

Лекция 4

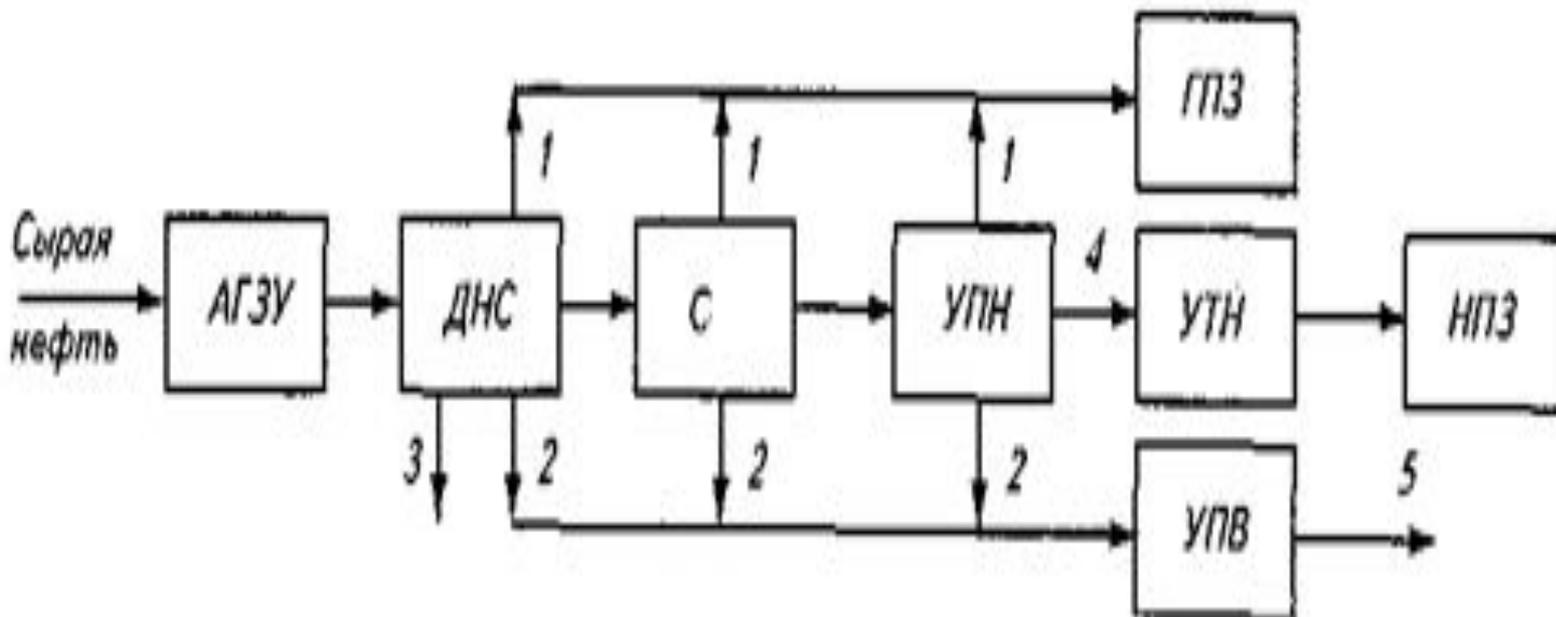
Подготовка нефти и газового конденсата к переработке.

Атмосферная и вакуумная перегонка.

Содержание лекции

1. *Стабилизация нефти*
2. *Требования к нефти, поступающей на перегонку*
3. *Обезвоживание и обессоливание нефти*
4. *Электродегидратор*
5. *Принципиальная схема блока ЭЛОУ*
6. **Классификация процессов первичной переработки нефти**
7. **Ректификация. Схемы простой ректификационной колонны**
8. **Технологические схемы установок перегонки нефти**
 - 8.1. **Атмосферная перегонка нефти (однократное и двукратное испарение)**
 - 8.2. **Вакуумная перегонка нефти (однократное и двукратное испарение)**
9. **Вторичная перегонка бензина**
10. **Вторичная перегонка дизельной фракции**
11. **Технологическая схема ЭЛОУ-АВТ**
12. **Материальный баланс установки ЭЛОУ – АВТ**
13. **Продукты первичной перегонки**
14. **Переработка газового конденсата**

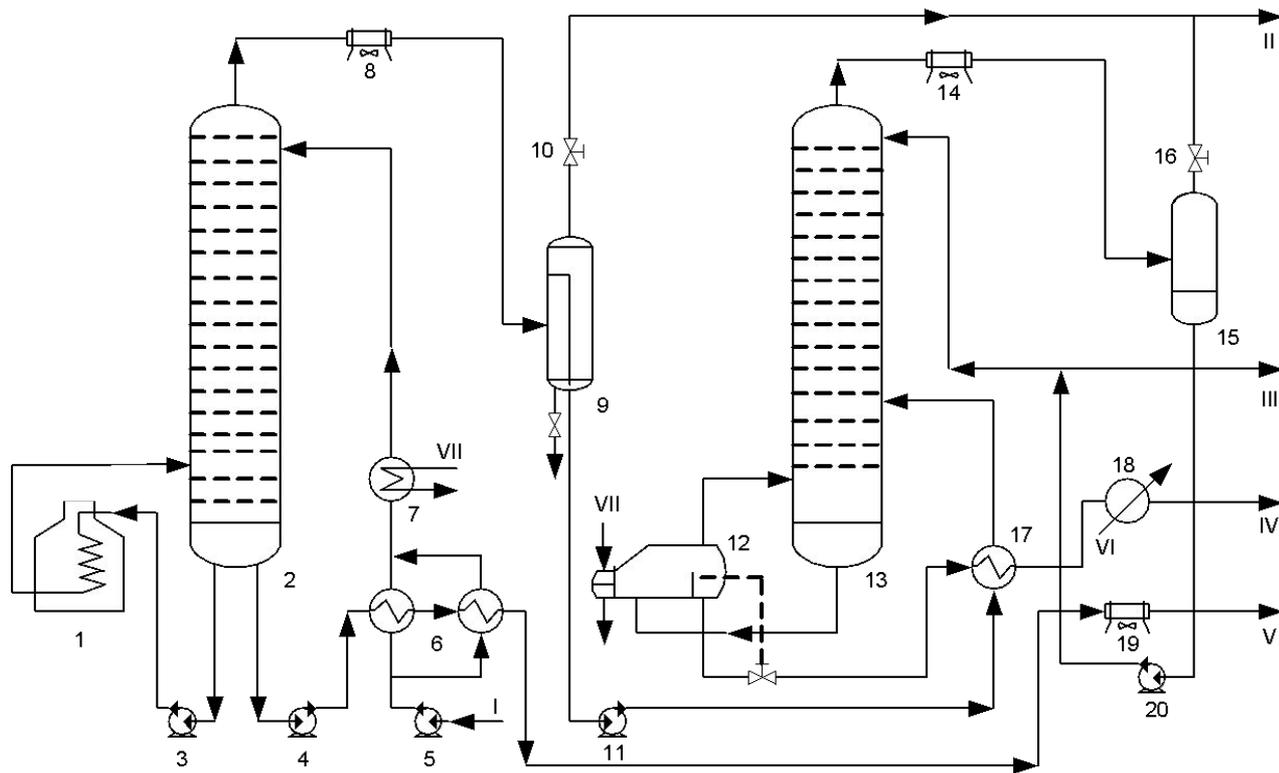
Схема сбора и подготовки нефти на промыслах



АГЗУ - автоматизированная группа замерных установок, ДНС – дожимная насосная станция, С – сепараторы второй ступени, УПН - установка подготовки нефти, УПВ - установка подготовки воды, ГПЗ – газоперерабатывающий завод, УТН - установка сдачи товарной нефти, НПЗ – нефтеперерабатывающий завод;

1 – газ, 2 – неочищенная вода, 3 – механические примеси, 4 – стабильная нефть, 5 – очищенная вода

1. Технологическая схема установки стабилизации нефтей



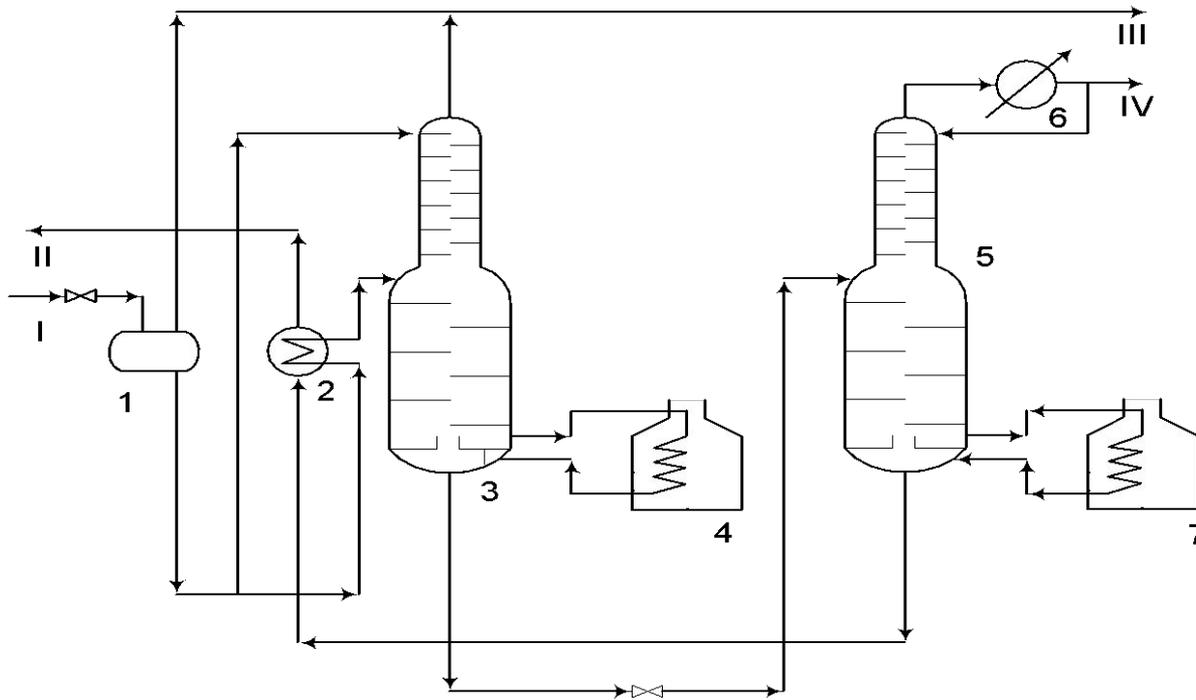
1 – трубчатая печь; 2, 13 – колонны; 3, 4, 5, 11, 20 – насосы; 6, 17 – теплообменники; 7 – подогреватель; 8, 14 – холодильники-конденсаторы; 9 – газоводоотделитель; 10, 16 – редукционные клапаны; 12 – кипятильник; 15 – газосепаратор; 18 – холодильник; 19 – аппарат воздушного охлаждения;

I – Сырая нефть; II - Сухой газ; III - Сжиженный газ;
IV – Стабильный бензин; V – Стабильная нефть; VI – Вода; VII – Водяной пар

Материальный баланс установки стабилизации нефти

Поступило, % (мас.)			
сырая нефть			100,0
Итого	100,0		
Получено, % (мас.)			
газ		1,5	
легкий бензин		0,5	
стабильная нефть			98,0
Итого	100,0		

Схема установки стабилизации конденсата (УСК)

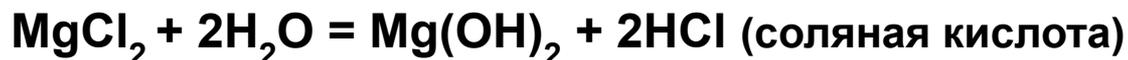


1 – сепаратор; 2 – рекуперативный теплообменник; 3 – колонна дезэтанзации (АОК); 4, 7 – печи;
– колонна стабилизации; 6 – дефлегматор;
I – нестабильный конденсат; II – стабильный конденсат; III – сухой газ; IV – пропан-бутановая фракция.

2. Требования к нефти, поступающей на перегонку

Содержание солей, мг/л, не более	3-5
Содержание воды, % (мас.), не более	0,1
Содержание мех. примесей	Отсутствуют

Ещё более вредное воздействие, чем вода и механические примеси, на переработку нефти оказывают растворённые в воде соли – хлориды, особенно хлориды кальция и магния.



Сернистые соединения приводят к коррозии аппаратуры.

При снижении содержания солей в нефти с 40-50 мг/л до 3-5 мг/л межремонтный пробег установки прямой перегонки нефти увеличивается со 100 до 500 суток и более.

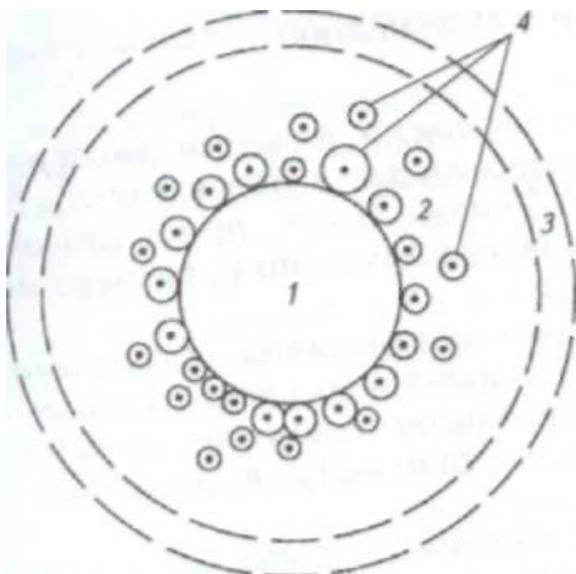
3. Обезвоживание и обессоливание нефти

Эмульсии нефти с водой. Типы эмульсий

Различают следующие типы нефтяных эмульсий: нефть в воде (гидрофильная) и вода в нефти (гидрофобная). В первом случае капли нефти распределены в водной дисперсионной среде, во втором- дисперсную фазу образуют капли воды, а дисперсионной средой является нефть.

На НПЗ приходят нефти второго типа эмульсий

Схема разрушения эмульсий



1.- глобула воды; 2 – бронирующий слой; 3 – дисперсионная среда – нефть;
4 – сложные структурные единицы – ассоциаты асфальтенов, твердых парафинов,
механические примеси, окруженные сольватными оболочками

Методы разрушения водонефтяных эмульсий

Водонефтяные эмульсии являются весьма стойкими и в большинстве случаев не расслаиваются под действием одной только силы тяжести. Поэтому необходимо создавать условия, при которых возможно укрупнение, слияние глобул воды при их столкновении и выделение из нефтяной среды.

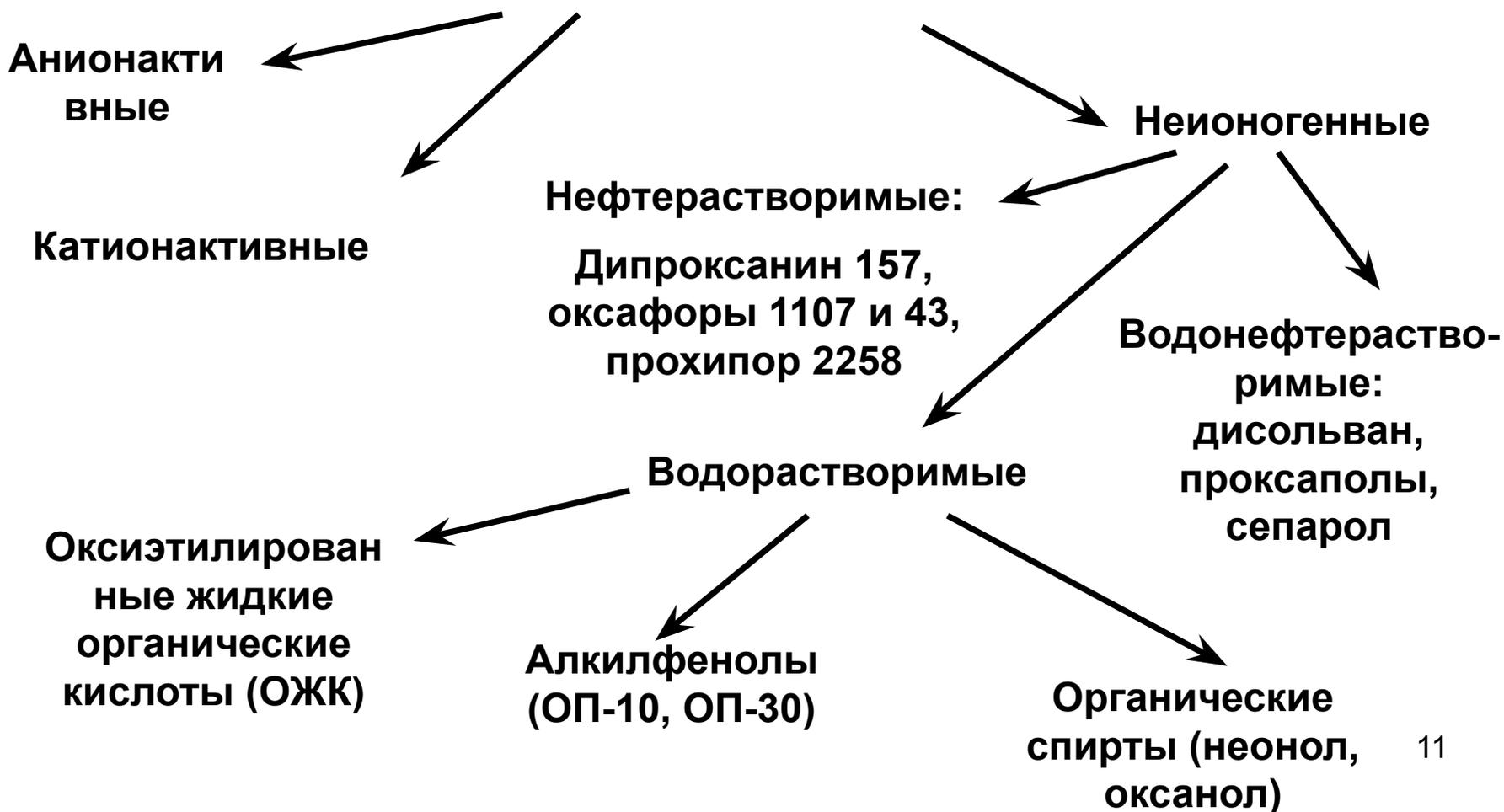
Основными методами разрушения являются:

- Подогрев эмульсии (термообработка);**
- Введение в неё дезэмульгатора (химическая обработка);**
- Применение электрического поля (электрообработка).**

Оптимальная температура обессоливания 100-120°C

Дезэмульгаторы – вещества, способные к разрушению слоя вокруг частиц дисперсной фазы. Как правило используют поверхностно-активные вещества (ПАВ).

Классификация ПАВ



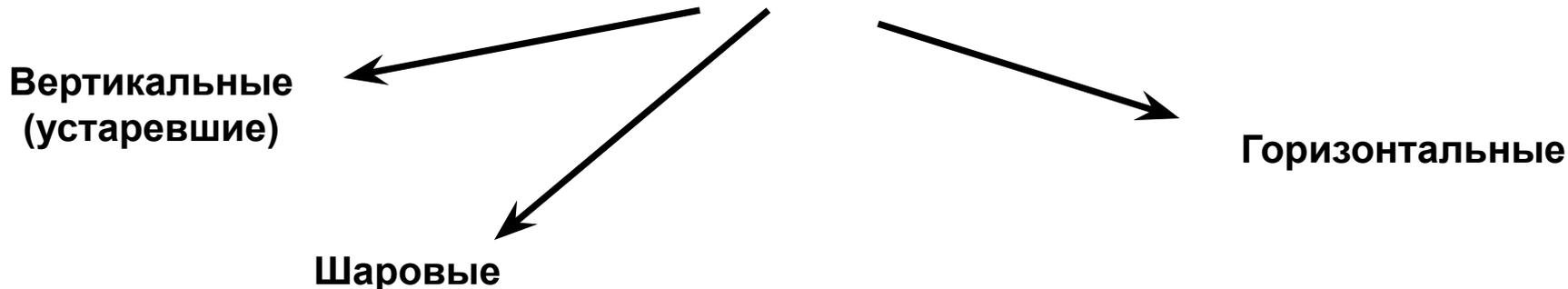
4. Электрохимический способ разрушения эмульсий

Условия: создание сильного электрополя. Частота переменного тока равна 50 сек^{-1} . Напряжённость поля до 5 кВ/см .

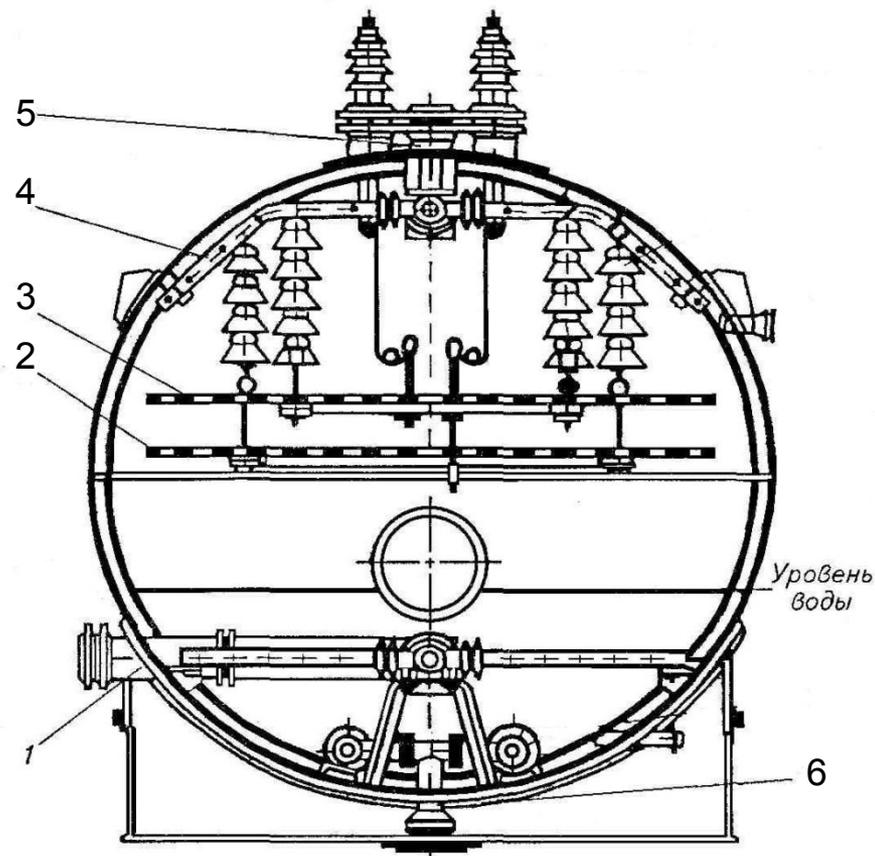
Под действием электрополя скорость слияния капель (коалесценция) возрастает в десятки раз и происходит расслаивание.

Аппараты, в которых происходит разрушение эмульсий от электрополя, называются электродегидраторами. К этим аппаратам подводится высокое напряжение – $30\text{-}45 \text{ кВ}$. Расстояние между электродами $120\text{-}400 \text{ мм}$

Классификация электродегидраторов



Наиболее распространены горизонтальные электродегидраторы



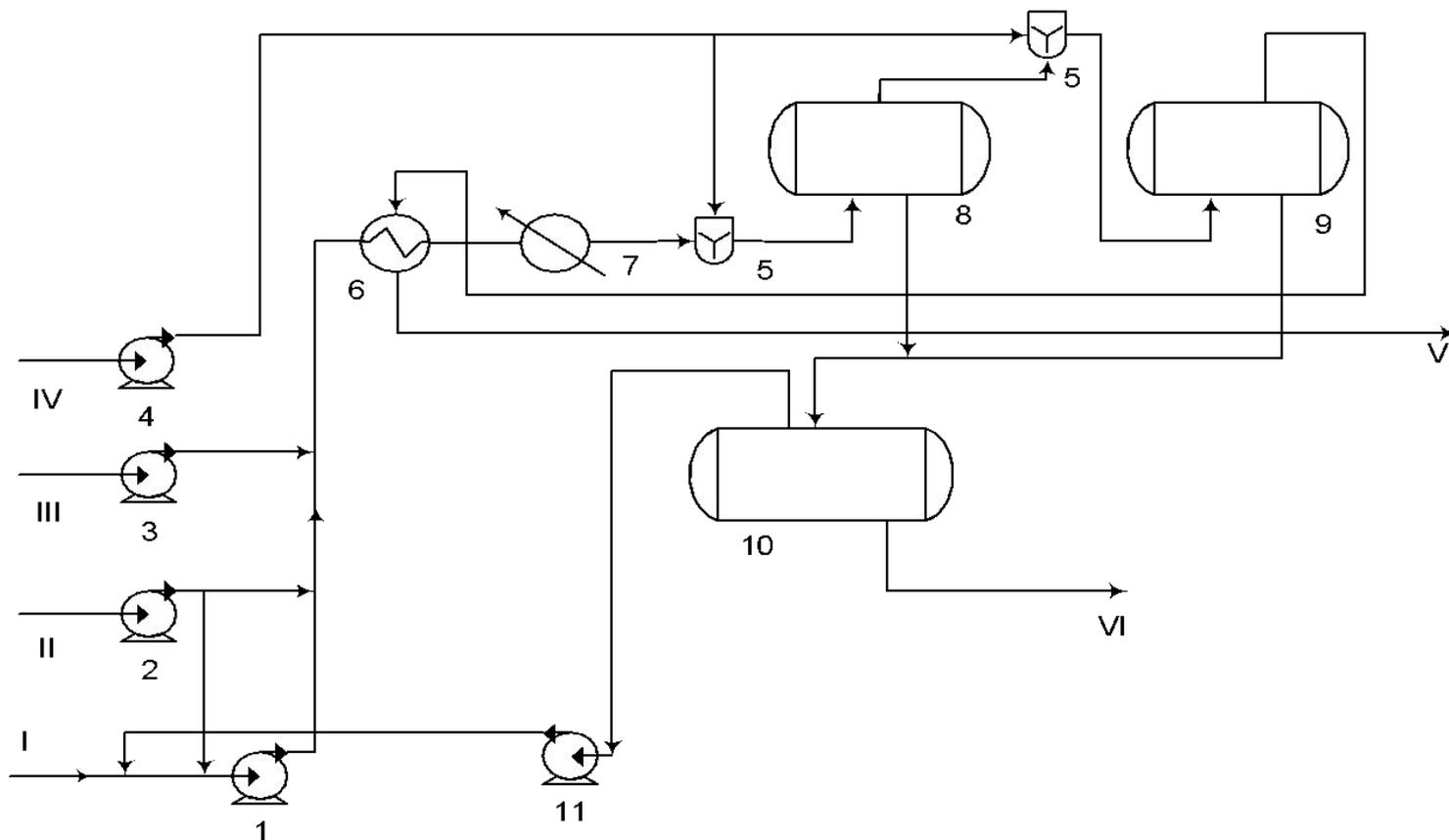
Горизонтальный электродегидратор:

1 – штуцер ввода сырья; 2 – нижний электрод; 3 – верхний электрод; 4 – сборник обессоленной нефти; 5 – штуцер вывода обессоленной нефти; 6– штуцер вывода солёной воды.

Параметры процесса обессоливания нефти на ЭЛОУ с горизонтальными электродегидраторами

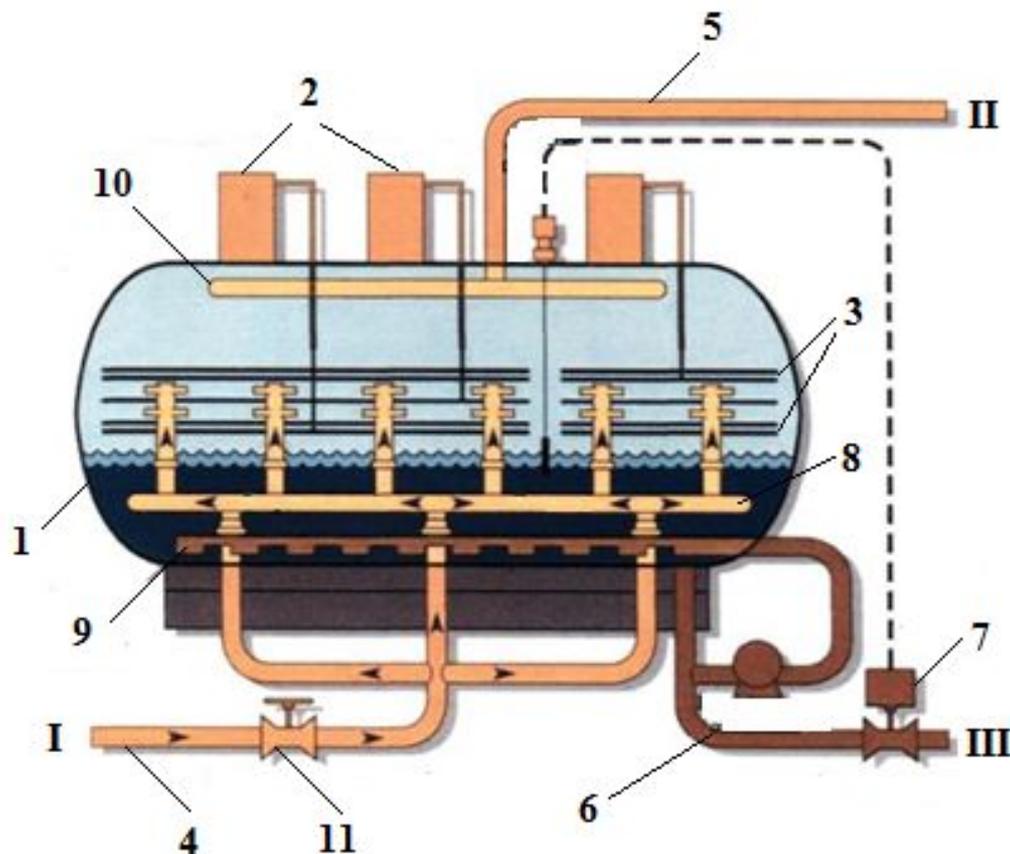
Параметр	
Число ступеней	2
Температура подогрева нефти, °С	100-120
Давление в последней ступени, МПа	1,0
Удельная производительность электродегидратора, об/(об*ч)	1,4-2,5
Подача промывной воды, % (мас.)	
На I ступень	4-7
На II ступень	3-4,5
Расход дезмульгатора, г/т:	
ОЖК	15-20
Диссольвана и др.	8-19
Содержание солей в нефти, мг/л:	
сырой	5-30
обессоленной	1-3

5. Принципиальная схема блока ЭЛОУ



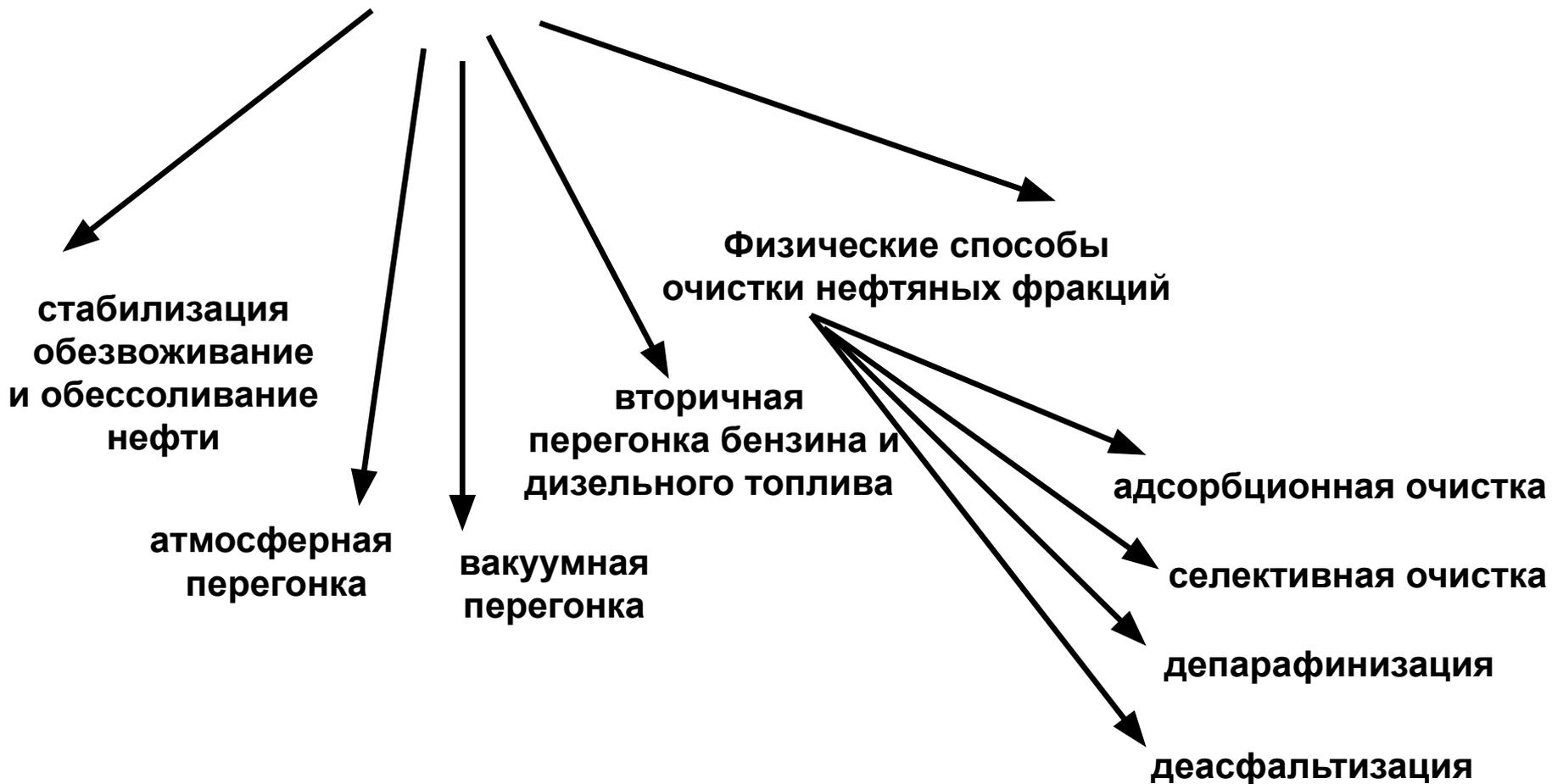
1, 11 – насос; 2, 3, 4 – дозирующие насосы; 5 – смесители; 6 – теплообменник; 7 – пароподогреватель;
8 – электродегидратор первой ступени; 9 – электродегидратор второй ступени; 10 – нефтеотделитель;
I – сырая нефть; II – дезэмульгатор; III – щелочь; IV – пресная промывная вода; V – обессоленная нефть; VI – вода в канализацию

Электродегидратор Vilectric компании Petresco (США).



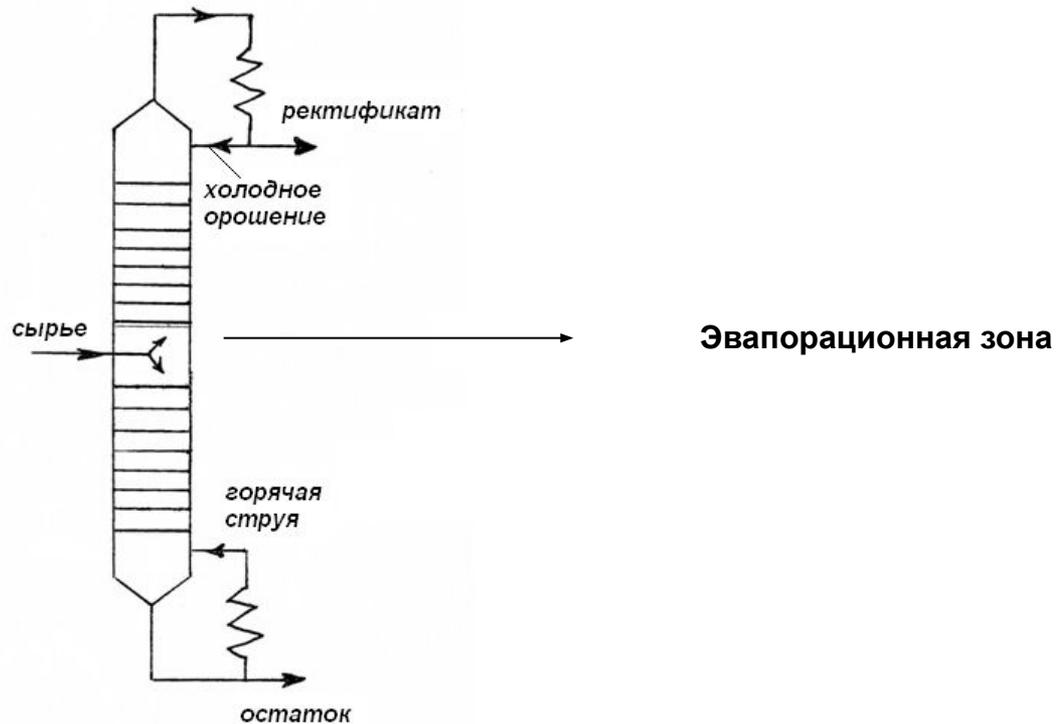
- 1 – корпус электродегидратора;
- 2 – трансформатор; 3 – электроды;
- 4 – штуцер подачи сырой нефти;
- 5 – штуцер вывода обессоленной и обезвоженной нефти;
- 6 – штуцер вывода сточной воды;
- 7 – клапана регулирования уровня;
- 8 – распределительный коллектор;
- 9 – отмыв донных отложений;
- 10 – выпускной коллектор;
- I – сырая нефть;
- II – обезвоженная и обессоленная нефть;
- III – сточная вода

6. Процессы первичной переработки нефти



7. Ректификация

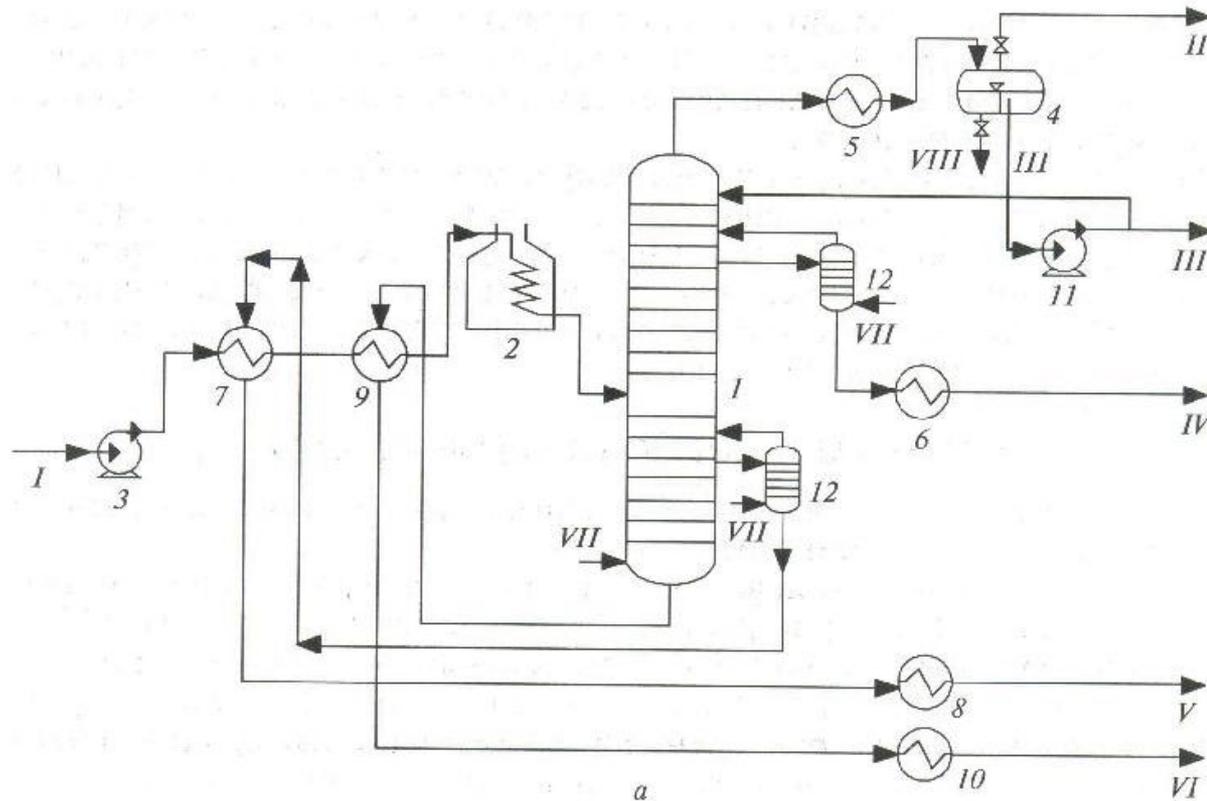
Схема простой ректификационной колонны



Ректификация – диффузионный процесс разделения жидкостей, отличающихся по температурам кипения за счет противоточного многократного контактирования паров и жидкости

8. Технологические схемы установок перегонки нефти

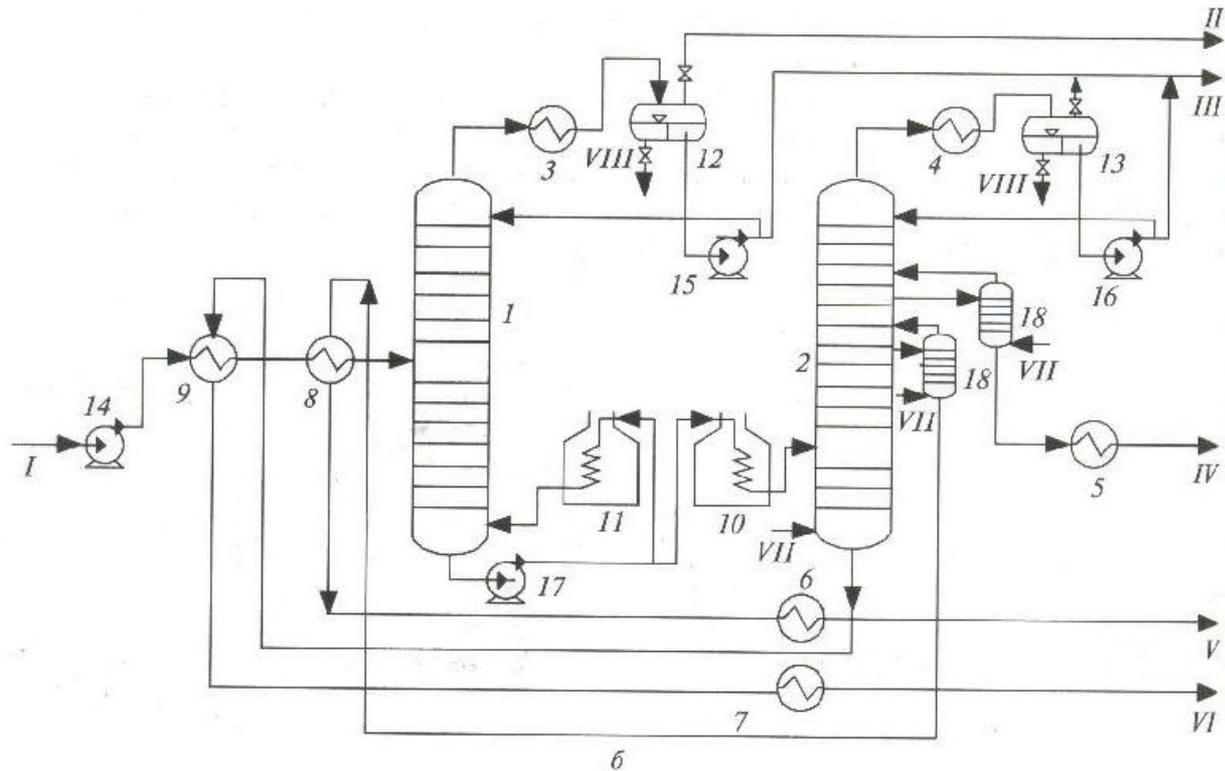
8.1. Атмосферная перегонка нефти (однократное испарение).



1 –атмосферная колонна; 2 – печь; 3, 11 – насосы; 4 – емкость; 5, - 10 – теплообменники; 12 – отпарные колонны

I – нефть, II – газ, III – бензин, IV – керосин, V – дизельная фракция, VI – мазут; VII – водяной пар, VIII - вода

Атмосферная перегонка нефти (двукратное испарение)



1- отбензинивающая колонна; 2 – атмосферная колонна; 3-9 – теплообменники; 10-11 – печи; 12,13 – емкости; 14-17- насосы; 18 – отпарные колонны;

I – нефть, II – газ, III – бензин, IV – керосин, V – дизельная фракция, VI – мазут; VII – водяной пар, VIII - вода

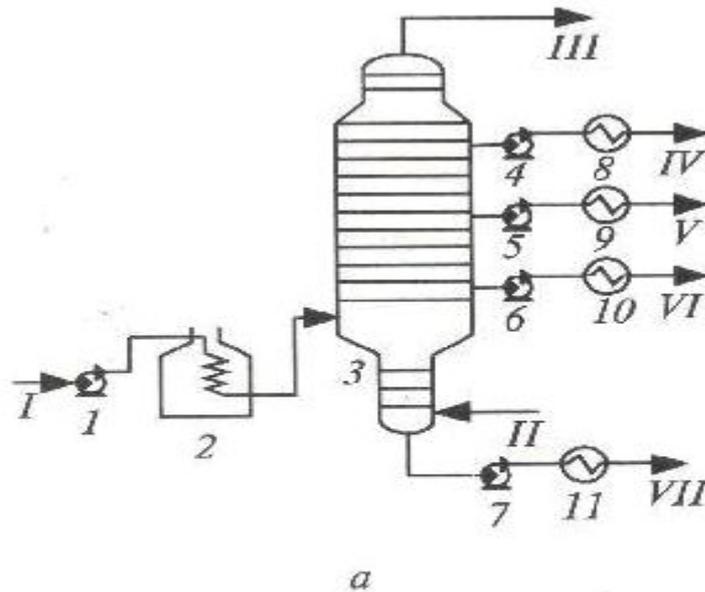
Температура и давление в аппаратах установки атмосферной перегонки нефти

Температура °С:	
подогрева нефти в теплообменниках	210-230
подогрева отбензиненной нефти в змеевиках трубчатой печи	310-360
паров, уходящих из отбензинивающей колонны	130-150
внизу отбензинивающей колонны	230-240
паров, уходящих из атмосферной колонны	120-140
внизу основной колонны	330-355
Давление, МПа:	
в отбензинивающей колонне	0,4-0,5
в колонне	0,15-0,20

Материальный баланс установки ЭЛОУ-АТ (самотлорская нефть)

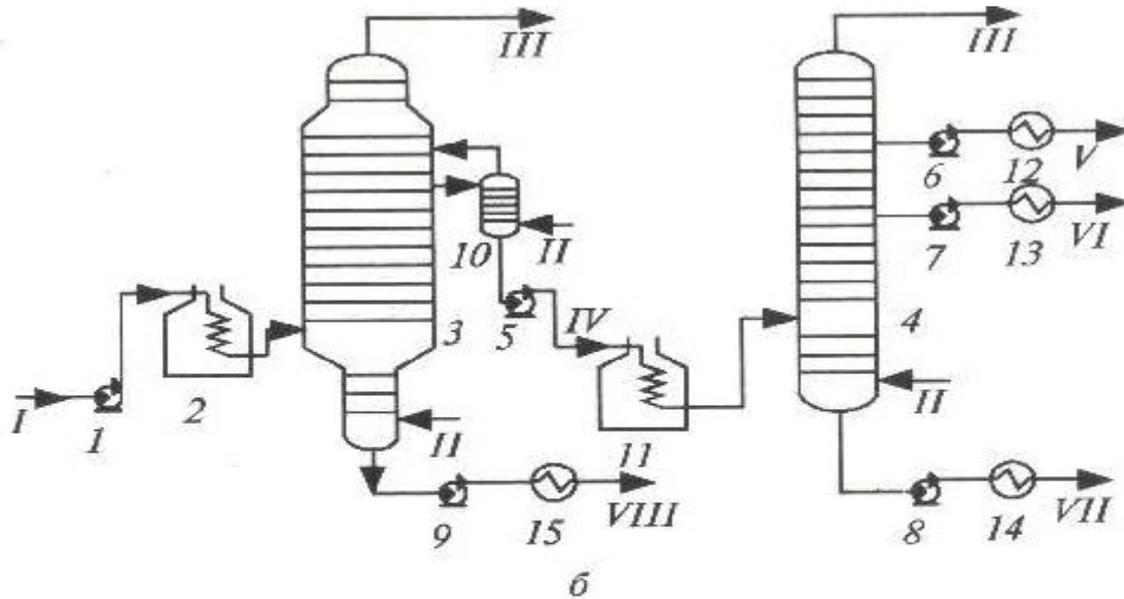
	% (мас.) на нефть
Взято:	
Нестабильная нефть	100,0
Получено:	
Газ	1,0
Фракция, °С:	
Н.К. - 140, бензиновая фракция	18,5
140-240, керосиновая фракция	17,9
240, дизельная фракция	20,3
Остаток выше 350°С, мазут	52,8
Потери	0,7
Итого	100,0

8.2. Вакуумная перегонка мазута (однократное испарение)



1,4-7 – насосы; 2 – печь; 3 – вакуумная колонная; 8-11 – теплообменники;
I – мазут; II – водяной пар; III – пары с верха вакуумной колонны; IV – VI – масляные погоны; VII - гудрон

Вакуумная перегонка мазута (двукратное испарение)



1, 5 – 9 – насосы; 2, 11 – печи; 3, 4 – вакуумные колонны; 10 – отпарная колонна; 12 – 15 – теплообменники;
I – мазут; II – водяной пар; III – пары с верха вакуумных колонн; IV - вакуумный дистиллят (фракция 350 – 500 °С);
V – VII – масляные погоны; VIII – гудрон

Температура и давление в аппаратах вакуумной перегонки мазута

Температура, °С

в вакуумной колонне

верх	90 - 110
низ	340 – 360

Давление, кПа

остаточное в вакуумной колонне 5,3 – 8,0

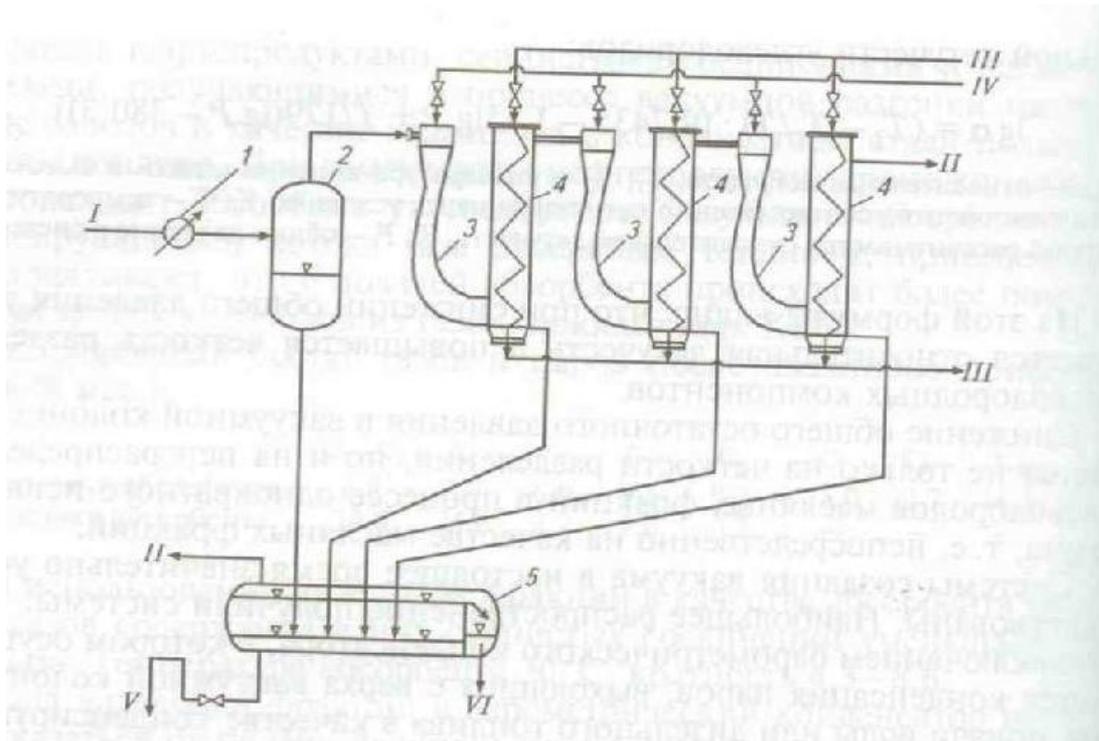
Расход водяного пара

в низ вакуумной колонны, % на гудрон 5,0 – 8,0

Материальный баланс вакуумной перегонки мазута

Потоки	% (мас.) на нефть	% (мас.) на мазут
Взято:		
мазут	50,4	100,0
Получено:		
вакуумные дистилляты:	29,7	58,9
легкий	7,2	14,3
средний	10,0	19,8
тяжелый	12,5	24,8
гудрон	21,7	41,1
Всего	50,4	100,0

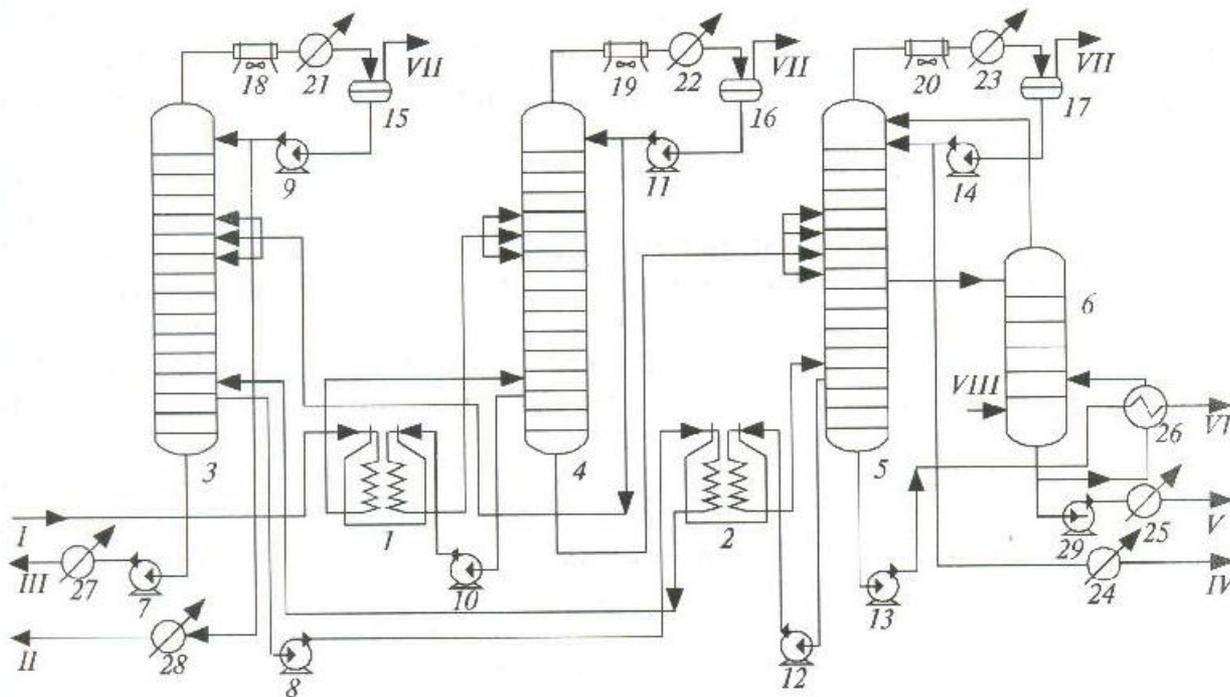
Система создания вакуума



- 1- холодильник-конденсатор; 2- вакуумный сепаратор; 3-эжекторы;
4 – конденсаторы; 5- отстойник;
I – несконденсированные пары и газы; II – газ; III – водяной пар;
V – водяной конденсат; VI - газойль

9. Вторичная перегонка бензина

Схема блока вторичной перегонки бензина



1, 2 – печи; 3, 4, 5 — фракционирующие колонны; 6 — отпарная колонна; 7- 14, 29 – насосы; 15-17 — емкости-сепараторы верхнего продукта; 21-25, 27, 28 — холодильники; 18- 20 — аппараты воздушного охлаждения; 26 — кипятильник; I — фракция н.к. — 180 °С; II — фракция н.к. — 62 °С; III — фракция 62 – 85 °С; IV — фракция 85 – 120 °С; V — фракция 120 – 140 °С; VI — фракция 140 – 180 °С; VII - газ; VIII — водяной пар

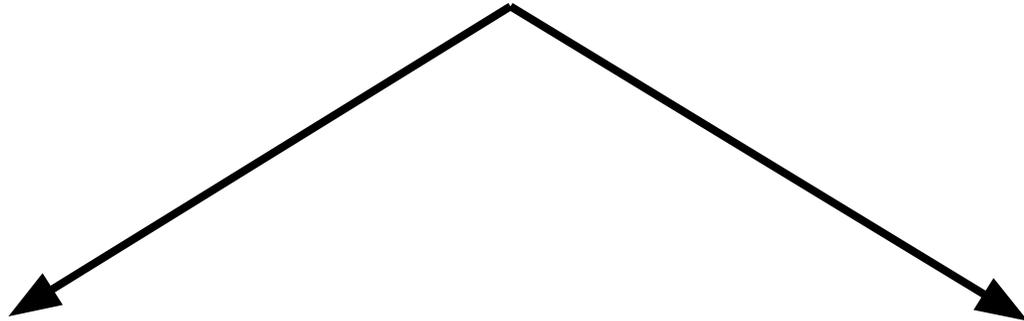
Параметры колонн вторичной перегонки

	Колонны (по предыдущей схеме)			
	3	5	6	7
Давление наверху колонны, МПа	0,3	0,2	0,2	1,2
Температура, °С:				
верха	104	78	105	130
низа	170	122	168	-
Диаметр, мм	3	2	3	1,2
Число тарелок, шт.	60	60	60	8
Кратность орошения	2:1	2,5:1	1,5:1	-
Расстояние между тарелками, мм	500	500	500	500

Материальный баланс установки вторичной перегонки бензина

Головная (н.к.- 62⁰С), % мас.	10,6
Бензольная (62-85 ⁰С), % мас.	14,4
Толуольная (85-120⁰С), % мас.	23,4
Ксилольная (120-140⁰С), % мас.	17,6
Остаток (140-180⁰С), % мас.	34,0
Всего	100,0

10. Вторичная перегонка дизельной фракции



180-240 °C

**КОМПОНЕНТ ЗИМНЕГО
ДИЗЕЛЬНОГО ТОПЛИВА**

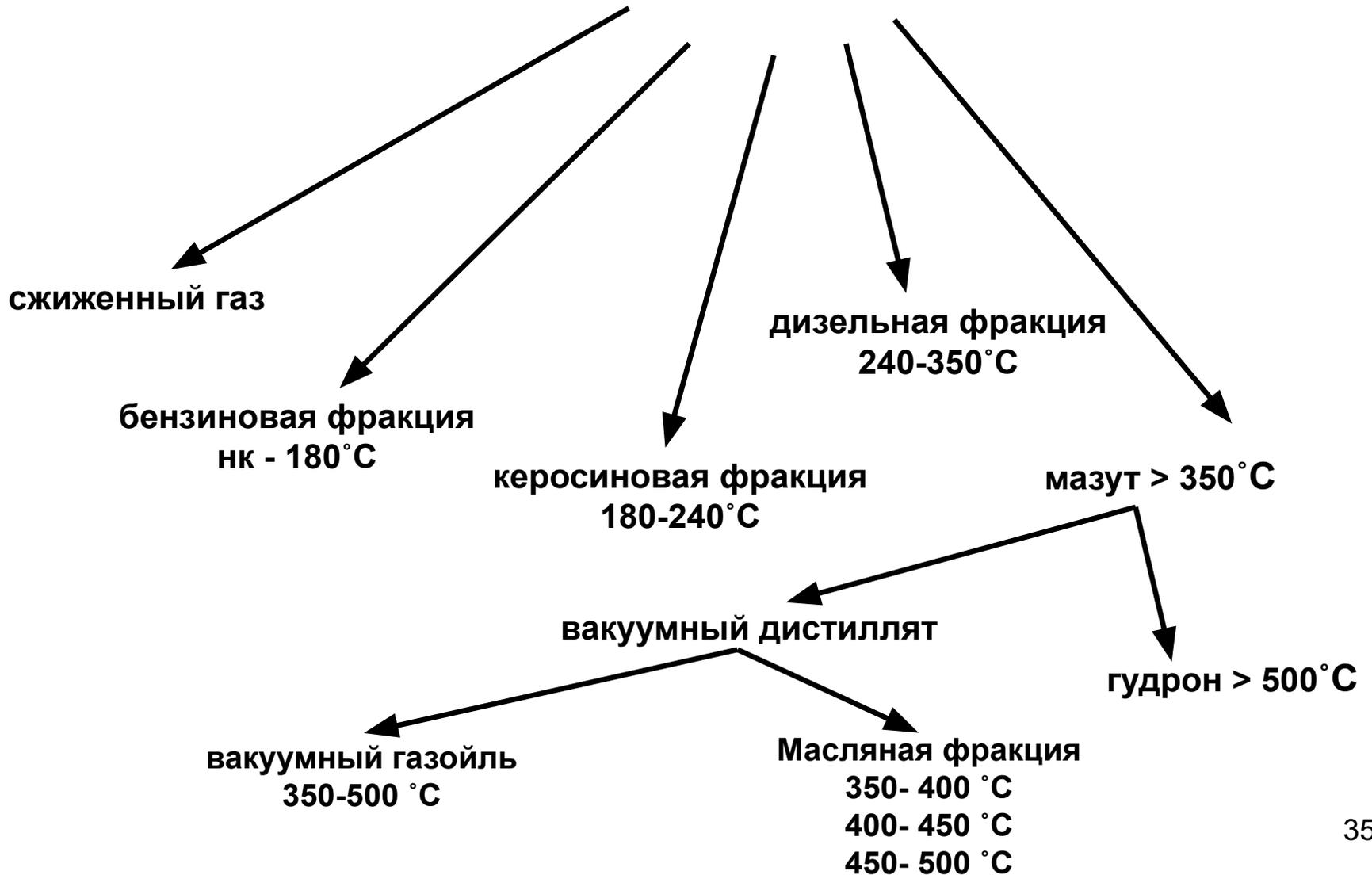
240-350 °C

**КОМПОНЕНТ ЛЕТНЕГО
ДИЗЕЛЬНОГО ТОПЛИВА**

12. Материальный баланс установки ЭЛОУ-АВТ (самотлорская нефть)

	% (мас.) на нефть
Взято:	
Нестабильная нефть	100,0
Вода в нефти	2,0
Получено:	
Газ	1,0
Фракция, °С:	
Н.К. 140, бензиновая фракция	18,5
140-240, керосиновая фракция	17,9
240-350, дизельная фракция	20,3
350-500, вакуумная фракция	21,0
Гудрон (>500)	31,8
Потери	0,7
Итого	100,0

13. Продукты первичной перегонки



14. Переработка газового конденсата

Материальный баланс атмосферной перегонки газового конденсата

		I	II
Поступило			
	Стабильный газовый конденсат	100,0	100,0
	Итого	100,0	100,0
Получено			
	Газ (C1 – C4)	11,0	13,0
	Бензиновая фракция (нк - 180°C)	39,1	26,0
	Керосиновая фракция (180 – 240°C)	9,8	10,0
	Дизельная фракция (240 – 350°C)	23,0	43,0
	Мазут	17,1	8,0
	Итого	100,0	100,0