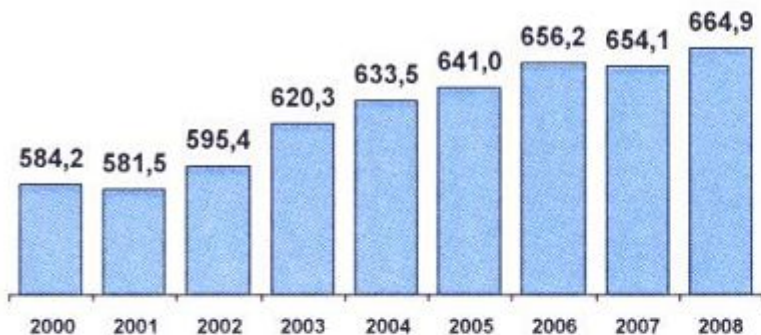


Добыча и транспорт природного газа

Газовая промышленность России

Добыча газа в России, млрд.м³



Основные производители газа в России добыча в 2008 году, млрд.м³

	млрд. м ³	доля, %
Всего РОССИЯ	664,9	100,0
Газпром	550,9	82,9
НОВАТЭК	30,8	4,6
Роснефть	12,4	1,9
СургутНГ	14,1	2,1
ЛУКОЙЛ	14,2	2,1
ТНК-ВР	10,1	1,5
Прочие	32,2	4,8

✓ Доля газа в производстве топливно-энергетических ресурсов России – 47%

✓ Доля газа в потреблении топливно-энергетических ресурсов России – 57%

Источник: ЦДУ ТЭК

Виды запасов газа и коэффициенты извлечения газа

Виды запасов

- Потенциальные запасы газа - Q
- Извлекаемые запасы газа - $Q_{изв}$

Коэффициент газоотдачи:
$$\eta = \frac{Q_{изв}}{Q} = 1 - \frac{Q_{ост}}{Q} = 1 - \frac{P_{ост}}{P_{нач}}$$

где $Q_{ост}$ – остаточные запасы газа

P_o – минимальное остаточное давление в пласте

$P_{нач}$ – начальное давление в пласте

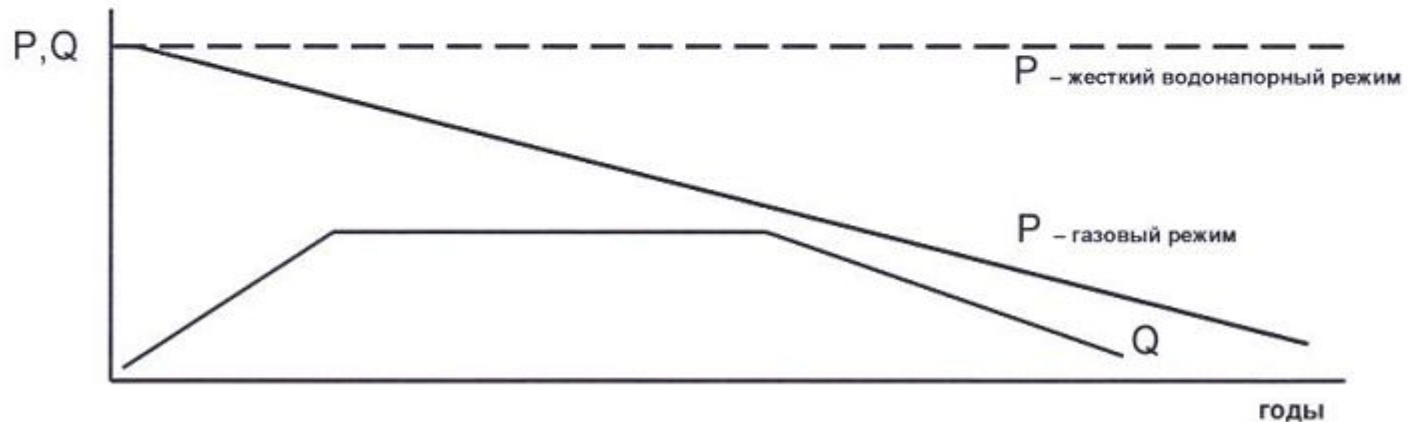
Чем выше начальное давление в пласте, тем больше η

Коэффициент извлечения газа для реальных газовых и газоконденсатных месторождений составляет **70 - 90 %**

Режимы газовых месторождений

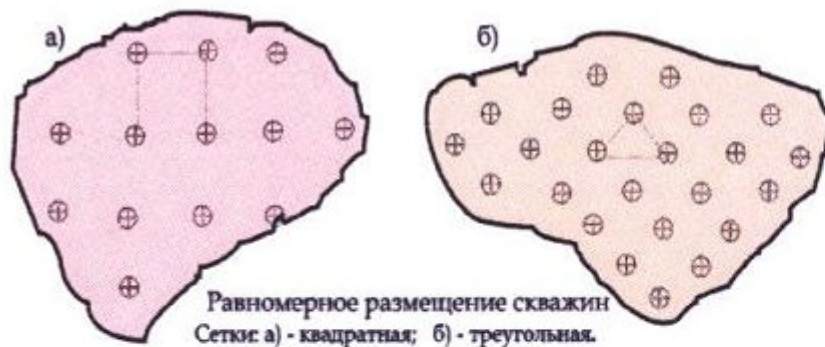
- ✓ Газовые и газоконденсатные месторождения разрабатываются на естественных режимах: газовом и упруговодонапорном
 - Газовый режим - главным источником энергии является энергия расширяющегося газа
 - Упруговодонапорный режим - главным источником энергии является энергия подъема воды из водоносного горизонта

✓ Режим работы залежи зависит от геологического строения залежи; размеров и протяженности водонапорной системы; темпа отбора газа из залежи; используемых методов поддержания пластового давления (для газоконденсатных месторождений)

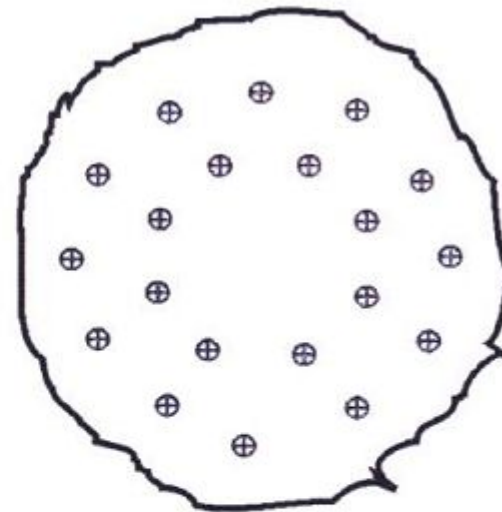


Схемы размещения газовых скважин

Равномерная



Батарейная



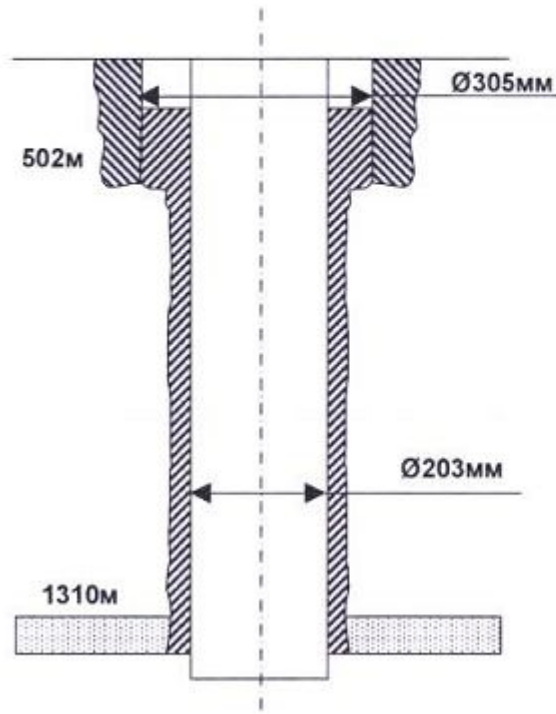
Геометрически равномерная сетка скважин обеспечивает равномерное падение пластового давления в однородных коллекторах

Недостаток равномерной системы расположения скважин — увеличение протяженности промысловых коммуникаций и газосборных сетей

Значительно сокращается протяженность газосборных сетей и промысловых коммуникаций

Конструкции газовых скважин

Уренгойское
газоконденсатное месторождение



Медвежье
газовое месторождение

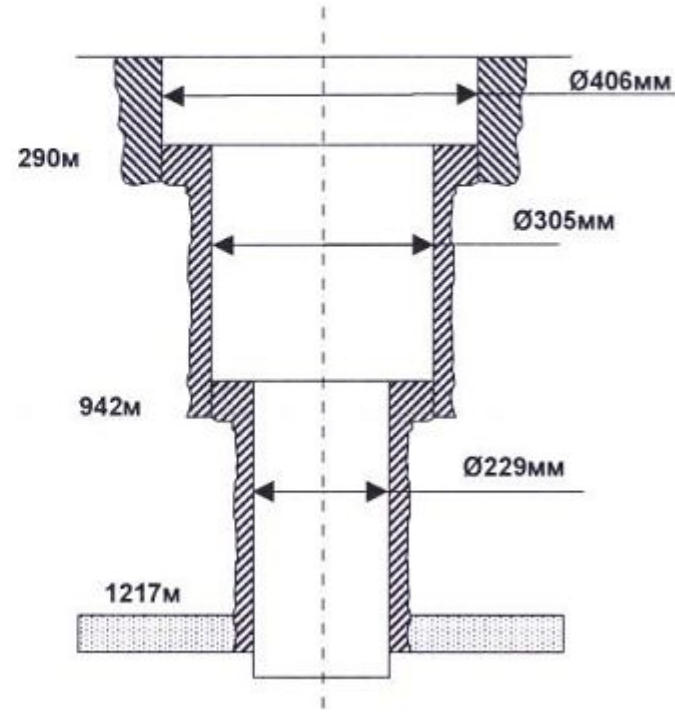
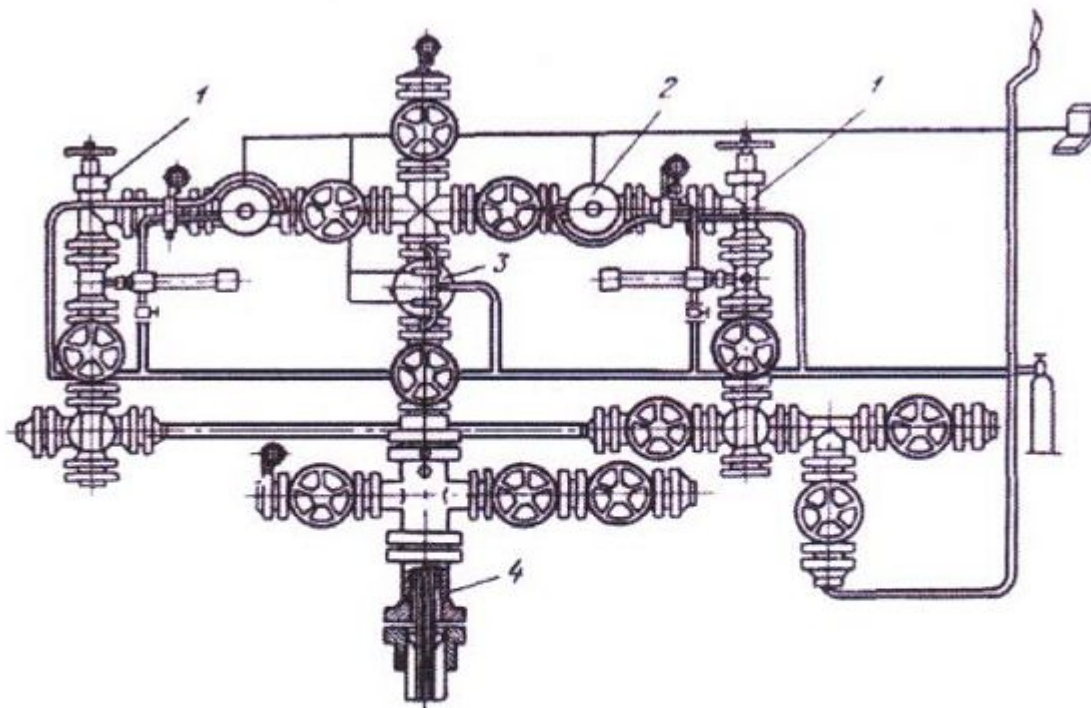


Схема фонтанной арматуры газовых скважин



- 1 - угловой регулирующий штуцер
- 2 - автоматический отсекающий
- 3 - стволовая пневматическая задвижка
- 4 - трубная головка

Оборудование забоя газовой скважины

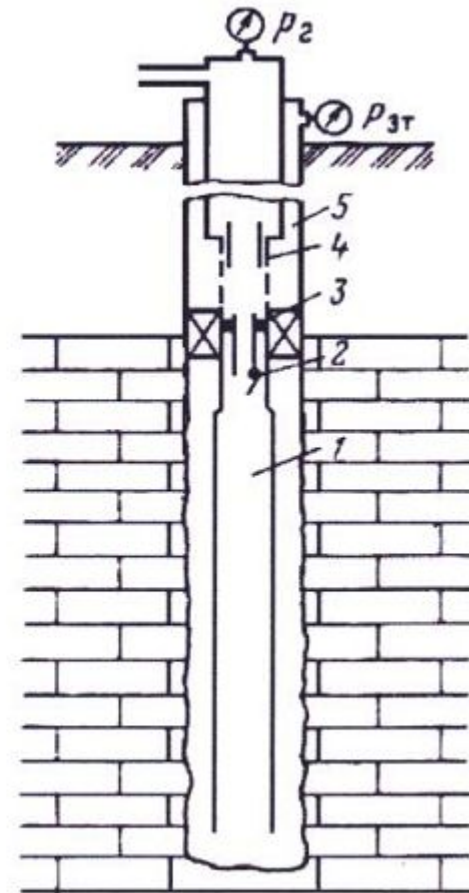
Технологический режим работы газовых скважин выбирается таким, чтобы предотвратить:

- разрушение призабойной зоны и вынос частиц породы в скважину
- обводнение скважины
- гидратообразование за счет охлаждения газа

Определение параметров технологического режима проводится по результатам исследования скважины

Схема оборудования скважин на Оренбургском газоконденсатном месторождении:

- 1 - хвостовик (диаметр 127 или 114 мм, длина 100 - 380 м)
- 2 - пакер (диаметр проходного сечения 57 мм)
- 3 - клапан-отсекатель (проходное сечение 33,4 мм)
- 4 - циркулярный клапан типа «скользящая втулка»
- 5 - НКТ (диаметр 127 или 114 мм)



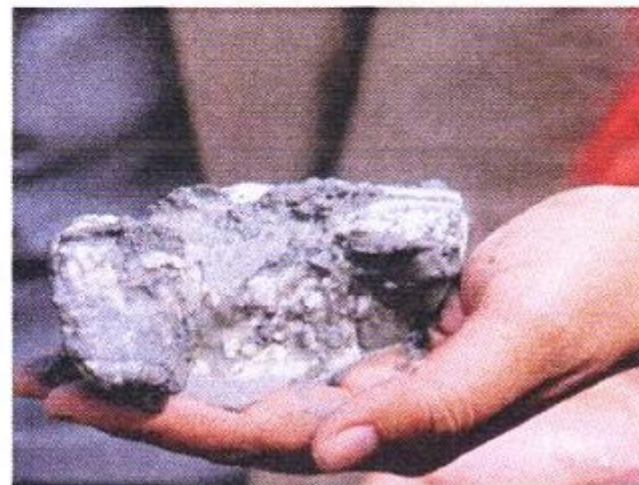
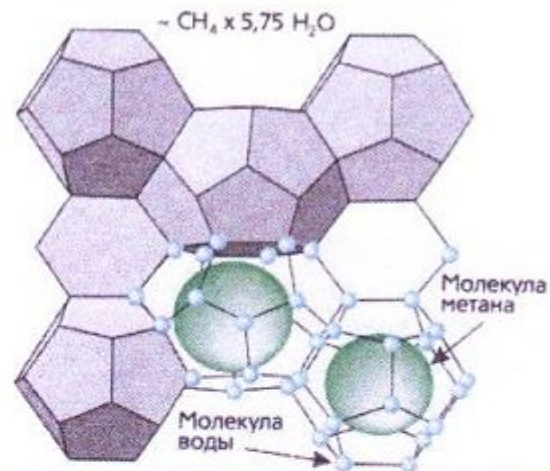
Гидратообразование

✓ Природный газ при низких температурах и высоких давлениях при контакте с водой может образовывать гидраты, представляющие собой белую кристаллическую массу, похожую на снег

✓ Гидраты – неустойчивые соединения, при повышении температуры или понижении давления разлагаются на газ и воду

Для борьбы с гидратообразованием используются следующие методы:

- введение ингибиторов в поток газа (подача на забой скважины или в трубопровод метанола или этиленгликоля)
- осушка газа (для магистральных газопроводов)
- подогрев газа (на компрессорных станциях)



Системы промышленного сбора природного газа

Существующие системы промышленного сбора природного газа классифицируются:

- по степени централизации технологических объектов подготовки газа;
- по конфигурации трубопроводных коммуникаций;
- по рабочему давлению.

По степени централизации технологических объектов подготовки газа различают:

индивидуальные, групповые и централизованные системы сбора.

По конфигурации трубопроводных коммуникаций различают газосборные системы:

- бесколлекторные
- коллекторные.

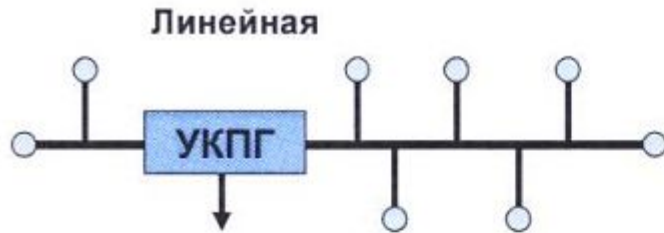
При бесколлекторной системе сбора газ (подготовленный или нет) поступает на ЦПС со скважин по индивидуальным линиям.

В коллекторных газосборных системах отдельные скважины подключаются к коллекторам, а уже по ним газ поступает на ЦСП.

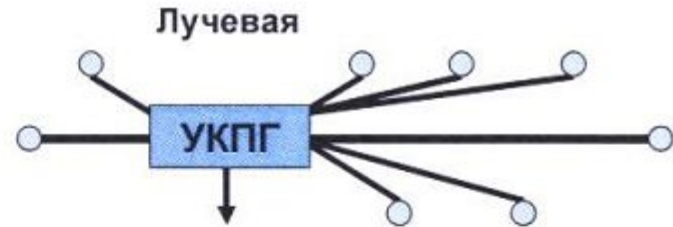
По рабочему давлению системы сбора делятся на:

- 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).

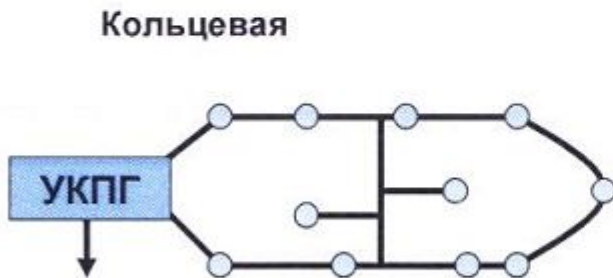
Системы сбора газа на месторождении



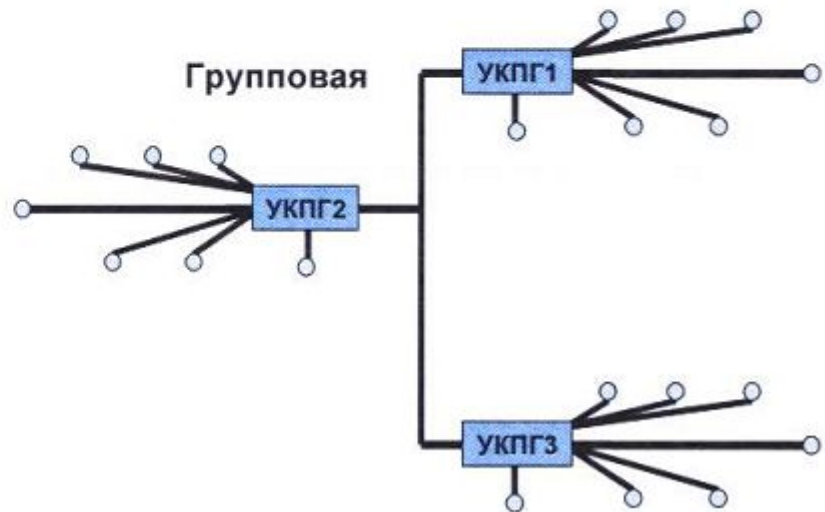
На головные сооружения магистрального газопровода



На головные сооружения магистрального газопровода



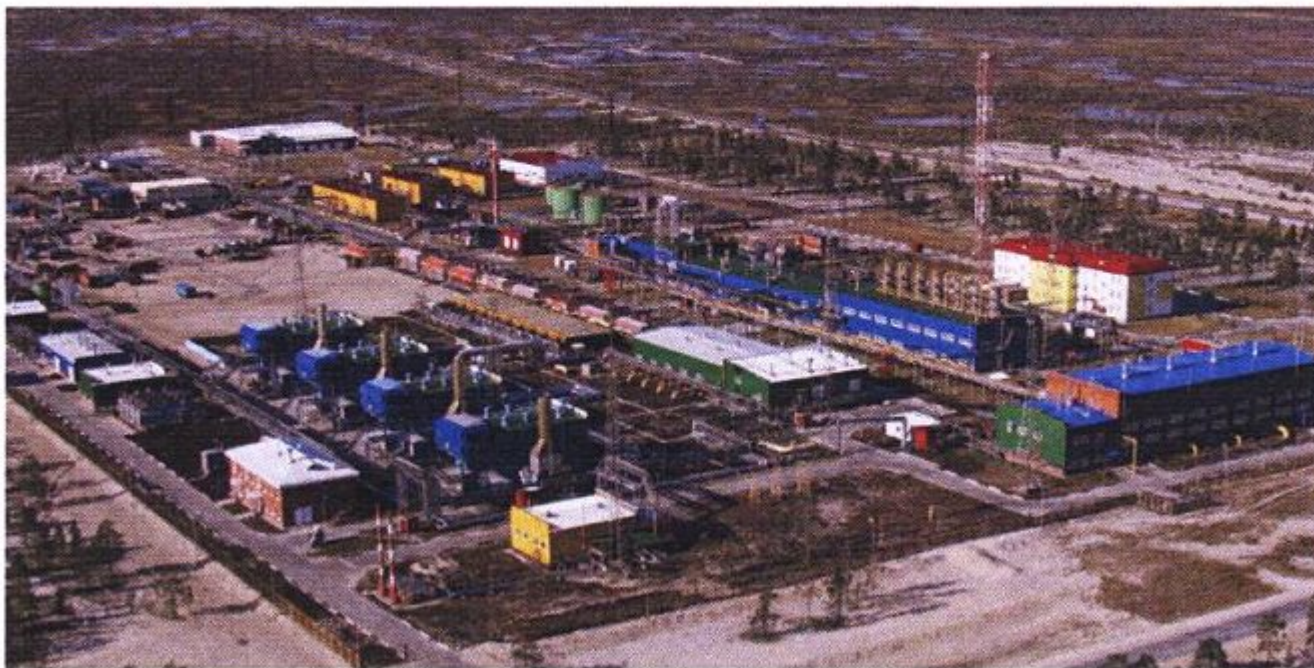
На головные сооружения магистрального газопровода



Подготовка газа к магистральному транспорту

Подготовка газа на месторождении заключается в очистке его от механических примесей, жидких углеводородов, паров воды, сероводорода и углекислого газа

Подготовка газа производится на Установках Комплексной Подготовка Газа (УКПГ). К одной УКПГ подключается от 10 до 30 скважин



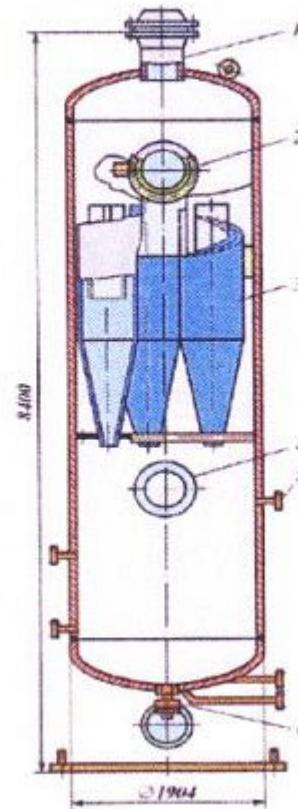
Очистка газа от механических примесей

✓ Для очистки газа от механических примесей используются:

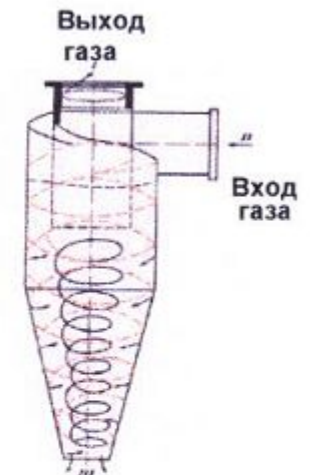
- масляные пылеуловители («мокрое» улавливание)
- циклонные пылеуловители («сухое» отделение пыли)

В товарном газе содержание механических примесей не должно превышать $0,05 \text{ мг/м}^3$.

Циклонный аппарат очистки газа

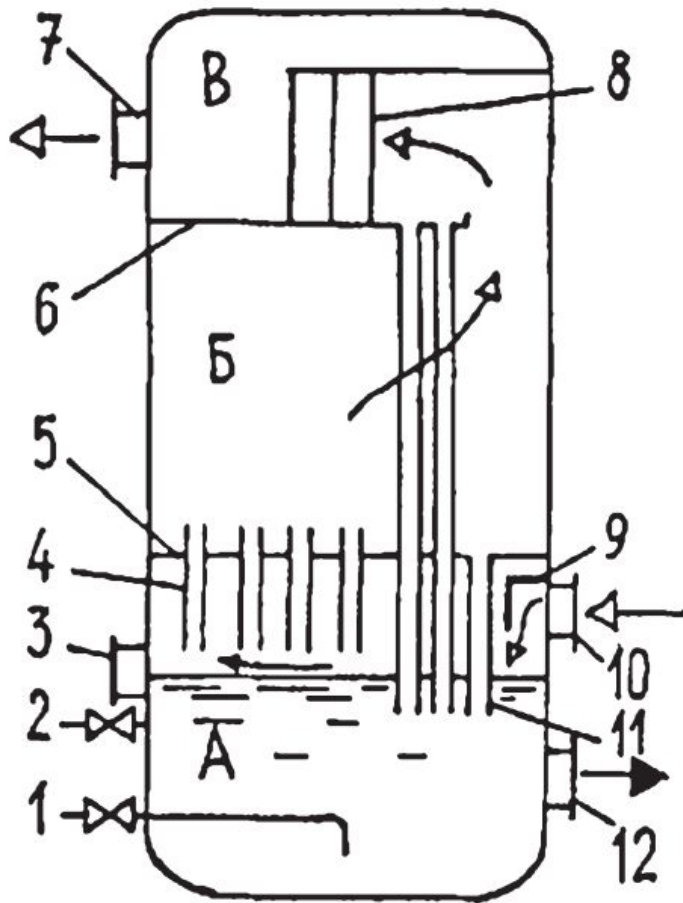


Движение газа в циклоне



Сброс твердых частиц

Вертикальный масляный пылеуловитель

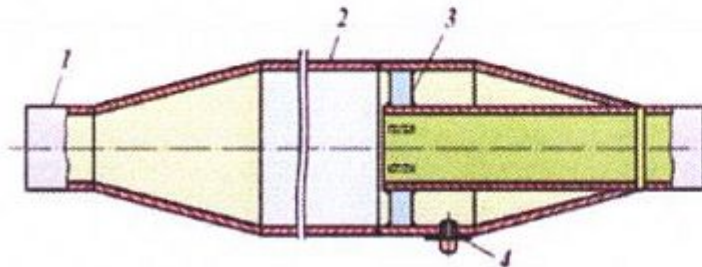


- 1—трубка для слива загрязненного масла;
- 2—трубка для долива свежего масла;
- 3—указатель уровня;
- 4—контактные трубки;
- 5, 6—перегородки;
- 7—патрубок для вывода газа;
- 8—скруббер;
- 9—козырек;
- 10—патрубок для ввода газа;
- 11—дренажные трубки;
- 12—люк для удаления шлама

Методы осушки газа

Для осушки газа на УКПГ используются следующие методы:

- **Охлаждение** – отделение жидкой фазы за счет ее конденсации при низких температурах
- **Абсорбция** - осушка с помощью жидких сорбентов. Наиболее часто используются гликоли: диэтиленгликоль (ДЭГ) и триэтиленгликоль (ЭЭГ)
- **Адсорбция** - осушка с помощью твердых сорбентов: активированной окиси алюминия или бокситов



Конденсатосборник

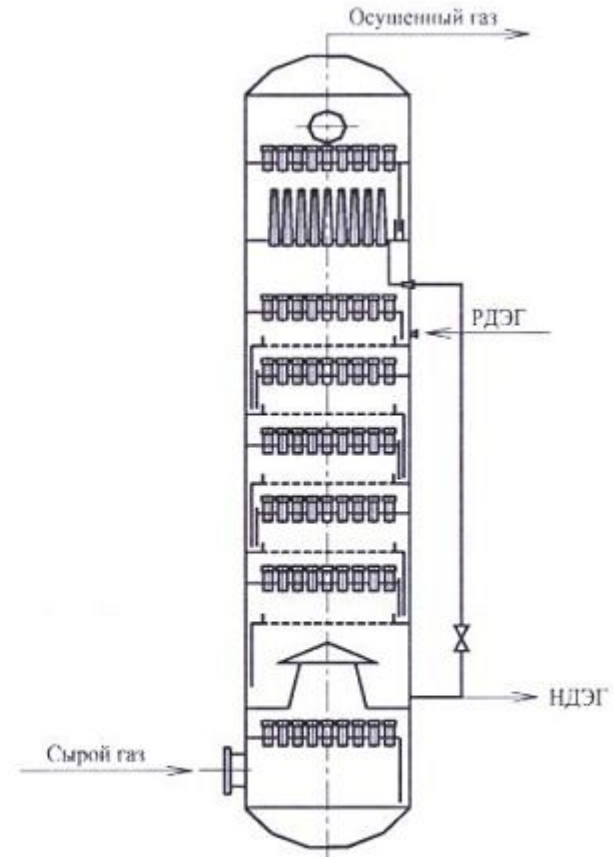
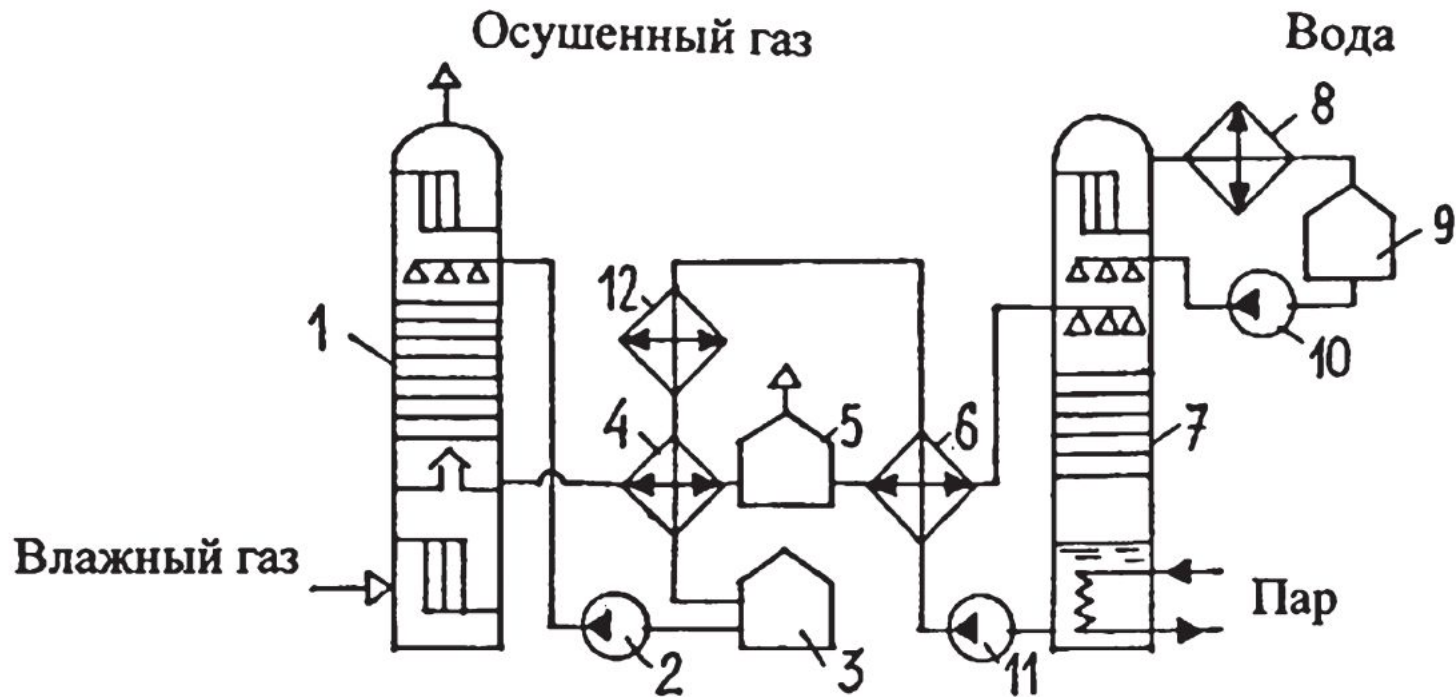


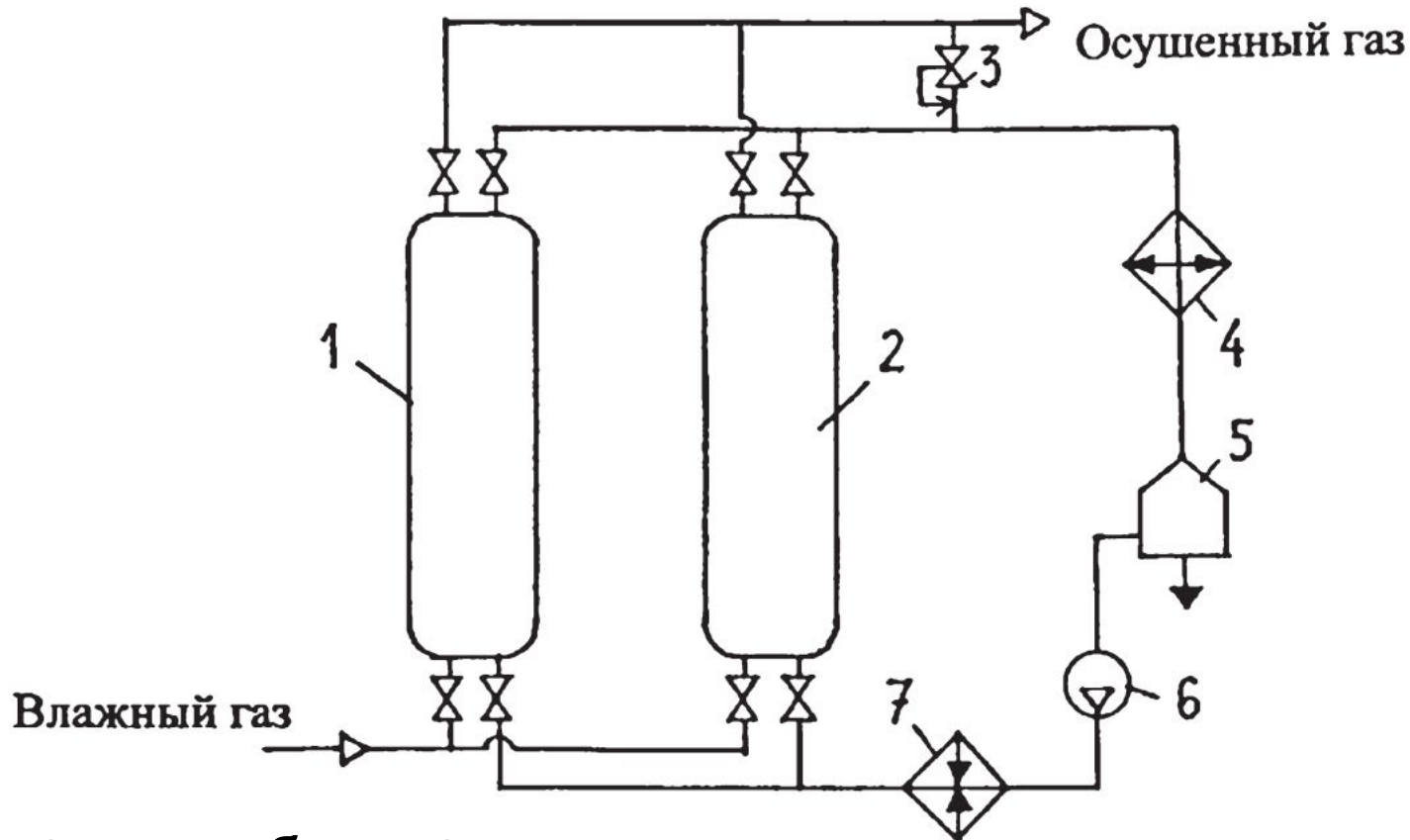
Схема абсорбера

Методы осушки газа



1—абсорбер; 2,10, 11—насосы; 3, 9—емкости;
4, 6—теплообменники; 5—выветриватель; 7—
десорбер;
8—конденсатор-холодильник; 12—холодильник

Методы осушки газа



1, 2—адсорберы; 3—регулятор давления типа «после себя»;

4—холодильник; 5—емкость; 6—газодувка; 7—
подогреватель газа

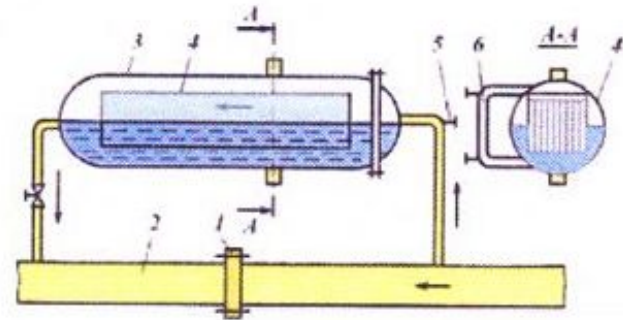
Одоризация газа

Природный газ (метан) не имеет ни цвета, ни запаха

Для обеспечения безопасности транспорта и использования газа его одорируют, добавляя специальные вещества, физиологически безвредные, но с резким неприятным запахом

В качестве одораторов используются:

- Этилмеркаптан
- Метилмеркаптан
- Сульфан
- Пенталарм



Одоризацию газа проводят на головных сооружениях перед подачей газа в магистральный газопровод и на газораспределительных станциях перед подачей газа потребителям

Подземное хранение газа

Подземное хранилище газа (ПХГ) — комплекс инженерно-технических сооружений и естественных емкостей в пористых пластах для резервирования больших объемов газа

ПХГ размещаются вблизи крупных потребителей газа

ПХГ позволяют сглаживать неравномерность газопотребления в течение года при равной подаче по газотранспортной системе и обеспечивают надежное газоснабжение в случае чрезвычайных ситуаций

В летнее время в ПХГ ведется закачка газа, а в зимнее – отбор

Первое промышленное ПХГ создано в 1916 году в США (месторождение Зоар)

В России первое ПХГ создано в 1954 году (Елшанское ПХГ)



Транспорт сжиженного природного газа (СПГ)

Альтернативный способ транспортировки газа – перевозка его в сжиженном состоянии

На заводе сжижения, находящего на морском побережье, метан переводится в жидкое состояние при температуре – 161 °С. При этом объем газа уменьшается в 600 раз. Во время дальнейшей транспортировки сжиженного метана в специальных танкерах-газовозах поддерживается постоянная температура

По прибытии на специализированный терминал метан вновь переводится в газообразное состояние и дальше перекачивается по газопроводам потребителям

