

# **Лекция 4**

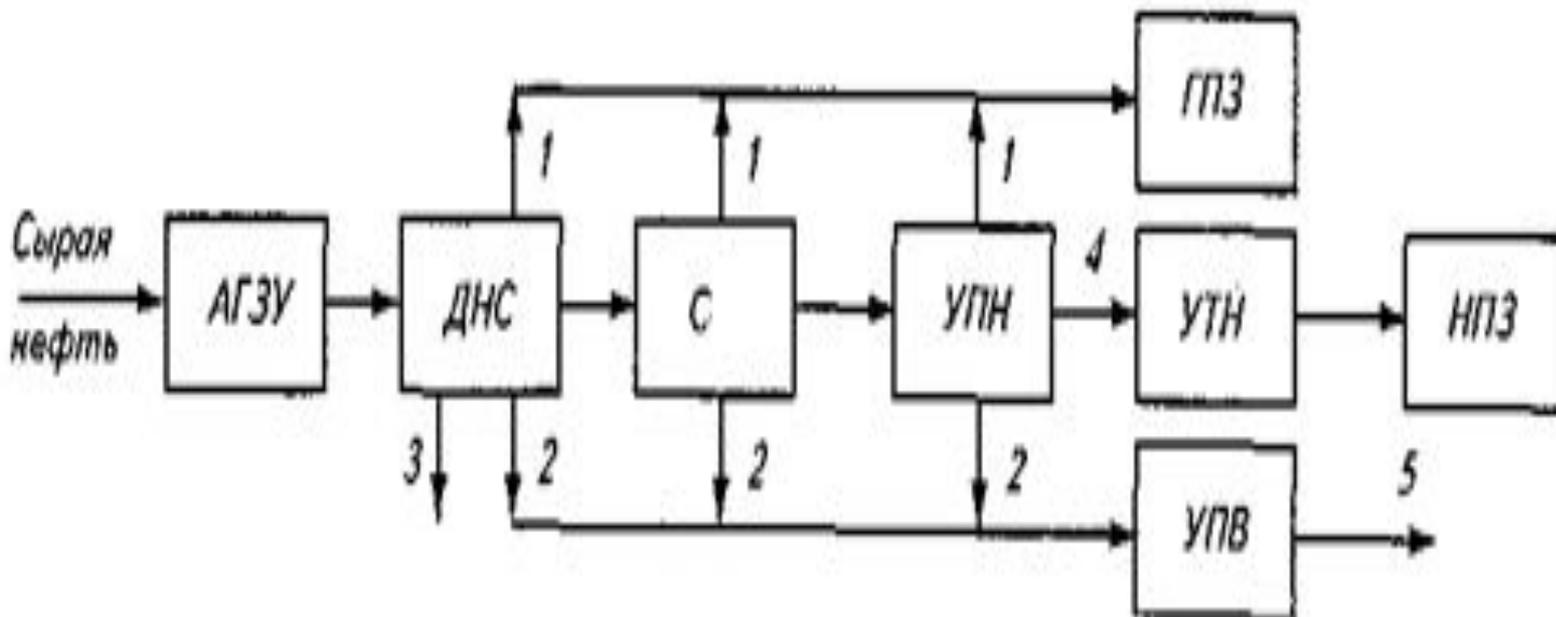
**Подготовка нефти и газового конденсата к переработке.**

**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;

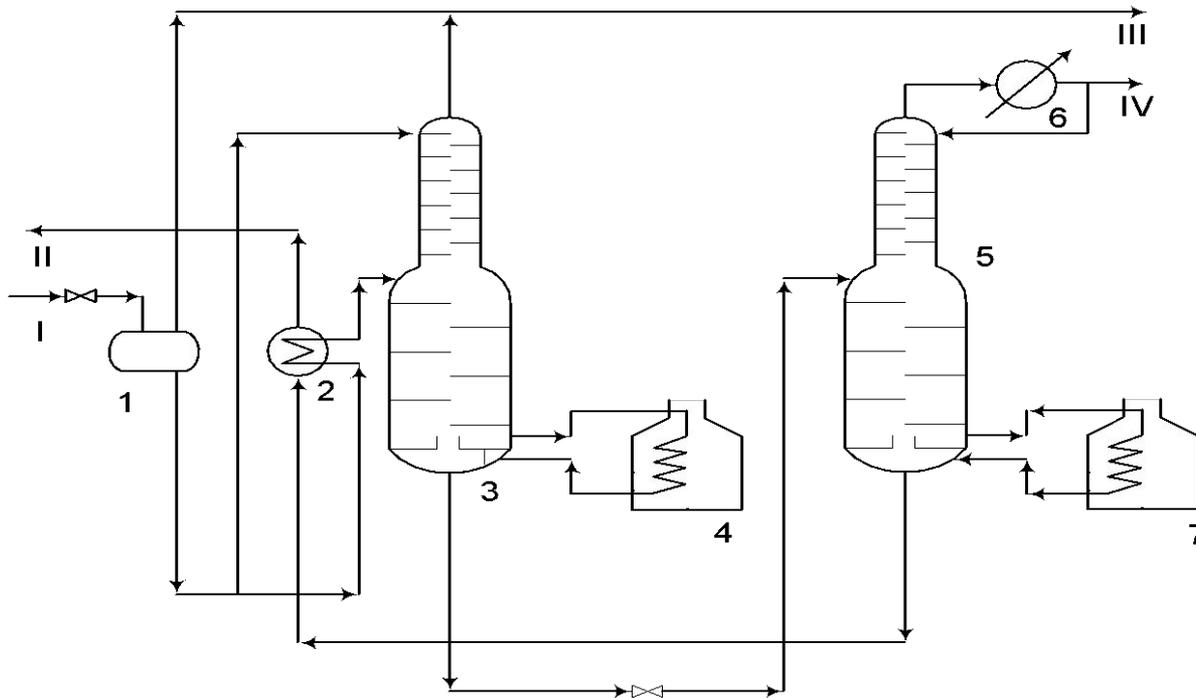
1 – газ, 2 – неочищенная вода, 3 – механические примеси, 4 – стабильная нефть, 5 – очищенная вода



## 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)

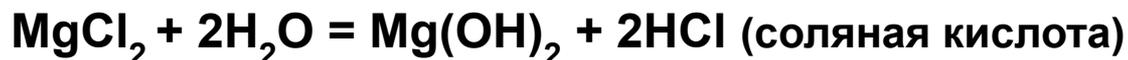


1 – сепаратор; 2 – рекуперативный теплообменник; 3 – колонна дезэтанзации (АОК); 4, 7 – печи;  
– колонна стабилизации; 6 – дефлегматор;  
I – нестабильный конденсат; II – стабильный конденсат; III – сухой газ; IV – пропан-бутановая фракция.

## 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.

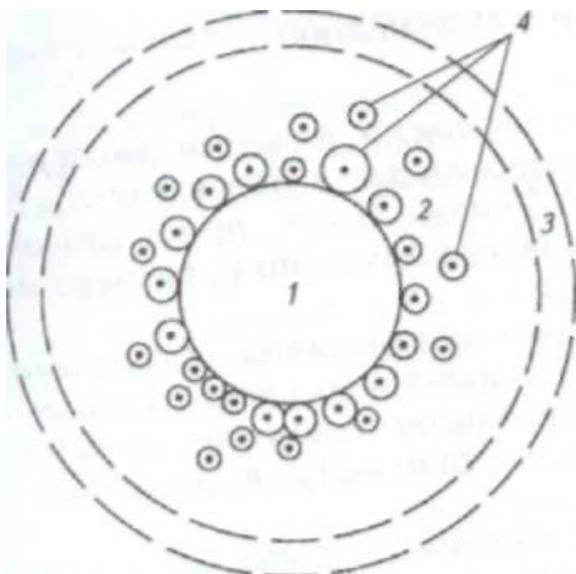
### **3. Обезвоживание и обессоливание нефти**

#### ***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.**

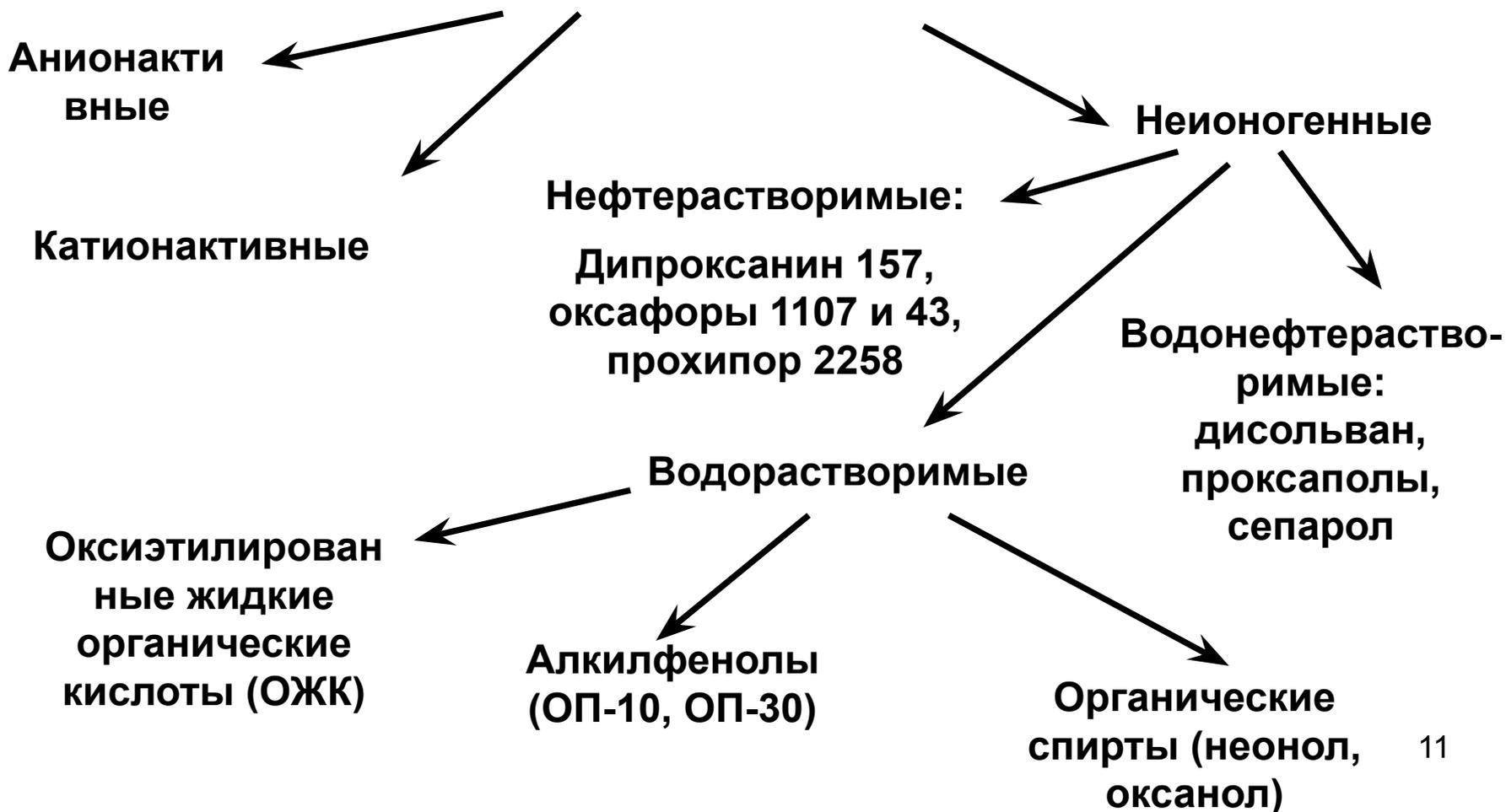
**Основными методами разрушения являются:**

- Подогрев эмульсии (термообработка);**
- Введение в неё деэмульгатора (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



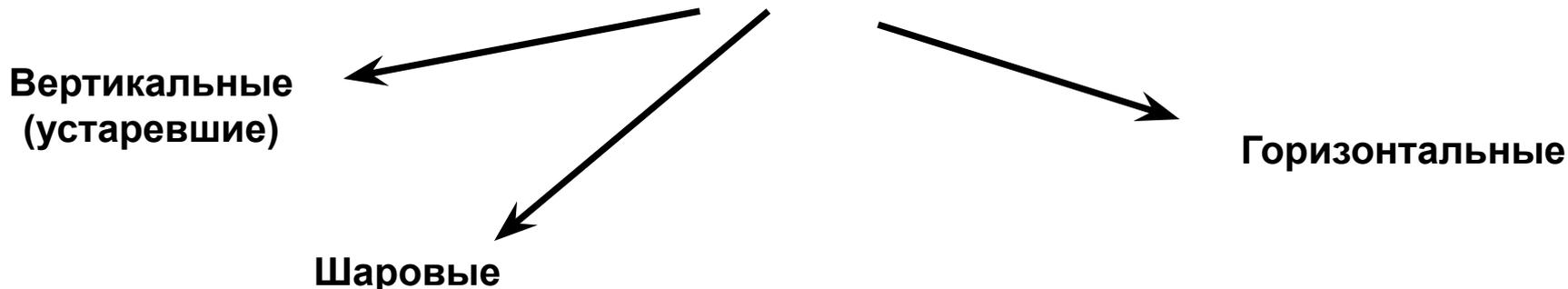
## 4. Электрохимический способ разрушения эмульсий

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

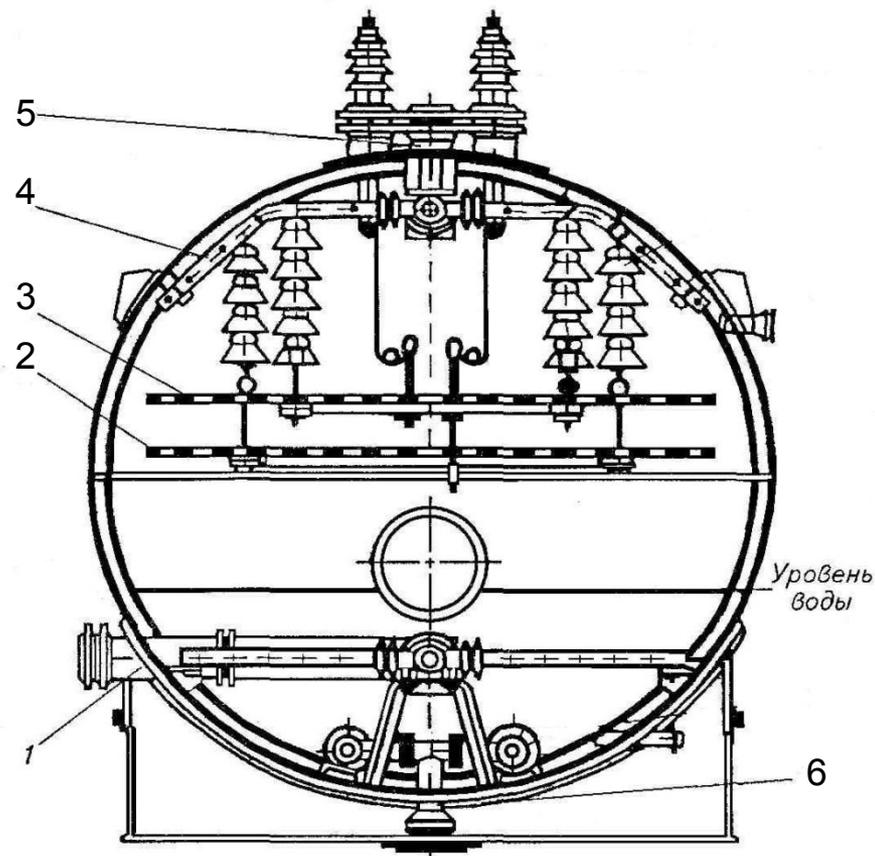
Под действием электрополя скорость слияния капель (коалесценция) возрастает в десятки раз и происходит расслаивание.

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



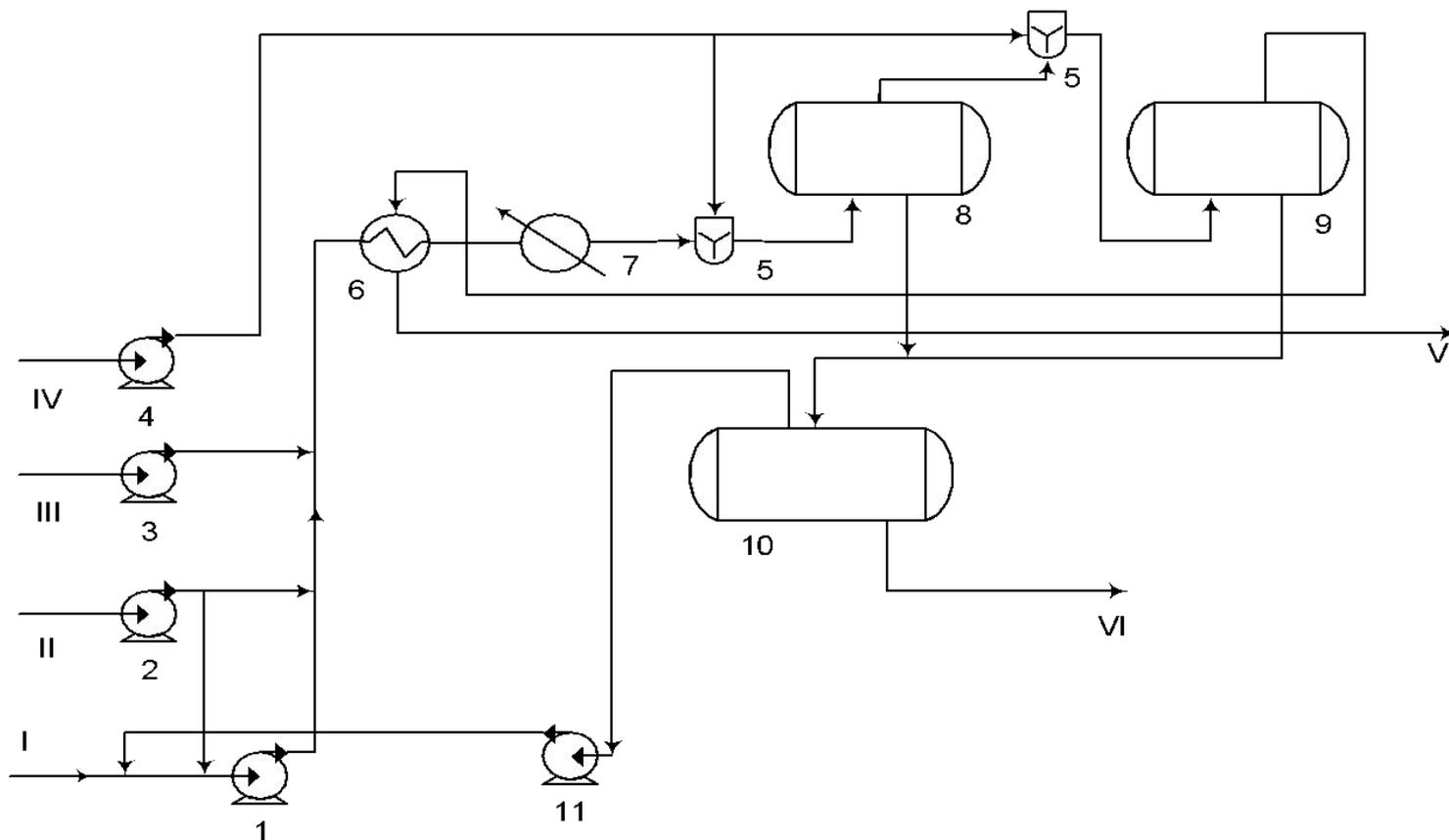
### **Горизонтальный электродегидратор:**

**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

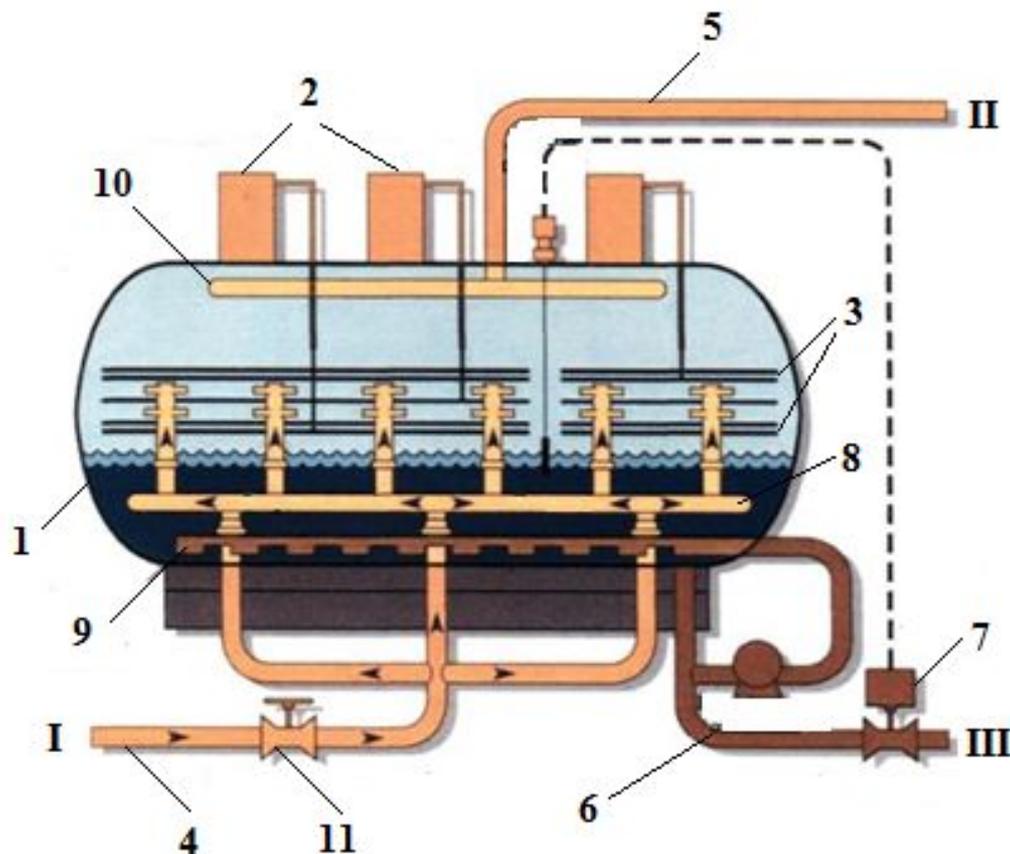
Параметр	
Число ступеней	2
Температура подогрева нефти, °С	100-120
Давление в последней ступени, МПа	1,0
Удельная производительность электродегидратора, об/(об*ч)	1,4-2,5
Подача промывной воды, % (мас.)	
На I ступень	4-7
На II ступень	3-4,5
Расход дезмульгатора, г/т:	
ОЖК	15-20
Диссольвана и др.	8-19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

## 5. Принципиальная схема блока ЭЛОУ



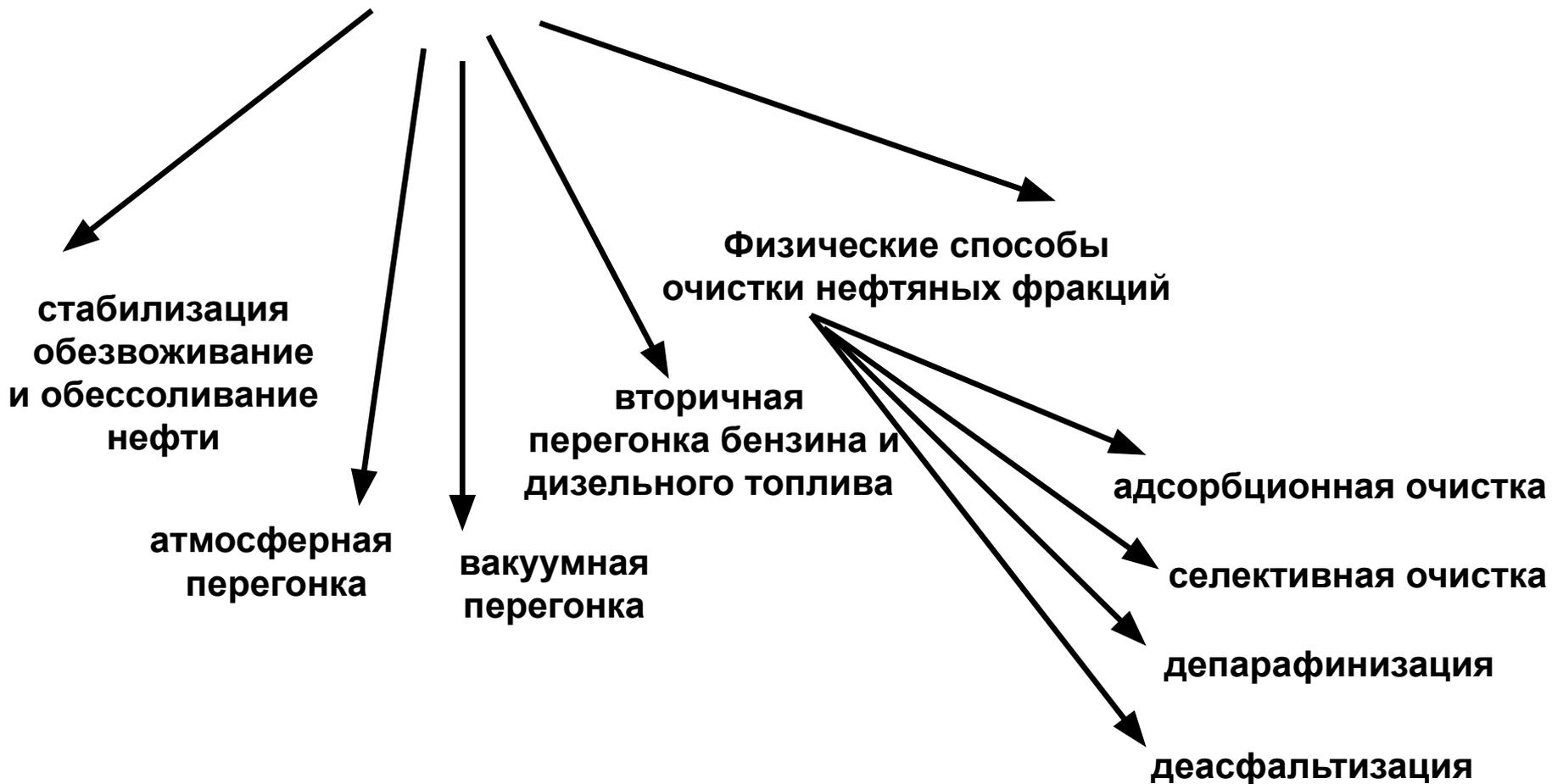
1, 11 – насос; 2, 3, 4 – дозирующие насосы; 5 – смесители; 6 – теплообменник; 7 – пароподогреватель; 8 – электродегидратор первой ступени; 9 – электродегидратор второй ступени; 10 – нефтеотделитель; I – сырая нефть; II – дезэмульгатор; III – щелочь; IV – пресная промывная вода; V – обессоленная нефть;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

# Электродегидратор Vilectric компании Petresco (США).



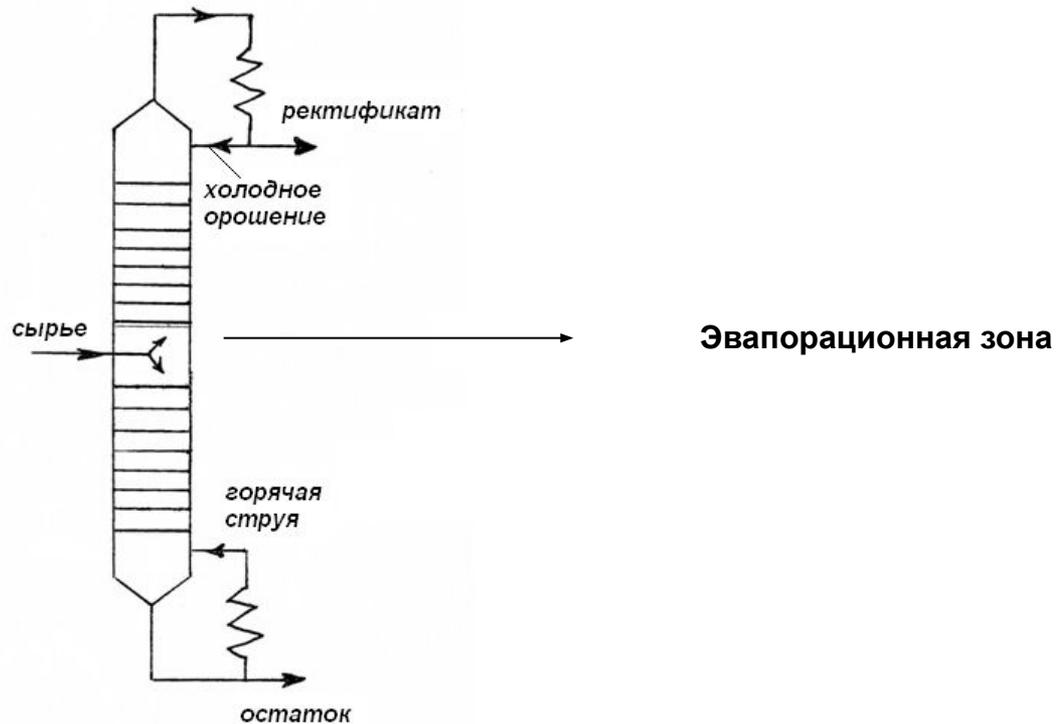
- 1 – корпус электродегидратора;
- 2 – трансформатор; 3 – электроды;
- 4 – штуцер подачи сырой нефти;
- 5 – штуцер вывода обессоленной и обезвоженной нефти;
- 6 – штуцер вывода сточной воды;
- 7 – клапана регулирования уровня;
- 8 – распределительный коллектор;
- 9 – отмыв донных отложений;
- 10 – выпускной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

# 6. Процессы первичной переработки нефти



# 7. Ректификация

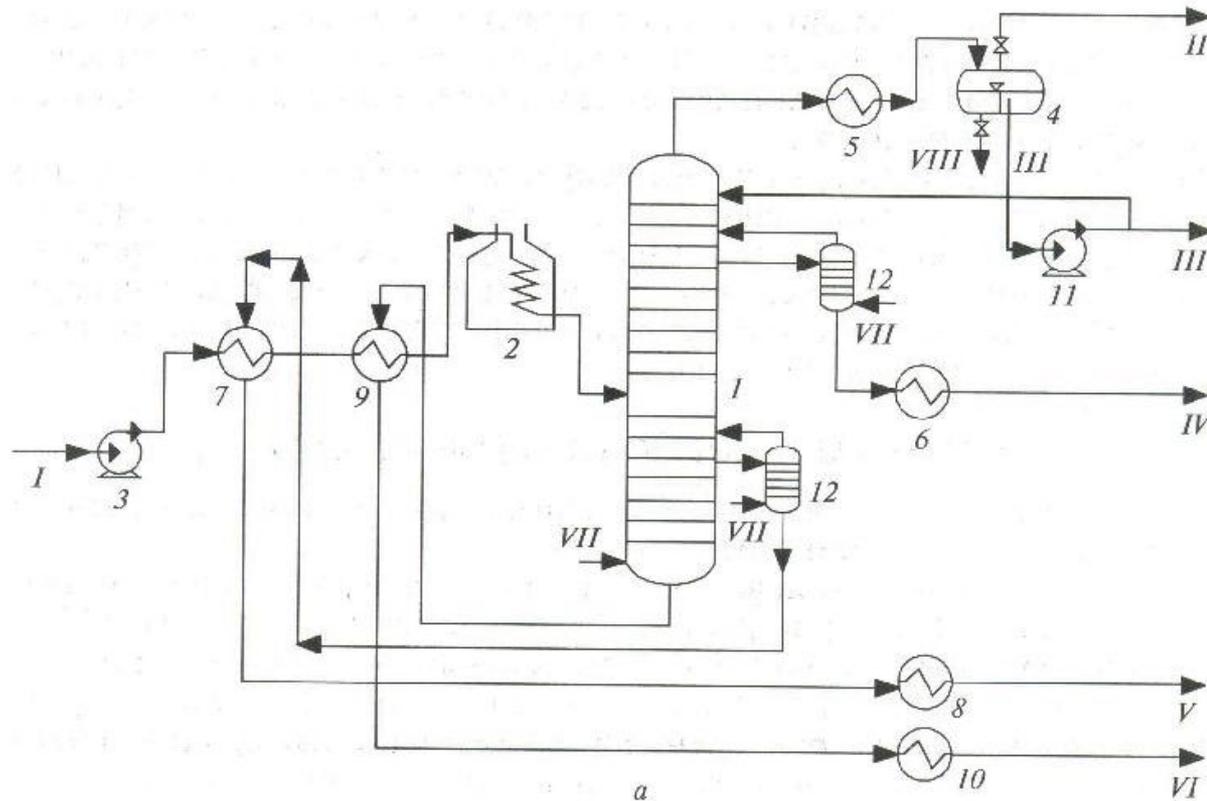
## Схема простой ректификационной колонны



**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



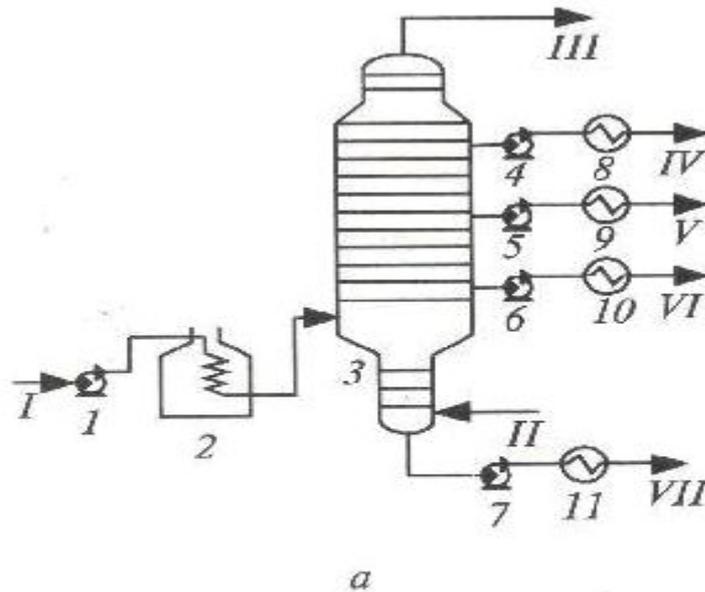
## Температура и давление в аппаратах установки атмосферной перегонки нефти

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

## Материальный баланс установки ЭЛОУ-АТ (самотлорская нефть)

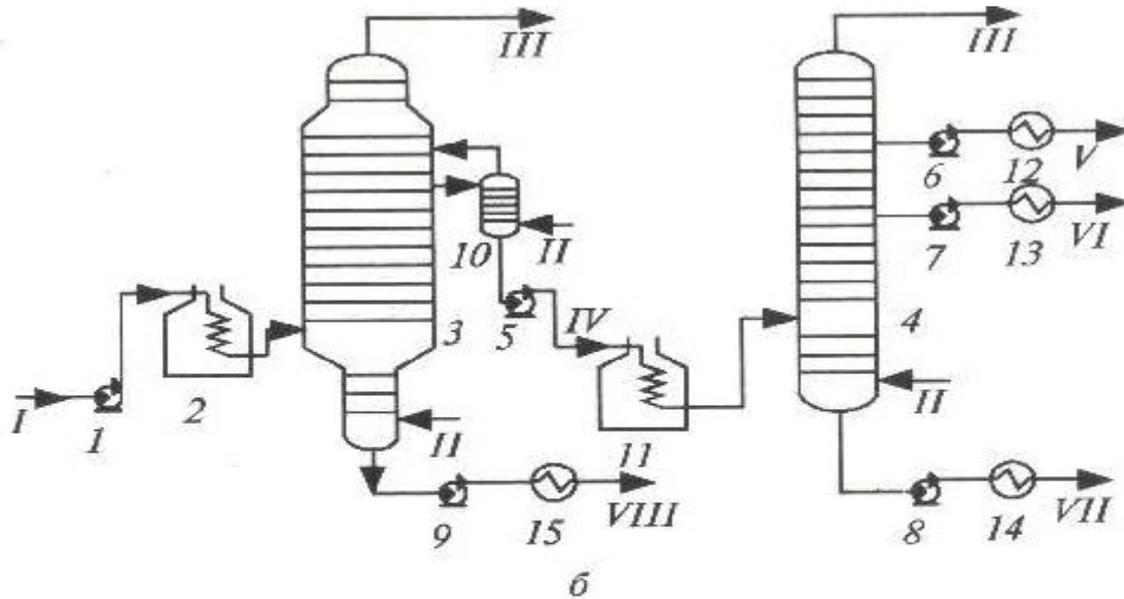
	% (мас.) на нефть
<b>Взято:</b>	
Нестабильная нефть	100,0
<b>Получено:</b>	
Газ	1,0
Фракция, °С:	
Н.К. - 140, бензиновая фракция	18,5
140-240, керосиновая фракция	17,9
240, дизельная фракция	20,3
Остаток выше 350°С, мазут	52,8
Потери	0,7
<b>Итого</b>	<b>100,0</b>

## 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

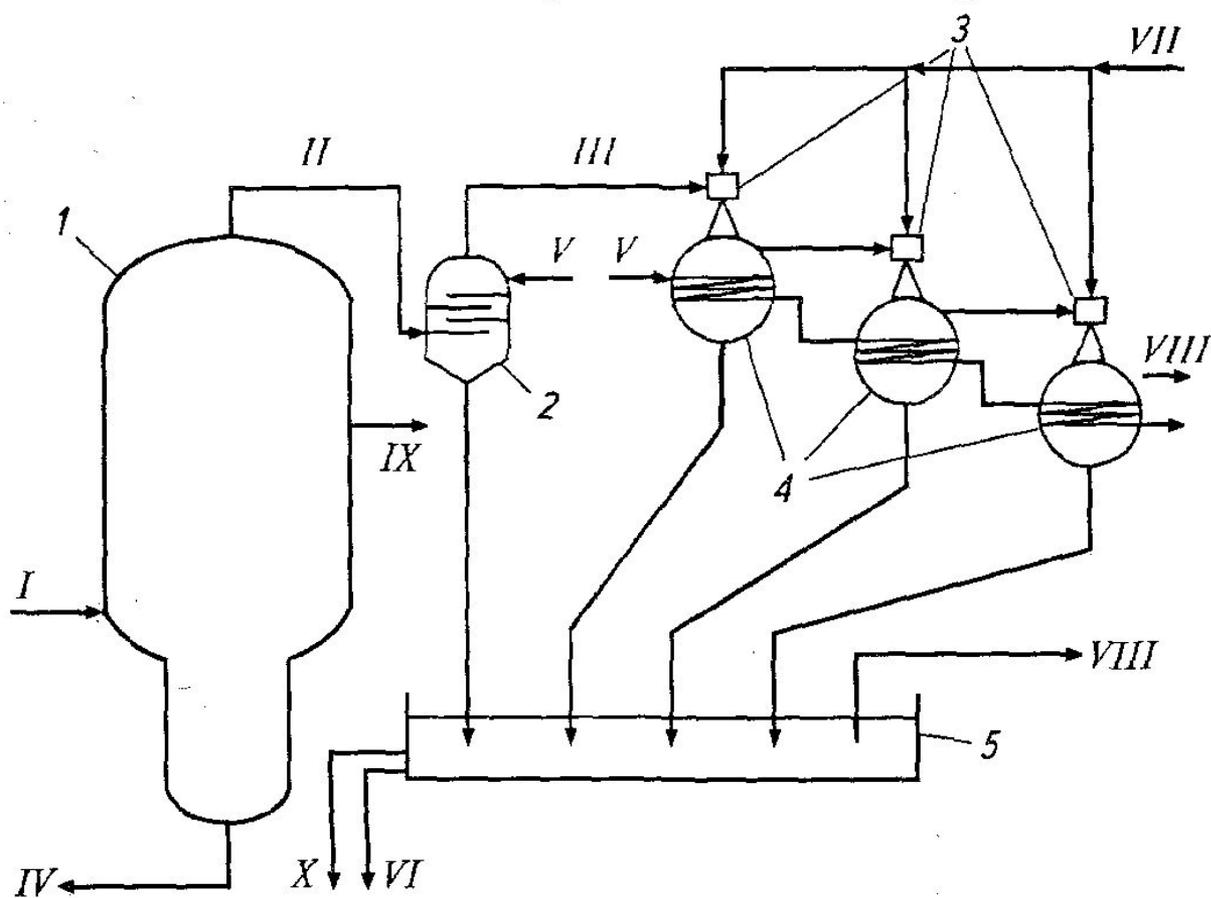
Расход водяного пара

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

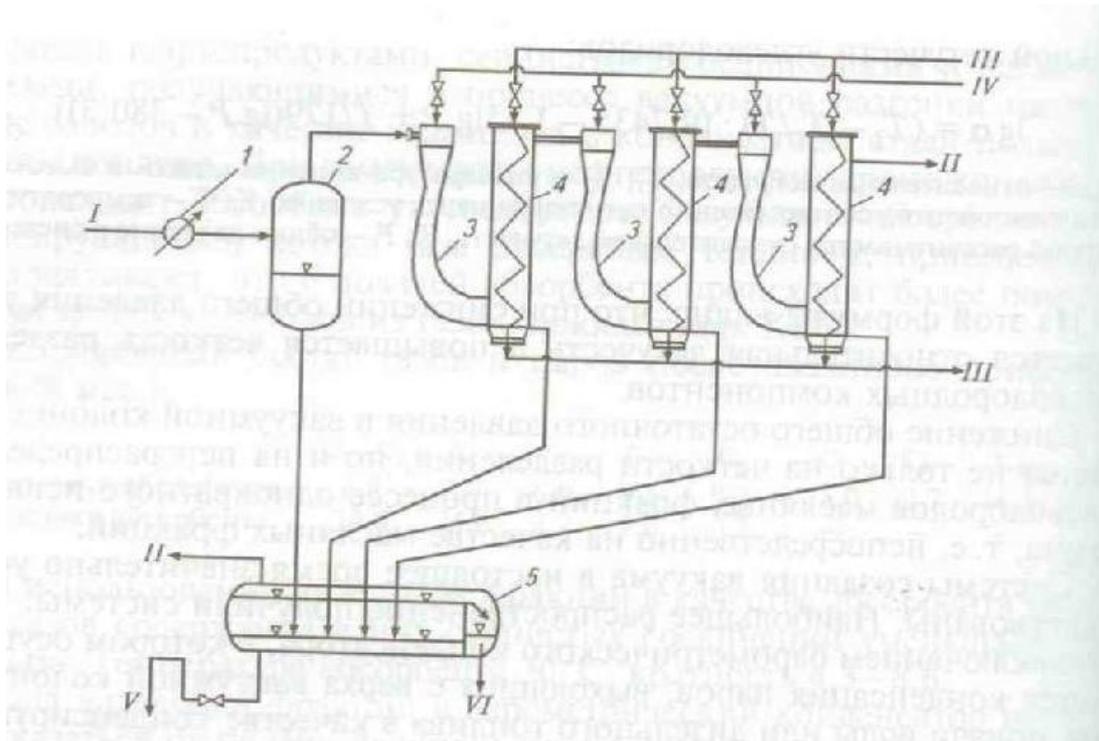
# Схема создания вакуума с подачей воды в барометрический конденсатор:



1- колонна; 2- барометрический конденсатор; 3- эжекторы; 4- конденсаторы водяного пара;  
5- барометрический ящик;

I- сырьё- мазут; II- несконденсированные пары и газы; III- вакуумные газы; IV- гудрон; V- вода;  
VI- вода на очистку; VII- водяной пар в эжекторы; VIII- газ; IX- дистилляты; X- углеводородный конденсат

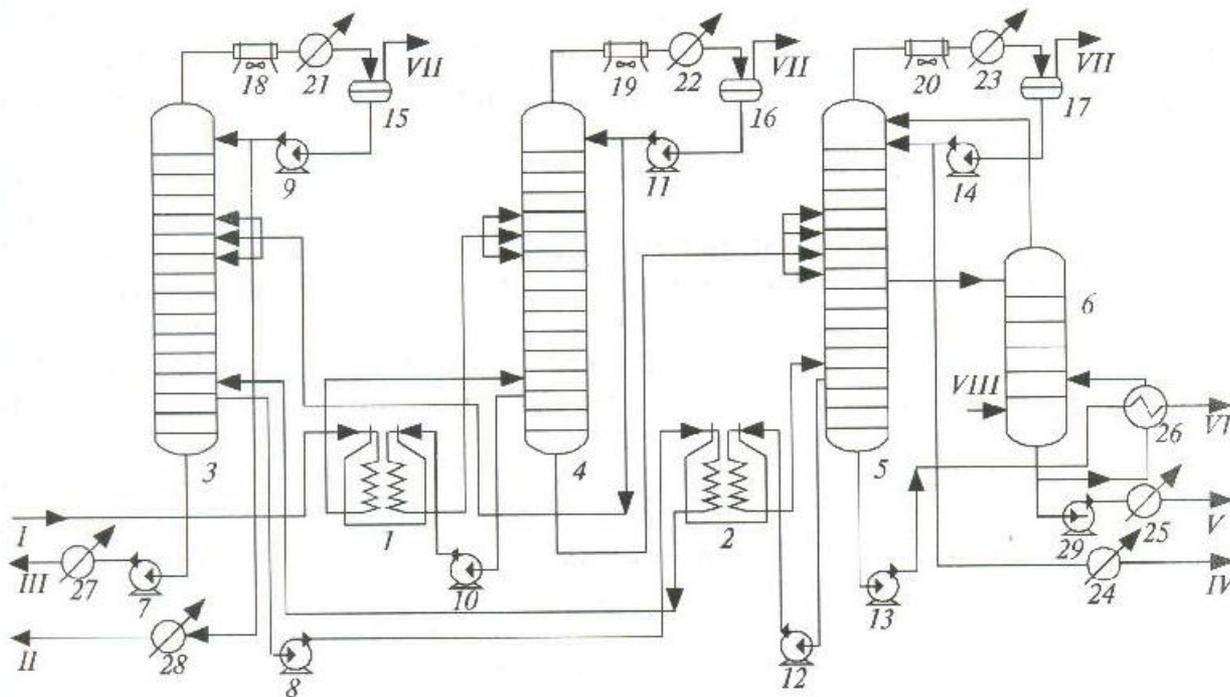
# Система создания вакуума



- 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

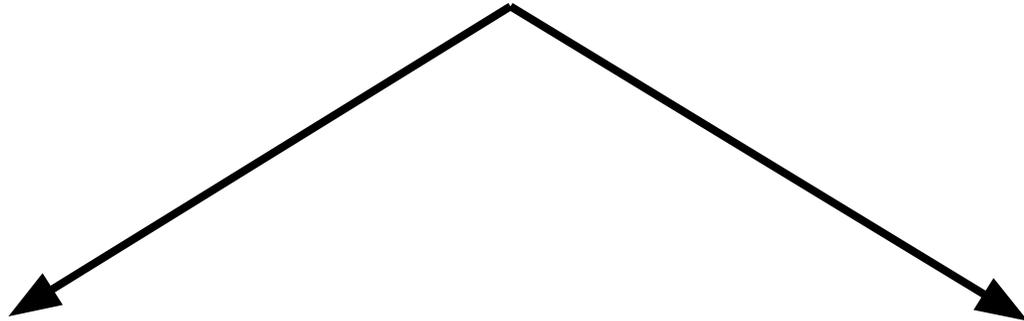
## Параметры колонн вторичной перегонки

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

## **Материальный баланс установки вторичной перегонки бензина**

<b>Головная (н.к.- 62<sup>0</sup>С), % мас.</b>	<b>10,6</b>
<b>Бензольная (62-85 <sup>0</sup>С), % мас.</b>	<b>14,4</b>
<b>Толуольная (85-120<sup>0</sup>С), % мас.</b>	<b>23,4</b>
<b>Ксилольная (120-140<sup>0</sup>С), % мас.</b>	<b>17,6</b>
<b>Остаток (140-180<sup>0</sup>С), % мас.</b>	<b>34,0</b>
<b>Всего</b>	<b>100,0</b>

# 10. Вторичная перегонка дизельной фракции



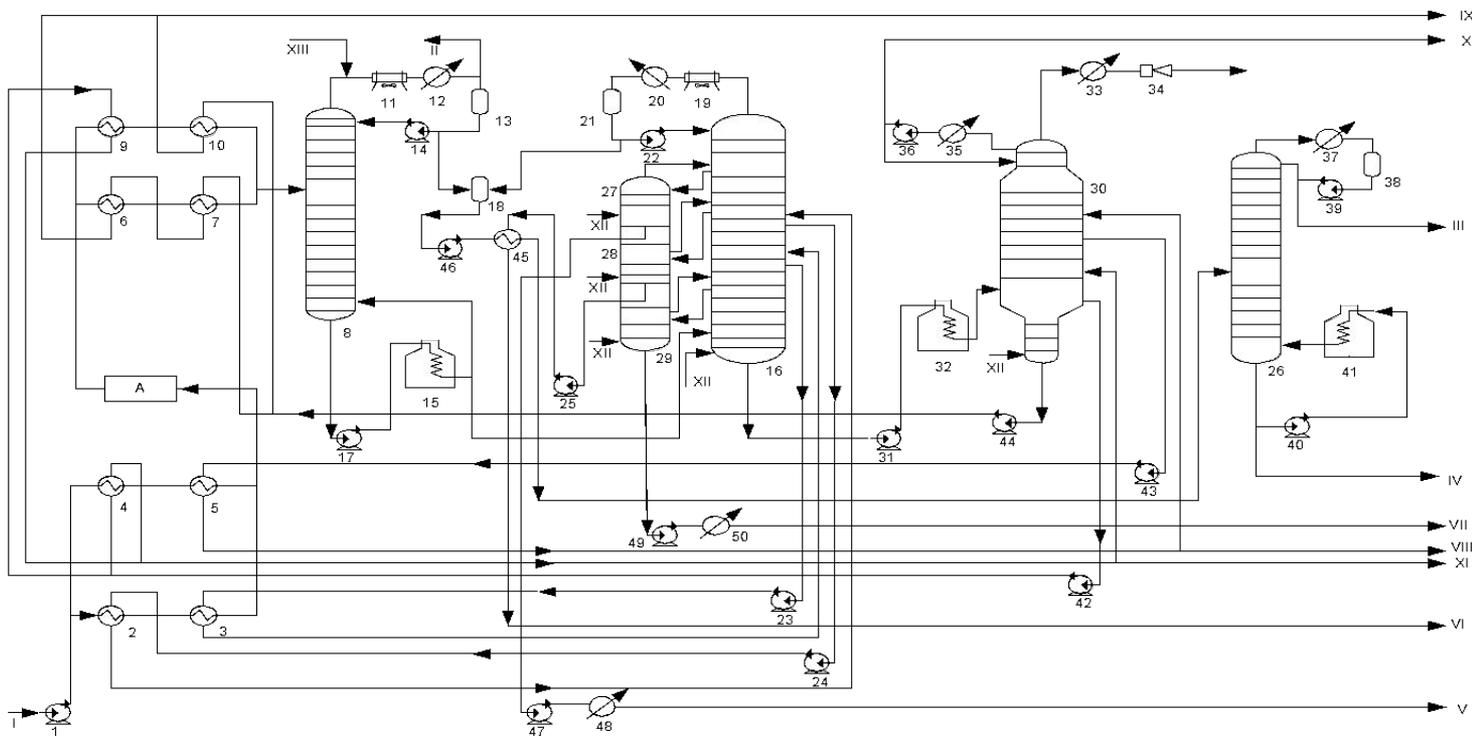
**180-240 °C**

**КОМПОНЕНТ ЗИМНЕГО  
ДИЗЕЛЬНОГО ТОПЛИВА**

**240-350 °C**

**КОМПОНЕНТ ЛЕТНЕГО  
ДИЗЕЛЬНОГО ТОПЛИВА**

# 11. Технологическая схема атмосферно-вакуумной трубчатой установки ЭЛОУ-АВТ-6

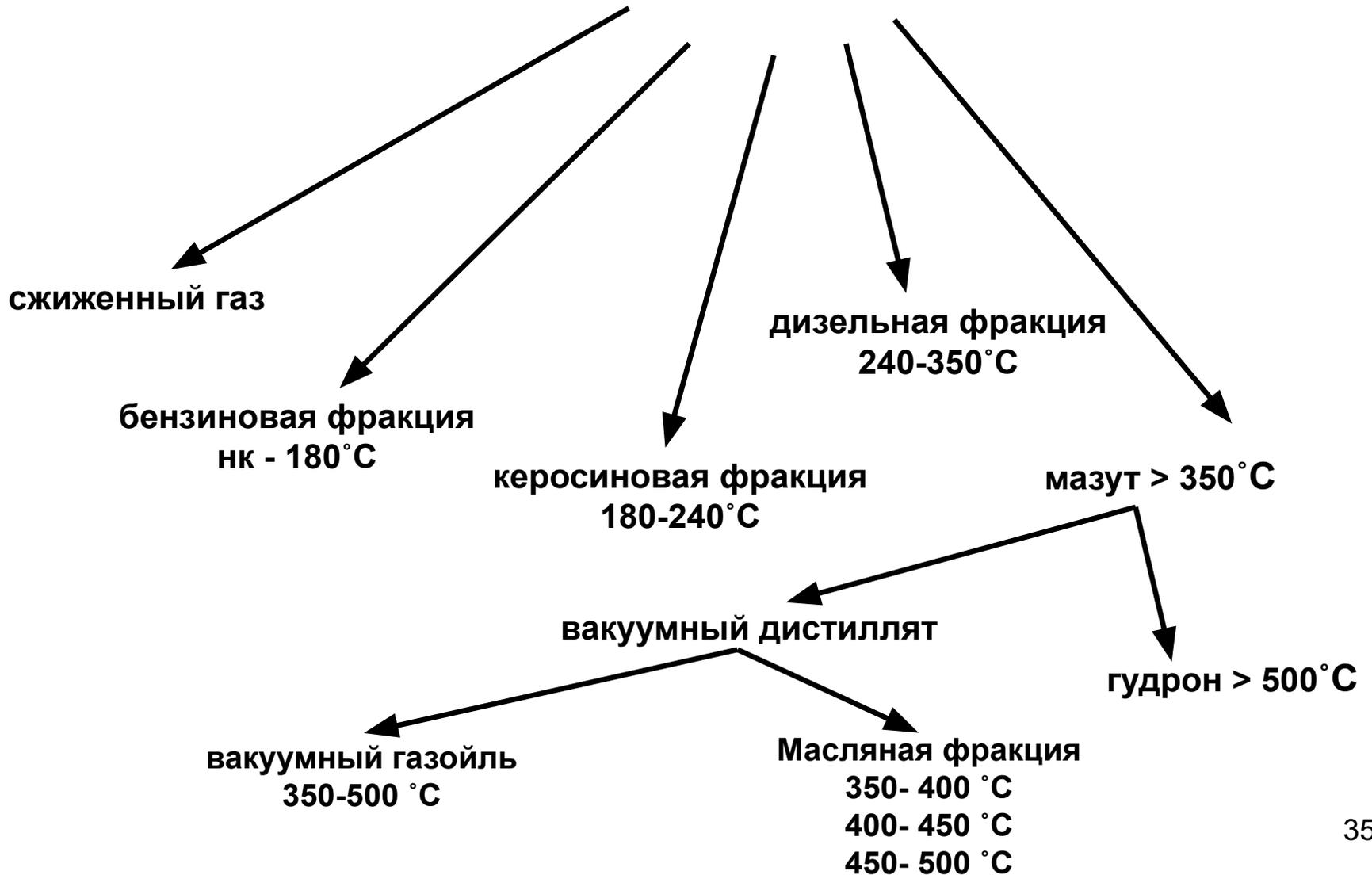


1, 14, 17, 22-25, 31, 36, 39, 40, 42-44, 46, 47, 49 – насосы; 2-7, 9, 10, 45 – теплообменники;  
 8, 16, 26-30 – колонны; 11, 12, 19, 20, 33, 37 – конденсаторы-холодильники; 13, 18, 21, 38 – емкости;  
 15, 32, 41 – трубчатые печи; 34 – эжектор; 35, 48, 50 – холодильники; А – блок электрообессоливания;  
 I – нефть; II – газ; III – головка стабилизации; IV – бензиновая фракция; V – фракция 180 – 230 °С;  
 VI – фракция 230 – 280 °С; VII – фракция 280 – 350 °С;  
 VIII – фракция 350 – 500 °С; IX – гудрон (фракция выше 500°С); X – фракция ниже 350°С;  
 XI – фракция выше 400°С; XII – водяной пар; XIII – ингибитор коррозии

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

	% (мас.) на нефть
<b>Взято:</b>	
Нестабильная нефть	100,0
Вода в нефти	2,0
<b>Получено:</b>	
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
<b>Итого</b>	<b>100,0</b>

# 13. Продукты первичной перегонки



# 14. Переработка газового конденсата

## Материальный баланс атмосферной перегонки газового конденсата

		I	II
<b>Поступило</b>	Стабильный газовый конденсат	100,0	100,0
	Итого	100,0	100,0
	<b>Получено</b>		
	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