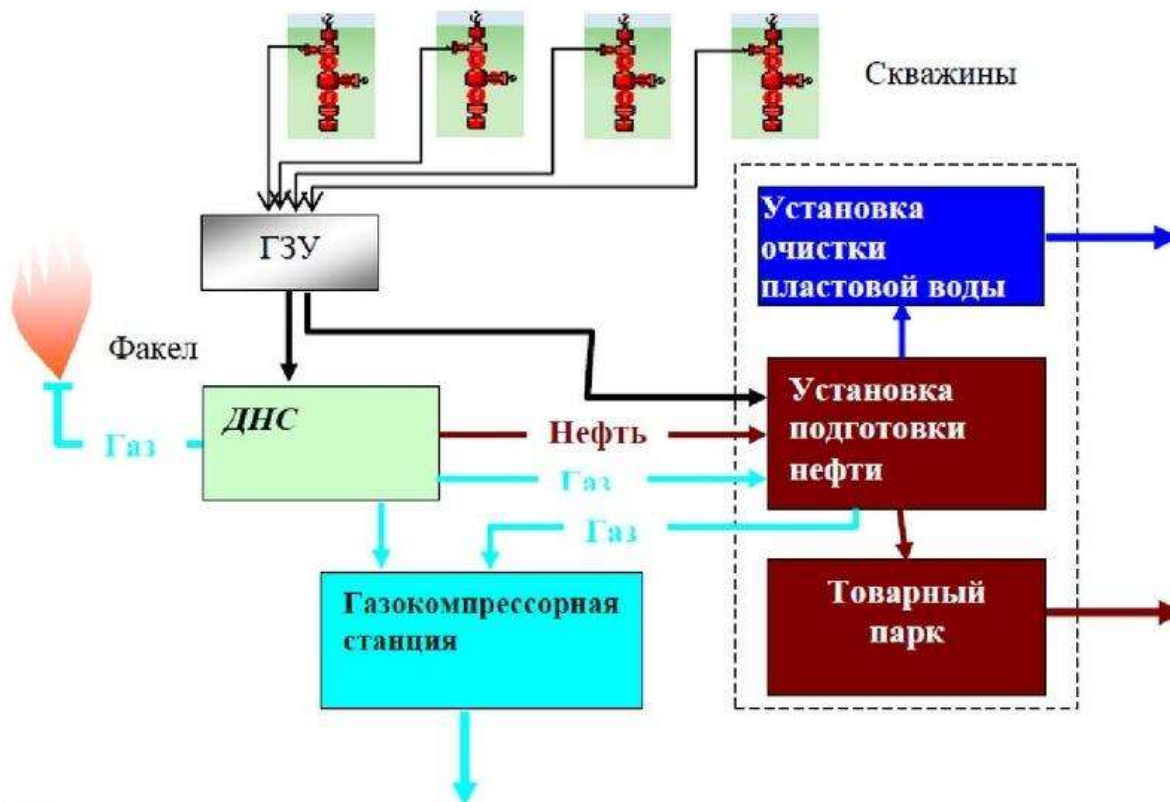
Методы подготовки газа

Технологические схемы практически всех промышленных установок и дожимных компрессорных станций (ДКС) включают в себя те или иные сепарационные процессы, которые служат для разделения жидких и газовых фаз, образовавшихся при изменении температуры и давления смеси, а также для отделения механических примесей из газов и жидкостей.

Установки подготовки газа к транспорту, включающие в себя только сепарационные процессы, на практике принято называть установками низкотемпературной сепарации (НТС).

Все процессы подготовки газа осуществляются на **установках комплексной подготовки газа (УКПГ)**, которая представляет определенный состав технологического оборудования и вспомогательных систем, обеспечивающих сбор и обработку природного газа и газового конденсата.

Пример технологической схемы



Система сбора и транспорта газа "Oil Systems"

Система сбора и подготовки газа включает в себя следующие элементы, а именно:

- Блок подготовки топливного газа
- Воздухоразделительные установки
- Газоизмерительная станция
- Дожимная насосная станция
- Криогенная технология

Пример технологической схемы

1. Блок подготовки топливного газа

Блок подготовки топливного газа необходим для того, что переработать газ перед его отправкой в дожимные установки. Кроме того, блок подготовки топливного газа позволяет быстро и качественно осуществить учет объема и контроля газа. Благодаря данной системе, газ быстро и эффективно очищается от влаги, тем самым, затраты уменьшаются в несколько раз. В газе, в естественной среде, находится огромное количество механических примесей, но и они также быстро устраняются под воздействием данной системы.

Пример технологической схемы

2. Воздухоразделительные установки

Все мы прекрасно знаем, что в газе существует огромное количество примесей, включая естественные компоненты, такие как азот и кислород. Воздухоразделительные установки – это оборудование, которые позволяют разделить газ на две секции, а именно: на разделительную и ожежительную. Разделительная секция необходимо для того, чтобы отделить от газа такой компонент, как кислород. Кислород позволяет увеличить уровень температуры.

Пример технологической схемы

3. Газоизмерительная станция

Газоизмерительная станция необходима для того, чтобы быстро и качественно оценить все составляющие газа. На сегодняшний день, газоизмерительная станция – это незаменимое оборудование, которое имеет огромное значение для предприятий, занимающихся нефтедобывающей промышленностью. Газоизмерительные станции включают в себя хозрасчеты, а также режимы, необходимые для технологического контроля.

Пример технологической схемы

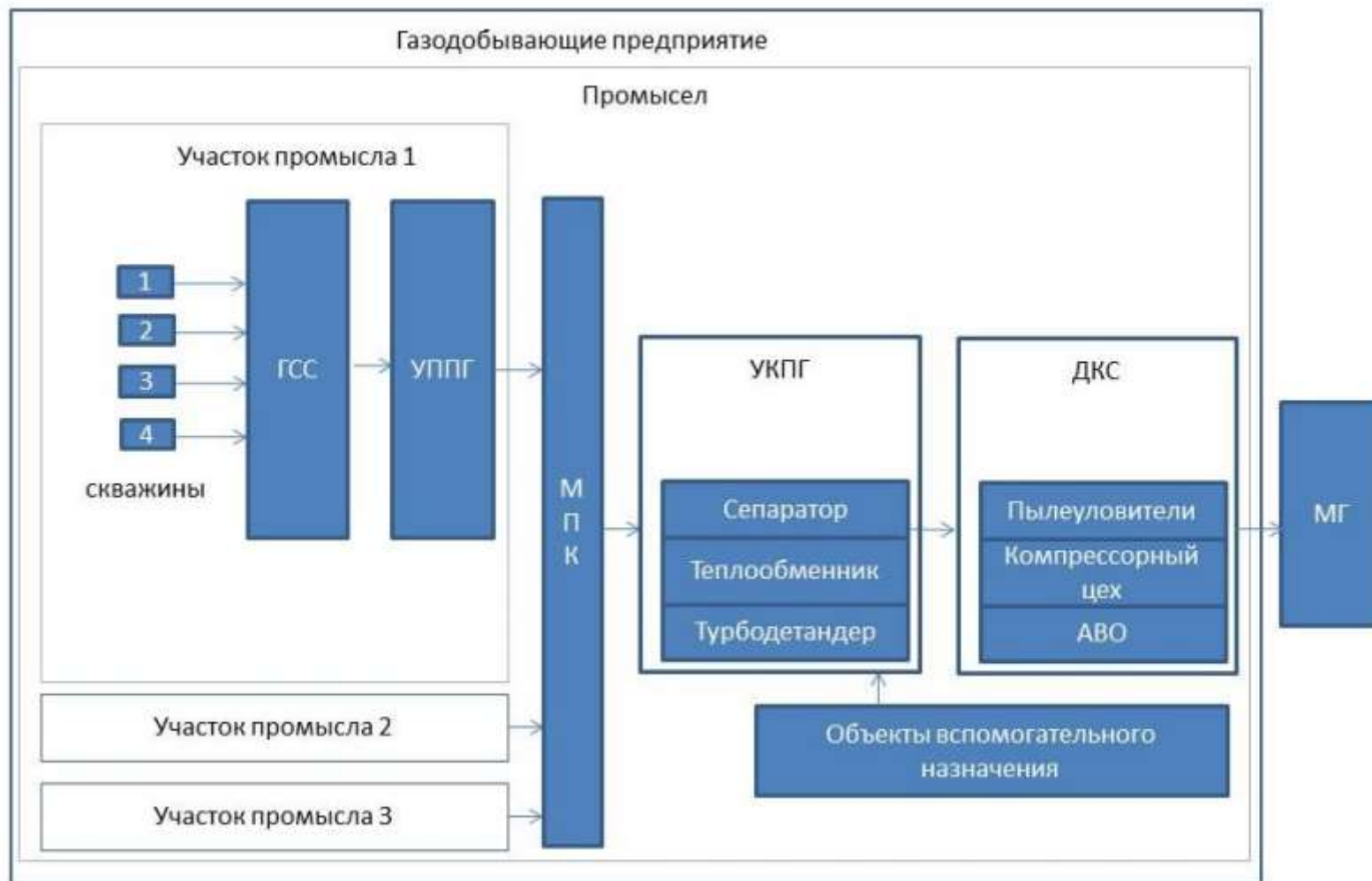
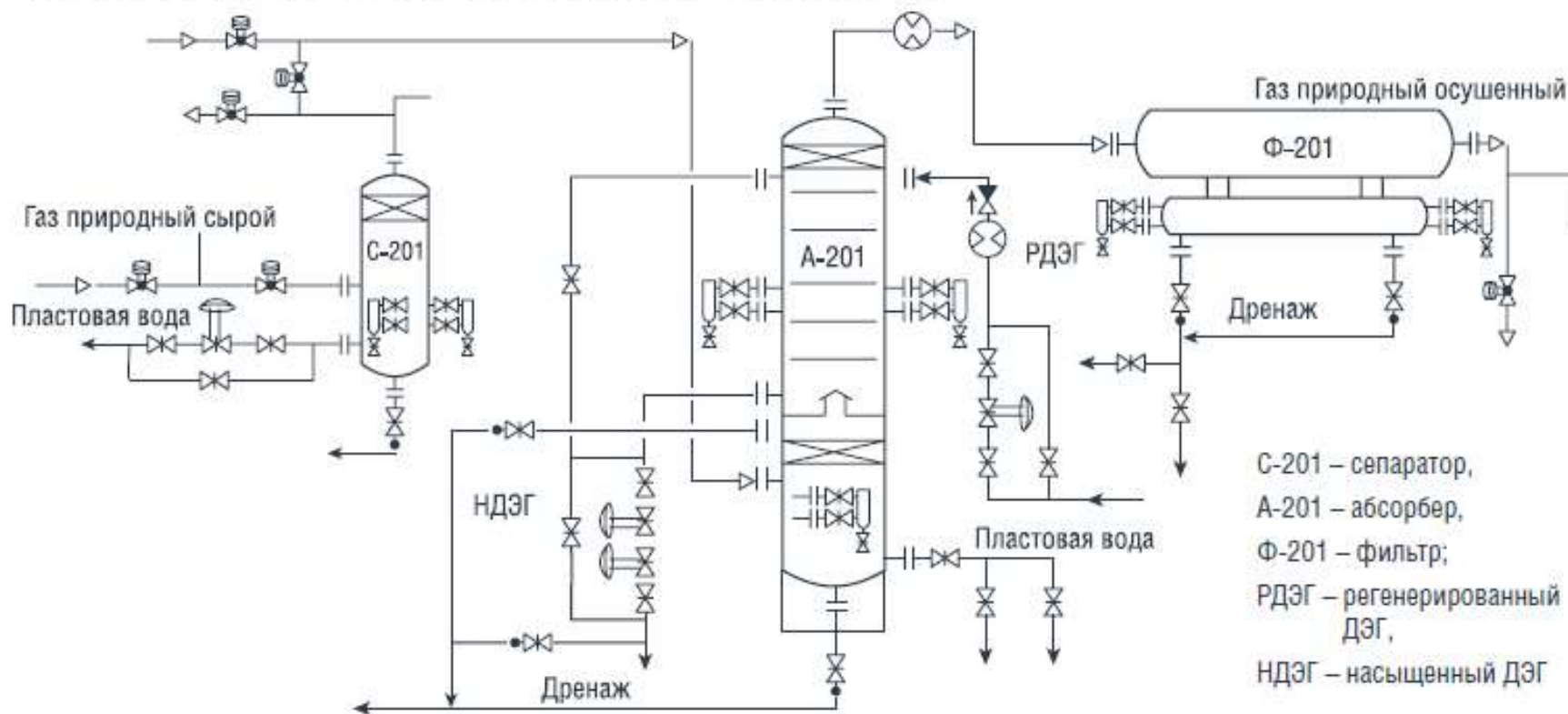


Схема сбора и подготовки газа на ГДП

Пример технологической схемы

РИСУНОК 1. Технологическая схема подготовки газа на УКПГ-2 Уренгойского НГКМ



Промысловая подготовка газа включает в себя следующие процессы:

- очистка от механических примесей, агрессивных примесей, тяжелых углеводородов;
- осушка до необходимой точки росы.

**Очистка от механических
примесей, агрессивных примесей,
тяжелых углеводородов**

Методы очистки газов от механических примесей

При выборе метода учитывают:

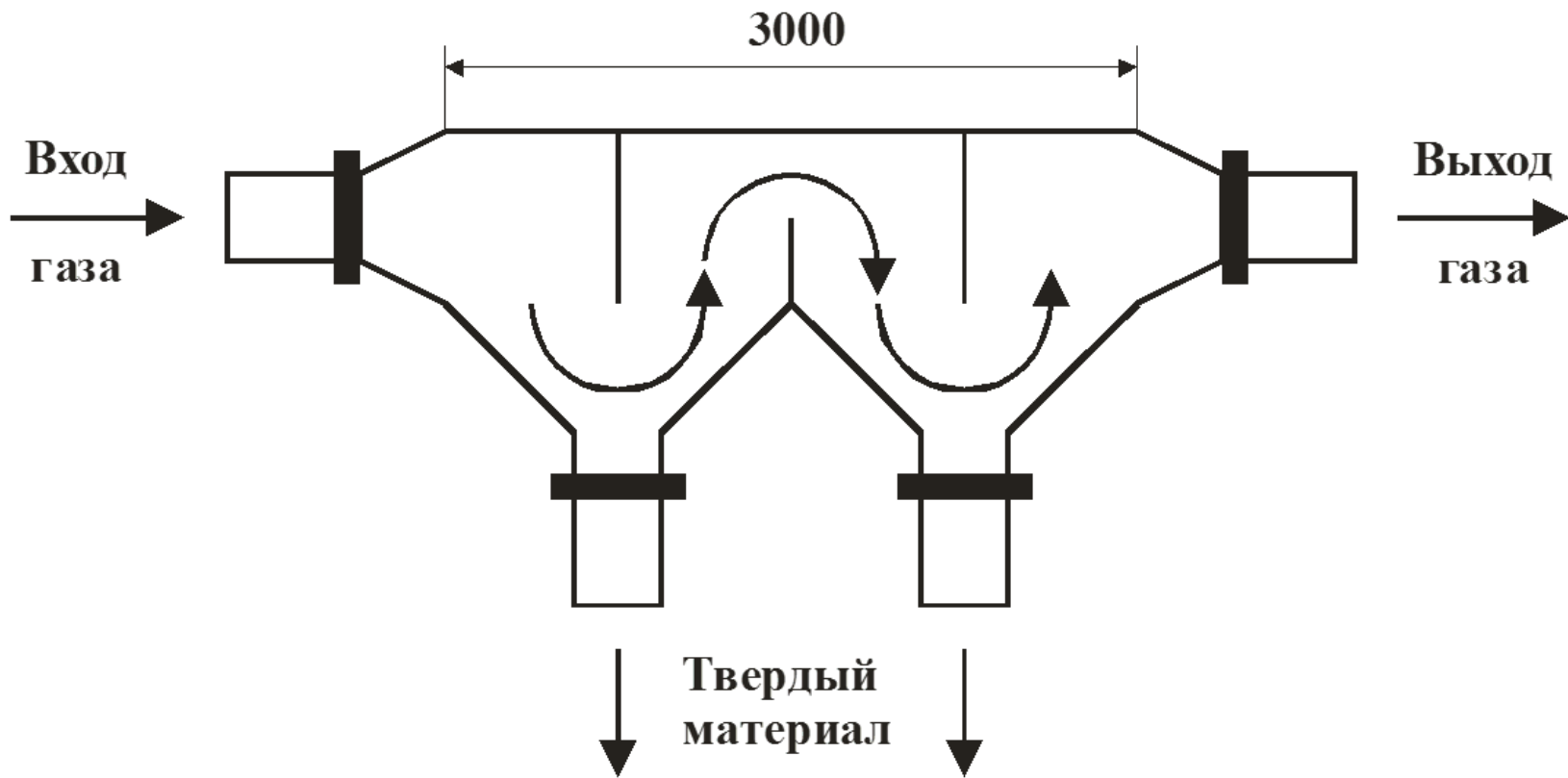
- вид загрязнений, их химические и физико-химические свойства;
- характер производства;
- возможность использования имеющихся в производстве веществ в качестве поглотителей;
- целесообразность утилизации отделенных примесей;
- затраты на очистку.

Для очистки газа от механических примесей

используются аппараты следующих типов:

1. **Сухой очистки** - осадительные камеры, циклоны, жалюзийные аппараты.
2. **Мокрой очистки** - распылительные скрубберы, пенные и турбулентные промыватели, ударно-инерционные сепараторы.
3. **Фильтры** - тканевые, керамические, масляные, электрофильтры.

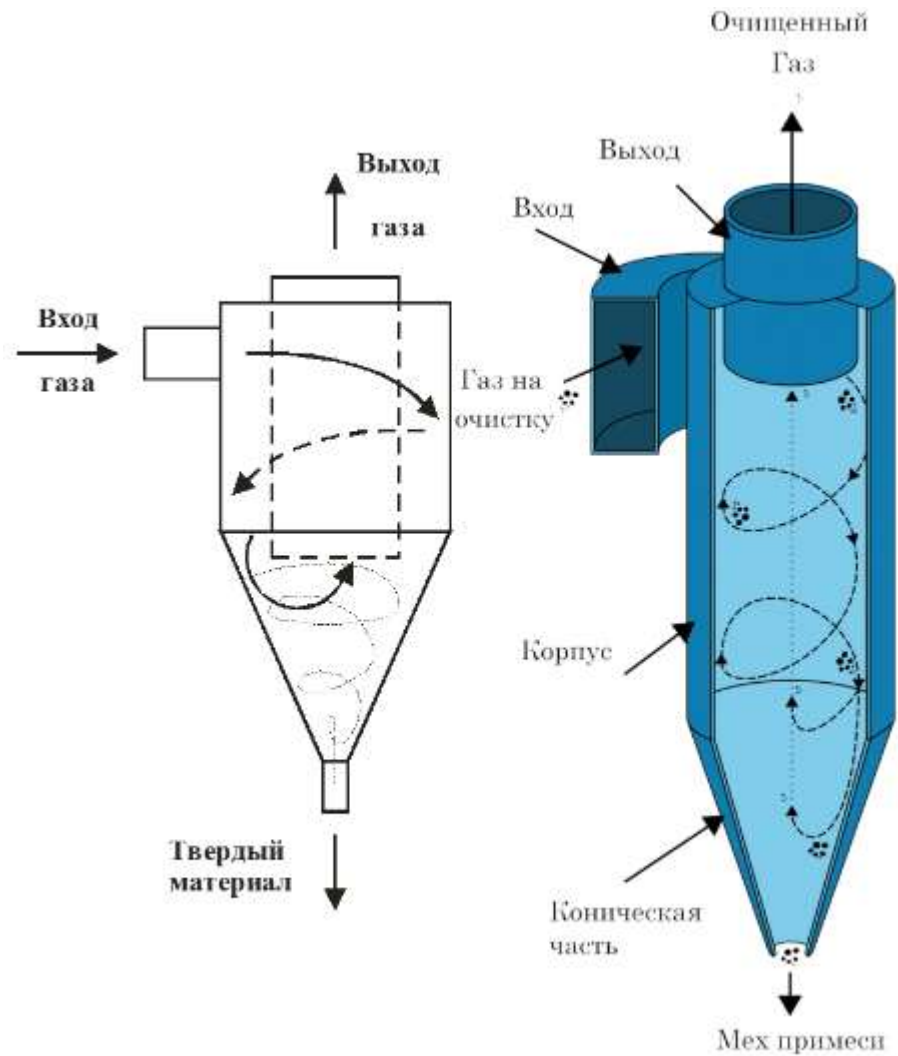
Методы сухой очистки



Простейшим методом очистки газа от твердых компонентов является *очистка его в отстойных камерах*, которые применяются для удаления грубых частиц путем их осаждения.

Методы сухой очистки

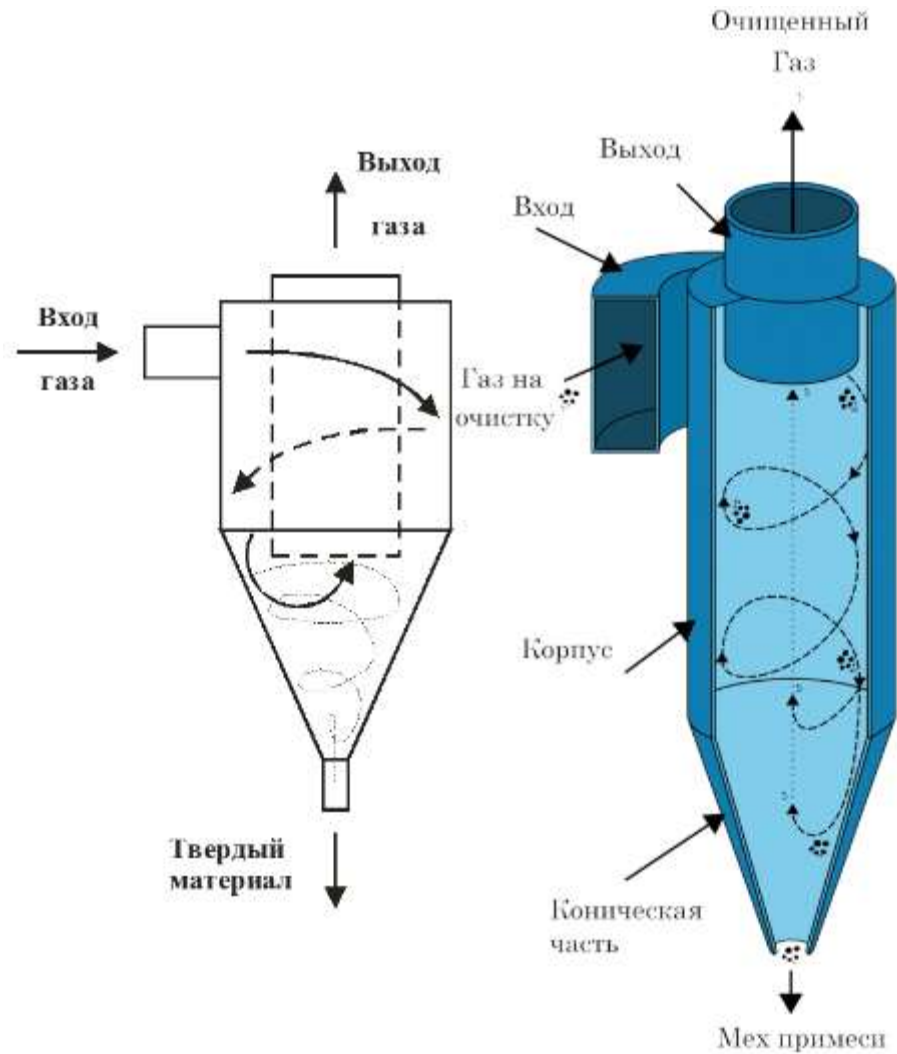
Для более полной очистки газа используют действие центробежной силы, развиваемой в частицах газовым потоком в аппаратах называемых циклонами.



Методы сухой очистки

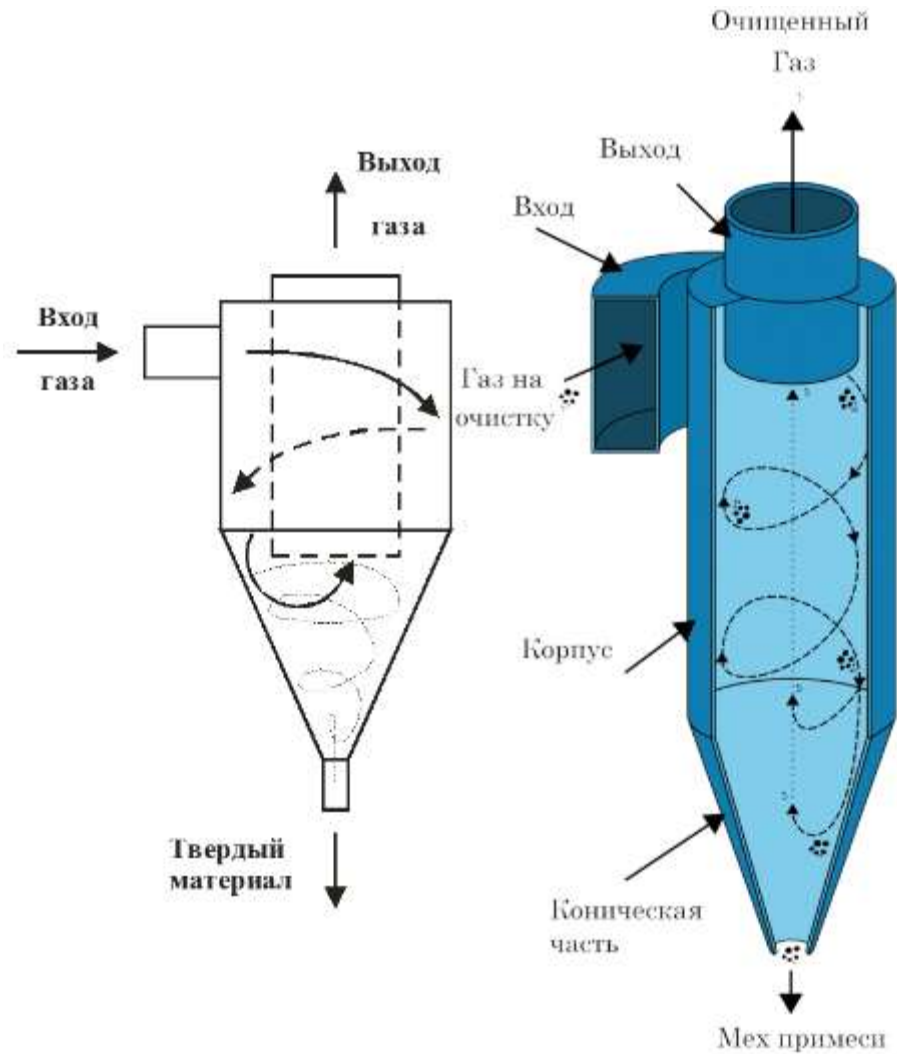
Циклон представляет собой цилиндрический аппарат с конической нижней частью и выводом газа через центральную часть.

Запыленный газовый поток со скоростью 20 м/с поступает через патрубок, установленный тангенциально в цилиндрическую часть аппарата.



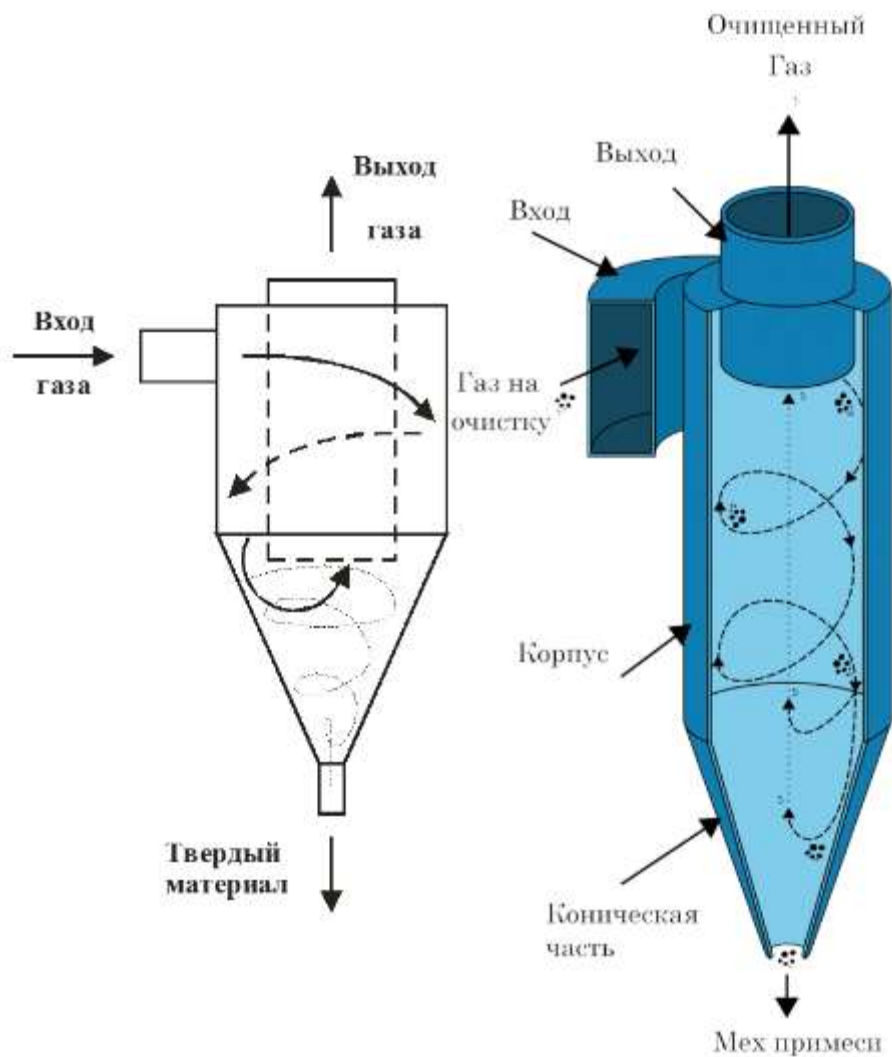
Методы сухой очистки

Газы в цилиндрической части циклона приобретают вращательное движение и движутся по винтовой линии в сторону ее конической части, а затем выходят из циклона по центральной трубе.



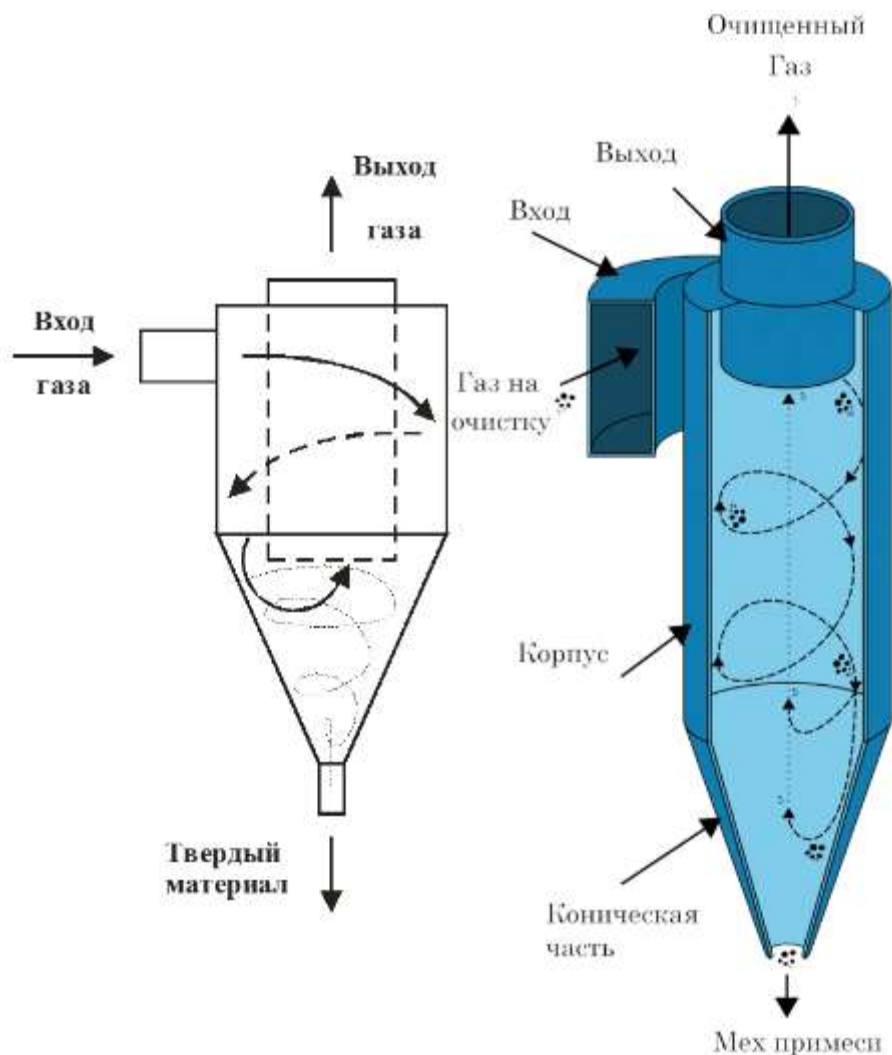
Методы сухой очистки

При вращательном движении газа в частицах развивается центробежная сила, и под ее действием частицы осаждаются на стенках циклона, а затем ссыпаются в его нижнюю часть.



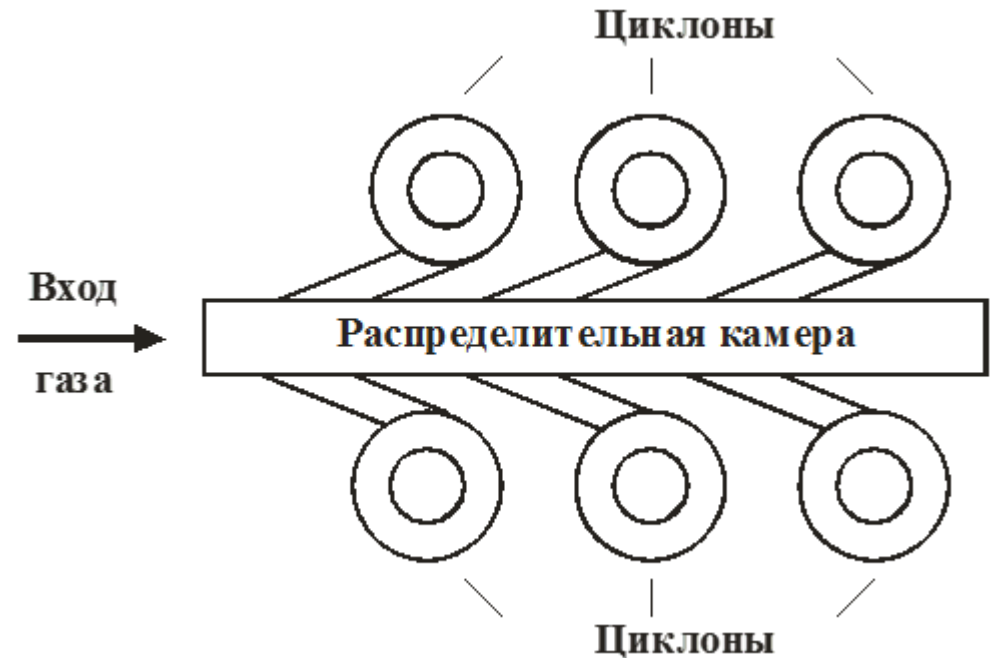
Методы сухой очистки

Циклоны эффективно очищают газ, однако возможность их применения ограничена размером частиц – частицы менее 1 мкм в циклонах практически не улавливаются.



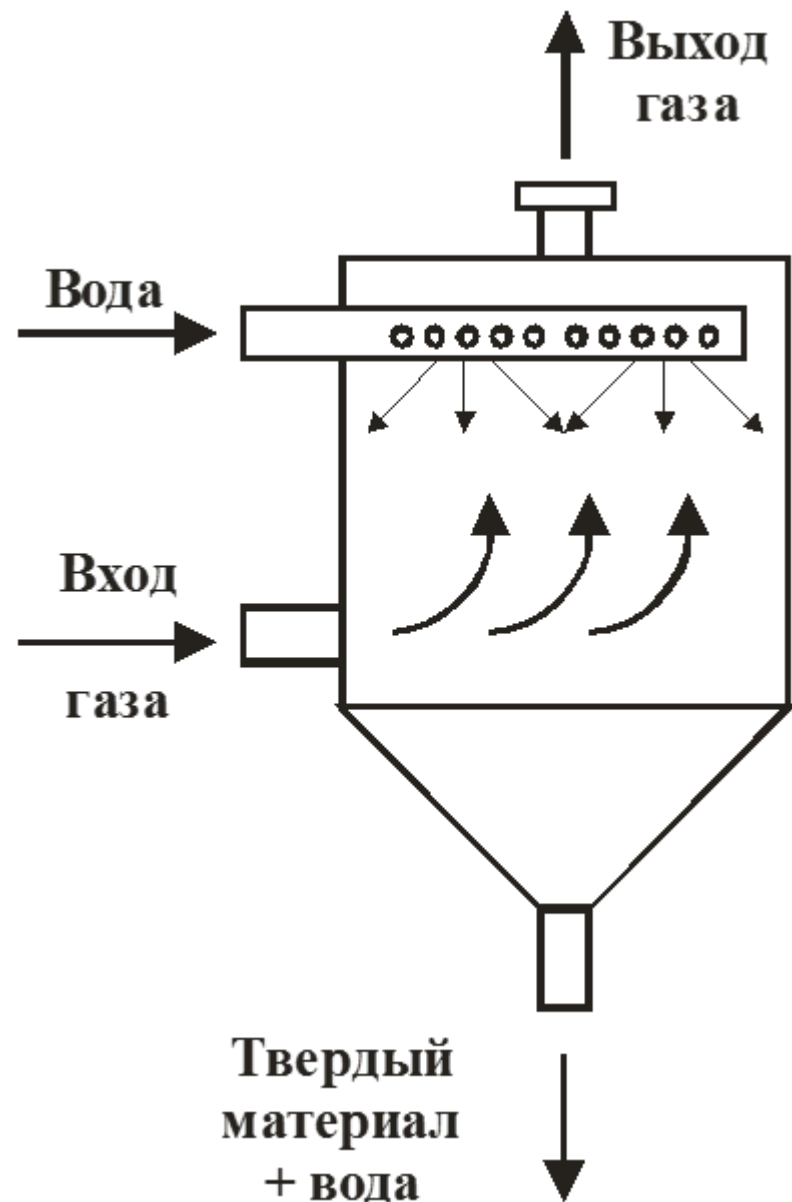
Методы сухой очистки

Обычно циклоны используются в виде так называемых «батарей», состоящих из большого количества параллельно работающих циклонов.



Мокрая очистка

В мокрых аппаратах очистка газа происходит путем промывки его водой в распылительных скрубберах и пенных аппаратах, которые получили наибольшее распространение в нефтехимической промышленности.



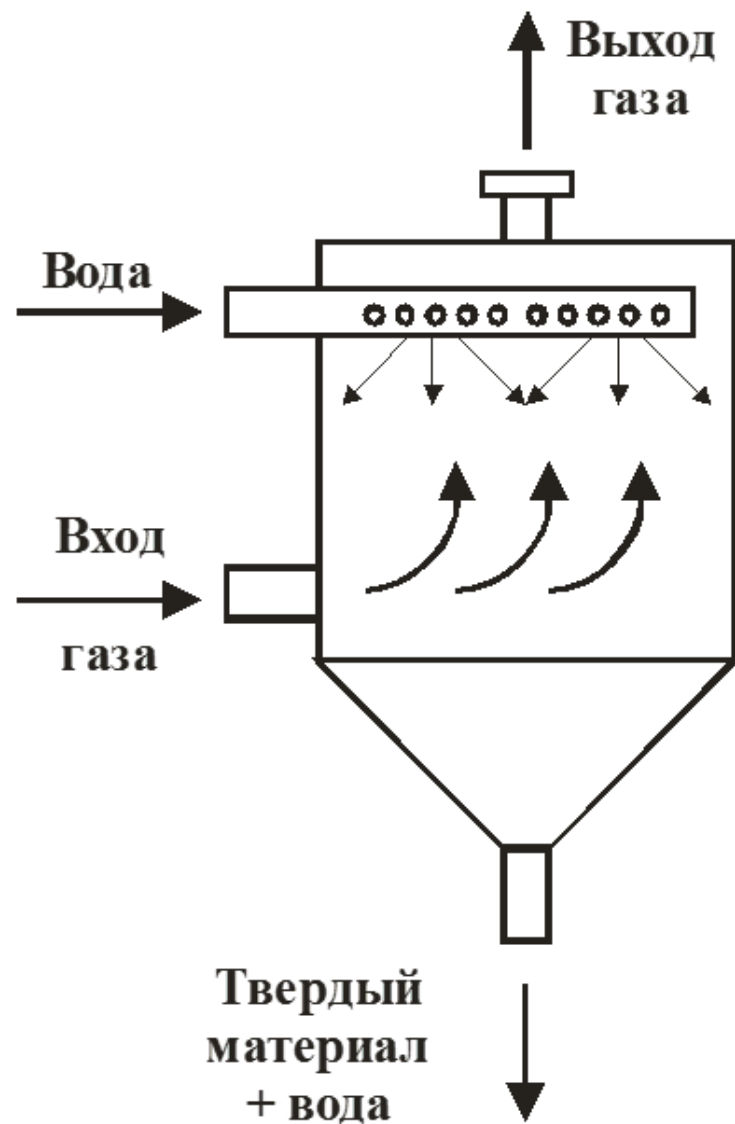
Мокрая очистка

Распылительный скруббер представляет собой полый цилиндрический аппарат с установленными внутри распылительными соплами.

Водяная завеса, создаваемая соплами обеспечивает очистку газа.

Газовый поток в аппарате обычно направляется снизу вверх.

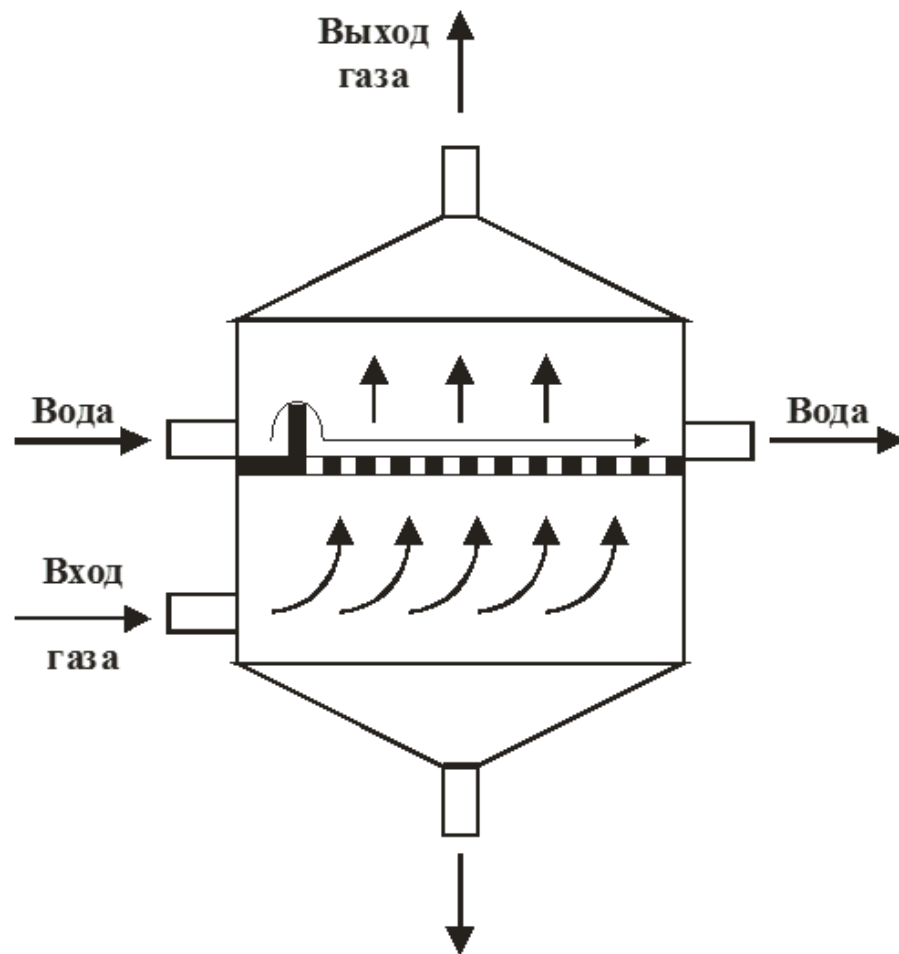
Нижняя часть аппарата служит также для отстаивания твердых частиц от жидкости.



Мокрая очистка

В пенных аппаратах жидкость, взаимодействующая с газом, приводится в состояние подвижной пены.

Это создает большую поверхность контакта между жидкостью и газом и обеспечивает высокую степень очистки.



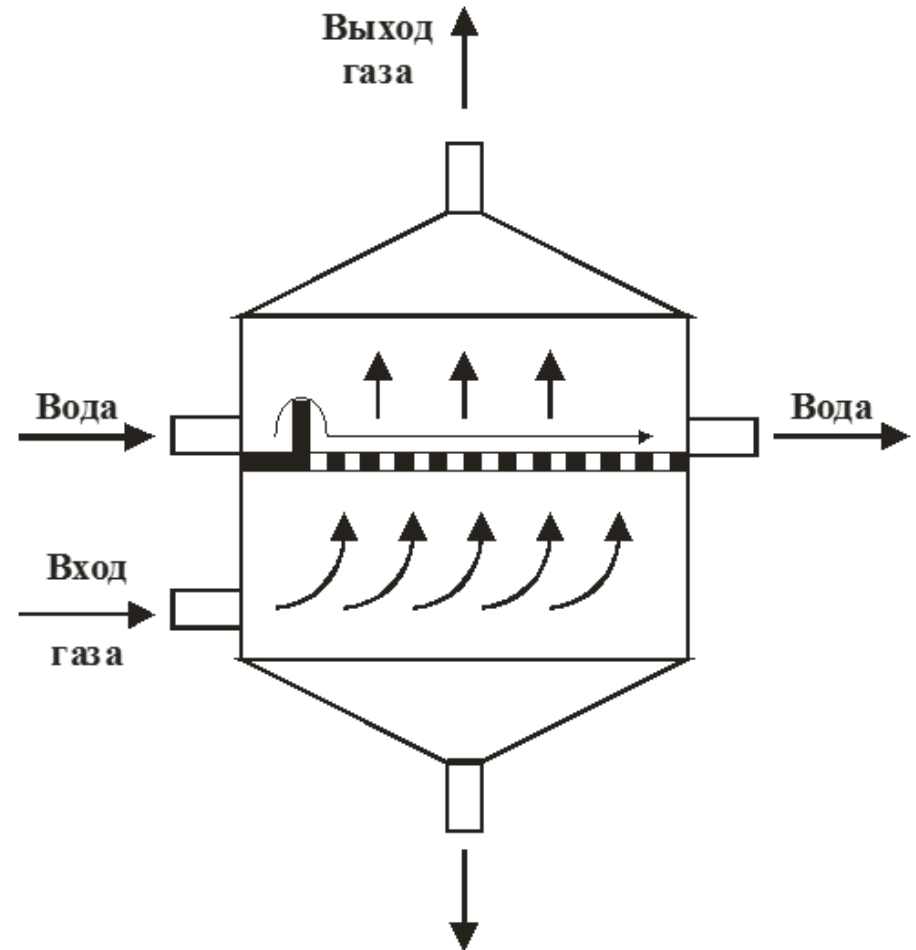
Мокрая очистка

Пенный аппарат представляет собой камеру с горизонтальной решеткой внутри.

Число решеток может достигать 4-5 штук.

Газ движется в аппарате снизу вверх, вода подается и отводится через боковые штуцеры.

Уровень жидкости регулируется переливным порогом. Часть жидкости обычно протекает сквозь решетку.



Мокрая очистка

Турбулентный промыватель представляет собой **трубу Вентури**, в узком месте которой установлена форсунка, распыляющая воду.

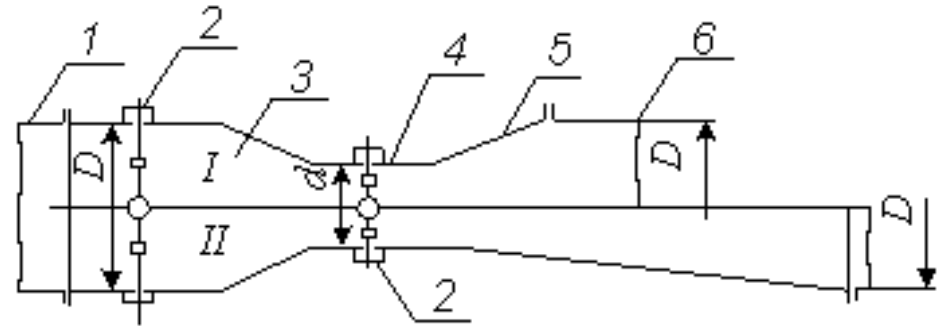


Схема труб Вентури: I – короткая труба, II – длинная труба: 1 – входной патрубок, 2 – кольцевые камеры, 3 – входной конус, 4 – горловина, 5 – выходной конус, 6 – выходной патрубок

Турбулентный промыватель позволяет улавливать частицы до 1 мкм и менее и имеет гидравлическое сопротивление до 1000 мм рт.ст.

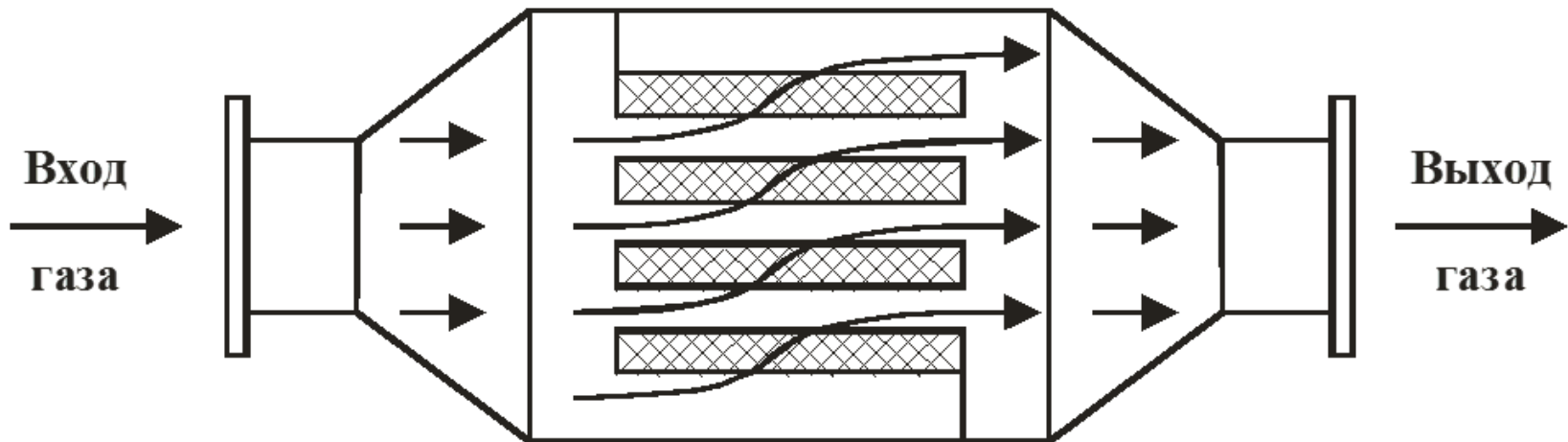
Фильтры



В фильтрующих аппаратах газ очищается путем *фильтрации*.

В качестве фильтрующих материалов применяют различные ткани, пористые перегородки, стекловолокну и т.д.

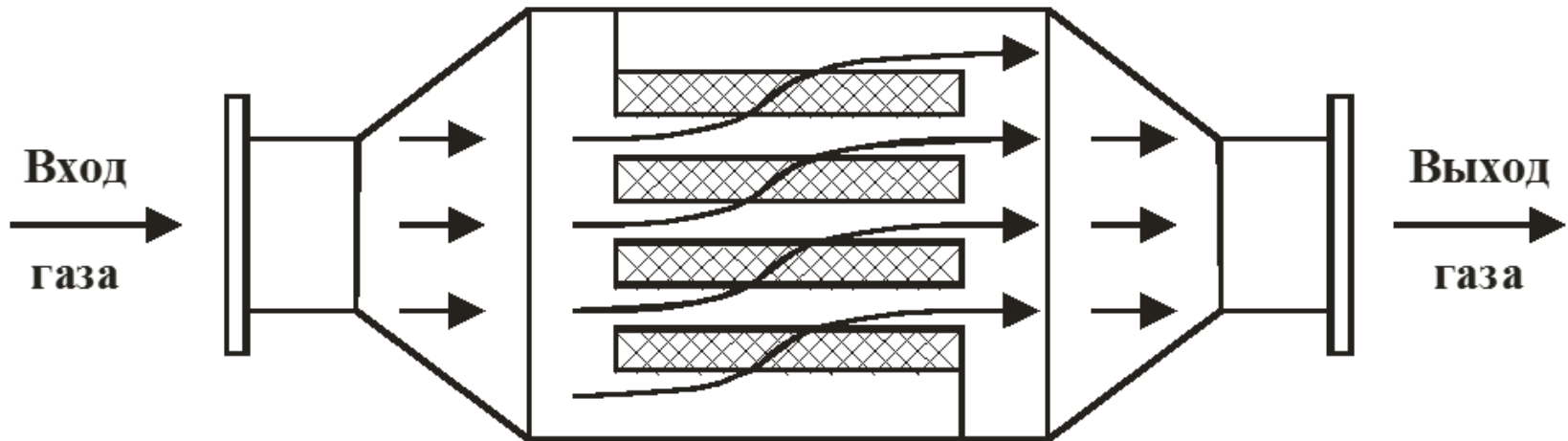
Фильтры



Важное **преимущество фильтрующих аппаратов** – высокая степень очистки – значительно более высокая, чем в циклонах.

Недостатки - большое гидравлическое сопротивление и низкая производительность.

Фильтры



Матерчатые фильтры применяются только при низких температурах не более 120 градусов Цельсия, но не ниже температуры конденсации, содержащихся в газе компонентов, например воды, так при увлажнении ткани, резко возрастает сопротивление аппарата.

Фильтры

При применении в качестве фильтрующего материала стекловолокна температура очистки газа может составлять 300⁰С.

Для особенно тонкой очистки применяют керамические фильтры, в которых газ проходит через пористые фильтрующие элементы из керамики.



Фильтры

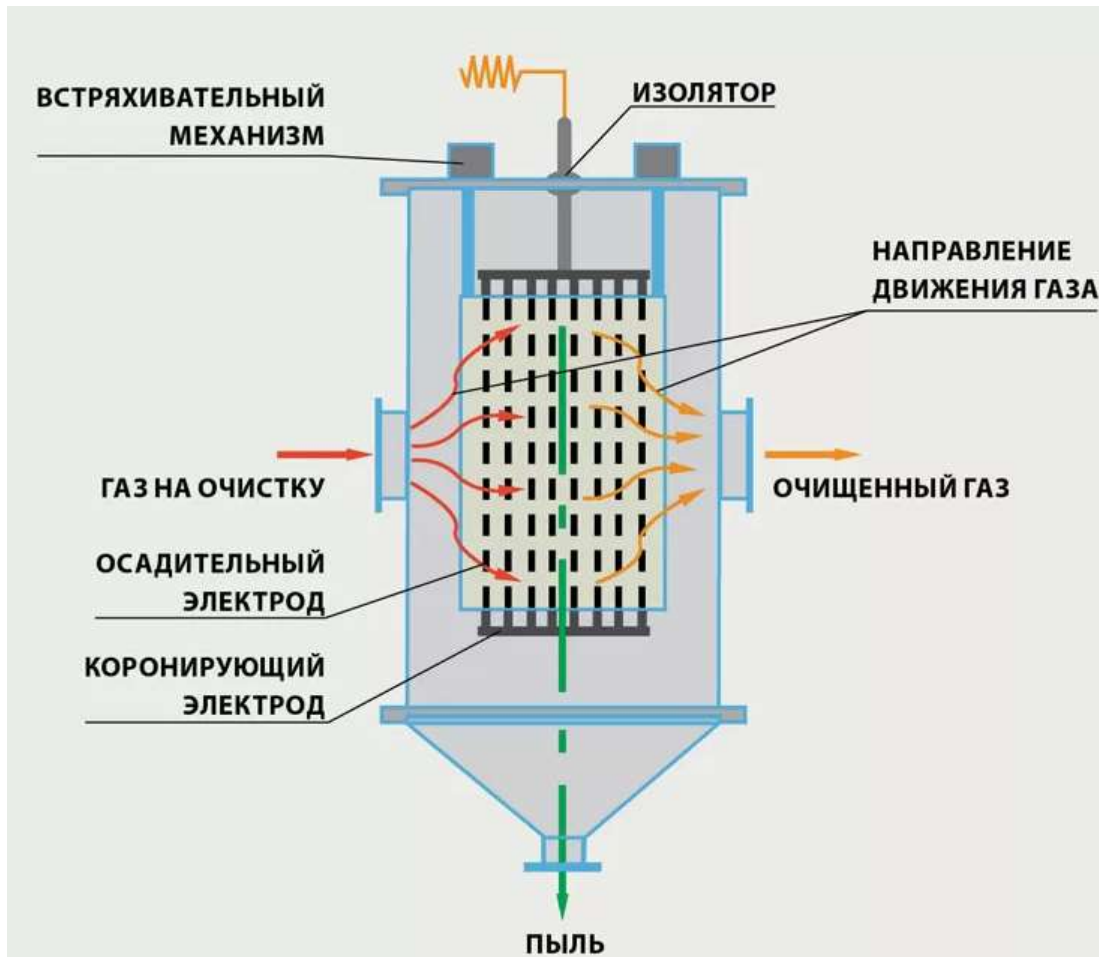
Для тонкой очистки газа служат также **масляные фильтры**.

Основной частью такого фильтра является слой насыпанных колец или пакет сеток смоченных вязким маслом. При движении газа через этот слой твердые частицы прилипают к масляному покрытию. Масло периодически меняется по мере загрязнения.

Аппарат имеет несколько полок, на каждой из которых уложены 3-4 сетки. Газ проходит параллельно через все полки.



Фильтры



Электрофильтр

Действие электрофильтров основано на осаждении твердых частиц, которые, проходя через электрическое поле, приобретают заряд и осаждаются на осадительном электроде.

Фильтры

В электрофильтрах установлены электроды двух типов – **осадительные и коронирующие.**

Осадительные выполняются из пластин или труб, коронирующие из проволоки круглого или фасонного профиля. К электродам подводится постоянный ток высокого напряжения (40-75 кВ). Осадительный электрод подсоединяется к положительному полюсу, коронирующий соответственно к отрицательному.

Фильтры

Когда между электродами фильтра пропускают газ, то содержащиеся в нем частицы заряжаются отрицательно и движутся к положительно заряженному осадительному электроду и осаждаются на его поверхности.

По мере накопления они стряхиваются с электрода.

Фильтры

Осадительные электроды имеют диаметр 150-300 мм и длину 3-4 метра.

Обычно устанавливают несколько электрофильтров или один многосекционный, чтобы в процессе работы можно было отключить часть фильтров или секций для очистки их от пыли.

Электрическая очистка газов обладает рядом

преимуществ: высокая степень очистки, очень малое (15 мм вод ст) гидравлическое сопротивление, могут работать при температуре до 500⁰С.

Фильтры

Недостатки: высокая стоимость и сложное электрическое хозяйство.

Электрофильтры нашли **широкое применение** в технологии переработки углеводородного сырья: для отделения катализатора от реакционных газов.

Выбор разделительной аппаратуры для тех или иных целей определяется следующими основными показателями: эффективность разделения, габаритно-массовые показатели, гидравлическим сопротивлением.

Осушка газа до необходимой точки росы

Основы влагометрии природных газов



Осушка - процесс извлечения парообразной влаги из газа. Остаточное содержание влаги *регламентируется точкой росы* осушенного газа.

Точка росы - это наивысшая температура, при которой при заданных давлении и составе газа конденсируется первая капля влаги.

ДЕПРЕССИЯ ТОЧКИ РОСЫ - это разность точек росы влажного и осушенного газа.

Основы влагометрии природных газов

Депрессия точка росы

Задается в зависимости от того, куда предполагается направлять газ

- **Потребителю,**

необходимо, чтобы точка росы газа по влаге была на несколько градусов **ниже минимальной температуры, до которой газ может охлаждаться в процессе транспортировки**, во избежание конденсации влаги и образования жидкостных пробок в трубопроводе

- **На дальнейшую переработку**

например на разделение методом низкотемпературной конденсации или ректификации, то точка росы осушенного газа **задается исходя из предполагаемой рабочей температуры** последующих стадий переработки

Основы влагометрии природных газов

Влагодимость (влагосодержание) газа - *максимальное количество влаги*, необходимое для насыщения газа при заданных давлении и температуре (г/м^3).

Абсолютная влажность - *фактическое количество влаги*, содержащееся в одном кубическом метре влажного газа (г/м^3).

Относительная влажность - это *отношение* массы водяного пара, фактически находящегося в газовой смеси, к массе насыщенного пара, который мог бы находиться в данном объеме при тех же давлении и температуре

Основы влагометрии природных газов

Количество паров воды зависит от

- **Условий в пласте (температуры и давления)**
- **Состава газа**
- **С момента выхода газа из скважины в виду изменения этих параметров**
влагосодержание газа
меняется

Влияние состава газа:

- Чем более тяжелые углеводороды в газе, тем меньше его влажность
- Чем больше в газе концентрация H_2S и CO_2 , больше влажность газа
- Чем больше концентрация N_2 , тем меньше влажность газа

Способ осушки природного газа выбирается в зависимости от содержащегося количества конденсата и необходимой точки росы по воде, определяемой, как более низкую, чем минимальная температура, которая обеспечивает его безгидратную транспортировку по газопроводу или переработку.

Степень осушки должна быть на 3-5 °С ниже минимально возможной температуры в газопроводе

Среди основных способов осушки газа выделяют:

- абсорбцию;
- адсорбцию;
- низкотемпературную сепарацию.

АБСОРБИЦИОННАЯ ОСУШКА ГАЗА



Абсорбционная осушка

Абсорбция представляет собой селективное поглощение жидкими абсорбентами паров воды.

В качестве основных поглотителей используются высококонцентрированные растворы гликолей: **метанол, этиленгликоль, диэтиленгликоль, триэтиленгликоль.**

Два последних отличаются высокой гигроскопичностью и способностью регенерировать без больших потерь из-за низкой летучести.

Абсорбционная осушка

Вследствие низкого давления насыщенных паров гликолей потери их при осушке незначительны и колеблются в пределах от 5 до 35 г на тысячу кубических метров газа.

Абсорберы по способу контакта взаимодействующих фаз делят на три группы: поверхностные, барботажные и распыливающие.

Абсорбционная осушка

Экономичность работы установок рассмотренного типа во многом зависит от потерь гликолей, которые в основном происходят в результате неправильно выбранного температурного режима регенерации и отсутствия каплеулавливающих приспособлений как на абсорбере, так и на сепараторе.

Больше всего **гликоли теряются** в результате образования пены при контакте газа с абсорбентом.

Интенсивность **пенообразования зависит** от чистоты раствора и наличия в осушаемом газе углеводородного конденсата, а также пластовой воды

Абсорбционная осушка

Практикой установлено, что для успешной осушки газа в системе должно циркулировать не менее 25 л гликоля на 1 кг абсорбируемой воды и следует применять возможно большее число 10-12 тарелок в абсорбере.

В зависимости от **степени регенерации выбирается** метод, при 96-98% применяется десорбция при давлении близком к атмосферному, иначе для получения более концентрированного раствора десорбцию проводят под вакуумом, снижают парциальное давление углеводородов подачей отдувочного газа или вводят реагент (толуол, ксилол, бензол), образующий азеотропную смесь.

Абсорбционная осушка

Основными преимуществами абсорберов являются:

- глубокая осушка;
- низкие эксплуатационные расходы;
- простота автоматизации процесса;
- малые перепады давления;
- возможность осушки агрессивного газа, который не применим при использовании твердых сорбентов.

Основными недостатками являются:

- необходимость повышения температуры газа выше 40° С;
- возможность вспенивания поглотителей.

Абсорбционная осушка

Процесс **абсорбции** целесообразно проводить при пониженной температуре.

С ростом давления растворимость газа увеличивается.

Поэтому процесс абсорбции целесообразно проводить при повышенном давлении.

Обратный процесс – десорбцию – лучше проводить при пониженном давлении.

Абсорбционная осушка

Установка на рисунке 2 имеет по два блока абсорбции и десорбции.

На первой ступени газ осушается гликолем с концентрацией 96-97 %, а затем поступает в адсорбер второй ступени, где доосушается гликолем с концентрацией 99,5-99,6 %.

В десорбере первой и второй ступени влага из насыщенного гликоля десорбируется соответственно при атмосферном давлении и под вакуумом.

Абсорбционная осушка

В ряде случаев для достижения высокой депрессии и низкой температуры точки росы используют **комбинированную осушку.**

На первой ступени осушку производят абсорбционным методом, для удаления капельной влаги и предотвращения забивки пор адсорбентов, используемых в адсорбционной осушке газового потока на второй ступени и обеспечивает низкую точку росы .

Абсорбционный метод

Абсорбционный метод применяется в системах, где достаточно среднего уровня осушки газа с температурой точки росы (ТТР) до $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Применяется в основном для осушки природного газа, транспортируемого по магистральным трубопроводам.

Глубокую осушку (ТТР ниже $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$) проводят с помощью установок, реализующих адсорбционный метод очистки технологических газов.



АДСОРБЦИОННАЯ ОСУШКА ГАЗА



Адсорбционный метод

Адсорбция используется практически при любых давлениях.

Адсорбционная осушка газа основана на поглощении паров воды из природного газа твердыми поглотителями–адсорбентами.

Как правило, в **качестве адсорберов** используются: бокситы (природные минералы, состоящие в основном из Al_2O_3); активированная окись алюминия (очищенный боксит); силикагели (вещества, состоящие из окиси кремния и получаемые с помощью химических реакций); молекулярные сита (натрийкальциевые силикаты).

Адсорбционный метод

Осушка происходит в адсорберах в течении 35 ч.

После этого газ направляется в другой адсорбер, а отработавший—на регенерацию—выпаривание влаги нагреванием до 350-400 °С.

Регенерация продолжается до 20 ч, в зависимости от температуры газа и его влажности.

На сегодняшний день выделяют **следующие основные типы адсорберов**: с неподвижным/слоем адсорбента; с движущимся слоем адсорбента; с псевдооживленным слоем адсорбента.

Адсорбционный метод

По **способу протекания** процесса адсорбция делится на:

- 1) **физическую адсорбцию**, за счет действия поверхностных сил и капиллярной конденсации (например, осушка газа от влаги);
- 2) **хемосорбцию**, за счет химического взаимодействия адсорбента с поглощаемым веществом.

Адсорбционный метод

Типичная установка адсорбционной осушки с высокотемпературной регенерацией адсорбента включает два адсорбера с неподвижным слоем адсорбента, каждый из которых проходит попеременно следующие стадии:

- адсорбция при температуре 35 - 50°C, давлении 8-12 МПа, длительности контакта газа с адсорбентом не менее 10 с (скорость газа в аппарате 0,15 - 0,30 м/с);
- нагрев адсорбента, который производится после переключения аппарата с режима адсорбции на десорбцию. Нагрев ведется горячим газом из трубчатого нагревателя со скоростью не более 60°C в час;

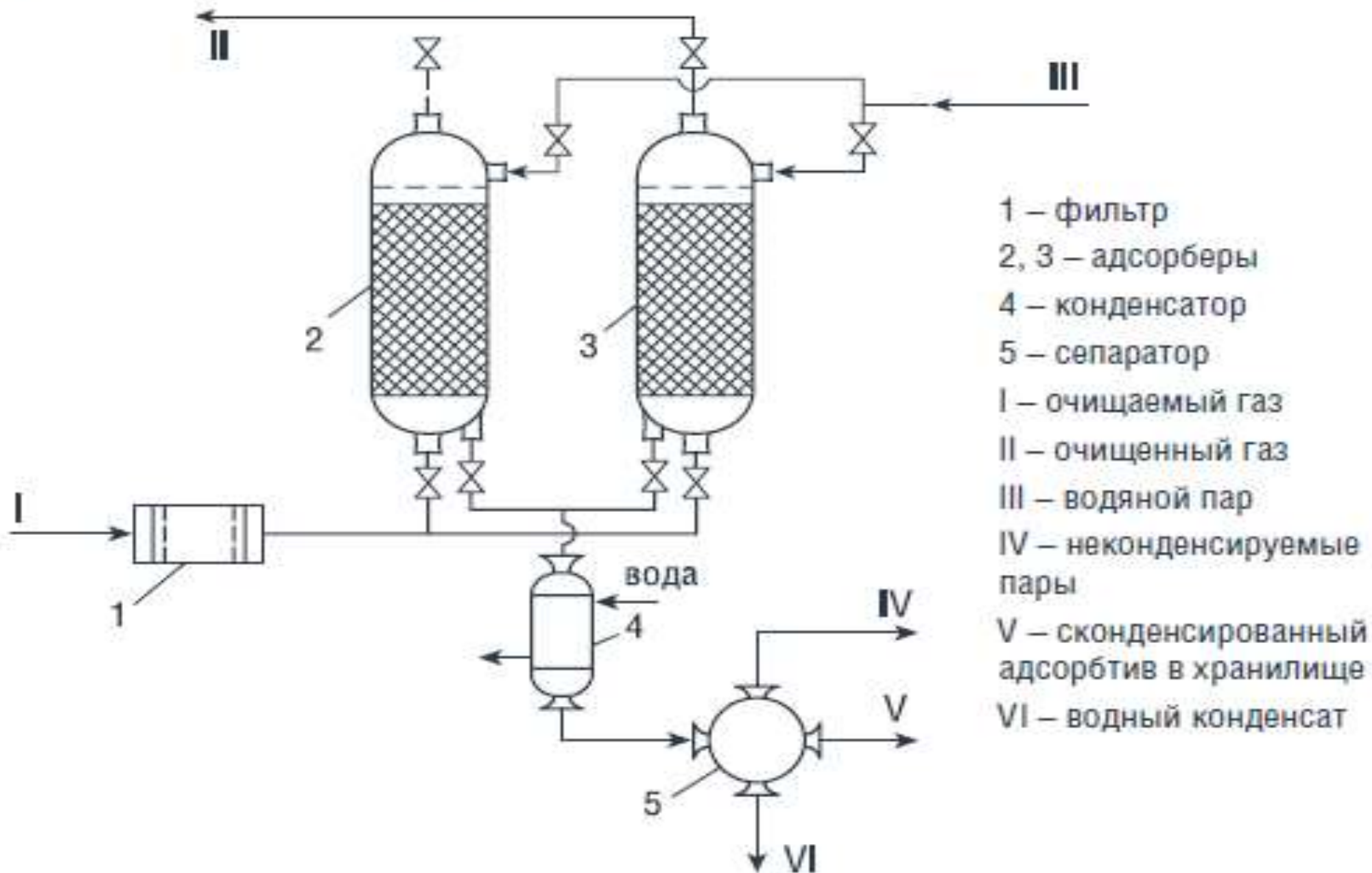
Адсорбционный метод

продолжение

- десорбция - вытеснение из пор адсорбента поглощенной воды и восстановление его адсорбционной активности. Она начинает происходить, когда температура адсорбента достигнет 200-250 °С (для силикагелей) или 300 - 350 °С (для цеолитов). Горячий газ в периоды нагрева и десорбции проходит слой адсорбента в направлении, противоположном направлению осушаемого газа в периоде адсорбции (т. е. снизу вверх);
- охлаждение адсорбента, его начинают после завершения десорбции и переключения аппарата на режим адсорбции (осушки). Охлаждение ведут исходным холодным газом.

Адсорбционный метод

РИСУНОК 3. Схема адсорбционной осушки



Адсорбционная осушка

Преимущества:

- высокая степень осушки газа вне зависимости от его параметров (депрессия ТР до 100°С) – *адсорбционная осушка* обязательна для заводов по производству гелия (!);
- компактность установки;
- малые капитальные затраты для установок малой мощности;

Недостатки:

- большие расходы на адсорбент;
- высокое сопротивление потоку газа;
- большие затраты при строительстве установок большой мощности;

Адсорбционная осушка

На настоящий момент адсорбционная осушка газа в Российской Федерации еще не получила широкого применения, по сравнению с абсорбционной осушкой.

Главным критерием сдерживания внедрения процесса адсорбционной осушки природного газа является увеличение капиталоемких затрат на техническое перевооружение абсорбционных установок газа.

Адсорбционная осушка

Тем не менее адсорбционный процесс получил широкое распространение в Российской Федерации и ряде других зарубежных стран для осушки сжиженного природного газа для промышленного применения.

Низкотемпературная сепарация газа



Низкотемпературная сепарация газа

Газ **при низкотемпературной сепарации** очищается за счет низких температур, причем при его охлаждении одновременно выделяется жидкий углеводород и влага, от которых избавляются с помощью сепараторов.

Низкотемпературная сепарация газа

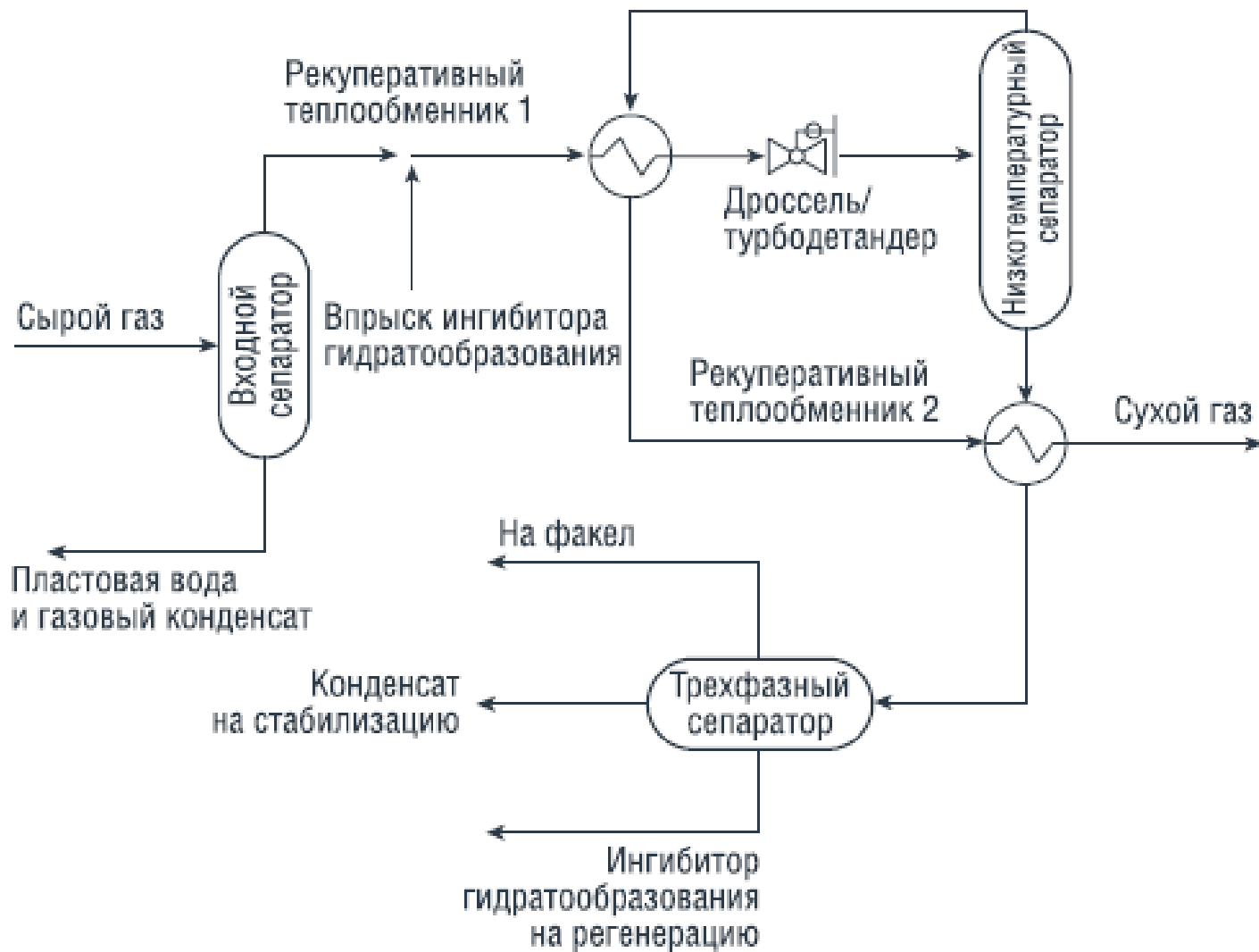
В зависимости от способа получения низких температур, сепараторы могут быть:

- с дросселированием газа высокого давления (изоэнтальпийный процесс);
- с искусственным холодом;
- с турбодетандерным агрегатом (изоэнтропийный процесс);
- с вихревой трубой.

Чтобы предотвратить образование гидратов перед теплообменниками в газ добавляют метанол или гликоли.

Низкотемпературная сепарация газа

Процесс низкотемпературной сепарации



Низкотемпературная сепарация газа

На сегодняшний день разработано *большое количество сепараторов*, с различной конструкцией, местом расположения в технологической схеме и сепарирующей силе.

Основным **классификационным признаком** разделения сепараторов на различные виды является природа сепарирующей силы, по которой они подразделяются на гравитационные и инерционные.

Низкотемпературная сепарация газа

Гравитационные сепараторы основаны на разделении потока веществ под действием силы тяжести.

Конструктивно это сосуды большего чем трубопровод диаметра, в которых скорость восходящего или горизонтального потока газа настолько мала, что твердые и/или жидкие частицы успевают осесть на дно, откуда периодически удаляются.

Низкотемпературная сепарация газа

В **инерционных сепараторах** поток веществ разделяется под действием инерционных сил, приводящих к осаждению твердых и/или жидких частиц.

Конструктивно они бывают насадочными (инерционная сила возникает в насадочных элементах, образующих извилистые каналы движения потока газа) и центробежными (инерционная сила возникает в центробежных элементах, преобразующих поступательное движение потока газа в центробежное).

Низкотемпературная сепарация газа

Осушка газа при низкотемпературной сепарации имеет ряд **ДОСТОИНСТВ**:

- извлечение жидких углеводородов одновременно с осушкой газа;
- простота в эксплуатации и техническом обслуживании;
- простота автоматизации процесса в условиях промыслов;
- возможность постепенного дополнения и развития технологической схемы холодильниками и компрессорными машинами при снижении пластового давления.

Низкотемпературная сепарация газа

Осушка газа при низкотемпературной сепарации имеет ряд **недостатков**:

- низкие степени извлечения конденсатообразующих компонентов из тощих газов;
- непрерывное снижение эффективности в процессе эксплуатации за счёт облегчения состава пластовой смеси;
- необходимость коренной реконструкции в период истощения дроссель-эффекта.

Очистка от кислых газов, сернистых соединений, инертных газов

Очистка от кислых газов, сернистых соединений, инертных газов, **затрудняющих процессы переработки**, проводится с помощью:

- абсорбции, основанной либо на химическом связывании кислых газов и сернистых соединений;
- хемосорбции, либо на растворимости кислых компонентов;
- физической абсорбции, а также их комбинирования.

Очистка от кислых газов, сернистых соединений, инертных газов

Для **физической абсорбции** в качестве растворителя используют метанол или воду.

Последний используется чаще, в связи с доступностью и дешевой абсорбента, но имеет ряд таких недостатков, например, как низкая поглотительная способность по диоксиду углерода и невысокая селективность.

Для удаления кислых газов могут использоваться метилпирролидон, гликоли (ди-, три-, этиленгликоли), трибутилфосфат, сульфолан, метанол и другие.

Очистка от кислых газов, сернистых соединений, инертных газов

При **хемосорбции взаимодействие** кислых газов с активными компонентами абсорбента, приводит к образованию химических соединений, легко распадающихся на исходные компоненты при повышении температуры.

В качестве связывающего агента для удаления H_2S применяют алканоамины (моно-, ди- и триэтаноламины, изопропаноламины), щелочи.

Очистка от кислых газов, сернистых соединений, инертных газов

Для удаления CO_2 в этот ряд включают и растворы карбонатов.

Недостатки процесса выражаются в:

- больших энергозатратах (около 70 %) на регенерацию абсорбента и получении тепла;
- коррозионной активности алканоаминов.

Очистка от кислых газов, сернистых соединений, инертных газов

Решением вопроса является добавление в раствор этаноламинов ингибиторов коррозии в пределах защитной концентрации, что позволяет уменьшить циркуляцию абсорбента, то есть сократить энергозатраты на перекачку, повысить производительность установки, снизить скорость коррозии оборудования.

Очистка от кислых газов, сернистых соединений, инертных газов

Физическая адсорбция может протекать на активных углях, на силикагелях и алюмогеле.

Но малая емкость из-за соадсорбции тяжелых углеводородов делает их неперспективными и, в основном, в промышленности для очистки применяются синтетические цеолиты, обладающие избирательностью к полярным молекулам и высокой абсорбционной емкостью. CO_2 и H_2S успешно поглощаются молекулярными ситами марки СаА, NaX и NaA.

Очистка от кислых газов, сернистых соединений, инертных газов

Стадия десорбции проводится нагреванием адсорбента, вакуумированием, продувкой инертным газом и требует значительных энергозатрат.

Промышленное применение среди химических методов нашли окислы железа и цинка.

Но данные процессы получили меньшее распространение в связи с невысокой технологичностью, нерегенерируемостью и необходимостью утилизации отработанного сорбента.

Очистка от кислых газов, сернистых соединений, инертных газов

Кроме указанных методов очистки газов от кислых компонентов существуют еще **каталитические методы**, основанные на окислении и восстановлении кислых газов в присутствии катализаторов из никеля, кобальта и других.

В промышленности нашли **применение окислительные методы**, заключающиеся в окислении сероводорода до элементарной серы или меркаптанов – до дисульфидов.

Очистка от кислых газов, сернистых соединений, инертных газов

Достоинством процесса является селективность, при отсутствии необходимости извлечения CO_2 .

Недостатком - протекание побочных реакций, что приводит к повышенному расходу реагентов, отложениям на стенках оборудования и коррозии.

Очистка от кислых газов, сернистых соединений, инертных газов

Достоинством процесса является селективность, при отсутствии необходимости извлечения CO_2 .

Недостатком - протекание побочных реакций, что приводит к повышенному расходу реагентов, отложениям на стенках оборудования и коррозии.


В настоящее время одно из перспективных направлений для очистки и осушки газа - применение мембранных технологии.



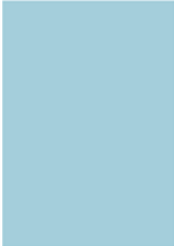
МЕМБРАННАЯ ОСУШКА ГАЗА




ПРЕИМУЩЕСТВА МЕМБРАННЫХ СИСТЕМ




Никаких движущихся частей, могут работать автоматически на далеких расстояниях без участия человека.




Эффективная компоновка минимизирует занимаемую площадь и вес (идеальна для морских платформ)



Оптимизированная конструкция позволяет выделять углеводороды в максимальном объеме.

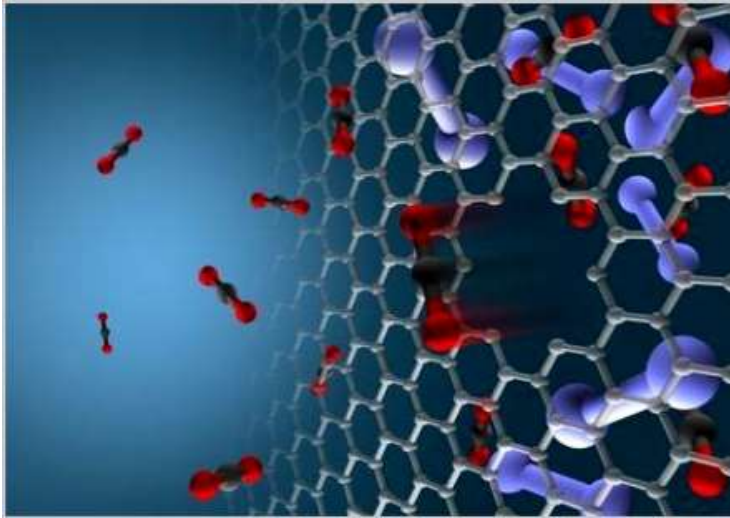


Понижает содержание CO₂ до регламентируемых параметров.

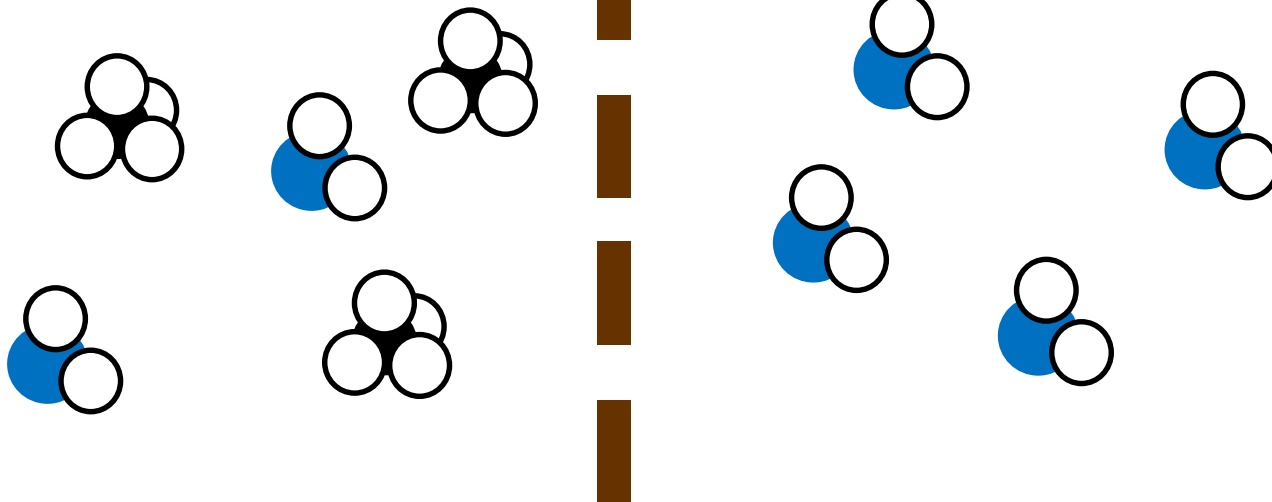


Простота монтажа: установленная на раме система может быть смонтирована на месте эксплуатации в течении нескольких часов.

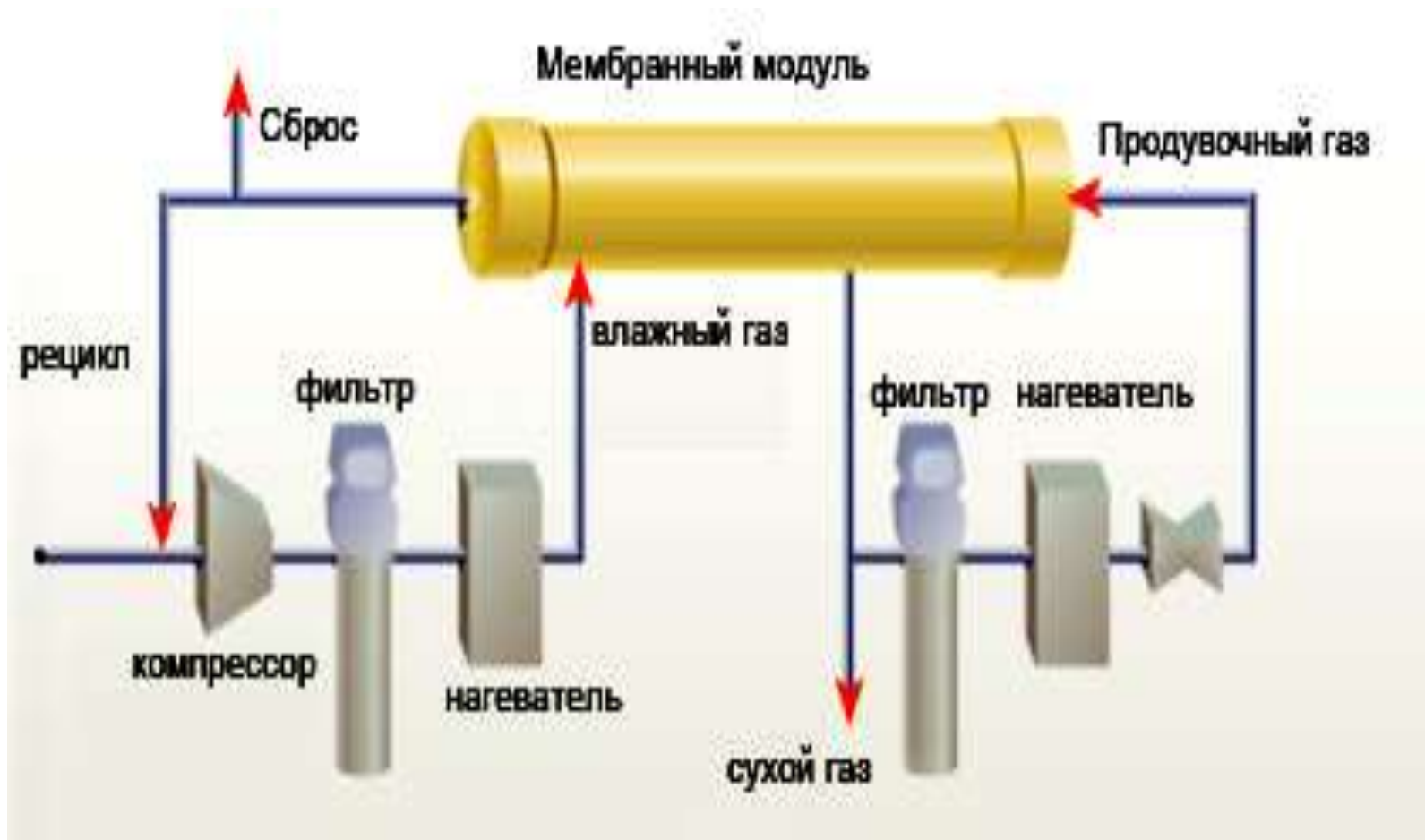
ПРИНЦИП МЕМБРАННОЙ ОСУШКИ



Процессы мембранного разделения газовых смесей основаны на различной проницаемости компонентов газов через жесткую селективно-проницаемую перегородку, разделяющую массообменный аппарат на две рабочие зоны.



ТЕХНОЛОГИЯ МЕМБРАННОЙ ОСУШКИ



МЕМБРАННЫЕ МОДУЛИ ОСУШКИ



Таким образом, обоснование того или иного метода подготовки природного газа является неотъемлемой частью разработки технологий и эксплуатации газоконденсатных месторождений.

Каждый метод имеет свои преимущества и недостатки.

Например, адсорбционный процесс осушки природного газа больше подходит в том случае, если необходима более низкая температура точки росы по воде. Данный процесс более распространен за рубежом, чем в России.

При этом, если газовые промыслы начнут вводить данный процесс осушки, он быстро окупится, и проблем с веществом-осушителем будет гораздо меньше хотя бы потому, что осушитель без регенерации может работать около 2–3 лет.

Абсорбционный процесс осушки природного газа от влаги в настоящее время очень распространен на отечественных газовых промыслах. В настоящее время во многих странах для повышения качества природного газа постоянно совершенствуют технологии процессов подготовки природного газа.

Таким образом, промышленная подготовка газа включает в себя несколько этапов:

- очистка газа от механических примесей;
- очистка газа от воды;
- очистка газа от сероводорода и углекислого газа.

Используют сепарацию, фильтрацию, абсорбцию, адсорбцию, ректификацию и экстракцию.

Сепарация – отделение чего-либо от

Абсорбция – впитывание одного вещества другим

Адсорбция – процесс поглощения вещества тв.телом

Ректификация – процесс разделения бинарных или многокомпонентных смесей за счет противотока

Экстракция – извлечения вещества из раствора или сухой смеси с помощью подходящего растворителя

Дальше газ транспортируется с целью дальнейшей переработки на газоперерабатывающие заводы.

Газопереработка в России

Газоперерабатывающий завод, ГПЗ — промышленное предприятие по переработке природного и попутного газа, газового конденсата с получением индивидуальных углеводородов и их смесей, а также сопутствующих продуктов (серы, гелия) и газомоторных топлив.

Виды газоперерабатывающих предприятий:

- установка комплексной подготовки газа (УКПГ);
- газоперерабатывающий завод (ГПЗ);
- завод подготовки/переработки/стабилизации газового конденсата;
- гелиевый завод;
- завод по сжижению ПГ/регазификационный завод;
+ газофракционирующая установка на НПЗ.

В состав ГПЗ, помимо основных технологических установок, входят: пункт приема и подготовки газа, лаборатории, товарные парки и склады реагентов, объекты водоснабжения, водоподготовки и очистки сточных вод, газового хозяйства (топливный газ, воздух, инертный газ), тепло- и электроснабжения, связи и коммуникаций, противопожарной и газовой защиты и другие вспомогательные объекты.

Первые ГПЗ в России производственной мощностью 100...300 тыс. м³/сутки были сооружены еще в двадцатых годах прошлого века. На этих заводах осуществлялось отделение от попутного нефтяного газа только пентана и более тяжелых жидких углеводородов — стабильного газового бензина. Отсюда берет начало старое название перерабатывающих предприятий — «газобензиновый завод».

В развитии газопереработки нашей страны можно выделить четыре этапа, связанные в основном с развитием и освоением новых нефтедобывающих районов .

Начиная с 50-х годов в СССР построены ГПЗ для переработки попутного нефтяного и природного газов в Башкирии (Туймазинский, Шкаповский), Татарии (Миннибаевский), Куйбышевской области (Отраденский, Нефтегорский), в Волгоградской области (Коробковский), на Северном Кавказе (Грозненский, Нефтекумский, Вознесенский), в Белоруссии (Белорусский), на Украине (Гнединцевский) в Казахстане (Казахский), Азербайджане (Карадагский). Общая мощность ГПЗ по переработке газа к 1970 году составила 17,3 млрд м³/год.

Дальнейшее развитие газопереработка получила в **середине 70-х годов** в период становления нефтедобычи в Западной Сибири и Коми. За короткое время были запроектированы и построены по современным технологиям низкотемпературной переработки с применением турбодетандеров и низкотемпературной сепарации ряд газоперерабатывающих заводов с единичной мощностью технологической линии 1000 и 2000 млн $\text{м}^3/\text{год}$ по нефтяному газу. Общая мощность газоперерабатывающих заводов, построенных в Западной Сибири, и Усинского ГПЗ в Республике Коми по переработке ПНГ к концу восьмидесятых годов достигла 20,76 млрд $\text{м}^3/\text{год}$.

В середине 80-х годов началось освоение нефтяных месторождений, расположенных в северной и западной части Ханты-Мансийского автономного округа — Югры и Ямало-Ненецком автономном округе. Для утилизации газа этих месторождений в районе г. Ноябрьска были построены Губкинский и Ноябрьский ГПЗ и ряд компрессорных станций для подачи нефтяного газа на газоперерабатывающие заводы, а вблизи г. Нягань — Красноленинский ГПЗ. Общая мощность вновь построенных ГПЗ составила 6,42 млрд м³/год.

С середины 2000-х годов основное внимание газоперерабатывающей промышленности было сконцентрировано на реконструкции и техническом перевооружении действующих газоперерабатывающих заводов, обеспечивающих повышение глубины извлечения пропана и более тяжелых целевых углеводородов, увеличение производительности отдельных установок, применение современных электронных средств автоматического регулирования и противоаварийной защиты, замену электроприводных компрессоров на компрессоры с газотурбинным приводом повышенной единичной мощности, доведением установок до требований современных норм промышленной безопасности.

Наиболее масштабные работы в этом направлении проведены практически на всех газоперерабатывающих заводах нефтехимической компании «СИБУР» в Западной Сибири. Кроме того, компанией «СИБУР» совместно с нефтяной компанией «Газпромнефть» на Южно-Приобском месторождении построена компрессорная станция высокого давления и на ее базе в настоящее время строится Южно-Приобский ГПЗ по переработке 900 млн м³/год нефтяного газа.

В этот период компанией «СИБУР» построен комплекс объектов по хранению, транспортировке ШФЛУ заводов Западной Сибири потребителям — Ноябрьская наливная эстакада с товарным парком и продуктопроводы от Губкинского, Муравленковского и Вынгапуровского ГПЗ к Ноябрьской наливной эстакаде, а в 2015 году завершено строительство крупнейшего в Российской Федерации продуктопровода ШФЛУ «Пуровский завод переработки конденсата — Южный Балык — Тобольск-Нефтехим» протяженностью 1100 км. Планируется, что пропускная способность продуктопровода на участке от Пуровского ЗПК до наливной эстакады в районе г. Ноябрьска составит около 4 млн тонн в год, на участке от наливной эстакады до Южно-Балыкского ГПЗ — около 5,5 млн тонн в год, а на участке от Южно-Балыкского ГПЗ до ООО «Тобольск-Нефтехим» — около 8 млн тонн в год.

На Сургутском ГПЗ ОАО «Сургутнефтегаз» построена и введена в эксплуатацию установка НТС с глубоким извлечением C_{3+} выше мощностью 3,0 млрд m^3 /год. Нефтяной компанией «ЛУКОЙЛ» намечена реконструкция установки НТА Локосовского ГПЗ, а также частично выполнена замена морально устаревших установок на Коробковском ГПЗ. Реализация программы модернизации действующих ГПЗ позволила газоперерабатывающим заводам увеличить мощность по приему и переработке газа на 10,7 млрд m^3 /год, что способствовало существенному снижению сжиганию нефтяного газа на факелах.

Газопереработка в России

Основные процессы подготовки/переработки газа:

- очистка сырого газа от “кислых” компонентов;
- Осушка газа;
- Отбензинивание газа;
- Разделение газа на фракции и индивидуальные компоненты;
- стабилизация конденсата;
- получение сопутствующих продуктов (широкая фракция легких углеводородов (ШФЛУ), сжиженный газ, пентан-гексановая фракция, гелий, сера, одорант, технический углерод и т.д.);
- получение моторных топлив из стабильного газового конденсата.

Классификация продукции газоперерабатывающих заводов

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

1. Газовые смеси, используемые в качестве топлива. Основной компонент – метан, также смеси содержат другие углеводороды, диоксид углерода, азот, сернистые соединения, суммарное содержание которых достигает нескольких процентов.
2. Газообразные технические чистые углеводороды (этан, пропан, бутаны) и гелий.
3. Углеводороды, относящиеся ко второй группе, но в сжиженном виде.
4. Газовый конденсат и продукты его переработки.
5. Твердые продукты переработки природного газа – технический углерод и газовая сера.

НЕФТЕГАЗОВАЯ ИНФРАСТРУКТУРА РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

- НЕФТЕПРОВОДЫ:**
- 1 Дружба
 - 2 БТС
 - 3 БТС-2
 - 4 ВСТО
 - 5 ВСТО-2
 - 6 Проектируемые

- ГАЗОПРОВОДЫ:**
- 1 Ямал – Европа
 - 2 Уренгой – Помары – Ужгород
 - 3 СПГО – Торжок
 - 4 Голубой поток
 - 5 Северный поток
 - 6 Южный поток
 - 7 Сахалин – Хабаровск – Владивосток

- Нефтеперерабатывающие заводы
- Газоперерабатывающие заводы
- Нефтебазы
- Пункты налива/слива нефти
- Танкерный флот



В России в настоящее время функционируют порядка 25 ГПЗ. Большая часть из них принадлежит Газпрому, часть - входит в состав СИБУРа, часть принадлежит нефтяным компаниям: ЛУКОЙЛ, Башнефть, Роснефть, Татнефть и др.

Основное назначение газоперерабатывающих заводов - разделение газовых и газожидкостных смесей, поступающих на завод с промыслов, их осушка и очистка от нежелательных компонентов.

Газопереработка в России

ОАО «Газпром»:

- 6 газо- и конденсатоперерабатывающих заводов;
- 6 малотоннажных установок по получению моторных топлив, используемых для местных нужд;

ГПЗ ОАО «Газпром»:

- Сосногорский (*технический углерод*);
- Астраханский;
- Оренбургский ГПЗ;
- Оренбургский гелиевый завод;
- Уренгойский завод подготовки газового конденсата (*моторные топлива для нужд газодобывающего района*);
- Сургутский завод стабилизации конденсата (*этансодержащий газ - сырье для Уренгойского НГХК на 600 тыс. т в год; изопентан, пропан, смесь бутанов*);

Газопереработка в России

Сосногорский ГПЗ:

- Старейший ГПЗ (40-ые гг. XX в.);
- Снизил объемы перер-ки Г и ГК из-за падения объемов добычи на Вуктыльском месторождении;
- Единственное пред-ие ОАО «Газпром», производящее тех.С;

Оренбургский ГПЗ:

- 45 млрд.м³/год (*Оренбургское мест-ие, Карачаганакское мест-ие, пониженная мощность в наст. момент*);

Оренбургский гелиевый завод:

- 18 млрд.м³/год газа с ОГПЗ;
- основн. производитель He и C₂H₆ в стране;
- соединен 600-километровым этанопроводом с Казанским ЗОС;

Уренгойский ЗПГК + Сургутский ЗСК:

- Производят сырье для Уренгойского НГХК;
- Сырье - *Уренгойское, Ямбургское мест-ния*;

Газопереработка в России

Основные проблемы российских ГПЗ:

- недостаточная загрузка по сырью;
- высокая степень изношенности;
- низкая автоматизация процессов;
- недостаточная глубина переработки сырья.

Например (*возможный вариант развития событий*):

Допустим, на ГПЗ есть только (!) процессы: очистка газов и стабилизация конденсата.

У собственника возникает необходимость расширения номенклатуры продуктов – на ГПЗ добавляют переработку стабильного конденсата и нефти (!!!) – **ОДНАКО, в развитых странах ГК изначально перерабатывается на НПЗ или на специализированных заводах.**

Газопереработка в России

Факторы, ограничивающие повсеместное распространение ГПЗ:

- сложности с шельфовыми и морскими месторождениями (*надежность сбора и подготовки газа, экономическое обоснование*);
- трудности с использованием сжиженного нефтяного газа (*отсутствии транспортной схемы , экономическое обоснование переработки*);
- выработка месторождений;
- отставание отечественных технологий от требований рынка хим.продуктов;

Газопереработка в России

Основные критерии выбора направления газопереработки и технологической схемы ГПЗ:

- Сырьевая база по газу и по конденсату;
- Возможность использования ресурсов попутного газа, как сырья для нефтехимии;
- Проблема транспортировки ШФЛУ, в том числе для НХ-комбинатов;
- оценка потребностей для производства крупнотоннажных НХ-продуктов: олефинов, ароматических углеводородов, метанола, сажи, мономеров;
- анализ возможностей использования газовых ресурсов для производства моторных топлив.

Воздействие газоперерабатывающих заводов на экологическую обстановку



Воздействие газоперерабатывающих заводов на экологическую обстановку

Что производят на газоперерабатывающих заводах?

Газоперерабатывающий завод (ГПЗ) – это промышленное предприятие, производящее из природных и попутных нефтяных газов различные виды бензинов, сжиженные газы, сжатые газы, дизтопливо, гелий, серу, диоксид серы, сажу и пр.

Воздействие газоперерабатывающих заводов на экологическую обстановку

Какие технологические процессы происходят на ГПЗ?

На ГПЗ осуществляются очистка газа от углекислоты, сернистых соединений, осушка, стабилизация газового конденсата, переработка получаемых при этом газов, газового конденсата и нестабильного бензина.

Воздействие газоперерабатывающих заводов на экологическую обстановку

На ГПЗ с полным циклом осуществляются пять основных технологических процессов:

1. Прием, замер и подготовка нефтяного газа к переработке, то есть, сепарация, осушка, очистка;
2. Сжатие газа до давления, необходимого для переработки и транспортирования по магистральным газопроводам до потребителей;
3. Отбензинивание газа, то есть, извлечение из него нестабильного газового бензина;
4. Разделение нестабильного бензина на газовый бензин и индивидуальные технически чистые углеводороды (пропан, [изобутан](#), н-бутан);
5. Хранение и отгрузка ж/д транспортом или посредством трубопроводов жидкой продукции завода;

Воздействие газоперерабатывающих заводов на экологическую обстановку

Как и прочие предприятия химической отрасли, ГПЗ загрязняют окружающую среду. Происходят значительные выбросы в атмосферу диоксида серы, сероводорода, [оксида углерода](#), метана и прочих вредных для здоровья человека веществ. Благодаря выбросам в атмосферу парниковых газов, происходит изменение климата.

Воздействие газоперерабатывающих заводов на экологическую обстановку

Так же, в непосредственной близости, загрязняется почва и водоемы. В километровой зоне от нефтехимических предприятий концентрации загрязняющих почву химических веществ существенно выше фоновых и предельно допустимых концентраций (ПДК). Концентрация некоторых веществ может превышать ПДК в сотни раз. Газоперерабатывающие заводы способствуют возникновению кислотных дождей, что ведет, кроме прочего, к закислению почв сельскохозяйственного назначения.

Воздействие газоперерабатывающих заводов на экологическую обстановку

Опасность взрывов и пожаров

Кроме этого, на газоперерабатывающих предприятиях существует повышенная опасность взрывов и пожаров. Учитывая, что аварийность, как в Российской Федерации, так и в общемировом масштабе, имеет тенденцию к росту, этот фактор тоже необходимо учитывать.

Различные уровни управления экологической безопасностью (на примере утилизации попутного нефтяного газа)

Уровень управления	Пути решения проблемы на различных уровнях управления
Государственный	<p>Постановление Правительства РФ от 9 февраля 2008 г. № 59 «О внесении изменений в некоторые постановления Правительства Российской Федерации по вопросам государственного регулирования цен на нефтяной (попутный) газ» [http://www.government.ru] (постановление обеспечивает либеризацию цен)</p>
	<p>Проект документа «План основных мероприятий по повышению эффективности использования попутного нефтяного газа» разработан МПР РФ. Подготовленный документ предусматривает запрет на эксплуатацию месторождений, не оборудованных приборами учета ПНГ. С 1 января 2011, года предполагается утвердить единый норматив утилизации ПНГ на уровне 95%, а также ввести прогрессивную плату за его выбросы и сжигание. Увеличение экологических штрафов за сверхнормативные выбросы предлагается осуществить с 2008 года [Гудков, 2007]. Минпромэнерго подготовлен другой проект с более мягкими требованиями. Проект не запрещает эксплуатацию месторождений без счетчиков ПНГ - за их отсутствие предусматривается только административный штраф. [Гудков, 2007]</p>

Различные уровни управления экологической безопасностью (на примере утилизации попутного нефтяного газа)

Уровень управления	Пути решения проблемы на различных уровнях управления
Региональный	Создание нормативно-правовых и других механизмов по повышению штрафов, которые сравниваются с реальной стоимостью сжигаемого сырья и наносимого урона окружающей среде [Фатеев, 2007].
	Разработка правовой основы повышения стимулов для создания наземной инфраструктуры утилизации попутного газа и установления льготного тарифа на его перекачку [Фатеев, 2007].
	Расширение программы НИОКР концерна ОАО «Газпром» за счет проведения научно-исследовательских работ по комплексу технических решений по утилизации ПНГ, обеспечивающих увеличение степени использования ПНГ на месторождениях концерна ОАО «Газпром» не менее чем до 95% к 2011 г. [Кузнецова, 2008]
	Создание соответствующей системы учета, увеличение экологических штрафов, ужесточение лицензионных требований к недропользователям [Послание Президента Российской Федерации, 2007]

Различные уровни управления экологической безопасностью (на примере утилизации попутного нефтяного газа)

Уровень управления	Пути решения проблемы на различных уровнях управления
Локальный	Установление счетчиков сжигания ПНГ на всех месторождениях к 2011 г. [Фатеев, 2007].
	Установление в лицензионных соглашениях лимитов утилизации ПНГ в соответствии с объемами используемого ПНГ, принятыми в Проектах и технологических схемах разработки месторождений [Фатеев, 2007].
	Анализ положительного опыта ОАО «Сургутнефтегаз» по утилизации более 95 процентов попутного газа [Фатеев, 2007] с целью внедрения его на других нефтепромыслах

Различные уровни управления экологической безопасностью (на примере утилизации попутного нефтяного газа)

Принятие мер по обеспечению экологической безопасности в нефтегазовой отрасли должно осуществляться в соответствии с различными уровнями управления ЭБ:

- на *государственном* уровне – обеспечение ЭБ находится в основном в нормативно-правовой области;
- на *региональном* уровне ЭБ – находится в сфере научных и технологических решений комплексного ресурсосбережения в зависимости от особенностей состава углеводородного сырья; и определяется созданием региональных программ по формированию технологически и территориально совмещенных добывающе-перерабатывающих комплексов, Центров нефтедобычи.
- на *локальном* уровне – обеспечение экологической безопасности определяется включением в лицензионные соглашения условий по охране и контролю за состоянием окружающей среды на нефтяных и газовых промыслах, а также внедрением ресурсосберегающих технологий и разработкой программ энергосбережения.

Система сбора нефти, нефтяного газа и пластовой воды

Система сбора нефти, нефтяного газа и пластовой воды

Под системой сбора нефти, газа и воды на нефтяных месторождениях понимают все оборудование и систему трубопроводов, построенные для сбора продукции отдельных скважин и доставки ее до центрального пункта подготовки нефти, газа и воды (сокращенно ЦППН).

Система сбора нефти, нефтяного газа и пластовой воды

Единой универсальной системы сбора нефти, газа и воды не существует, так как каждое месторождение имеет свои особенности: природно-климатические условия, сетку размещения скважин, способы и объемы добычи нефти, газа и воды, физико-химические свойства пластовых жидкостей и т.д.

Система сбора нефти, нефтяного газа и пластовой воды

Как бы ни были разнообразны системы сбора нефти, газа и воды в зависимости от конкретных условий, они должны обеспечивать возможность осуществления следующих **операций**:

- 1) измерения продукции каждой скважины или, в случае необходимости, группы скважин данного участка;
- 2) транспорта продукция скважин под давлением, имеющимся на устье скважин, до ЦППН, а при недостаточном давлении - с использованием насосов на промежуточных сборных пунктах (ПСП) или дожимных насосных станциях (ДНС);

Система сбора нефти, нефтяного газа и пластовой воды

- 3) сепарации нефти от газа и транспорта газа до пункта его подготовки или до потребителя, а в случае применения газлифтного способа добычи т обратного транспорта газа до газлифтных скважин;
- 4) отделения до установок подготовки нефти свободной воды изпродукции скважин в случае добычи высокообводненныхнефтей;
- 5) отделения продукции некоторых скважин в случае нежелательностиее смешения с продукцией остальных скважин;
- 6) подогрева продукции скважин в случае невозможности ее сбора и транспорта при обычных температурах

Принципиальная технологическая схема сбора нефти, нефтяного газа и пластовой воды

В общем виде схема сбора нефти и газа представлена на рисунке

Принципиальная технологическая схема сбора нефти, нефтяного газа и пластовой воды

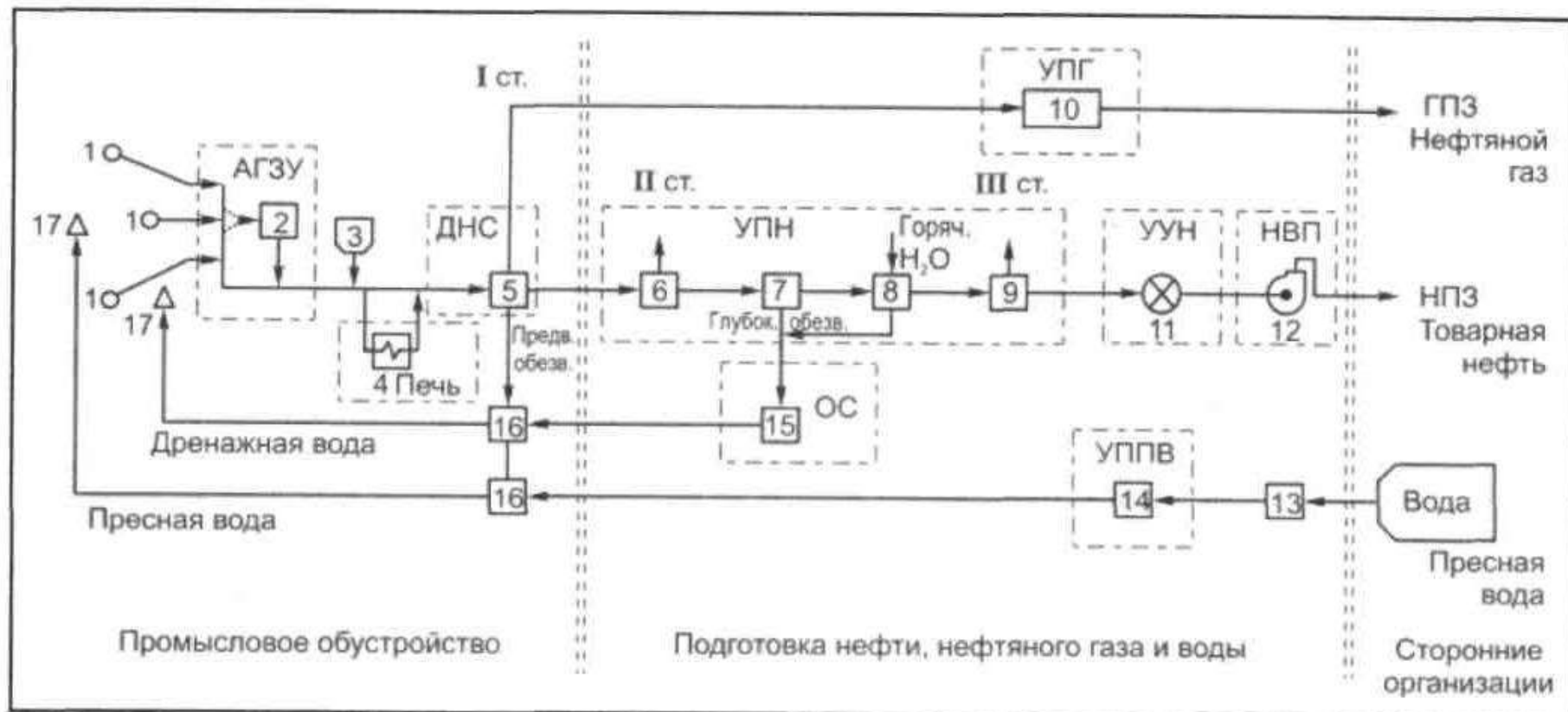
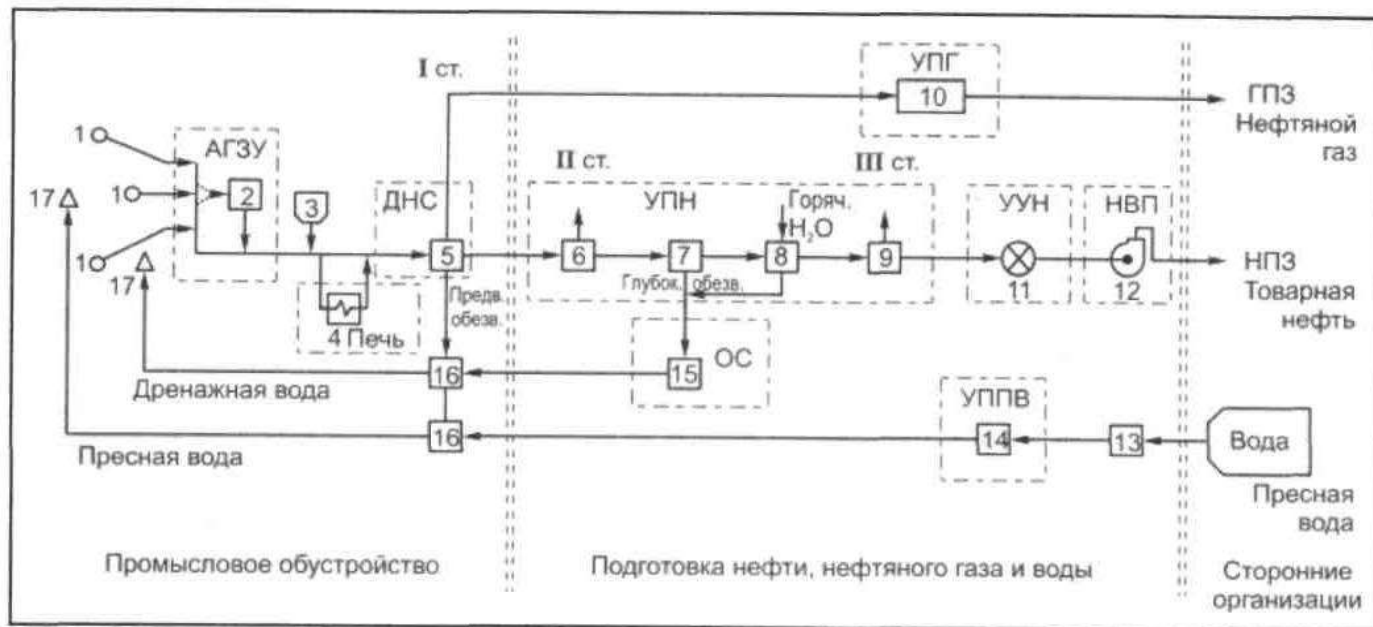


Рис. 1.1. Принципиальная технологическая схема сбора и подготовки нефти, нефтяного газа и попутной воды:

I ст, II ст, III ст – первая, вторая и третья ступени разгазирования нефти; АГЗУ – автоматизированная групповая замерная установка, ДНС – дожимная насосная станция; УПН – установка подготовки нефти; УПГ – установка подготовки нефтяного газа; УУН – узел учета нефти; НВП – насосы внешней перекачки; ГПЗ – газоперерабатывающий завод; НПЗ – нефтеперерабатывающий завод; УППВ – установка подготовки пресной воды; 1 – добывающие скважины; 2 – замерная установка; 3 – блок подачи реагента; 4 – подогрев продукции; 5 – трехфазный делитель (ДНС с предварительным сбросом воды); 6 – вторая ступень разгазирования нефти; 7 – ступень глубокого обезвоживания сырой нефти; 8 – ступень обессоливания; 9 – стабилизация нефти; 10 – УПГ; 11 – УУН; 12 – НВП; 13 – водозабор; 14 – УППВ; 15 – очистные сооружения; 16 – кустовая насосная станция (КНС); 17 – нагнетательные скважины

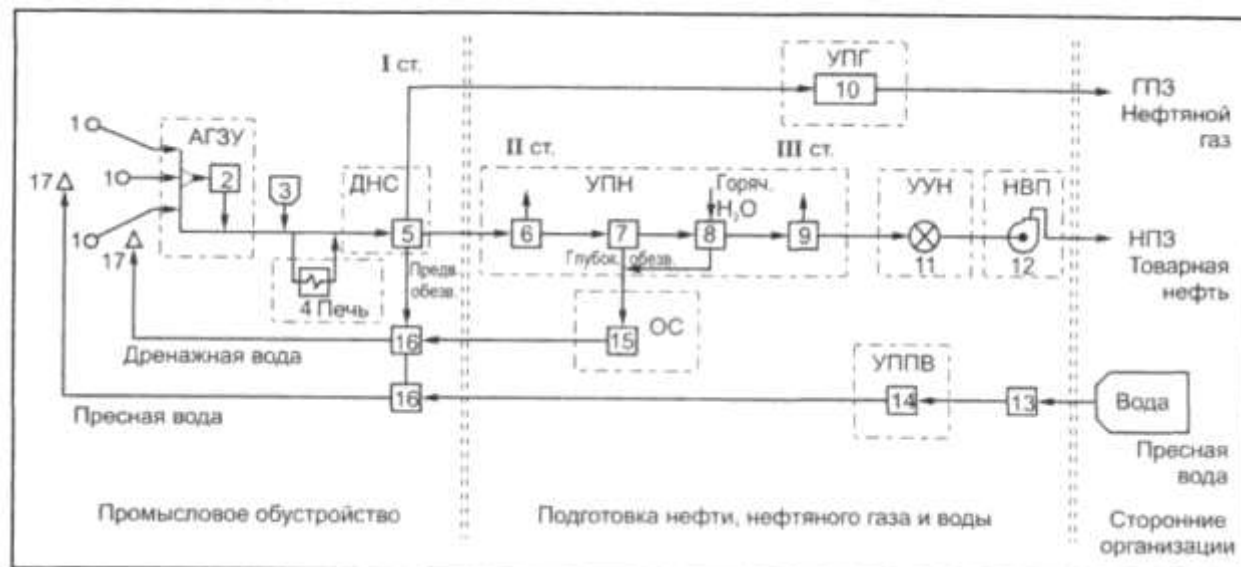
Технологическая схема сбора нефти, нефтяного газа и пластовой воды

Скважинная продукция из эксплуатационных скважин (1) поступает на АГЗУ (2). Блок дозирования химических реагентов (3) (деэмульгаторов, ингибиторов коррозии, солеотложения и т.д.) может быть смонтирован в любой точке трубопроводов промышленной системы транспорта на участке от скважины до УПН.



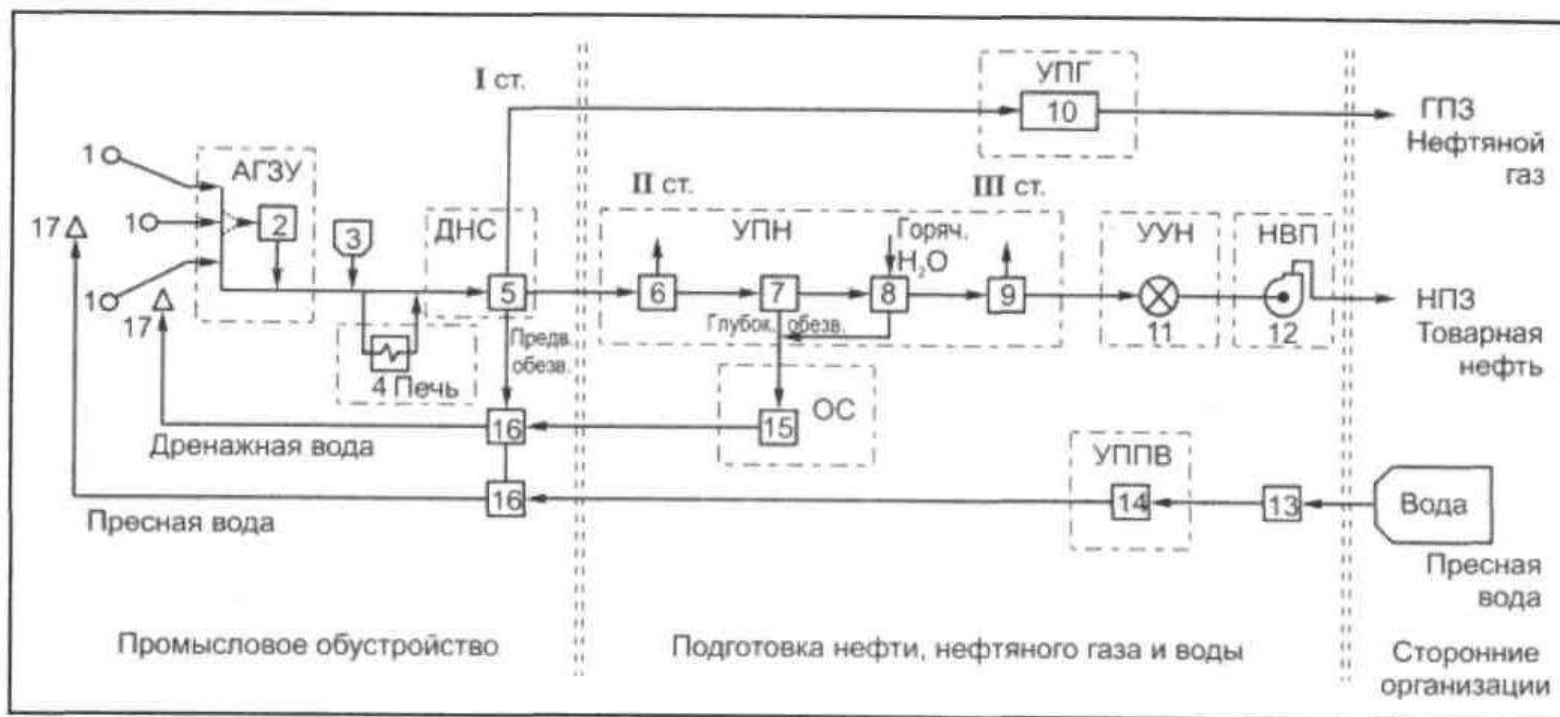
Технологическая схема сбора нефти, нефтяного газа и пластовой воды

При сборе нефти с высокой температурой потери текучести или высоковязкой нефти для обеспечения их постоянной текучести применяются различного рода подогреватели. Подогрев продукции скважин в выкидных линиях производится устьевыми подогревателями типа УН-0,2 или ПТТ-2. Для подогрева продукции скважин в нефтегазосборных трубопроводах применяются путевые подогреватели (4) типа ПП—0,63 или трубопроводные нагреватели типа ПТ.



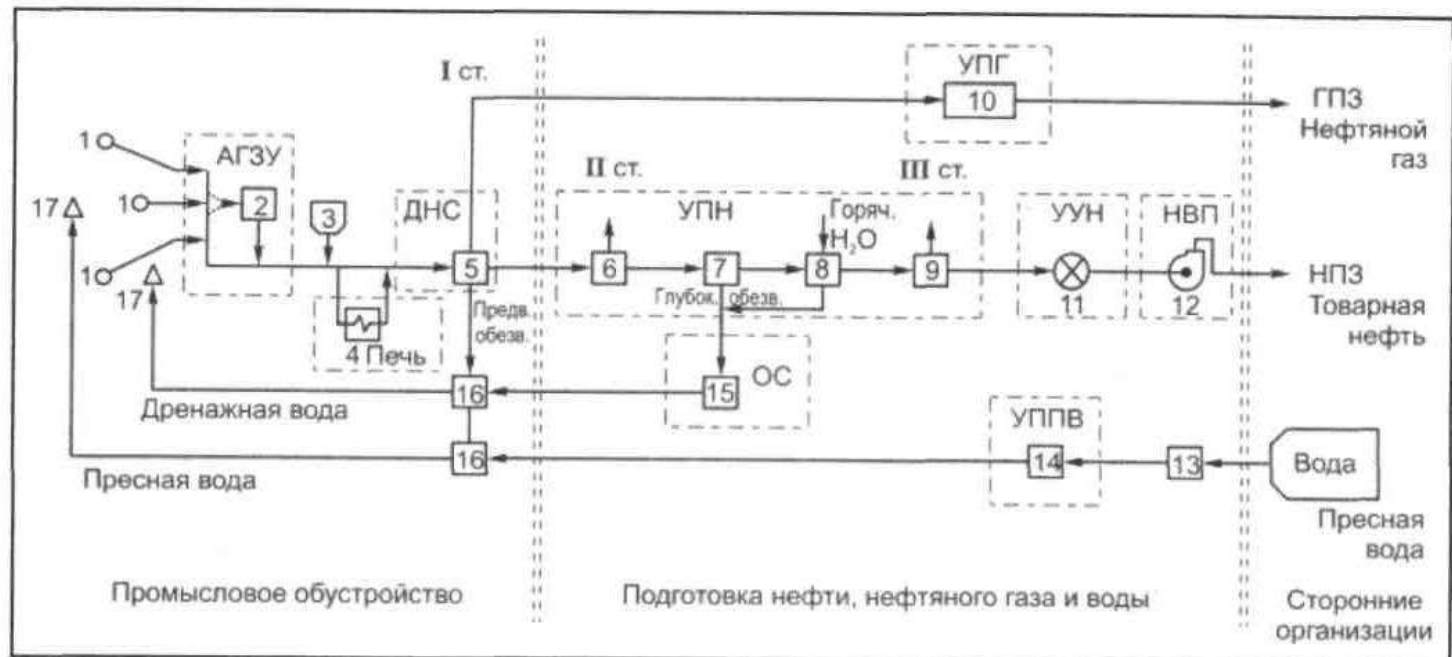
Технологическая схема сбора нефти, нефтяного газа и пластовой воды

Первая степень сепарации нефтяного газа производится на дожимных насосных станциях (ДНС) (5). Отделяемый нефтяной газ первой степени сепарации направляется на установку подготовки газа (УПГ) (10) и далее потребителю, например, на газоперерабатывающий завод (ГПЗ).



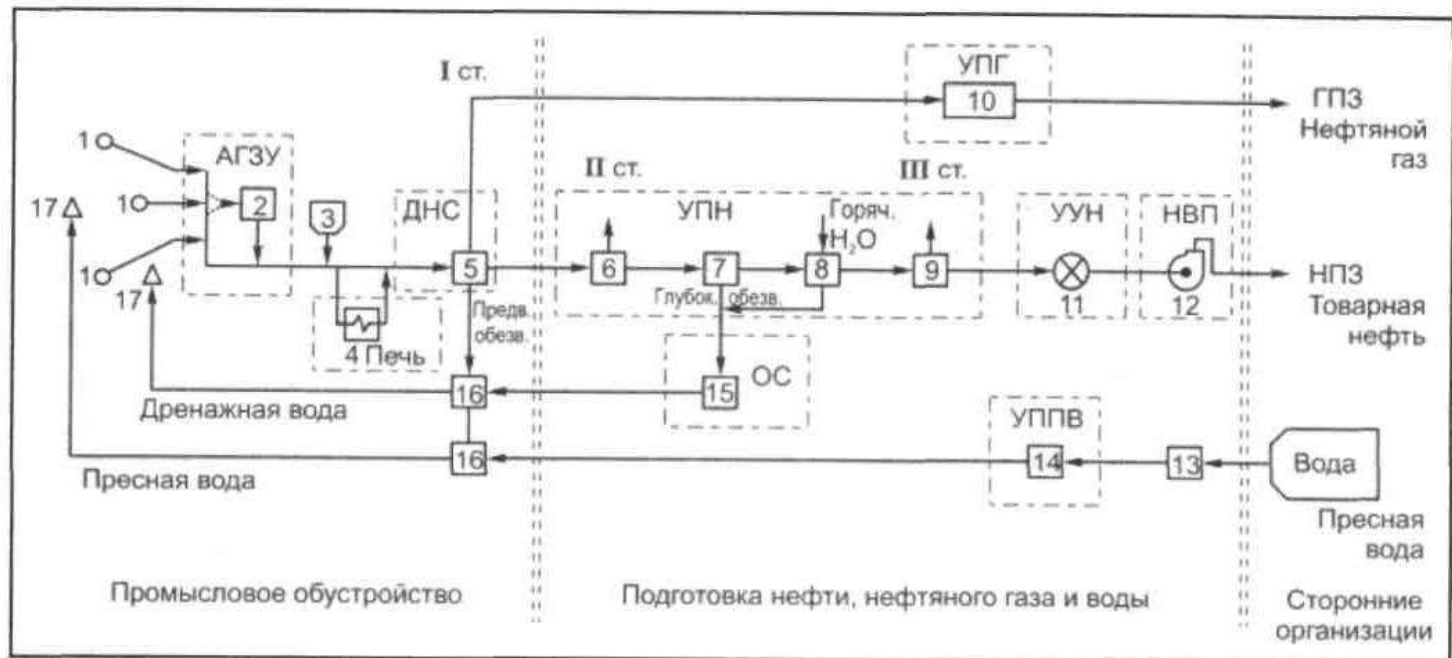
Технологическая схема сбора нефти, нефтяного газа и пластовой воды

Отметим, что **разгазирование нефти** в сепараторе (6) представляет собой вторую ступень сепарации нефтяного газа, который, как правило, используется на собственные нужды или после компримирования* направляется в газопровод с давлением первой ступени сепарации нефтяного газа для подачи стороннему потребителю.



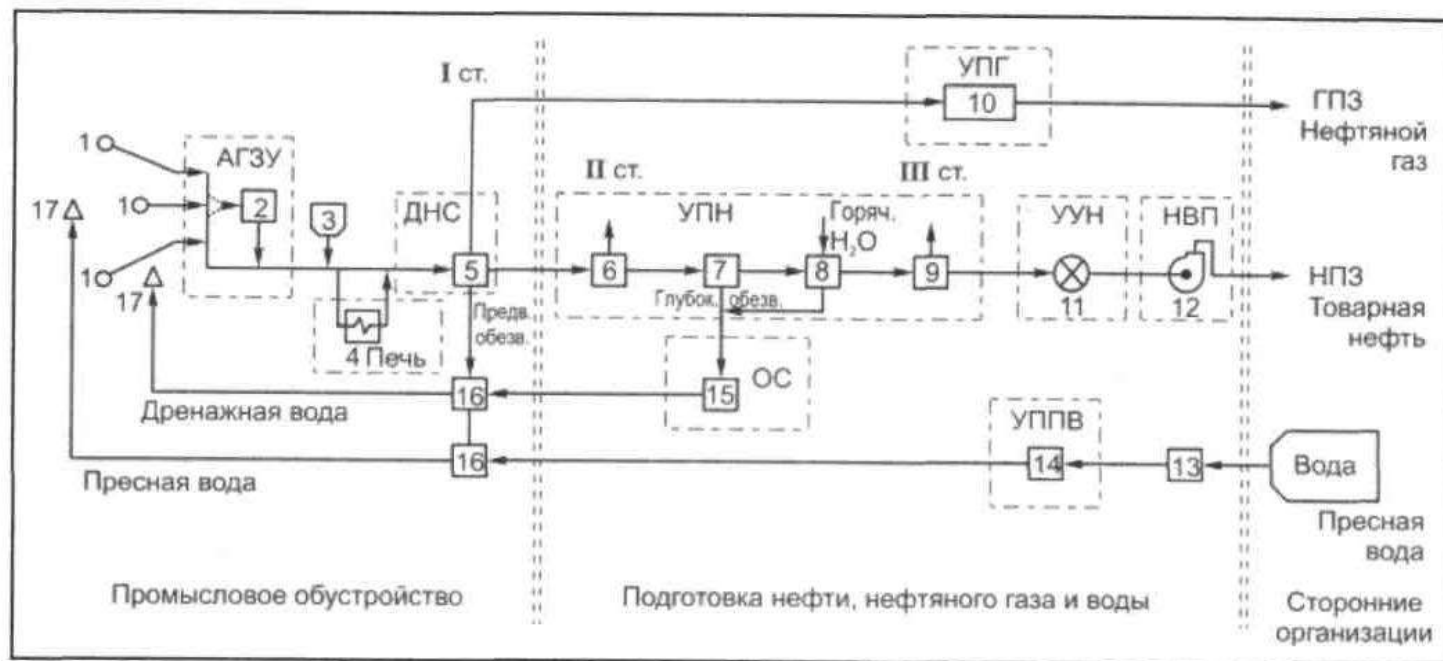
Технологическая схема сбора нефти, нефтяного газа и пластовой воды

Глубокое обезвоживание нефти позволяет получить товарную нефть с планируемой остаточной обводнённостью в соответствии с требованиями технических условий ГОСТ Р 51858-2002. Степень обессоливания нефти (8) необходима в случае большой концентрации ионов хлора в остаточной воде товарной нефти, то есть степень обессоливания позволяет уменьшить концентрацию ионов хлора в остаточной капельной воде в составе товарной нефти.



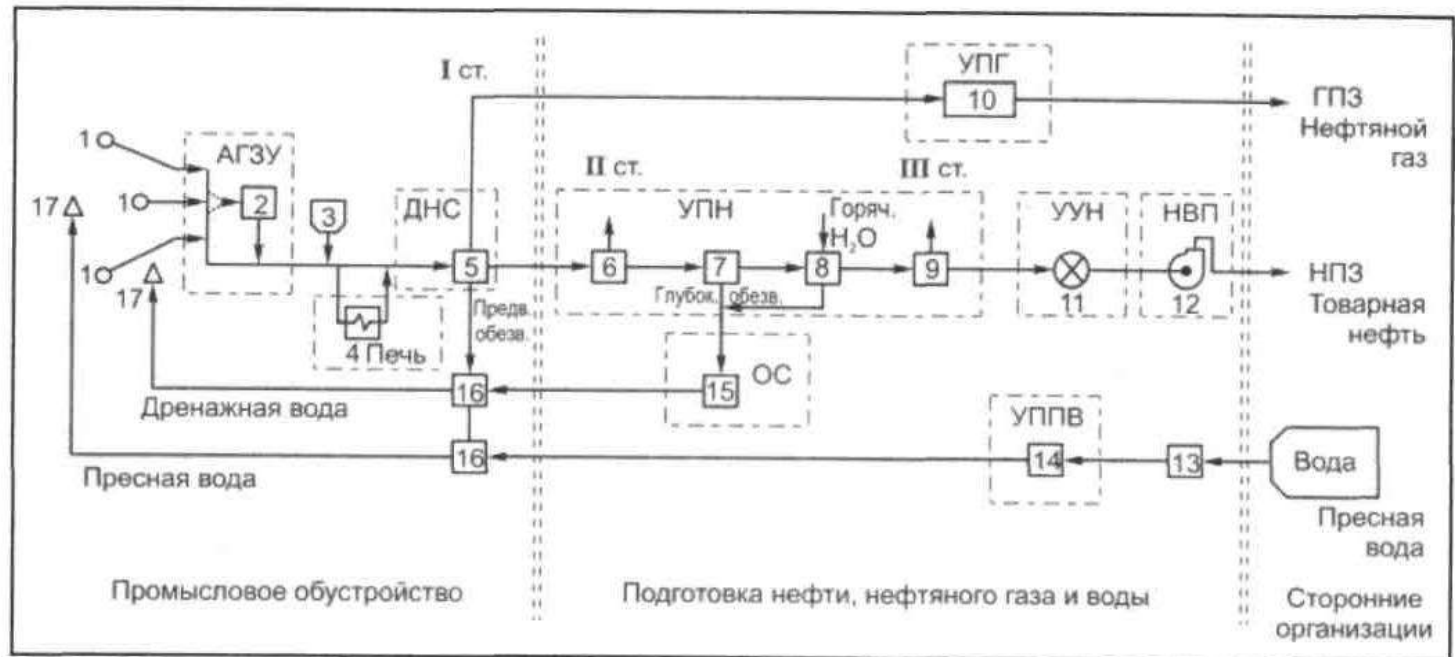
Технологическая схема сбора нефти, нефтяного газа и пластовой воды

Степень стабилизации товарной нефти (9) обеспечивает давление ее насыщенных паров до 66,7 кПа при температуре 37,8 °С. Как правило, нефтяной газ низкого давления, образующийся на этой ступени, сжигается на факеле.



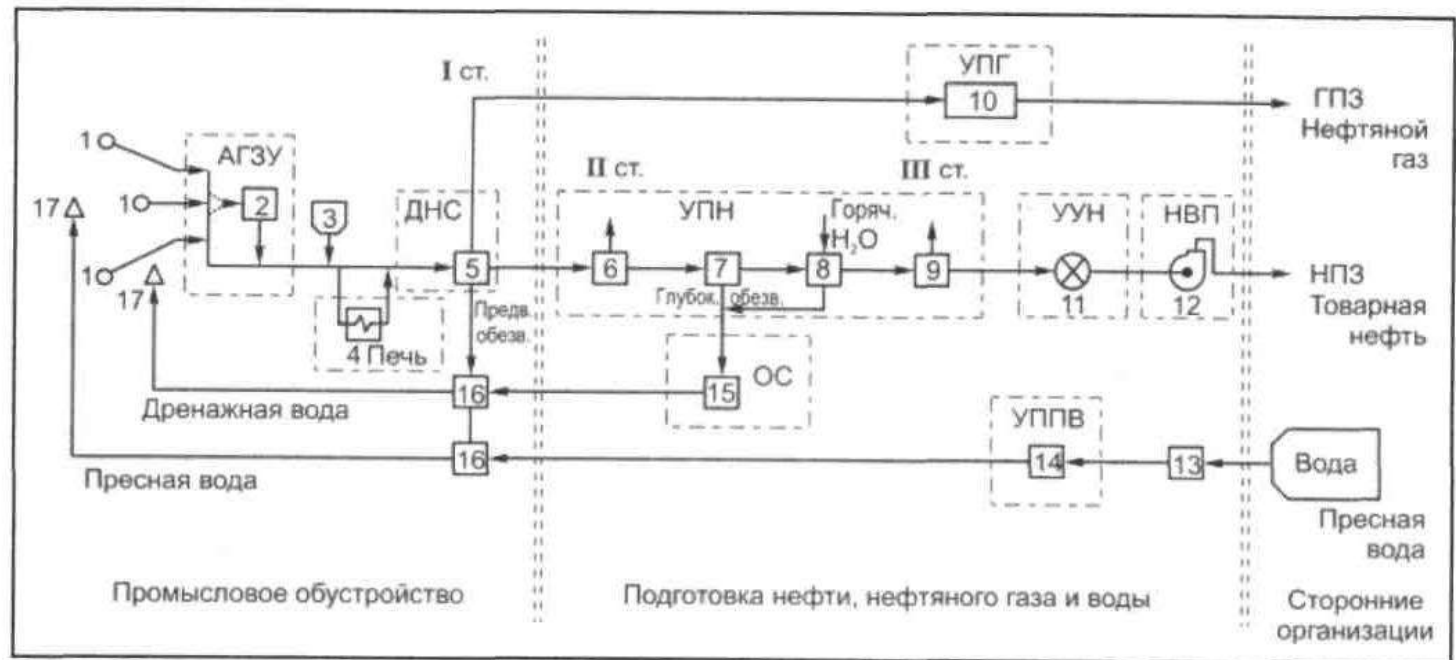
Технологическая схема сбора нефти, нефтяного газа и пластовой воды

Далее товарная нефть направляется на узел контроля её качества, то есть соответствия техническим условиям ГОСТ Р 51858-2002, и коммерческого учета её количества (УУН - узел учета товарной нефти) (11). После оформления документов (подписания акта приёма-сдачи товарной нефти и её характеристики) товарная нефть насосами внешней перекачки (НВП) (12) поступает транспортной (как правило, трубопроводной) организации для её дальнейшей переработки на нефтеперерабатывающих заводах (НПЗ).



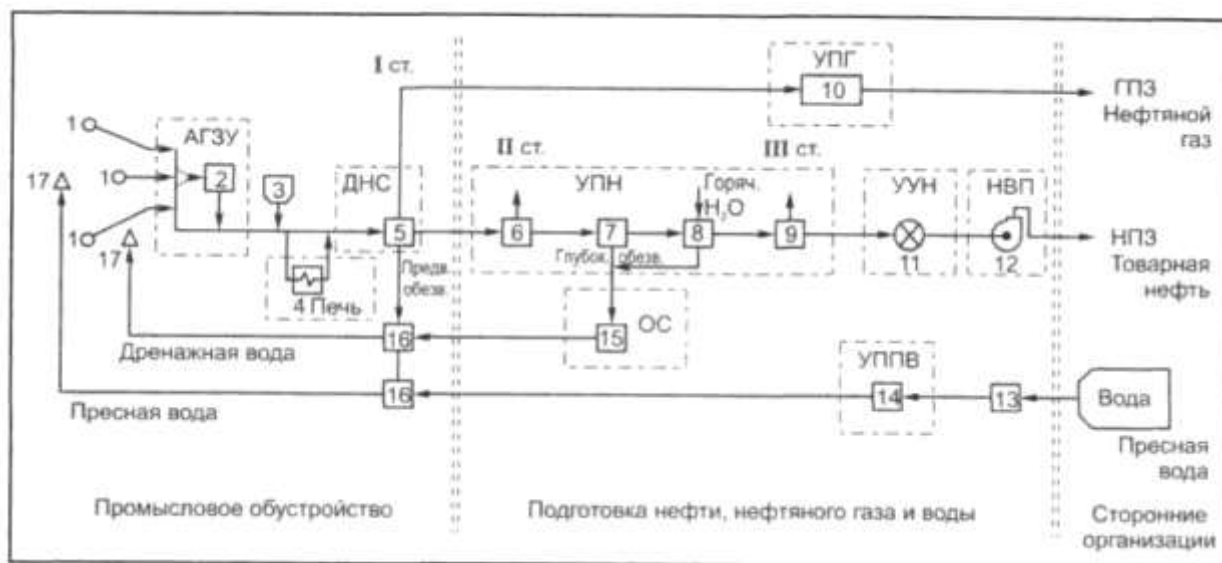
Технологическая схема сбора нефти, нефтяного газа и пластовой воды

Если скважинная продукция обводнена более чем на 20% масс., то на ДНС может быть запроектировано предварительное обезвоживание (сепарация нефти и воды) скважинной продукции. При этом основное технологическое требование действующих норм заключается в том, чтобы сбрасываемые пластовые воды имели качество, обеспечивающее их закачку в продуктивные горизонты без дополнительной очистки (предусматривается только дегазация воды) и направление их непосредственно на кустовые насосные станции (КНС) (16) системы поддержания пластового давления (ППД).



Технологическая схема сбора нефти, нефтяного газа и пластовой воды

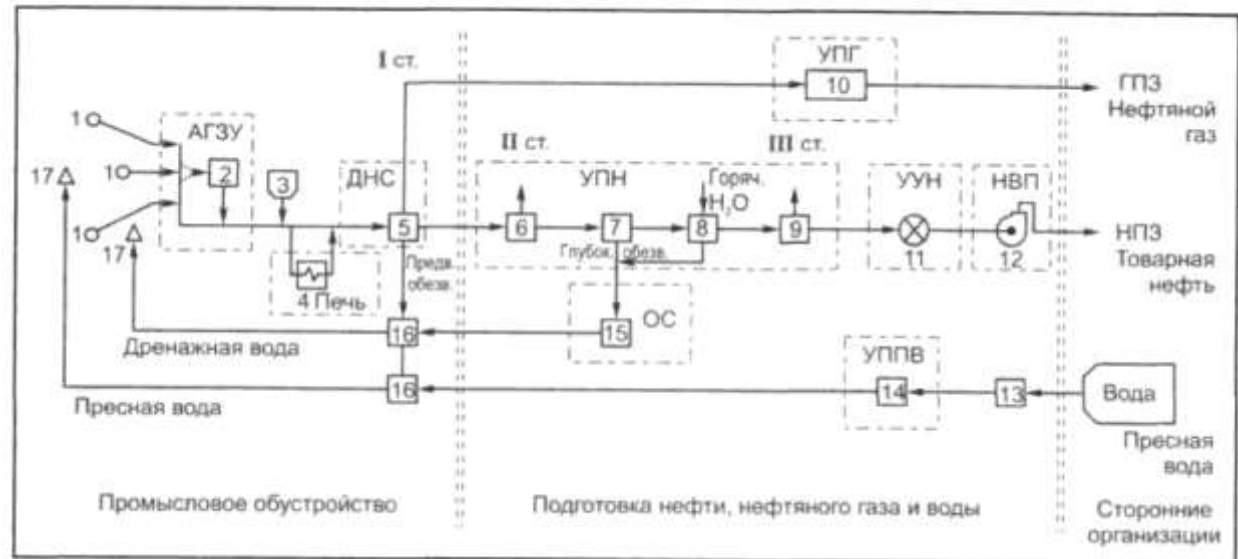
При глубоком обезвоживании нефти (7) дренажная вода направляется на очистные сооружения (ОС) (15), где нефтепромысловые сточные воды очищаются от остаточной капельной нефти и механических примесей до показателей качества воды, обеспечивающих оптимальную закачку их в продуктивные пласты. С очистных сооружений вода направляется на кустовые насосные станции (КНС) (16), откуда она по высоконапорным водоводам поступает в поглощающие скважины (17).



Технологическая схема сбора нефти, нефтяного газа и пластовой воды

Дефицит воды для поддержания пластового давления восполняется за счет внешних ресурсов (источников):

- водоемов пресной воды,
- водоносных горизонтов и т.д.,
- откуда водозаборами (13), пресная (или минерализованная) вода поступает на установку подготовки пресной (или минерализованной) воды (14), затем на КНС (16) и по высоконапорным водоводам в пласт через поглощающие скважины (17).



Технологическая схема сбора нефти, нефтяного газа и пластовой воды

Современные унифицированные системы сбора и подготовки нефти отличаются от описанной принципиальной технологической схемы только в деталях.

Система сбора нефти, нефтяного газа и пластовой воды

В настоящее время на нефтяных месторождениях в основном применяются однотрубные системы сбора, при которых продукция скважин по выкидным линиям поступает на установку измерения, а оттуда по одному нефтегазосборному коллектору - до ЦППН.

Помимо однотрубных систем сбора применяются и двухтрубные, когда или на установке измерения или на ДНС от нефти отделяется газ и по отдельному трубопроводу подается на ЦППН.

Система сбора нефти, нефтяного газа и пластовой воды

На некоторых месторождениях осуществляется отдельный сбор продукции безводных и обводненных скважин. В этом случае продукция безводных скважин, не смешиваясь с продукцией обводненных скважин, поступает на ЦППН. Так же отдельно собирают продукцию скважин, если нежелательно смешение нефтей разных горизонтов, например, не содержащих и содержащих сероводород

Система сбора нефти, нефтяного газа и пластовой воды

Ко всем существующим системам сбора нефти и газа предъявляется также одно из важнейших требований - предупреждение потерь легких фракций нефти. Для выполнения этого условия необходима полная герметизация системы, начиная от скважины на всем пути до ЦППН.

Наиболее полно это условие соблюдается в напорных однострунных системах сбора, когда продукция скважин за счет давления на устье транспортируется до ЦППН.

Система сбора нефти, нефтяного газа и пластовой воды

За последние годы однострубные напорные герметизированные системы сбора нефти, газа и воды получили наибольшее распространение на нефтяных месторождениях страны.

Система сбора нефти, нефтяного газа и пластовой воды

Однако на больших по площади месторождениях не всегда возможно доставить продукцию скважин на ЦППН без применения промежуточных насосных станций. В этом случае на удаленных площадях строят дожимные насосные станции, и система сбора состоит как бы из двух частей: напорной герметизированной однетрубной (до ДНС) и напорной герметизированной двухтрубной (с отдельным транспортом нефти и газа до ЦППН)

Система сбора нефти, нефтяного газа и пластовой воды

Кроме того, в последние годы наметилась тенденция к укрупнению пунктов подготовки нефти - продукция с нескольких нефтяных месторождений (или залежей) поступает на подготовку в один центральный пункт, построенный на одном из месторождений (обычно на самом крупном).

При этом на остальных месторождениях строят лишь дожимные насосные станции, обеспечивающие подачу продукции скважин до ЦППН.

Система сбора нефти, нефтяного газа и пластовой воды

Наряду с перечисленными выше напорными герметизированными системами сбора нефти и газа на нефтяных месторождениях также встречаются открытые самотечные системы с использованием индивидуальных трапно-замерных установок для измерения продукции скважин. Постепенно они заменяются напорными герметизированными системами.

Система сбора нефти, нефтяного газа и пластовой воды

Системы сбора нефти, газа и воды непрерывно совершенствуются.

Эти усовершенствования в основном направлены на снижение капиталовложений, эксплуатационных затрат, а также на предотвращение потерь нефти и газа.

Рассмотрим основные системы сбора нефти и газа, получившие наибольшее распространение на нефтяных месторождениях нашей страны.

Система сбора нефти, нефтяного газа и пластовой воды

Системы сбора нефти, газа и воды непрерывно совершенствуются.

Эти усовершенствования в основном направлены на снижение капиталовложений, эксплуатационных затрат, а также на предотвращение потерь нефти и газа.

Правовые аспекты экологической безопасности на нефтяных предприятиях

Характеристика нефтяных месторождений как источников загрязнения окружающей среды

Типовыми технологическими сооружениями нефтегазовых месторождений, оказывающими воздействие на окружающую среду, являются:

- эксплуатационные и нагнетательные скважины,
- дожимные насосные станции с установками предварительного сброса пластовой воды,
- центральный пункт сбора нефти,
- трубопроводы, по которым осуществляется транспорт продукции скважин,
- кустовые насосные станции, водоводы высокого и низкого давления,
- газопроводы попутного газа,
- линии электропередач и связи,
- дороги и другие сооружения.

Правовые аспекты экологической безопасности на нефтяных предприятиях

Характеристика нефтяных месторождений как источников загрязнения окружающей среды

Технологические **объекты** разработки месторождения оказывают влияние на все элементы природной среды: атмосферу, гидросферу, почву, грунты, растительность и животный мир.

Основными источниками выбросов в атмосферу являются:

- скважины, технологические установки, резервуары нефти;
- факельное сжигание, выпуск и продувка газа, выжигание разлитой нефти;
- работа двигателей внутреннего сгорания;
- пыль, поднимаемая летом транспортными средствами;
- утечки газа и испарение легких углеводородов.

Правовые аспекты экологической безопасности на нефтяных предприятиях

Характеристика нефтяных месторождений как источников загрязнения окружающей среды

В атмосферу могут попадать углекислый газ, окись углерода, окислы азота, сернистые соединения, метан, метанол, летучие компоненты деэмульгаторов и ингибиторов коррозии, сажа и др.

Основными источниками загрязнения водоемов являются:

- пластовые воды;
- буровые растворы и жидкости для ремонта скважин;
- технические и сточные воды, включая бытовые.

Земляные работы могут сильно изменить существующую систему стока, а это, в свою очередь, может привести к изменениям в растительном покрове и живой природе. Технологические процессы на промысле могут быть источником загрязнения водоемов.

Правовые аспекты экологической безопасности на нефтяных предприятиях

Воздействие нефтедобычи на компоненты окружающей природной среды

К возможным воздействиям на **гидросферу** относятся следующие:

- изменение стока из-за нарушения рельефа;
- прямое или косвенное воздействие на источники воды в результате удаления растительного покрова;
- загрязнение грунтовых и поверхностных вод в результате сбросов, утечек, дренажа и случайных разливов, связанных с эксплуатацией промышленных объектов;
- загрязнение грунтовых и поверхностных вод буровыми растворами и нефтью в период проведения буровых работ.

Правовые аспекты экологической безопасности на нефтяных предприятиях

Воздействие нефтедобычи на компоненты окружающей природной среды

К возможным воздействиям разработки нефтяного месторождения на **почву** относятся:

- эрозия в результате изменения наклона поверхности и запруживания воды;
- изменения условий стекания воды;
- изменения полигональных структур;
- загрязнение в результате сбросов, утечек, дренажа и случайных разливов, связанных с эксплуатацией промысловых объектов.

Правовые аспекты экологической безопасности на нефтяных предприятиях

Воздействие нефтедобычи на компоненты окружающей природной среды

К возможным воздействиям разработки нефтяного месторождения на **растительный** мир относятся:

1. Уничтожение растительного покрова или изменения в его составе происходят при строительстве одиночных и кустов скважин, промысловых сооружений, дорог и вспомогательных объектов, факельном сжигании продукции скважин и выжигании разлитой на поверхность нефти, а также производстве земляных работ и загрязнений выбросами, отходами и разливами.
2. Изменения видового состава могут привести к изменению энергетического баланса и циркуляции питательных веществ. Серьезность последствий зависит от структуры местообитания флоры. Неуправляемые пожары, пожирающие тайгу, наносят заметный ущерб окружающей среде и представляют угрозу человеческим жизням и оборудованию. Таежные экосистемы сильно страдают от пожаров, вследствие уничтожения растительного покрова и мест обитания, нарушения ландшафта и заиливания водоемов.

Правовые аспекты экологической безопасности на нефтяных предприятиях

Нормативно-правовое регулирование экологической безопасности при нефтедобыче

Основополагающими актами государственного регулирования Российской Федерации в области обеспечения экологической безопасности при реализации хозяйственной деятельности по освоению месторождений нефти являются Конституция Российской Федерации, законы РФ, Указы Президента РФ, Постановления Правительства РФ.

Правовые аспекты экологической безопасности на нефтяных предприятиях

Нормативно-правовое регулирование экологической безопасности при нефтедобыче

При размещении, проектировании, строительстве, реконструкции, вводе в эксплуатацию предприятий, сооружений и иных объектов, закон предъявляет определенные экологические требования. В частности:

- должны выполняться требования экологической безопасности, охраны здоровья человека и охраны биоресурсов;
- должны предусматриваться мероприятия по охране природы, рациональному использованию и воспроизводству природных ресурсов, оздоровлению окружающей природной среды;

Правовые аспекты экологической безопасности на нефтяных предприятиях

Нормативно-правовое регулирование экологической безопасности при нефтедобыче

- должен вестись учет ближайших и отдаленных экологических, экономических, демографических, последствий деятельности указанных объектов при приоритете охраны здоровья человека и благосостояния населения;
- необходимо наличие положительного заключения государственной экологической экспертизы, в необходимых случаях при размещении объектов, затрагивающих экологические интересы населения, решение принимается по результатам обсуждения или референдума;

Правовые аспекты экологической безопасности на нефтяных предприятиях

Нормативно-правовое регулирование экологической безопасности при нефтедобыче

- необходим учет современного уровня научно-технического прогресса и предельно допустимых нагрузок на окружающую природную среду;
- должны предусматриваться надежные и эффективные меры предупреждения, устранения загрязнения, окружающей природной среды вредными отходами, их обезвреживание и утилизация, внедрение ресурсосберегающих, малоотходных и безотходных технологий и производств.

Нарушение указанных требований влечет за собой приостановление до устранения недостатков либо полное прекращение деятельности.

Правовые аспекты экологической безопасности на нефтяных предприятиях

Нормативно-правовое регулирование экологической безопасности при нефтедобыче

Для соблюдения требований природоохранного законодательства и нормативов качества окружающей природной среды в законе предусматривается экологический контроль и мониторинг.

Система экологического контроля и мониторинга состоит из Государственного экологического контроля, государственной службы наблюдения за состоянием окружающей природной среды, государственного, производственного, общественного контроля.

Правовые аспекты экологической безопасности на нефтяных предприятиях

Нормативно-правовое регулирование экологической безопасности при нефтедобыче

Государственная служба наблюдения за состоянием окружающей природной среды осуществляется специально уполномоченными на то государственными органами Российской Федерации.

Основные цели этой службы включают:

- наблюдение за происходящими в окружающей природной среде физическими, химическими, биологическими процессами;
- наблюдение за уровнем загрязнения атмосферного воздуха, водных объектов, последствиями его влияния на растительный и животный мир;
- обеспечение заинтересованных организаций и населения текущей и экстренной информацией об изменениях в окружающей природной среде, предупреждение и прогноз ее состояния.

Правовые аспекты экологической безопасности на нефтяных предприятиях

Нормативно-правовое регулирование экологической безопасности при нефтедобыче

За экологические правонарушения, за противоправные деяния, нарушающие природоохранительное законодательство и причиняющие вред окружающей природной среде и здоровью человека, должностные лица и граждане несут дисциплинарную, административную либо уголовную ответственность, предприятия - административную и гражданско-правовую ответственность в соответствии с законом Российской Федерации «Об охране окружающей среды», Уголовным кодексом Российской Федерации, с 1996 г. содержащим главу «Экологические преступления», иными законодательными актами Российской Федерации и субъектов Российской Федерации.

Правовые аспекты экологической безопасности на нефтяных предприятиях

Нормативно-правовое регулирование экологической безопасности при нефтедобыче

Должностные лица и граждане, предприятия, учреждения, организации, виновные в совершении экологических правонарушений, подвергаются штрафу, налагаемому в административном порядке. Конкретный размер налагаемого штрафа определяется органом, налагающим штраф, в зависимости от характера и вида совершенного правонарушения, степени вины правонарушителя и причиненного вреда.

Правовые аспекты экологической безопасности на нефтяных предприятиях

Нормативно-правовое регулирование экологической безопасности при нефтедобыче

Уголовная ответственность предусматривается за причинение ущерба окружающей природной среде в ходе хозяйственной деятельности, за нарушение правил обращения с экологически опасными веществами и отходами, за порчу земли, за нарушение правил охраны рыбных запасов, за уничтожение мест обитания для организмов, занесенных в Красную книгу Российской Федерации, за нарушение режима особо охраняемых природных территорий и природных объектов.

Правовые аспекты экологической безопасности на нефтяных предприятиях

Нормативно-правовое регулирование экологической безопасности при нефтедобыче

Закон Российской Федерации «Об охране окружающей природной среды» определяет обязанности возмещения вреда, причиненного экологическим правонарушением, т.е. конкретизирует положения Гражданского Кодекса Российской Федерации применительно к экологическому законодательству и учитывая специфику регулируемых им общественных отношений.

Кроме того, отношения, связанные с экологической безопасностью работ при добыче полезных ископаемых, регулируются также другими нормативно-правовыми актами.

Правовые аспекты экологической безопасности на нефтяных предприятиях

Экологическое сопровождение эксплуатации современного предприятия представляет собой достаточно сложный и непрерывный процесс, который связан с его производственной деятельностью и осуществляется коллективом специалистов под руководством главного инженера или главного технолога.

Главным и наиболее эффективным природоохранным мероприятием является экологическое **нормирование**.

Правовые аспекты экологической безопасности на нефтяных предприятиях

Экологическое **нормирование** выбросов загрязняющих веществ в атмосферу, как вид экологического сопровождения деятельности предприятия, заключается в разработке и согласовании проекта нормативов предельно допустимых выбросов (ПДВ) загрязняющих веществ (ЗВ) в атмосферу и получении разрешения на выброс.

Проект может разрабатываться как персоналом самого предприятия, так и с привлечением специализированных организаций, занимающихся экологическим нормированием.

Правовые аспекты экологической безопасности на нефтяных предприятиях

Суть данного этапа экологического сопровождения состоит в:

- установлении нормативов ПДВ ЗВ в атмосферу для действующего предприятия на основе анализа технологии производства, инвентаризации источников образования ЗВ и источников их выброса в атмосферу;
- обосновании выбора атмосфероохранных мероприятий, обеспечивающих достижение установленных нормативов.

Правовые аспекты экологической безопасности на нефтяных предприятиях

Цель нормирования - государственное регулирование выбросов в атмосферу, стимулирование предприятия к снижению объемов и токсичности ЗВ, выбрасываемых в атмосферу, и создание условий для поддержания качества атмосферного воздуха в районе расположения объекта на нормативном уровне.

Правовые аспекты экологической безопасности на нефтяных предприятиях

Нормативы ПДВ вредных (загрязняющих) веществ в атмосферу и ВСВ (лимиты) устанавливаются территориальными органами МПР РФ для каждого стационарного источника выбросов и производства в целом или его отдельных производственных территорий с учетом всех источников выбросов. Разрешение и условия согласования проекта нормативов ПДВ являются неотъемлемыми частями утверждаемого проекта.

Правовые аспекты экологической безопасности на нефтяных предприятиях

Разработанные нормативы и лимиты используются для расчета и взимания экологических платежей, связанных с загрязнением атмосферы, для наложения штрафов и предъявления исков о возмещении ущерба при нарушении природоохранного законодательства, оценки эффективности атмосфероохранных мероприятий.

Правовые аспекты экологической безопасности на нефтяных предприятиях

Нормирование деятельности предприятия при данном виде экологического сопровождения заключается в разработке и согласовании проекта нормативов предельно допустимых сбросов загрязняющих в водные объекты и получении разрешения на сброс.

Правовые аспекты экологической безопасности на нефтяных предприятиях

Экологическое нормирование в сфере обращения с отходами, как вид экологического сопровождения деятельности предприятия, заключается в разработке и согласовании проекта нормативов образования отходов и лимитов на их размещение (ПНООЛР) и получении разрешения на размещение отходов. Суть его состоит в:

- установлении норматива образования отходов для действующего предприятия на основе анализа технологии производства и источников образования отходов;
- формировании лимитов размещения отходов;
- выборе и обосновании методов обращения с отходами, обеспечивающих достижение установленных нормативов образования и лимитов размещения.

Правовые аспекты экологической безопасности на нефтяных предприятиях

Цель нормирования государственное регулирование процессов обращения с отходами, стимулирование предприятия к снижению их объемов и экологической опасности, соблюдению условий и способов их размещения, ресурсосбережению, утилизации отходов, созданию малоотходных технологий, использованию отходов в качестве вторичных материальных ресурсов.

Правовые аспекты экологической безопасности на нефтяных предприятиях

Лицензирование природоохранной деятельности

Лицензирование природоохранной деятельности осуществляется в соответствии с Федеральным законом Российской Федерации «Об охране окружающей среды», Федеральным законом от 8 августа 2001 г. N 128-ФЗ "О лицензировании отдельных видов деятельности" и Положением, утвержденным Правительством Российской Федерации

Правовые аспекты экологической безопасности на нефтяных предприятиях

Лицензированию подлежат следующие виды деятельности:

- утилизация, складирование, перемещение (в том числе трансграничное), размещение, захоронение, уничтожение промышленных и иных отходов, материалов и веществ, кроме радиоактивных;
- проведение экологической паспортизации;
- проведение экологической сертификации;
- проведение экологического аудита;
- осуществление видов деятельности, связанных с работами(услугами) природоохранного назначения;
- выбросы, сбросы загрязняющих веществ в окружающую среду, а также вредные физические воздействия на окружающую среду и др.

Основным условием получения лицензии и разрешения является соответствие заявленных условий осуществления лицензируемой деятельности требованиям действующего законодательства Российской Федерации.

Правовые аспекты экологической безопасности на нефтяных предприятиях

Реализация концепции безопасности работ по нефтедобыче предполагает использование системы нормативно-технических документов, которая, с одной стороны, отвечала бы сложившейся структуре органов федеральной исполнительной власти, их контрольных и надзорных функций в этой области, схеме разделения полномочий между федеральным центром и субъектами Федерации, а с другой стороны, отвечала бы требованиям системного подхода к учету накопленного мирового опыта нормативно-правового регулирования проблем безопасности при нефтедобыче.

Правовые аспекты экологической безопасности на нефтяных предприятиях

Многие Федеральные органы исполнительной власти, в рамках своей компетенции, принимают нормативные документы, регулирующие проблемы промышленной, экологической безопасности и охраны труда. Так, например, Госстрой принимает строительные нормы и правила (СНиЩ своды правил по проектированию (СП) и другие нормативные документы; Госгортехнадзор принимает правила, руководящие документы, инструкции; Госстандарт принимает государственные стандарты; Госсанэпиднадзор - санитарные правила и нормы (СанПиН), гигиенические нормативы и др.

Нормативные документы, принимаемые федеральными органами исполнительной власти, наделенными функциями контроля и надзора в определенной области деятельности, носят обязательный характер.

Контроль знаний

1. ПСВ - это:

1	Установка первичного сбора воды
2	Устройство предварительного сброса воды
3	Устройство периодического сбора воды
4	Установка предварительного сброса воды
5	Нет правильных вариантов

Контроль знаний

2. Газовые сепараторы предназначены для:

1	Сепарации газа от нефти
2	Сепарации нефти от газа
3	Исключения выноса жидких фракций в газопроводы
4	Верно 1, 3
5	Верно 2, 3

Контроль знаний

3. Подготовка нефти осуществляется следующими методами:

1	Химическим
2	Тепловым
3	Фильтрационным
4	Гравитационным
5	Верно 1, 2
6	Верно 1, 2, 4
7	Все верно

Контроль знаний

4. Оборудование для сбора нефти и газа должно оснащаться?

1	приборами контроля, регулирующими и предохранительными устройствами
2	обратными клапанами
3	предохранительными клапанами
4	отключающими и регулирующими устройствами

Контроль знаний

5. Резервуары вертикальные стальные (РВС) применяются для:

1	Подготовки нефти
2	Подготовки подтоварной воды
3	Аварийного сброса жидкости
4	Хранения противопожарного запаса пресной воды
5	Верно 1, 2
6	Все верно

Контроль знаний

6. Запрещается эксплуатация аппаратов, емкостей, оборудования:

1	при неисправных предохранительных клапанах, отключающих и регулирующих устройствах
2	при отсутствии разрешения на эксплуатацию
3	при отсутствии или неисправности контрольно-измерительных приборов и средств автоматике
4	все верно

Контроль знаний

7. Кем утверждается технологическая схема объекта подготовки нефти?

1	Руководителем объекта
2	Техническим руководителем предприятия
3	Руководителем предприятия
4	Руководством территориального органа Госгортехнадзора
5	Верно 3, 4

Контроль знаний

8. Нефтегазосепаратор на ДНС предназначен

1	Для сепарации нефти от газа и воды
2	Для сепарации жидкости от газа
3	Для поддержания стабильного поступления на ДНС
4	Верно 1, 3
5	Верно 2, 3

Контроль знаний

9. Исправность запорной и регулирующей арматуры, установленной на аппаратах, подлежит проверке:

1	Не реже 1 раза в смену, с отражением результата в вахтовом журнале
2	По указанию руководителя объекта, с отражением результата в журнале осмотра оборудования
3	По мере необходимости
4	В соответствии с утвержденным графиком, с отражением результата в вахтовом журнале

Контроль знаний

10. Утилизация попутного нефтяного газа на ДНС осуществляется, как правило:

1	На факел высокого и низкого давления
2	В газопровод самотечным способом
3	Подачей на потребителей (печи, газовые машины, котельные)
4	Все верно
5	Верно 2, 3