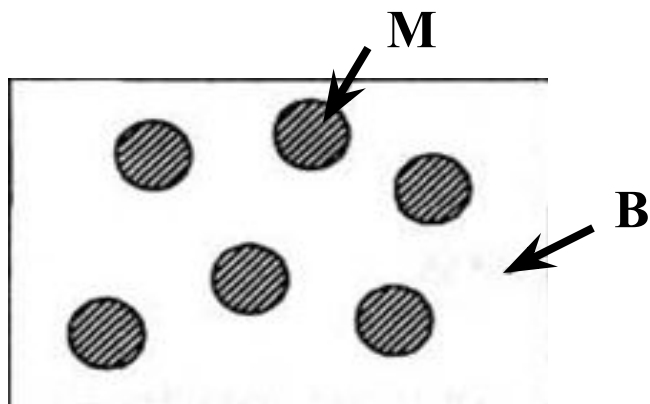
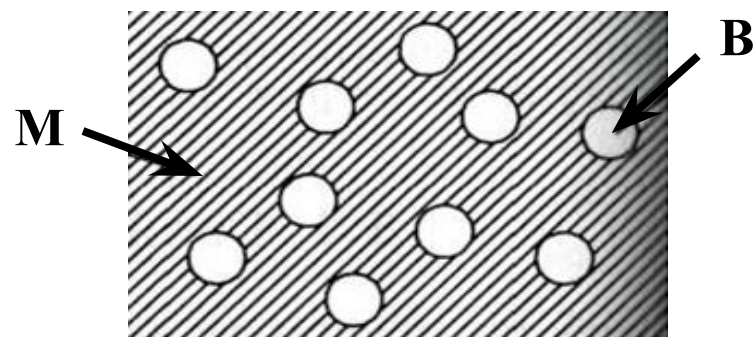


ТИПЫ ЭМУЛЬСИЙ



а – ПРЯМАЯ ЭМУЛЬСИЯ
М/В



б – ОБРАТНАЯ ЭМУЛЬСИЯ
В/М

Фракционный состав нефти

- Нефти характеризуются *температурой начала и конца кипения*, диапазон которых в среднем составляет 450-500 °С

При лабораторном техническом контроле от начала кипения до 300 °С отбирают 10-градусные, а затем 50-градусные фракции.

На промышленных перегонных установках выделяют фракции, выкипающие в более широких температурных интервалах. Такие фракции обычно называют *дистиллятами*.

Перегонку на таких установках вначале проводят при атмосферном давлении, отбирая следующие дистилляты:

- бензиновый (н.к. ÷ 170-200 °С);
- лигроиновый (160 ÷ 200 °С);
- керосиновый (180 ÷ 270-300 °С);
- газойлевый (270 ÷ 350 °С).

Групповой химический состав

- Алканы
- Нафтены
- Ароматические углеводороды
- ГАС

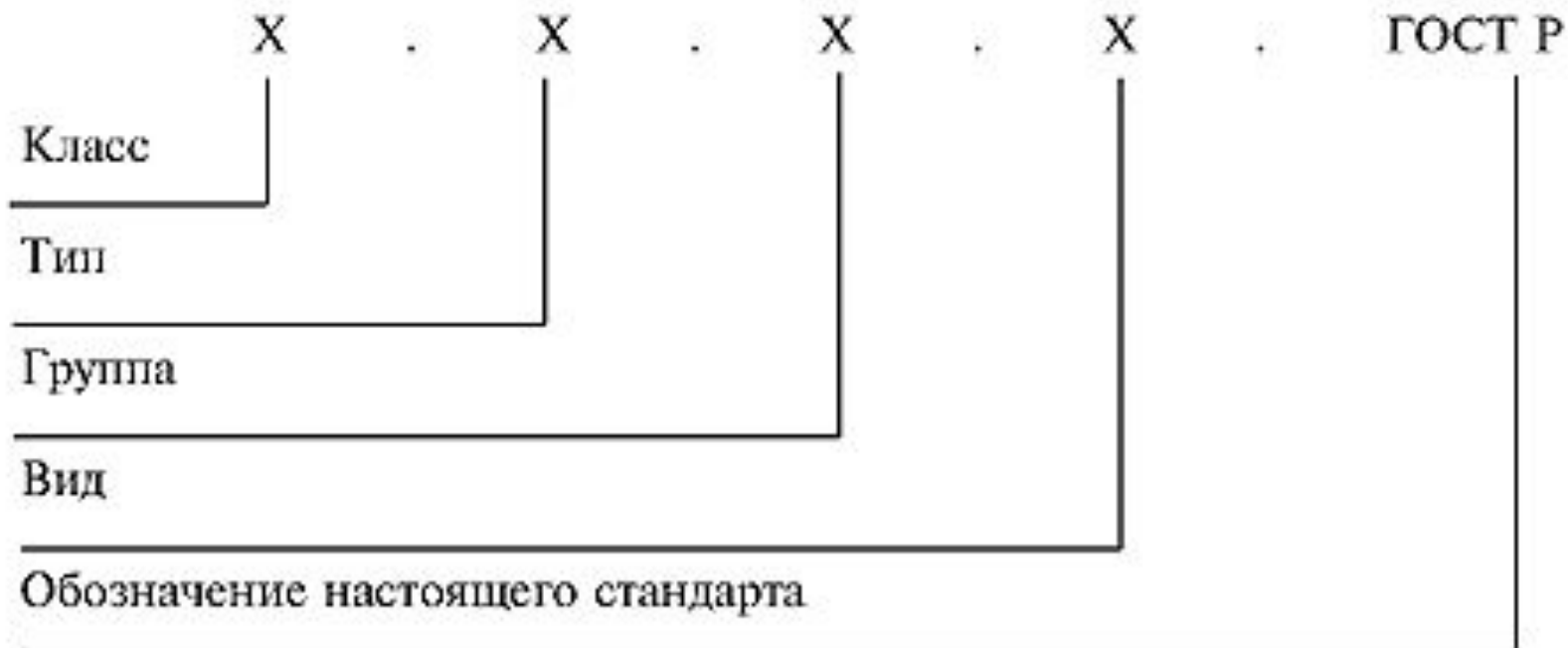
По химической классификации нефти подразделяются на:

- парафиновые (нефти полуострова Мангышлак);
- нафтеновые (бакинские нефти);
- парафино-нафтеновые (нефти Волго-Уральского региона);
- парафино-нафтенно-ароматические (Майкопская нефть)



По ГОСТ 51858-2002

Нефть:



Класс нефти

Класс нефти	Наименование	Массовая доля серы, %
1	Малосернистая	До 0,60 включ.
2	Сернистая	От 0,61 >> 1,80
3	Высокосернистая	1,81 >> 3,50
4	Особо высокосернистая	Св. 3,50

Типы нефти

Наименование параметра	Норма для нефти типа									
	0		1		2		3		4	
	для экономики страны	для экспорта	для экономики страны	для экспорта	для экономики страны	для экспорта	для экономики страны	для экспорта	для экономики страны	для экспорта
1 Плотность, кг/м ³ , при температуре:										
20 °С	Не более 830,0		830,1-850,0		850,1-870,0		870,1-895,0		Более 895,0	
15 °С	Не более 834,5		834,6-854,4		854,5-874,4		874,5-899,3		Более 899,3	
2 Выход фракций, %, не менее, до температуры:										
200 °С	-	30	-	27	-	21	-	-	-	-
300 °С	-	52	-	47	-	42	-	-	-	-
350 °С	-	62	-	57	-	53	-	-	-	-
3 Массовая доля парафина, %, не более	-	6,0	-	6,0	-	6,0	-	-	-	-

Группа нефти

Наименование показателя	Норма для нефти группы		
	1	2	3
1 Массовая доля воды, %, не более	0,5	0,5	1,0
2 Концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	100	300	900
3 Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05		
4 Давление насыщенных паров, кПа (мм рт. ст.), не более	66,7 (500)	66,7 (500)	66,7 (500)
5 Содержание хлорорганических соединений, млн. ⁻¹ (ppm)	Не нормируется. Определение обязательно		

Вид нефти

Наименование показателя	Норма для нефти		
	1	2	3
1 Массовая доля сероводорода, млн. ⁻¹ (ppm), не более	20	50	100
2 Массовая доля метил- и этилмеркаптанов в сумме, млн. ⁻¹ (ppm), не более	40	60	100

Свойства нефти

- Плотность;
- Вязкость;
- Молекулярная масса;
- Температура кипению;
- Температура застывания;
- Температура кристаллизации;
- Температура помутнения;
- Температура вспышки;
- Температура воспламенения;
- Температура самовоспламенения;
- Октановое, цетановое числа.

Состав газа газовых, газоконденсатных и нефтяных месторождений

Состав природных газов

углеводороды

алканы $C_n H_{2n+2}$
цикланы $C_n H_{2n}$

неуглеводороды

азот N_2
углекислый газ CO_2
сероводород H_2S
меркаптаны RSH
ртуть

инертные газы

Гелий
Аргон
Криптон
Ксенон
и др.

Фазовые состояния углеводородов

Сухой газ

Газ при нормальных условиях и повышенном давлении

Метан (CH_4), этан (C_2H_6) и этилен (C_2H_4)

Сжижаемые углеводородные газы

При нормальных условиях – газ.
При повышенных давлениях – **жидкость**

Пропан (C_3H_8), пропилен (C_3H_6), изобутан ($i\text{-C}_4\text{H}_{10}$), нормальный бутан- ($n\text{-C}_4\text{H}_{10}$), бутилены (C_4H_8)

Жидкие углеводороды

При атмосферных условиях – **жидкость**

С изопентана ($i\text{-C}_5\text{H}_{12}$) и более тяжелые ($5 < n \leq 17$)

Твердые

При атмосферных условиях – **твердые**

В молекулу которых входит 18 и более атомов углерода (от $\text{C}_{18}\text{H}_{28}$), расположенных в одну цепочку

Влагосодержание природных газов.

При эксплуатации месторождений газы в пластовых условиях контактируют с остаточной, пластовой или подошвенной водами и насыщаются парами воды. Количество паров воды зависит от T и P , а также от состава газа, степени минерализации пластовой воды.

Влагосодержание природных газов — один из факторов, определяющих технологию добычи и подготовки продукции скважин для дальнейшего транспорта или использования.

Абсолютная влажность — количество водяных паров, выраженных в массовых единицах, которое фактически находится в единице объема или массы газа. В первом случае единицей измерения является г/м^3 при 293 К и 0,1013 МПа (или кг/1000 м^3), во втором — г/кг газа.

Относительная влажность — это отношение абсолютной влажности к максимально возможному влагосодержанию при данных давлении и температуре (**влагоёмкости**), она выражается в долях единицах или процентах.

Физико-химические и теплофизические свойства природных газов.

Плотность (ρ) – отношение массы вещества к его объему. Единица измерения плотности – кг/м^3 .

Теплоемкость (C) – это количество теплоты, необходимое для нагревания единицы массы или объема вещества на 1°C .

Теплопроводность газа – это количество тепла, проходящего через его массу без перемещения, конвекции и теплообмена.

Удельная теплота сгорания – количество тепла, получаемое при сжигании единицы объема, массы или моля вещества, размерность соответственно кДж/м^3 ; кДж/кг и кДж/кМоль .

Дросселирование – расширение газа при прохождении через дроссель – местное сопротивление (вентиль, кран и т.д.), сопровождающее изменением температуры.

Гидратообразование

Физико-химические показатели природных горючих газов промышленного и коммунально-бытового назначения (по ГОСТ 5542-14)

Номер п/п	Показатель	Норма
1	Теплота сгорания, низшая, МДж/м ³ , не менее (при 20 °С и 0,1 МПа)	31,8
2	Область значений числа Воббе, высшего, МДж/м ³	41,2÷54,5
3	Допускаемое отклонение числа Воббе от номинального значения, %, не более	±5
4	Концентрация сероводорода, г/м ³ , не более	0,02
5	Концентрация меркаптановой серы, г/м ³ , не более	0,036
6	Доля кислорода в газе, об.%, не более	0,05
7	Масса механических примесей в 1 м ³ , г, не более	0,001
8	Интенсивность запаха газа при объемной доле 1% балл, не менее	3

Свойства пластовой воды

- В состав вод нефтяных месторождений входят хлориды, бикарбонаты и карбонаты металлов натрия, кальция, калия и магния.
- Содержание хлористого натрия может достигать до 90 % от общего содержания солей.
- Иногда встречается сероводород и окислы железа, алюминия и кремния в виде коллоидов. Часто присутствует йод и бром, иногда в таком количестве, что вода может быть объектом их промышленной добычи

- коэффициент водонасыщенности -
отношение объема воды, содержащейся
в породе, к объему пор этой же породы

$$\eta_{\text{В}} = \frac{V_{\text{В}}}{V_{\text{П}}},$$

- коэффициент нефтенасыщенности -
отношение объема нефти,
содержащейся в породе, к общему
объему пор

$$\eta_{\text{Н}} = \frac{V_{\text{Н}}}{V_{\text{П}}}$$

- Минерализация воды - количество растворенных в ней минеральных солей.
- Воды нефтяных месторождений делятся на два основных типа: жесткие и щелочные.
- Плотность воды зависит от степени ее минерализации и от температуры и составляет примерно от 1010 до 1080 кг/м³ и более.
- Сжимаемость. Коэффициент сжимаемости воды
- Растворимость газов в воде
- Электропроводность
- Вязкость

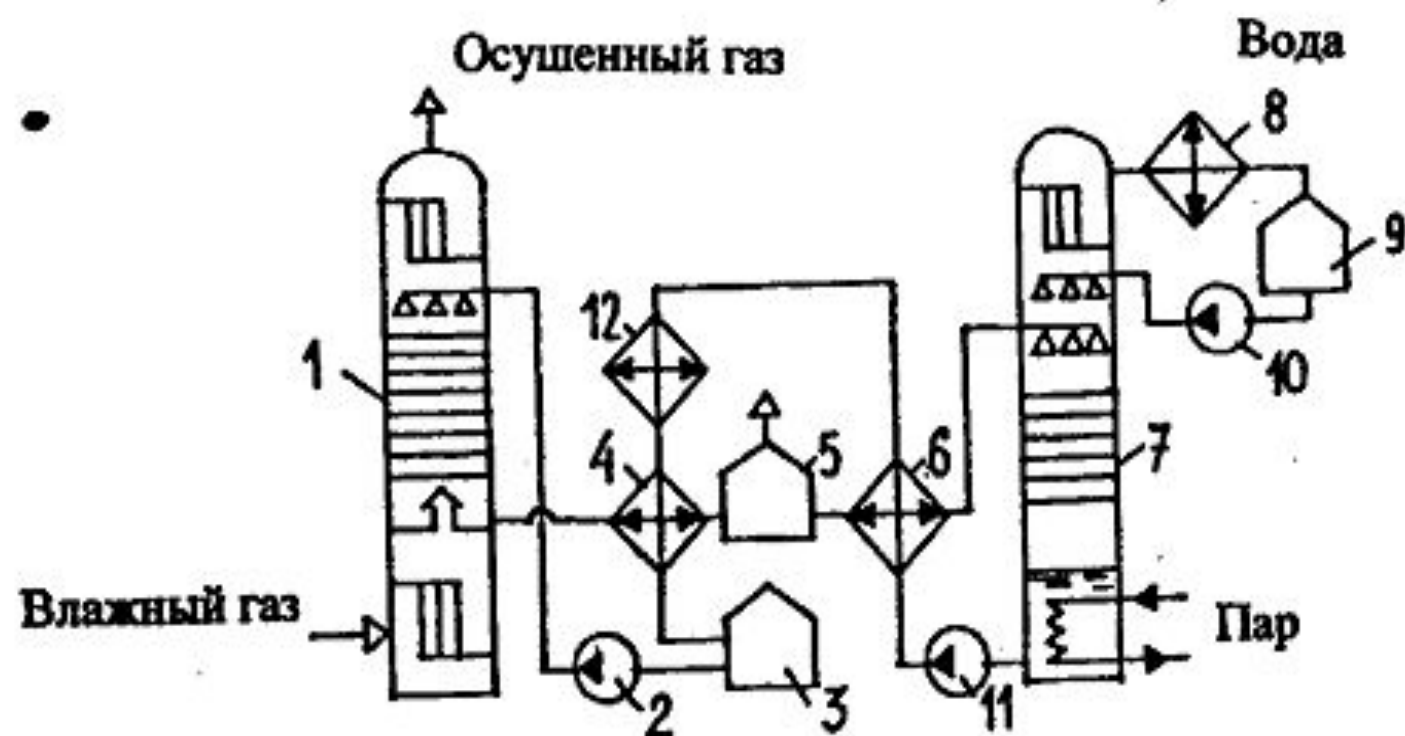


Рис. 7.42. Принципиальная схема осушки газа методом абсорбции:

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

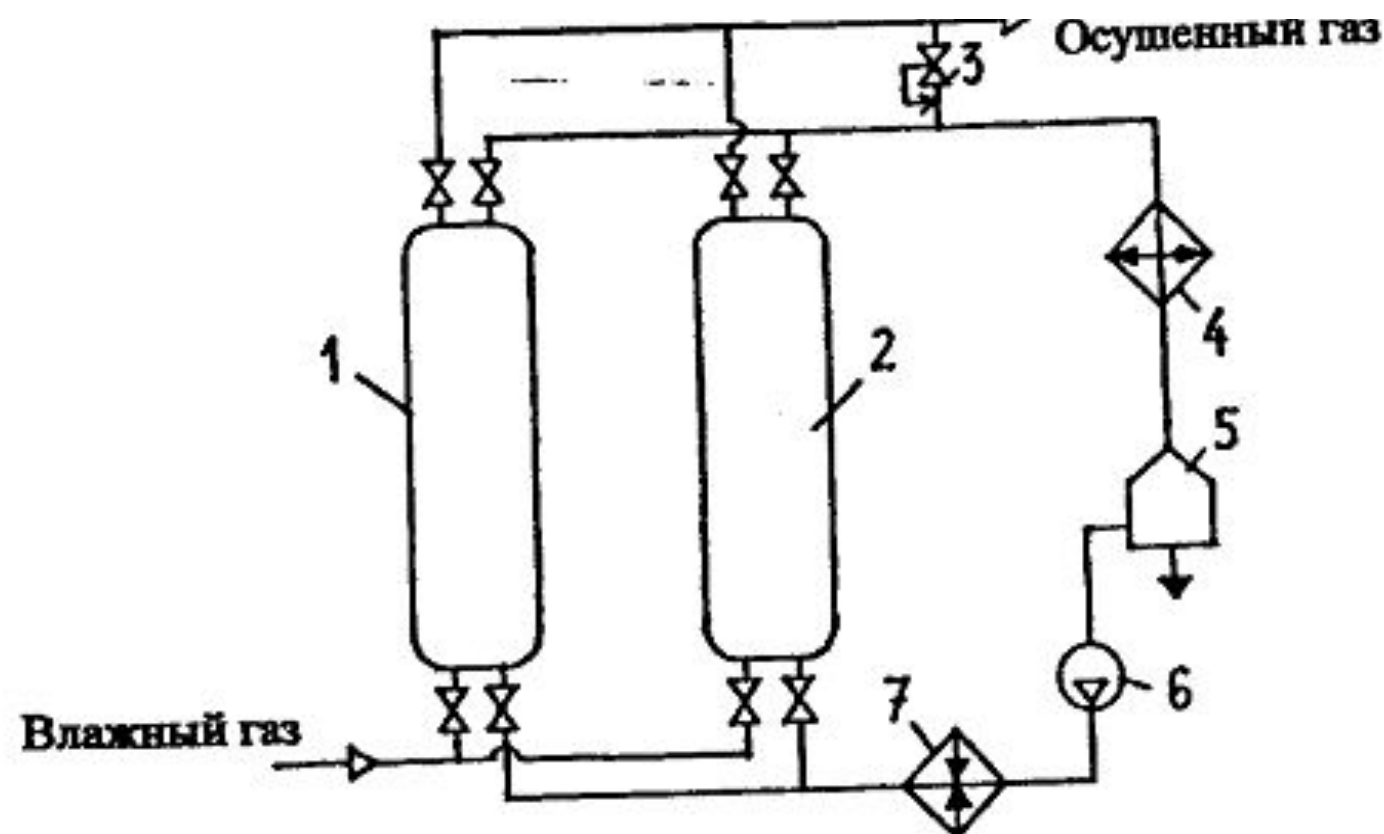


Рис. 7.43. Принципиальная схема осушки газа методом адсорбции:

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