

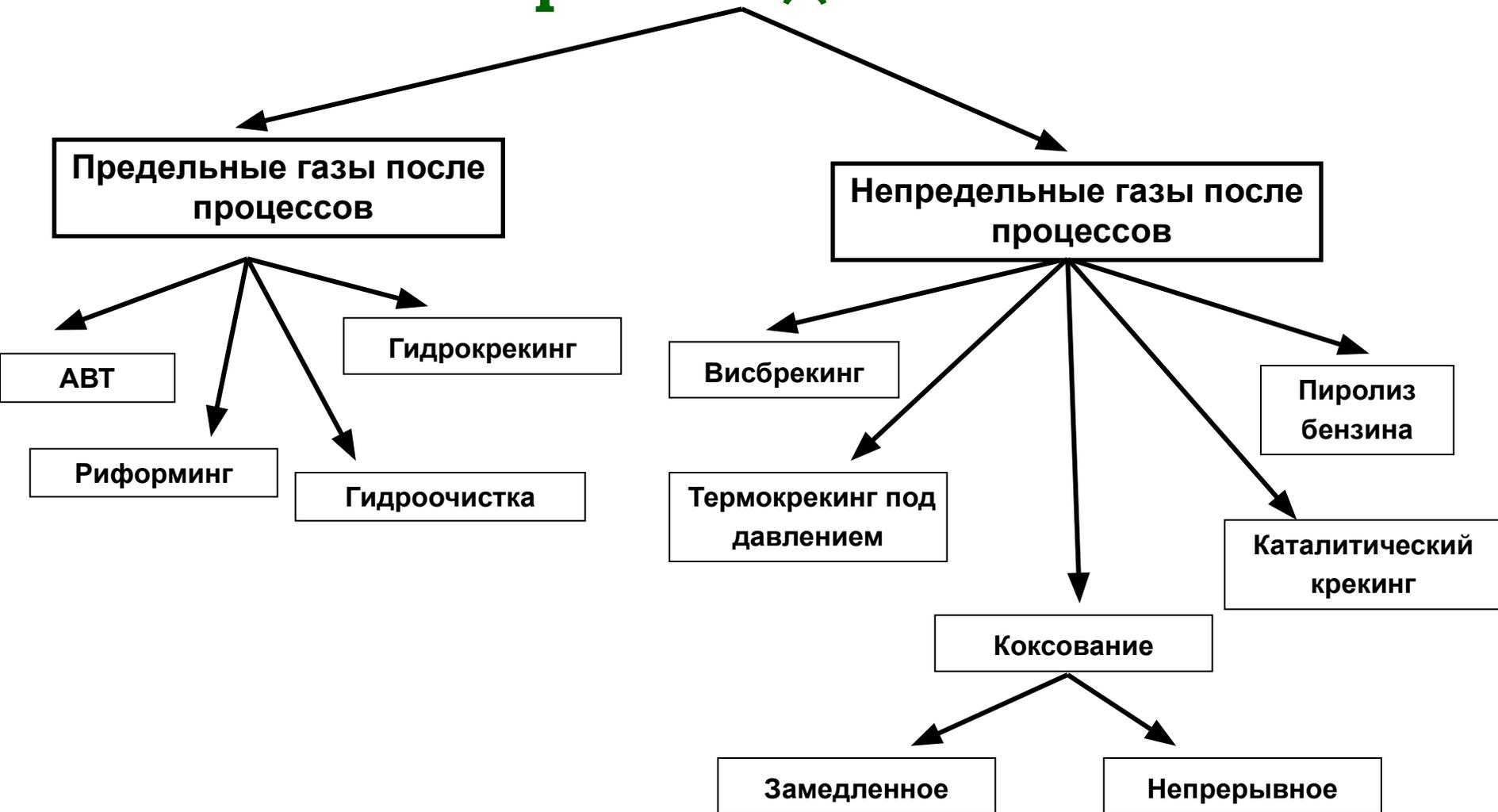
Лекция 12

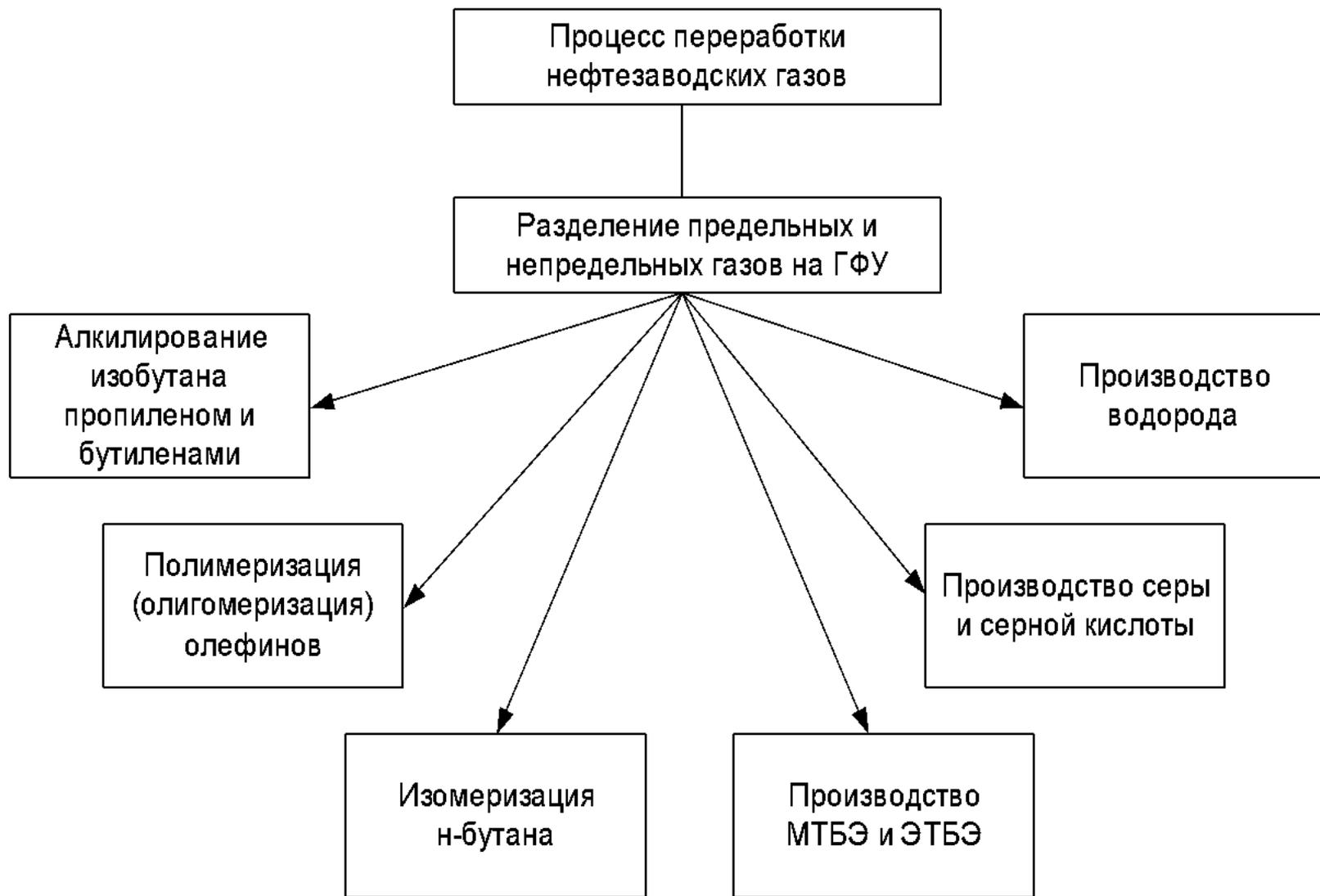
Переработка углеводородных газов. Поточные схемы завода.

Содержание лекции

1. **Нефтезаводские газы. Классификация.**
2. **Разделение нефтезаводских газов.**
3. **Материальный баланс установок газофракционирования;**
4. **ГФУ;**
5. **АГФУ;**
6. **Алкилирование. Основные факторы процесса;**
7. **Сернокислотное алкилирование. Схемы процесса. Материальный баланс.**
8. **Фтористоводородное алкилирование. Схемы процесса.**
9. **Производство серы. Основные показатели.**
10. **Производство водорода. Основные показатели.**
11. **Экология процессов переработки углеводородного сырья.**
12. **Классификация поточных схем.**

1. Нефтезаводские газы

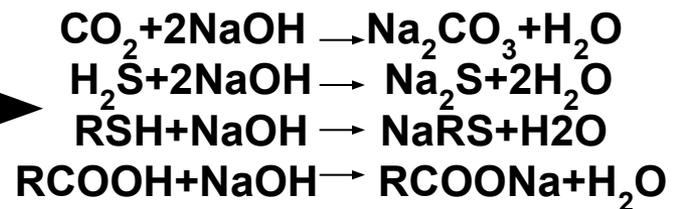
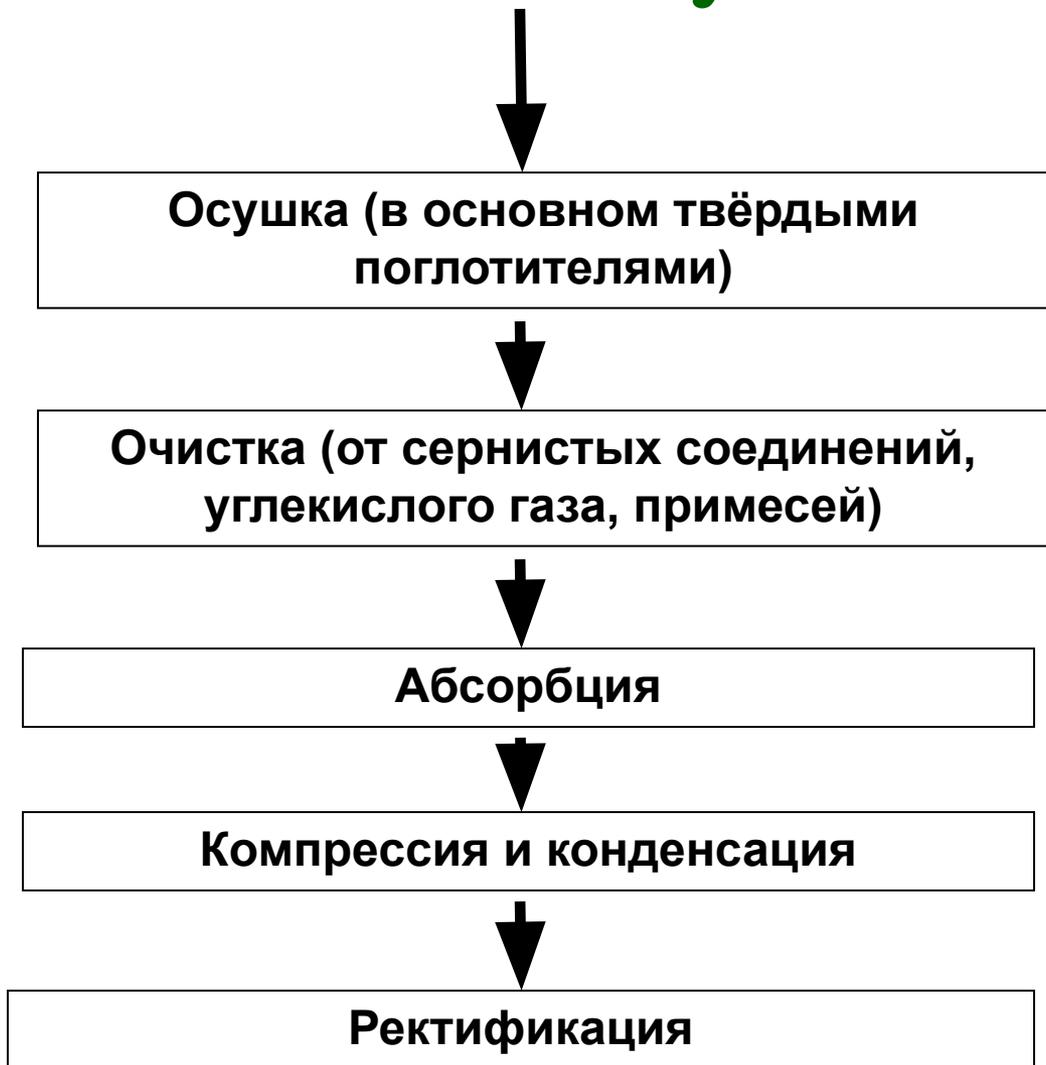




Состав углеводородных газов основных процессов переработки нефти [в % (мас.)].

Компоненты	Состав газа, % (мас.), процессов							
	АВТ	каталитического риформинга	гидроочистки дизельного топлива	гидрокрекинга вакуумного дистиллята	термического крекинга гудрона под давлением	замедленного коксования гудрона	каталитического крекинга вакуумного газойля	пиролиза бензина
H ₂ +CO ₂	-	8,5	-	-	0,2	0,4	2,5	16,0
CH ₄	2,7	5,0	34,0	27,0	16,0	32,5	11,0	34,4
C ₂ H ₄	-	-	-	-	2,5	4,5	6,0	29,3
C ₂ H ₆	5,1	9,5	24,5	21,0	17,0	21,5	8,0	5,3
C ₃ H ₆	-	-	-	-	9,0	4,0	22,0	10,2
C ₃ H ₈	41,3	38,0	20,5	41,0	21,5	15,0	12,5	0,3
<i>изо</i> – C ₄ H ₈	-	-	-	-	4,5	2,2	6,0	1,3
<i>н</i> – C ₄ H ₈	-	-	-	-	9,8	4,4	14,0	1,2
<i>изо</i> – C ₄ H ₁₀	37,9	19,0	-	-	5,0	7,0	14,0	-
<i>н</i> – C ₄ H ₁₀	13,0	20,0	21,0	11,0	14,5	8,5	4,0	0,5
C ₄ H ₆	-	-	-	-	-	-	-	1,5
Сумма непредельных	-	-	-	-	25,8	15,1	48,0	43,8

2. Разделение углеводородных газов



Количество нефтезаводских газов, получаемых на установках НПЗ % (мас.) Атмосферно-вакуумная перегонка.

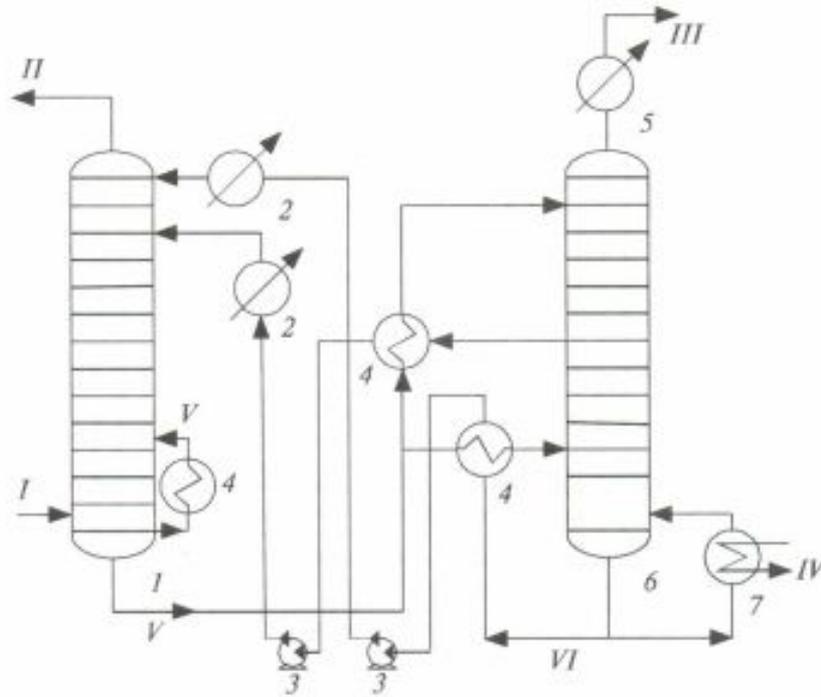
Атмосферно-вакуумная перегонка	1,0–1,1
Каталитический риформинг	11,0–17,0
Термический крекинг гудрона под давлением	5,0–6,5
Висбрекинг гудрона	1,5–2,5
Замедленное коксование гудрона	5,0–8,0
Непрерывное коксование гудрона	16,0–19,0
Пиролиз дистиллятов	65,0–70,0
Каталитический крекинг вакуумного газойля	14,0–18,0
Гидроочистка дистиллятов и остатков	1,0–3,0
Гидрокрекинг дистиллятов и остатков	5,0–16,0

3. Материальный баланс установок газофракционирования

Таблица 5.2. Материальный баланс установок газофракционирования при переработке предельных (I) и непредельных (II) газов, % (мас.)

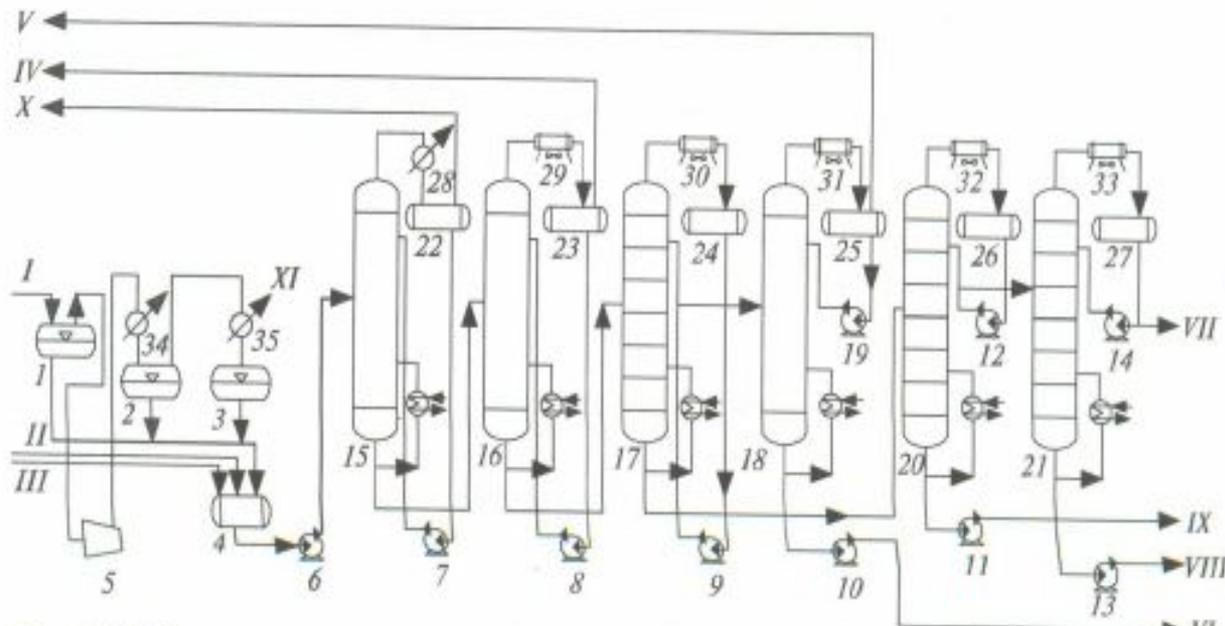
Статьи баланса	I	II
<i>Поступило</i>		
Газ и головка стабилизации АТ и АВТ	72,5	—
Головка стабилизации каталитического рифор-минга	27,5	—
Газ и головка стабилизации:		
термического крекинга	—	25,5
коксования	—	28,5
каталитического крекинга	—	46,0
В с е г о	100,0	100,0
<i>Получено</i>		
Сухой газ	4,8	30,5
Фракции:		
пропановая	24,5	—
пропан-пропиленовая	—	25,5
изобутановая	14,6	—
бутановая	36,8	—
бутан-бутиленовая	—	37,5
C ₅ и выше	19,3	6,5
В с е г о	100,0	100,0

Схема очистки газа моноэтаноламином



1 – абсорбер, 2;5 – холодильники, 3 – насосы, 4 – теплообменники, 6 – десорбер, 7 – кипятильник
I – исходный газ, II – очищенный газ, III – сероводород, IV – пар; V – насыщенный амин;
VI – регенерированный амин

4. Принципиальная схема газодифракционной установки (ГФУ)



1, 2, 3 – сепараторы; 4, 22, 23, 24, 25, 26, 27 – емкости; 5 – компрессор; 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 19 – насосы; 15, 16, 17, 18, 20, 21 – колонны; 28, 34, 35 – холодильники; 29-33 – воздушные холодильники;

I – Газ установок первичной переработки нефти; II – Головка стабилизации установок первичной переработки нефти и гидропроцессов; III - Головка стабилизации каталитического риформинга; IV – Пропановая фракция, V – Изобутановая фракция; VI – Бутановая фракция; VII – Изопентановая фракция; VIII – Пентановая фракция; IX – Газовый бензин; X – Сухой газ; XI – Аммиак

Основные режимные показатели колонн ГФУ

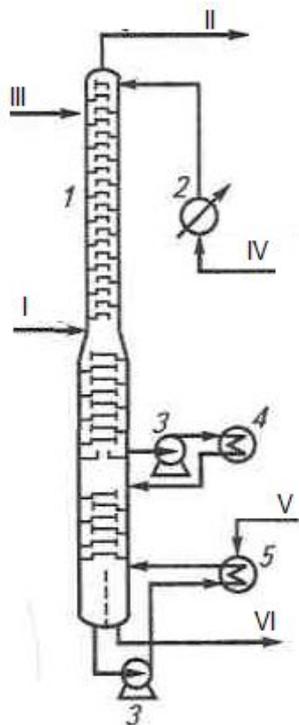
№ аппарата (см. рис. 12.2)	Ректификационная колонна	Давление, МПа	Температура, °С	
			верха	низа
15	Дезтанализатор	2,6–2,8	25–30	110–115
16	Депропанализатор	1,2–1,4	62–68	145–155
17	Дебутанализатор	2,0–2,2	58–65	110–115
18	Деизобутанализатор	1,0–1,2	65–70	80–85
20	Депентанализатор	0,3–0,4	75–80	120–125
21	Деизопентанализатор	0,35–0,45	78–85	95–100

Технологический режим АГФУ

Параметр	Ректификационная колонна (рис. 12.4)*			
	<i>3</i>	<i>8</i>	<i>11</i>	<i>14</i>
Давление, МПа	1,35	0,93	1,73	0,59
Температура, °С:				
верха	35	78	44	48
низа	130	218	107	106
Число тарелок	60	60	60	60
Флегмовое число	—	2	3	3

**3* — фракционирующий абсорбер; *8* — стабилизатор; *11* — пропановая колонна; *14* — бутановая колонна.

Фракционирующий абсорбер (абсорбер – десорбтер).



1 – колонна; 2,4 – холодильники абсорбента;

3 – насос; 5 – кипятильник;

I – очищенный жирный газ; II – сухой газ;

III – нестабильный бензин; IV – стабильный бензин (тощий абсорбент); V – пар;

VI – насыщенный абсорбент

6. Алкилирование изобутана олефинами

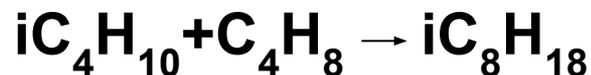
(положительный
тепловой эффект 960
кДж на 1 кг алкилата)

фтористоводородное

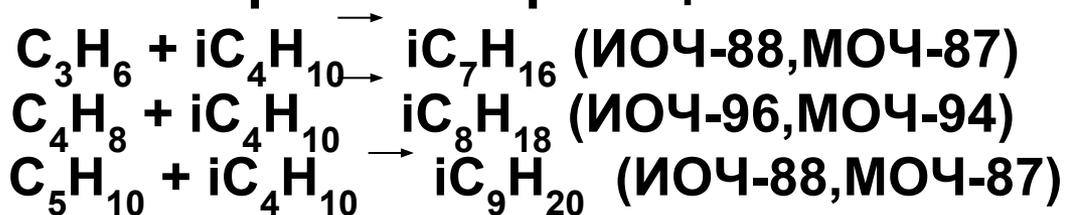
серно кислотное

на твердых катализаторах

Основная реакция:



Первичные реакции



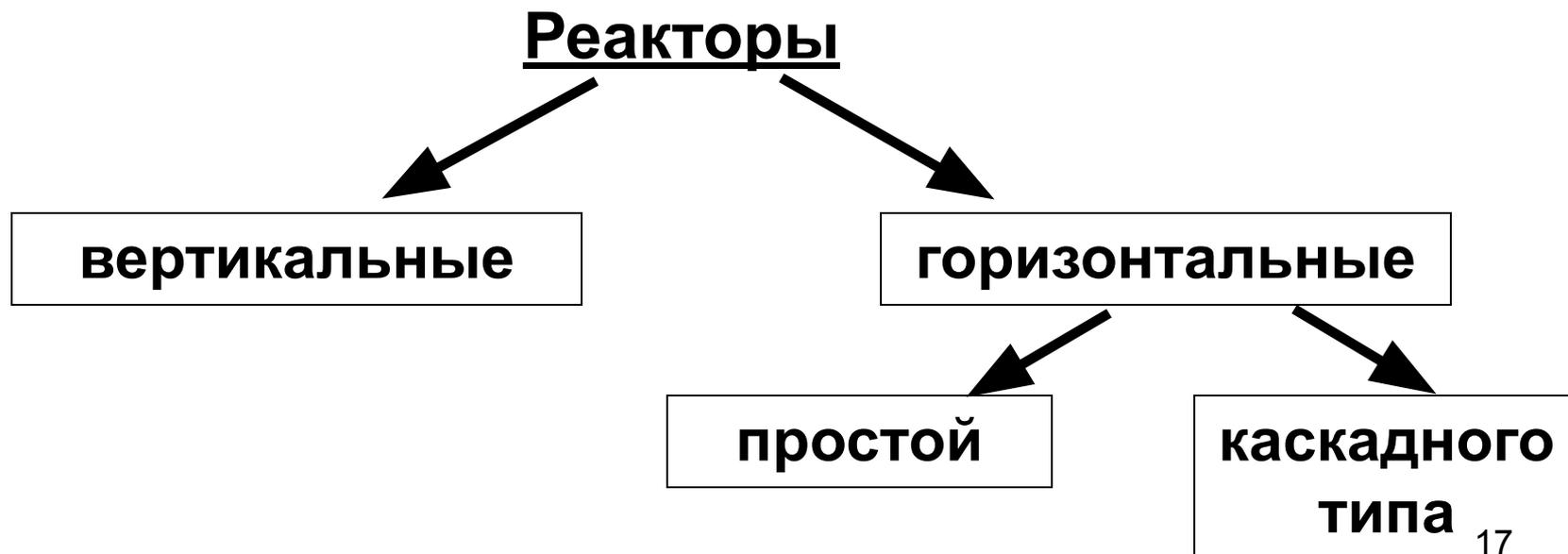
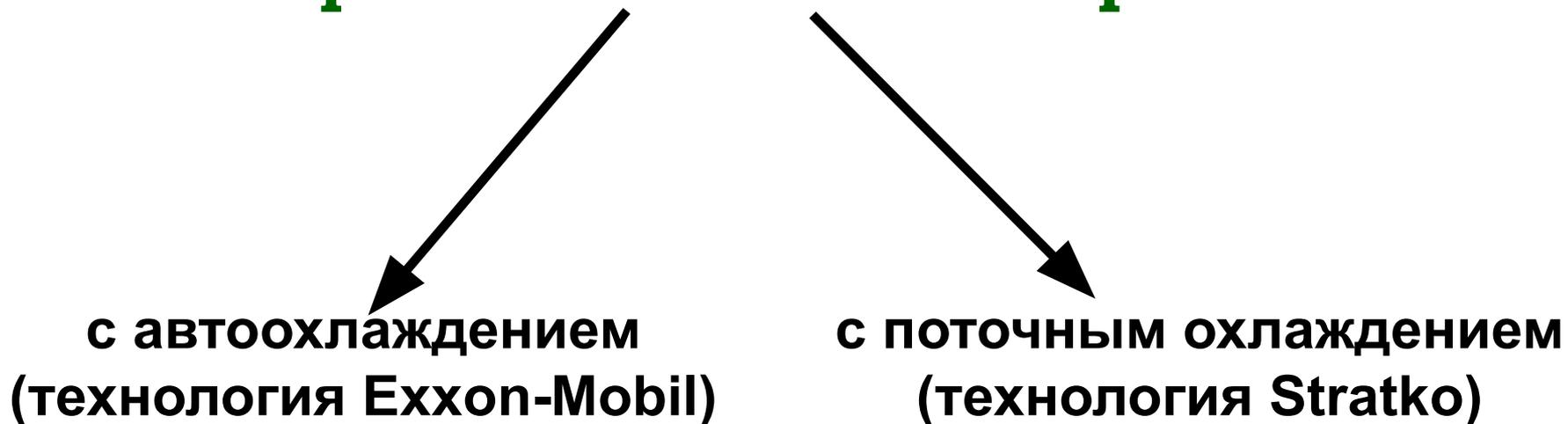
Вторичные реакции



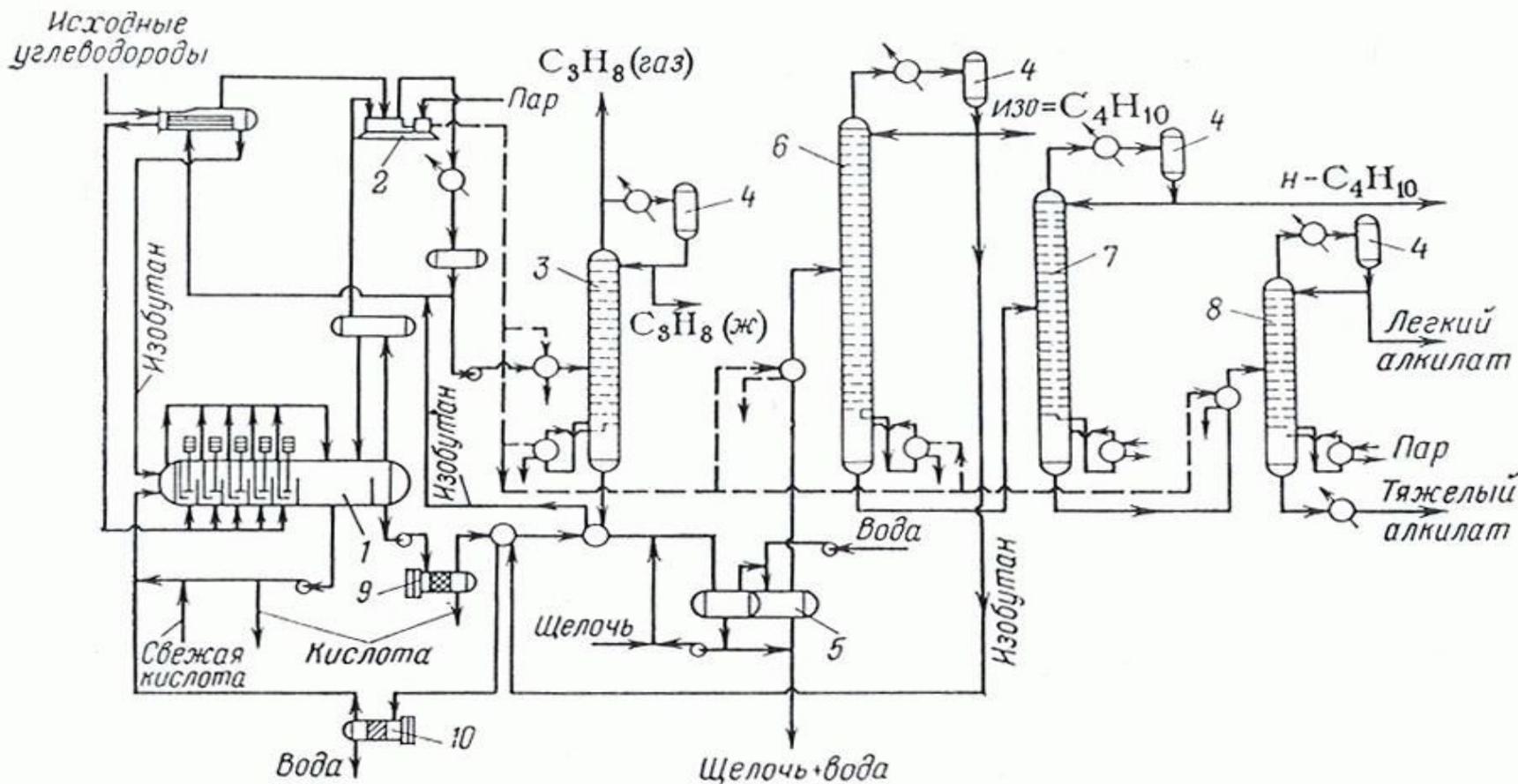
Основные факторы процесса алкилирования

1. $T, ^\circ\text{C}$ - 0-10 $^\circ\text{C}$ (с H_2SO_4) \rightarrow выше 10 $^\circ\text{C}$ окисление углеводородов
- 25-30 $^\circ\text{C}$ (с HF)
2. $P, \text{МПа}$ - 0,3-1,2
3. $i\text{C}_4\text{H}_{10}/\text{олефин} = (4\div 10):1$
4. Объемная скорость подачи олефинов - 0,1-0,6 ч^{-1}
5. Время реакции: 5-10 мин.(для HF)
20-30 мин. (для H_2SO_4)
6. Соотношение кислоты к углеводороду = 1:1

7. Сернокислотное алкилирование



Технологическая схема сернокислотного алкилирования изобутана олефинами в автоохлаждающем реакторе («Еххон-Мобил»)



- 1-реактор; 2-компрессор; 3-пропановая колонна; 4-емкости орошения;
 5-отстойник; 6-изобутановая колонна; 7-бутановая колонна;
 8-колонна вторичной перегонки алкилата; 9-коалесцирующий аппарат;
 10-сепаратор

Материальный баланс установки сернокислотного алкилирования

<i>Поступило</i>	I*	II**
Бутан-бутиленовая фракция	66,0	54,4
Пропан-пропиленовая фракция	-	29,7
Изобутан	<u>34,0</u>	<u>15,9</u>
Всего	100,0	100,0
<i>Получено</i>		
Легкий алкилат	79,1	69,5
Тяжелый алкилат	3,4	5,9
Пропан	2,1	14,0
Отработанная бутан-бутиленовая фракция	<u>15,4</u>	<u>10,6</u>
Всего	100,0	100,0

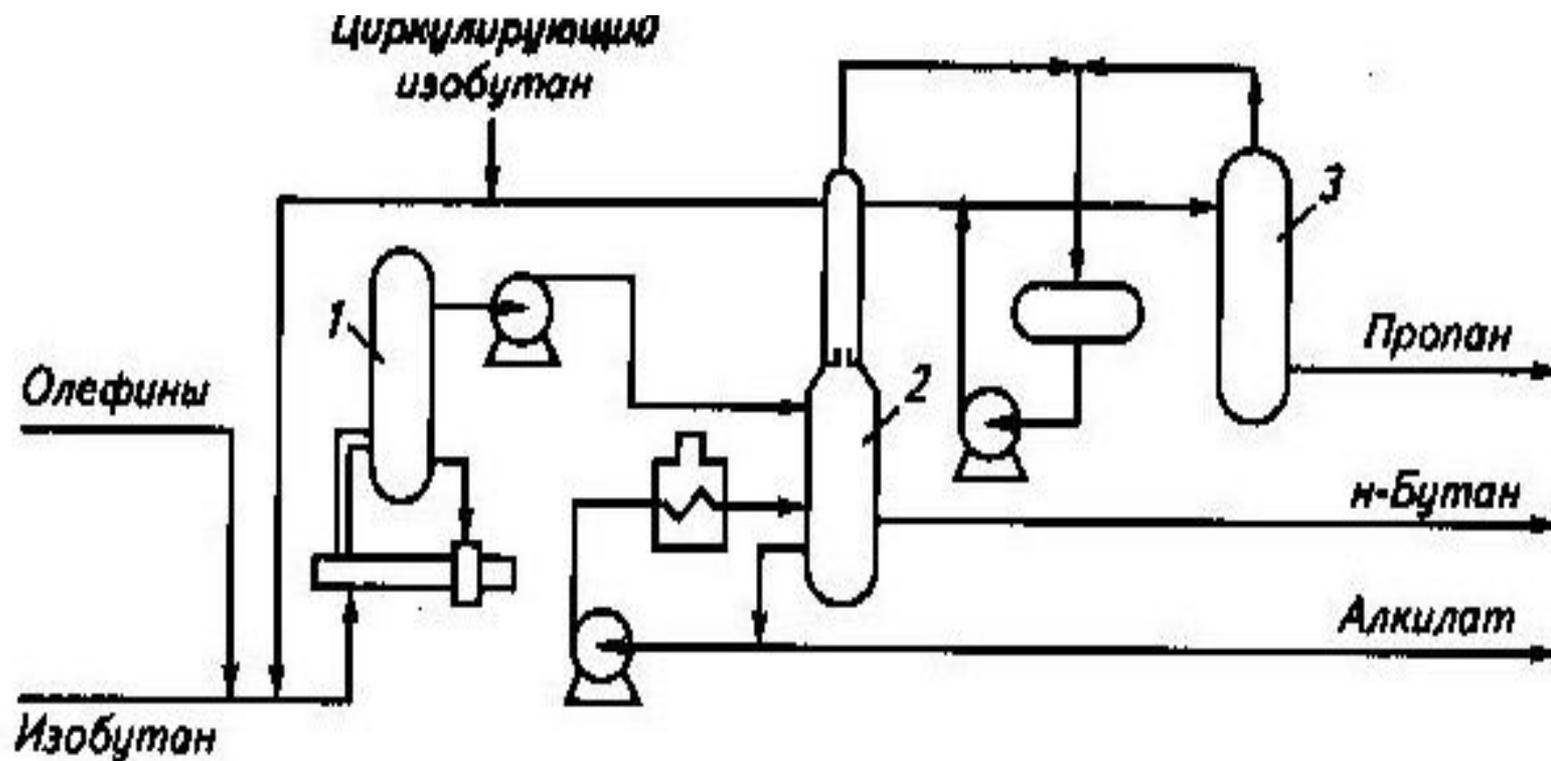
* - сырьё – бутан-бутилен

** - сырьё – бутан-бутилен + пропан-пропилен

Расходные показатели (на 1 т сырья):

Пар водяной, Гкал.....	0,7-0,95
Электроэнергия, кВт·ч.....	250-300
Вода обратная, м ³	15-20
Серная кислота 98,5%-я, кг.....	150-170
Щелочь (в расчете на 100%-ю), кг.....	3,2-3,6

8. Принципиальная схема установки фтористо-водородного алкилирования по технологии «Philips Petroleum»

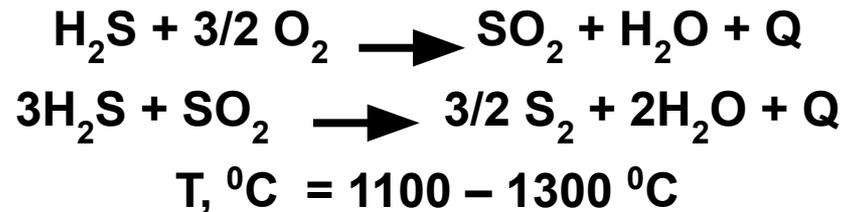


1- реактор; 2- фракционирующая колонна; 3- отпарная колонна

9. Производство серы (процесс Клауса)

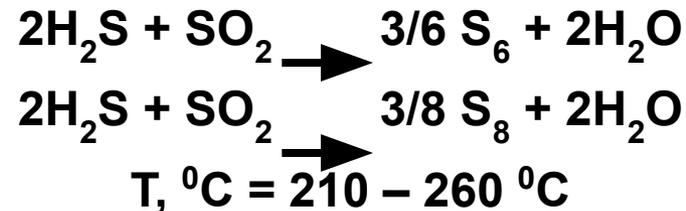
Химизм процесса

1. Термическая стадия



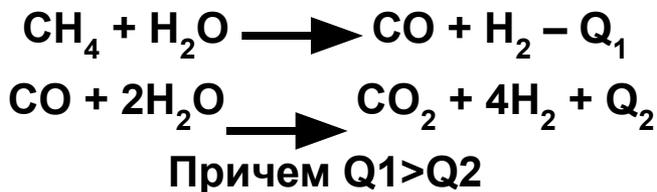
Выход серы – 70 – 75%.

2. Каталитическая стадия



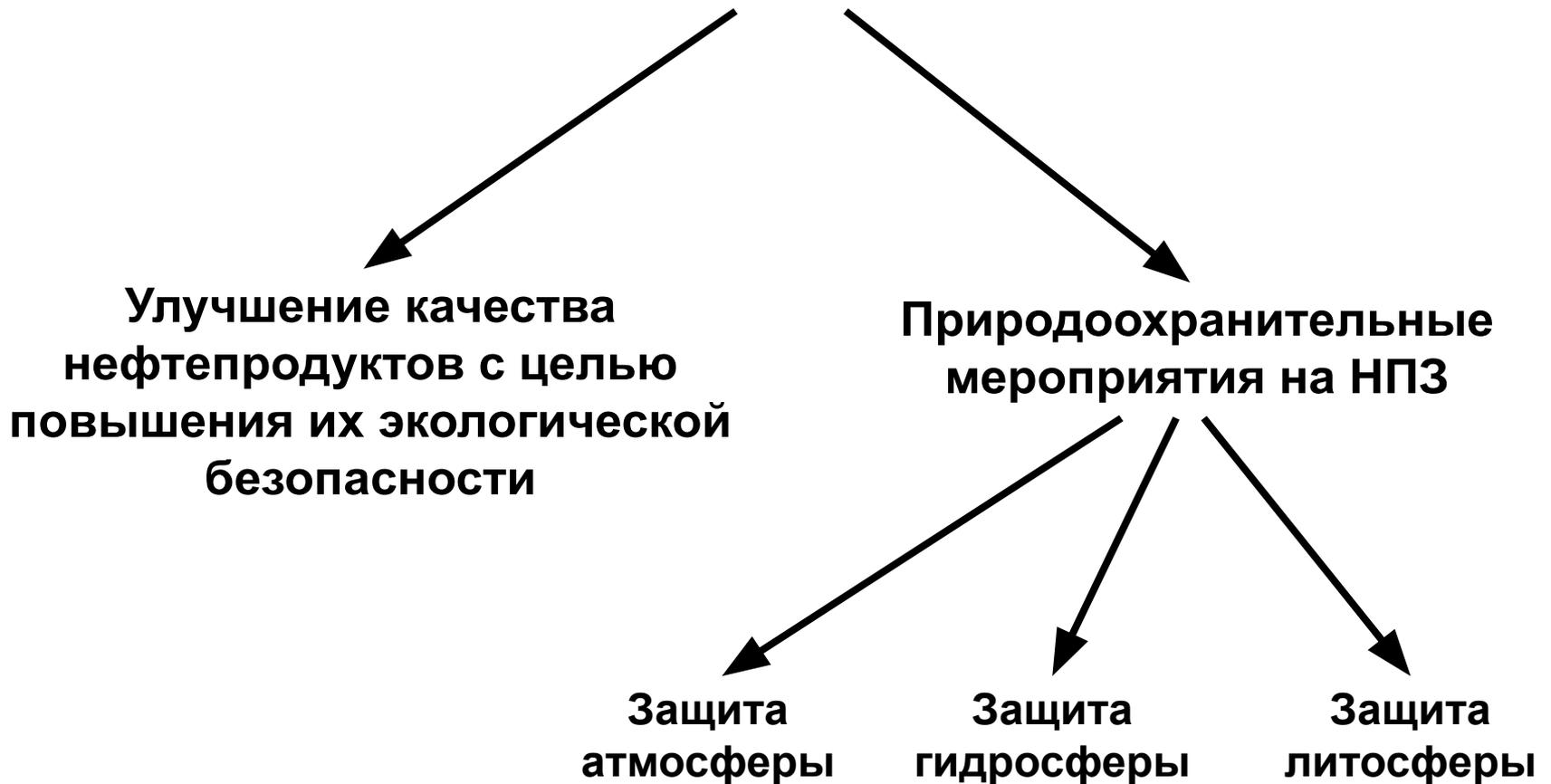
Катализатор – активный оксид алюминия, диоксид титана.

10. Производство водорода конверсией метана



Давление, МПа	2,0
Температура, °С	727
Соотношение пар : метан	2 : 1
Парциальное давление H_2 в остаточном газе, МПа	0,3
Температура нагрева парометановой смеси, °С	430
Выход, $\text{м}^3/\text{м}^3$: водорода (100%-ного) остаточного газа	3,23 1,65
Состав остаточного газа, % (об.): H_2 CO CO_2 CH_4 H_2O степень конверсии CH_4	15,2 17,5 39,6 3,5 24,2 0,94

11. Экологические проблемы нефтепереработки



Защита атмосферы

Основные загрязнители атмосферы НПЗ и соответствующие им источники загрязнения



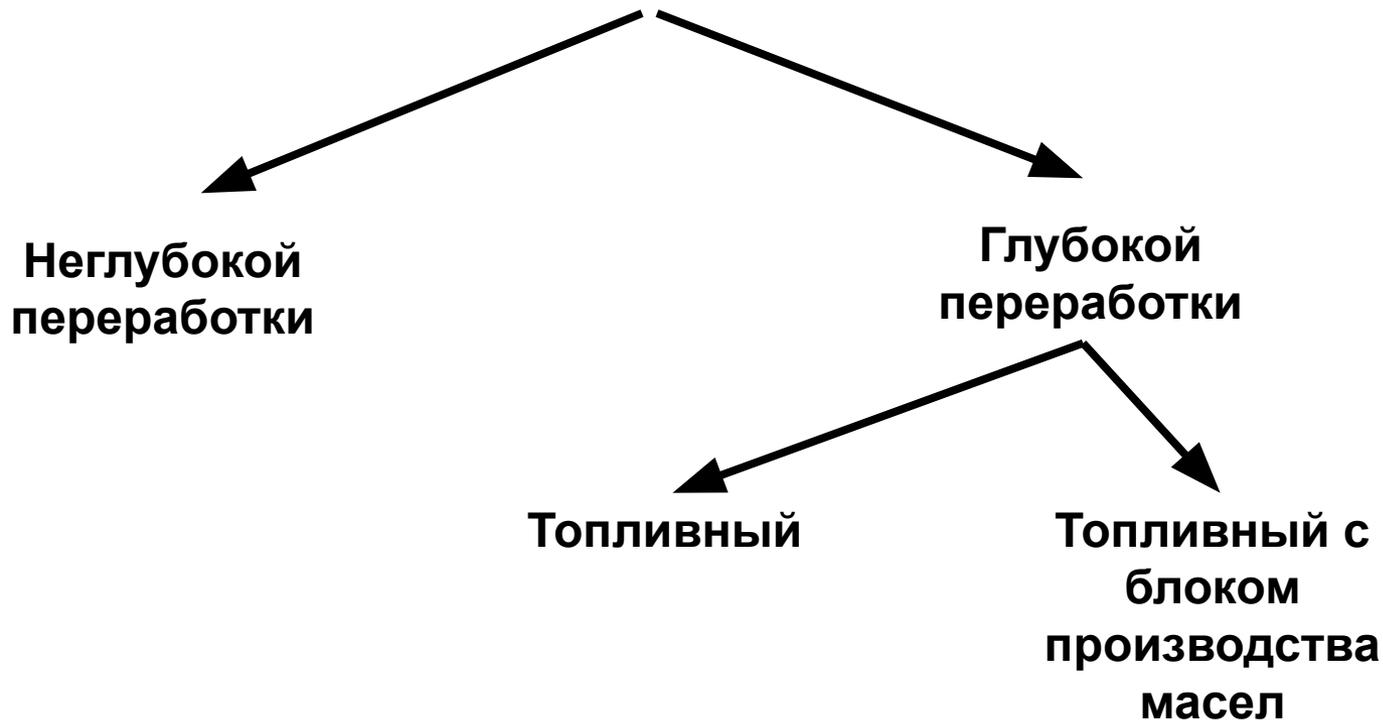
Загрязнение почвы нефтешламами и активным илом

Объем задержанных нефтешламов

Сооружение	Объем нефтешлама, % (мас.)	
	находящегося в сооружении	с учетом разбавления водой при транспортировке
Нефтеловушки	25-30	20-25
Флотаторы	35-45	60-70
Разделочные резервуары ловушечной нефти	12-15	4-6
Пруды дополнительного отстоя	2,5-3,5	2-2,5
Нефтеотделители	8-12	7-8
Градирни	3,5-6,5	3-4

* Проценты от общего количества образующегося нефтешлама

12. Поточные технологические схемы НПЗ



Поточная схема завода неглубокой переработки сернистой нефти по топливному варианту

