

Природный газ в промышленности



ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ
ХИМИКО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ ФАКУЛЬТЕТ
КАФЕДРА ТЕХНОЛОГИИ ОСНОВНОГО ОРГАНИЧЕСКОГО СИНТЕЗА И
ВЫСОКОМОЛЕКУЛЯРНЫХ СОЕДИНЕНИЙ

Старший преподаватель **ФИТЕРЕР ЕЛЕНА ПЕТРОВНА**

Подготовка и переработка природного газа

1 Краткая история развития нефтегазодобычи

2 Добыча и подготовка газа на месторождении

2.1 Система сбора газа на промыслах

2.2 Промысловая подготовка газа

2.2.1 Очистка газа от механических примесей

2.2.2 Очистка газа от воды

2.2.3 Очистка газа от сероводорода и углекислого газа

3 Транспортировка газа

4 Переработка газа в химической промышленности

4.1 Подготовка газа

4.2 Основные этапы газопереработки

4.3 Обеспечение промышленной безопасности

4.4 Газ - сырьё химической промышленности

5 Потребление газа в качестве топлива



Добыча природного газа (млрд куб.м)

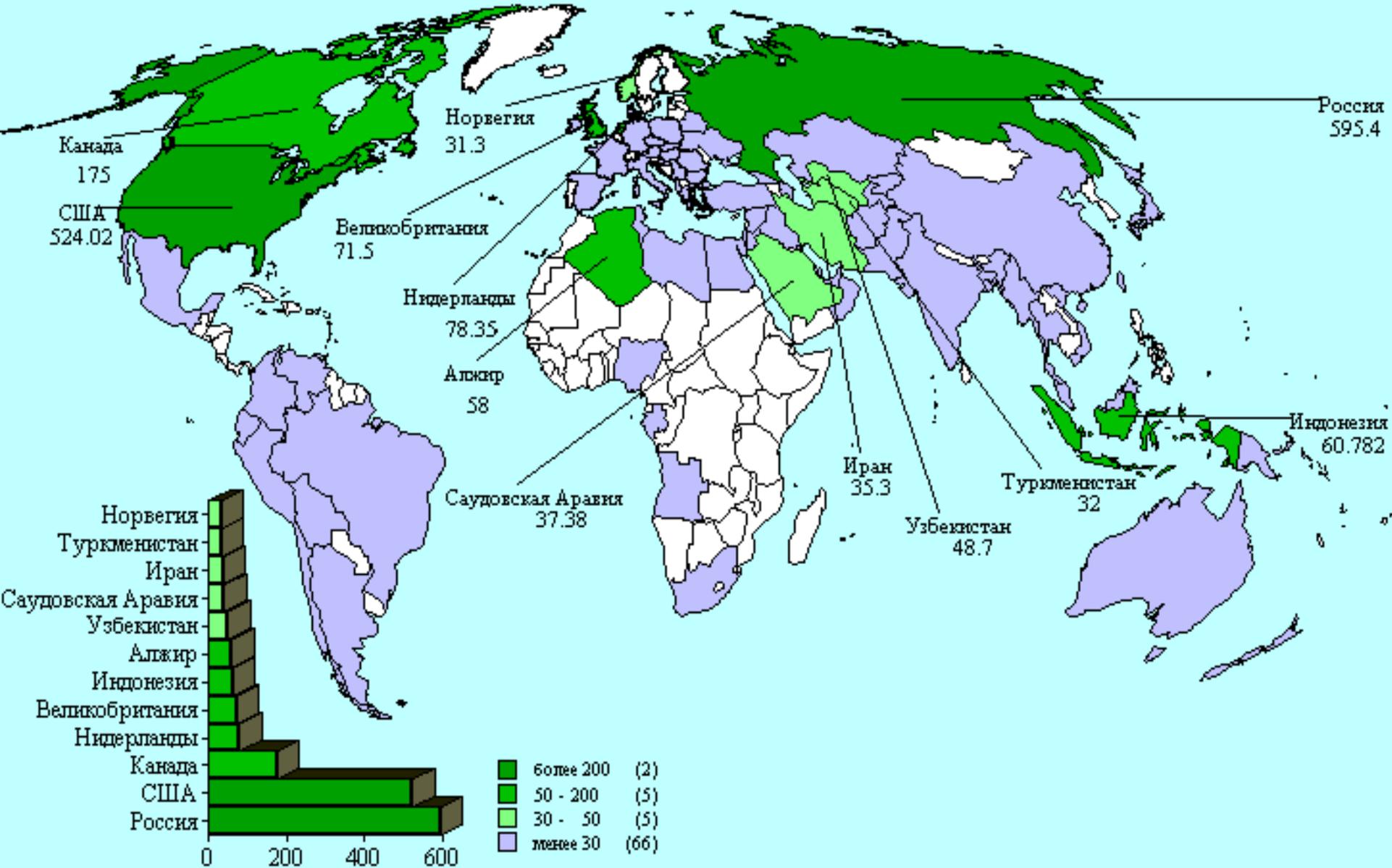
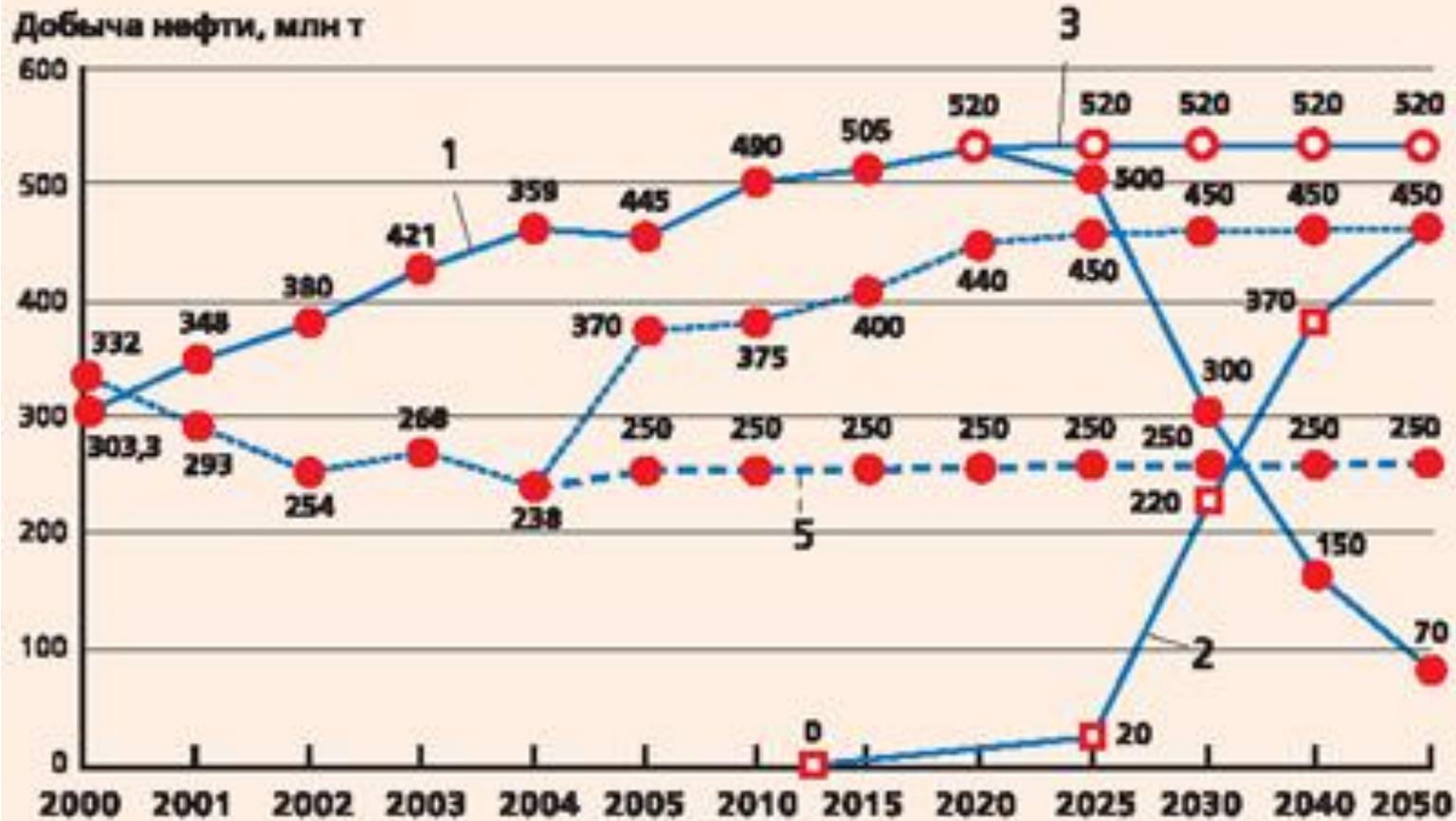


Рис. 2. РАСПРЕДЕЛЕНИЕ РЕСУРСОВ ГАЗА МЕЖДУ 12 ВЕДУЩИМИ ПО ЗАПАСАМ СТРАНАМИ МИРА [3]

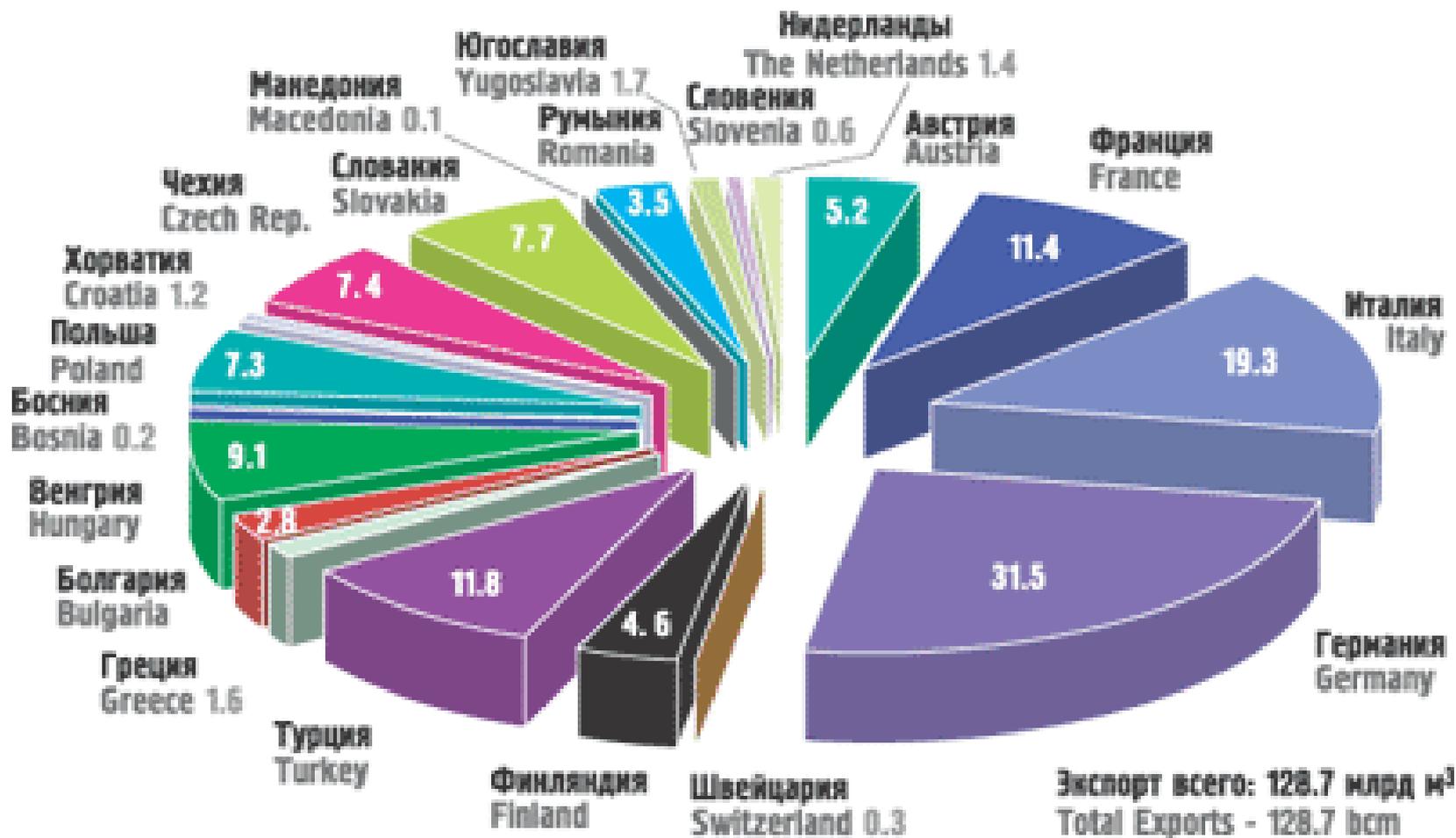


Рис. 1. Прогноз добычи нефти в России

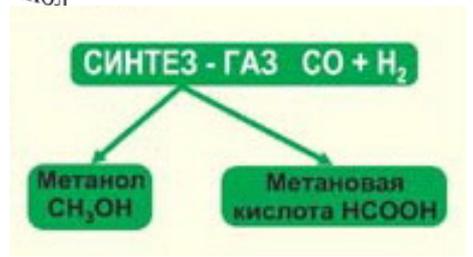
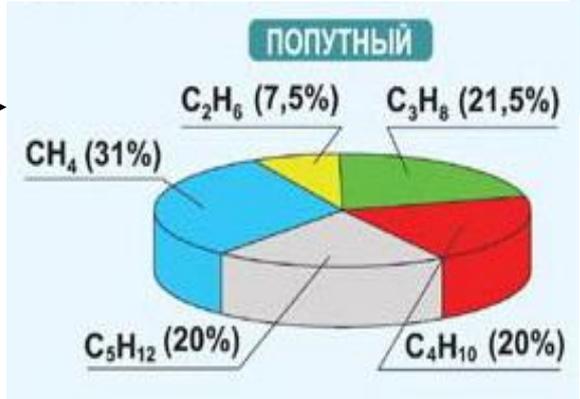
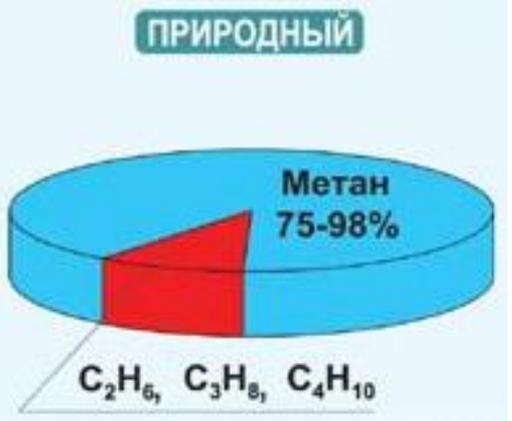
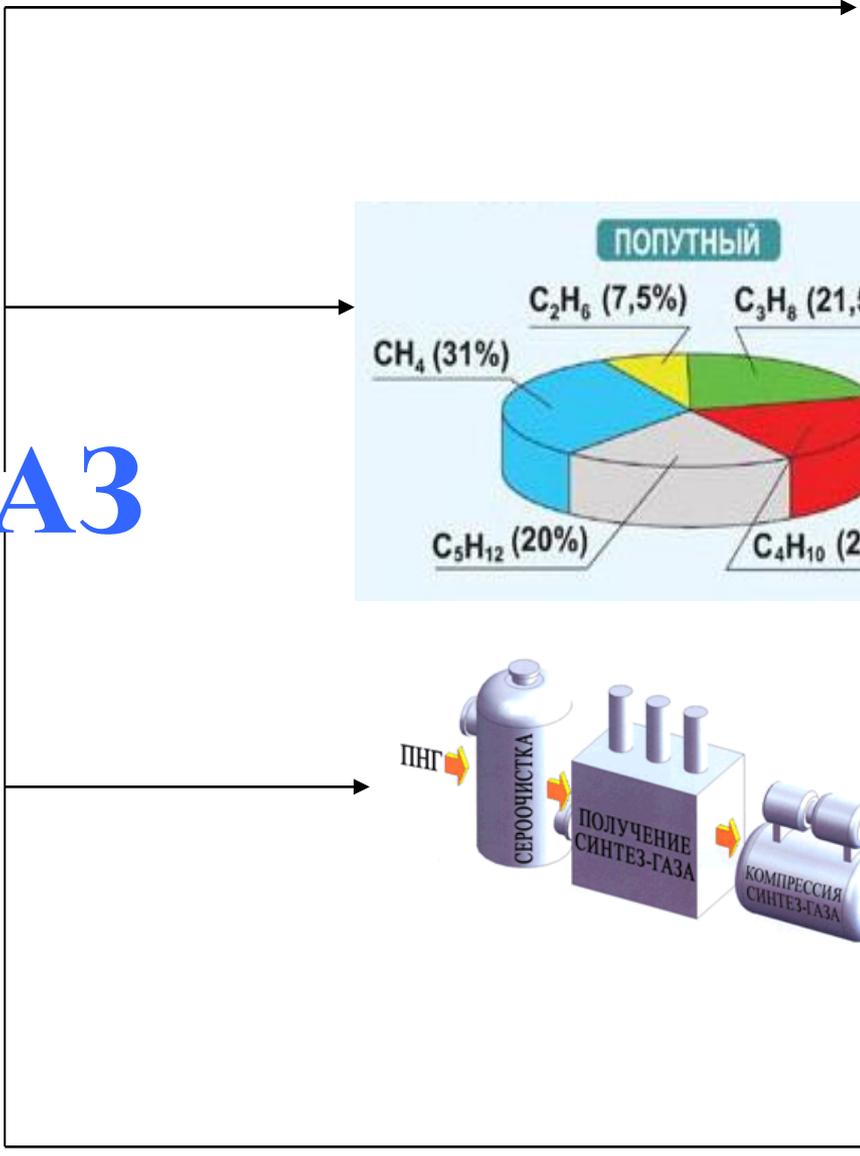


- 1 — добыча из открытых и разрабатываемых месторождений;
- 2 — добыча нефти из месторождений, которые предстоит открыть;
- 3 — общая добыча; 4 — прирост запасов;
- 5 — прирост запасов при сохранении нормативно-правового режима пользования недрами [2].

Экспорт природного газа «ГАЗПРОМА» 2004-2006 г.г.



ГАЗ



2.1 Система сбора газа на промыслах

Различают линейные, лучевые и кольцевые коллекторные газосборные системы:

- **Линейная** газосборная сеть состоит из одного коллектора и применяется при разработке вытянутых в плане месторождений небольшим числом (2...3) рядов скважин.
- **Лучевая** газосборная сеть состоит из нескольких коллекторов, сходящихся в одной точке в виде лучей.
- **Кольцевая** газосборная сеть представляет собой замкнутый коллектор, огибающий большую часть месторождения и имеющий переемы. Кольцевая форма сети позволяет обеспечить бесперебойную подачу газа потребителям в случае выхода из строя одного из участков коллектора.

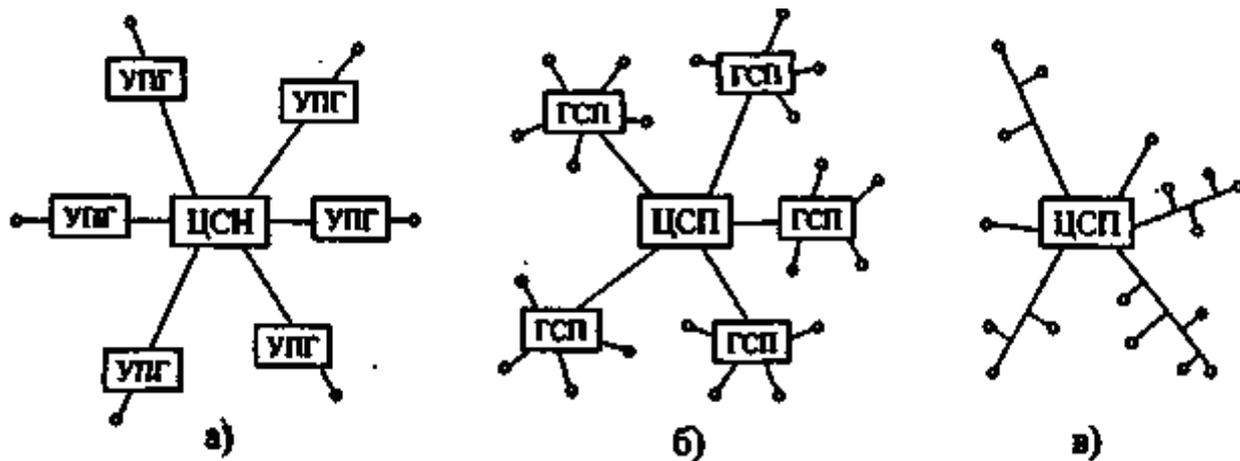


Рис. Системы сбора газа на промыслах:

а) - индивидуальная; б) - групповая; в) - централизованная,
УПГ- установка подготовки газа; ГСП- групповой сборный пункт; ЦСП- централизованный сборный пункт

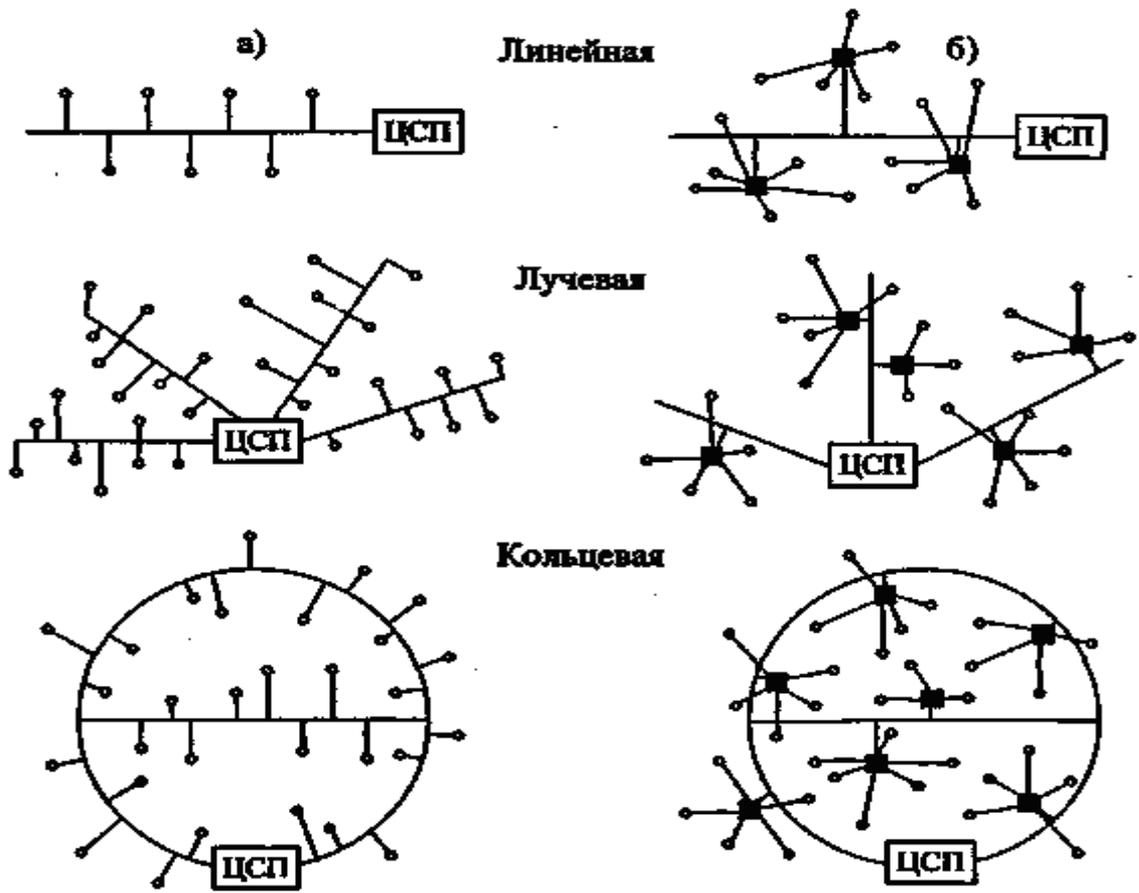


Рис. Формы коллекторной газосборной сети:
Подключение скважин: а)- индивидуальное; б)- групповое

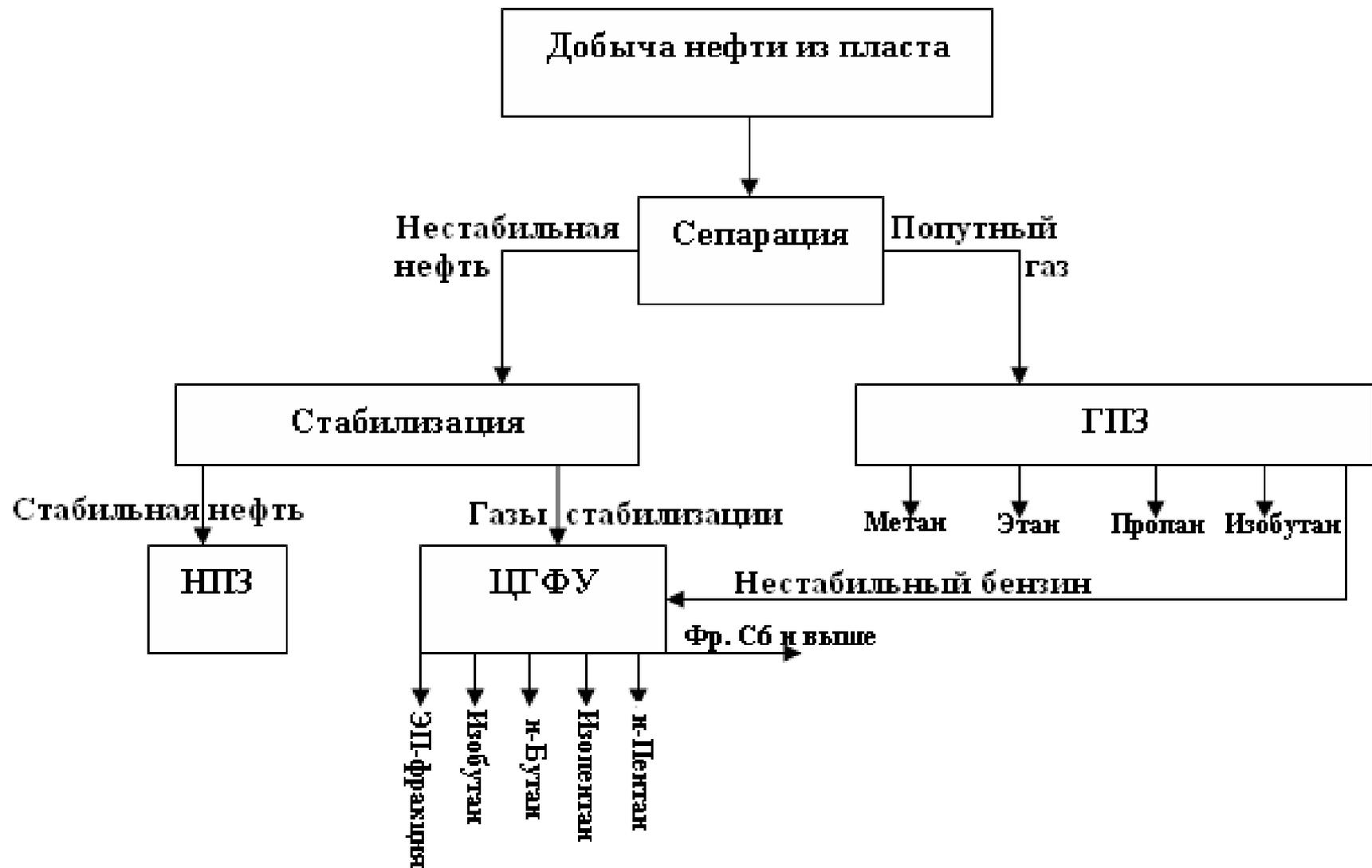
По рабочему давлению системы сбора газа делятся на: вакуумные ($P < 0,1 \text{ МПа}$), низкого давления ($0,1 < P < 0,6 \text{ МПа}$), среднего давления ($0,6 < P < 1,6 \text{ МПа}$) и высокого давления ($P > 1,6 \text{ МПа}$).

-вакуумные ($P < 0,1 \text{ МПа}$);

-низкого давления ($0,1 < P < 0,6 \text{ МПа}$);

-среднего давления ($0,6 < P < 1,6 \text{ МПа}$);

- высокого давления ($P > 1,6 \text{ МПа}$).



Углеводороды C_4 - C_5 (газовые конденсаты) отделяются от природного газа либо низкотемпературными абсорбционными и адсорбционными методами, либо низкотемпературной ректификации и перерабатываются на специальных газодифракционирующих установках, находящихся вблизи газовых месторождений.

Попутные газы и газы стабилизации нефти. При добыче нефти часть содержащихся в ней лёгких углеводородов в результате уменьшения давления испаряется. Выделение попутного газа начинается уже в стволе скважины, затем в сепарирующих устройствах, трубопроводах и т.д. Попутный газ состоит в основном из углеводороды C_1 - C_5 , передаётся на газоперерабатывающие заводы (ГПЗ) для разделения и отделения компонентов.

Количество попутных газов [m^3] приходящееся на 1 тонну добываемой нефти называется, *газовым фактором*. Так газовые факторы:

Ромашкинское	49,0-50,0	Грозненское	300,0-330,0
Самотлорское	70,0-75,0	Ставропольское	130,0-140,0
Мухановское	60,0-65,0	Качановское	230,0-240,0

Природный газ. Природным газом принято называть газ чисто газовых месторождений. Основными его компонентами являются лёгкие углеводороды (метан, этан, пропан, бутан, углеводороды C_5-C_6), углекислый газ и азот. Природный газ сильно отличается по составу, который может изменяться в процессе эксплуатации одной и той же скважины.

Месторождение	CH_4	C_2H_6	C_3H_8	C_4 и выше	CO_2	Редкие газы
Газовые месторождения						
Уренгойское	97-98	0,1-0,2	0,05-0,1	---	0,2-0,3	1,0-1,5
Ставропольское	98-99	0,2-0,3	0,1-0,2	---	0,2-0,3	0,05-0,1
Дашавское	98-99	0,2-0,3	0,1-0,2	---	0,2-0,3	0,1-0,2
Газоконденсатные месторождения						
Оренбургское	87,5-88,0	3,0-3,5	1,0-1,5	0,5-0,6	---	7,0-7,5
Газлинское	93,0-94,0	2,5-2,6	0,2-0,3	0,5-0,6	0,1-0,2	1,8-1,9
Шебелинское	92,0-93,0	3,5-3,6	0,8-0,9	1,3-1,4	0,1-0,2	0,7-0,8

2.2 Промысловая подготовка газа

Требование к углеводородному сырью и его подготовка

Воду и примеси отделяют из природного газа при «подготовке газа» на промысле. Процессы газоподготовки включают дегидратацию и очистку от кислых компонентов (CO_2 и H_2S).

Содержание воды:

Влагосодержание природного газа является важной характеристикой его качества и используется специалистами при проведении технологических расчётов в добыче, подготовке и переработке природного газа.

При наличии в газе воды имеется опасность появления в трубопроводах в зимний период ледяных пробок. При повышенных давлениях и низких температурах газообразные УВ могут образовывать с водой кристаллогидраты $\text{C}_4\text{H}_8 \cdot 7\text{H}_2\text{O}$, $\text{C}_2\text{H}_6 \cdot 8\text{H}_2\text{O}$, $\text{C}_3\text{H}_8 \cdot 18\text{H}_2\text{O}$, что может вызвать закупорку скважин или уменьшение пропускной способности газопроводов.

Методы расчёта влагосодержания (W -концентрация водяных паров, точка росы- t_d) приведены в действующих нормативных документах: ISO 18453:2004, национальном стандарте США ASTM D1142-1995 и межгосударственном стандарте ГОСТ 20060-83.

2.2.1 Очистка газа от механических примесей

Для очистки природного газа от мехпримесей используются аппараты 2-х типов:

- работающие по принципу «мокрого» улавливания пыли (*масляные пылеуловители*);
- работающие по принципу «сухого» отделения пыли (*циклонные пылеуловители*);

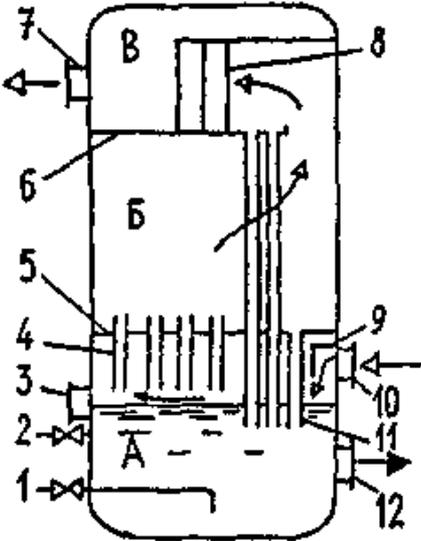
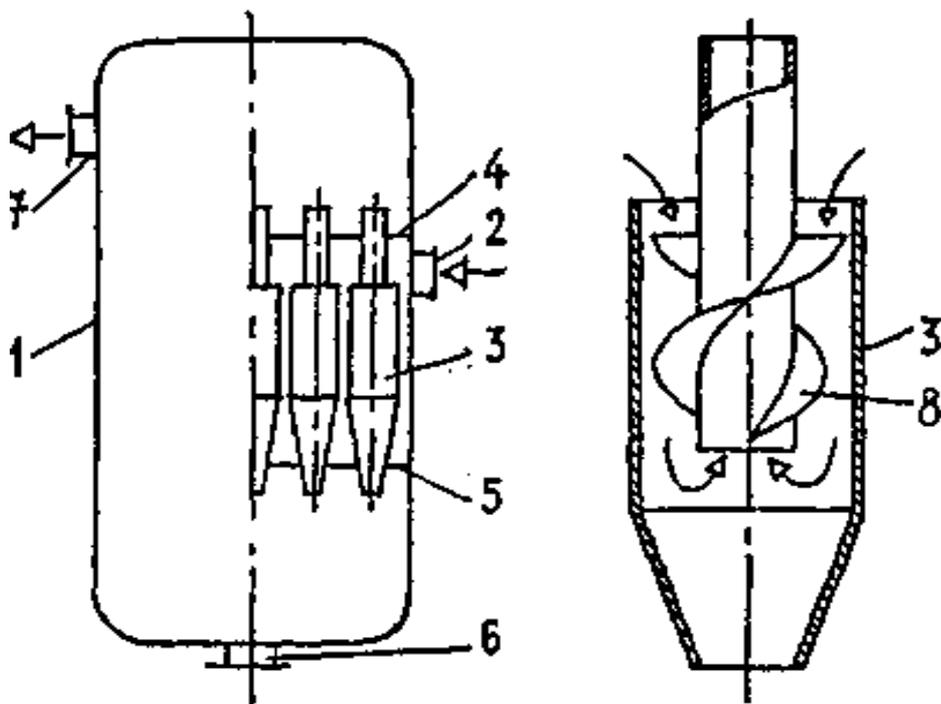


Рис. Вертикальный масляный пылеуловитель :

- 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

На рис. представлена конструкция **вертикального масляного пылеуловителя**. Это вертикальный цилиндрический сосуд со сферическими днищами. Пылеуловитель состоит из трех секций: **промывочной А** (от нижнего днища до перегородки 5), в которой все время поддерживается постоянный уровень масла; **осадительной Б** (от перегородки 5 до перегородки 6), где газ освобождается от крупных частиц масла, и **отбойной (скрубберной) секции В** (от перегородки 6 до верхнего днища), где происходит окончательная очистка газа от захваченных частиц масла.



Газ входит в аппарат через патрубок -2 и попадает в батарею циклонов-3. Под действием центробежной силы твёрдые и жидкие частицы отбрасываются к периферии, затормаживаются о стенку циклона и выпадают в нижнюю часть аппарата, откуда выводятся через патрубок-6. Очищенный газ, изменяя направление движения, попадает в верхнюю часть аппарата, откуда выводится через патрубок-7.

Рис. Циклонный пылеуловитель :

- 1 - корпус;
- 2 - патрубок для ввода газа;
- 3 - циклон
- 4,5 - перегородки;
- 6 - патрубок для удаления шлама
- 7 - патрубок для вывода газа;
- 8 - винтовые лопасти

АБСОРБЦИЯ

Абсорбция – избирательное поглощение компонентов газовой смеси жидким поглотителем (абсорбентом).

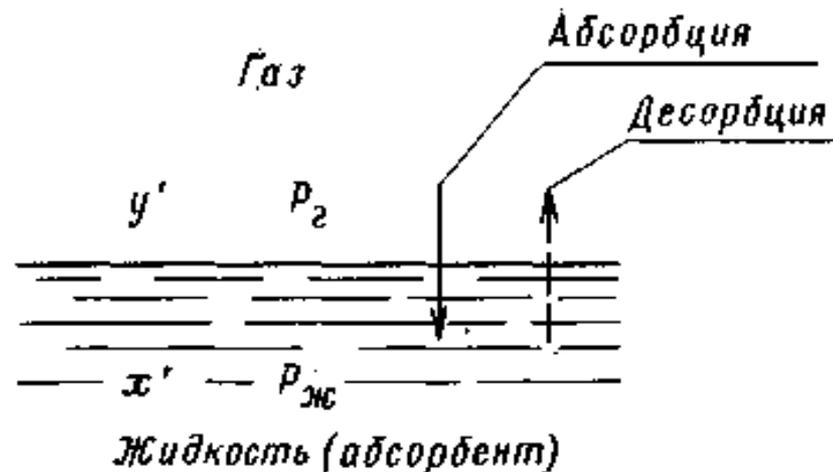
Процесс выделения из абсорбента поглощенных компонентов газовой смеси называется *десорбцией*.

Обычно применяют:

- для извлечения компонентов газа, содержащихся в относительно небольших концентрациях.
- для разделения, осушки и очистки углеводородных газов.
- для защиты окружающей среды

Теоретические основы абсорбции.

Движущей силой процесса абсорбции является разность парциальных давлений компонента в газовой p_2 и в жидкой $p_{ж}$ фазах.



Если $p_2 > p_{ж}$, то компоненты газа переходят в жидкость, т. е. протекает процесс абсорбции. Если $p_2 < p_{ж}$, то поглощенные компоненты газа переходят из абсорбента в газовую фазу, т. е. осуществляется процесс десорбции.

- В случае абсорбции многокомпонентной газовой смеси на некоторой ее стадии отдельные компоненты могут вытесняться другими поглощаемыми компонентами.
- В промышленности процессы абсорбции и десорбции обычно осуществляются на одной установке, обеспечивающей непрерывную регенерацию, и циркуляцию абсорбента по замкнутому контуру между абсорбером и десорбером.

2.2.2 Осушка газа

Для осушки газа используются следующие методы:

- *охлаждение;*
- *абсорбция;*
- *адсорбция.*

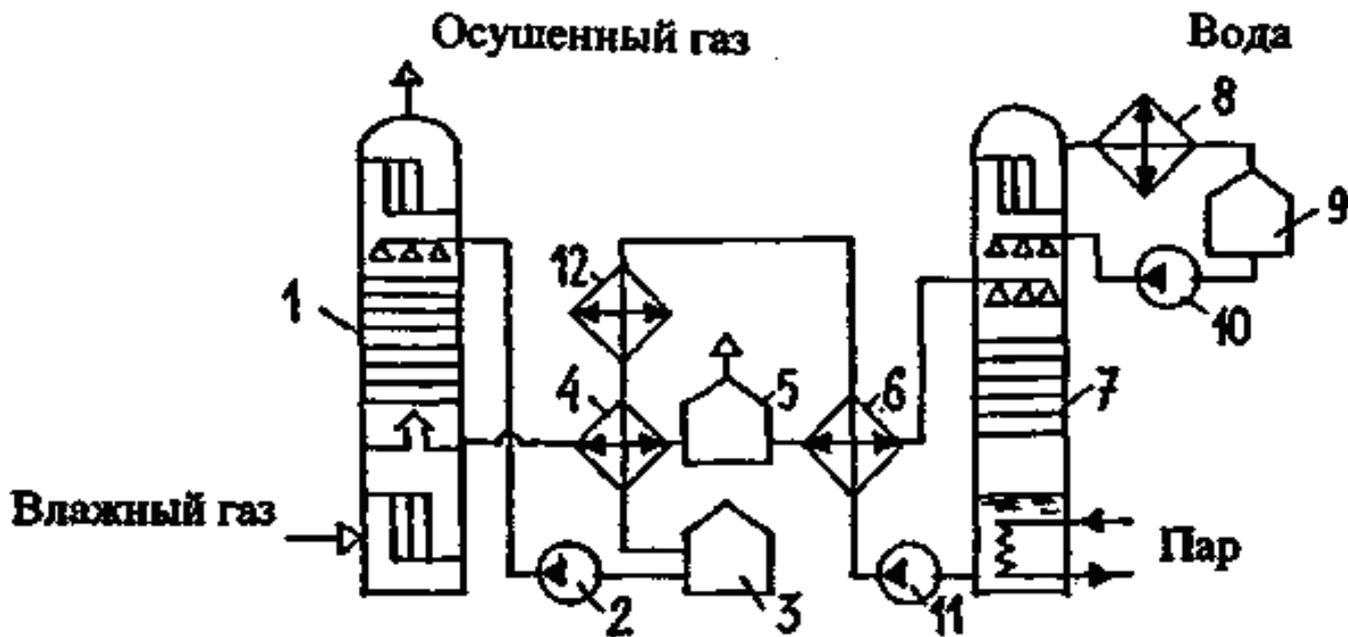


Рис. Принципиальная схема осушки газа методом абсорбции:

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

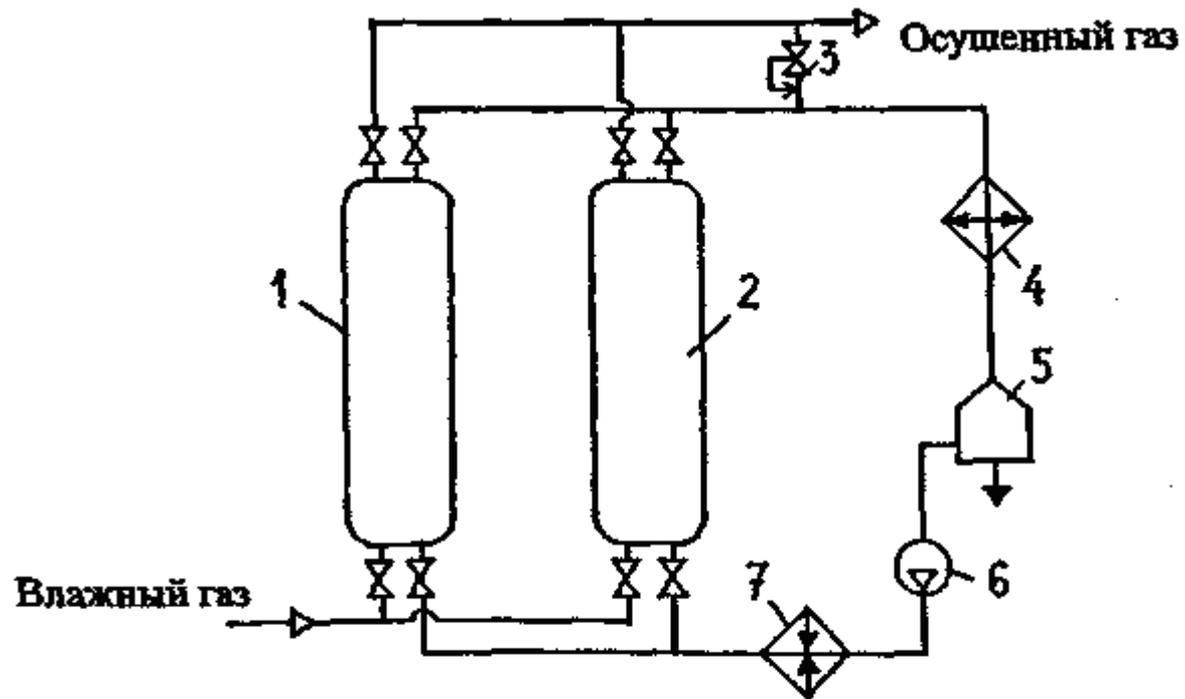


Рис. Принципиальная схема осушки газа методом адсорбции:

- 1, 2 - адсорберы;
- 3 - регулятор давления типа "после себя";
- 4 - холодильник;
- 5 - емкость;
- 6 - газодувка;
- 7 - подогреватель газа

Наличие сероводорода в природном и попутном нефтяном газе (ПНГ) приводит к большим трудностям при промышленной разработке месторождений нефти и газа. Это связано с высокой стоимостью большинства установок сероочистки и сопутствующей им инфраструктуры.

Наличие в попутном газе относительно небольшого содержания сероводорода ($H_2S < 1\%$) приводит к интенсивной коррозии оборудования, арматуры и трубопроводов.

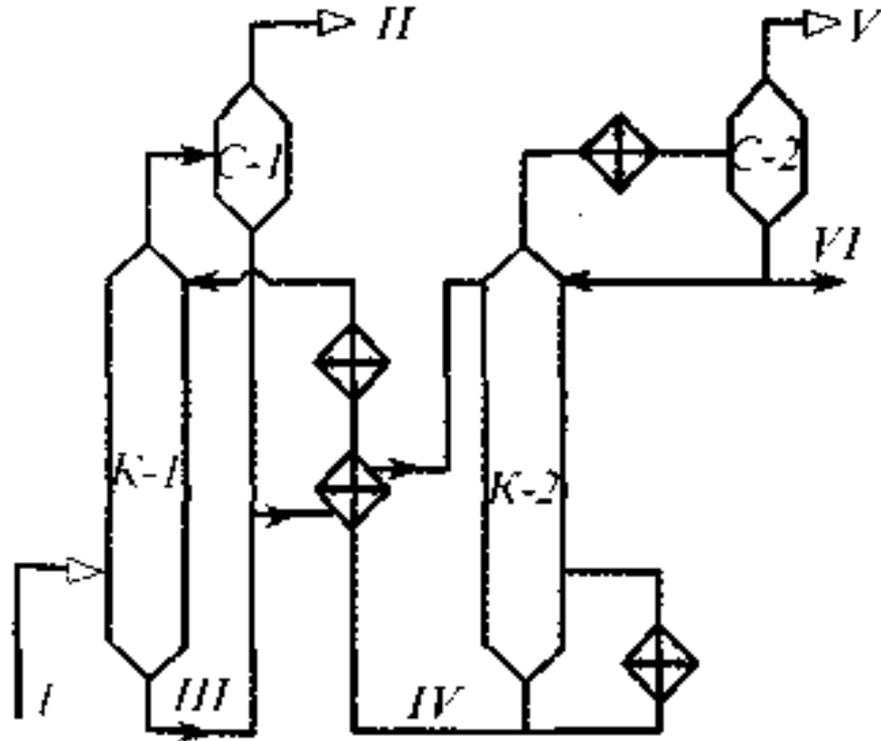
Очистка газа растворами алканоламинов

Аминовые процессы применяют в промышленности, начиная с 1930-го года, когда впервые была разработана и запатентована в США схема аминовой установки с фенилгидразином в качестве абсорбента.

Процесс был усовершенствован применением в качестве поглотителя водных растворов алканоламинов. Алканоламины, являясь слабыми основаниями, вступают в реакцию с кислыми газами H_2S и CO_2 , за счет чего происходит очистка газа. Образующиеся соли при нагревании насыщенного раствора легко разлагаются.

Наиболее известными этаноламинами, используемыми в процессах очистки газа от H_2S и CO_2 являются: моноэтаноламин (МЭА), диэтаноламин (ДЭА), триэтаноламин (ТЭА), дигликольамин (ДГА), диизопропаноламин (ДИПА), метилдиэтаноламин (МДЭА).

До настоящего времени в промышленности на установках по очистке кислых газов в качестве абсорбента, в основном, применяется МЭА, а также ДЭА. Однако в последние годы наблюдается тенденция по замене МЭА на более эффективный абсорбент - МДЭА.



Принципиальная схема этаноламиновой очистки газа от сероводорода методом абсорбции

I-сырьевой газ; **II**-очищенный газ; **III**-насыщенный раствор амина; **IV**-регенерированный раствор амина; **V**-кислые газы; **VI**-водный конденсат; **K-1**- абсорбер; **K-2**-десорбер; **C-1**- каплеотбойник; **C-2**-сепаратор

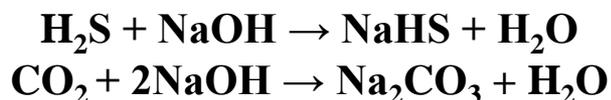
- Одним из вариантов решения проблемы сероочистки могут стать блочно-комплексные установки сероочистки малой и средней производительности.

В настоящее время существует много химических, физических и физико-химических способов очистки газа от серосодержащих соединений. Однако эти процессы могут быть использованы только при больших объемах природного газа, т.к. они требуют значительных капитальных и эксплуатационных затрат.

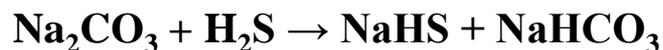
Процесс сероочистки «**Sulfurex**» предназначен для малых и средних объемов газа и отличается следующими достоинствами:

- ***простая и прочная конструкция;***
- ***модульная конструкция в изолированной оболочке*** (контейнеры позволяют установке работать при температуре окружающей среды от $-60\text{ }^{\circ}\text{C}$ до $+40\text{ }^{\circ}\text{C}$).

Процесс очистки газа «Sulfurex» основан на химической абсорбции сероводорода и углекислого газа едкой щелочью NaOH:



Образовавшийся карбонат натрия также вступает в реакцию с сероводородом:



Химические отходы и их применение

Na_2S , NaHS — сырьё для химической промышленности (производство этилмеркаптана, бутифоса, красителей), текстильной промышленности и для других целей;
 NaHCO_3 — химическая, пищевая, легкая, медицинская, фармацевтическая промышленность, цветная металлургия.

Основные технические данные установки сероочистки «**Sulfurex**»

Производительность: 25–25000 м³/ч по газу

Потребляемая мощность: 25 кВт

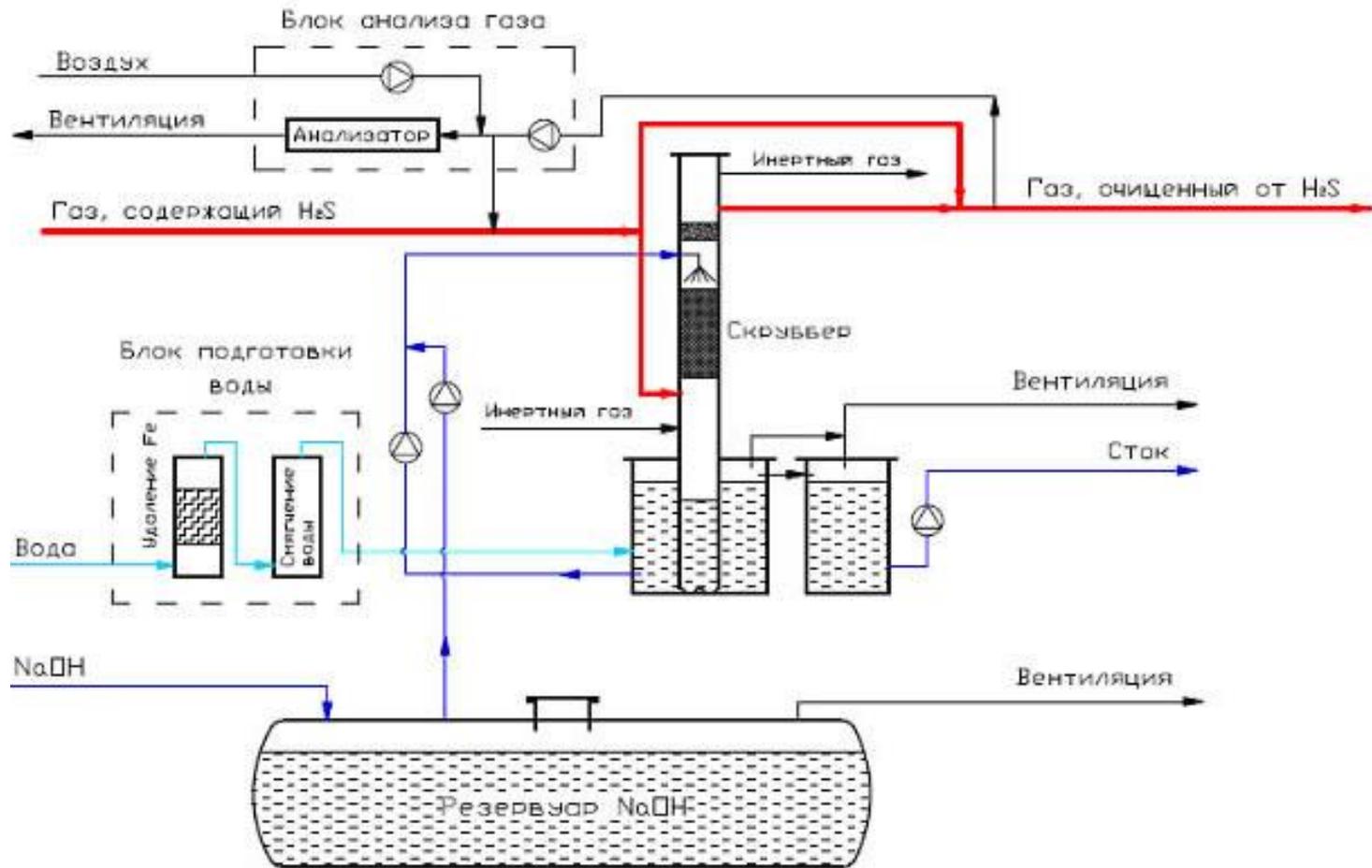
Количество обслуживающего персонала: 2 человека

Остаточное количество H_2S в газе: 0,02 г/м³ и менее

Рабочая температура окружающей среды: от –60 °С до +40 °С

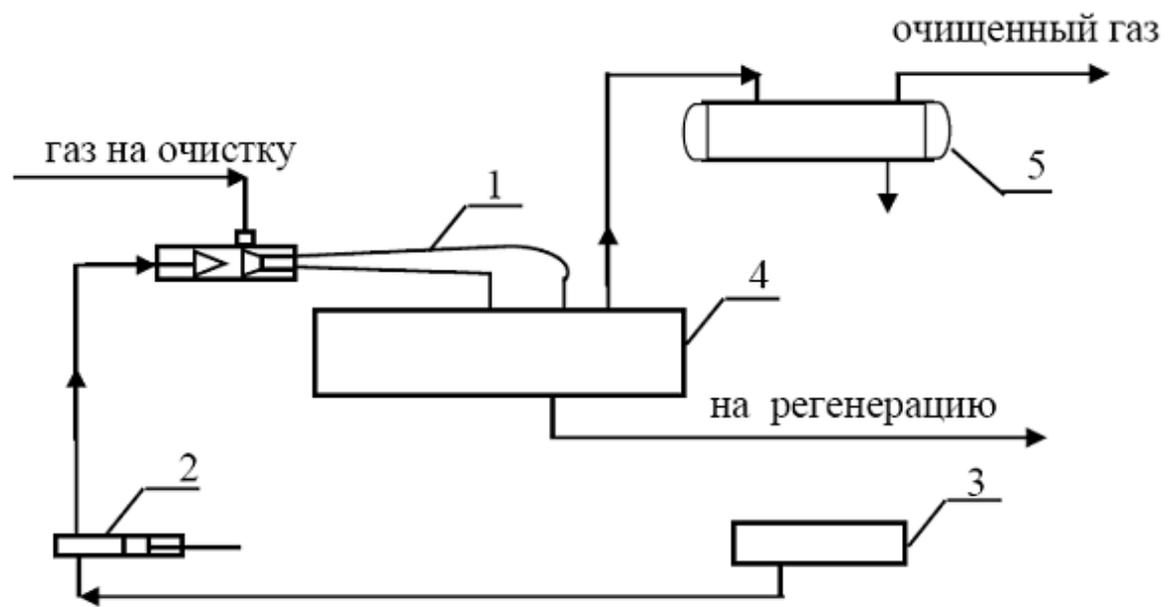
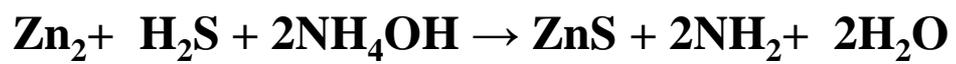
Давление газа на входе: 0,1–0,6 МПа

Слайд 27 Поступающий на очистку газ подается в нижнюю часть колонны скруббера и движется в колонне снизу вверх. Щелочной раствор из емкости для циркулирующего раствора подается на орошение колонны. Заданная концентрация щелочи поддерживается путем подачи в систему подготовленной воды и раствора щелочи из резервуара NaOH. Часть очищенного газа с верха колонны направляется в детектор H₂S, после чего возвращается обратно в процесс.



Еще одним вариантом очистки природного газа от незначительного содержания H_2S является технология, основанная на химическом превращении сероводорода в малорастворимый в воде сульфид.

Процесс сероочистки композициями на основе солей цинка и аммиака описывается уравнением:



- 1- абсорбер (скруббер Вентури); 2- насос; 3-сборник; 4-сборник отработанного абсорбента; 5- сепаратор.

Щелочные (карбонатные) способы очистки газа

Применение растворов аминов для очистки газов с малым содержанием H_2S (менее 0,5 % об.) и высоким соотношением CO_2 к H_2S считается нерациональным, так как содержание H_2S в газах регенерации составляет 3 – 5 % об. Получение серы из таких газов на типовых установках практически невозможно, и их приходится сжигать на факелах, что приводит к загрязнению атмосферы.

Для очистки газов, содержащих незначительные количества H_2S и CO_2 , в промышленности используют щелочные (карбонатные) способы очистки. Применение растворов щелочей (карбонатов) в качестве поглотителя повышает концентрацию H_2S в газах регенерации и упрощает схемы установок по производству серы или серной кислоты.

В физических процессах извлечение кислых компонентов из газа происходит за счет физического растворения их в применяемом абсорбенте. При этом чем выше парциальные давления компонентов, тем выше их растворимость. Компонентами физических поглотителей служат эфиры моно- и полиэтиленгликолей, например, *диэтиловый эфир этиленгликоля*, *диэтиловый эфир триэтиленгликоля* и др. Эти эфиры не вызывают коррозию оборудования, полностью смешиваются с водой и не гидролизуются.

3 Транспортировка газа



АНАЛИЗ СЫРЬЕВОГО ГАЗА № 1269 от «24» сентября 2008 г.

1. Место проведения анализа: ЛГКС ОАО "Томскнефть" ВНК, Центральная испытательная лаборатория

2. Условия и параметры при отборе проб соответствуют ГОСТу 18917-82

3. Дата и время отбора пробы: 24.09.08. 15:30

4. Метод анализа: хроматографический

5. Средства анализа: хроматограф "Кристаллюкс-4000М"

	Количество	Ед. измерения
Метан (CH ₄)	34,26	% масс
Этан (C ₂ H ₆)	1,34	% масс
Пропан (C ₃ H ₈)	0,99	% масс
Изо-Бутан (i-C ₄ H ₁₀)	0,25	% масс
Бутан (C ₄ H ₁₀)	0,41	% масс
Изо-Пентан (i-C ₅ H ₁₂)	0,13	% масс
Пентан (C ₅ H ₁₂)	0,14	% масс
Гексаны (C ₆ H ₁₄)	0,09	% масс
Гептаны (C ₇ H ₁₆)	0,03	% масс
Углерода диоксид (CO ₂)	0,26	% масс
Азот (N ₂)	0,80	% масс
Кислород (O ₂)	0,003	% масс
Углеводороды (C ₃ и выше)	48,37	% масс
Углеводороды (C ₅ и выше)	12,90	% масс

Таблица. Технические требования на газы

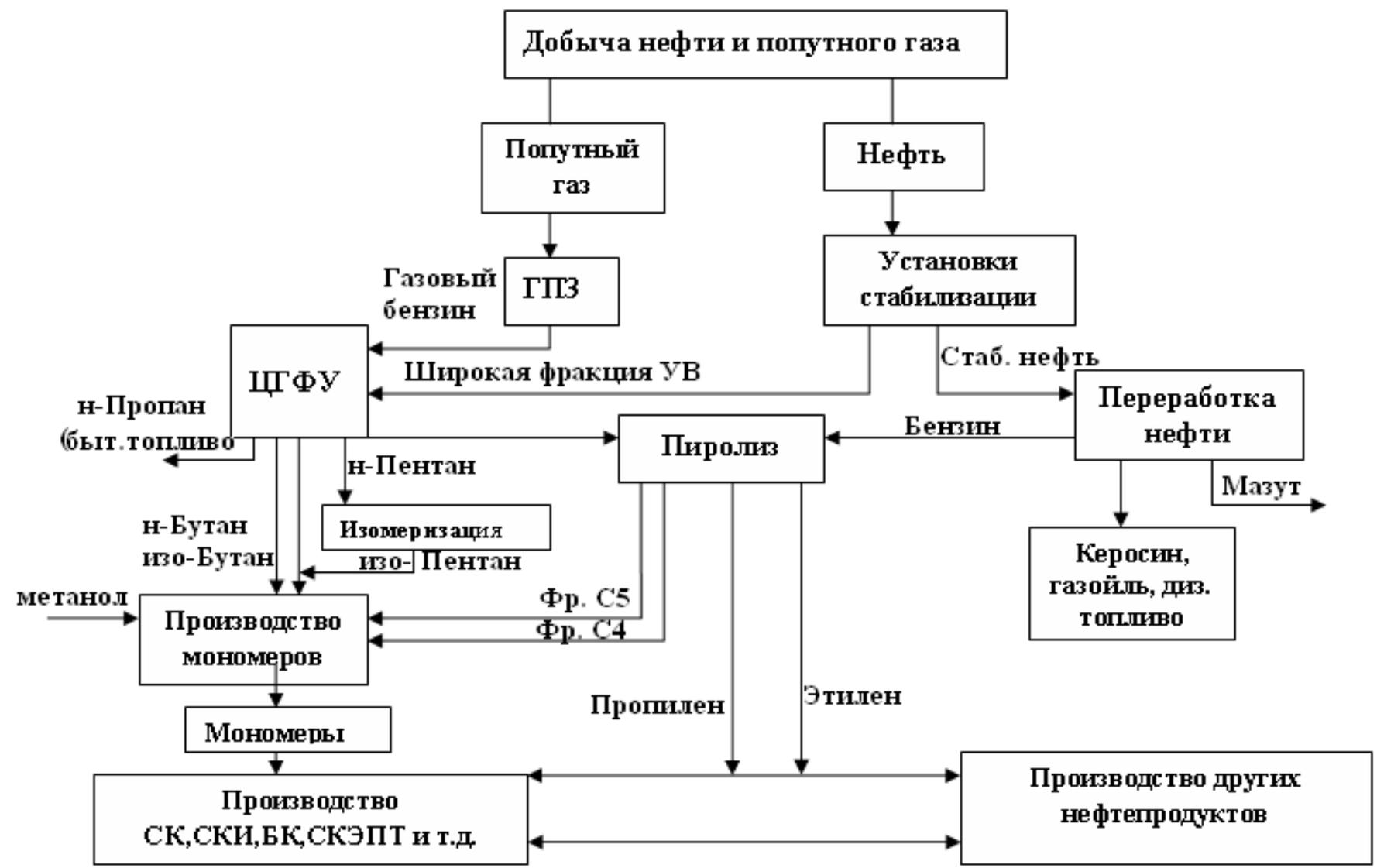
Наименование показателя	Значение для микроклиматических районов	
	холодный	
	с 01.05 по 30.09	с 01.10 по 30.04
1 Точка росы газа по влаге, °С, не выше	минус 10	минус 20
2 Точка росы газа по углеводородам, °С, не выше	минус 5	минус 10
3 Температура газа, °С	Устанавливается проектом	
4 Содержание сероводорода, г/м ³ , не более	0,02	0,02
5 Содержание меркаптановой серы, г/м ³ , не более	0,036	0,036
6 Объёмная концентрация кислорода, %, не более	1,0	1,0
7 Теплота сгорания низшая, МДж/м ³ при 20 °С и 101,325 кПа, не менее	32,5	32,5

Пропан - бутановая фракция соответствует ГОСТ 20448-90 «Газы углеводородные сжиженные топливные для коммунально-бытового назначения».

Таблица. Физико-химические показатели пропан-бутановой фракции

Наименование показателя	Норма
1 Массовая доля компонентов, %:	
-сумма метана, этана и этилена	не нормируется
-сумма пропана и пропилена	не нормируется
-сумма бутанов, бутиленов, не более	60
2 Объёмная доля жидкого остатка при 20 °С, %, не более	1,6
3 Давление насыщенных паров избыточное, МПа, при температуре 45 °С, не более	1,6
4 Массовая доля сероводорода и меркаптановой серы, %, не более	0,013
в том числе сероводорода, не более	0,003
5 Содержание свободной воды и щёлочи	отсутствие
6* Интенсивность запаха, балл, не менее	3,0
* Пропан-бутановая фракция не одорирована	

4 Переработка газа в химической промышленности



4.1 Подготовка газа

На газоперерабатывающих заводах (ГПЗ) с полным (законченным) технологическим циклом применяют пять основных технологических процессов:

- 1 приём, замер и подготовка (очистка, осушка);*
- 2 компримирование газа до давления, необходимого для переработки;*
- 3 отбензинивание газа (извлечение нестабильного газового бензина);*
- 4 разделение нестабильного бензина на газовый бензин и индивидуальные технически чистые углеводороды (пропан, бутаны, пентаны, н-гексан);*
- 5 хранение и отгрузка жидкой продукции завода.*

Продуктами первичной переработки **природных газов** являются газовый бензин, сжиженные и сухие газы, углеводороды: этан, пропан, бутаны, пентаны.

Газы, получаемые при первичной и вторичной переработке нефти, кроме предельных парафиновых углеводородов содержат непредельные – олефины. Эти они отличаются от природных газов.

Окислительная демеркаптанизация газов

Процесс окислительной демеркаптанизации сырья осуществляется в три стадии:

- экстракция низкомолекулярных меркаптанов раствором щелочи:



- превращение меркаптидов натрия в дисульфиды каталитическим окислением кислородом воздуха:



- перевод неэкстрагированных щёлочью высокомолекулярных меркаптанов сырья в менее активные дисульфиды каталитическим окислением кислородом воздуха:



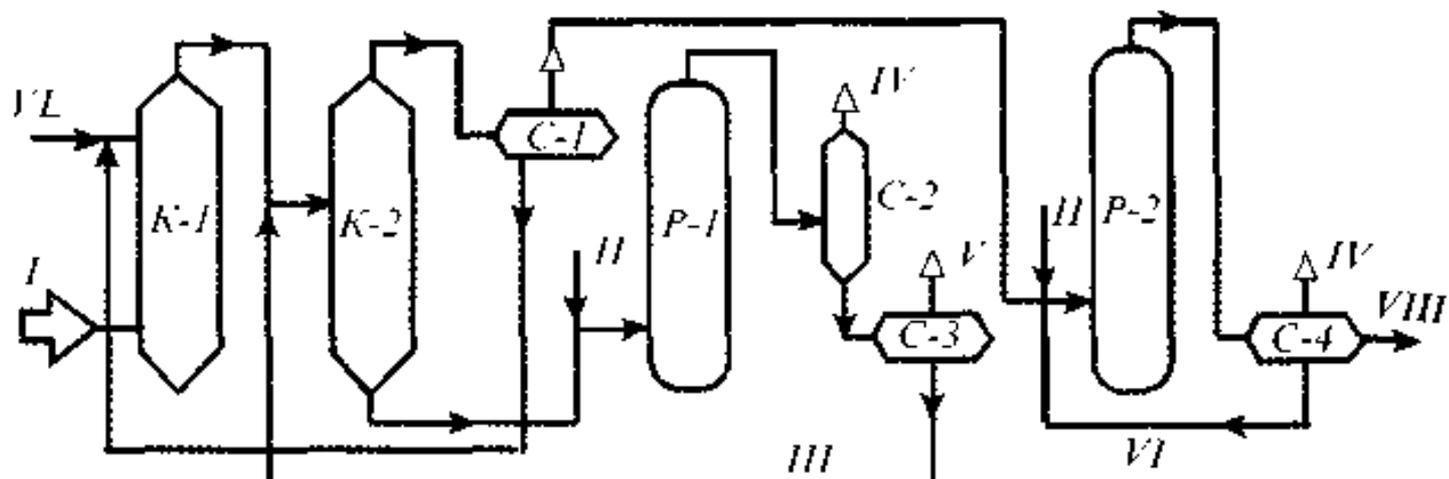


Рис. Принципиальная технологическая схема процесса каталитической окислительной демеркаптанализации углеводородного сырья.

I — сырье; *II* воздух; *III* регенерированный раствор щелочи; *IV*-отработанный воздух; *V*-дисульфиды; *VI*-циркулирующий раствор щелочи; *VI*-свежая щелочь; *VIII* -очищенный продукт

На НПЗ для разделения нефтезаводских газов применяются преимущественно два типа газодифракционирующих установок, в каждый из которых входят блоки компрессии и конденсации: ректификационный — сокращенно ГФУ; абсорбционно-ректификационный — АГФУ.

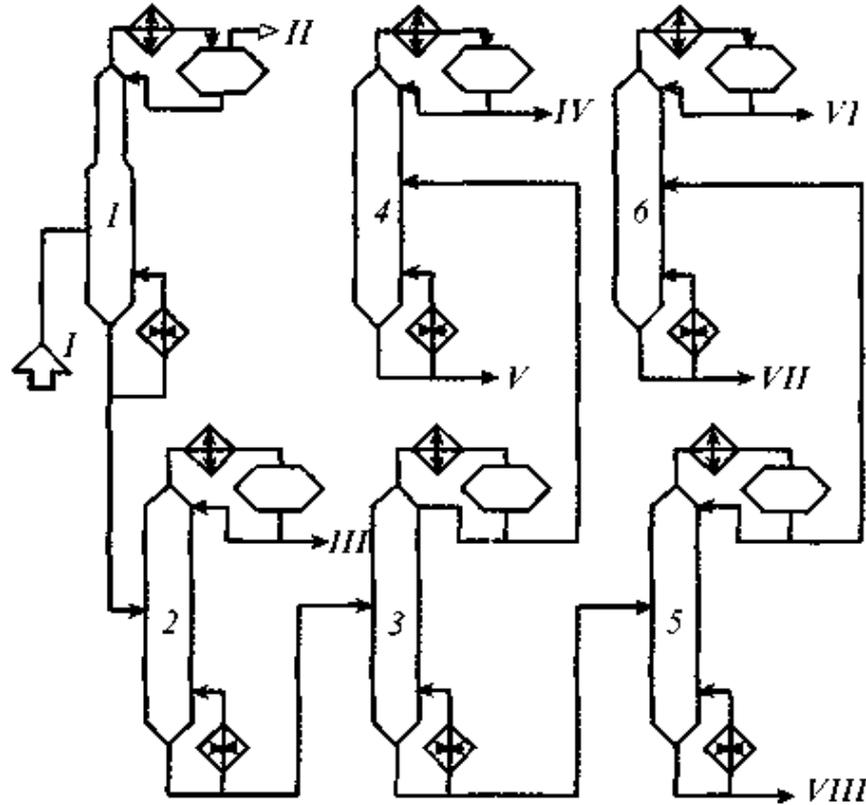


Рис. Принципиальная схема газодифракционирующей установки (ГФУ):

/ — деэтанализатор; 2 — пропановая колонна; 3 — бутановая колонна; 4 — изобутановая колонна; 5 — пентановая колонна; 6 — изопентановая колонна: / — сырье; // — сухой газ; III — пропановая фракция; IV — изобутановая фракция; V — бутановая фракция; VI — изопентановая фракция; VII — пента-новая фракция; VIII — фракция C₆ и выше

Деэтанзация газов

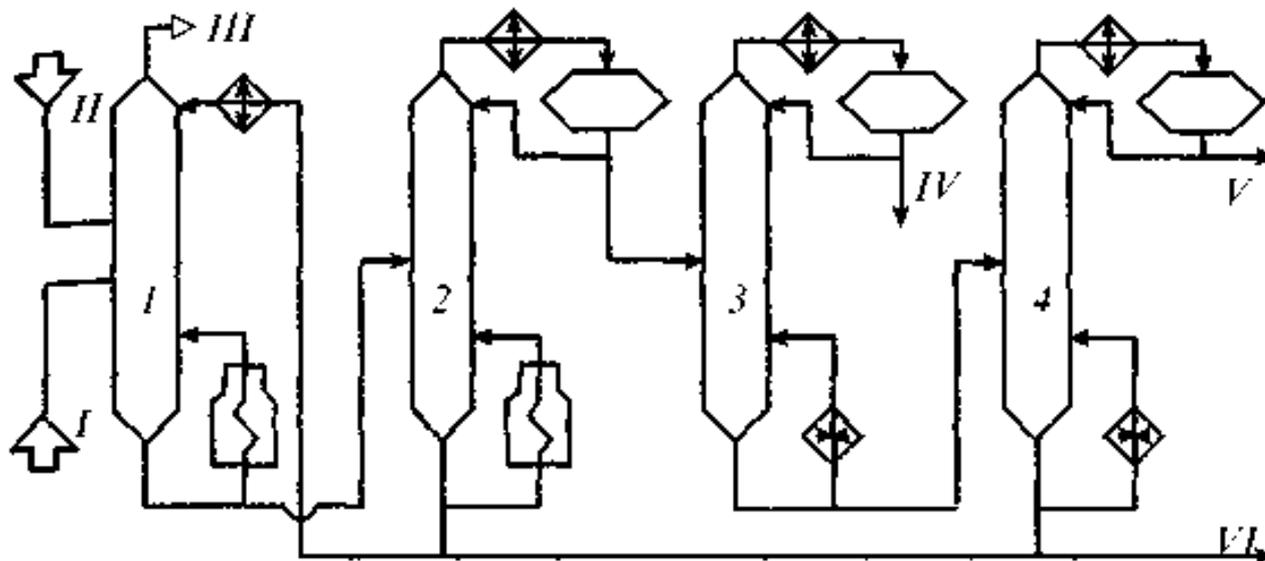


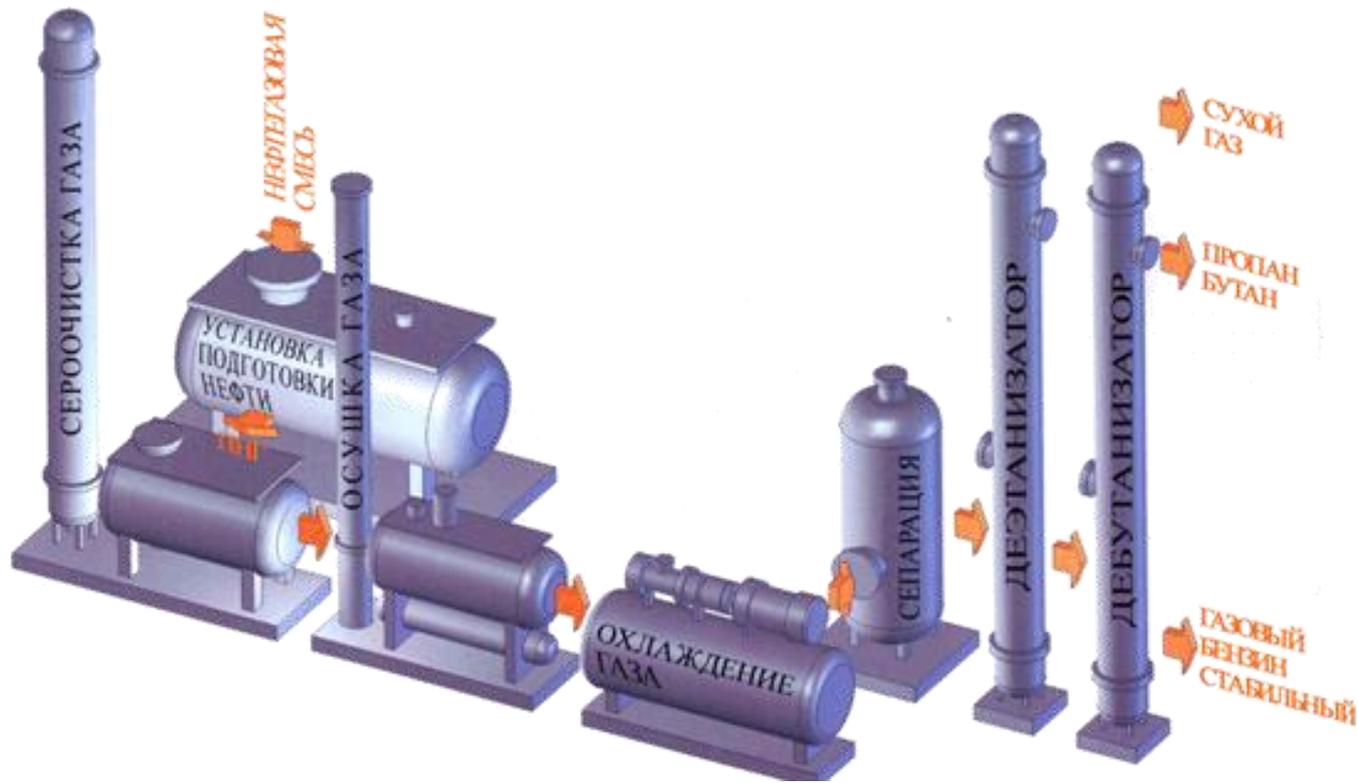
Рис. Принципиальная схема абсорбционно-газофракционирующей установки (АГФУ):

1-фракционирующий абсорбер; 2 — стабилизационная колонна; 3 -- пропановая колонна; 4 — бутановая колонна; / — очищенный жирный газ; II — нестабильный бензин; III — сухой газ; IV- пропан-пропиленовая фракция; V — бутан-бутиленовая фракция; VI — стабильный бензин

УВ Состав	Термический крекинг (мазут под давл)	Коксование (в кипящем слое)	Каталитический крекинг (бензиновый режим)	Каталитический риформинг (обычный режим)	Пиролиз бензинового сырья 750-800 С
H_2+CO_2	0,2	1,5	2,5	8,5	16,0
CH_4	16,0	26,5	11,0	5,0	34,4
C_2H_4	2,5	12,5	6,0	---	29,3
C_2H_6	17,0	20,0	8,0	9,5	5,0
C_3H_6	9,0	12,5	22,0	24,0	10,5
C_3H_8	21,5	11,0	12,5	38,0	0,2
<i>изо</i> - C_4H_8	4,5	5,0	6,0	---	1,3
<i>н</i> - C_4H_8	9,8	5,0	14,0	---	1,2
<i>изо</i> - C_4H_{10}	5,0	0,7	14,0	19,0	---
<i>н</i> - C_4H_{10}	14,5	4,6	4,0	29,0	0,5
C_4H_6	---	0,7	---	---	1,5
{Непред. УВ	25,8	35,7	48,0	---	43,8
Выход газа, % на сырьё	7,0	12,0	17,0	12,0	77,0

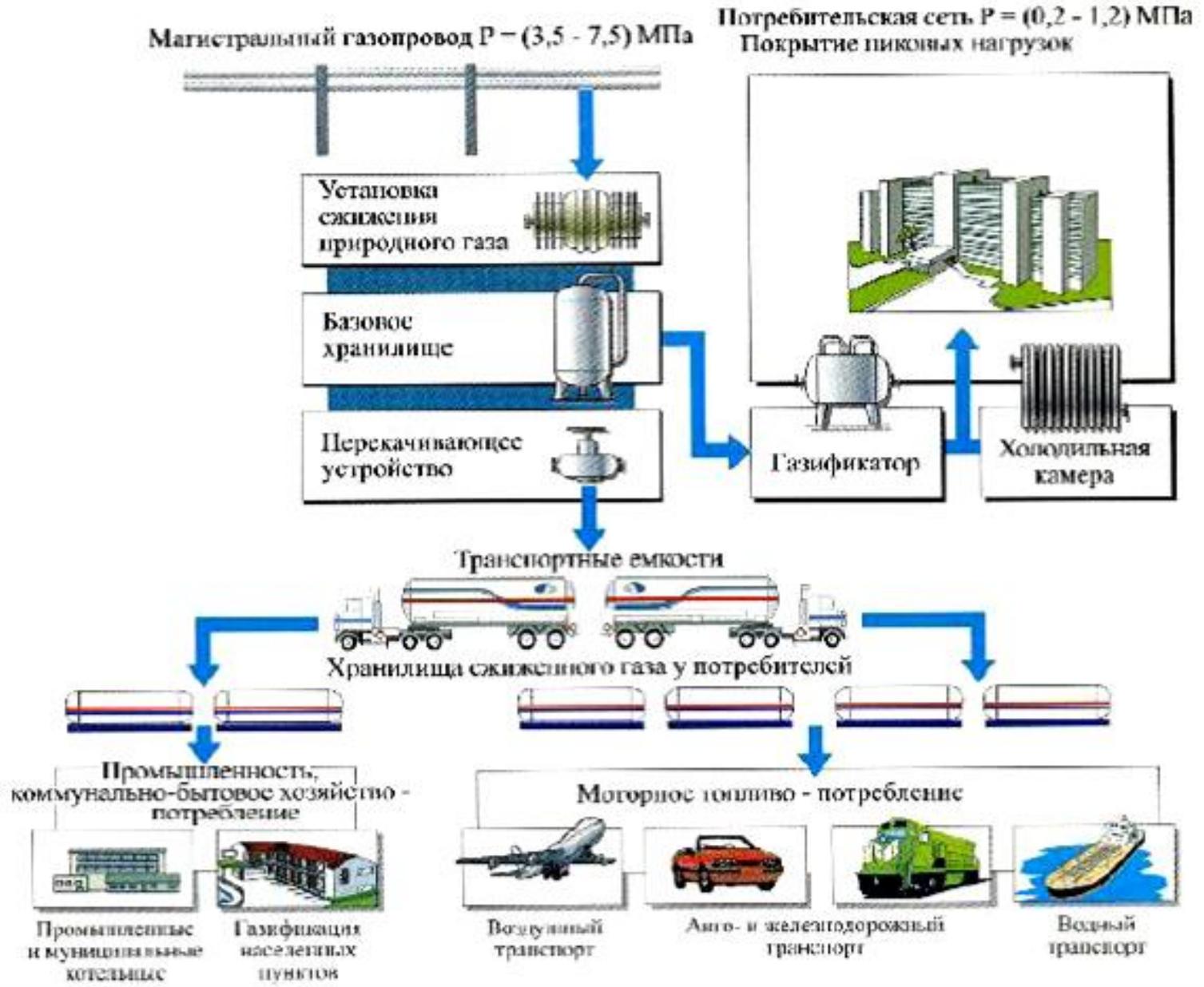
Технологически эффективным решением вопроса переработки ПНГ может быть разделение его на следующие углеводородные продукты:

- сухой газ по ГОСТ 5542-87; может использоваться для выработки электроэнергии и тепла, после компремирования может подаваться в систему магистральных трубопроводов;
- широкая фракция углеводородов (ШФЛУ); является сырьем для нефтехимических предприятий, перевозится в специальных цистернах любым видом транспорта;
- газы углеводородные сжиженные для коммунально-бытового потребления,
- удовлетворяющие ГОСТ 20448-90 (сжиженный пропан-бутан технический (СПБТ), пропан технический (ПТ), бутан технический (БТ)); используются в коммунальной сфере в качестве топлива, в нефтехимической отрасли в качестве сырья; перевозятся в специальных цистернах любым видом транспорта;
- газы углеводородные сжиженные для автомобильного транспорта, удовлетворяющие ГОСТ 27448-80 (пропан автомобильный (ПА), пропан-бутан автомобильный (ПБА)); используются в качестве автотранспортного топлива перевозятся в специальных цистернах любым видом транспорта;
- газовый бензин стабильный, удовлетворяющий ТУ 39-1340-89.



Попутный нефтяной газ после установки подготовки нефти (УПН) подвергается очистке от «кислых» газов (сероводород, углекислый газ, меркаптаны), затем осушке, после чего охлаждается примерно до температуры конденсации пропана. Сконденсировавшаяся капельная жидкость, представляющая собой широкую фракцию углеводородов, отделяется от газовой фазы в низкотемпературном сепараторе и направляется на газофракционирование. Газофракционирование последовательно осуществляется в нескольких ректификационных колоннах. Количество колонн зависит от номенклатуры производимой продукции. Так, например, при производстве в качестве товарных продуктов сухого газа по ГОСТ 5542-87, сжиженного пропан-бутана по ГОСТ 20448-90 и газового бензина стабильного по ТУ 39-1340-89 потребуется две ректификационные колонны: деэтанализатор и дебутанизатор .

5. Потребление природного газа



Использование газа в быту



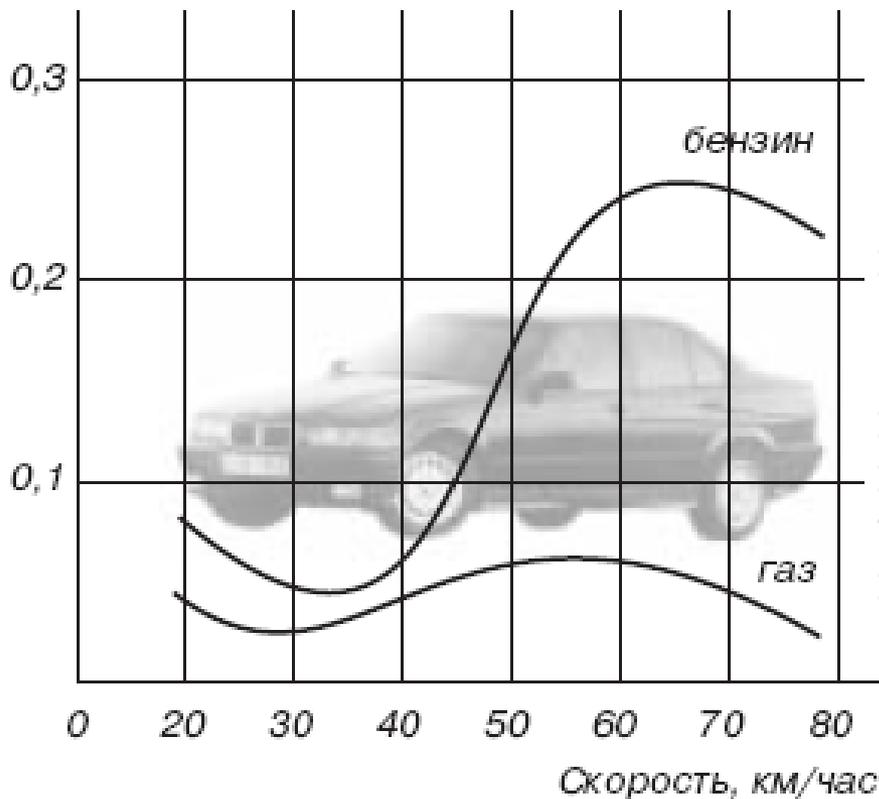
Водонагреватель поточный газовый (в быту называют газовой колонкой). Его устройство достаточно просто: перфорированный корпус, заполненный витками медной трубки, нагреваемыми пламенем газовой горелки.



Газовый генератор (электростанция) — это источник бесперебойного питания, работа которого обеспечивается природным газом. По сравнению с моделями, требующими другого топлива, такой прибор более экономичен, а также характеризуется рядом дополнительных преимуществ.

Использование газа в качестве моторного топлива

Токсичные выбросы, г/км



И газовые, и бензиновые автомобили выбрасывают в атмосферу одинаковое количество углеводородов. Для здоровья человека опасны не сами углеводороды, а продукты их окисления. Двигатель, работающий на бензине, выбрасывает сравнительно легко окисляющиеся вещества – этил и этилен, а газовый двигатель – метан, который из всех предельных углеводородов наиболее устойчив к окислению. Поэтому углеводородный выброс газового автомобиля менее опасен

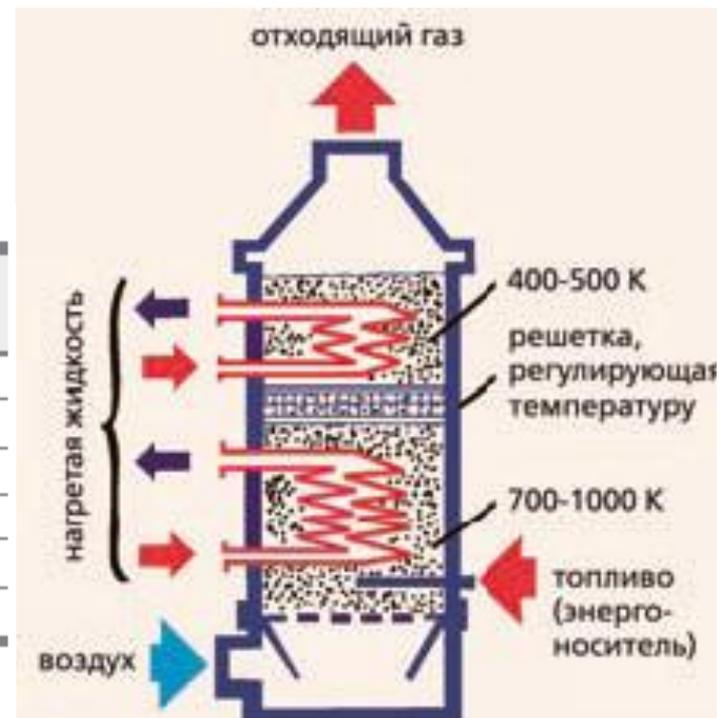
Сжигаемое топливо	Выбросы в атмосферу вредных веществ (т/год) при сжигании разных видов топлива							
	Диоксид азота	Оксид углерода	Диоксид серы	Бенз(а)пирен	Твердые частицы	Пятиоксид ванадия	Формальдегид	Всего
Природный газ	277762,9	29361,2	-	0,0017	3,0	-	-	57127,1
Мазут	23241,6	27974,9	153785,5	0,018	1089,7	2150,0	1200,0	209441,7
Уголь	45114,1	530405,3	269864,1	0,13	134365,5	-	2850,0	982599,1

Каталитические технологии для расширения топливно-сырьевой базы России за счет нетрадиционных источников углеродсодержащего сырья

Материал	Содержание летучих веществ, % вес.*	Зольность, % вес.	Степень выгорания, % вес.
Антрацит	10,1	17,5	50,9
Уголь газовый	41,7	25,0	72,7
Уголь бурый	47,0	28,0	92,2
Торф	70,4	24,3	98,2
Шлам-лигнин	78,7	19,0	99,4
Опилки	85,2	0,95	99,9

* содержание летучих веществ приведено для горючей массы углеродсодержащих материалов; ** время контакта — 1,08 сек

В реактор, загруженный мелкодисперсным катализатором, снизу подается воздух со скоростью, обеспечивающей перевод катализатора в состояние псевдооживления. Далее непосредственно в слой кипящего катализатора вводят жидкое, твердое или газообразное топливо (например, попутные нефтяные газы), которое окисляется на поверхности катализатора. Температура процесса окисления топлива не превышает 750-800 °С. В таблице показано влияние состава горючих материалов на их сгорание в слое псевдооживленного катализатора. На основе КГТ была разработана серийная теплофикационная установка КТУ_02 номинальной мощностью по теплу 0,2 Гкал/час. При определенной модификации эта установка пригодна для экологически безопасного сжигания: древесины (теплотворная способность 14,6-15,9 МДж/кг (3500-3800 ккал/кг)); отходов сельского хозяйства (1418 МДж (3400-4300 ккал/кг)) и попутных нефтяных.



Использование газа в качестве моторного топлива

Автобус ГАЗель

Газовая аппаратура - Новогрудский завод газовой аппаратуры, Беларусь

Общий объем баллонов - 184 литра

Запас хода на КППГ - 310 км.

Общая стоимость переоборудования - 32 тыс.руб.

Срок окупаемости оборудования с учетом налогов и амортизационных отчислений - 17 мес./42,5 тыс.км.



Автобус ПАЗ-3205

Газовая аппаратура - АООТ "Рязанский завод автомобильной аппаратуры", АО "Автосистема"

Общий объем баллонов - 300 литров

Запас хода на КППГ - 220 км.

Общая стоимость переоборудования - 49 тыс.руб.



ГАЗ-3110 "Волга"

Газовая аппаратура - ЗАО "Автосистема"

Общий объем баллонов - 102 литров

Запас хода на КППГ - 200 км.

Общая стоимость переоборудования - 28 тыс.руб.

Срок окупаемости оборудования с учетом налогов и амортизационных отчислений - 24 мес./50 тыс.км.

Срок окупаемости для индивидуальных владельцев - 13 мес./27 тыс.км.

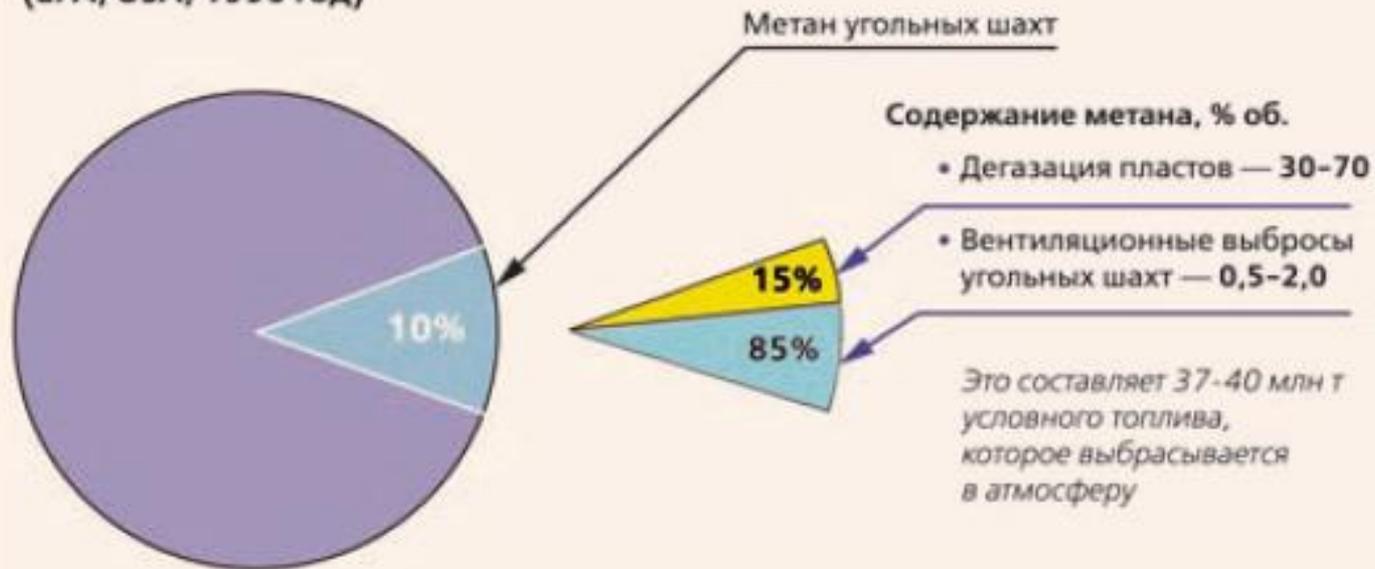


Каталитические технологии энергетического использования метансодержащих выбросов угольных шахт



Рис. 2. ВЫБРОСЫ МЕТАНА УГОЛЬНЫХ ШАХТ

Все антропогенные выбросы метана в мире
(EPA, USA, 1996 год)



Для утилизации низкоконцентрированных метансодержащих выбросов угольных шахт разработан каталитический способ сжигания, основанный на периодическом (каждые 15-20 мин.) изменении направления фильтрации выбросов через слой неподвижного катализатора.

Рис. 3. Производство тепло- и электроэнергии за счет переработки метановых выбросов угольных шахт: **А** — технологическая схема процесса; **Б** — температурные поля в каталитическом теплоагрегате

