



М.Г. РУДИН, В.Е. СОМОВ, А.С. ФОМИН

# КАРМАННЫЙ СПРАВОЧНИК НЕФТЕПЕРЕ- РАБОТЧИКА

Издание второе, исправленное  
и дополненное

*Под редакцией М.Г. Рудина*

ОАО "ЦНИИТЭнефтехим"  
Москва • 2004

**Рудин М.Г., Сомов В.Е., Фомин А.С.**

Карманный справочник нефтепереработчика.  
/ Под редакцией М.Г. Рудина. — М.: ЦНИИТЭнефтехим, 2004. — 336 с.

ISBN-5-901499-08-05

Представлены сведения о соединениях, встречающихся в нефтепереработке, приведены расчетные формулы и номограммы, характеристики нефтей и газовых конденсатов, показатели качества нефтепродуктов, методы испытаний нефтей и нефтепродуктов. В книге охарактеризованы процессы переработки нефти и общезаводское хозяйство нефтеперерабатывающих заводов. специальные разделы посвящены вопросам техники безопасности и охраны окружающей среды, выбору аппаратуры нефтеперерабатывающих заводов.

Справочник предназначен операторам, мастерам, рабочим, техникам нефтеперерабатывающих и нефтехимических заводов.

© Рудин М.Г., 2004  
© Сомов В.Е., 2004  
© Фомин А.С., 2004  
© ОАО "ЦНИИТЭнефтехим", 2004

ISBN-5-901499-08-05

## ОГЛАВЛЕНИЕ

Предисловие .....	7
<b>Глава 1. Физико-химические свойства нефти, нефтепродуктов и индивидуальных соединений</b> .....	<b>8</b>
1.1. Общие физические свойства .....	8
1.1.1. Плотность .....	8
1.1.2. Молекулярная масса .....	12
1.1.3. Вязкость .....	13
1.1.4. Поверхностное натяжение .....	21
1.1.5. Характеризующий фактор .....	22
1.1.6. Давление насыщенных паров .....	22
1.1.7. Константы фазового равновесия .....	25
1.1.8. Критические параметры .....	25
1.2. Тепловые свойства .....	27
1.2.1. Теплоемкость .....	27
1.2.2. Теплота испарения .....	30
1.2.3. Теплота плавления .....	32
1.2.4. Теплотворная способность (теплота сгорания) .....	32
1.2.5. Энтальпия .....	33
1.2.6. Теплопроводность .....	39
1.2.7. Тепловые эффекты процессов переработки нефти .....	40
1.3. Физико-химические свойства индивидуальных соединений .....	41
<b>Глава 2. Сырье и товарная продукция нефтеперерабатывающих заводов</b> .....	<b>52</b>
2.1. Эксплуатационные характеристики нефти и нефтепродуктов .....	52
2.1.1. Фракционный состав .....	52
2.1.2. Температура застывания .....	52
2.1.3. Октановые числа .....	53
2.1.4. Цетановые числа .....	55
2.1.5. Высота некоптящего пламени .....	57

2.2. Методы испытания нефти и нефтепродуктов . . . . .	57	3.4.2. Доочистка парафинов и церезинов . . . . .	206
2.3. Сырье нефтеперерабатывающих заводов . . . . .	79	3.4.3. Адсорбционное извлечение жидких парафинов . . . . .	207
2.3.1. Данные о запасах и добыче нефти . . . . .	80	3.5. Производство битумов . . . . .	212
2.3.2. Классификация и условное обозначение нефтей . . . . .	81	<b>Глава 4. Общезаводское хозяйство . . . . .</b>	216
2.3.3. Характеристика нефтей, добываемых на территории России и б. СССР . . . . .	83	4.1. Прием нефти и отгрузка товарной продукции . . . . .	216
2.3.4. Газовые конденсаты, добываемые в России и на территории б. СССР . . . . .	94	4.2. Хранение нефти и нефтепродуктов . . . . .	223
2.4. Товарная продукция нефтеперерабатывающих заводов . . . . .	97	4.3. Электроснабжение . . . . .	225
2.4.1. Топлива . . . . .	97	4.4. Теплоснабжение . . . . .	228
2.4.2. Нефтяные масла . . . . .	104	4.5. Водоснабжение . . . . .	230
2.4.3. Присадки к маслам . . . . .	116	4.6. Канализация и очистка сточных вод . . . . .	235
2.4.4. Ароматические углеводороды . . . . .	120	4.7. Снабжение топливом . . . . .	238
2.4.5. Сжиженные газы . . . . .	123	4.8. Снабжение воздухом и инертным газом . . . . .	238
2.4.6. Нефтяные коксы, битумы, керосины осветительные, нефтяные кислоты, парафины и церезины . . . . .	125	4.9. Факельные системы . . . . .	241
<b>Глава 3. Процессы переработки нефти . . . . .</b>	132	<b>Глава 5. Оборудование нефтеперерабатывающих заводов . . . . .</b>	243
3.1. Первичная переработка нефти . . . . .	132	5.1. Реакторное оборудование . . . . .	243
3.1.1. Обессоливание нефти . . . . .	132	5.2. Технологические печи . . . . .	246
3.1.2. Атмосферная и вакуумная перегонка нефти . . . . .	134	5.3. Ректификационные колонны . . . . .	250
3.1.3. Вторичная перегонка . . . . .	138	5.4. Теплообменные аппараты . . . . .	252
3.1.4. Газофракционирование . . . . .	141	5.5. Вакуумсоздающие устройства . . . . .	266
3.2. Вторичные процессы . . . . .	146	5.6. Насосы . . . . .	266
3.2.1. Каталитический риформинг . . . . .	146	5.7. Компрессоры . . . . .	275
3.2.2. Изомеризация парафиновых углеводородов . . . . .	153	5.8. Емкостное оборудование и резервуары . . . . .	277
3.2.3. Гидроочистка дистиллятов . . . . .	157	5.9. Трубопроводы . . . . .	282
3.2.4. Каталитический крекинг . . . . .	161	5.10. Конструкционные материалы для изготовления оборудования . . . . .	286
3.2.5. Алкилирование изобутана олефинами . . . . .	165	<b>Глава 6. Промышленная безопасность . . . . .</b>	293
3.2.6. Полимеризация (олигомеризация) олефинов . . . . .	170	6.1. Огнеопасные и взрывоопасные свойства продуктов, обращающихся на НПЗ . . . . .	293
3.2.7. Гидрокрекинг . . . . .	173	6.2. Категорирование помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности . . . . .	297
3.2.8. Термический крекинг. Висбрекинг . . . . .	176	6.3. Правила безопасности при выборе электрооборудования . . . . .	301
3.2.9. Коксование . . . . .	180	6.3.1. Выбор электрооборудования в соответствии с ПУЭ . . . . .	301
3.3. Производство масел . . . . .	183	6.3.2. Выбор электрооборудования в соответствии с комплексом государственных стандартов на электрооборудование . . . . .	305
3.3.1. Деасфальтизация гудрона . . . . .	185	6.4. Классификация трубопроводов, транспортирующих продукты по территории НПЗ . . . . .	309
3.3.2. Очистка масел селективными растворителями . . . . .	188		
3.3.3. Депарафинизация масел . . . . .	195		
3.3.4. Контактная доочистка масел . . . . .	200		
3.3.5. Гидродоочистка масел . . . . .	200		
3.4. Производство парафинов . . . . .	203		
3.4.1. Получение неочищенных твердых парафинов . . . . .	203		

6.4.1. Классификация технологических трубопроводов с условным давлением до 10 МПа (100 кгс/см <sup>2</sup> ) .....	309
6.4.2. Классификация трубопроводов пара и горячей воды .....	312
<b>Глава 7. Охрана окружающей среды</b> .....	315
7.1. Основные понятия .....	315
7.2. Нормирование загрязнений окружающей среды .	316
7.3. Контроль в области охраны окружающей среды .	320
<b>Приложения</b>	
П.1. Единицы измерения физических величин .....	321
П.2. Сведения по математике .....	332
П.3. Наиболее часто применяемые постоянные величины .....	333

## ПРЕДИСЛОВИЕ

В настоящий справочник включены сведения по различным вопросам, связанным с повседневной эксплуатацией нефтеперерабатывающих заводов. Авторы старались в сжатой форме дать информацию об основных физико-химических свойствах нефтей, нефтепродуктов и индивидуальных углеводородов, помочь в расчете технологического оборудования.

При подготовке второго издания (первое было выпущено Ленинградским отделением издательства "Химия" в 1989 г.) текст справочника подвергся серьезной переработке. В него были включены разделы, характеризующие процессы переработки нефти и нефтепродуктов и общезаводское хозяйство нефтеперерабатывающих заводов, методы анализа нефти и нефтепродуктов.

Авторы прилеживались при работе над справочником принципа максимального упрощения формы представления материала, принятого при подготовке первого издания.

Авторы искренне благодарят сотрудников ОАО "Ленгипронфтехим", тщательно рассмотревших рукопись книги и внесших в нее существенные дополнения.

Особую благодарность авторы выражают Ермоленко А.Д., Жуковой Л.В., Максаковой А.П., Афутину Э.Г.

## ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА НЕФТИ, НЕФТЕПРОДУКТОВ И ИНДИВИДУАЛЬНЫХ СОЕДИНЕНИЙ

### 1.1. ОБЩИЕ ФИЗИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА

#### 1.1.1. ПЛОТНОСТЬ

Плотностью называется физическая величина, определяемая массой вещества в единице объема. Отношение плотности двух веществ при определенных стандартных физических условиях называется относительной плотностью. Для жидкостей и твердых веществ она определяется по отношению к плотности воды при 4°С, а для газов — по отношению к плотности воздуха при 0°С и 0,1 МПа. Относительная плотность нефти и нефтепродуктов в России определяется при 20°С и обозначается как  $\rho_{20}^{20}$ . За рубежом относительную плотность находят при 15,5°С (50°F), относят к плотности воды при этой же температуре и обозначают как  $\rho_{15}^{15}$ .

Плотность зависит от температуры. На рис. 1.1 приведены температурные зависимости плотности алканов. Плотность нефтей и нефтепродуктов можно определить по формуле  $\rho_{t_2} = \rho_{t_1} - a(t_2 - t_1)$ , где  $\rho_{t_2}, \rho_{t_1}$  — плотности при температурах  $t_2 - t_1$  ( $t_2 > t_1$ ),  $a$  — средняя температурная поправка (см. табл. 1.1).

Для определения плотности нефтепродукта при заданной температуре, если известна плотность при 20°С, можно воспользоваться табл. 1.2. Способ пользования таблицей следующий: находят в таблице величину известной плотности при 20°С и ведут отсчет вправо, если заданная температура нефтепродукта ниже, или влево, если заданная температура выше.

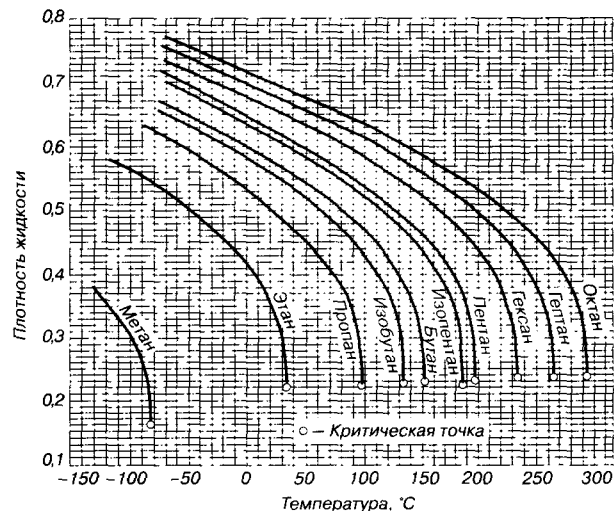


Рис. 1.1. Зависимость плотности алканов от температуры

Таблица 1.1

Средние температурные поправки плотности нефтей  
и нефтепродуктов на 1°С

Плотность	Поправка	Плотность	Поправка
0,690-0,700	0,000910	0,850-0,860	0,000699
0,700-0,710	0,000897	0,860-0,870	0,000686
0,710-0,720	0,000884	0,870-0,880	0,000673
0,720-0,730	0,000870	0,880-0,890	0,000660
0,730-0,740	0,000857	0,890-0,900	0,000647
0,740-0,750	0,000844	0,900-0,910	0,000633
0,750-0,760	0,000831	0,910-0,920	0,000620
0,760-0,770	0,000818	0,920-0,930	0,000607
0,770-0,780	0,000805	0,930-0,940	0,000594
0,780-0,790	0,000792	0,940-0,950	0,000581
0,790-0,800	0,000778	0,950-0,960	0,000567
0,800-0,810	0,000765	0,960-0,970	0,000554
0,810-0,820	0,000752	0,970-0,980	0,000541
0,820-0,830	0,000738	0,980-0,990	0,000528
0,830-0,840	0,000725	0,990-1,000	0,000515
0,840-0,850	0,000712		

Таблица 1.2

Значения плотности\* в зависимости от изменения температуры

1°	2°	3°	4°	5°	6°	7°	8°	9°	10°
6900	6909	6918	6927	6936	6946	6955	6964	6973	6982
7081	7090	7099	7108	7116	7125	7134	7143	7152	7161
7257	7266	7274	7283	7292	7301	7309	7318	7326	7335
7429	7437	7445	7454	7462	7471	7479	7488	7496	7505
7596	7604	7613	7621	7659	7637	7645	7653	7662	7670
7759	7767	7775	7783	7791	7799	7807	7815	7823	7831
7918	7925	7933	7941	7949	7957	7964	7972	7980	7988
8072	8080	8087	8095	8103	8110	8118	8125	8133	8140
8223	8230	8237	8245	8252	8260	8267	8274	8282	8289
8369	8376	8384	8391	8398	8405	8412	8419	8427	8432
8512	8519	8526	8533	8540	8547	8554	8561	8568	8575
8651	8658	8664	8671	8678	8685	8692	8699	8705	8712
8786	8793	8800	8806	8813	8819	8826	8833	8839	8846
8918	8925	8931	8938	8944	8950	8957	8963	8970	8976
9047	9053	9059	9066	9072	9078	9084	9091	9097	9103
9172	9178	9184	9190	9196	9203	9209	9215	9221	9227
9294	9300	9306	9312	9317	9323	9329	9335	9341	9347
9422	9418	9424	9430	9436	9441	9447	9453	9459	9465
9528	9533	9539	9545	9550	9556	9562	9567	9573	9579
9640	9646	9651	9657	9662	9668	9674	9679	9685	9690
9750	9755	9761	9766	9772	9777	9782	9788	9793	9799
9857	9862	9867	9873	9878	9883	9888	9894	9899	9904

\* Для получения истинного значения плотности табличные данные следует

**Пример.** Плотность нефтепродукта при 20°С равна 0,7488. Требуется определить его плотность при минус 10°С и плюс 40°С. В табл. 1.2 находят плотность 0,7488 и, отсчитав вправо от нее 30 значений [20 - (-10) = 30], получают 0,7735 при минус 10°С; отсчитав 20 значений влево от 0,7488 (40 - 20 = 20), получают плотность 0,7318 при плюс 40°С.

Если известная плотность нефтепродукта не совпадает по численному значению с табличной, то следует взять в таблице ближайшую к ней по значению и от взятой вести отсчет. К найденному результату прибавить (отнять) разницу между плотностями — взятой за основу и известной.

Плотность нефтяных фракций можно рассчитать по средней температуре кипения фракции ( $T_{cp}$ ), воспользовав-

11°	12°	13°	14°	15°	16°	17°	18°	19°	20°
6991	7000	7009	7018	7027	7036	7045	7054	7063	7072
7169	7178	7187	7196	7205	7214	7222	7231	7240	7248
7343	7352	7361	7369	7378	7386	7396	7403	7412	7420
7513	7521	7530	7538	7546	7555	7563	7571	7579	7588
7678	7686	7694	7703	7711	7719	7727	7735	7743	7751
7839	7847	7855	7863	7870	7878	7886	7894	7902	7910
7995	8003	8011	8019	8026	8034	8042	8049	8057	8064
8148	8155	8163	8170	8178	8185	8193	8200	8208	8215
8296	8304	8311	8318	8326	8333	8340	8347	8355	8362
8441	8448	8455	8462	8469	8476	8483	8491	8498	8505
8582	8589	8596	8603	8610	8616	8623	8630	8637	8644
8719	8726	8732	8739	8746	8753	8759	8766	8773	8779
8852	8859	8866	8872	8879	8885	8892	8899	8905	8912
8983	8989	8996	9002	9009	9015	9021	9028	9036	9040
9110	9116	9122	9128	9134	9142	9147	9153	9159	9165
9233	9239	9245	9251	9257	9263	9269	9275	9281	9288
9353	9359	9365	9371	9377	9383	9389	9395	9401	9406
9470	9476	9482	9488	9494	9499	9505	9511	9516	9522
9584	9590	9596	9601	9607	9613	9618	9624	9629	9635
9696	9701	9707	9712	9717	9723	9728	9734	9739	9744
9804	9809	9814	9820	9825	9830	9836	9841	9846	9851
9909	9914	9920	9925	9930	9935	9940	9945	9950	9955

умножать на 10<sup>-4</sup>.

шись формулой  $\rho_d^{20} = A (T_{cp}/100)^n$ , где  $A$  и  $n$  — коэффициенты, которые для сернистых нефтей равны 0,722 и 0,159, а для малосернистых — 0,736 и 0,130 соответственно.

Существуют и другие эмпирические формулы, позволяющие рассчитать плотность нефтяной фракции  $\rho_{фр}$ :

$$\rho_{фр} = \rho_n (0,58 + 0,12) \sqrt[3]{X_{cp}^{1,2}}$$

$$\rho_{фр} = \sqrt{2,841 n_D^{20} - 3,468},$$

где  $\rho_n$  — плотность нефти;  $X_{cp}$  — середина по кривой ИТК для данной фракции, %;  $n_D^{20}$  — показатель преломления.

<sup>1</sup> Здесь и далее % по массе, кроме особо оговоренных случаев.

### 1.1.2. МОЛЕКУЛЯРНАЯ МАССА

Молекулярную массу нефтепродуктов определяют экспериментально. Если сведения о значении молекулярной массы отсутствуют, ее можно рассчитать по формулам, предложенным Б.П. Воиновым:

1) как функцию средней молекулярной температуры кипения и характеризующего фактора:  $M = a + bt_{cp} + ct_{cp}^2$ , где  $M$  — средняя молекулярная масса фракции;  $t_{cp}$  — средняя молекулярная температура кипения, °С;  $a, b, c$  — коэффициенты, которые зависят от характеризующего фактора  $K_X$ :

$K_X$	$a$	$b$	$c$
10,0	56	0,23	0,0008
10,5	57	0,24	0,0009
11,0	59	0,235	0,0010
11,5	63	0,225	0,0012
12,0	69	0,18	0,0014

Средняя молекулярная температура кипения определяется по формуле:

$$t_{cp} = \frac{t_1 m_1 + t_2 m_2 + \dots + t_n m_n}{m_1 + m_2 + \dots + m_n},$$

где  $t_1, t_2, \dots, t_n$  — температуры кипения компонентов смеси;  $m_1, m_2, \dots, m_n$  — мольные доли компонентов смеси;

2) как функцию средней температуры кипения (упрощенная формула):  $M = 60 + 0,3t_{cp} + 0,001t_{cp}^2$ , где  $t_{cp}$  — средняя температура кипения, которую рассчитывают по выражению  $t_{cp} = (t_1 + t_2 + \dots + t_n)/n$ ,  $t_1 + t_2 + \dots + t_n$  — температуры, соответствующие отбору по объему при разгонке по ГОСТ 2177-82;  $n$  — число измерений.

Для ориентировочного расчета молекулярной массы могут быть использованы также формулы:

$$M = 250 \sqrt{\lg(v_{20} + 0,8)}; \quad M = 300 \sqrt{\lg(v_{50} + 0,8)};$$

$$\lg(M - 60) = 0,39 + 2,52(\rho_4^{20})^2,$$

где  $v_{20}, v_{50}$  — вязкости узких фракций при 20 и 50°С, сСт.

График зависимости молекулярной массы нефтяных фракций от средней температуры кипения, построенный на основе формулы Воинова, приведен на рис. 1.2.

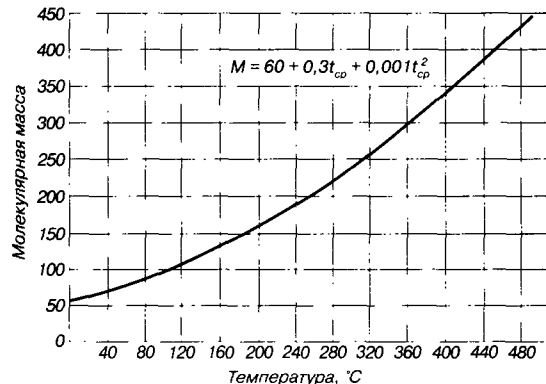


Рис. 1.2. Зависимость молекулярной массы нефтяных фракций от средней температуры кипения

### 1.1.3. ВЯЗКОСТЬ

Вязкостью называется свойство жидкостей и газов оказывать сопротивление перемещению одной их части относительно другой. Для характеристики нефтепродуктов используются показатели кинематической, динамической и условной вязкости. Единицы кинематической ( $\nu$ ) и динамической ( $\mu$ ) вязкости охарактеризованы в приложении. Условная вязкость измеряется в градусах ВУ (если испытание проводится в стандартном вискозиметре по ГОСТ 6258-85), секундах Сейболта и секундах Редвуда (если испытание проводится на вискозиметрах Сейболта и Редвуда). Соотношения между различными единицами динамической и кинематической вязкости приведены в табл. 1.3а, 1.3б. Номограмма, позволяющая перевести вязкость из одной системы в другую, представлена на рис. 1.3.

Для расчета вязкости индивидуальных углеводородных газов применяется формула  $\mu = T(6,6 - 2,25 \lg M) \cdot 10^{-8}$ , где  $\mu$  — динамическая вязкость, Па · с;  $T$  — температура, К;  $M$  — молекулярная масса. На рис. 1.4 приведены данные о вязкости газообразных алканов, на рис. 1.5 — различных газов

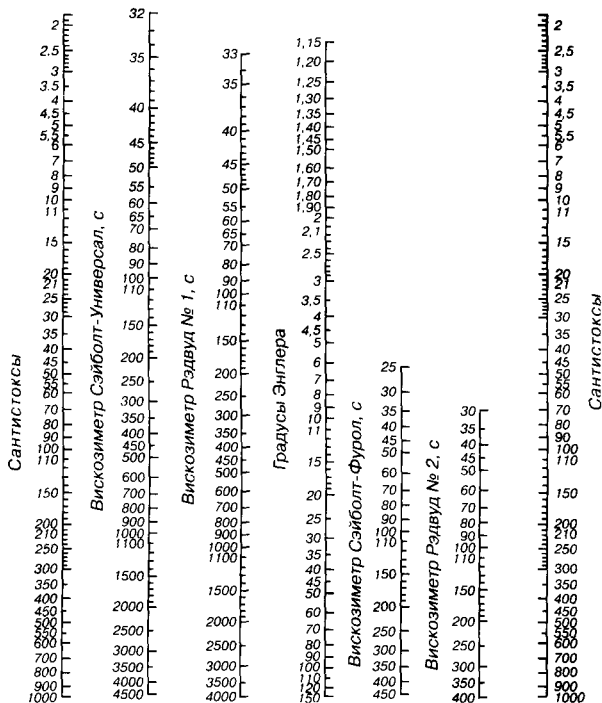


Рис. 1.3. Номограмма для пересчета единиц вязкости

При пользовании номограммой провести прямую линию, соединяющую левую и правую шкалы кинематических вязкостей. В тех случаях, когда значения вязкостей продуктов выше, чем приведенные в номограмме, следует проделывать следующие операции.

1. Разделить величину вязкости на 10 или 100 таким образом, чтобы получилось значение кинематической вязкости в интервале между 100 и 1000 сСт.
2. Найти на шкале вновь полученное значение, определить соответствующие ему значения на шкалах Сейболт-Универсал, Резвуд №1, Энглера (правило действительно только для этих шкал).
3. Умножить полученные величины на 10 или на 100.

Пример:  $1500 \text{ сСт} = 15 \cdot 10 \text{ сСт} = 695 \cdot 10^0 \text{ Сейболт-Универсал} = 6950^{\circ} \text{ СУ}$ .

Таблица 1.3а

Переводные множители для расчета кинематической ( $\nu$ ) вязкости

Единицы	мм <sup>2</sup> /с (сСт)	см <sup>2</sup> /с (Ст)	м <sup>2</sup> /с	м <sup>2</sup> /ч
мм <sup>2</sup> /с (сСт)	1	$10^{-2}$	$10^{-6}$	$3,6 \cdot 10^{-3}$
см <sup>2</sup> /с (Ст)	$10^2$	1	$10^{-4}$	0,36
м <sup>2</sup> /с	$10^6$	$10^4$	1	$3,6 \cdot 10^3$
м <sup>2</sup> /ч	$2,78 \cdot 10^2$	2,78	$2,78 \cdot 10^{-4}$	1

Таблица 1.3б

Переводные множители для расчета динамической ( $\mu$ ) вязкости

Единицы	Микропуаз (мкП)	Сантипуаз (сП)	Пуаз [г/(см·с)]	Па·с [кг/(м·с)]	кг/(м·ч)	кг·с/м <sup>2</sup>
Микропуаз (мкП)	1	$10^{-4}$	$10^{-6}$	$10^{-7}$	$3,6 \cdot 10^{-4}$	$1,02 \cdot 10^{-8}$
Сантипуаз (сП)	$10^4$	1	$10^{-2}$	$10^{-3}$	3,6	$1,02 \cdot 10^{-4}$
Пуаз [г/(см·с)]	$10^6$	$10^2$	1	$10^{-1}$	$3,6 \cdot 10^2$	$1,02 \cdot 10^{-2}$
Па·с [кг/(м·с)]	$10^7$	$10^3$	10	1	$3,6 \cdot 10^3$	$1,02 \cdot 10^{-1}$
кг/(м·ч)	$2,78 \cdot 10^3$	$2,78 \cdot 10^{-1}$	$2,78 \cdot 10^{-1}$	$2,78 \cdot 10^{-4}$	1	$2,84 \cdot 10^{-3}$
кг·с/м <sup>2</sup>	$9,81 \cdot 10^7$	$9,81 \cdot 10^3$	$9,81 \cdot 10^2$	$9,81 \cdot 10$	$3,53 \cdot 10^4$	1

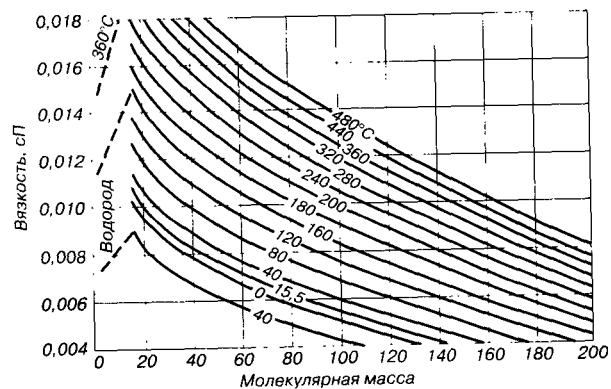


Рис. 1.4. Вязкость газообразных алканов при 1 атм



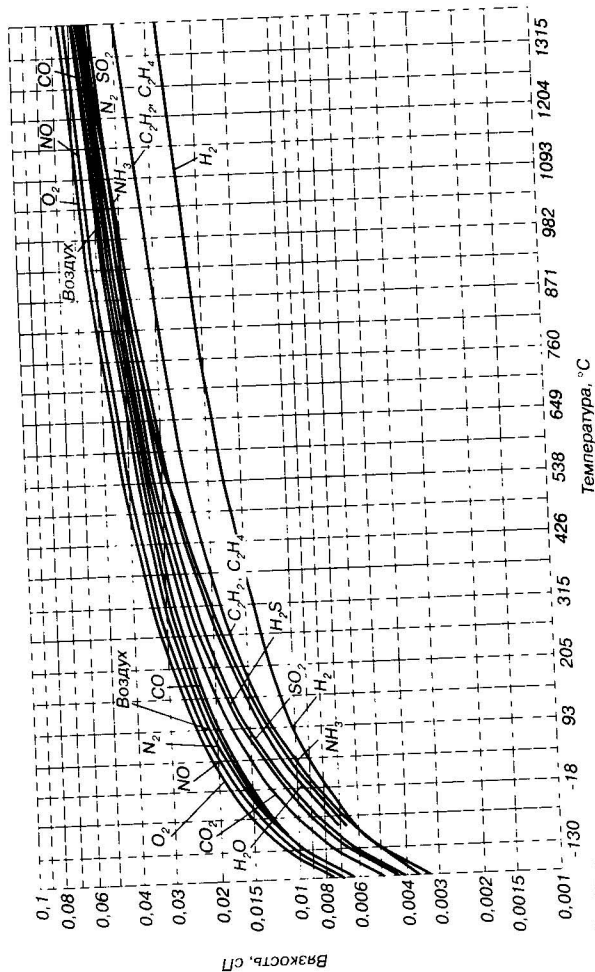


Рис.1.5. Вязкость различных газов

(воздух, кислород, оксиды азота и углерода, сероводород, водород и др.), а на рис. 1.6 — продуктов, полученных при перегонке сернистой парафинистой нефти.

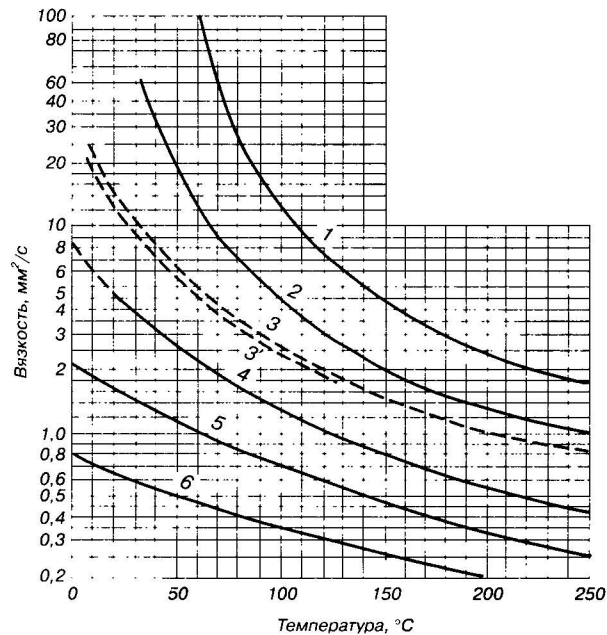


Рис. 1.6. Вязкость нефтепродуктов, полученных из восточной парафинистой сернистой нефти:

1 - мазут выше 350°С; 2 - вакуумный дистиллят; 3 - обессоленная нефть при 40 кг/см<sup>2</sup>; 3' - то же при 50 кг/см<sup>2</sup>; 4 - дизельная фракция (240-350°С); 5 - керосиновая фракция (120-240°С); 6 - бензиновая фракция (НК-180°С)

Вязкость газов и жидкостей зависит от температуры. Зависимость между температурой нефтепродукта и его вязкостью описывается формулой Вальтера:

$\lg \lg (v_t + 0,8) = A - B \cdot \lg T$ , где ( $v_t$  — вязкость, сСт;  $T$  — температура, К;  $A$  и  $B$  — константы, которые определяются,

если известны значения вязкости при двух различных температурах.

Для расчета кинематической вязкости нефтепродуктов  $v_{20}$  и  $v_{50}$ , сСт, предложены эмпирические формулы:

1) для дизельных фракций, у которых плотности  $\rho_4^{20} = 0,77 - 0,90$ ,  $\ln \ln (v_{20} + 0,5) = 14,83\rho_4^{20} - 12,035$ ;

2) для керосина  $\ln \ln (v_{50} + 0,35) = 17,25\rho_4^{20} - 14,535$ .

Для определения вязкости нефтепродуктов при различных температурах можно использовать номограммы, одна из которых, составленная Г.В. Виноградовым по формуле Вальтера, приведена на рис. 1.7. При пользовании этой номограммой прямыми линиями соединяют попарно точки, соответствующие значениям вязкости при трех известных температурах с точками этих температур. Проведенные линии либо пересекаются в одной точке (фигуративная точка), либо образуют треугольник (в этом случае фигуративной точкой служит центр тяжести треугольника). Если затем требуется определить вязкость при какой-либо другой температуре, то проводят прямую линию через точку, соответствующую заданной температуре, и фигуративную точку до пересечения со шкалой вязкости. Если требуется определить температуру, при которой продукт будет иметь заданную вязкость, то проводят прямую линию от точки на шкале вязкости через фигуративную точку до шкалы температур.

Вязкость нефтепродуктов не является аддитивным свойством. Для расчета вязкости смесей предложены различные формулы и номограммы. На рис. 1.8 приведена номограмма Г.В. Виноградова, составленная на основе формулы

$$\lg \lg (v_{см} + 0,8) = (1-q/100) \lg \lg (v_A + 0,8) - q/100 \lg \lg (v_B + 0,8),$$

где  $q$  — содержание высоковязкого продукта;  $v_A < v_B$ .

**Пример.** Даны вязкости двух продуктов при одной и той же температуре (5 и 15 сСт). Требуется найти вязкость смеси, в которой содержится 60% более вязкого продукта. Соединяют точку 5 сСт левой шкалы с точкой 0%, а точку 15 сСт — с точкой 100%. Затем соединяют точку пересечения двух прямых с точкой 60% и продолжают прямую линию до шкалы вязкостей, получая на последней ответ: 9,2 сСт

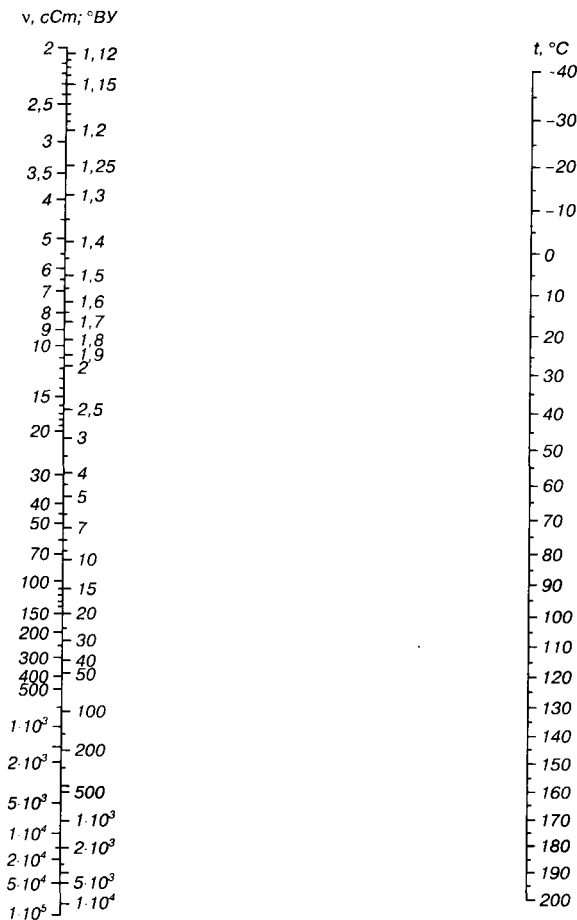


Рис. 1.7. Номограмма для расчета вязкости нефтепродуктов при различных температурах

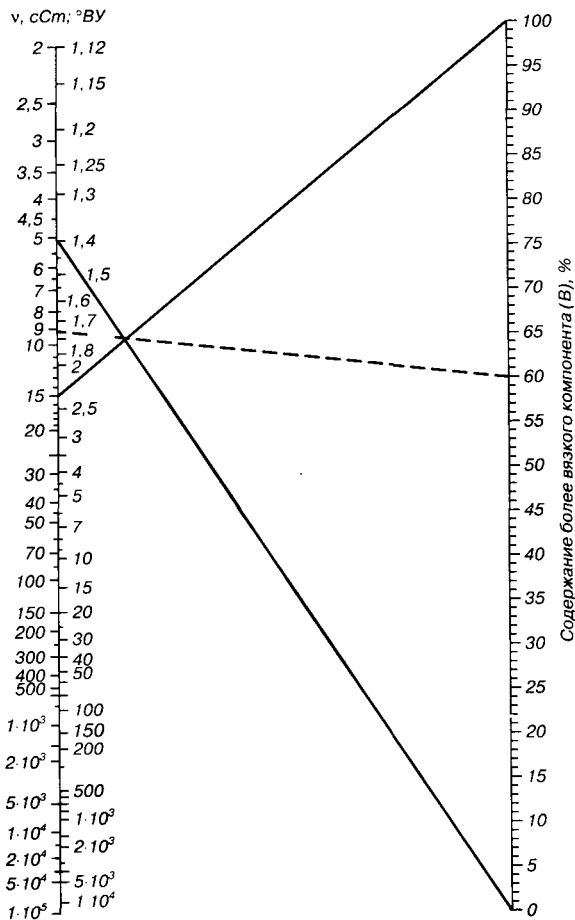


Рис. 1.8. Номограмма для расчета вязкости смесей нефтепродуктов

#### 1.1.4. ПОВЕРХНОСТНОЕ НАТЯЖЕНИЕ

Поверхностным натяжением называется термодинамическая характеристика поверхности раздела фаз, определенная как работа обратимого изотермического образования единицы площади этой поверхности. Для жидкости поверхностное натяжение рассматривается как сила, действующая на единицу длины контура поверхности и стремящаяся сократить поверхность до минимума при заданных объемах фаз.

Значения поверхностного натяжения индивидуальных углеводородов и некоторых органических соединений приведены в табл. 1.4. Поверхностное натяжение  $\sigma$ , Н/м, нефтепродуктов с относительной плотностью  $\rho^{20} = 0,60 - 0,92$  может быть найдено по формуле  $\sigma = 10^{-5} (\rho^{20}_4 - 1,5)$ , а также по выражению  $\sigma = 0,0515\rho_1 - 0,0166$ , где  $\rho_1$  — плотность при температуре, при которой рассчитывается величина коэффициента поверхностного натяжения, кг/м<sup>3</sup>.

Таблица 1.4

#### Поверхностное натяжение органических соединений

Вещество	Температура, °С	$\sigma \cdot 10^3$ , Н/м
<i>Углеводороды</i>		
Гексан	8	18,54
Гексен	20	24,90
Октан	7	37,26
Бензол	17	29,16
Толуол	17	28,52
Циклогексан	12	27,98
Нафталин	127	27,98
<i>Кислородсодержащие соединения</i>		
Метиловый спирт	20	23,02
Этиловый спирт	20	22,03
Ацетон	17	23,35
Фурфурол	0	43,50
<i>Нефтепродукты</i>		
Бензин авиационный	20	20,50
Бензин автомобильный	20	21,60
Тяжелый бензин	20	23,60
Керосин	20	26,60
Дизельное топливо	20	30,80

Зависимость поверхностного натяжения нефтепродуктов от температуры описывается выражением

$$\sigma_t = \sigma_{273} - (T - 273) \cdot 10^{-4},$$

где  $T$  — температура, К.

### 1.1.5. ХАРАКТЕРИЗУЮЩИЙ ФАКТОР

Характеризующий фактор  $K_x$  представляет собой параметр, определяющий химическую природу и степень парафинистости нефтепродукта:

$$K_x = 1,216 \sqrt[3]{T_{кип} / (P \rho_{15}^{1,5})},$$

где  $T_{кип}$  — средняя молярная температура кипения, К;  $P$  — давление насыщенного пара, Па;  $\rho_{15}^{1,5}$  — относительная плотность.

Средние значения характеризующего фактора для различных углеводородов и нефтепродуктов приводятся ниже:

Алканы $C_3$ и выше	12,5-13,0
Арены	9,8
Полиарены	8,5-9,1
Циклоалканы	9,5-11,5
Продукты крекинга	10,0-11,0

### 1.1.6. ДАВЛЕНИЕ НАСЫЩЕННЫХ ПАРОВ

Давление (в Па) насыщенных паров алканов нормально-го строения и узких нефтяных фракций находят по формуле Ашворта:

$$\lg(P_T - 3158) = 7,6715 - 2,68A/B.$$

Здесь  $A = 1250 / [(\sqrt{T^2 + 108000} - 307,6) - 1]$ ;

$$B = 1250 / [(\sqrt{T_0^2 + 108000} - 307,6) - 1];$$

$T$  — температура кипения при давлении  $P_T$ , К;

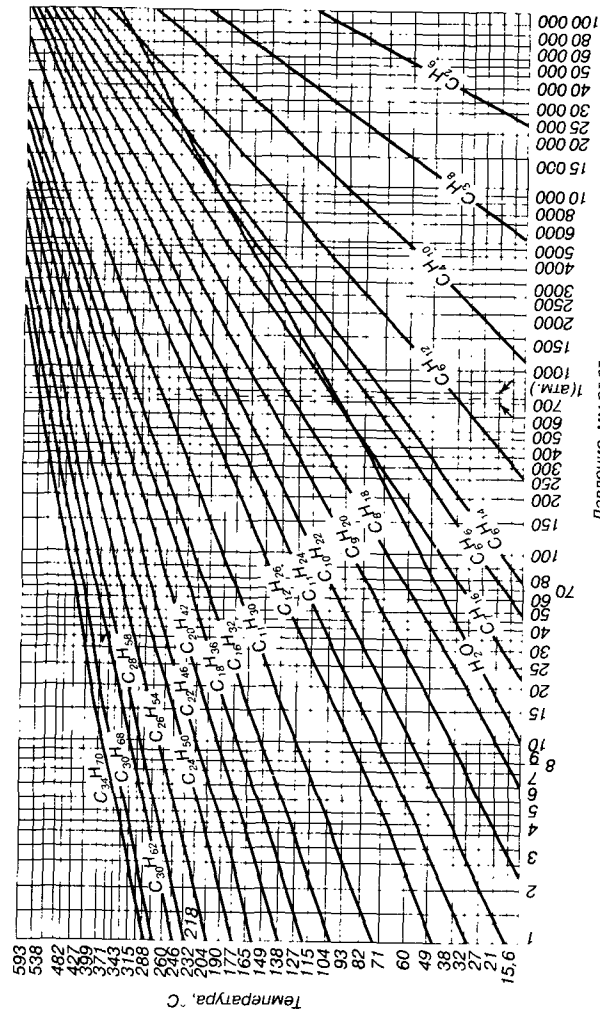
$T_0$  — нормальная температура кипения, К.

Данные о давлении насыщенных паров индивидуальных алканов приведены в табл. 1.5. Для определения давления паров нефтяных фракций может быть использован график Кокса (рис. 1.9).

Таблица 1.5

Давление насыщенных паров индивидуальных алканов, кПа

Температура, °С	Этан	Пропан	Изобутан	Бутан	Изопентан	Пентан
-50	553	70	—	—	—	—
-45	855	88	—	—	—	—
-40	771	109	—	—	—	—
-35	902	134	—	—	—	—
-30	1050	164	—	—	—	—
-25	1215	197	—	—	—	—
-20	1400	236	—	—	—	—
-15	1604	285	88	58	—	—
-10	1831	338	107	68	—	—
-5	2081	399	128	84	—	—
0	2355	465	153	102	34	24
5	2555	543	182	123	42	30
10	2982	629	215	146	52	37
15	3336	725	252	174	63	46
20	3721	833	294	205	76	58
25	4137	951	341	240	91	67
30	4585	1080	394	280	108	81
35	4889	1226	452	324	127	96
40	—	1382	518	374	149	114
45	—	1554	590	429	174	134
50	—	1740	669	490	202	157
55	—	1943	759	557	234	183
60	—	2162	853	631	268	212
65	—	2398	957	712	307	244
70	—	2653	1070	800	350	280
75	—	2925	1193	896	397	319
80	—	3218	1326	1000	448	363
85	—	3530	1469	1113	504	411
90	—	3862	1624	1234	565	463
95	—	4216	1789	1365	631	521
100	—	—	1988	1504	703	583



Давление, мм рт.ст.

Температура, °C

### 1.1.7. КОНСТАНТЫ ФАЗОВОГО РАВНОВЕСИЯ

При расчетах технологических процессов переработки нефти важны данные о состоянии равновесия между паровой (газовой) и жидкой фазами. Согласно законам Рауля и Дальтона для идеальных систем справедливо выражение

$y_i/x_i = p/P = K_i$ , где  $y_i, x_i$  — концентрации компонентов в паровой и жидкой фазах смеси;  $p$  — давление насыщенного пара компонента;  $P$  — общее давление системы;  $K_i$  — константа равновесия компонента. Для реальных газов, значительно отличающихся от идеальных, давление насыщенного пара компонента и общее давление системы заменяются величинами фугитивности.

Для определения констант равновесия предложен ряд номограмм и диаграмм (Уинна, Хелдена, Ленуара и др.). На рис. 1.10 приведена номограмма Уинна, которая позволяет определять константы фазового равновесия в зависимости от температуры, давления и нормальной температуры кипения соединения.

### 1.1.8. КРИТИЧЕСКИЕ ПАРАМЕТРЫ

Критическим называется такое состояние вещества, при котором исчезает различие между его жидкой и газообразной фазами. Температура и давление, при которых возникает это состояние, называются критическими.

Для расчета критической температуры  $T_{кр}$  (в К) углеводородов и нефтяных фракций могут быть использованы следующие формулы:

1) для алканов и алкенов:

$$T_{кр} = 1,027 \cdot T_{кип} + 159;$$

2) для аренов и циклоалканов:

$$T_{кр} = 1,41 \cdot T_{кип} + b (0,383 \cdot T_{кип} - 93),$$

где  $T_{кип}$  — температура кипения, К;  $b$  — отношение числа атомов углерода, находящихся вне кольца, к общему числу атомов углерода в соединении;

3) для нефтяных фракций:

$$T_{кр} = 355 + 0,97a - 0,00049a^2,$$

где  $a = (1,8 T_{50} - 359) \rho_{15}^{1,5}$ ;  $T_{50}$  — температура выкипания 50% фракции при разгонке по ГОСТ 2177-82, К.

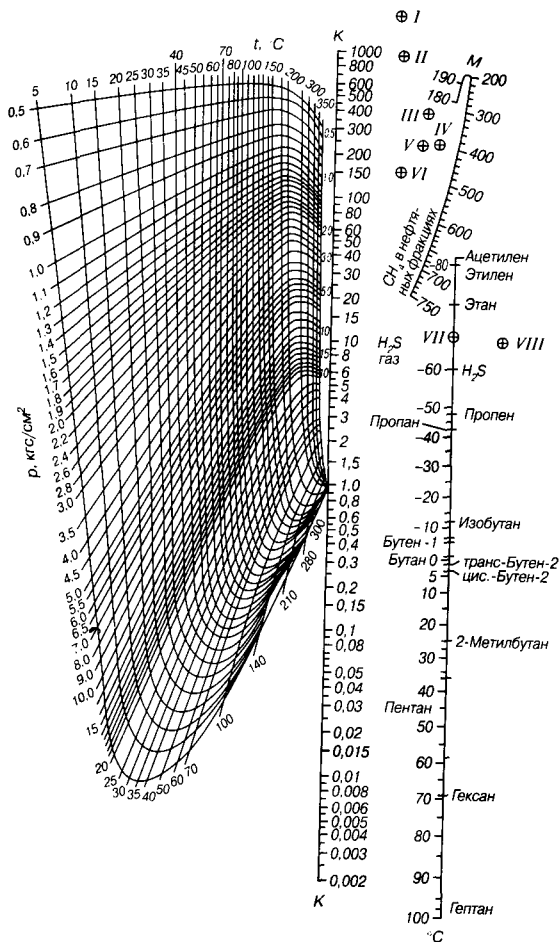


Рис. 1.10. График для определения констант фазового равновесия (номограмма Уинна)

Критическое давление алканов нормального строения можно определить по уравнению  $P_{кр} = 10^6 (7,022 - 0,008 T_{кр})$ . Для расчета критического давления нефтяных фракций используется уравнение Льюиса:

$$P_{кр} = K \cdot (10^5 T_{кр} / M),$$

где  $K = 5,53 + 0,855 \cdot (T_{70} - T_{10}) / 60$ ;  $T_{70}$  и  $T_{10}$  — температуры выкипания 70% и 10% фракции при разгонке по ГОСТ 2177-82.

## 1.2. ТЕПЛОВЫЕ СВОЙСТВА

### 1.2.1. ТЕПЛОЕМКОСТЬ

Теплоемкость газообразных предельных углеводородов  $C_p$ , кДж/(кмоль · К) в зависимости от числа  $N$  углеродных атомов в молекуле можно определить по формуле

$$C_p = 1,3314 + 10,8857 N.$$

Для расчета средней теплоемкости жидких нефтепродуктов предложены уравнения:

$$C_p = 1,444 + 0,00371 (T - 273)(2,1 - \rho_{15}^{1/3}), \text{ кДж}/(\text{кг} \cdot \text{К});$$

$$C_p = [(0,403 + 0,009t) / \sqrt{\rho_{15}^{1/3}}] \cdot (0,0547 K_x + 0,35), \text{ ккал}/(\text{кг} \cdot \text{°C}),$$

где  $T$ ,  $t$  — температуры, выраженные в К и °С соответственно;  $K_x$  — характеризующий фактор.

Для определения теплоемкости ряда жидкостей, широко применяющихся в химической промышленности, можно воспользоваться номограммой, приведенной на рис. 1.11. Зависимости теплоемкости жидких нефтяных фракций и нефтяных паров от плотности и температуры представлены на рис. 1.12 и 1.13.

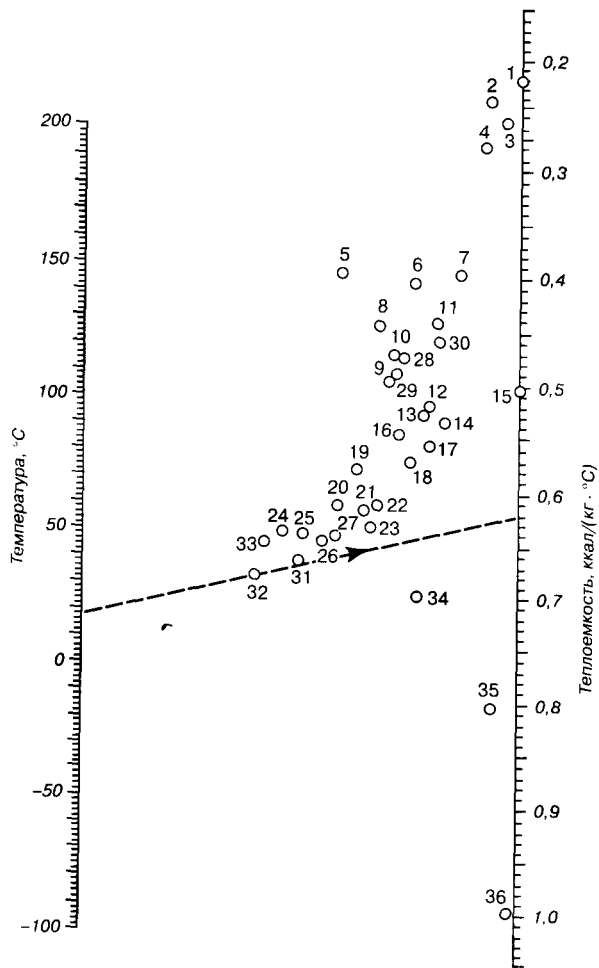


Рис. 1.11. Номограмма для определения теплоемкости жидкости

Таблица к рис. 1.11

Вещество	Номер точки	Вещество	Номер точки	Вещество	Номер точки
Амилацетат	12	Иодистый этил	5	Уксусная кислота, 100%-я	16
Анилин	14	o- и m-Кислот	9	Хлорбензол	6
Ацетон	18			Хлористый кальций, 25%-й	34
Бензол	29	n-Кислот	10	Хлористый натрий, 25%-й	35
Бромистый этил	1	Метилловый спирт	23		
Бутиловый спирт	24	Октан	15	Хлористый этил	11
Вода	36	Пропиловый спирт	8		
Гептан	19	Серная кислота, 100%-я	7	Четыреххлористый углерод	2
Глицерин	21				
Дифенил	8	Серовуглерод	4	Этиленгликоль	22
Диэтиловый эфир	17	Соляная кислота, 30%-я	26		
Изобутиловый спирт	33	Толуол (от -60 до 40°C)	28	Этиловый спирт	31
Изопентан	20				
Изопропиловый спирт (от 0 до 50°C)	32	Толуол (от 40 до 100°C)	30		
Изопропиловый спирт (от -50 до 0°C)	27				

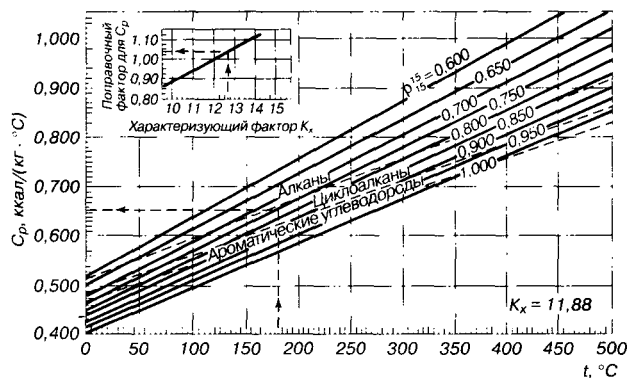


Рис. 1.12. Зависимость теплоемкости жидких нефтяных фракций от плотности и температуры

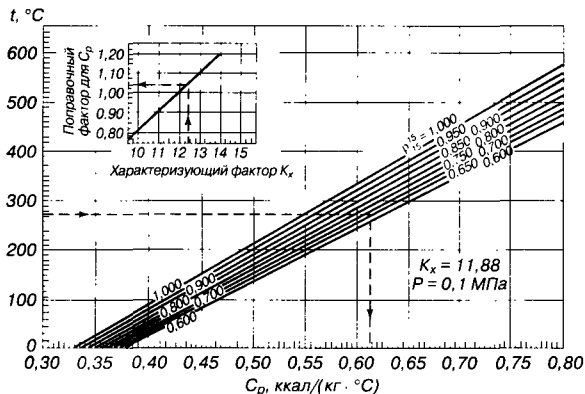


Рис. 1.13. Взаимосвязь между теплоемкостью паров нефтяных фракций, плотностью и температурой

### 1.2.2. ТЕПЛОТА ИСПАРЕНИЯ

Для определения теплоты испарения нефтяных фракций  $R_{исп}$  используются формулы:

$$R_{исп} = T_m (36,63 + 19,13 \lg T_m) \text{ (кДж/кг);}$$

$$R_{исп} = 993,5 - 661,5 \rho_{15}^{15} - T_m (1,733 - 1,813 \rho_{15}^{15}) - T_m^2 (0,00059 \rho_{15}^{15} - 0,00015) \text{ (кДж/кг);}$$

$$R_{исп} = 23,6 - 7,1 \lg (1000P/T_m) \text{ (ккал/кг),}$$

где  $T_m$  — средняя молекулярная температура кипения нефтепродукта при атмосферном давлении, К;  $P$  — давление, кгс/см<sup>2</sup>.

В табл. 1.6 приведены данные о теплоте испарения алканов, а с помощью рис. 1.14 можно определить теплоту испарения нефтяных фракций в зависимости от молекулярной массы и характеризующего фактора фракции.

Таблица 1.6  
Теплота испарения алканов

Температура, °С	Этан		Пропан		Изобутан		Бутан		Изопентан		Пентан	
	кДж/кг	ккал/кг	кДж/кг	ккал/кг	кДж/кг	ккал/кг	кДж/кг	ккал/кг	кДж/кг	ккал/кг	кДж/кг	ккал/кг
-50	424,5	101,4	435,0	103,9	396,5	94,7	424,1	101,3	394,0	94,1	414,9	99,1
-40	404,9	96,7	424,1	101,3	389,8	93,1	416,6	99,5	388,1	92,7	409,9	97,9
-30	384,3	91,8	412,8	98,6	381,0	91,0	409,1	97,7	381,8	91,2	404,0	96,5
-20	362,2	86,5	400,7	95,7	372,6	89,0	401,5	95,9	376,0	89,8	397,3	94,9
-10	335,8	80,2	388,1	92,7	364,2	87,0	393,6	94,0	369,7	88,3	391,0	93,4
0	303,6	72,5	375,1	89,6	355,5	84,9	385,6	92,1	362,6	86,6	384,8	91,9
10	264,6	63,2	360,9	86,2	345,8	82,6	376,8	90,0	355,9	85,0	377,6	90,2
20	206,0	49,2	345,8	82,6	335,8	80,2	376,6	87,8	348,3	83,2	370,1	88,4
30	104,3	24,9	328,7	78,5	325,9	77,6	357,1	85,3	340,8	81,4	362,6	86,6
40	0	0	309,0	73,8	313,2	74,8	346,7	82,8	332,0	79,3	355,0	84,8
50	—	—	286,0	65,3	300,6	71,8	334,9	80,0	322,0	76,9	347,1	82,9
60	—	—	258,3	61,7	286,0	68,3	321,5	76,8	312,8	74,7	338,3	80,8
70	—	—	226,1	54,0	270,0	64,5	306,9	73,3	303,5	72,5	332,9	79,5
80	—	—	187,1	44,7	252,0	60,2	291,8	69,7	293,5	70,1	318,2	76,0
90	—	—	129,8	31,0	231,1	55,2	275,1	65,7	283,9	67,8	306,9	73,3
100	—	—	0	0	206,8	49,4	256,7	61,3	272,1	65,0	296,0	70,7



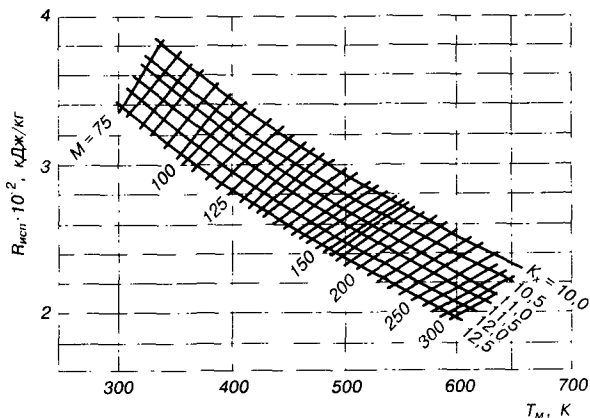


Рис. 1.14. Зависимость теплоты испарения от средней молекулярной температуры кипения, молекулярной массы и характеризующего фактора

### 1.2.3. ТЕПЛОТА ПЛАВЛЕНИЯ

Для расчета теплоты плавления  $l_{пл}$  используется эмпирическая формула

$$l_{пл} = 4,95 \cdot T_{пл} \cdot 10^{0,00321 M} \text{ (кал/моль)},$$

где  $T_{пл}$  — температура плавления, К;  $M$  — молекулярная масса.

### 1.2.4. ТЕПЛОТВОРНАЯ СПОСОБНОСТЬ (ТЕПЛОТА СГОРАНИЯ)

Различают высшую и низшую теплотворные способности. Высшая теплотворная способность — количество теплоты, выделяемой при полном сгорании топлива, охлаждении продуктов сгорания до температуры топлива и конденсации водяного пара, образовавшегося при окислении водорода, входящего в состав топлива.

Низшая теплотворная способность — количество теплоты, выделяемой при полном сгорании топлива без конденсации водяного пара.

Для расчета высшей ( $Q_v$ ) и низшей ( $Q_n$ ) теплотворных способностей (теплот сгорания) используются формулы, предложенные Д.И. Менделеевым:

$$Q_v = 339,1C + 1030H - 108,9(O - S) \text{ (кДж/кг);}$$

$$Q_v = 8100C + 30\,000H + 2600(S - O) \text{ (ккал/кг);}$$

$$Q_n = 339,1C + 1030H - 108,9(O - S) - 16,75W \text{ (кДж/кг);}$$

$$Q_n = 8100C + 30\,000H + 2600(S - O) - 600(9H + W) \text{ (ккал/кг),}$$

где  $C, H, S, O, W$  — содержание в топливе углерода, водорода, серы, кислорода, влаги, %.

Для нефтепродуктов используется также формула

$$Q_n = 46423 + 3169 \rho_{15}^{15} - 8792 (\rho_{15}^{15})^2 \text{ (кДж/кг).}$$

### 1.2.5. ЭНТАЛЬПИЯ

Для расчета энтальпии (теплосодержания) нефтяных жидкостей и паров используются различные формулы (Крэга, Фортча и Уитмена, Уэйра и Итона). В табл. 1.7 — 1.9 приведены данные об энтальпии нефтяных жидкостей и паров как функции температуры и относительной плотности  $\rho_{15}^{15}$ .

Таблица 1.7

Энтальпия нефтяных жидкостей в интервале от 0 до 250 °С, кДж/кг

Температура, °С	Значения при $\rho_{15}^{15}$ от 0,65 до 1,00							
	0,65	0,70	0,75	0,80	0,85	0,90	0,95	1,00
0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	8,4	8,1	7,8	7,6	7,4	7,2	7,0	6,8
8	16,9	16,2	15,7	15,2	14,7	14,4	14,0	13,6
12	25,4	24,5	23,7	22,9	22,2	21,3	20,8	20,5
16	34,0	32,8	31,7	30,7	29,8	28,9	28,1	27,4
20	38,4	37,0	35,7	34,6	33,6	32,6	31,7	30,9
24	51,5	49,6	47,9	46,4	45,0	43,7	42,5	41,5
28	60,3	58,0	56,1	54,3	52,9	51,2	49,8	48,6

Продолжение табл. 1.7

Температура, °С	Значения при $\rho_{15}^{15}$ от 0,65 до 1,00							
	0,65	0,70	0,75	0,80	0,85	0,90	0,95	1,00
32	69,1	66,7	64,4	62,3	60,5	58,7	57,2	55,7
36	78,1	75,2	72,7	70,4	68,3	66,4	64,6	62,9
40	87,1	83,9	81,1	78,5	76,2	74,0	72,0	70,2
44	96,2	92,7	89,5	86,7	84,1	81,7	79,6	77,5
48	105,3	101,5	98,0	94,9	92,1	89,5	87,1	84,9
52	114,5	110,4	106,6	103,2	100,2	97,3	94,7	92,3
56	123,8	119,3	115,3	111,6	108,3	105,2	102,4	99,8
60	133,1	128,3	124,0	120,0	116,4	113,2	110,1	107,3
64	142,5	137,4	132,7	128,5	124,6	121,2	117,9	114,9
68	152,0	146,5	141,6	137,0	133,0	129,3	125,8	122,6
72	161,6	155,7	150,4	145,7	141,3	137,3	133,6	130,3
76	171,2	165,0	159,4	154,3	149,7	145,7	141,6	138,0
80	180,9	174,3	168,5	163,1	158,2	153,8	149,7	145,8
84	190,6	183,7	177,6	171,8	166,7	162,0	157,7	153,7
88	200,5	193,2	186,7	180,7	175,3	170,4	165,8	161,6
92	210,4	202,7	195,8	189,6	183,9	178,8	174,0	169,6
96	220,3	212,3	205,1	198,6	192,6	187,2	182,2	177,6
100	230,3	221,9	214,4	207,6	201,4	195,7	190,5	185,7
104	240,4	231,7	223,8	216,7	210,2	204,3	198,9	197,8
108	250,5	241,4	233,3	225,8	219,1	212,9	207,3	202,0
112	260,8	251,3	242,8	235,1	228,0	221,6	215,7	210,2
116	271,1	261,2	252,3	244,3	237,0	230,4	224,2	218,5
120	281,4	271,2	262,0	253,6	246,1	239,2	232,7	226,9
124	291,9	281,2	271,7	263,1	255,2	248,0	241,4	235,3
128	302,3	291,4	281,5	272,5	264,4	256,9	250,1	243,8
132	312,9	301,5	291,3	282,0	273,6	265,9	258,8	262,3
136	323,5	311,8	301,2	291,6	282,9	275,0	267,6	260,8
140	334,2	322,1	311,1	301,2	292,3	284,0	276,5	269,4
144	345,2	332,7	321,5	311,0	301,7	293,4	285,4	278,1
148	355,8	342,9	331,2	320,7	311,1	302,4	294,3	286,9
152	366,7	353,4	341,4	330,6	320,7	311,6	303,3	295,6
156	377,7	363,9	351,6	340,4	330,3	321,0	312,4	304,5
160	388,7	374,6	361,9	350,4	339,9	330,3	321,5	313,4
164	399,8	385,2	372,2	360,4	349,6	339,8	330,7	322,3
168	411,0	396,0	382,5	370,4	359,4	349,3	339,9	331,3
172	422,1	406,8	393,0	380,5	369,2	358,7	349,2	340,4

Продолжение табл. 1.7

Температура, °С	Значения при $\rho_{15}^{15}$ от 0,65 до 1,00							
	0,65	0,70	0,75	0,80	0,85	0,90	0,95	1,00
176	433,5	417,8	404,4	390,6	379,1	368,4	358,6	349,5
180	444,9	428,7	414,1	401,0	389,0	378,0	368,0	358,7
184	456,3	439,7	424,8	411,3	399,0	387,8	377,4	367,9
188	467,8	450,8	438,8	421,7	400,1	397,5	386,9	377,1
192	479,4	462,0	446,3	432,1	419,2	407,4	396,5	386,5
196	491,0	473,2	457,1	442,6	429,5	417,3	406,1	395,9
200	502,7	484,4	468,0	453,1	439,6	427,3	415,8	405,3
204	514,5	495,6	479,0	463,7	449,9	437,2	425,6	414,8
208	526,2	507,2	489,9	474,3	460,2	447,3	435,3	424,3
212	538,2	518,6	501,0	485,1	470,6	457,3	445,1	433,9
216	550,2	527,7	512,1	495,9	481,1	467,5	455,0	443,5
220	562,3	541,7	523,3	506,7	491,6	477,8	465,0	453,2
224	574,3	553,4	534,6	517,6	502,2	488,1	475,1	463,0
228	586,5	565,2	545,9	528,6	512,7	498,4	485,1	472,8
232	598,7	576,8	557,4	539,7	523,6	508,9	495,3	482,7
236	611,3	588,9	568,9	550,8	534,4	519,3	505,4	492,6
240	623,3	600,8	580,4	562,0	545,2	529,8	515,7	502,6
244	636,0	612,8	592,0	573,2	556,1	540,4	526,0	512,7
248	648,5	624,8	603,6	584,4	567,0	551,0	536,3	522,7
250	654,8	630,8	609,4	589,9	572,5	556,6	541,5	527,8

Таблица 1.8

Энтальпия нефтяных жидкостей в интервале от 250 до 550°С,  
кДж/кг

Температура, °С	Значения при $\rho_{15}^{15}$ от 0,75 до 1,00					
	0,75	0,80	0,85	0,90	0,95	1,00
252	615,3	595,9	578,0	561,8	546,7	532,9
256	627,1	607,2	589,1	572,5	557,2	543,1
260	639,0	618,6	600,2	583,4	567,7	553,3
264	650,8	630,2	611,4	594,2	578,2	563,6
268	662,8	644,7	622,6	605,1	588,9	574,0
272	674,8	653,4	633,9	616,1	599,6	584,4
276	686,9	665,1	645,3	627,1	610,3	594,9

Продолжение табл. 1.8

Температура, °С	Значения при $\rho_{15}^{15}$ от 0,75 до 1,00					
	0,75	0,80	0,85	0,90	0,95	1,00
280	699,0	676,8	656,7	638,2	621,1	605,4
284	711,3	688,7	668,1	649,4	632,0	616,0
288	723,5	701,8	679,6	660,6	642,9	626,6
292	735,8	712,5	691,2	671,8	653,8	637,3
296	748,2	724,5	702,9	683,1	664,8	648,0
300	760,7	736,6	714,6	693,7	675,9	658,8
304	773,3	748,7	726,4	705,9	687,0	669,6
308	785,8	760,9	738,2	717,5	698,2	680,5
312	798,5	773,1	750,0	728,9	709,5	691,5
316	811,2	785,4	762,0	740,6	720,7	702,5
320	824,0	797,8	774,1	752,3	732,2	713,6
324	836,8	810,3	786,1	764,0	743,5	724,7
328	849,8	822,8	798,2	775,8	755,0	735,9
332	862,5	835,3	810,4	787,5	766,5	747,1
336	875,9	847,9	822,6	799,4	778,1	758,4
340	888,9	860,5	834,9	810,2	789,7	769,7
344	902,3	873,3	847,2	823,5	801,4	781,1
348	915,2	886,1	859,4	835,5	813,1	792,6
352	928,2	899,0	872,2	847,6	824,9	804,0
356	941,6	911,8	884,7	859,8	836,7	815,6
360	955,0	924,8	897,2	872,0	848,7	827,2
364	968,4	937,9	909,8	885,2	860,6	838,8
368	982,2	951,0	922,6	896,7	872,7	850,6
372	995,6	964,1	935,4	909,1	884,7	862,3
376	1010,7	977,4	948,2	921,6	896,8	847,1
380	1023,3	990,6	961,1	934,1	909,0	886,0
384	1036,7	1003,9	973,9	946,5	921,3	898,0
388	1050,9	1017,4	987,0	959,6	933,5	909,9
392	1064,0	1030,8	1000,0	972,0	945,9	922,0
396	1078,5	1044,3	1013,5	984,7	958,3	933,8
400	1092,8	1057,9	1026,4	997,6	970,8	946,2
410	1127,9	1093,6	1059,5	1029,7	1002,2	976,8
420	1163,6	1127,3	1093,0	1063,1	1033,6	1007,8

Продолжение табл. 1.8

Температура, °С	Значения при $\rho_{15}^{15}$ от 0,75 до 1,00					
	0,75	0,80	0,85	0,90	0,95	1,00
430	1199,8	1162,3	1127,0	1096,1	1065,6	1034,0
440	1236,2	1197,6	1161,3	1129,4	1098,1	1070,7
450	1273,2	1233,4	1195,9	1163,2	1130,9	1102,6
460	1310,5	1269,5	1211,0	1197,3	1164,0	1134,9
470	1348,2	1306,1	1266,3	1231,7	1199,9	1167,6
480	1386,3	1343,0	1302,1	1266,5	1231,3	1198,3
490	1424,8	1380,2	1338,8	1301,6	1265,5	1233,9
500	1463,6	1417,9	1374,8	1337,1	1300,0	1267,6
510	1502,8	1455,9	1411,7	1373,0	1334,8	1301,6
520	1542,5	1494,3	1448,9	1409,2	1370,1	1335,9
530	1582,6	1533,1	1494,0	1445,8	1405,6	1370,6
540	1623,0	1572,3	1524,5	1482,7	1441,6	1405,6
550	1663,8	1611,8	1562,4	1520,0	1477,8	1440,9

Таблица 1.9

Энтальпия нефтяных паров, кДж/кг

Температура, °С	Значения при $\rho_{15}^{15}$ от 0,65 до 1,00							
	0,65	0,70	0,75	0,80	0,85	0,90	0,95	1,00
50	476,0	464,2	452,5	440,7	428,9	417,3	405,5	393,8
60	493,3	481,4	469,3	457,3	445,2	433,3	421,3	409,3
70	511,1	498,9	486,6	474,3	461,8	449,7	437,5	425,0
80	529,3	516,8	504,2	491,7	479,0	466,4	453,9	441,7
90	547,9	535,1	522,3	509,5	496,6	484,0	471,0	458,0
100	566,9	553,8	540,6	527,5	514,1	501,2	488,2	475,2
110	586,2	572,8	559,4	546,0	532,6	519,2	505,8	492,4
120	606,0	592,4	578,6	564,9	551,0	537,6	523,8	510,8
130	626,1	612,2	598,1	584,1	570,0	556,0	542,2	528,0
140	646,7	632,4	618,1	603,7	589,3	575,3	560,6	546,4
150	667,6	653,0	638,4	623,8	609,0	594,5	579,9	565,2
160	688,9	674,0	659,0	644,1	629,1	614,2	599,1	584,5
170	710,6	695,4	680,1	664,9	649,5	634,3	618,8	603,7
180	732,7	717,2	701,5	685,9	670,3	654,8	639,3	623,4
190	755,2	739,4	723,4	707,4	691,4	675,6	659,8	643,9

Температура, °С	Значения при $\rho_{15}^{15}$ от 0.65 до 1.00							
	0.65	0.70	0.75	0.80	0.85	0.90	0.95	1.00
200	778.1	761.9	745.6	729.3	712.9	696.8	680.4	664.5
210	801.4	784.9	768.2	751.5	734.8	718.4	701.7	685.0
220	825.1	808.2	791.1	774.2	757.1	740.4	723.1	706.7
230	849.2	831.9	814.5	797.1	779.6	762.5	744.8	726.8
240	873.6	856.0	838.2	829.5	802.7	785.2	767.4	749.9
250	898.4	880.4	862.3	844.3	826.1	808.1	790.1	772.1
260	923.7	905.3	886.8	868.3	850.2	831.5	813.1	794.7
270	949.4	930.5	911.6	892.8	873.9	855.2	836.1	817.7
280	975.4	956.0	936.9	917.7	896.4	879.3	850.0	840.7
290	1001.8	982.2	962.5	943.0	923.2	903.7	884.0	864.6
300	1028.6	1008.6	988.5	968.5	948.4	928.5	908.5	888.4
310	1055.8	1035.4	1014.9	994.5	974.0	953.7	933.2	912.7
320	1084.1	1063.2	1041.7	1021.5	1000.5	979.8	958.1	938.3
330	1111.4	1092.3	1068.8	1047.6	1026.4	1005.1	983.8	962.5
340	1139.8	1118.2	1096.3	1074.7	1052.9	1031.1	1009.6	987.7
350	1168.5	1146.5	1124.2	1102.2	1079.9	1058.0	1035.8	1014.9
360	1197.7	1175.2	1152.5	1130.1	1107.4	1085.0	1062.4	1039.8
370	1227.3	1204.4	1181.2	1158.3	1135.2	1112.3	1089.2	1066.3
380	1257.2	1233.9	1210.2	1186.9	1163.3	1140.0	1116.5	1093.1
390	1287.6	1263.7	1239.7	1215.9	1191.9	1168.1	1144.1	1120.2
400	1318.3	1294.0	1269.5	1245.2	1220.8	1196.5	1173.0	1147.8
410	1349.4	1324.7	1299.7	1275.0	1250.0	1225.3	1200.4	1175.6
420	1381.8	1356.6	1331.0	1305.4	1280.4	1255.2	1229.8	1204.5
430	1412.8	1388.2	1361.2	1335.6	1309.6	1284.0	1258.1	1232.4
440	1445.2	1419.0	1392.5	1366.4	1340.0	1313.9	1287.5	1261.3
450	1477.9	1451.2	1424.2	1397.6	1370.7	1344.1	1317.3	1290.5
460	1510.9	1483.8	1456.3	1429.2	1401.8	1372.9	1345.6	1318.5
470	1544.4	1516.8	1488.7	1461.2	1433.3	1405.7	1377.4	1350.1
480	1578.3	1550.1	1521.6	1493.5	1465.1	1437.0	1408.7	1380.4
490	1612.6	1583.9	1554.9	1526.3	1496.8	1468.7	1439.8	1411.1
500	1647.2	1618.0	1588.5	1559.4	1529.9	1500.8	1471.4	1442.1
510	1682.3	1652.6	1622.4	1592.8	1567.5	1533.2	1503.3	1473.5
520	1717.7	1687.5	1656.8	1626.7	1595.7	1566.0	1535.6	1505.2
530	1753.5	1722.8	1691.6	1660.9	1629.9	1599.1	1568.1	1537.3
540	1782.1	1753.9	1722.5	1695.5	1663.9	1632.6	1592.7	1569.7
550	1826.4	1794.5	1762.2	1730.4	1698.3	1666.5	1637.8	1602.5

### 1.2.6. ТЕПЛОПРОВОДНОСТЬ

Коэффициент теплопроводности газов  $\lambda$ , Вт/(м · К), при атмосферном давлении рассчитывают по эмпирической зависимости Эйкена

$$\lambda = 10^2 \mu (C_p + 1,25 R/M),$$

где  $\mu$  — динамическая вязкость, Па · с;  $C_p$  — теплоемкость при постоянном давлении, кДж/(кг · К);  $R$  — универсальная газовая постоянная, равная 8,315 кДж/(кмоль · К);  $M$  — молекулярная масса.

Зная вязкость и теплоемкость газов, можно определить их теплопроводность по номограмме, приведенной на рис. 1.15.

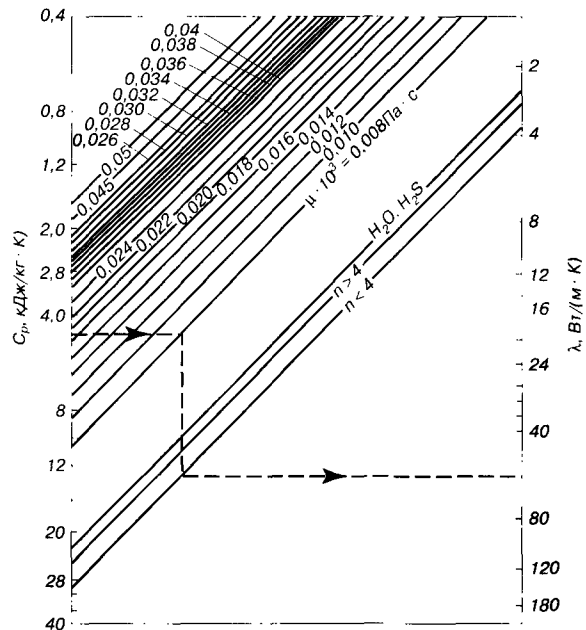


Рис. 1.15. Номограмма для определения коэффициента теплопроводности газов и паров ( $n$  — число атомов)

Для расчета коэффициента теплопроводности жидких углеводородов плотностью  $\rho_{15}^{15}$  от 0,78 до 0,95 в интервале от 0 до 200°С используется формула Крнга:

$$\lambda = (0,1175/\rho_{15}^{15}) \cdot (1,1472 - 0,00054T),$$

где  $T$  — температура, К.

Коэффициент теплопроводности жидких нефтяных фракций в зависимости от температуры может быть найден по графику, приведенному на рис. 1.16.

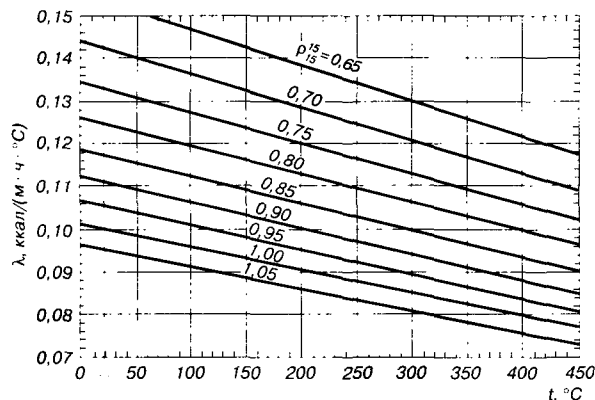


Рис. 1.16. Зависимость теплопроводности жидких нефтяных фракций от температуры и плотности

### 1.2.7. ТЕПЛОВЫЕ ЭФФЕКТЫ ПРОЦЕССОВ ПЕРЕРАБОТКИ НЕФТИ

Тепловой эффект (теплота реакции) различных технологических процессов переработки нефти определяется экспериментально или рассчитывается. Данные о тепловых эффектах основных термических и термокаталитических процессов переработки нефти приведены в табл. 1.10.

Таблица 1.10

Тепловые эффекты (теплоты реакции) процессов переработки нефти

Процесс	Тепловой эффект			
	на 1 кг сырья		на 1 кг бензина	
	кДж/кг	ккал/кг	кДж/кг	ккал/кг
Термический крекинг газойля	—	—	1250-1460	298-350
Термический крекинг мазута	—	—	1250-1670	298-400
Висбрекинг	117-235	28-56	—	—
Замедленное коксование	84-170	20-40	—	—
Каталитический крекинг: на аморфных катализаторах на цеолитсодержащих катализаторах	315-408	75-95	—	—
	230-293	55-70	—	—
Каталитический риформинг	250-770	60-190	—	—
Гидроочистка дистиллятов: прямогонных смеси прямогонных и вторичных	20-87	5-20	—	—
	125-187	30-40	—	—
Гидрокрекинг	297-396	71-95	—	—
Алкилирование	—	—	960	230

### 1.3. ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ИНДИВИДУАЛЬНЫХ СОЕДИНЕНИЙ

В табл. 1.11-1.13 приведены основные физико-химические свойства индивидуальных углеводородов, неуглеводородных газов, жидких и твердых продуктов, наиболее часто встречающихся в процессах нефтепереработки. В табл. 1.14 и 1.15 содержатся сведения о вязкости и теплопроводности газов.

Таблица 1.11  
Физико-химические свойства индивидуальных углеводородов

Название	Химическая формула	Молекулярная масса	Плотность жидкости при 20 °С, кг/м <sup>3</sup>	Температура, °С		Критические параметры	
				кипения	плавления	температура, °С	давление, МПа
<i>Алканы</i>							
Метан	CH <sub>4</sub>	16	302 (при -104 °С)	-161,4	-182,5	-82,5	4,72
Этан	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	30	326	88,6	-183,2	32,2	5,06
Пропан	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	44	501	-42,3	-187,6	96,8	4,34
Бутан	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	58	579	-0,5	-139,0	152,8	3,56
2-Метилпропан (изобутан)	изо-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	58	557	-11,7	-145,0	133,7	3,77
Пентан	C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	72	626	36,0	-129,7	197,2	3,41
2-Метилбутан (изопентан)	изо-C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	72	620	28,0	-160,6	194,8	3,44
Гексан	C <sub>6</sub> H <sub>14</sub>	86	659	68,7	-95,5	234,8	3,10
2-Метилпентан (изогексан)	изо-C <sub>6</sub> H <sub>14</sub>	86	654	60,2	-98,2	228,0	3,09
Гептан	C <sub>7</sub> H <sub>16</sub>	100	684	98,4	-90,8	266,8	2,77
2-Метилгексан (изогептан)	изо-C <sub>7</sub> H <sub>16</sub>	100	678	90,1	-118,3	257,8	2,80
Октан	C <sub>8</sub> H <sub>18</sub>	114	703	125,6	-56,8	296,2	2,55
2,2,4-Триметилпентан (изооктан)	изо-C <sub>8</sub> H <sub>18</sub>	114	692	99,2	-107,4	271,1	2,58
Нонан	C <sub>9</sub> H <sub>20</sub>	128	718	150,7	-53,7	323	2,30
Декан	C <sub>10</sub> H <sub>22</sub>	142	730	174,1	-29,7	346	2,12
Гексадекан	C <sub>16</sub> H <sub>34</sub>	226	773	287,5	18,2	452	1,45
Октадекан	C <sub>18</sub> H <sub>38</sub>	254	762	317,0	28,2	477	1,32
(при 50 °С)							

Продолжение табл. 1.11

Название	Химическая формула	Молекулярная масса	Плотность жидкости при 20 °С, кг/м <sup>3</sup>	Температура, °С		Критические параметры	
				кипения	плавления	температура, °С	давление, МПа
<i>Алкены</i>							
Этен (этилен)	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	28	570 (при -104 °С)	-103,7	-169,1	13,0	5,17
Пропен (пропилен)	C <sub>3</sub> H <sub>6</sub>	42	609 (при 47 °С)	-47,7	-185,3	91,2	4,71
1-Бутен (бутилен)	C <sub>4</sub> H <sub>8</sub>	56	622 (при -7 °С)	-6,1	-185,3	144,0	4,00
2-Метилпропен (изобутилен)	изо-C <sub>4</sub> H <sub>8</sub>	56	627 (при -7 °С)	-7,0	-140,3	144,0	4,00
1-Пентен (амилен)	C <sub>5</sub> H <sub>10</sub>	70	641	30,0	-165,2	201,0	4,17
<i>Арены</i>							
Бензол	C <sub>6</sub> H <sub>6</sub>	78	879	80,0	+5,4	288,5	4,95
Толуол	C <sub>7</sub> H <sub>8</sub>	92	867	110,6	-95,1	320,6	4,15
о-Ксилол	C <sub>8</sub> H <sub>10</sub>	106	880	144,4	25,2	358,0	3,68
m-Ксилол	C <sub>8</sub> H <sub>10</sub>	106	864	139,2	-47,9	344,0	3,59
p-Ксилол	C <sub>8</sub> H <sub>10</sub>	106	861	138,4	-13,3	343,0	3,50
Этилбензол	C <sub>8</sub> H <sub>10</sub>	106	867	136,1	-94,9	346,0	3,80
Пропилбензол (псевдокумол)	C <sub>9</sub> H <sub>12</sub>	120	862	159,5	-99,5	365,6	3,22
Изопропилбензол (кумол)	C <sub>9</sub> H <sub>12</sub>	120	862	152,4	-96,0	362,7	3,22

Название	Химическая формула	Молекулярная масса	Плотность жидкости при 20°С, кг/м <sup>3</sup>	Температура, °С		Критические параметры	
				кипения	плавления	температура, °С	давление, МПа
Стирол (винилбензол)	$C_8H_8$	104	903	145,2	-30,6	374,3	4,08
Нафталин	$C_{10}H_8$	128	962 (при 100°С)	217,9	80,0	476,5	3,90
Антрацен	$C_{14}H_{10}$	178	1250 (при 27°С)	339,9	213,0	—	—
<i>Циклоалканы</i>							
Циклопентан	$C_5H_{10}$	70	745	49,3	-93,3	238,6	4,60
Метилциклопентан	$C_6H_{12}$	84	749	71,8	-142,5	259,6	5,08
Циклогексан	$C_6H_{12}$	84	778	80,8	+6,5	281,0	4,19
Метилциклогексан	$C_7H_{14}$	98	769	100,9	126,6	299,1	3,48
<i>Диалкены</i>							
1,3-Бутадиен (дивинил)	$C_4H_6$	54	621	4,4	-108,9	152,8	4,41
2-Метил-1,3-бутадиен (изопреен)	$C_5H_8$	68	681	34,1	-146	400	5,63
<i>Алкины</i>							
Ацетилен	$C_2H_2$	26	621 (при -83°С)	-83,8	-84,1	35,7	6,36
Метилацетилен	$C_3H_4$	40	690 (при -40°С)	-23,3	-102,7	129,2	5,82

Таблица 1.12  
Основные физические константы некоторых газов

Название	Формула	Молекулярная масса	Плотность, кг/м <sup>3</sup>	Температура, °С			Критическое давление, МПа
				плавления	кипения	критическая	
Азот	$N_2$	28,01	1,251	-210	-196	-147	3,35
Аммиак	$NH_3$	17,03	0,771	-78	-33	132	11,15
Аргон	Ar	39,95	1,784	-189	-186	-122	4,80
Водород	$H_2$	2,01	0,090	-259	-253	-240	1,28
Водяной пар	$H_2O$	18,01	0,803	0	100	101	22,11
Воздух	—	28,96	1,293	-213	-192	-141	3,72
Гелий	He	4,00	0,178	—	-269	268	0,23
Кислород	$O_2$	32,00	1,429	-219	-183	-119	4,92
Озон	$O_3$	48,00	2,144	-252	-112	-5	9,32
Сероводород	$H_2S$	34,08	1,539	-86	-61	100	8,89
Серы диоксид	$SO_2$	64,07	2,926	-73	-10	158	7,77
Углерода оксид	CO	28,01	1,250	-205	-192	-139	3,50
Углерода диоксид	$CO_2$	44,01	1,977	-57	-79	31	7,30
Фтор	$F_2$	38,00	1,696	-218	-188	-129	5,50
Хлор	$Cl_2$	70,91	3,214	-101	-34	144	7,61

## Основные физические константы некоторых жидких и твердых продуктов нефтепереработки

Формула	Название	Молекулярная масса	Температура, °С		Плотность*, т/м <sup>3</sup>
			кипения	плавления	
<b>Неорганические соединения</b>					
AlCl <sub>3</sub>	Алюминий хлористый	133,3	180,7	190 (разл.)	3,0
AlCl <sub>3</sub> ·6H <sub>2</sub> O	Алюминий хлористый, гидрат	241,4	—	—	2,47
Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	Алюминия оксид	101,9	2980	2050	3,5-4,1
Al(OH) <sub>3</sub>	Алюминия гидроксид	79	300 (-2H <sub>2</sub> O)	150 (-2H <sub>2</sub> O)	2,42
Al <sub>2</sub> (SO <sub>4</sub> ) <sub>3</sub>	Алюминий сернокислый	342,1	—	770 (разл.)	2,71
Ba(OH) <sub>2</sub>	Бария гидроксид	315,5	780 (-8H <sub>2</sub> O)	78	2,2
CaO	Кальция оксид (негашеная известь)	56	2850	2585	3,40
Ca(OH) <sub>2</sub>	Кальция гидроксид (гашеная известь)	74,1	—	580 (-H <sub>2</sub> O)	2,1
CaCl <sub>2</sub>	Кальций хлористый	111	1600	772	2,15
HCl	Водород хлористый	36,5	-84	-112	1,64·10 <sup>-3</sup>
H <sub>2</sub> O	Водорода пероксид	34	69,7	-0,9	1,465
HNO <sub>3</sub>	Кислота азотная	63	86 (разл.)	-41	1,510
H <sub>2</sub> PO <sub>4</sub>	Кислота азотная	98	213	42,3	1,870
H <sub>2</sub> SO <sub>4</sub>	Кислота серная	98	336,5	10,4	1,84
H <sub>2</sub> SO <sub>4</sub>	Калий углекислый	138,2	(разл.)	891	2,3
K <sub>2</sub> CO <sub>3</sub>	Калия гидроксид	56,1	1324	360	2,04
KOH	Калия гидроксид	24	600 (разл.)	450	1,43
LiOH	Лития гидроксид	24	—	—	2,4
Mg(OH) <sub>2</sub>	Магния гидроксид	58,3	(разл.)	851	2,53
Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub>	Натрий углекислый (сода)	106	—	—	2,4
NaCl	Натрий хлористый (поваренная соль)	58,4	1440	800	2,16

Продолжение табл. 1.13

Формула	Название	Молекулярная масса	Температура, °С		Плотность*, т/м <sup>3</sup>
			кипения	плавления	
NaHCO <sub>3</sub>	Натрий двууглекислый (бикарбонат)	84	—	270 (-CO <sub>2</sub> )	2,20
NaHS	Натрий кислотный сернистый (бисульфид)	56	200 (-2H <sub>2</sub> O)	100 (-H <sub>2</sub> O)	1,79
NaOH	Натрия гидроксид	40	1388	328	2,13
NaNO <sub>3</sub>	Натрий азотнокислый	85	380 (разл.)	306	2,26
Na <sub>2</sub> S	Натрий сернистый	78	1300	1180	1,86
Na <sub>2</sub> SO <sub>4</sub>	Натрий сернокислый	142	1430	885	2,7
SO <sub>3</sub>	Серы триоксид	80	44,7	16,8	1,95
P <sub>2</sub> O <sub>5</sub>	Фосфор пятисернистый	222,3	514	290	2,03
ZnO	Цинка оксид	81,4	1950	2000	5,5
Zn(OH) <sub>2</sub>	Цинка гидроксид	99,4	—	(5,2 МПа)	3,05
<b>Органические соединения</b>					
CCl <sub>2</sub> F <sub>2</sub>	Дифтордихлорметан (хладон-12)	120,9	-30	-158	1,486 <sup>20</sup>
CCl <sub>4</sub>	Четыреххлористый углерод	153,8	76,7	-28	1,595
CHClF <sub>2</sub>	Дифторхлорметан	86,5	41	-160	1,491 <sup>69</sup>
CHCl <sub>3</sub>	Хлороформ	119,4	61	-64	1,488
CH <sub>2</sub> Cl <sub>2</sub>	Дихлорметан	85	40	-97	1,336
CH <sub>2</sub> O	Формальдегид (муравьиный альдегид)	30	-21	-92	0,815 <sup>20</sup>
CH <sub>2</sub> O <sub>2</sub>	Муравьиная кислота	46	101	8,4	1,220
CH <sub>3</sub> Cl	Хлорметан (хлористый метил)	50,5	-24	-98	0,991 <sup>25</sup>



Формула	Название	Молекулярная масса	Температура, °С		Плотность*, т/м³
			кипения	плавления	
$\text{CH}_4\text{O}$	Метиловый спирт	32	65	-98	0,792
$\text{C}_2\text{H}_4\text{Cl}_2$	Дихлорэтан	99	83,5	-36	1,253
$\text{CH}_3\text{ON}_2$	Карбамид (мочевина)	60	(разл.)	133	1,335
$\text{C}_2\text{H}_4\text{O}$	Ацетальдегид (уксусный альдегид)	44	21	-124	0,783
$\text{C}_2\text{H}_4\text{O}$	Оксир этилена	44	11	-112	0,884 <sup>10</sup>
$\text{C}_2\text{H}_4\text{O}_2$	Уксусная кислота	60	118	17	1,049
$\text{C}_2\text{H}_6\text{O}_2$	Этиловый спирт	46	78,4	-115	0,789
$\text{C}_2\text{H}_6\text{O}_2$	Этиленгликоль	62	198	-13	1,113
$\text{C}_2\text{H}_7\text{NO}$	Моноэтаноламин	61	172	10,5	1,018
$\text{C}_3\text{H}_4\text{O}_3$	Этиленкарбонат	88	248	36,4	1,322
$\text{C}_3\text{H}_6\text{O}$	Пропионовый альдегид	58	49	-81	0,807
$\text{C}_3\text{H}_6\text{O}$	Ацетон	58	56	-95	0,791
$\text{C}_3\text{H}_6\text{O}_2$	Пропионовая кислота	74	141	-22	0,992
$\text{C}_3\text{H}_8\text{O}$	Пропиловый спирт (1-пропанол)	60	97	-127	0,804
$\text{C}_3\text{H}_8\text{O}$	Метакриловая кислота	86	160	16	1,015
$\text{C}_4\text{H}_6\text{O}_3$	Пропиленкарбонат	102	242	-49,2	1,206
$\text{C}_4\text{H}_6\text{O}_4$	Янтарная кислота	118	235 (возг.)	185	1,563
$\text{C}_4\text{H}_8\text{O}$	Метилэтилкетон	72	80	-86	0,805
$\text{C}_4\text{H}_8\text{O}_2\text{S}$	Сульфолан	120	288	27	1,261 <sup>30</sup>

Формула	Название	Молекулярная масса	Температура, °С		Плотность*, т/м³
			кипения	плавления	
$\text{C}_4\text{H}_9\text{NO}$	N, N-Диметилацетамид	87	165	-20	0,943
$\text{C}_4\text{H}_{10}\text{O}$	Изобутиловый спирт (2-метил-1-пропанол)	56	108	-108	0,803
$\text{C}_4\text{H}_{10}\text{O}_3$	Диэтиленгликоль	106	245	-8	1,118
$\text{C}_4\text{H}_{11}\text{NO}_2$	Диэтанолламин	105	270	28	1,097
$\text{C}_5\text{H}_4\text{O}_2$	Фурурол	96	162	-36	1,159
$\text{C}_5\text{H}_9\text{NO}$	N -Метилпропиолон	99	202	-16	1,028 <sup>6,5</sup>
$\text{C}_6\text{H}_5\text{NO}_2$	Нитробензол	123	220	6	1,205
$\text{C}_6\text{H}_6\text{O}$	Фенол	94	80	41	1,058 <sup>41</sup>
$\text{C}_6\text{H}_6\text{O}_2\text{S}$	Бензолсульфокислота	158	135 (разл.)	66	—
$\text{C}_6\text{H}_{12}\text{O}$	Метилэтилкетон	100	205	-85	0,801
$\text{C}_6\text{H}_{14}\text{O}_4$	Триэтиленгликоль	148	285	-7	1,127 <sup>15</sup>
$\text{C}_6\text{H}_{15}\text{NO}_3$	Триэтанолламин	149	360	-21	1,124
$\text{C}_7\text{H}_8\text{O}$	о-Крезол	108	191	31	1,046
$\text{C}_7\text{H}_8\text{O}$	m-Крезол	108	202	12	1,034
$\text{C}_7\text{H}_8\text{O}$	p-Крезол	108	202	35	1,035
$\text{C}_8\text{H}_{18}\text{O}_5$	Тетраэтиленгликоль	176	325	8	1,129 <sup>15</sup>
$\text{C}_8\text{H}_{20}\text{Pb}$	Тетраэтилсвинец	323,5	195 (разл.)	-136	1,652

\* Показатель степени указывает температуру, при которой определялась плотность.

Таблица 1.14

Вязкость газов при  $P = 0,1$  МПа,  $10^6$  Па · с

Температура, °С	N <sub>2</sub>	H <sub>2</sub>	O <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	CO <sub>2</sub>	CO	H <sub>2</sub> O	Воздух	NH <sub>3</sub>
-100	11,1	6,2	12,9	6,8	—	11,4	—	—	—
-75	12,8	6,8	14,5	7,6	—	12,7	—	—	—
-50	14,2	7,3	16,1	8,5	11,3	14,0	—	—	—
-25	15,4	7,9	17,6	9,4	12,5	15,4	—	—	8,5
0	16,6	8,4	19,0	10,2	13,7	16,5	8,8	17,2	9,3
25	17,8	8,9	20,4	11,0	14,9	17,6	9,8	18,4	10,2
50	18,9	9,4	21,8	11,8	16,1	18,7	10,6	19,6	11,1
75	19,9	9,8	23,1	12,6	17,2	19,8	11,5	20,7	12,0
100	20,8	10,3	24,3	13,3	18,3	20,8	12,5	21,7	12,9
125	21,8	10,7	25,5	14,0	19,4	21,8	13,4	22,8	13,9
150	22,8	11,2	26,7	14,7	20,5	22,7	14,3	23,8	14,8
175	23,7	11,7	27,9	15,4	21,5	23,6	15,2	24,8	15,3
200	24,7	12,1	28,7	16,0	22,5	24,5	16,1	25,8	16,6
250	26,4	12,9	31,1	17,2	24,5	26,3	17,9	27,5	18,3
300	28,0	13,8	33,1	18,5	26,4	27,9	19,9	29,3	20,1
350	29,6	14,6	35,0	19,6	28,2	29,4	21,7	31,0	21,8
400	31,2	15,4	36,8	20,7	29,9	30,9	23,5	32,6	23,5
450	32,6	16,1	38,6	21,7	31,6	32,3	25,3	34,1	25,2
500	34,0	16,8	40,3	22,7	33,1	33,7	27,7	35,6	26,9

Таблица 1.15

Теплопроводность газов при  $P = 0,1$  МПа,  $10^2$  · Вт/м · К

Температура, °С	N <sub>2</sub>	H <sub>2</sub>	O <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	CO <sub>2</sub>	CO	H <sub>2</sub> O	Воздух	NH <sub>3</sub>
-100	1,6	11,5	1,6	1,9	0,8	1,5	—	—	—
-75	1,8	12,9	1,8	2,1	0,9	1,7	—	—	—
-50	2,0	14,2	2,0	2,4	1,1	1,9	—	—	—
-25	2,2	15,6	2,2	2,7	1,3	2,1	—	—	2,0
0	2,4	16,9	2,4	3,0	1,5	2,3	1,6	2,4	2,2
25	2,6	17,9	2,6	3,4	1,7	2,5	1,8	2,6	2,4
50	2,7	18,9	2,8	3,7	1,9	2,7	2,0	2,8	2,7
75	2,9	19,9	3,0	4,1	2,1	2,8	2,2	3,0	3,0
100	3,0	20,8	3,2	4,5	2,3	3,0	2,4	3,2	3,3
150	3,4	22,7	3,5	5,3	2,7	3,3	2,9	3,5	4,0
200	3,7	24,5	3,9	6,2	3,1	3,7	3,4	3,9	4,7
250	3,9	26,3	4,2	7,1	3,5	4,0	3,8	4,2	5,4
300	4,2	28,1	4,6	8,0	3,9	4,2	4,3	4,5	6,1
400	4,7	31,6	5,2	9,9	4,6	4,8	5,4	5,1	7,7
500	5,2	35,1	5,9	11,9	5,3	5,4	6,4	5,6	9,3

## Глава 2

### СЫРЬЕ И ТОВАРНАЯ ПРОДУКЦИЯ НЕФТЕПЕРЕРАБАТЫВАЮЩИХ ЗАВОДОВ

#### 2.1. ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ

##### 2.1.1. ФРАКЦИОННЫЙ СОСТАВ

Фракционный состав нефти и нефтепродуктов показывает содержание в них различных фракций, выкипающих в определенных температурных пределах. Фракционный состав определяется стандартным методом по ГОСТ 2177-99 (метод аналогичен распространенной за рубежом разгонке по Энглеру), а также различными способами с применением лабораторных колонок. Для пересчета температур выкипания, полученных стандартной перегонкой ( $T_{\text{гост}}$ ), в истинные температуры кипения ( $T_{\text{итк}}$ ) предложена формула:

$$T_{\text{итк}} = T_{\text{гост}} + \frac{-0,211 X_{\text{гост}} + 1,005}{-0,00075 X_{\text{гост}} - 1,0315},$$

где  $X_{\text{гост}}$  — величина отгона, определенная по стандартному методу, % об.

Температуры начала  $T_{\text{нк}}$  и конца  $T_{\text{кк}}$  кипения по ИТК можно определить по формулам:

$$T_{\text{нк}}^{\text{итк}} = 1,57 T_{\text{нк}}^{\text{гост}} - 118;$$

$$T_{\text{кк}}^{\text{итк}} = 0,787 T_{\text{кк}}^{\text{гост}} + 57.$$

##### 2.1.2. ТЕМПЕРАТУРА ЗАСТЫВАНИЯ

При отсутствии экспериментальных данных о температурах застывания можно воспользоваться расчетными формулами, выведенными применительно к фракциям, полученным из нефтей Поволжья и Западной Сибири:

$$T_{\text{заст}} = \frac{-4,254 (\ln v_{50})^2 + 48,347 \ln v_{50} - 59,5}{1 + 0,184 \ln v_{50}};$$

$$T_{\text{заст}} = 45,549 + 0,2022 T_{\text{нк}} = 23,02 + 4,584 v_{50},$$

(для дизельного топлива)

где  $v_{50}$  — вязкость при 50°С, сСт.

#### 2.1.3. ОКТАНОВЫЕ ЧИСЛА

Октановое число (ОЧ) характеризует детонационную стойкость авиационных и автомобильных бензинов. Существует несколько методов определения октановых чисел: моторный, исследовательский, дорожный. В табл. 2.1 приведены октановые числа углеводородов, а в табл. 2.2 — бензиновых фракций, полученных при различных процессах переработки нефти. Для предварительной оценки показателей октанового числа могут быть использованы формулы:

$$\begin{aligned} \text{ОЧ} &= 149 + 246,9\rho_4^{20} = 39,8 + 0,39A = 31,7 + 0,49H = \\ &= 75,9 - 0,51П. \end{aligned}$$

Здесь  $\rho_4^{20}$  — плотность фракции;  $A$ ,  $H$ ,  $П$  — содержание аренов, циклоаренов и алканов (парафинов) в бензиновой фракции соответственно, % мас.

Таблица 2.1

Октановые числа углеводородов

Углеводороды	Моторный метод	Исследовательский метод
<i>Алканы</i>		
Бутан	90	94
Изобутан (2-метилпропан)	97	101
Пентан	62	62
Изопентан (2-метилпентан)	90	92
Гексан	26	25
Изогексан (2,2-диметилбутан)	93	92
2,3-Диметилбутан	94	102
2-Метилпентан	73	73
Гептан	0	0
2,4-Диметилпентан	83	84
Триптан (2,2,3-триметилбутан)	102	106
Октан	-19	-17
Изооктан (2,2,4-триметилпентан)	100	100
2,5-Диметилгексан	55	56

Продолжение табл. 2.1

Углеводороды	Моторный метод	Исследовательский метод
<b>Циклоалканы</b>		
Циклопентан	85	101
Метилциклопентан	80	91
Этилциклопентан	61	67
Циклогексан	77	83
Метилциклогексан	71	75
<b>Арены</b>		
Бензол	106	117
Толуол	103	115
Этилбензол	98	104
o-Ксилол	103	112
m-Ксилол	103	112
p-Ксилол	110	116

Таблица 2.2

## Октановые числа бензиновых фракций

Бензины	Моторный метод		
	в чистом виде	с добавкой ТЭС, г/кг	
		0,41	0,82
<b>Прямогонные фракции:</b>			
н.к.-62°C	72-74	82-85	86-88
н.к.-70°C	69-72	79-82	83-86
62-105°C	54-58	63-67	67-71
н.к.-180°C	44-48	53-57	59-63
Бензин термкрекинга	67-70	71-74	73-76
Бензин коксования	65-67	68-70	70-72
Бензин каталитического крекинга	78-82	80-84	82-86
Катализат риформинга			
с периодической регенерацией	83-87	87-91	89-93
с непрерывной регенерацией	86-90	90-94	93-97
Алкилат	90-94	94-98	98-102
Бензин гидрокрекинга	76-78	84-86	90-92
Рафинат производства ароматических углеводородов	50-60	55-65	59-69
Изомеризат установок изомеризации	86-88	92-94	95-97

Продолжение табл. 2.2

Бензины	Исследовательский метод		
	в чистом виде	с добавкой ТЭС, г/кг	
		0,41	0,82
<b>Прямогонные фракции:</b>			
н.к.-62°C	73-75	83-86	87-89
н.к.-70°C	70-73	80-83	84-86
62-105°C	55-59	64-68	68-72
н.к.-180°C	44-48	51-55	58-62
Бензин термкрекинга	70-73	74-77	77-80
Бензин коксования	68-71	71-74	73-76
Бензин каталитического крекинга	85-92	88-94	90-96
Катализат риформинга			
с периодической регенерацией	93-98	96-100	99-103
с непрерывной регенерацией	96-100	100-104	104-107
Алкилат	91-95	95-99	99-103
Бензин гидрокрекинга	77-79	85-87	90-92
Рафинат производства ароматических углеводородов	51-60	56-65	60-69
Изомеризат установок изомеризации	88-90	93-95	98-100

## 2.1.4. ЦЕТАНОВЫЕ ЧИСЛА

Цетановые числа (ЦЧ) характеризуют воспламенительные свойства дизельных топлив. В табл. 2.3 приводятся цетановые числа углеводородов, а в табл. 2.4 — газойлевых фракций, используемых в качестве компонентов дизельных топлив. Для ориентировочной оценки цетанового числа могут быть использованы формулы:

$$\text{ЦЧ} = A - B\rho_4^{20} = C - D\nu = 52 - 324(\rho_4^{20} - 0,88) = 0,85\Pi + 0,1H - 0,2A,$$

где  $\rho_4^{20}$  — плотность фракции;  $\nu$  — вязкость, сСт;  $A, B, C, D$  — коэффициенты, зависящие от пределов выкипания нефтепродукта:

T, °C	A	B	C	D
150-350	262,97	254,04	39,8	0,39
200-350	305,20	297,50	31,7	0,49
240-350	368,30	367,40	75,9	0,51

$\Pi, H, A$  — содержание алканов, циклоалканов, аренов в дизельном топливе, % мас.

Таблица 2.3

## Цетановые числа углеводородов

Углеводород	Цетановое число	Углеводород	Цетановое число
<b>Алканы</b>		<b>Циклоалкены</b>	
Додекан	72	Диоктилтетралин	25,4
2-Этилдекан	46,5	Пропилтетралин	7,9
4-Пропилдекан	39,5	<b>Арены</b>	
Гексадекан (цетан)	100,0	Додецилбензол	58,0
7,8-Диметилтетрадекан	40,5	Гептилбензол	35,0
9-Метилгептадекан	66,0	Гексилбензол	26,3
9,10-Диметилоттадекан	59,5	Нонилбензол	4,4
8-Гексилпентадекан	83,0	Октилнафталин	17,5
<b>Алкены</b>		Метилдибутилнафтил-метан	12,3
Тетрадецен	79,0	β-трет-Бутилнафталин	3,5
8-Пропилпентадецен	28,0	α-Метилнафталин	0
8-Гексилпентадецен	47,3		
<b>Циклоалканы</b>			
Метилдодецилциклоексан	70,0		
Декалин	48,2		
Октилдекалин	30,7		

Таблица 2.4

## Цетановые числа газойлевых фракций

Фракции	Цетановое число
Фракция 180–350°C самотлорской нефти	49
Фракция 240–350°C самотлорской нефти	51
Фракция 200–350°C месторождения Нефтяные камни (Азербайджан)	42,3
Фракция 240–350°C узеньской нефти (Казахстан)	61
Легкий газойль каталитического крекинга	20–35
Легкий газойль гидрокрекинга	47–52
Легкий газойль коксования	45–46
Денормализат карбамидной депарафинизации	39–42
Денормализат процесса адсорбционной депарафинизации "Парекс"	35–38

## 2.1.5. ВЫСОТА НЕКОПТЯЩЕГО ПЛАМЕНИ

Показатель высоты некоптящего пламени (ВП), являющийся важной эксплуатационной характеристикой осветительных керосинов, реактивных топлив и других продуктов, может быть рассчитан по формулам:

$$ВП = 21,5 - 165 (p_4^{20} - 0,81) + 1260 (p_4^{20} - 0,81)^2;$$

$$ВП = 1,6505B - 0,0112B^2 - 8,7,$$

где  $p_4^{20}$  — относительная плотность нефтепродукта;  $B = 100 / (0,0061П + 0,03392Н + 0,13518А)$ ;  $П, Н, А$  — содержание алканов, циклоалканов и аренов, % мас.

## 2.2. МЕТОДЫ ИСПЫТАНИЯ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ

Технический анализ в нефтеперерабатывающей промышленности выполняет следующие задачи:

- 1) определить состав и свойства исходного сырья завода и его отдельных подразделений — сырой нефти, газового конденсата, дистиллятных и остаточных фракций;
- 2) получить характеристику товарных продуктов с учетом особенностей их применения;
- 3) произвести оценку состава и свойств реагентов, катализаторов и адсорбентов, воды, воздуха, инертного и топливного газов.

На НПЗ широко используются различные физические, химические и физико-химические методы анализа. Применяются также специальные методы испытаний, при которых моделируются условия работы того или иного нефтепродукта.

Методы испытания нефтей и нефтепродуктов в России регламентируются государственными стандартами и техническими условиями министерств и ведомств. Ниже приведены сведения об общих методах анализа нефти и нефтепродуктов (табл. 2.5), топлив (табл. 2.6), масел (табл. 2.7), твердых нефтепродуктов (табл. 2.8) и газов (табл. 2.9).

Таблица 2.5

## Общие методы анализа нефти и нефтепродуктов

Показатель	Анализируемый продукт	Метод анализа	ГОСТ
Ароматические углеводороды, содержание	Нефтепродукты светлые	Обработка продукта 98,5-99 %-й серной кислотой, реагирующей с непредельными и ароматическими углеводородами; определение содержания ароматических углеводородов по разности суммарного содержания прореагировавших с $H_2SO_4$ углеводородов и содержания непредельных углеводородов	6994-74* с изм. (1-2-80), (2-4-85), (3-10-87)
Бромное число	Нефтепродукты светлые	Растворение нефтепродукта в кислотом смешанном растворителе (уксусная и серная кислоты, четыреххлористый углерод, метиловый спирт, хлорид ртути), электрометрическое титрование бромид-броматным раствором	8997-89
Влажность	Нефть и нефтепродукты	Определение количества воды, находящейся в диспергированном состоянии, с помощью влагомера. Метод основан на зависимости диэлектрической проницаемости эмульсии от количества воды в ней	14203-69 с изм. (1-4-81), (2-12-86)
Вода, содержание	Нефтепродукты	Отгонка воды из смеси нефтепродукта с растворителем БР-1	2477-65 с изм. (1-7-82), (2-5-89)

Примечание. Здесь и далее для ГОСТов, к которым были изменены, приняты следующие условные обозначения:

например: (1-2-78) 1 — номер изменения; 2 — номер информационного указателя; 78 — год выпуска информационного указателя.

Продолжение табл. 2.5

Показатель	Анализируемый продукт	Метод анализа	ГОСТ
Водорастворимые кислоты и щелочи, содержание	Нефтепродукты	Извлечение водорастворимых кислот и щелочей из нефтепродуктов водой или водным раствором спирта; определение pH водной вытяжки	6307-75 с изм. (1-9-84)
Вязкость динамическая	Нефтепродукты	При помощи автоматического капиллярного вискозиметра АКВ-4	7163-63
Вязкость кинематическая	Нефтепродукты	Измерение времени истечения определенного объема испытуемой жидкости под влиянием силы тяжести с помощью вискозиметров различных типов	33-2000 (ИСО 3104-94)
Вязкость условная	Нефтепродукты	При помощи вискозиметров типа ВУ	6258-85 с изм. (1-10-90)
Давление насыщенных паров	Масла и смазки	Регистрация с помощью дифференциального манометра давления насыщенных паров испытуемого продукта, помещенного в специальный прибор	15823-70 с изм. (1-5-79), (2-2-84)
	Нефтепродукты	Определение производится в специальном приборе, погруженном в водяную баню с температурой $37,8 \pm 0,1^\circ C$	1756-2000 (ИСО 3007-99)
Зольность	Нефть и нефтепродукты	Сжигание продукта и прокаливание твердого остатка до постоянной массы	1461-75 с изм. (1-2-82), (2-7-84), (3-1-89)

Продолжение табл. 2.5

Показатель	Анализируемый продукт	Метод анализа	ГОСТ
Йодное число и содержание непредельных углеводородов	Нефтепродукты светлые	Обработка продукта спиртовым раствором йода, оттитровывание свободного йода раствором тиосульфата натрия; определение йодного числа в 1 йода, присоединяющегося к 100 г нефтепродукта. Массовая доля непредельных углеводородов определяется по йодному числу и средней молекулярной массе испытуемого нефтепродукта	2070-82 с изм. (1-3-88), (2-2-95)
Кислотность и кислотное число (см. также Щелочное, кислотное числа, кислотность)	Нефтепродукты	Извлечение из продукта кислотных соединений 85%-м раствором этилового спирта при нагревании с последующим титрованием их 0,05 н. спиртовым раствором едкого кали в присутствии индикатора	5985-79 с изм. (1-8-84), (2-4-92)
Коксусность	Нефтепродукты	1. Сжигание продукта в специальном аппарате и определение массы коксового остатка	19932-99 (ИСО 6615-93)
		2. Сжигание продукта на приборе ЛКН-70 и определение массы коксового остатка	8852-74 с изм. (1-3-78), (2-3-81), (3-11-87)
Механические примеси, содержание	Нефть, нефтепродукты и присадки	Растворение продуктов в бензине или бензоле, фильтрование раствора, взвешивание осадка	6370-83 с изм. (1-2-88)
	Нефтепродукты светлые	Фильтрование продукта через мембранный (нитроцеллюлозный) фильтр, взвешивание осадка	10577-78 с изм. (1-8-83), (2-2-87), (3-4-92)

Продолжение табл. 2.5

Показатель	Анализируемый продукт	Метод анализа	ГОСТ
Непредельные углеводороды, содержание	Нефтепродукты светлые	См. Йодное число и содержание непредельных углеводородов	
Плотность	Нефтепродукты	С помощью ареометра (нефтеденсиметра), гидростатических весов или пикнометра	3900-85
Сера, содержание	Нефтепродукты и присадки	Сжигание продукта в тигле со смесью оксида марганца (IV) и безводного карбоната натрия, растворение образовавшихся сульфатов в воде, определение содержания серы в растворе объемным хроматным методом	1431-85 с изм. (1-2-92)
	Нефтепродукты	1. Сжигание продукта в калориметрической бомбе с последующим определением сульфат-ионов в смыве бомбы раствором хлорида бария	3877-88
		2. Сжигание продукта в лампе в чистом виде или после разбавления растворителем с последующим поглощением образовавшегося сернистого ангидрида раствором карбоната натрия и титрованием раствором соляной кислоты	19121-73 с изм. (1-4-79), (2-7-83), (3-10-88)
	Нефтепродукты темные	Ускоренный метод: сжигание продукта в струе воздуха; улавливание оксидов серы раствором пероксида водорода с серной кислотой; титрование раствором едкого натра	1437-75 с изм. (1-8-81), (2-9-87), (3-8-93)

Продолжение табл. 2.5

Показатель	Анализируемый продукт	Метод анализа	ГОСТ
Температура вспышки	Нефтепродукты	Нагревание продукта в закрытом тигле и фиксация температуры вспышки от пламени зажигательного устройства	6356-75 с изм. (1-7-81), (2-11-86), (3-10-90)
	Масла и темные нефтепродукты	Нагревание продукта в открытом тигле и фиксация температуры вспышки от пламени газовой горелки или лампы Бартеля	4333-87 с изм. (1-3-90)
Температура застывания	Нефтепродукты	Нагревание продукта и последующее его охлаждение с заданной скоростью до температуры, при которой образец остается неподвижным	20287-91
Температура каплепадения	Нефтепродукты	Фиксация температуры, при которой от специальной чашечки, прикрепленной к термометру, отрывается первая капля, или температуры, при которой эта капля касается дна пробирки	6793-74 с изм. (1-7-79), (2-11-84), (3-10-86)
Температура плавления	Нефтепродукты	Фиксация температуры, при которой закристаллизовывается основная масса продукта, предварительно расплавленного, а затем помещенного в специальный прибор ("прибор Жукова")	4255-75 с изм. (1-10-85), (2-8-90)
Теплота сгорания удельная	Нефтепродукты	Сжигание продукта в калориметрической бомбе в среде сжатого кислорода и определение теплоты, выделившейся при сгорании нефтепродукта и при образовании и растворении в воде серной и азотной кислот	21261-91

Продолжение табл. 2.5

Показатель	Анализируемый продукт	Метод анализа	ГОСТ
Углеводороды $C_1-C_6$ , содержание	Нефть	Разделение углеводородов $C_1-C_6$ , входящих в состав нефти, методом газожидкостной хроматографии с последующей их регистрацией детектором по теплопроводности	13379-82 с изм. (1-10-87), (2-5-95)
Фракционный состав	Нефтепродукты	1. Последовательное испарение при атмосферном давлении и постоянной скорости повышения температуры малых количеств испытуемого продукта из чашечки (метод Папок, Зусевой, Данилина)	8674-58 с изм. (1-5-79), (2-5-83)
		2. Перегонка продукта в стандартных условиях	2177-99 (поправка 1-2002)
Цвет	Нефтепродукты светлые	Визуальное сравнение цвета нефтепродукта с цветом светофильтра цветовой шкалы калориметра КНС-1	2667-82 с изм. (1-1-88), (2-8-93)
Щелочное, кислотное числа, кислотность	Нефтепродукты и присадки	Потенциметрическое титрование продукта, растворенного в неводном растворителе, раствором едкого кали или соляной кислоты	11362-96 (ИСО 6619-88)



Таблица 2.6

## Методы анализа топлив

Показатель	Анализируемый продукт	Метод анализа	ГОСТ
Бромистые и хлористые выносители, содержание	Бензины этилированные	Отщепление брома или хлора спиртовым раствором щелочи при нагревании и количественное их определение потенциометрическим титрованием раствором нитрата серебра	6073-75
п-Гидрокси-дифениламин ("параоксидифениламин"), содержание	Бензины авиационные	Извлечение п-гидрокси-дифениламина из испытуемого бензина раствором соляной кислоты, добавление к вытяжке пероксида водорода, колориметрирование полученного раствора	7423-55
Индукционный период, длительность	Бензины	Определение времени, в течение которого бензин, находящийся в среде кислорода под давлением 0,7 МПа при 100 °С, практически не подвергается окислению	4039-88
Испытание на медной пластинке	Топливо для двигателей	Фиксирование изменения (или отсутствия изменения) цвета медной пластинки, выдержанной в испытуемом топливе в стандартных условиях	6321-92
Коррозионная активность в условиях конденсации воды	Топливо для двигателей	Оценка производится по потере массы металлической пластинки, находящейся в течение 4 ч в топливе, насыщенном водой, которая конденсируется на пластинке	18597-73 с изм. (1-1-80), (2-5-84), (3-11-86)
Коррозионная активность при повышенных температурах	Топлива для реактивных двигателей	Оценка производится по изменению массы металлической пластинки и по количеству отложений, образовавшихся на поверхности пластинки, находящейся в топливе в течение 25 ч при определенной температуре	18598-73 с изм. (1-1-80)

Продолжение табл. 2.6

Показатель	Анализируемый продукт	Метод анализа	ГОСТ
Люминометрическое число	Топливо для реактивных двигателей	Определение производится на приборе ПЛЧТ-69 по температурам газов в камере сгорания при сжигании опытного и эталонного топлив	17750-72 с изм. (1-11-74), (2-1-82), (3-9-90)
Мыла нафтеновых кислот содержание	Топливо для реактивных двигателей	Фильтрация испытуемого топлива через мембранный фильтр; гидролиз мыл, содержащихся в полученном осадке; фиксирование окраски водного раствора в присутствии фенолфталеина	21103-75 с изм. (1-2-79), (2-7-86)
Нафталиновые углеводороды, содержание	Топливо для реактивных двигателей	Измерение УФ поглощения (оптической плотности) топлива на волне 285 мм относительно изооктана; вычисление содержания нафталиновых углеводородов по среднему значению коэффициентов поглощения индивидуальных нафталиновых углеводородов	17749-72 с изм. (1-11-74), (2-9-83), (3-9-90)
Окраска, интенсивность	Бензины автомобильные и авиационные	Определение и сравнение оптических плотностей испытуемого и контрольного бензинов	20924-75 с изм. (1-11-83), (2-3-90)
Октановое число:	Топливо для двигателей	Сравнение детонационной стойкости испытуемого и эталонного топлив; испытание проводится на одноцилиндровой установке УИТ-65 или аналогичной;	
исследовательский метод определения:		частота вращения двигателя $10 \pm 0,1 \text{ с}^{-1}$ , т. е. $600 \pm 6 \text{ об/мин}$ ; угол опережения зажигания $13^\circ$ до верхней мертвой точки;	8226-82 с изм. (1-10-90)
моторный метод определения		частота вращения двигателя $15 \pm 0,15 \text{ с}^{-1}$ , т. е. $900 \pm 9 \text{ об/мин}$ ; интенсивность детонации достигается изменением степени сжатия	511-82 с изм. (1-10-88)

Продолжение табл. 2б

Показатель	Анализируемый продукт	Метод анализа	ГОСТ
Паровые пробки, склонность к образованию	Бензины автомобильные	Испытание бензинов на лабораторной установке с последующей оценкой склонности к образованию паровых пробок по величине фазового соотношения пар-жидкость при заданных температурах нагрева	22055-76 с изм. (1-10-88)
Свинец, содержание	Бензины	Разложение алкильных соединений свинца соляной кислотой и комплексно-метрическое оттитрование свинца	13210-72 с изм. (1-6-83), (2-1-90)
Сера меркаптановая и сероводородная	Топливо для двигателей	Содержание меркаптановой серы рассчитывается по объему азотнокислого аммиака серебра, израсходованного на потенциометрическое титрование топлива, не содержащего сероводорода; содержание сероводородной серы — по разности объемов азотнокислого аммиака серебра, израсходованных на титрование до и после удаления сероводорода	17323-71 с изм. (2-8-76), (3-2-79), (4-1-85), (5-6-90)
Смоли фактические, содержание	Топливо моторное	1. Выпаривание моторного топлива под струей воздуха в определенных стандартных условиях	1567-97 (ИСО 6246-95)
		2. Определение проводится в специальном приборе при стандартных условиях нагрева (способ Бударова)	8489-85
Сортность на богатой смеси	Бензины авиационные	Определение производится на установке ИТ9-1 с цилиндром рабочим объемом 652 мм <sup>3</sup> при частоте вращения 1800±45 об/мин; степени сжатия 7,0; угле опережения зажигания, равном 45±1° до верхней мертвой точки	3338-68 с изм. (1-8-72), (2-2-82), (3-8-85)

Продолжение табл. 2б

Показатель	Анализируемый продукт	Метод анализа	ГОСТ
Стабильности период	Бензины авиационные	Окисление бензина кислородом воздуха при 110°С под давлением насыщенных паров и определение времени от начала окисления до начала разложения ТЭС и помутнения бензина	6667-75 с изм. (1-8-86), (2-11-95)
Стабильность термическая	Топливо для двигателей	Оценка производится по количеству осадка, образующегося при окислении топлива в приборе ЛСАРТ при 150°С в течение 4 ч	9144-79 с изм. (1-8-84)
	Топливо для реактивных двигателей	Оценка производится по количеству осадка растворимых смол, образовавшихся при окислении топлива. В приборе типа ТСРТ-2 при 150°С в течение 4 ч	11802-88 с изм. (1-8-96)
Стабильность термоокислительная	Топливо для реактивных двигателей	Оценка склонности топлива к образованию нерастворимых продуктов окисления под действием высоких температур в условиях однократной прокачки через трубчатый подогреватель с контрольным фильтром	17751-79 с изм. (1-8-84)
Стабильность химическая	Бензины автомобильные и авиационные	Окисление бензина кислородом воздуха при 110°С в течение 6 ч под давлением, создаваемым насыщенными парами испытуемого бензина; определение суммарного количества продуктов окисления	22054-76 с изм. (1-1-82), (2-6-87)
Температура помутнения и начала кристаллизации	Топлива моторные	Определение в стандартных условиях температур, при которых: 1) топливо в условиях испытания начинает мутнеть; 2) в топливе невооруженным глазом обнаруживаются кристаллы	5066-91

Продолжение табл. 2.6

Показатель	Анализируемый продукт	Метод анализа	ГОСТ
Температура фильтруемости предельная	Топливо дизельное	Постепенное охлаждение испытуемого топлива, просасывание его через фильтр и пипетку при постоянном вакууме (остаточное давление 1961 Па); фиксация температуры через 1°С до предельной, при которой топливо перестает проходить через фильтр	22254-92
Теплота сгорания удельная низшая	Топливо для реактивных двигателей	Определение плотности и анилиновой точки испытуемого топлива; вычисление по их значениям низшей удельной теплоты сгорания	11065-90
Фильтруемости коэффициент	Топливо для двигателей	Определяется изменение пропускной способности фильтра при последовательном пропускании через него определенных количеств топлива	19006-73 с изм. (1-7-79), (2-4-85), (3-1-89)
Цетановое число	Топливо дизельное	Испытание проводится на одноцилиндровой установке типа ИТ9-3М, ИТ9-3 или ИТД-69 с рабочим объемом цилиндра двигателя 652 мл и переменной степенью сжатия	3122-67 с изм.: (1-10-72), (2-8-83), (3-6-87), (4-10-89)

Таблица 2.7

Методы анализа нефтяных масел

Показатель	Анализируемый продукт	Метод анализа	ГОСТ
Антиокислительные свойства	Масла моторные	Проведение испытания на одноцилиндровой установке ИКМ в течение 40 ч с последующей оценкой антиокислительных свойств по изменению вязкости масла	20457-75 с изм. (1-11-81), (2-4-92)
Вода, содержание	Масла нефтяные	1. Нагревание масла до 150 °С и наблюдение за его поведением (качественный анализ)	1547-84

Продолжение табл. 2.7

Показатель	Анализируемый продукт	Метод анализа	ГОСТ
Вода, содержание	Масла нефтяные	2. Взаимодействие гидрида кальция с растворенной водой; измерение объема выделившегося при этом газа; вычисление объема водорода, соответствующего окончанию реакции, расчет содержания воды по объему водорода	7822-75 с изм. (1-6-82), (2-1-85)
Вязкость при низкой температуре	Масла смазочные	С помощью капиллярного и ротационного вискозиметров при температуре от 0 до -60 °С	1929-87
Давление паров	Масла вакуумные	Давлением паров испытуемого масла при определенной температуре и остаточном давлении отклоняется на некоторый угол вертикально подвешенный диск; отклонение диска компенсируется наклоном тензиометра	19678-74 с изм. (1-11-88)
Дезэмульсационное число	Масла нефтяные	Определение времени, в течение которого масло отделяется от воды после эмульгирования в специальных условиях	12068-66 с изм. (1-8-78), (2-3-87), (3-10-88)
Испаряемость	Масла для авиационных газотурбинных двигателей	Определение потери массы масла в чашечках, выдержанных при заданной температуре в течение определенного времени	20354-74 с изм. (1-5-80), (2-6-85), (3-9-90)
Коррозионное воздействие на металлы	Масла и присадки	1. Определение потери массы свинцовой пластины, подвергнутой периодическому воздействию испытуемого масла и воздуха в приборе ДК-НАМИ 2. Выдерживание металлической пластинки в испытуемом продукте при повышенной температуре; фиксация изменения внешнего вида пластинки	20502-75 с изм. (1-7-78), (2-5-82), (3-1-85), (4-7-89) 2917-76 с изм. (1-5-83), (2-11-86)

Продолжение табл. 2.7

Показатель	Анализируемый продукт	Метод анализа	ГОСТ
Коррозионные свойства и окисляемость	Масла моторные	Испытание проводится в условиях циркуляции на специальной лабораторной установке ПЗЗ, имитирующей условия работы масел в системе смазки двигателя	13300-67
Крезол, содержание	Масла селективной очистки	См. Фенол и крезол, содержание	
Моторные свойства и термоокислительная стабильность	Масла смазочные	Нагревание тонкого слоя масла на металлической поверхности; испарение легколетучих веществ, содержащихся в масле и образующихся при его разложении; разделение остатка на рабочую фракцию и лак; определение термоокислительной стабильности (время — в минутах, в течение которого масло при заданной температуре превращается в остаток, состоящий из 50% рабочей фракции и 50% лака)	23175-78 с изм. (1-3-84)
Моющие свойства	Масла моторные	Испытание проводится на одноцилиндровых установках: 1. УИМ-6-НАТИ в течение 120 ч; оценка производится по суммарной загрязненности поршня и подвижности поршневых колец	21490-76 с изм. (1-3-84), (2-9-87)
		2. ИМ-1 в течение 96 ч; оценка производится по степени загрязненности поршневой группы	20303-74 с изм. (1-6-82), (2-4-88), (3-4-95)
Моющий потенциал	Масла смазочные с присадками	Окисление масла в толстом слое при температуре выше 220 °С в присутствии эталонного вещества; отделение осадка путем фильтрации; оценка осадка (способ Папок и Зусевой)	10734-64 с изм. (1-4-79)

Продолжение табл. 2.7

Показатель	Анализируемый продукт	Метод анализа	ГОСТ
Натровая проба	Масла нефтяные	Воздействие раствора едкого натра на масло при подогреве с последующим отделением щелочной вытяжки, подкисление и определение степени помутнения по оптической плотности	19296-73 с изм. (1-2-84)
Окисляемость	Масла моторные	См. Коррозионные свойства и окисляемость	
Омыления число	Масла нефтяные	Растворение масла в спиртово-толуольном растворе; кипячение раствора со спиртовым раствором щелочи, оттитрование непрореагировавшей щелочи раствором соляной кислоты	17362-71 с изм. (1-10-83), (2-11-88)
Осадки нерастворимые, содержание	Масла моторные отработанные	Растворение масла в растворителе, содержащем коагулянт; центрифугирование полученного раствора; определение массы выделившегося осадка	20684-75 с изм. (1-10-86), (2-3-92)
Потери от испарения	Масла смазочные	Пропускание воздуха через массу испытуемого масла в стандартных условиях с последующим определением потерь масла	10306-75 с изм. (1-4-81), (2-5-89)
Противозносные свойства	Масла моторные	См. Моющие и противозносные свойства	
Смолы, содержание	Масла нефтяные	Адсорбция смол на силикагеле из бензольного раствора испытуемого продукта с последующей десорбцией их ацетоном; отгонка или выпаривание ацетона из раствора и доведение смол до постоянной массы	15886-70 с изм. (1-6-78), (2-10-81), (3-4-84)

Продолжение табл. 2.7

Показатель	Анализируемый продукт	Метод анализа	ГОСТ
Стабильность по индукционному периоду осадкообразования	Масла моторные с присадками	Окисление масла в приборе ДК-НАМИ при 20°С с последующим определением осадка и вязкости окисленного масла	11063-77 с изм. (1-3-84)
Стабильность против окисления	Масла нефтяные	Окисление масла в приборе ВТИ под воздействием кислорода при повышенной температуре в присутствии катализатора с последующим определением кислотного числа, содержания летучих низкомолекулярных кислот, осадка	981-75 с изм. (1-7-78), (2-10-81), (3-12-85), (4-12-90)
	Масла энергетические	Окисление масла в специальном приборе в статических условиях с последующим определением кислотного числа, содержания водорастворимых кислот, осадка (метод ОРГРЭС)	981-75 с изм. (1-7-78), (2-10-81), (3-12-85), (4-12-90)
	Масла	Пропускание воздуха или кислорода через испытуемое масло в присутствии катализатора или без него при повышенных температурах; определение физико-химических показателей масла (кислотное число, число омыления, вязкость, коксуемость, содержание смол) до и после окисления	18136-72 с изм. (1-3-82), (2-8-83), (3-5-92)
Стабильность термоокислительная	Масла смазочные	См. Моторные свойства и термоокислительная стабильность	

Продолжение табл. 2.7

Показатель	Анализируемый продукт	Метод анализа	ГОСТ
Фенол и крезол, содержание	Масла селективной очистки	Обработка испытуемого масла раствором едкого натра, отделение щелочного раствора фенолята (крезолята) калия; добавление п-нитродиазобензолхлорида; колориметрирование полученного окрашенного раствора	1057-88
Фурфурол, содержание	Масла селективной очистки	Изменение окраски пробы раствора масла в петролейном эфире или бензине при действии на него анилингидрохлорида или анилинацетата	1520-84
Чистоты степень	Масла смазочные и присадки	Растворение испытуемого масла или присадки в бензине Бр-1, фильтрование раствора через мембранные (нитроцеллюлозные) фильтры; определение степени чистоты по числу фильтраций и массе осадков, задерживаемых фильтрами	12275-66 с изм. (1-5-79), (2-5-84)

Таблица 2.8

Методы анализа твердых нефтепродуктов

Показатель	Метод анализа	ГОСТ
<b>Битумы</b>		
Вязкость условная	Измерение времени, в течение которого определенное количество битума протекает через калиброванное отверстие вискозиметра при заданной температуре	11503-74 с изм. (1-11-80), (2-9-87), (3-5-92), (4-1-2002)
Зольность	Сжигание битума и прокаливание твердого остатка до постоянной массы	11512-65 с изм. (1-12-76), (2-7-85)

Продолжение табл. 2.8

Показатель	Метод анализа	ГОСТ
Изменение массы после прогрева	Измерение массы битума, изменившейся вследствие испарения летучих компонентов или окисления воздухом	18180-72 с изм. (1-2-79), (2-5-83), (3-6-85)
Индекс пенетрации	Измерение глубины, на которую погружается игла пенетрометра в испытуемый образец битума при заданных нагрузках, температуре и времени	11501-78 с изм. (1-8-83), (2-8-84), (3-2-89)
Кислоты водорастворимые и щелочи, содержание	Качественное определение кислотности или щелочности водной вытяжки, содержащей водорастворимые соединения битума	6307-75
Парафины, содержание	Осаждение петролейным эфиром асфальтенов из растворенного в бензоле битума; адсорбция смолистых веществ оксидом алюминия; выделение парафинов из десорбированной фракции вымораживанием	17789-72 с изм. (1-5-83), (2-6-86), (3-11-99)
Разжижитель, количество испарившегося	Определение количества испарившегося разжижителя при нагреве жидких битумов в стандартных условиях	11504-73 с изм. (1-2-84)
Растворимость	Определение растворимости битума в органическом растворителе — бензоле, хлороформе или трихлорэтилене	20739-75 с изм. (1-7-80), (2-8-87), (3-12-95), (4-12-2000)
Растяжимость (дуктильность)	Определение максимальной длины, на которую может растянуться без разрыва битум, залитый в специальную форму, раздвигаемую с постоянной скоростью при заданной температуре	11505-75 с изм. (1-3-82), (2-6-86)

Продолжение табл. 2.8

Показатель	Метод анализа	ГОСТ
Сцепление с мрамором и песком	1. Определение способности вязкого битума удерживаться на предварительно покрытой им поверхности песка или мрамора при воздействии воды	11508-74 с изм. (1-9-79), (2-5-84)
	2. Определение способности жидкого или вязкого битума сцепляться с поверхностью песка или мрамора в присутствии воды	
Температура размягчения (по кольцу и шару)	Определение температуры, при которой битум, находящийся в кольце заданных размеров в условиях испытания, размягчится и, перемещаясь под действием стального шарика, коснется контрольного диска аппарата	11506-73 с изм. (1-11-84), (2-9-87)
Температура хрупкости	Охлаждение и периодический изгиб образца битума с определением температуры, при которой появляются трещины или образец ломается	11507-78 с изм. (1-3-84), (2-8-86), (3-12-95)
<b>Парафины</b>		
Ароматические углеводороды, содержание	Измерение оптической плотности жидких парафинов или их растворов на волне 270 нм и вычисление массовой доли ароматических углеводородов по коэффициентам поглощения индивидуальных углеводородов	27808-88
Масло, содержание	1. Растворение парафина в метилэтилкетоне; охлаждение раствора до $-32^{\circ}\text{C}$ ; выделения кристаллов парафина; отделение под давлением фильтрата; выпаривание растворителя; взвешивание остатка (масла)	9090-2000 (ИСО 2908-74)

Продолжение табл. 2.8

Показатель	Метод анализа	ГОСТ
Масло, содержание	2. Растворение парафина в ацетон-бензольной смеси или метилэтилкетоне; охлаждение до -20°C; выделение кристаллов парафина; отделение под вакуумом фильтрата; отгонка растворителя; взвешивание остатка (масла)	
Фракционный состав	Перегонка парафинов под вакуумом; определение температуры начала и конца кипения; установление процентного выхода дистиллята при заданной температуре	10120-71 с изм. (1-5-79), (2-7-80), (3-2-84), (4-8-88)
Цвет	Визуальное сравнение цвета определенного объема расплавленного парафина с цветом стандартных светофильтров цветовой шкалы колориметра КНС-2	25337-82 с изм. (1-1-88), (2-11-95)

Таблица 2.9

Методы анализа углеводородных газов

Показатель	Анализируемый продукт	Метод анализа	ГОСТ
Воббе число	Газы горючие природные	См. Теплота сгорания, относительная плотность, число Воббе	
Водяные пары, содержание	Газы горючие природные	Количественная сорбция водяных паров пентоксидом фосфора из потока анализируемого газа	20060-83 с изм. (1-2-89)
Запах интенсивность	Газ для коммунально-бытового потребления	Оценка интенсивности запаха газозвушной смеси, создаваемой в комнате-камере или с помощью одориметра (производится группой испытателей)	22387.5-77 с изм. (1-3-86)

Продолжение табл. 2.9

Показатель	Анализируемый продукт	Метод анализа	ГОСТ
Кислород, содержание	Газ для коммунально-бытового потребления	Поглощение кислорода раствором пиригальдола А из газа, предварительно освобожденного от кислотных компонентов; определение количества поглощенного кислорода	22387.3-77 с изм. (1-3-86), (2-11-91)
Компонентный состав	Газы горючие природные и искусственные	Определение производится на газоанализаторе типа ГХЛ; определяются: сумма кислотных газов (CO <sub>2</sub> , SO <sub>2</sub> , H <sub>2</sub> S и др.); сумма непредельных углеводородов; O <sub>2</sub> ; CO; H <sub>2</sub> ; сумма предельных углеводородов и H <sub>2</sub>	5439-76 с изм. (1-1-87), (2-6-89)
	Газы горючие природные	Хроматографическое разделение компонентов природного газа сочетанием парожидкостной и газоадсорбционной хроматографии и газохроматографического детектирования разделенных компонентов смеси; определяется содержание H <sub>2</sub> , He, Na, O <sub>2</sub> , CO <sub>2</sub> , CH <sub>4</sub> , C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> , C <sub>3</sub> H <sub>8</sub> , <i>изо</i> -C <sub>4</sub> H <sub>10</sub> , <i>п</i> -C <sub>4</sub> H <sub>10</sub> , <i>изо</i> -C <sub>5</sub> H <sub>12</sub> , <i>п</i> -C <sub>5</sub> H <sub>12</sub> , суммы углеводородов C <sub>6</sub> и выше	23781-87 с изм.: (1-8-92)
Плотность относительная	Газы горючие природные	См. Теплота сгорания, относительная плотность, число Воббе	
Сера общая, содержание	Газы углеводородные сжиженные	Сжигание пробы в токе воздуха; последующее ацидометрическое или нефелометрическое определение образовавшейся серной кислоты	22986-78 с изм. (1-5-84), (2-4-89)

Продолжение табл. 2.9

Показатель	Анализируемый продукт	Метод анализа	ГОСТ
Сероводород, содержание	Газы нефтепереработки	Химическое взаимодействие сероводорода с ацетатом свинца, нанесенным на силикагель. Образующийся сульфид свинца дает черное окрашивание слоя силикагеля, высота которого зависит от содержания сероводорода в анализируемом газе	11382-76 с изм. (1-11-81), (2-11-87), (3-1-90), (4-2-93)
	Газ для коммунально-бытового потребления	Поглощение сероводорода из газа раствором ацетата кадмия; последующее йодометрическое определение сульфида кадмия в поглотительном растворе	22387.2-97
Сероводород и меркаптано-вая сера, содержание	Газы горючие природные	Поглощение сероводорода из газа подкисленным раствором хлорида калия и меркаптанов — щелочным раствором хлорида кадмия с последующим йодометрическим определением образовавшихся сульфида и меркаптида кадмия в поглотительных растворах	22387.2-97
	Газы углеводородные сжиженные	Последовательное поглощение сероводорода и меркаптанов водными растворами карбоната натрия и едкого натра; последующее потенциометрическое титрование образующихся сульфидов и меркаптидов натрия нитратом диаммин-серебра	22985-90
Смола и пыль, содержание	Газ для коммунально-бытового потребления	Осаждение смолы и пыли из газа на фильтре; установление массы осажденных веществ взвешиванием	22387.4-77 с изм. (1-3-86)

Продолжение табл. 2.9

Показатель	Анализируемый продукт	Метод анализа	ГОСТ
Теплота сгорания удельная	Газы горючие природные	Сжигание в калориметрической бомбе в среде сжатого кислорода определенного объема газа и определение количества теплоты, выделившейся при сгорании газа, а также при образовании и растворении в воде азотной и серной кислот	10062-75 с изм. (1-6-83), (2-7-86), (3-11-88)
Теплота сгорания, относительная плотность, число Воббе	Газы горючие природные	Теплота сгорания газа вычисляется по компонентному составу и теплоте сгорания отдельных компонентов; относительная плотность вычисляется по компонентному составу и плотности отдельных компонентов; число Воббе представляет собой отношение теплоты сгорания и корня квадратного из плотности	22667-82 с изм. (1-11-92)
Точка росы углеводородов	Газы горючие природные	Конденсация углеводородов непрерывного потока газа на охлаждаемой зеркальной поверхности и измерение температуры начала конденсации при условии равных давлений над охлаждаемой зеркальной поверхностью и в точке отбора газа	20061-84

### 2.3. СЫРЬЕ НЕФТЕПЕРЕРАБАТЫВАЮЩИХ ЗАВОДОВ

Сырьем нефтеперерабатывающих заводов являются нефть и газовый конденсат.

Нефть представляет собой сложную смесь органических соединений (преимущественно углеводородов), образовавшихся в результате глубоких превращений, происходивших в земных недрах в течение десятков и сотен миллионов лет.



### 2.3.1. ДАННЫЕ О ЗАПАСАХ И ДОБЫЧЕ НЕФТИ

Мировые промышленные запасы нефти оцениваются величиной около 260 млрд тонн. Мировые разведанные запасы по состоянию на 1 января 2002 года составляют около 1 триллиона баррелей (приблизительно 145 млрд т).

Наиболее богатыми по разведанным запасам нефти странами являются Саудовская Аравия, Ирак, Иран, Абу-Даби, Кувейт, Венесуэла, Россия, Ливия, Мексика, Китай.

В 2001 г. в мире было добыто свыше 3 млрд 300 млн т нефти и газового конденсата. Добыча в ведущих нефтедобывающих государствах составила (млн т):

Саудовская Аравия	— 385	Мексика	— 156
Россия	— 339	Венесуэла	— 134
США	— 290	Ирак	— 118
Иран	— 185	Великобритания	— 116
Китай	— 165	Нигерия	— 104
Норвегия	— 162		

Важнейшие нефтяные месторождения России расположены в районах Западной Сибири, республик Татарстан, Башкортостан, Коми. Эксплуатируются месторождения в Ставропольском и Краснодарском краях, на острове Сахалин.

Добычу нефти в России ведут крупные вертикальные интегрированные нефтяные компании, производственные объединения и совместные предприятия с иностранным участием. Данные о добыче нефти в России в 2001 году крупнейшими компаниями приводятся ниже (млн т):

Лукойл	— 65	Сибнефть	— 20,2
Юкос	— 58	Роснефть	— 14,8
Сургутнефтегаз	— 43,8	Славнефть	— 13,5
Тюменская нефтяная компания	— 33,5	Башнефть	— 11,5
Татнефть	— 24,5	Сиданко	— 10

Значительными запасами нефти обладают и другие страны, ранее входившие в состав СССР — Казахстан, Азербайджан, Туркменистан, Узбекистан и др. Нефть также добывается на Украине, в Белоруссии, Грузии. Ниже содержатся данные о добыче нефти в этих странах (млн т, 2001 г.):

Казахстан	— 35,3	Украина	— 4,0
Азербайджан	— 14,9	Беларусь	— 1,7
Узбекистан	— 7,3	Грузия	— 0,1
Туркменистан	— 8,0	Киргизстан	— 0,1

### 2.3.2. КЛАССИФИКАЦИЯ И УСЛОВНОЕ ОБОЗНАЧЕНИЕ НЕФТЕЙ

Сырой нефтью называют жидкую природную ископаемую смесь углеводородов широкого физико-химического состава, которая содержит растворенный газ, воду, минеральные соли, механические примеси и служит основным сырьем для производства жидких энергоносителей (бензина, керосина, дизельного топлива, мазута), смазочных масел, битумов и кокса. Нефть, добываемая из земных недр, отделяется на промыслах от растворенного газа, воды и солей.

Нефть, подготовленная к поставке потребителю в соответствии с требованиями действующих нормативных документов, называется товарной нефтью. Согласно ГОСТ Р51858-2002 товарную нефть подразделяют на классы, типы, группы, вилы по физико-химическим свойствам, степени подготовки, содержанию сероводорода и легких меркаптанов.

В зависимости от массовой доли серы нефть подразделяют на классы (табл. 2.10). По плотности, выходу фракций и массовой доле парафина нефть подразделяют на 5 типов: 0 — особо легкая, 1 — легкая, 2 — средняя, 3 — тяжелая, 4 — битуминозная. Характеристика нефтей различных типов представлена в табл. 2.11.

Таблица 2.10  
Классы нефти

Класс нефти	Наименование	Содержание серы, % мас.
1	Малосернистая	До 0,60 включительно
2	Сернистая	От 0,61 до 1,80
3	Высокосернистая	От 1,81 до 3,50
4	Особо высокосернистая	Свыше 3,50

Таблица 2.11

## Типы нефти

Наименование параметра	Норма для нефти типа					
	0		1		2	
	для внутреннего потребления	для экспорта	для внутреннего потребления	для экспорта	для внутреннего потребления	для экспорта
Плотность, кг/м <sup>3</sup> , при температуре, °С: 20 15	Не более 830,0		830,1-850,0		850,1-870,0	
	Не более 834,5		834,6-854,4		854,5-874,4	
Выход фракций, %, не менее, до температуры, °С: 200 300 350	—	30	—	27	—	21
	—	52	—	47	—	42
	—	62	—	57	—	53
	—	—	—	—	—	—
Содержание парафина, % мас., не более	—	6,0	—	6,0	—	6,0

Продолжение табл. 2.11

Наименование параметра	Норма для нефти типа			
	3		4	
	для внутреннего потребления	для экспорта	для внутреннего потребления	для экспорта
Плотность, кг/м <sup>3</sup> , при температуре, °С: 20 15	870,1-895,0		Более 895,0	
	874,5-899,3		Более 899,3	
Выход фракций, %, не менее, до температуры, °С: 200 300 350	—	—	—	—
	—	—	—	—
	—	—	—	—
	—	—	—	—
Содержание парафина, % мас., не более	—	—	—	—

Примечание. Если по одному из показателей (плотности или выходу фракций) нефть относится к группе с меньшим номером, а по другому — к группе с большим номером, то нефть признают соответствующей группе с большим номером.

По степени подготовки к транспортировке и переработке нефти делятся на 3 группы (табл. 2.12). В зависимости от содержания сероводорода и легких меркаптанов нефть подразделяют на виды (табл. 2.13).

Таблица 2.12

## Группы нефти по степени подготовки

Показатели	Норма для нефти типа		
	1	2	3
Содержание воды, % мас., не более	0,5	0,5	1,0
Концентрация хлористых солей, мг/дм <sup>3</sup> , не более	100	300	900
Содержание механических примесей, % мас., не более	0,05		
Давление насыщенных паров, кПа (мм рт.ст.), не более	66,7 (500)	66,7 (500)	66,7 (500)
Содержание хлорорганических соединений, млн <sup>-1</sup> (ppm), не более	Не нормируется. Определение обязательно		

Примечание. Если по одному из показателей нефть относится к группе с меньшим номером, а по другому — к группе с большим номером, то нефть признают соответствующей группе с большим номером.

Таблица 2.13

## Виды нефти по массовой доле сероводорода и легких меркаптанов

Показатели	Норма для нефти типа		
	1	2	3
Содержание сероводорода, млн <sup>-1</sup> (ppm), не более	20	50	100
Содержание метил- и этилмеркаптанов в сумме, млн <sup>-1</sup> (ppm), не более	40	60	100

Примечание. Нефть с нормой "менее 20 млн<sup>-1</sup> (ppm)" считают не содержащей сероводород.

Условное обозначение нефти состоит из четырех цифр, соответствующих обозначениям класса, типа, группы и вида нефти. При поставке нефти на экспорт к обозначению типа добавляется индекс "э".

## 2.3.3. ХАРАКТЕРИСТИКА НЕФТЕЙ, ДОБЫВАЕМЫХ НА ТЕРРИТОРИИ РОССИИ И Б. СССР

Физико-химические свойства основных наиболее часто поступающих на переработку нефтей, добываемых в странах б. СССР, приводятся в табл. 2.14. Табл. 2.15 содержит дан-

Таблица 2.14

## Физико-химические свойства нефтей б. СССР

Нефть	Плотность $\rho_{4}^{20}$	Вязкость при 20°C, сСт	Температура, °C		Давление насыщенных паров при 38°C, мм рт.ст.	Парафин		Содержание, %					Коксусность, %	Зольность, %	Выход фракций, %	
			застывания (с обработкой)	вспышки (в закрытом тигле)		содержание, %	температура плавления, °C	серы	азота	смоли сернистых	ароматических	до 200°C			до 350°C	
<b>Россия</b>																
<i>Урал и Поволжье</i>																
Арланская	0.8918	39,7	-34	-13	—	3,4	52	3,04	0,33	76	5,8	6,7	0,01	18,7	42,8	
Бавлинская	0.8830	25,8	-48	40	400	4,1	51	2,80	0,25	38	6,1	6,7	0,011	19,2	42,4	
Жирновская	0.8567	17,7	-6	-22	—	5,1	55	0,26	—	8	0,20	2,0	—	8,6	50,8	
Кулешовская	0.8240	4,0	-14	-44	—	4,0	52	0,91	0,07	15	0,7	—	—	35,0	63,6	
Мухановская	0.8462	13,3	-27	<-35	139	6,9	50	1,18	0,12	28	2,2	3,61	—	26,0	54,0	
Ромашкинская	0.8620	14,2	-42	-38	436	5,1	50	1,61	0,17	34	4,0	5,3	—	24,0	49,0	
Туймазинская	0.8560	11,9	-29	-20	—	4,1	53	1,44	0,14	39	3,4	4,4	0,005	26,4	53,4	
Шкаповская	0.8624	13,8	-24	-17	—	4,1	55	1,60	0,12	24	3,3	5,1	—	25,7	52,3	
<i>Республика Коми</i>																
Джьерская	0.8430	9,2	-18	<-35	297	7,9	48	0,70	0,16	18	0,99	3,20	0,038	29,6	52,4	
Усинская	0.8369	—	3	<-35	362	10,8	50	0,61	0,10	22,0	0,68	2,21	—	25,4	52,2	
Ярегская	0.9449	786,3 при 40°C	-10	108	—	1,4	50	1,11	0,37	>50	3,7	8,44	—	0,4	18,8	
<i>Западная Сибирь</i>																
Мегионская	0.8560	7,1	-35	-22	125	2,28	52	1,10	0,15	21	1,13	2,20	0,027	27,2	59,0	
Нижнеуртовская	0.8510	7,87	-28	—	—	2,14	50	0,95	0,13	—	1,45	2,16	—	29,4	59,1	
Самотлорская	0.8426	6,1	-33	<-34	279	2,3	50	0,96	0,12	14,0	1,4	1,94	0,010	30,7	58,2	
Варьеганская	0.8200	6,8	-22	<-35	352	3,2	49	0,23	0,13	11	0,47	1,22	0,004	36,9	65,8	
Усть-Балыкская	0.8704	25,1	-20	-30	99	2,3	56	1,53	0,19	44	2,3	5,01	0,027	19,3	42,8	
Шаймская	0.8269	6,8	-2	-35	322	2,9	55	0,46	0,10	14	0,8	2,08	0,062	32,0	58,8	
<i>о. Сахалин</i>																
Эхабинская	0.8695	7,7	<-30	-35	50	3,1	49	0,34	0,25	19	0,9	2,06	0,004	27,2	60,4	

Продолжение табл. 2.14

Нефть	Плотность $\rho_4^{20}$	Вязкость при 20°C, сСт	Температура, °С		Давление насыщенных паров при 38°C, мм рт.ст.	Парафин		Содержание, %					Коксность, %	Зольность, %	Выход фракций, %	
			застывания (с обработкой)	вспышки (в закрытом тигле)		содержание, %	температура плавления, °С	серы	азота	смолянистых	окисленных	асфальтенов			до 200°C	до 350°C
<b>Северный Кавказ</b>																
Озексуатская	0,8230	6,3	20	0	—	17,5	52	0,09	0,12	—	0,38	0,77	0,04	24,2	58,1	
Троицко-Анастасиевская	0,9067	37,8	-54	28	—	1,0	—	0,22	0,11	18	0,81	1,88	0,026	8,2	48,3	
Хаянкортовская	0,798	3,1	-5	<-30	320	4,6	58	0,10	0,02	8	0,14	0,12	0,066	39,2	70,7	
<b>Украина и Беларусь</b>																
Гнединцевская	0,8307	4,0	-25	-13	790	2,0	51	0,47	0,07	18	0,99	1,50	0,006	32,1	57,4	
Долинская	0,8476	—	20	-12	110	10,0	52	0,20	0,18	18	0,64	2,05	1,60	28,6	53,2	
Речицкая	0,8393	18,4	-34	<-35	307	9,5	49	0,32	0,09	18	0,11	2,60	0,07	27,9	53,7	
<b>Казахстан</b>																
Жетыбайская	0,8492	15,5 при 50°C	31	-15	—	23,4	60	0,10	0,11	—	1,7	2,26	0,045	16,4	41,2	
Кенкиякская	0,9005	161,1	-27	8	63	4,5	50	0,45	0,21	48,0	4,2	5,78	0,06	12,2	35,3	
Узенская	0,8590	21,7 при 50°C	32	0	—	21	62	0,12	0,16	—	1,1	3,48	0,126	11,5	33,4	
Тенгизская	0,8159	4,01	-8	-2	—	2,15	52,5	0,62	0,12	4,4	0,09	0,6	0,2	41,7	74,3	
<b>Азербайджан</b>																
Балаханская	0,8760	20,5	-50	2	—	0,7	51	0,19	0,09	16	0,01	1,23	0,005	18,1	50,4	
Нефтяные Камни	0,8870	29,8	<-20	-3	—	1,0	52	0,20	0,16	24	0,10	2,23	—	20,0	48,4	
Сураханская	0,8488	13,3	<-20	1	—	4,6	52	0,13	0,05	8	0	0,65	0,08	20,4	42,5	
<b>Туркменистан</b>																
Котур-Тепинская	0,8580	62,9	-4	—	94	6,4	56	0,27	0,14	28,0	0,7	2,76	—	18,2	47,0	
Небит-Дагская	0,8887	49,2	-44	—	68	1,2	51	0,15	0,15	32,0	0,87	3,1	—	17,9	43,9	

Таблица 2.15

Потенциальное содержание фракций в нефтях б. СССР, %

Нефть	Отгоняется до									
	28 (газ до C <sub>4</sub> )	62	70	85	90	105	120	140	160	
Ромашкинская	2,9	4,1	5,6	7,5	8,0	9,5	11,4	14,6	17,2	
Арланская	1,2	3,9	4,8	6,0	6,5	7,4	9,7	12,3	13,9	
Туймазинская	1,8	5,5	6,3	7,4	8,2	10,5	13,0	16,1	19,5	
Мухановская	2,1	5,1	—	8,6	—	11,1	13,4	16,6	20,1	
Кулешовская	2,3	7,9	—	11,9	—	15,6	18,7	23,5	28,8	
Усинская	2,5	6,2	6,8	8,3	9,0	10,8	12,8	15,8	18,8	
Усть-Балыкская	0,9	3,7	4,2	5,1	5,6	7,0	8,4	11,3	13,7	
Самотлорская	1,5	7,1	8,3	10,4	11,3	13,6	16,1	19,7	23,3	
Шаимская	3,5	7,9	9,0	11,1	12,4	14,9	17,7	21,5	24,6	
Мегионская	0,5	2,0	2,9	4,0	4,9	7,4	10,0	14,4	18,8	
Эхабинская	0,1	3,3	3,9	5,5	6,2	8,3	11,1	14,9	18,8	
Озек-Суатская	0,2	2,5	3,2	4,2	4,6	7,7	10,1	13,6	17,0	
Троицко-Анастасиевская	0,2	0,3	0,4	0,5	0,9	1,2	1,6	2,6	4,4	
Долинская	0,4	2,7	6,0	8,0	8,8	12,1	14,6	18,5	21,7	
Речицкая	1,5	5,4	6,4	8,6	9,4	11,8	14,0	17,6	21,0	
Котур-Тепинская	0,3	1,7	2,2	3,7	4,3	5,9	7,7	10,0	12,6	
Жетыбайская	0,2	0,8	1,2	1,7	1,8	3,8	5,1	7,9	10,9	
Узеньская	—	1,2	1,5	2,2	2,5	3,2	4,6	6,3	8,0	

ные о потенциальном содержании узких фракций в нефтях, а табл. 2.16 — о составе углеводородных газов до C<sub>4</sub> и содержании углеводородов C<sub>5</sub>. В табл. 2.17 охарактеризованы прямогонные бензины и бензиновые фракции, являющиеся сырьем каталитического риформинга, а в табл. 2.18 — сред-

температуры, °С														Ос-таток
180	200	220	230	240	260	280	300	350	400	450	490			
21,0	24,0	27,0	28,4	30,6	34,2	37,6	41,0	49,0	56,8	65,0	69,8	30,2		
16,1	18,7	20,9	22,2	23,3	26,7	29,9	33,2	42,8	52,5	60,8	—	39,2		
23,6	26,4	29,3	31,2	32,9	36,7	40,4	44,2	53,4	61,3	69,7	76,4	33,6		
23,9	27,4	31,6	33,7	35,6	39,0	42,5	46,0	54,2	64,1	74,0	—	26,0		
33,4	37,3	41,8	43,8	45,9	49,6	53,7	57,6	65,9	73,2	81,6	—	18,4		
22,0	25,4	28,6	30,1	31,8	35,6	39,4	43,0	52,2	61,0	69,4	75,9	24,1		
16,3	19,3	22,0	23,7	24,8	27,9	30,3	33,8	42,8	51,0	58,0	64,3	35,7		
16,9	30,6	34,2	36,0	37,8	41,2	44,8	48,6	58,2	68,2	77,0	83,4	16,6		
28,5	32,0	35,8	37,2	38,8	42,5	46,0	49,2	58,8	68,8	77,2	81,8	18,2		
23,8	28,4	33,2	35,6	38,0	42,2	46,5	51,0	62,3	70,8	78,0	84,4	15,6		
23,0	27,2	31,5	33,6	35,7	39,8	44,3	48,8	60,4	71,8	81,1	86,3	13,7		
20,6	24,2	26,6	27,9	30,2	35,6	40,9	45,4	58,1	68,5	72,5	76,7	23,3		
6,4	8,4	11,2	12,6	15,4	20,6	27,5	35,2	48,5	53,5	69,7	78,9	21,1		
25,6	28,6	31,3	31,9	32,3	35,5	40,0	43,8	53,2	59,0	63,5	69,2	30,8		
24,4	27,9	31,4	33,0	34,6	38,2	41,6	45,0	53,7	62,1	71,6	73,6	26,4		
15,5	18,2	21,2	22,7	24,3	28,0	32,0	36,0	47,0	57,2	67,5	75,5	24,5		
13,7	16,4	19,5	21,3	23,3	26,2	28,5	32,4	41,2	47,1	59,7	68,2	31,8		
9,3	11,5	13,5	14,9	17,0	20,0	22,5	25,1	33,4	39,0	48,8	60,0	40,0		

ние дистилляты (керосиновые и дизельные фракции). Табл. 2.19 содержит информацию о свойствах остатков атмосферной и вакуумной перегонки и вакуумного дистиллята, используемых в качестве сырья каталитического крекинга или гидрокрекинга.

Состав углеводородных газов, содержащихся в нефтях б. СССР, %

Нефть	Углеводороды до C <sub>4</sub> включительно					Углеводороды C <sub>5</sub>		
	всего на нефть, %	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	изо-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	H-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	всего на нефть, %	изо-C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	H-C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>
Ромашкинская	2,87	6,25	37,3	13,59	42,86	2,24	44,2	55,8
Арланская	1,18	1,3	23,6	17,6	57,5	1,52	48,0	52,0
Туймазинская	1,80	1,2	29,0	14,9	54,9	1,60	45,5	54,5
Мухановская	2,10	0,5	25,7	10,0	63,8	2,1	37,8	62,2
Кулешовская	2,30	0,4	17,9	17,4	64,3	3,6	41,5	58,5
Усинская	2,54	3,0	30,8	11,6	54,6	-	-	-
Коробовская	1,80	8,4	8,9	21,2	61,5	0,3	37,2	62,8
Джэзьерская	0,90	2,2	28,0	12,5	57,3	3,30	46,8	53,2
Усть-Балыкская	1,50	0	8,6	18,9	72,5	-	-	-
Самолгорская	3,50	0,8	25,3	16,5	57,4	-	-	-
Шаймская	0,50	1,2	25,8	17,2	55,8	2,38	33,0	67,0
Мегинская	0,14	5,3	15,6	23,1	56,0	0,30	72,2	27,8
Эхабинская	0,20	-	-	50,0	50,0	0,70	14,2	85,8
Озек-Суатская	0,18	5,6	22,2	27,8	44,4	0,56	39,5	60,5
Троицко-Анастасиевская	0,43	0,2	8,0	21,8	70,0	0,37	41,2	58,8
Долинская	1,50	2,6	25,6	17,5	54,3	1,52	42,7	57,3
Речицкая	0,27	1,5	25,2	19,7	53,6	0,56	45,7	54,3
Келкиякская	0,71	5,7	12,8	31,4	51,1	0,68	40,9	59,1
Жетьбайская	0,50	0	20,0	20,0	60,0	0,90	44,5	55,5
Узеньская								

Таблица 2.17

Характеристика бензиновых фракций

Нефть	Прямойгонный бензин (н.к.-180°С)	октановое число	плотность р <sub>4</sub>	Сырье каталитического риформинга (85-180°С)		
				содержание серы, %	Углеводородный состав, %	
					арены	циклоалканы
Ромашкинская	0,032	48	0,7571	14	29	57
Арланская	0,12	40	0,7462	7,4	19,1	73,5
Туймазинская	0,026	44,6	0,7490	13,8	24	62,2
Мухановская	0,069	38	0,7589	12	10	78
Жирновская	0,10	48,3	0,7580	11	35	54
Усинская	Слезы	38,6	0,7490	10	16	74
Усть-Балыкская	0,025	39,6	0,7470	11,5	24,5	64
Самолгорская	0,009	52,5	0,7558	12	29	59
Шаймская	0,040	47,8	0,7480	9	37	54
Эхабинская	0,025	67,2	0,7865	17	57	26
Озек-Суатская	Слезы	41,4	0,7551	13	24	63
Троицко-Анастасиевская	0,036	57,6	0,7628	11	42	47
Долинская	0,012	56,6	0,7655	25	26	49
Речицкая	0,02	50,8	0,7572	15	23	62
Котур-Тепинская	0,045	57	0,7670	10	48	42
Жетьбайская	0,005	37,5	0,7462	8	30	62
Тенгизская	0,16	39	0,7557	15	29	56

Таблица 2.18

## Характеристика средних дистиллятов

Нефть	Легкий керосиновый дистиллят				
	температура отбора, °С	плотность $\rho_4^{20}$	вязкость при 20°С, сСт	температура, °С	
				начала кристаллизации	вспышки в закрытом гиле
Ромашкинская	120-230	0,7795	1,27	-60	32
Арланская	120-220	0,7752	1,26	-60	34
Туймазинская	120-225	0,775	1,25	-60	33
Мухановская	120-230	0,778	1,32	-61	28
Жирновская	120-240	0,8006	1,78	-60	28
Усинская	120-230	0,7715	1,26	-54	28
Усть-Балыкская	120-230	0,7756	1,32	-60	28
Самотлорская	120-240	0,7917	1,43	-60	34
Шаимская	120-230	0,7822	1,41	-60	29
Эхабинская	120-240	0,8235	1,36	Ниже -60	37
Троицко-Анастасиевская	120-240	0,8156	1,74	Ниже -60	38
Гнединцевская	140-230	0,8009	1,45	-58	28
Речицкая	120-230	0,777	1,28	-60	34
Котур-тепинская	120-240	0,7897	1,50	-60	30
Жетыбайская	120-215	0,7587	1,20	-60	31
Тенгизская	120-240	0,7896	1,25	-63	32

содержание, %		Дизельная фракция					
		температура отбора, °С	цетановое число	вязкость при 20°С, сСт	температура, °С		содержание серы, %
аренов	серы				застывания	вспышки	
19,0	0,13	230-350	57	6,2	-17	117	1,22
12,0	0,35	220-350	50	5,55	-17	97	2,51
14,5	0,14	225-350	51	5,95	-17	113	1,15
—	0,085	240-350	57,3	7,09	-15	126	1,08
8,0	0,05	240-350	55	7,81	-18	101	0,14
9,1	0,12	230-350	67,4	5,80	-7	—	0,39
11,0	0,06	200-350	58	5,28	-17	85	0,59
22,1	0,05	200-350	51	4,8	-23	105	0,57
12,5	0,06	230-350	Выше 59	6,0	-13	125	0,14
25	0,03	240-350	44	6,5	-20	101	0,23
10,2	0,061	240-350	45	7,12	Ниже -60	115	0,121
21,6	0,029	180-350	47	5,2	-17	75	0,07
15,0	0,09	230-350	59	7,46	-11	112	0,17
19,0	0,05	200-350	57	5,15	-12	86	0,16
6,0	0,008	180-350	57	4,07	-11	84	0,031
21,0	0,29	180-350	54,3	3,78	-29	83	0,58

Таблица 2.19

## Характеристика вакуумных дистиллятов и остатков атмосферной и

Нефть	Остаток атмосферной перегонки (фракция выше 350°C)			
	вязкость при 80°C, ВУ	температура, °C		содержание серы, %
		застывания	вспышки	
Ромашкинская	18,61	25	228	2,68
Арланская	39,8	21	243	4,23
Туймазинская	13,1	18	242	2,55
Мухановская	10,2	25	—	2,2
Жирновская	3,46	-7	210	0,48
Усть-Балыкская	7,18	9	228	2,42
Самотлорская	5,9	13	233	1,9
Шаймская	4,50	21	224	0,90
Эхабинская	5,1	9	226	0,61
Хаянкортовская	2,27	33	200	0,16
Троицко-Анастасиевская	6,28	-3	208	0,34
Леяковская	1,6	32	231	0,92
Речицкая	10,3	16	218	0,74
Котур-Тепинская	5,65	26	235	0,45
Жетыбайская	4,36	43	207	0,12
Тенгизская	2,58	30	220	1,09

2.3.4. ГАЗОВЫЕ КОНДЕНСАТЫ, ДОБЫВАЕМЫЕ  
В РОССИИ И НА ТЕРРИТОРИИ Б. СССР

Наряду с нефтяными в России и странах б. СССР эксплуатируются месторождения газового конденсата. В пластовых условиях конденсат растворен в газе и находится с ним в единой фазе. После извлечения на земную поверхность конденсат отделяется от газа. Крупные месторожде-

## вакуумной перегонки

Вакуумный дистиллят				Остаток вакуумной перегонки		
температура отбора, °C	температура застывания, °C	коксуемость, %	содержание серы, %	температура начала кипения, °C	коксуемость, %	содержание серы, %
350-500	30	—	1,77	500	—	3,01
350-450	29	—	3,71	450	14,4	4,47
350-500	33	—	2,05	500	—	3,1
350-450	17,3	—	1,5	450	—	2,5
350-490	22	0,13	0,4	450	—	0,58
350-500	26	0,064	1,66	500	12,98	3,12
350-500	20	0,09	1,64	500	12,54	2,35
350-480	17	0,01	0,62	480	11,13	1,25
350-500	20	0,18	0,47	500	13,47	0,90
350-500	30	0,02	0,18	500	5,62	0,26
350-500	-29	0,12	0,22	500	10,7	0,39
350-500	22	0,29	0,64	500	9,3	1,31
350-475	35	0,017	0,36	475	11,73	0,75
350-490	34	0,09	0,28	490	12,9	0,61
350-500	41	0,05	0,14	490	6,34	0,18
350-500	37	—	1,2	500	—	1,44

ния газового конденсата находятся в Оренбургской и Астраханской областях, в Западной Сибири (Уренгойское, Заполярное и др.), Казахстане (Карачаганак), Узбекистане (Шатлык и Газли).

Газовый конденсат представляет собой смесь жидких углеводородов (содержащих больше 4 атомов углерода в молекуле). В табл. 2.20 представлена характеристика газового конденсата различных месторождений.



Таблица 2.20  
Характеристика газовых конденсатов различных месторождений

Месторождение	Выход ста- бильного конденсата, см <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	Плотность ρ <sub>20</sub> г/см <sup>3</sup>	Вязкость при 20°С, мм <sup>2</sup> /с	Молеку- лярная масса	Содержание, %		Темпера- тура за- стывания, °С	Фракционный состав			
					серы	пара- финов		Отгон при температуре, °С			
								10%	50%	90%	
Оренбургское	93	0,697	0,59	98	1,13	0	Ниже -60	33	45	91	204
Вуктыльское	505	0,728	0,78	114	0,02	0,5	-39	31	55	137	305
Урентойское	498	0,736	1,05	98	0,02	0,014	-67	32	80	135	243
Заполярье	270	0,744	0,95	105	0,02	--	--	42	84	146	290
Ямбургское	158	0,770	--	114	0,02	--	--	47	--	--	--
Харасавейское	196	0,775	1,3	121	0,02	0,9	-15	60	101	175	296
Майкопское	55	0,813	1,17	123	0,01	--	--	44	81	128	245
Астраханское	600	0,808	2,98	--	1,43	3,14	-15	36	86	139	310
Шатлыкское	6,7	0,765	0,93	150	0,02	2,6	-10	90	113	135	181
Газлинское	20	--	0,92	--	0,01	0	Ниже -60	70	97	160	298
Карачагакское	--	0,800	2,62	210	0,9	3,0	-15	36	62	231	455

## 2.4. ТОВАРНАЯ ПРОДУКЦИЯ НЕФТЕПЕРЕРАБАТЫВАЮЩИХ ЗАВОДОВ

### 2.4.1. ТОПЛИВА

Ниже приводятся сведения об основных показателях качества авиационных бензинов, выпускаемых по ГОСТ 1012-72 (табл. 2.21), автомобильных бензинов, вырабатываемых по ГОСТ Р51105-97 и Р51866-2002 (табл. 2.22), и топлив для реактивных двигателей, которые производятся по ГОСТ 10227-86 и ГОСТ 12308-89 (табл. 2.23).

Таблица 2.21  
Авиационные бензины

Показатель	Норма по маркам	
	Б-95/130	Б-91/115
Содержание тетраэтилвинила, г/кг, не более	3,1	2,5
Октановое число (моторный метод), не менее	95	91
Сортность на богатой смеси, не менее	130	115
Фракционный состав: температура н. к., °С, не ниже отгоняется при температуре, °С, не выше:	40	40
10%	82	82
50%	105	105
90%	145	145
97,5%	180	180
Давление насыщенных паров, Па (мм рт.ст.): не менее не более	33325(250) 45422(340)	29326(220) 47988(360)
Удельная теплота сгорания, кДж/кг (ккал/кг), не менее	42497(10250)	
Содержание серы, % мас., не более	0,03	0,03
Содержание ароматических углеводородов, % мас., не более	35	35
Температура начала кристаллизации, °С, не выше	-60	-60



Таблица 2.23

## Топлива для реактивных двигателей

Показатель	Марки топлива										
	ТС-1		Т-1С		Т-1		Т-2		РТ	Т-6	Т-8В
	Высший сорт	Первый сорт	Высший сорт	Первый сорт	Первый сорт	Первый сорт	Высший сорт	Высший сорт			
Плотность при 20°С, кг/м <sup>3</sup> не менее	780	775	810	800	800	800	755	775	775	840	800
Кинематическая вязкость, мм <sup>2</sup> /с при 20°С, не менее	1,30	1,25	1,50	1,50	1,50	1,50	1,05	1,25	1,25	До 4,5	Выше 1,5
при минус 40°С, не более	8	8	16	16	16	16	6	16	16	60	16
Фракционный состав:											
температура начала перегонки, °С, не ниже	—	—	—	—	—	—	60	135	135	195	165
не выше	150	150	150	150	150	150	—	155	155	—	—
отгоняется при температуре, °С, не выше:											
10%	165	165	175	175	175	175	145	175	175	220	185
50%	195	195	225	225	225	225	195	225	225	255	Не нормируется
90%	230	230	270	270	270	270	250	270	270	290	Не нормируется
98%	250	250	280	280	280	280	280	280	280	315	280
Низшая теплота сгорания, кДж/кг, не менее	43120	42900	42900	42900	42900	42900	43100	43120	43120	42900	42900
Высота неконтающего пламени, мм, не менее	25	25	20	20	20	20	25	25	25	20	20

## Продолжение табл. 2.23

Показатель	Марки топлива										
	ТС-1		Т-1С		Т-1		Т-2		РТ	Т-6	Т-8В
	Высший сорт	Первый сорт	Высший сорт	Первый сорт	Первый сорт	Первый сорт	Высший сорт	Высший сорт			
Йодное число, г йода на 100 г топлива, не более	2,5	3,5	2,0	2,0	2,0	3,5	0,5	0,5	0,8	0,9	
Температура вспышки (в закрытом тигле), °С, не ниже	28	28	30	30	30	—	28	28	62	45	
Температура начала кристаллизации, °С, не выше	-60	-60	-60	-60	-60	-60	-55	-55	-60	-50	
Содержание, % мас., не более:											
ароматических углеводородов	22	22	20	20	20	22	22	22	10	22	
общей серы	0,20	0,25	0,10	0,10	0,10	0,25	0,10	0,10	0,05	0,10	
меркаптановой серы	0,003	0,005	0,001	—	—	0,005	0,001	0,001	Отсутствует	0,001	
Концентрация фактических смол, мг на 100 см <sup>3</sup> топлива, не более:	3	5	6	6	6	5	4	4	4	4	
Люминиметрическое число	—	—	—	—	—	—	—	—	45	45	
Кислотность, мг КОН на 100 см <sup>3</sup> топлива:											
в топливе без противозносной присадки, не более	—	—	—	—	—	—	—	—	—	0,5	—
в топливе с противозносной присадкой	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	0,4-0,7

В табл. 2.24 охарактеризованы дизельные топлива, производимые по ГОСТ 305-82 и ТУ 38.1011348-99, а в табл. 2.25 — топлива котельные (мазуты), которые производятся по ГОСТ 10585-99.

Таблица 2.24  
Дизельные топлива

Показатель	Л	З	А	ДЛЭЧ-В	ДЛЭЧ	ДЗЭЧ-В	ДЗЭЧ
Цетановое число, не менее	45	45	45	49	45	45	45
Фракционный состав: отгоняется при температуре, °С, не выше:							
50%	280	280	255	280	280	280	280
96%	360	340	330	360	360	340	340
Температура вспышки (в закрытом тигле), °С, не ниже:							
для тепловозных и судовых дизелей, газовых турбин	62	40	35	62	62	40	40
для дизелей общего назначения	40	35	30	40	40	35	35
Температура помутнения, °С, не выше, для климатической зоны:							
умеренной	-5	-25	—	—	—	—	—
холодной	—	-35	—	—	—	—	—
Температура застывания, °С, не выше, для климатической зоны:							
умеренной	-10	-35	—	-10	-10	-35	-35
холодной	—	-45	-55	—	—	—	—
Кинематическая вязкость при 20°С, сСт	3,0-6,0	1,8-5,0	1,5-4,0	3,0-6,0	3,0-6,0	1,8-5,0	1,8-5,0

Продолжение табл. 2.24

Показатель	Л	З	А	ДЛЭЧ-В	ДЛЭЧ	ДЗЭЧ-В	ДЗЭЧ
Коэффициент фильтруемости, не ниже	3	3	3	—	—	—	—
Предельная температура фильтруемости, °С, не выше	—	—	—	-5	-5	-25	-25
Плотность при 20°С, кг/м <sup>3</sup> , не более	860	840	830	860	860	840	840
Содержание серы, % мас., не более:							
Вид I	0,2	0,2	0,2	0,035	0,035	0,035	0,035
Вид II	0,5	0,5	0,4	0,05	0,05	0,05	0,05
Вид III	—	—	—	0,10	0,10	0,10	0,10
Содержание, % мас., не более:							
меркаптановой серы	0,01	0,01	0,01	—	—	—	—
ароматических углеводородов	—	—	—	20	—	10	—

Таблица 2.25  
Котельные топлива (мазуты)

Показатель	Норма по маркам			
	Ф-5	Ф-12	40	100
Вязкость при 50°С, не более:				
условная, °ВУ	5,0	12,0	—	—
кинематическая, сСт	36,2	89,2	—	—
Вязкость при 80°С, не более:				
условная, °ВУ	—	—	8,0	16,0
кинематическая, сСт	—	—	59,0	118,0
Динамическая вязкость при 0°С, Па·с, не более	2,7	—	—	—
Зольность, %, не более, для мазута:				
малозольного	—	—	0,04	0,05
зольного	0,05	0,10	0,12	0,14

Продолжение табл. 2.25

Показатель	Норма по маркам			
	Ф-5	Ф-12	40	100
Содержание, % мас., не более: механических примесей воды	0,10 0,3	0,12 0,3	0,5 1,0	1,0 1,0
Содержание серы, % мас., не более, для мазута видов:				
I	—	—	0,5	0,5
II	1,0	0,6	1,0	1,0
III	—	—	1,5	1,5
IV	2,0	—	2,0	2,0
V	—	—	2,5	2,5
VI	—	—	3,0	3,0
VII	6,0	6,0	—	—
Коксуемость, %, не более	6,0	6,0	—	—
Температура вспышки, °С, не ниже:				
в закрытом тигле	80	90	—	—
в открытом тигле	—	—	90	110
Температура застывания, °С, не выше	-5	-8	10; 25*	25; 42*
Теплота сгорания (нижняя) в пересчете на сухое топливо, кДж/кг, не менее, для мазута видов:				
I, II, III, IV	41154	41154	40740	40530
V, VI, VII	—	—	39900	39000
Плотность при 20°С, кг/м <sup>3</sup> , не более	955	960	—	—

Примечание: Для всех марок топлива содержание водорастворимых кислот и щелочей, сероводорода — отсутствие.

\*Для мазута из высокопарафинистых нефтей.

#### 2.4.2. НЕФТЯНЫЕ МАСЛА

В настоящем разделе содержится характеристика групп моторных масел по назначению и эксплуатационным свойствам (табл. 2.26) и классификация масел по вязкости (табл. 2.27). На НПЗ России и б. СССР производится исключительно широкая гамма нефтяных масел, детальную характеристику которых следует искать в сборниках стандартов, специальных справочниках и заводских каталогах.

Ниже приводятся основные показатели качества некоторых авиационных (табл. 2.28), автомобильных (табл. 2.29), дизельных (табл. 2.30), компрессорных (табл. 2.31), турбинных (табл. 2.32), промышленных (табл. 2.33) масел.

Таблица 2.26

#### Группы моторных масел по назначению и эксплуатационным свойствам

Группа масла по эксплуатационным свойствам		Рекомендуемая область применения
А		Нефорсированные бензиновые двигатели и дизели
Б	Б <sub>1</sub>	Малофорсированные бензиновые двигатели, работающие в условиях, которые способствуют образованию высокотемпературных отложений и коррозии подшипников
	Б <sub>2</sub>	Малофорсированные дизели
В	В <sub>1</sub>	Среднефорсированные бензиновые двигатели, работающие в условиях, которые способствуют окислению масла и образованию отложений всех видов
	В <sub>2</sub>	Среднефорсированные дизели, предъявляющие повышенные требования к антикоррозионным, противозносным свойствам масел и способности предотвращать образование высокотемпературных отложений
Г	Г <sub>1</sub>	Высокофорсированные бензиновые двигатели, работающие в тяжелых эксплуатационных условиях, способствующих окислению масла, образованию отложений всех видов и коррозии
	Г <sub>2</sub>	Высокофорсированные дизели без наддува или с умеренным наддувом, работающие в эксплуатационных условиях, способствующих образованию высокотемпературных отложений
Д	Д <sub>1</sub>	Высокофорсированные бензиновые двигатели, работающие в эксплуатационных условиях, более тяжелых, чем для масел группы Г <sub>1</sub>

Продолжение табл. 2.26

Группа масла по эксплуатационным свойствам		Рекомендуемая область применения
Д	Д <sub>2</sub>	Высокофорсированные дизели с наддувом, работающие в тяжелых эксплуатационных условиях или когда применяемое топливо требует использования масел с высокой нейтрализующей способностью, антикоррозионными и противоизносными свойствами, малой склонностью к образованию всех видов отложений
Е	Е <sub>1</sub>	Высокофорсированные бензиновые двигатели и дизели, работающие в эксплуатационных условиях, более тяжелых, чем для масел группы Д <sub>1</sub> и Д <sub>2</sub>
	Е <sub>2</sub>	Отличаются повышенной диспергирующей способностью, лучшими противоизносными свойствами

Таблица 2.27

Классы вязкости моторных масел

Класс вязкости	Кинематическая вязкость, мм <sup>2</sup> /с, при температуре		Класс вязкости	Кинематическая вязкость, мм <sup>2</sup> /с, при температуре	
	100°С	-18°С, не более		100°С	-18°С, не более
3 <sub>1</sub>	≥3,8	1250	24	21,9-26,1	—
4 <sub>1</sub>	≥4,1	2600	3 <sub>1</sub> /8	7,0-9,3	1250
5 <sub>1</sub>	≥5,6	600	4 <sub>1</sub> /6	5,6-7,0	2600
6 <sub>1</sub>	≥5,6	10400	4 <sub>1</sub> /8	7,0-9,3	2600
6*	5,6-7,0	—	4 <sub>1</sub> /10	9,3-11,5	2600
8	7,0-9,3	—	5 <sub>1</sub> /10	9,3-11,5	6000
10	9,3-11,5	—	5 <sub>1</sub> /12	11,5-12,5	6000
12	11,5-12,5	—	5 <sub>1</sub> /14	12,5-14,5	6000
14	12,5-14,5	—	6 <sub>1</sub> /10	9,3-11,5	10400
16	14,5-16,3	—	6 <sub>1</sub> /14	12,5-14,5	10400
20	16,3-21,9	—	6 <sub>1</sub> /16	14,5-16,3	10400

\* В маслах класса вязкости от 6 и далее значения кинематической вязкости указаны включительно.

Показатель	Синтетические масла			Минеральные масла		
	ВНИИП-50-1-4Ф	ЛЗ-240	Б-ЗВ	ИПМ-10	МС-20	МС-80
Кинематическая вязкость, сСт:						
при 100°С, не менее	3,2	4,8	5,0	3,0	20,5	—
при 50°С, не менее	—	—	—	—	—	8,0
при -40°С, не менее	2000	12500	12500	2000	—	4000
Индекс вязкости, не менее	—	—	—	—	80	—
Коксуемость, %, не более	—	—	—	—	0,29	—
Температура, °С:						
вспышки, не ниже:						
открытый тигель	204	235	235	204	265	—
закрытый тигель	—	—	—	—	—	145
застывания, не выше	-60	-58	-60	-50	-18	-55
Кислотное число, мг КОН/г, не более	≤0,20	≤0,50	4,4-5,5	≤0,05	—	0,05
Термоокислительная стабильность, ч (температура, °С)	50(175)	50(200)	10(200)	50(200)	—	50(150)

Таблица 2.28  
Авиационные масла

Показатель	Минеральные масла		Синтетические масла				
	МК-8	МС-8п	МС-20	ИПМ-10	Б-3В	ЛЗ-240	ВПИИП-50-1-4Ф
По методу Папок при 250°С, не менее	—	—	18	—	—	—	—
Показатели после окисления: кислотное число окисленного масла, мг КОН/г, не более	0,25	0,7	—	8,0	0,7-2,0	1,5	0,04
содержание осадка, нерастворимого в изооктане, % мас., не более	0,10	0,15	—	0,35	0,11	0,10	0,30
коррозионность на пластинах, г/м <sup>2</sup> :	—	±0,2	—	±0,2	—	—	±1,5
медь М1 и М2	—	Отсутствие	—	Отсутствие	Отсутствие	Отсутствие	±2,0
алюминиевый сплав АК-4	—	—	—	Отсутствие	—	—	±0,2
сталь ШХ-15	—	—	—	—	—	—	—
Плотность при 20°С, кг/м <sup>3</sup> , не более	885	875	—	820	1000	980-1020	926

Таблица 2.29  
Масла для бензиновых двигателей

Показатель	Норма по маркам					
	М-4, 6В <sub>1</sub>	М-5, /10Г <sub>1</sub>	М-6, /10В	М-6, /12Г <sub>1</sub>	М-8В	М-8В
Вязкость кинематическая, мм <sup>2</sup> /с, при температуре:						
100°С	5,5-6,5	10-11	9,5-10,5	>12	7,5-8,5	7,5-8,5
0°С	—	—	—	—	<1200	<1200
-18°С	1100-2600	Не норм.	<9000	<10400	Не норм.	Не норм.
-30°С	<11000	—	—	—	—	—
Индекс вязкости, не менее	125	120	120	115	93	93
Содержание механических примесей, % мас., не более	0,02	0,015	0,02	0,015	0,015	0,015
Температура, °С:						
вышки в открытом тигле, не ниже застывания, не выше	165	200	190	210	207	207
	-42	-38	-30	-30	-25	-25
Коррозионность на пластинках из свинца, г/м <sup>2</sup> , не более	5,0	Не норм.	4,0	Отсутствие	10,0	10,0
Моющие свойства по ПЗВ, баллы, не более	1,0	—	0,5	0,5	—	—
Щелочное число, мг КОН/г, не более	5,5	5,0	5,5	7,5	4,2	4,2
Зольность сульфатная, %, не более	1,3	0,9	1,3	1,3	0,95	0,95
Цвет, ед. ШТ, не более: без разбавления	—	5,0	—	7,5	—	—
с разбавлением 15,85	3,0	—	3,0	—	—	—
Плотность при 20°С, кг/м <sup>3</sup> , не более	880	900	890	900	905	905

Таблица 2.30  
Дизельные масла

Показатель	Масла групп А и Б <sub>2</sub>			Масла группы В <sub>2</sub>		
	М-14Б	МТЗ-10П	МТ-16П	М-10В <sub>2</sub>	М-14В <sub>2</sub>	М-20В <sub>2</sub> Ф
Кинематическая вязкость, сСт, при 100°С, в пределах	14±0,5	9,5-10,5	15,5-16,5	11±0,5	13,5-14,5	19-22
Индекс вязкости, не менее	85	125	85	85	85	90
Температура, °С: вспышки (открытый тигель), не ниже	200	165	210	205	210	230
застывания, не выше	-15	-43	-25	-15	-12	-15
Щелочное число, мг КОН/г, не менее	—	3,5	4,0	3,5	4,8	2,8
Степень чистоты, мг/100 г масла, не более	—	—	600	500	600	400
Коррозионность на пластинках свинца, г/см <sup>2</sup> , не более	8,0	5,0	5,0	10,0	Отсутствие	10,0
Цвет с разбавлением 15:85, сл. ЦНТ, не более	7,0	4,0	7,0	4,5	4,0	3,5
Моющие свойства по ПЗВ, баллы, не более	—	—	1,0	1,0	—	1,5
Плотность при 20°С, кг/м <sup>3</sup> , не менее	910	900	905	905	910	905
						М-16ИХП-3
						15,5-16,5
						90

Продолжение табл. 2.30

Показатель	Масла группы Г <sub>2</sub>		Масла группы Д <sub>2</sub>	
	М-10Г <sub>2</sub>	М-8Г <sub>2</sub>	М-14Г <sub>2</sub>	М-10ДЦЕ20
Кинематическая вязкость, сСт: при 100°С, в пределах	11±0,5	8±0,5	13,5-14,5	8,0-8,5
при 0°С, не более	—	1200	—	15,5-16,5
Индекс вязкости, не менее	90	90	90	—
Температура, °С: вспышки (открытый тигель), не ниже	205	200	220	195
застывания, не выше	-15	-25	-12	-30
Щелочное число, мг КОН/г, не менее	6,0	6,0	7,0	8,5
Степень чистоты, мг/100 г масла, не более	500	500	600	—
Коррозионность на пластинках свинца, г/м <sup>2</sup> , не более	20	20	—	Отсутствие
Моющие свойства по ПЗВ, баллы, не более	1,0	1,0	—	0,5
Плотность при 20°С, кг/м <sup>3</sup> , не менее	900	900	—	897
				910
				910
				92
				215
				—
				18
				600
				—
				—
				—
				—

Примечание. Для всех марок дизельных масел установлено требование: содержание воды — следы.



Таблица 2.31

## Компрессорные масла

Показатель	Масла без присадок				Масла с присадками			
	К-19	КС-19	Кп-8С	КЗ-10	КЗ-20	К4-20	К2-24	
Вязкость кинематическая, мм <sup>2</sup> /с, при температуре: 100°С 40°С	17-21 —	18-22 —	6,5-9 41,4-50,6	8,8-10,5 73,7-96,2	17-23 209-336	19,5-22 240-310	21-25 —	82 —
Индекс вязкости, не менее	0,04	0,02	0,05	0,02	0,5	—	—	0,35
Кислотное число, мг КОН/л, не более	245	260	200	205	250	225	270	—
Температура, °С: выщелки (открытый тигель), не ниже застывания, не выше	-5	-15	-15	-10	-15	-15	-10	—
Содержание, % мас.: механических примесей	0,07 0,3	Отсутствие	Отсутствие	0,65 0,35	0,07 0,6	0,02 0,6	Отсутствие	0,5 0,5
Серы	0,5	0,5	0,05	0,2	0,45	—	—	0,5
Коксуемость, %, не более	—	905	885	900	900	900	900	—
Плотность при 20°С, кг/м <sup>3</sup> , не более	—	0,01	0,005	0,005	0,12	0,5-0,8	0,06	—
Зольность, %, не более	—	—	—	—	—	—	—	—
Стабильность против окисления: осадок после окисления, %, не более	0,015	Отсутствие	0,02	—	—	—	—	—
кислотное число после окисления, мг КОН/л	—	0,5	0,2	—	—	—	—	—
Увеличение коксуемости, %	—	—	—	1,5	2,0	—	2,0	—
Цвет, ед. ЦНТ, не более	—	7,0	2,5	6,5	7,5	—	7,5	—
Коррозионность на пластинках свинца, г/см <sup>2</sup> , не более	—	10	—	—	—	10	—	—

Таблица 2.32

## Турбинные масла

Показатель	Норма по маркам							
	Масла без присадок				Масла с присадками			
	T22	T30	T46	T57	Tп-22С	Tп-30	Tп-46	
Кинематическая вязкость, сСт: при 50°С при 40°С	20-23 —	28-32 —	44-48 —	55-59 —	20-23 —	41,4-50,6	61,2-74,8	— —
Индекс вязкости, не менее	70	65	60	70	90	95	90	—
Кислотное число, мг КОН/л масла, не более	0,02	0,02	0,02	0,05	0,07	0,5	0,5	—
Число деэмульсаци, с, не более	300	300	300	300	180	210	180	—
Цвет, ед. ЦНТ, не более	2,0	2,5	3,0	4,5	2,5	3,5	5,5	—
Температура, °С: выщелки (открытый тигель), не ниже застывания, не выше	180 -15	180 -10	195 -10	195 —	186 -15	190 -10	220 -10	—
Плотность при 20°С, кг/м <sup>3</sup> , не более	900	900	905	900	900	895	895	—
Зольность базового масла, %, не более	0,005	0,005	0,010	0,020	—	0,005	0,005	—
Стабильность против окисления: осадок после окисления, %, не более кислотное число после окисления, мг КОН/л	0,10 —	0,10 —	0,10 —	—	0,005 —	0,01 —	0,01 —	0,008 1,5

Таблица 2.33

## Индустриальные масла

Показатель	Норма			
	Общего назначения			
	Обозначение по			
	И-5А	И-8А	И-12А	И-20А
	Обозначение по			
	И-Л-А-7	И-Л-А-10	И-ЛГ-А-15	И-Г-А-32
Плотность при 20°С, кг/м <sup>3</sup> , не более	870	880	880	890
Вязкость кинематическая, при 40°С, мм <sup>2</sup> /с	6-8	9-11	13-17	29-35
Индекс вязкости	—	—	—	—
Кислотное число, мг КОН/г	0,02	0,02	0,02	0,03
Температура, °С: вспышки в открытом тигле, не ниже застывания, не выше	140 -18	150 -15	170 -30	200 -15
Цвет, ед. ЦНТ, не более	1,0	1,5	1,5	2,0
Стабильность против окисления: приращение кислотного числа, мг КОН/г, не более приращение смол, %, не более	0,2	0,2	0,2	0,3
	1,5	1,5	1,5	2,0
Содержание, % мас.: цинка, не менее серы, не более	—	—	—	—
	—	—	—	—

по маркам					
без присадок			Серии И-Л-С		
ГОСТ 20799-88			По ТУ 38.1011191-97		
И-30А	И-40А	И-50А	И-Л-С-5	И-Л-С-10	И-Л-С-22
ГОСТ 17479.4-87					
И-Г-А-46	И-Г-А-68	И-ГТ-А-100	И-Л-С-5	И-Л-С-10	И-Л-С-22
890	900	910	850	880	890
41-51	61-75	90-110	4,1-5,1	9,0-11,0	19,8-24,0
—	—	—	—	—	90
0,05	0,05	0,05	—	—	—
210 -15	220 -15	225 -15	110 -15	143 -15	170 -15
2,5	3,0	4,5	1,5	2,0	2,0
0,4	0,4	0,4	—	—	—
3,0	3,0	3,0	—	—	—
—	—	—	0,04	0,04	0,04
—	—	—	0,9	0,9	0,9

Продолжение табл. 2.33

Показатель	Норма			
	Серии			
	ИГП-18	ИГП-30	ИГП-38	ИГП-49
Плотность при 20°С, кг/м <sup>3</sup> , не более	880	885	890	895
Вязкость кинематическая, при 40°С, мм <sup>2</sup> /с	24-30	39-50	55-65	76-85
Индекс вязкости	90	90	90	90
Кислотное число, мг КОН/г	1	1	1	1
Температура, °С: вспышки в открытом тигле, не ниже застывания, не выше	180 -15	200 -15	210 -15	215 -15
Цвет, ед. ЦНТ, не более	3,0	3,5	4,0	5,0
Стабильность против окисления: приращение кислотного числа, мг КОН/г, не более	0,35	0,35	0,35	0,35

по маркам					
ИГП			Серии ИГСп		Масло ВНИИНП-403
ИГП-72	ИГП-91	ИГП-114	ИГСп-18	ИГСп-38	
900	900	900	Не нормируется		860-890
110-125	148-165	186-205	23,5-30,0	52,5-62,5	41-51
90	90	90	90	90	97
1	1	1	1,5	1,5	0,7-1,0
220 -15	225 -15	230 -15	180 -8	210 -8	202 -20
5,5	6,5	7,0	4,5	5,5	4,0
0,35	0,35	0,35	—	—	1,30

#### 2.4.3. ПРИСАДКИ К МАСЛАМ

По своему эксплуатационному действию присадки подразделяются на антиокислительные, антикоррозионные, моюще-диспергирующие, депрессорные, вязкостные (или загущающие), улучшающие смазочные свойства масел (противоизносные, противозадирные и антифрикционные), анти-

пенные. Некоторые присадки улучшают одновременно несколько свойств масел. Такие присадки называются многофункциональными. Выпускаются также специальные композиции присадок к конкретным смазочным маслам — "пакеты". Перечень основных присадок к маслам приводится в табл. 2.34.

Таблица 2.34

## Общая характеристика присадок к маслам

Марка присадки	Состав	Дополнительные свойства*
<b>Моюще-диспергирующие</b> <i>Сульфонатные</i>		
КНД	Коллоидная дисперсия карбоната кальция в масле М-14, стабилизированная сульфонатом кальция	
С-150	Коллоидная дисперсия карбоната кальция в масле И-20А, стабилизированная сульфонатом кальция	
НСК	Нейтральный сульфонат кальция, растворенный в масле, полученном на основе специально подготовленных масляных фракций	
<b>Алкилсалицилатные</b>		
Детерсол Д-50	Концентрат алкилсалицилата кальция в минеральном масле	АОД
Детерсол Д-140, Д-180	Раствор карбонатированного алкилсалицилата кальция в масле	АОД
Детерсол-300	Стабильная дисперсия карбонатированного алкилсалицилата кальция в масле М-16	АОД
Комплексал-100	Щелочная кальциевая присадка, получаемая на основе смеси алкилсалициловых и сульфокислот	АОД
<b>Алкилфенольные</b>		
ЦИАТИМ-339	Дисульфидалкилфенолят бария	АКД; ПИД
ВНИИНП-360	Смесь алкилфенолята бария и диалкилфенилдитиофосфата цинка в соотношении 2,5:1	АКД; ПИД
ВНИИНП-714	Коллоидная дисперсия карбоната кальция, стабилизированная сульфиддиалкилфенолятом кальция	АОД

Продолжение табл. 2.34

Марка присадки	Состав	Дополнительные свойства*
МАСМА-1603	Раствор осерненного алкилфенола (смеси кальциевых солей сульфидалкилфенола и этиленгликоля) в дистиллятном минеральном масле	АОД; ПИД; МД
<b>Суцинимидные</b>		
С-5А	40-50%-й концентрат алкилсуцинимиды в масле и полибутене	
СД-73	Концентрат смеси моно- и бис-алкилсуцинимидов в масле	
ЭПОЛ	40-50%-й концентрат алкилсуцинимиды в масле и полибутене	АКД
<b>Присадки, улучшающие смазывающие свойства масел</b>		
ЭФО	Смешанная цинкобариевая соль изобутилового эфира арилдитиофосфорной кислоты	АОД
ИХП-14М	Сероазотсодержащее соединение, представляющее собой производное диалкилдитиокарбамата	
ЛКФ-85	Раствор высокомолекулярного полиизобутилена в нефтяном масле	
ТОС	Диалкилсульфид, получаемый осернением тетрамеров пропилена элементарной серой	
ВИГОС	Высокосернистый продукт, полученный путем реакции изобутилена с сероводородом и серой	
БМА-5	Тиоэфир диалкилдитиофосфорной кислоты	ПИД
АДФ	50%-й раствор смеси аминной соли и амида диалкилдитиофосфорной кислоты в масле	ПИД

Продолжение табл. 2.34

Марка присадки	Состав	Дополнительные свойства*
МКФ-18	50%-й раствор медьсодержащего продукта в нефтяном масле	
<b>Антипенные</b>		
ПМС-200А	Полиметилсилоксан	
<b>Депрессорные</b>		
АзНИИ-ЦИАТИМ-1	Продукт взаимодействия дисульфида алкилфенола с гидроксидом бария	
АФК	Продукт взаимодействия алкилфенола с гидроксидом кальция	
ПМА "Д"	30-40%-й раствор в масле И-20А полимеров эфиров метакриловой кислоты и СЖС типа Альфол	ЗД
<b>Вязкостные</b>		
ПМА "В-1" ПМА "В-2"	Масляный раствор эфиров метакриловой кислоты и смеси СЖС фракции С <sub>7</sub> -С <sub>12</sub> или спиртов С <sub>8</sub> -С <sub>10</sub>	
КП-5, КП-10, КП-20	Масляные растворы продуктов полимеризации и изобутилена (полиизобутиленов)	

\* ВТС — улучшение вязкостно-температурных свойств; МД — моющее действие; АКД — антикоррозионное действие; ПИД — противозносное действие; АОД — антиокислительное действие; ЗД — загущающее действие.

#### 2.4.4. АРОМАТИЧЕСКИЕ УГЛЕВОДОРОДЫ

На НПЗ России и б. СССР производятся бензол и толуол (техническую характеристику см. в табл. 2.35), смесь изомеров ксилола, *пара*- и *орто*-кислоты (см. табл. 2.36).

Таблица 2.35

#### Бензол и толуол

Показатель	Норма по маркам					
	Бензол			Толуол		
	высшей очистки	очищенный	для синтеза высший сорт	высший сорт	первый сорт	первый сорт
0,878-0,880						
Пределы перегонки 95% °С, не более (включая температуру кипения чистого бензола 80,1°С):	—	—	0,6	—	—	—
Пределы перегонки 98% °С, не более (включая температуру кипения чистого толуола 110,6°С):	—	—	—	—	0,7	0,8
Плотность при 20°С, кг/м <sup>3</sup>	0,878-0,880	0,878-0,880	0,878-0,880	0,877-0,880	0,865-0,867	0,864-0,867
Температура кристаллизации, °С, не ниже	5,4	5,4	5,35	5,3	—	—
Окраска серной кислоты, номер образцовой шкалы, не более	0,1	0,1	0,1	0,15	0,15	0,20
Содержание основного вещества, % мас., не менее	99,9	99,8	99,7	99,5	99,75	99,6
Содержание примесей, % мас., не более	0,08	0,22	—	—	0,25	0,4
Содержание общей серы, % мас., не более	0,00005	0,00010	0,00010	0,00015	0,00015	—

Показатель	Норма по маркам							
	Кислот нефтяной		o-Кислот		n-Кислот			
	А	Б	высший	чистый	техни- чeskий	высшая категория качества	первая категория качества	
Температура перетонки, °С: начало, не менее 98% объема перетонится при температуре, не более 95% объема перетонится в пределах темпера- тур, не более	137,5 141,2 3,0	137,0 143,0 4,5	—	—	—	—	—	—
Температура перетонки, °С: от 5 до 95% перетонится в пределах темпера- тур, не более	—	—	0,5	0,6	0,7	0,4	0,6	0,6
Плотность при 20°С, кг/м <sup>3</sup>	—	—	862-868	860-870	878-880	875-880	860-862	860-862
Степень очистки:	—	—	-25,6	-26,0	-26,3	13,0	12,9	12,9
окраска серной кислотой в номерах образцовой шкалы, не более	0,3	—	—	—	—	—	—	—
бромное число, г брома/100 мл	—	—	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Температура вспышки, °С, не менее	23	23	—	—	—	—	—	—
Содержание основного вещества, %, не менее	99,6	Не норм.	98,9	97,8	97,1	99,5	99,1	99,1
Содержание сульфидируемых веществ, %, не менее	—	—	100,0	99,5	99,5	—	—	—

## 2.4.5. СЖИЖЕННЫЕ ГАЗЫ

Нефтеперерабатывающая промышленность производит сжиженные газы углеводородные топливные по ГОСТ 20448-90, используемые для коммунально-бытового потребления, и газы сжиженные углеводородные по ГОСТ 27578-87, применяемые в качестве топлива для автомобильного транспорта. Характеристика этих продуктов приводится в табл. 2.37. На заводах производятся также индивидуальные углеводородные фракции — пропановая, пропан-бутановая, изобутановая и фракция нормального бутана (см. табл. 2.38).

Таблица 2.37

## Газы сжиженные углеводородные

Показатель	Газы сжиженные углеводородные топливные для коммунально-бытового потребления (по ГОСТ 20448-90)			Газы сжиженные углеводородные для автомобильного транспорта (по ГОСТ 27578-87)	
	ПТ	СПБГ	БТ	ПА	ПБА
Содержание компонен- тов, % мас.: сумма метана, этана и этилена сумма пропана и пропи- лена, не менее сумма бутанов и бутиле- нов: не менее не более	Не норм. 75 Не норм. — —	Не норм. Не норм. — 60	Не норм. Не норм. 60 —	Не норм. 90±10 — —	Не норм. 50±10 — —
Объемная доля жидкого ос- татка при 20°С, % не более	0,7	1,6	1,6	Отсут.	Отсут.
Давление насыщенных паров, избыточное, МПа, при температуре: + 45°С, не более -20°С, не менее -35°С, не менее	1,6 0,16 —	1,6 — —	1,6 — —	— — 0,07	1,6 0,07 —
Содержание, % мас., тах сероводорода и меркап- тановой серы, не более, в т. ч. сероводорода, не более	0,013 0,003	0,013 0,003	0,013 0,003	0,01 0,003	0,01 0,003

Показатель	Фракция пропановая		Фракция пропан-бутановая		Фракция нормального бутана			Фракция изобутановая					
	Высшая	А	В	А	В	Высшая	А	Б	В	Высшая	А	Б	В
Содержание компонентов, % мас.: сумма метана, этана и этилена, не более сумма пропана и пропилена, не менее не более	1,5	2,0	4,0	Не норм.	Не норм.	—	—	—	—	—	—	—	—
	97,0	96,0	90,0	50	Не норм.	0,1	0,5	1,0	1,0	1,3	1,5	4,5	8,0
сумма бутанов и бутиленов, не более изобутана, не более нормального бутана, не менее не более	2,5	3,0	10,0	Не норм.	60	0,9	1,5	4,0	Не норм.	98,0	97,0	90,0	70,0
	—	—	—	—	—	98,6	97,5	94,0	88,0	—	—	—	—
сумма углеводородов C <sub>5</sub> и выше, не более.	Отс.	Отс.	1,0	2,0	2,0	0,4	0,5	2,0	5,0	Отс.	Отс.	0,5	1,0
Содержание жидкого остатка, при 20°С, % об., не более	—	—	—	1,6	1,6	—	—	—	—	—	—	—	—
Давление насыщенных паров (изб.), МПа, при температуре + 45°С, не более	—	—	—	1,6	1,6	—	—	—	—	—	—	—	—
Содержание сероводорода и меркаптановой серы, % мас., не более	—	—	—	0,013	0,013	0,005	0,005	0,01	0,01	0,005	0,005	0,005	0,01
в т. ч. сероводорода, не более	Отс.	0,3	0,3	0,013	0,013	—	—	—	—	—	—	—	—

Примечание. Содержание углеводородов во фракции до 0,01% включительно оценивается как отсутствие

#### 2.4.6. НЕФТЯНЫЕ КОКСЫ, БИТУМЫ, КЕРОСИНЫ ОСВЕТИТЕЛЬНЫЕ, НЕФТЯНЫЕ КИСЛОТЫ, ПАРАФИНЫ И ЦЕРЕЗИНЫ

В настоящем разделе приводятся основные показатели качества нефтяных коксов по ГОСТ 22898-78 (табл. 2.39); битумов — строительных по ГОСТ 6617-76 (табл. 2.40), дорожных вязких по ГОСТ 22245-90 (табл. 2.41), кровельных по ГОСТ 9548-74 (табл. 2.42), изоляционных по ГОСТ 9812-74 (табл. 2.43), керосинов осветительных по ТУ 38.401-58-10-90 (табл. 2.44), нефтяных кислот по ГОСТ 13302-67 (табл. 2.45); парафинов твердых нефтяных по ГОСТ 23683-89 (табл. 2.46) и церезинов (табл. 2.47).

Таблица 2.39  
Нефтяные коксы

Показатель	КНПС-СМ	КНПС-КМ	КНГ	КЗГ
Содержание, % мас., не более: общей влаги летучих веществ серы	3,0 6,0 0,2	3,0 6,0 0,4	3,0 8,0 1,0	3,0 9,0 1,0
Зольность, %, не более	0,15	0,3	0,5	0,6
Содержание мелочи, % мас., не более: куски размером менее 25 мм куски размером менее 8 мм	4,0 —	4,0 —	— 10	— 10
Истираемость, %, не более	9,0	11,0	—	—
Действительная плотность после прокаливания при 1300°С в течение 5 ч, г/см <sup>3</sup>	2,04-2,08	2,04-2,08	2,08-2,13	2,08-2,13

Продолжение табл. 2.39

Показатель	КЗА		КНА	КЗО
	высший сорт	первый сорт		
Содержание, % мас., не более: общей влаги летучих веществ серы	3,0 7,0 1,2	3,0 9,0 1,5	3,0 8,0 1,0	3,0 11,5 1,5
Зольность, %, не более	0,4	0,6	0,5	0,8
Содержание мелочи, % мас., не более: куски размером менее 25 мм куски размером менее 8 мм	— 8	— 10	— 10	— —
Истираемость, %, не более	--	-	--	—
Действительная плотность после прокаливании при 1300°C в течение 5 ч, г/см <sup>3</sup>	2,10-2,13	2,08-2,13	2,08-2,13	—

Таблица 2.40  
Строительные битумы

Показатель	Норма по маркам		
	БН 50/50	БН 70/30	БН 90/10
Пенетрация при 25°C, 0,1 мм	41-60	21-40	5-20
Температура размягчения, °C, не ниже	50-60	70-80	90-105
Дуктильность при 25°C, см, не менее	40	3	1
Температура вспышки, °C, не ниже	230	240	240

Примечание. Для всех марок строительных битумов установлены растворимость в бензоле или хлороформе — не менее 99%; изменение массы после прогрева — не более 1%; содержание водорастворимых веществ — не более 0,3%.

Таблица 2.41

Вязкие дорожные битумы

Показатель	Норма по маркам									
	БНД 200/300	БНД 130/200	БНД 90/130	БНД 60/90	БНД 40/60	БН 200/300	БН 130/200	БН 90/130	БН 60/90	БН 45/60
Пенетрация, 0,1 мм, при температуре 25°C 0°C, не менее	201-300 45	131-200 35	91-130 28	61-90 20	40-60 13	201-300 24	131-200 18	91-130 15	60-90 10	45 -6 240
Температура, °C: размягчения, не ниже хрупкости, не выше вспышки, °C, не ниже	35 -20 220	40 -18 220	43 -17 230	47 -15 230	51 -12 230	33 -14 220	38 -12 230	41 -10 204	45 -6 240	70 -
Дуктильность, см, не ме- нес: при 25°C при 0°C	20	70 6	65 4	55 3,5	45 —	—	80 —	80 —	70 -	70 -
Изменение температуры размягчения после про- грева, °C, не более	7	6	5	5	5	8	7	6	6	6
Индекс пенетрации	От -1,0 до +1,0					От -1,5 до +1,0				



Таблица 2.42

## Кровельные битумы

Показатель	Норма по маркам		
	БНК 40/180	БНК 45/190	БНК 90/30
Пенетрация при 25°С, 0,1 мм	160-210	160-220	25-35
Температура размягчения, °С	37-44	40-50	80-95
Температура хрупкости, °С, не выше	—	—	-10
После прогрева: изменение массы, %, не более	0,8	0,8	0,5
пенетрация при 25°С, % от исходной, не менее	60	60	70

Примечание. Для всех марок кровельных битумов установлены температура вспышки — не ниже 240°С, растворимость в бензоле и хлороформе — не ниже 99%, содержание водорастворимых соединений — не более 0,3%.

Таблица 2.43

## Изоляционные битумы

Показатель	Норма по маркам		
	БНИ-IV-3	БНИ-IV	БНИ-V
Температура размягчения, °С, не ниже	65-75	75-85	90-100
Глубина проникания иглы 0,1 мм: при 25°С	30-50	25-40	20-40
при 0°С, не менее	15	12	9
Растяжимость при 25°С, см, не менее	4	3	2
Содержание парафина, %, не более	4	—	—

Примечание. Для всех марок изоляционных битумов установлены температура вспышки — не ниже 250°С, содержание водорастворимых соединений — не более 0,2%, изменение массы после прогрева — не более 0,5%.

Таблица 2.44

## Керосины осветительные

Показатель	Норма по маркам		
	КО-30	КО-25	КО-20
Плотность при 20°С, кг/м <sup>3</sup> , не менее	790	795	830
Фракционный состав: до 200°С, %, не менее	25	50	—
до 270°С, %, не менее	—	—	80
98% перегоняется при температуре, °С, не выше	280	290	—
Конец кипения, °С, не выше	—	—	310

Таблица 2.45

## Нефтяные кислоты

Показатель	Мылонафт		Асидол-мылонафт		Асидол		Дистилляционные нефтяные кислоты	27
	И сорт	II сорт	И сорт	II сорт	А-1	А-2		
Цвет (по йодометрической шкале)	—	—	—	—	—	—	95	220-260
Содержание, % нефтяных кислот, не менее неомыляемых веществ (в пересчете на органическую часть), не более	43	13	43	13	70	50	3	Кислотное число, мг КОН/г
минеральных солей, не более в том числе, не более:	4	4	4	4	9	45	—	
сульфатов	2	2	0,7	0,7	1,0	—	—	
хлоридов	2	2	0,3	0,3	—	—	5	
воды	—	—	—	—	—	3	—	
Кислотное число, мг КОН/г	Не более 210	Не более 220	Не более 210	Не более 220	Не более 220	Не более 210	Не более 175	

Таблица 2.46

## Парафины нефтяные твердые

Показатель	Марки									
	T <sub>1</sub>	T <sub>2</sub>	T <sub>3</sub>	C	П <sub>1</sub>	П <sub>2</sub>	B <sub>2</sub>	B <sub>3</sub>	B <sub>4</sub>	B <sub>5</sub>
Температура плавления, °С	52-58	52-56	50-56	45-52	Не ниже 54	Не ниже 52	52-54	54-56	56-58	58-62
Содержание масла, % мас., не более	1,8	2,3	3,0	2,2	0,45	0,8	0,45	0,45	0,45	0,45
Пенетрация иглой при 25°С, единицы, не более	—	—	—	—	—	—	16	14	13	12
Цвет в условных марках, не более	11	12	12	12	3	4	3	3	3	3
Содержание серы, % мас.	—	—	—	0,05	Отсутствие		—	—	—	—
Содержание воды, % мас.	—	—	0,2	0,2	Отсутствие		Отсутствие			
Содержание бенз(а)пирена	—	—	—	—	Отсутствие		—	—	—	—

Таблица 2.47  
Церезины

Показатель	Нефтяные церезины (неочищенные)			Церезины очищенные			
	80Н	70Н	65Н	80	75	70	65
Температура каплепадения, °С	80-85	70-75	65-70	80-85	75-80	70-75	65-70
Пенетрация иглой при 25°С, 0,1 мм, не более	12	25	30	16	18	25	30
Кислотное число, мг КОН/г, не более	0,1	0,1	0,1	0,06	0,06	0,06	0,06
Содержание, % мас., не более:							
механических примесей	0,1	0,1	0,1	0,02	0,02	0,02	0,02
воды	0,3	0,3	0,3	Отс.	Отс.	Отс.	Отс.
зола	0,3	0,03	0,03	0,06	0,06	0,06	0,06
серы	0,3	0,4	0,4	—	—	—	—
Цвет, ед. ЦНТ, не более	—	—	—	5	5	5	5

В этой главе рассмотрены характеристики основных технологических процессов переработки нефти, осуществляемых на российских НПЗ. Для большинства процессов приводятся данные о назначении, сырье и продукции, технологическая схема, показатели режима, материальный баланс и расходные показатели. Следует учитывать, что здесь помещены сведения о наиболее типичных современных установках. В реальных условиях отдельных предприятий расход энергоресурсов, реагентов, катализаторов, а также показатели технологического режима могут отличаться от приведенных в справочнике.

### 3.1. ПЕРВИЧНАЯ ПЕРЕРАБОТКА НЕФТИ

#### 3.1.1. ОБЕССОЛИВАНИЕ НЕФТИ

**Назначение** — удаление солей и воды из нефти перед подачей на переработку. Эффективное обессоливание позволяет значительно уменьшить коррозию технологического оборудования установок по переработке нефти, предотвратить дезактивацию катализаторов, улучшить качество топлив, нефтяного кокса, битумов и других продуктов.

**Сырье и продукция.** Сырье — нефть, содержащая воду и соли. Продукция — обессоленная и обезвоженная нефть, содержащая 3-4 мг/л солей и до 0,1% мас. воды.

**Технологическая схема** (рис. 3.1). Нефть забирается из сырьевых резервуаров и смешивается с промывной водой, деземулятором и (если в нефти содержатся неорганические кислоты) со щелочью или содой. Затем сырье нагревается в

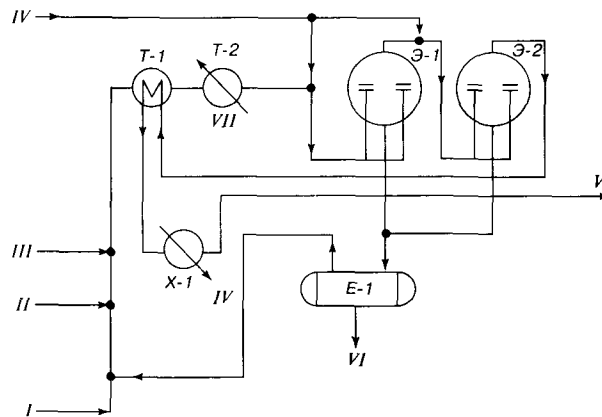


Рис. 3.1. Схема установки электрообессоливания нефти:

I — сырая нефть; II — деземулятор; III — щелочь; IV — свежая и оборотная вода; V — обессоленная нефть; VI — вода в канализацию; VII — пар водяной

теплообменнике Т-1 и паровом подогревателе Т-2. Из Т-2 нефть поступает в электродегидратор первой ступени Э-1. В этом аппарате удаляется основная масса воды и солей (их содержание в нефти снижается в 8-10 раз). Из Э-1 нефть направляется в электродегидратор второй ступени Э-2 для повторной обработки. Перед Э-2 в нефть вновь подается вода. На некоторых установках свежая вода поступает только на вторую ступень обессоливания, а перед второй ступенью с нефтью смешиваются промывные воды второй ступени. Обессоленная нефть из Э-2 через теплообменник Т-1 и холодильник Х-1 уходит с установки, а отделенная в электродегидраторах вода направляется в нефтотделитель Е-1 для дополнительного отстоя. Уловленная в Е-1 нефть возвращается на прием сырьевого насоса, вода сбрасывается в канализацию и передается на очистку.

Температура и давление процесса обуславливаются свойствами обрабатываемой нефти и конструкцией основного аппарата — электродегидратора. Легкие нефти обессоливаются при 80-100°C, тяжелые — при 120-140°C.

### Технологический режим:

Температура, °С:	
сырой нефти, поступающей на установку	10-30
нефти в электродегидраторах	
шаровых	90-100
горизонтальных	120-140
Давление в электродегидраторах, кгс/см <sup>2</sup> :	
шаровых	≤ 6
горизонтальных	12-14

**Материальный баланс.** На российских НПЗ эксплуатируются как отдельно стоящие установки электрообессоливания нефти (ЭЛОУ), так и блоки ЭЛОУ, входящие в состав комбинированных установок переработки нефти. Материальный баланс ЭЛОУ приводится ниже\*:

#### Поступило

Нефть сырая	100,2
в том числе вода и соли	(0,2)
Вода свежая или конденсат	5,0
Всего	105,2

#### Получено

Нефть обессоленная	99,8
Соляной раствор	5,4
Всего	105,2

**Расходные показатели (на 1 т нефти)** для отдельно стоящей установки обессоливания:

Пар водяной, Гкал	0,035
Электроэнергия, кВт·ч	2,5
Вода, м <sup>3</sup>	0,20
Дезэмульгатор, г	10-30

### 3.1.2. АТМОСФЕРНАЯ И ВАКУУМНАЯ ПЕРЕГОНКА НЕФТИ

**Назначение** — разделение нефти на фракции для последующей переработки или использования в качестве товарной продукции. Перегонка нефти осуществляется на атмосферных трубчатых (АТ) и атмосферно-вакуумных трубчатых (АВТ) установках. Установки АТ и АВТ часто комбини-

\*Здесь и далее данные приводятся в % мас., кроме особо оговоренных случаев.

руются с установками обессоливания нефти и вторичной переработки бензинов.

**Сырье и продукция.** Сырье — нефть, обессоленная на установках и блоках ЭЛОУ. Продукция установки:

- *углеводородный газ* — выводится с установок в газообразном и жидком ("головка стабилизации") виде, направляется для дальнейшей переработки на газофракционирующие установки, используется как топливо нефтезаводских печей;
- *бензиновая фракция* — выкипает в пределах 50-180°С, используется как компонент товарного автомобильного бензина, сырье установок каталитического риформинга и пиролиза; подвергается вторичной перегонке для получения узких фракций;
- *керосиновая фракция* — выкипает в пределах 120-315°С, используется как топливо для реактивных и тракторных карбюраторных двигателей, для освещения, как сырье установок гидроочистки;
- *дизельная фракция (атмосферный газойль)* — выкипает в пределах 180-360°С, используется как топливо для дизельных двигателей и сырье установок гидроочистки;
- *мазут* — остаток атмосферной перегонки — выкипает выше 350°С, применяется как котельное топливо или сырье для установок гидроочистки и термического крекинга;
- *вакуумные дистилляты (вакуумные газойли)* — выкипают в пределах 350-500°С, используются как сырье каталитического крекинга и гидрокрекинга; на НПЗ с масляной схемой переработки получают несколько (2-3) вакуумных дистиллятов;
- *гудрон* — остаток атмосферно-вакуумной перегонки нефти, выкипает при температуре выше 500°С, используется как сырье установок термического крекинга, коксования, производства битумов и масел.

**Технологическая схема** (рис. 3.2). Нефть проходит теплообменники Т-1 ÷ Т-6, где подогревается за счет тепла отходящих продуктов, после чего поступает в отбензинивающую колонну К-1. В колонне К-1 из нефти выделяется легкая бензиновая фракция, которая конденсируется в холодильнике-конденсаторе ХК-1 и собирается в рефлюксной емкости Е-1, откуда подается в стабилизатор К-4. В емкости Е-1 выделяется также газ, направляемый на компримирование.

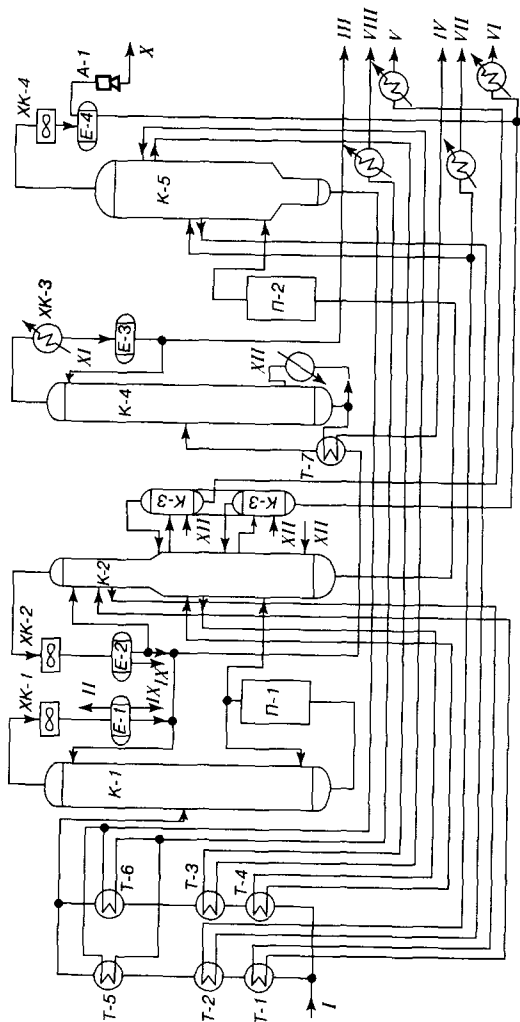


Рис. 3.2. Схема установки атмосферно-вакуумной перегонки нефти:

I — нефть; П — газ на ГФУ; III — головка стабилизатора на ГФУ; IV — бензин; V — керосин; VI — дизельная фракция; VII — вакуум-дистиллят; VIII — газодистиллят; IX — газодистиллят; X — газодистиллят; XI — пар водяной; XII — вода оборотная; XIII — пар водяной

Полуотбензиненную нефть с низа колонны К-1 направляют через трубчатую печь П-1 в атмосферную колонну К-2. Часть потока полуотбензиненной нефти возвращается в К-1, сообщая дополнительное количество тепла, необходимое для ректификации.

В колонне К-2 нефть разделяется на несколько фракций. С верха К-2 в паровой фазе уходит тяжелый бензин, который конденсируется в холодильнике-конденсаторе ХК-2, а затем поступает в стабилизатор К-4. В качестве боковых погонов выводятся керосиновая и дизельная фракции, которые первоначально подаются в секции отпарной колонны К-3. В колонне К-3 из боковых погонов удаляются в присутствии водяного пара легкие фракции. Затем керосиновая и дизельная фракции выводятся с установки.

С низа К-2 выходит мазут, который через печь П-2 подается в колонну вакуумной перегонки К-5, где разделяется на вакуумные дистилляты и гудрон. С верха К-5 с помощью парорезекторного насоса А-1 отсасываются водяные пары, газы разложения, воздух и некоторое количество легких нефтепродуктов (дизельная фракция). Вакуумные дистилляты и гудрон через теплообменники подогрева нефти и концевые холодильники уходят с установки.

Для снижения температуры низа и более полного извлечения дистиллятных фракций в колонны К-2 и К-5 подается водяной пар. Избыточное тепло в К-2 и К-5 снимается циркулирующими орошениями.

В стабилизационной колонне получают с верха головку стабилизации — сжиженный углеводородный газ, а с низа — стабильный бензин, не содержащий углеводородов  $C_3-C_4$ .

#### Технологический режим:

Температура, °С:

подогрева нефти перед колонной К-1	200-230
нагрева нефти в печи П-1	340-360
нагрева мазута в печи П-2	400-420
низа колонны К-1	210-240
низа колонны К-2	330-350
низа колонны К-4	160-200
низа колонны К-5	345-380

Давление избыточное, кгс/см<sup>2</sup>:

верха колонны К-1	3-4
верха колонны К-2	0,6-1
верха колонны К-4	9-11
Давление остаточное верха колонны К-5, мм рт.ст.	40-60

**Материальный баланс.** Выход продукции на установках первичной переработки зависит от свойств исходной нефти, достигнутого отбора от потенциала светлых нефтепродуктов, вакуумного дистиллята и т. д. Ниже приводится материальный баланс первичной переработки нефти типа ромашкинской (I) и самотлорской (II):

	I	II
<i>Поступило</i>		
Нефть	100,0	100,0
<i>Получено</i>		
Сжиженный газ	1,0	1,1
Бензиновая фракция (н.к.-140°C)	12,2	18,5
Керосиновая фракция (140-240°C)	16,3	17,9
Дизельная фракция (240-350°C)	17,0	20,3
Вакуумный дистиллят (350-500°C)	23,4	23,1
Гудрон (выше 500°C)	30,1	19,1
Всего	100,0	100,0

**Расходные показатели** установки АВТ (на 1 т нефти):

Пар водяной, Гкал*	0,025-0,035
Электроэнергия, кВт·ч	5-7
Вода оборотная, м <sup>3</sup>	2-6
Топливо, кг	25-35

\* На современных установках после вывода на режим потребность в паре полностью компенсируется за счет собственной выработки в котлах-утилизаторах.

### 3.1.3. ВТОРИЧНАЯ ПЕРЕГОНКА

**Назначение** — разделение фракций, полученных при первичной перегонке, на более узкие погоны, каждый из которых затем используется по собственному назначению. На НПЗ вторичной перегонке подвергаются широкая бензиновая фракция, дизельная фракция (при получении сырья установки адсорбционного извлечения парафинов), масляные фракции, гачи и т.п. Процесс проводится на отдельных установках или блоках, входящих в состав установок АТ и АВТ.

#### *Вторичная перегонка бензинов*

**Сырье и продукция.** Сырьем является широкая бензиновая фракция н.к.-180°C.

Продукция:

- фракция н.к.-62°C — используется как компонент товарного автомобильного бензина, сырье установок изомеризации;
- фракция 62-85°C — сырье установок каталитического риформинга, на которых вырабатывается бензол;
- фракция 85-105°C — сырье установок каталитического риформинга, на которых вырабатывается толуол;
- фракция 105-140°C — сырье установок каталитического риформинга, на которых вырабатываются ксилолы;
- фракция 140-180°C — компонент товарного бензина и керосина, сырье установок каталитического риформинга и гидроочистки керосина.

**Технологическая схема** (рис.3.3). Сырье через теплообменник Т-1 поступает в колонну К-1, где разделяется на фракции н.к.-85°C и 85-180°C. Фракция н.к.-85°C уходит с верха К-1 в виде паров, конденсируется в ХК-1 и собирается в рефлюксной емкости Е-1. Из Е-1 фракция н.к.-85°C подается в К-2, где разделяется на фракции н.к.-62°C и 62-85°C.

Фракция 85-180°C с низа К-1 поступает в колонну К-3, верхним продуктом которой является фракция 85-105°C, боковым логоном — фракция 105-140°C, нижним — фракция 140-180°C. Для осуществления процесса ректификации в колонны К-1, К-2, К-3 подводится тепло, сообщаемое в нагревательных змеевиках печей П-1, П-2 циркулирующему нижнему продукту колонн.

#### **Технологический режим:**

Температура, °C:	
сырья, поступающего в колонну К-1	120
верха колонны К-1	85-95
верха колонны К-2	90-95
верха колонны К-3	100-110
Давление избыточное, кгс/см <sup>2</sup> :	
верха колонны К-1	1-1,5
верха колонны К-2	2-2,5
верха колонны К-3	0,2-0,6

**Материальный баланс.** Выход продукции на установках вторичной перегонки зависит от потенциального содержания узких бензиновых фракций в нефти и четкости выделения бензина на АВТ и АТ. Ниже приводится материальный



Таблица 3.1

Состав сырья газофракционирующих установок, % мас.

Показатель	ГФУ предельных газов			ГФУ непредельных газов		
	газ первичной перегонки	головка первичной перегонки	головка каталитического форминга	газ термического крекинга	газ коксования	газ каталигического крекинга
$\text{C}_1\text{H}_4 + \text{H}_2$	1,0	—	—	16,0	32,0	11,0
$\text{C}_2\text{H}_4$	—	—	—	2,5	4,6	6,0
$\text{C}_2\text{H}_6$	4,0	0,6	3,0	16,0	13,8	8,0
$\text{C}_3\text{H}_6$	—	—	—	9,0	6,0	22,0
$\text{C}_3\text{H}_8$	40,0	22,2	55,0	20,6	20,8	12,8
изо- $\text{C}_4\text{H}_8$	—	—	—	4,5	0,2	6,0
n- $\text{C}_4\text{H}_8$	—	—	—	9,8	3,9	13,8
изо- $\text{C}_4\text{H}_{10}$	10,0	12,0	19,7	5,0	3,0	13,0
n- $\text{C}_4\text{H}_{10}$	23,0	40,2	20,0	14,0	9,5	4,8
$\text{C}_5$ и выше	22,0	25,0	2,3	2,6	6,2	2,6

- *бутановая* — применяется как бытовой сжиженный газ, сырье производства синтетического каучука; в зимнее время добавляется к товарным автомобильным бензинам для обеспечения требуемого давления паров;
- *изопентановая* — служит сырьем для производства изопренового каучука, компонентом высокооктановых бензинов;
- *пентановая* — является сырьем для процессов изомеризации и пиролиза.

На ГФУ непредельных газов выделяются следующие фракции:

- *пропан-пропиленовая* — применяется в качестве сырья для установок полимеризации и алкилирования, производства нефтехимических продуктов;
- *бутан-бутиленовая* — используется в качестве сырья установок полимеризации, алкилирования и различных нефтехимических производств.

**Технологическая схема.** На отечественных НПЗ существуют установки газоразделения следующих типов: абсорбционно-газофракционирующие (АГФУ), конденсационно-ректификационные и газофракционирующие. На АГФУ сочетается предварительное разделение газов на легкую и тяжелую части абсорбционным методом с последующей их ректификацией; конденсационно-ректификационный метод заключается в частичной или полной конденсации газовых смесей с последующей ректификацией конденсатов.

На рис. 3.4 приведена схема ГФУ предельных газов конденсационно-ректификационного типа. Газ прямой перегонки очищается от сероводорода раствором МЭА или ДЭА в абсорбере К-7 и подается на сжатие компрессором ЦК-1,2. Сжатый газ охлаждается и конденсируется в конденсаторах холодильных установок. Головки стабилизации установок АТ и АВТ очищаются от сероводорода раствором этаноламина в абсорбере К-8. Конденсат газа смешивается с головками стабилизации и риформинга; смесь подается в блок ректификации.

В блоке ректификации из сырья в колонне К-1 удаляют легкие углеводороды (этан и, частично, пропан); нижний продукт поступает в колонну К-2, где делится на фракцию  $\text{C}_3$ - $\text{C}_4$ , которая поступает на разделение в К-3, и фракцию  $\text{C}_5$  и выше, поступающую в К-5. Верхний продукт колонны К-3 — пропановая фракция — выводится с установок. Нижний продукт колонны К-3 — смесь бутана и изобутана — раз-



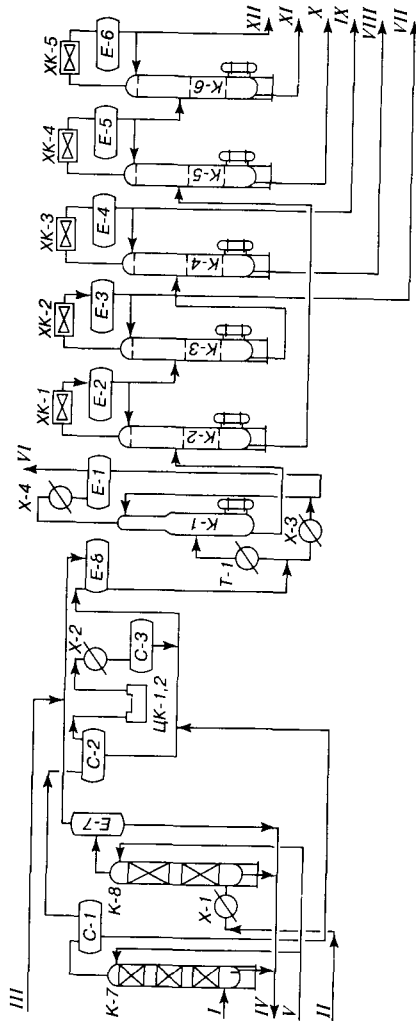


Рис. 3.4. Схема газофракционирующей установки:

I — жирный газ с АТ и АВТ; II — головка стабилизации АТ и АВТ; III — головка стабилизации риформинга; IV — насыщенный раствор ДЭА; V — регенерированный раствор ДЭА; VI — сухой газ; Фракции: VII — пропановая; VIII — бутановая; IX — изобутановая; X — C<sub>5</sub> и выше; XI — пентановая; XII — изоопентановая

деляется в колонне К-4 и выводится с установки. Верхний продукт колонны К-5 — смесь пентана и изоопентана — разделяется в колонне К-6 и выводится с установки. Нижний продукт К-5 — фракция C<sub>6</sub> и выше — выводится с установки. Технологическая схема позволяет также вывести из колонны К-2 сжиженный газ для коммунально-бытового потребления.

При необходимости продукты подвергаются дополнительной очистке от меркантианов раствором щелочи.

#### Технологический режим:

	Температура низа, °С	Температура верха, °С	Давление, кг/см <sup>2</sup>
Ректификационные колонны:			
К-1	110-115	25-30	26-28
К-2	145-155	62-68	12-14
К-3	110-115	58-65	20-22
К-4	80-85	65-70	10-12
К-5	120-125	75-80	3,0-4,0
К-6	95-100	78-85	3,5-4,5
Нагнетательная линия ЦК-1,2	—	—	14

**Материальный баланс.** Материальный баланс установок газофракционирования при переработке предельных (I) и непредельных (II) газов приведен ниже:

	I	II
<i>Поступило</i>		
Газ и головка стабилизации АТ и АВТ	72,5	—
Головка стабилизации каталитического риформинга	27,5	—
Газ и головка стабилизации термического крекинга	—	25,5
Газ и головка стабилизации коксования	—	28,5
Газ и головка стабилизации каталитического крекинга	—	46,0
<b>Всего</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>
<i>Получено</i>		
Сухой газ	4,8	30,5
Пропановая фракция	24,5	—
Пропан-пропиленовая фракция	—	25,5
Изобутановая фракция	14,6	—
Бутановая фракция	36,8	—
Бутан-бутиленовая фракция	—	37,5
Фракция C <sub>5</sub> и выше	19,3	6,5
<b>Всего</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>

**Расходные показатели** для ГФУ предельных газов (на 1 т сырья):

Пар водяной, Гкал	0,7
Электроэнергия, кВтч	57
Вода оборотная, м <sup>3</sup>	20-30

## 3.2. ВТОРИЧНЫЕ ПРОЦЕССЫ

### 3.2.1. КАТАЛИТИЧЕСКИЙ РИФОРМИНГ

**Назначение** — получение высокооктанового компонента автомобильных бензинов, ароматизированного концентрата для производства индивидуальных ароматических углеводородов, а также технического водорода.

**Сырье и продукция.** В качестве сырья риформинга используются прямогонные бензиновые фракции, бензины гидрокрекинга и термического крекинга. При получении высокооктанового компонента автомобильного бензина используются широкие фракции, выкипающие в пределах от 60-90°C до 180°C; при получении бензола, толуола, ксилолов — узкие фракции, выкипающие соответственно в интервалах 62-85°C, 85-105°C, 105-140°C. Для предотвращения дезактивации катализатора в сырье ограничивается содержание серы (не более 0,00005% в зависимости от типа катализатора) и азота (не более 0,0001%).

**Продукция:**

- *углеводородный газ* — содержит в основном метан и этан, служит топливом нефтезаводских печей;
- *головка стабилизации (углеводороды C<sub>3</sub>-C<sub>4</sub> и C<sub>3</sub>-C<sub>5</sub>)* — применяется как бытовой газ или сырье газодифракционирующих установок;
- *катализат* — используется в качестве компонента автомобильных бензинов или сырья установок экстракции ароматических углеводородов; ниже приводится характеристика катализатов, полученных риформиранием фракций 62-105°C (I), 62-140°C (II), 85-180°C (III) в жестком режиме:

	I	II	III
Плотность, ρ <sub>4</sub> <sup>20</sup>	0,729	0,770	0,796
Октановое число (исследовательский метод)	74	90	95

Содержание углеводородов, % мас.

ароматических	39,4	49,3	65,5
парафиновых и нафтеновых	60,1	49,6	33,7
непредельных	0,5	1,1	0,8

- *водородсодержащий газ* — содержит 75-90 % об. водорода, используется в процессах гидроочистки, гидрокрекинга, изомеризации, гидродесалкилирования.

**Катализаторы.** Катализаторы риформинга относятся к классу окисно-металлических катализаторов, приготовленных нанесением небольшого количества металла на огнеупорный носитель. На первом этапе развития процесса применялись монометаллические катализаторы — алюмоплатиновые. Современные катализаторы — полиметаллические, представляют собой оксид алюминия, промотированный хлором, с равномерно распределенными по всему объему платиной и металлическими промоторами (рений, кадмий). На отечественных установках риформинга применяются, как отечественные катализаторы типа КР, ПР, РЕФ, так и зарубежные типа R (выпускается фирмой ЮОП, США) и типа RG (производится французской фирмой "Прокатализ"). Для обеспечения долговременного цикла работы эти катализаторы требуют тщательной подготовки сырья. Сырье должно быть очищено от сернистых, азотистых и кислородосодержащих соединений, что обеспечивается включением в состав установок риформинга блоков гидроочистки; циркулирующий в системе водородсодержащий газ (ВСГ) должен быть тщательно осушен.

**Технологическая схема.** Установки каталитического риформинга подразделяются по способу осуществления окислительной регенерации катализатора на:

- *установки со стационарным слоем*, где регенерация проводится 1-2 раза в год и связана с остановкой производства;
- *установки с движущимся слоем катализатора*, где регенерация проводится в специальном аппарате

Большинство российских установок относится к первой группе.

#### *Установка со стационарным слоем катализатора*

Схема установки приведена на рис. 3.5. Сырье смешивается с циркулирующим ВСГ гидроочистки и избыточным газом риформинга. Полученная смесь после нагрева в тепло-



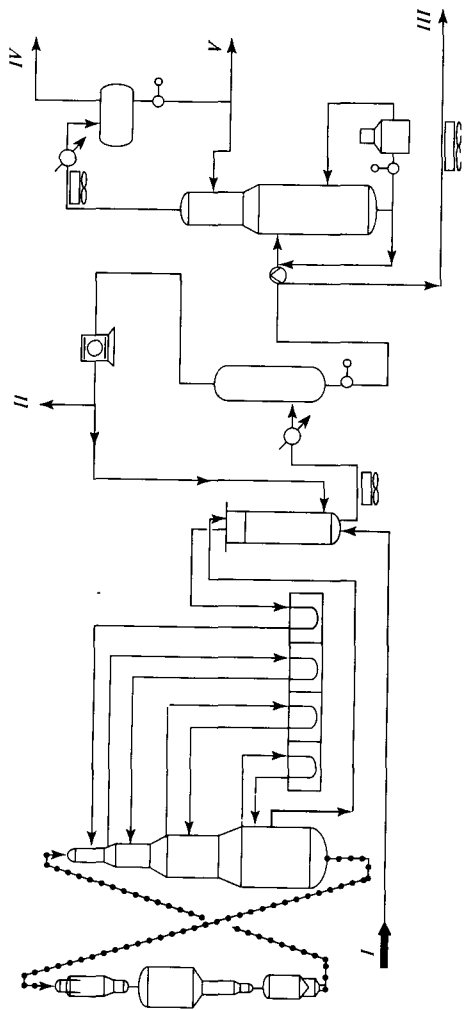


Рис. 3.6. Схема установки каталитического риформинга с движущимся катализатором (CCR):

I — сырье; II — водородсодержащий газ; III — катализат; IV — углеводородный газ; V — головка стабилизации

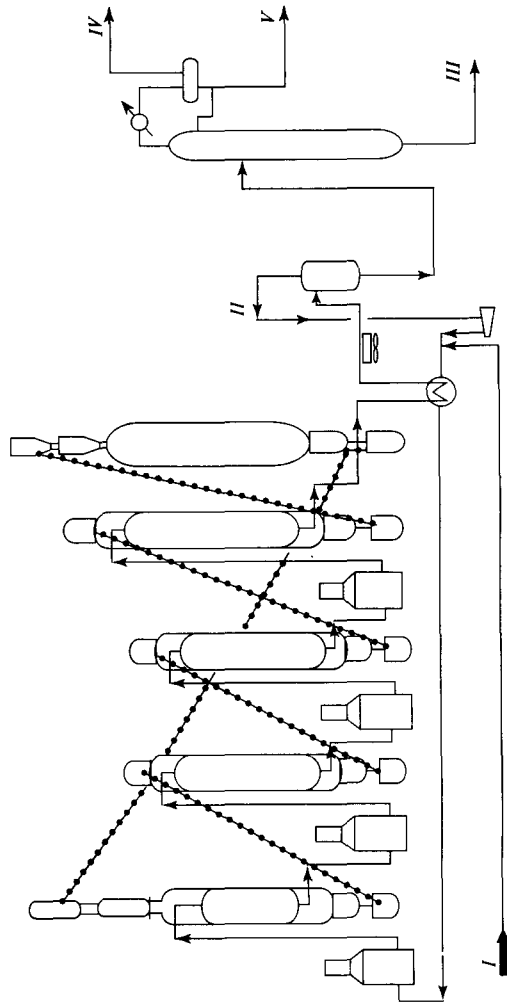


Рис. 3.7. Схема установки каталитического риформинга с движущимся катализатором (Октанайзинг):

I — сырье; II — водородсодержащий газ; III — катализат; IV — углеводородный газ; V — головка стабилизации

ние до 0,35 МПа. Четыре реактора с перемешающимся слоем высокостабильного и селективного катализатора монтируются рядом, на одной отметке, что позволяет облегчить монтаж и уменьшить капиталовложения. В системе регенерации полностью восстанавливается активность катализатора, а его удельная поверхность сохраняется на протяжении более чем 600 циклов.

Французский институт нефти разработал и внедрил в промышленном масштабе процесс дуалформинг, позволяющий реконструировать традиционную установку риформинга с целью получения более высоких выходов продуктов. Одно из преимуществ процесса дуалформинг — максимальное использование оборудования, имеющегося в традиционной технологической схеме установки со стационарной регенерацией катализатора; предусматривается монтаж нового реактора с системой непрерывной регенерации катализатора, включенного в имеющуюся схему. В этом варианте среднее давление в реакторе снижается с 2,6 МПа до 1,5 МПа.

**Технологический режим.** Режим установок каталитического риформинга зависит от типа катализатора, назначения установки, типа сырья. Ниже приводятся эксплуатационные показатели установок каталитического риформинга со стационарной регенерацией катализатора, вырабатывающих компонент высокооктанового бензина:

Температура, °С	480-520
Давление в реакторах, кгс/см <sup>2</sup>	15-35
Объемная скорость подачи сырья, ч <sup>-1</sup>	1,5-2
Мольное соотношение водорода/сырье	(5:1)-(9:1)
Кратность циркуляции ВСГ, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	1800
Соотношение загрузки катализатора по реакторам	1:2:4

**Материальный баланс.** В России и других странах б. СССР эксплуатируются установки каталитического риформинга со стационарным и движущимся слоем катализатора, установки дуалформинга, установки каталитического риформинга, скомбинированные с блоками выделения ароматических углеводородов.

Материальные балансы установок каталитического риформинга, работающих с применением биметаллического (I) и полиметаллического (II) катализаторов, приводятся ниже:

	I	II
<i>Поступило</i>		
Сырье (фракция 85-180°С или 105-180°С)	100,0	100,0
<i>Получено</i>		
Углеводородный газ	13,2	7,4
Головка стабилизации	4,5	4,5
Катализат	76,9	82,3
Водородсодержащий газ, в том числе водород	5,4 (1,0)	5,8 (1,3)
<b>Всего</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>

#### Расходные показатели (на 1 т сырья):

Пар водяной, Гкал	0,15-0,19
Электроэнергия, кВт·ч	20-30
Вода оборотная, м <sup>3</sup>	3-10
Топливо, кг	80-100
Катализатор, кг	0,01-0,03

### 3.2.2. ИЗОМЕРИЗАЦИЯ ПАРАФИНОВЫХ УГЛЕВОДОРОДОВ

**Назначение:** Повышение октанового числа нефтяных фракций C<sub>5</sub>-C<sub>6</sub> путем превращения парафинов нормального строения в их изомеры, имеющие более высокое октановое число. В настоящее время в России действуют всего три установки изомеризации, т.е. практически отсутствует развитое серийное производство изомеризата, необходимое для выпуска современных высокооктановых автобензинов.

**Сырье и продукция.** При работе в режиме получения высокооктанового компонента (установки, строящиеся на НПЗ) сырьем являются легкие прямогонные фракции, продукцией — изокомпонент, который направляется на смешение с катализатами риформинга и каталитического крекинга для получения высокооктановых бензинов. Ниже приводится характеристика сырья и продуктов установки изомеризации при переработке фракций н.к.-62°С (I) и н.к.-70°С (II). При использовании первой из этих фракций изомеризации подвергается пентан, при использовании второй — пентан и гексан.



цеолитами в адсорбере К-5, а затем возвращается во всасывающую линию компрессора ПК-1. Сжатый водородсодержащий газ смешивается с сырьем. Нестабильный изомеризат из С-1 поступает через теплообменники в стабилизационную колонну К-6, с верха которой уходят углеводороды  $C_3$ - $C_4$ , а с низа — стабильный изомеризат, который направляется на блок ректификации. Периодически, 1 раз в 5-6 месяцев, катализатор подвергается окислительной регенерации.

#### Технологический режим блока изомеризации:

Температура, °С:	
реакции в начале цикла	380
в конце цикла	450
верха колонны К-6	82
низа колонны К-6	112
Давление, кгс/см <sup>2</sup> :	
в реакторе Р-1	35
в колонне К-6	8,5
в нагнетательной линии компрессора ПК-1	50
Объемная скорость подачи сырья, ч <sup>-1</sup>	1,5
Степень превращения пентана за проход, % мас.	50

**Материальный баланс.** Материальный баланс установки изомеризации фракции н.к.-62°С приводится ниже:

#### Поступило

Фракция н.к.-62°С	100,0
Водородсодержащий газ	0,8
в том числе водород	(0,22)
<b>Всего</b>	<b>100,8</b>

#### Получено

Углеводородный газ	1,6
Сжиженный газ	16,8
Компонент автомобильного бензина	82,4
в том числе:	
изопентановая фракция	(53,4)
изогексановая фракция	(22,1)
гексановая фракция	(6,9)
<b>Всего</b>	<b>100,8</b>

#### Расходные показатели (на 1 т сырья):

Пар водяной, Гкал	1,5-2,2
Электроэнергия, кВт·ч	60-70
Вода оборотная, м <sup>3</sup>	10-40
Топливо, кг	20-25
Катализатор, кг	0,15-0,20

### 3.2.3. ГИДРООЧИСТКА ДИСТИЛЛЯТОВ

**Назначение** — улучшение качества и повышение стабильности светлых дистиллятов, сырья каталитического крекинга, в результате использования реакций деструктивного гидрирования сероорганических соединений и гидрирования непредельных углеводородов.

**Сырье и продукция.** Сырьем являются бензиновые, керосиновые, дизельные фракции и вакуумный газойль, содержащие серу, азот, непредельные углеводороды.

#### Продукция:

- очищенные фракции;
- бензин-отгон — используется как компонент товарных бензинов или сырье установок каталитического риформинга, имеет низкое (50-55) октановое число;
- сероводород — направляется как сырье на установки производства серной кислоты или серы.

Показатели качества сырья и продуктов приводятся в табл. 3.2.

Таблица 3.2

#### Характеристика сырья и продукции установок гидроочистки

Показатели	Прямогонный бензин (85-180°С)		Бензин термического крекинга	
	до очистки	после очистки	до очистки	после очистки
Плотность, $\rho_4^{20}$	0,762	0,761	0,745	0,742
Содержание, % мас.				
сера	0,078	0,0001	1,1	0,02
азот	0,001	0,0001	0,004	0,0002
Йодное число, гJ <sub>2</sub> /100г	—	—	100	0,7
Содержание фактических смол, мг/100 мл	—	—	4,2	0
Октановое число (моторный метод)	35	35	70	40
Цетановое число	—	—	—	—
Коксуемость, % мас.	—	—	—	—
Индукционный период окисления, мин	—	—	180	1000

Продолжение табл. 3.2

Показатели	Дизельная фракция (230-350°С)		Вакуумный дистиллят (350-500°С)	
	до очистки	после очистки	до очистки	после очистки
Плотность, $\rho_4^{20}$	0,858	0,858	0,921	0,920
Содержание, % мас. сера	1,2	0,05	3,1	0,35
азот	-	-	0,17	0,13
Йодное число, $\text{г I}_2 / 100\text{г}$	4,0	1,5	-	-
Содержание фактических смол, мг/100 мл	-	-	до 20	10-12
Октановое число (моторный метод)	-	-	-	-
Цетановое число	50-53	52-54	-	-
Коксуемость, % мас.	-	-	0,3	0,08
Индукционный периода окисления, мин	-	-	-	-

**Катализаторы.** В промышленности для установок гидроочистки дистиллятов применяют алюмокобальтмолибденовый и алюминикельмолибденовый катализаторы.

**Технологическая схема.** Схема установки гидроочистки средних дистиллятов (керосиновой и дизельной фракций) приводится на рис. 3.9. Сырье, поступающее на установку, смешивается с ВСГ, проходит сырьевые теплообменники Т-1 и печь П-1, а затем подается в реакторы Р-1 и Р-2, где происходят реакции разложения гетероциклических (сернистых, азотистых, кислородсодержащих) соединений и гидрирование непредельных углеводородов. Продукты реакции через сырьевые теплообменники и холодильник Х-1 поступают в сепаратор высокого давления С-1, циркулирующий ВСГ отделяется и направляется на очистку от сероводорода. После очистки газ компрессором ПК-1 возвращается в систему циркуляции. Для поддержания заданной концентрации водорода часть циркулирующего газа отводится в заводскую топливную сеть. Гидрогенизат из сепаратора С-1 направляется в сепаратор низкого давления С-2, в котором выделяется растворенный углеводородный газ. Из сепаратора С-2 гид-

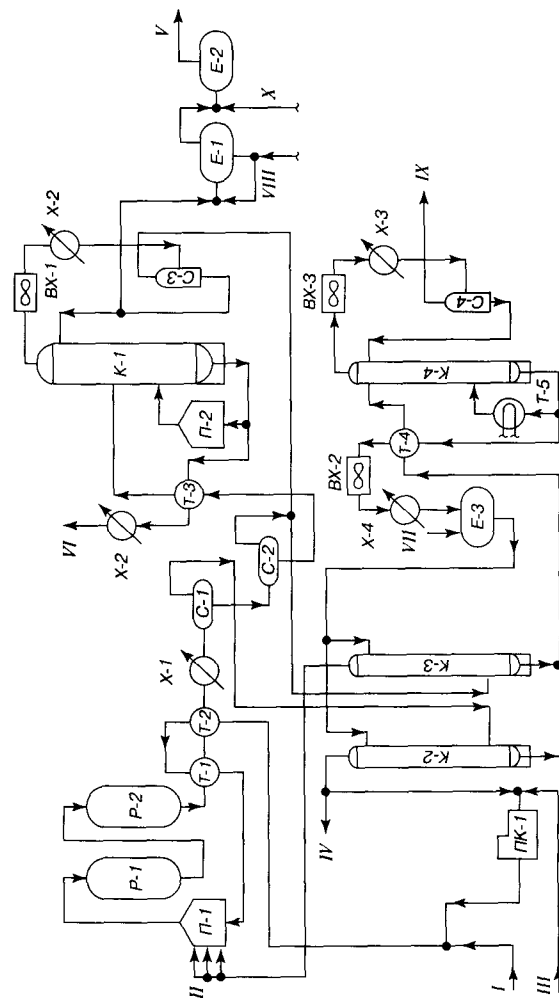


Рис. 3.9. Схема установки гидроочистки средних дистиллятов:

I — сырье; П — углеводородный газ; Ш — свежий водородсодержащий газ; IV — отдуваемый водородсодержащий газ; V — бензин; VI — гидроочищенное топливо; VII — моноэтаноламин; VIII — шлошь; IX — сероводород; X — вода



рогенизат поступает в колонну стабилизации К-1, с верха которой уходят пары бензина-отгона и газ. Сконденсировавшийся в конденсаторе-холодильнике ВХ-1 и охладившийся в холодильнике Х-2 бензин-отгон отделяется в сепараторе С-3 от газа и подается на очистку от сероводорода.

Газ стабилизации, выделившийся в С-3, используется как топливо для собственных печей установки. Стабильный продукт с низа колонны К-1 через теплообменник Т-3 выводится с установки.

На установках гидроочистки вакуумного дистиллята из стабильного гидрогенизата выделяют фракции н.к.-180°C, 180-350°C и остаток, выкипающий выше 350°C.

**Технологический режим.** Ниже приводятся показатели технологического режима гидроочистки дизельного топлива (I) и вакуумного дистиллята (II):

	I	II
Температура в реакторах, °С	340-380	350-410
Среднее давление в реакторах, кгс/см <sup>2</sup>	50	50
Объемная скорость подачи сырья, ч <sup>-1</sup>	1,2-2,0	1,4
Кратность циркуляции ВСГ, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	500-600	500-600
Содержание водорода в циркулирующем газе, % об.	Не менее 80	Не менее 80

**Материальный баланс.** Гидроочистка прямогонного бензина — сырья каталитического риформинга — проводится на отдельно стоящих установках и блоках, входящих в состав установок риформинга. Для гидроочистки средних дистиллятов и вакуумного газойля используются отдельно стоящие установки и блоки, входящие в состав комбинированных установок. Материальный баланс гидроочистки дизельного топлива (I) и вакуумного дистиллята (II) приводится ниже:

	I	II
<i>Поступило</i>		
Сырье	100,0	100,0
Водород (в расчете на 100%-й)	0,3	0,6
	<hr/>	<hr/>
Всего	100,3	100,6
<i>Получено</i>		
Углеводородный газ	2,0	1,25
Бензин-отгон	1,3	1,3
Фракция 180-350°C	95,8	6,5
Фракция выше 350°C	—	88,6
Сероводород	1,2	2,9
Аммиак	—	0,05
	<hr/>	<hr/>
Всего	100,3	100,60

**Расходные показатели** (на 1 т сырья) для установок гидроочистки дизельного топлива (I) и вакуумного дистиллята (II):

	I	II
Пар водяной, Гкал	0,04-0,06	0,7-0,95
Электроэнергия, кВт·ч	15-20	22-24
Вода оборотная, м <sup>3</sup>	6-8	4-6
Топливо, кг	15-22	15-18
Катализатор алюмокобальт-молибденовый, кг	0,015-0,02	0,04-0,05
Химический расход водорода, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup> сырья	30-50	45-70

### 3.2.4. КАТАЛИТИЧЕСКИЙ КРЕКИНГ

**Назначение** — получение дополнительных количеств светлых нефтепродуктов — высокооктанового бензина и дизельного топлива — разложением тяжелых нефтяных фракций в присутствии катализатора.

**Сырье и продукция.** В качестве сырья чаще всего используется вакуумный дистиллят, получаемый при первичной перегонке нефти, а также газойли коксования, термического крекинга и гидрокрекинга.

Продукция установки каталитического крекинга:

- углеводородный газ — содержит 80-90% предельных и непредельных углеводородов C<sub>3</sub>-C<sub>4</sub>, направляется для разделения на газофракционирующие установки;
- бензиновая фракция (н.к.-195°C) — используется как компонент автомобильного и авиационного бензина. Характеристика: плотность  $\rho_4^{20} = 0,720 \pm 0,770$ , октановое число 87-93 (исследовательский метод), содержание углеводородов, % мас.: ароматические — 20-30, непредельные — 8-15, нафтеновые — 7-15, парафиновые — 45-50;
- легкий газойль (фракция 195-280°C) — применяется как компонент дизельного и газотурбинного топлива; характеристика: плотность  $\rho_4^{20} = 0,880 \pm 0,930$ , температура застывания от -55°C до -65°C, цетановое число 40-45, иодное число 7-9;
- фракция 280-420°C — используется при получении сырья для производства технического углерода; характеристика: плотность  $\rho_4^{20} = 0,960 \pm 0,990$ , температура за-

стывания от 0°С до 5°С, коксуюмость — ниже 0,1%; йодное число 3-5;

- тяжелый газойль (фракция выше 420°С) — используется как компонент котельного топлива; характеристика: плотность  $\rho_{4}^{20} = 1,040+1,070$ ; температура застывания от 20°С до 25°С, коксуюмость — 7-9%.

**Катализаторы.** На российских установках каталитического крекинга используются синтетические алюмосиликатные катализаторы аморфного и цеолитсодержащего типа.

**Технологическая схема.** На российских НПЗ и заводах б. СССР эксплуатируются установки каталитического крекинга с реактором и регенератором непрерывного действия двух типов:

- с плотным слоем циркулирующего шарикового катализатора;
- с псевдоожиженным слоем циркулирующего микросферического катализатора.

На рис. 3.10 приведена схема установки с псевдоожиженным слоем катализатора. Сырье нагревается в теплообменниках Т-1 — Т-5 и печи П-1, смешивается с водяным паром и поступает в подъемный стояк катализаторопровода, подхватывая частички регенерированного катализатора, движущегося из регенератора Р-2. Смесь сырья, водяного пара и катализатора проходит через отверстия распределительной решетки реактора Р-1 и попадает в кипящий слой катализатора. При контакте сырья и катализатора в подъемном стояке и кипящем слое происходят реакции крекинга. Продукты реакции поднимаются в верхнюю часть реактора, проходят через трехступенчатые циклоны, в которых отделяется унесенный катализатор, и направляются в колонну К-1.

Отработанный катализатор из нижней части кипящего слоя переходит в отпарную зону, расположенную под распределительной решеткой; сюда подается водяной пар для удаления адсорбированных поверхностью катализатора углеводородов. Затем катализатор поступает в катализаторопровод, смешивается с воздухом и транспортируется воздушным потоком в регенератор Р-2, где происходит выжигание кокса с поверхности катализатора. Регенерированный катализатор возвращается в реактор Р-1. Дымовые газы уходят из кипящего слоя катализатора, поступают в двухступенчатый циклон А-2, в котором отделяются от основной массы частиц катализатора, а затем поступают на очистку. Уловлен-

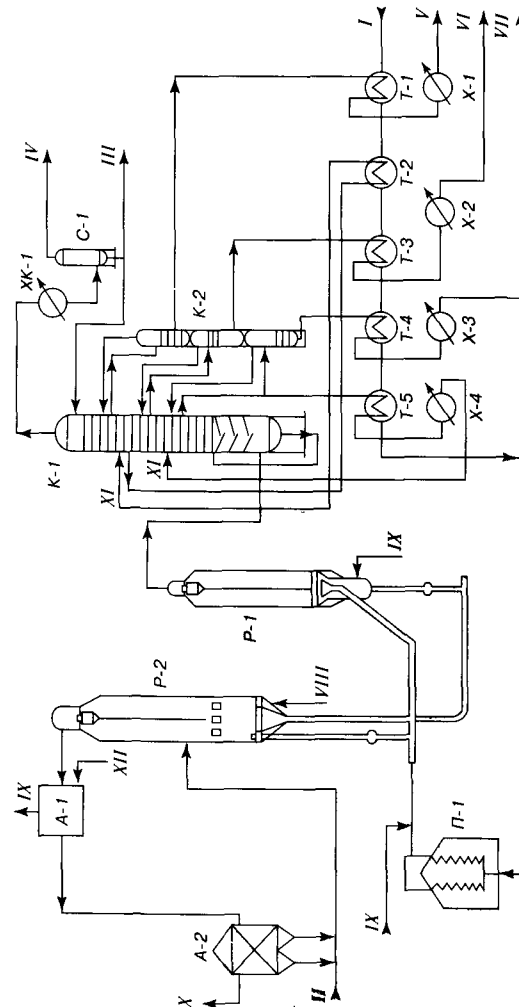


Рис. 3.10. Схема установки каталитического крекинга:

I — сырье; П — катализатор; III — бензин; IV — жирный газ; V — легкий газойль; VI — сырье для производства технического углерода; VII — тяжелый газойль; VIII — воздух; IX — воздух; X — пар водяной; XI — циркулирующее орошение; XII — вода

ный катализатор возвращается в кипящий слой. Пары продуктов реакции с верха реактора Р-1 поступают в колонну К-1. Верхний продукт колонны — смесь паров воды, бензина и газа проходит через конденсатор-холодильник ХК-1 в сепаратор С-1. Газ из С-1 и бензин самостоятельными потоками подаются в газовый блок, а вода сбрасывается в канализацию. В колонне К-1 отбираются три боковых погона, которые поступают в отпарную колонну К-2 для удаления легких фракций. Затем легкий газойль, сырье для технического углерода и тяжелый газойль через теплообменники и холодильники уходят с установки.

Газовый блок установки (на схеме не показан) состоит из секций серочистки газа, компримирования, абсорбции и стабилизации бензина.

**Технологический режим.** Ниже приводятся показатели технологического режима установки каталитического крекинга с микросферическим цеолитсодержащим (I) и шариковым аморфным (II) катализаторами:

	I	II
Температура, °С:		
в реакторе	490-505	470-485
в регенераторе	590-670	590-650
низа колонны К-1	280	250
Давление, кгс/см <sup>2</sup> :		
в реакторе	0,6-2,4	0,7-0,8
в регенераторе	2,4	2,0
Кратность циркуляции катализатора	6-8	1,8-2,5
Содержание остаточного кокса в катализаторе на выходе из регенератора, %	0,15	0,6-0,8

**Материальный баланс.** Ниже приводятся балансы установки каталитического крекинга с псевдоожженным слоем микросферического цеолитсодержащего (I) и с плотным слоем шарикового аморфного (II) катализаторов:

	I	II
<i>Поступило</i>		
Сырье — прямогонный вакуумный газойль	100,0	100,0
<i>Получено</i>		
Углеводородный газ	17,3	17,0
Бензин	43,2	28,0
Легкий газойль	12,6	18,0
Сырье для производства технического углерода	10,0	15,0
Тяжелый газойль	11,6	16,5
Кокс выжигаемый	5,3	5,5
<b>Всего</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>

**Расходные показатели** (на 1 т сырья) установки с микросферическим цеолитсодержащим катализатором:

Пар водяной, Гкал	0,12-0,18*
Электроэнергия, кВт·ч	85-100
Вода оборотная, м <sup>3</sup>	4-5
Топливо, кг	15-20
Катализатор микросферический цеолитсодержащий, кг	1,0-1,2

\* На современных установках потребность в паре полностью компенсируется за счет собственной выработки в котлах-утилизаторах; избыток в количестве 0,2-0,4 Гкал/т сырья выдается на сторону.

### 3.2.5. АЛКИЛИРОВАНИЕ ИЗОБУТАНА ОЛЕФИНАМИ

**Значение** — получение бензиновых фракций, обладающих высокой стабильностью и детонационной стойкостью с использованием реакции взаимодействия изобутана с олефинами в присутствии катализатора.

**Сырье и продукция.** Основные виды сырья — изобутан и бутан-бутиленовая фракция, используются также пропан-пропиленовая и пентан-амиленовая фракции.

**Продукция:**

- легкий алкилат — используется как компонент авиационного и автомобильного бензинов; характеристика алкилата, полученного при алкилировании изобутана бутан-бутиленовой (I) и пропан-пропиленовой (II) фракцией приводится ниже:

	I	II
Плотность $\rho_4^{20}$	0,698	0,715
Октановое число (исследовательский метод)	92-98	89-94
Давление насыщенных паров при 38°С, мм рт. ст.	155	—

- тяжелый алкилат (плотность  $\rho_4^{20} = 0,780 \pm 0,810$ , выкипает в интервале 170-300°С) — служит компонентом дизельного топлива;
- сжиженные газы — состоят в основном из предельных углеводородов нормального строения, используются как бытовой сжиженный газ.

**Катализаторы.** Алкилирование изобутана бутиленами на НПЗ в России и странах б. СССР проводится в присутствии 96-98%-й серной кислоты. За рубежом в качестве катализа-

тора наряду с серной применяется фтористоводородная кислота и твердые катализаторы.

### Установка сернокислотного алкилирования

Технологическая схема установки сернокислотного алкилирования изобутана бутиленами приводится на рис. 3.11. Установка алкилирования состоит из отделений:

- подготовки сырья;
- реакторного;
- обработки углеводородной смеси;
- фракционирования продуктов.

В отделении подготовки сырья (на схеме не показано) из oleфиновой фракции удаляются сероводород и меркаптаны, здесь же сырье подвергается осушке. Подготовленное сырье в емкости E-1 смешивается с циркулирующим изобутаном и через теплообменник и холодильник подается в реактор P-1. Одновременно с сырьем в реактор вводится серная кислота.

Реакция изобутана с бутиленами — экзотермическая; для сьема выделяющейся теплоты применяется искусственное охлаждение. Хладагентом служит аммиак или углеводородный газ, циркулирующий по схеме: компрессор ПК-1 — конденсатор-холодильник XK-1 — емкость E-4 — насос — трубный пучок реактора P-1 — компрессор ПК-1.

Из реактора P-1 продукты поступают в отстойник C-1, где они отделяются от серной кислоты, которая возвращается в реактор. Углеводороды через теплообменник T-1 подаются в отделение обработки углеводородной смеси. Освобожденная от следов серной кислоты и эфиров с помощью щелочной и водной промывки смесь углеводородов поступает в отделение фракционирования, в составе которого имеются колонны: изобутановая K-1 (выделение пропана и избыточного изобутана), пропановая K-2 (разделение смеси пропана и изобутана на индивидуальные углеводороды), бутановая K-3 (разделение нижнего продукта K-1 на сжиженные газы, иногда называемые отработанной бутан-бутиленовой фракцией, и суммарный алкилат); вторичной перегонки K-4 (получение легкого и тяжелого алкилатов из суммарного).

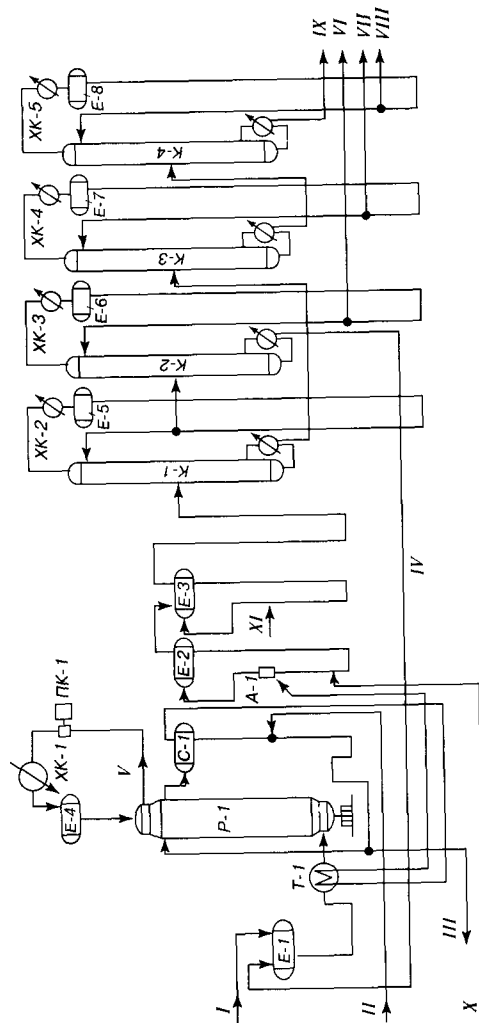


Рис. 3.11. Схема установки сернокислотного алкилирования:

I — сырье; II — свежая серная кислота; III — отработанная серная кислота; IV — циркулирующий изобутан; V — аммиак; VI — пропан; VII — отработанная бутан-бутиленовая фр.; VIII — легкий алкилат; IX — тяжелый алкилат; X — целочь; XI — вода

### Технологический режим:

Реактор	Температура, °С		Давление, кгс/см <sup>2</sup>
	низа	верха	
Ректификационные колонны	7-10	7-10	6
К-1	95-120	45-55	5-6
К-2	85-100	40-45	16-17
К-3	125-135	45-50	3-4
К-4	до 220	100-115	0,2-0,4

**Материальный баланс.** Материальный баланс установки серноокислотного алкилирования при переработке бутан-бутиленовой (I) и смеси пропан-пропиленовой и бутан-бутиленовой фракций (II) приводится ниже:

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

**Расходные показатели** (на 1 т сырья) установки алкилирования изобутана бутан-бутиленовой фракцией:

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

### Установка алкилирования на твердом носителе

Важнейшим достижением последних лет в получении алкилбензинов является процесс алкилирования на твердом катализаторе.

Схема процесса, получившего фирменное название "Алкилен" (рис. 3.12) включает реакторный блок и блок фракционирования продуктов реакции. Олефиновое сырье сначала очищают от диенов и кислородсодержащих соединений в блоке 1. Очищенное олефиновое сырье и циркулирующий

изобутан смешивают с реактивированным катализатором в нижней части лифт-реактора 2. Реагирующие компоненты и катализатор поднимаются по стояку, в котором протекает алкилирование. Выйдя из лифт-реактора, катализатор отделяется от жидких углеводородов и опускается в холодную зону реактивации. Углеводороды направляются в секцию фракционирования 3, в которой алкилат отделяется от сжиженных углеводородов C<sub>3</sub>-C<sub>4</sub>. Катализатор медленно опускается в кольцевом пространстве, окружающем стояк. В этот насадочный слой катализатора вводят изобутан, насыщенный водородом, и тем самым реактивируют катализатор. Реактивированный катализатор снова попадает в нижнюю часть лифт-реактора. В этой секции реактивация проходит почти полностью, но на поверхности катализатора остается некоторое количество прочно адсорбированных веществ. Их десорбируют при повышенной температуре в аппарате 4, в который выводят небольшой поток циркулирующего катализатора. Полностью реактивированный катализатор также стекает в нижнюю часть лифт-реактора.

Эксплуатационные затраты на производство алкилата на установке "Алкилен" ниже, чем на установке серноокислот-

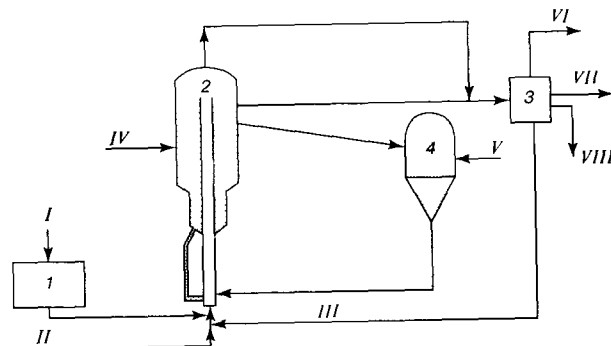


Рис. 3.12. Схема установки алкилирования в подвижном слое катализатора на твердом носителе:

I - олефиновое сырье; II - свежий изобутан; III - рециркулирующий изобутан; IV - изобутан, насыщенный водородом; V - водород; VI - легкие фракции; VII - сжиженный газ; VIII - алкилат



трубе", в которых трубки заполнены катализатором, а в межтрубное пространство подается хладагент. Продукты реакции, пройдя через теплообменник Т-1 и холодильник Х-1, направляются в депропанизатор К-1. Верхним продуктом депропанизатора является отработанная пропан-пропиленовая фракция, часть которой используется как хладагент в реакторе Р-1, а балансовый избыток выводится с установки. Нижний продукт колонны К-1 представляет собой полимеризат, который в случае работы установки в режиме получения компонента автомобильного бензина выводится с установки. При выработке нефтехимического сырья полимеризат разделяется на узкие фракции в колоннах К-2 и К-3. С верха колонны К-2 отбирается смесь димеров и тримеров, значительная часть которых через емкость Е-1 возвращается в реактор Р-1, с верха колонны К-3 — тетрамеры пропилена, с низа колонны К-3 — тяжелые полимеры.

#### Технологический режим:

Температура в реакторе, °С	180-230
Давление в реакторе, кгс/см <sup>2</sup>	75-85
Скорость подачи сырья, ч <sup>-1</sup>	1-4
Расход катализатора, % мас.	0.09-0.20

**Материальный баланс.** Ниже приводятся материальные балансы установок полимеризации, работающих в режиме получения полимербензина (I) и сырья для нефтехимии (II):

	I	II
<i>Поступило</i>		
Пропан-пропиленовая фракция	100,0	100,0
<i>Получено</i>		
Полимербензин (фракция н.к.-205°С)	32,4	—
Димеры (фр. н.к.-125°С)	—	5,1
Тримеры (фр. 125-175°С)	—	9,4
Тетрамеры (фр. 175-260°С)	—	19,2
Остаток выше 205°С	3,6	—
Остаток выше 260°С	—	2,3
Отработанная пропан-пропиленовая фракция	64,0	64,0
Всего	100,0	100,0

#### Расходные показатели (на 1 т сырья):

Пар водяной, Гкал	0,15-0,18
Электроэнергия, кВт·ч	10-18
Вода оборотная, м <sup>3</sup>	18-22
Катализатор, кг	0,6

### 3.2.7. ГИДРОКРЕКИНГ

**Назначение** — получение дополнительного количества светлых нефтепродуктов каталитическим разложением тяжелого сырья в присутствии водорода.

**Сырье и продукция.** В качестве сырья установок гидрокрекинга используется широкая гамма нефтяных фракций — от бензина до тяжелых остатков (мазута и гудрона) включительно. Наиболее распространенный вид сырья — вакуумный дистиллят прямой перегонки нефти, который перерабатывается в чистом виде или в смеси с газойлями коксования, термического и каталитического крекинга.

#### Продукция:

- сжиженный газ — содержит значительное количество пропана и бутана, может использоваться как сырье газодифракционирующих установок или товарный продукт;
- бензиновая фракция — используется как компонент товарного автомобильного бензина; может быть разделена на легкую фракцию, имеющую более высокую антидетонационную характеристику (октановое число — 79 по моторному методу), и тяжелый бензин (октановое число — 63 по моторному методу), который целесообразно подвергнуть каталитическому риформированию;
- керосиновая фракция — применяется как компонент авиационного топлива; характеристика: плотность  $\rho_4^{20} = 0,799 \pm 0,802$ ; температура начала кристаллизации — минус 55°С, высота некопящего пламени — 31-29 мм;
- дизельная фракция — служит компонентом товарного дизельного топлива; характеристика: плотность  $\rho_4^{20} = 0,822 \pm 0,826$ , содержание серы — ниже 1 ppm, температура застывания — ниже 15°С; цетановое число — 56-57, ароматических веществ — 5-7% об.

**Технологическая схема.** В зависимости от сырья и продуктов, которые необходимо получить, используются одноступенчатые и двухступенчатые процессы, системы с неподвижным, движущимся и суспендированным катализаторами.

На рис. 3.14 приведена технологическая схема установки двухступенчатого гидрокрекинга с неподвижным слоем катализатора. Смесь сырья с ВСГ нагревается в теплообменни-





#### Поступило

Вакуумный газойль .....	96,7
Водород в расчете на 100%-й .....	3,3
Всего: .....	100,0

#### Получено

Углеводородный газ .....	0,9
Сжиженный газ C <sub>3</sub> -C <sub>4</sub> .....	4,6
Бензиновая фракция .....	19,1
Керосиновая фракция .....	35,8
Дизельная фракция .....	33,9
ВСГ на концентрирование .....	2,7
Тяжелый газойль (фракция выше 240°C) .....	0,9
Сероводород + аммиак .....	2,1
Всего: .....	100,0

**Расходные показатели** (на 1 т сырья) двухступенчатого гидрокрекинга.

Пар водяной, Гкал .....	0,019
Электроэнергия, кВт·ч .....	94
Вода оборотная, м <sup>3</sup> .....	12
Топливо, кг .....	24

### 3.2.8. ТЕРМИЧЕСКИЙ КРЕКИНГ. ВИСБРЕКИНГ

**Назначение.** При работе в режиме термического крекинга — получение дополнительных количеств светлых нефтепродуктов термическим разложением остатков от перегонки нефти, при работе в режиме висбрекинга — улучшение качества котельного топлива (снижение вязкости).

**Сырье и продукция.** Сырьем установок являются остатки первичной перегонки нефти — мазут выше 350°C и гудрон выше 500°C.

#### Продукция:

- газ, содержащий непредельные и прелельные углеводороды и сероводород; после очистки от сероводорода может быть использован как сырье газофракционирующих установок или в качестве топливного газа;
- бензин — характеристика: октановое число 66-72 (моторный метод), содержание серы при переработке остатков из сернистых нефтей — 0,5-1,2 %; в бензине термического крекинга содержится до 25% непредельных углеводородов (алкенов и алкадиенов), поэтому он обладает низкой химической стабильностью. Может быть

использован в качестве сырья риформинга или компонента товарного бензина после процесса гидрооблагораживания. При использовании непосредственно в качестве компонента товарного бензина к бензину термического крекинга добавляют ингибиторы, препятствующие окислению;

- керосино-газойлевая фракция — ценный компонент флотского мазута; после гидроочистки может применяться как компонент дизельных топлив;
- крекинг-остаток — используется как котельное топливо, имеет более высокую теплоту сгорания, более низкую температуру застывания и вязкость, чем прямогонный мазут.

**Технологическая схема.** Схема установки термического крекинга зависит от назначения процесса и от используемого сырья. Для получения котельного топлива с более низкой вязкостью применяется процесс с нагревом в печи до необходимой температуры и дальнейшим продолжением реакций термокрекинга, начавшихся в печи, в сокинг-камере. Время пребывания сырья в сокинг-камере составляет 15-30 мин.

На рис. 3.15 приводится схема установки висбрекинга с сокинг-камерой. Сырье подают через теплообменник Т-1 в печь П-1. Для турбулизации потока в сырье перед печью подается химически очищенная вода. Начавшиеся в печи реакции термокрекинга продолжают в сокинг-камере П-2, откуда продукты реакции поступают на разделение во фракционер К-1. Легкие продукты термокрекинга и пары воды из верхней части фракционатора конденсируются и охлаждаются в воздушном Х-1 и водяном Х-2 конденсаторах-холодильниках и разделяются в сепараторе С-1 на газ, бензин и кислую воду.

Газ дожимается компрессором ПК-1, смешивается с балансовым количеством бензина (повторное контактирование) и после охлаждения в воздушном холодильнике Х-3, отделения от бензина в сепараторе С-2 и аминовой очистки от сероводорода в абсорбере К-4 выводится с установки. Бензин из сепаратора С-2 после стабилизации в колонне К-3 выводится с установки. Газ, выделенный при стабилизации бензина из сепаратора С-3, выводится вместе с газом из фракционатора в абсорбере К-4 и далее — с установки. Газойль из верхней части фракционатора через отпар-

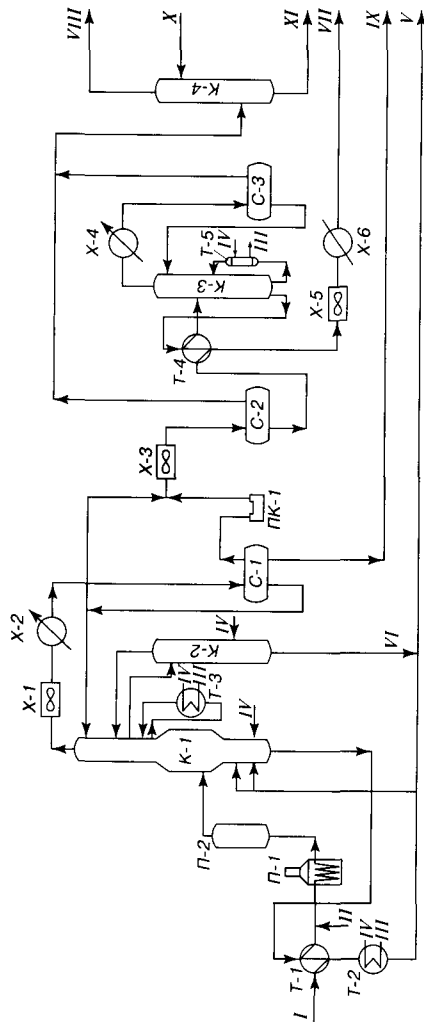


Рис. 3.15. Схема установки висбрекинга:

I - сырье; II - химически очищенная вода; III - конденсат; IV - водной пар; V - остаток висбрекинга;  
 VI - газойль; VII - бензин; VIII - углеводородный газ; IX - кислая вода; X - ретенерированный раствор ДЭА;  
 XI - насыщенный раствор ДЭА

ную колонну К-2 выводится на смешение с остатком висбрекинга. Остаток висбрекинга с низа фракционатора насосом прокачивается через теплообменники Т-1, Т-2, частично возвращается во фракционатор в качестве квенча, а балансовое количество после смешения с газойлем выводится с установки.

#### Технологический режим:

	Температура, °С	Давление, кгс/см <sup>2</sup>
Печь (П-1):		
на входе	320	20
на выходе	453	11
Сокинг-камера (П-2):		
на входе	453	11
на выходе	433	9,5
Фракционатор (К-1):		
верх	166	3
низ	350	3,25
Отпарная колонна (К-2):		
верх	239	3,1
низ	230	3,2
Стабилизатор (К-3):		
верх	63	10
низ	177	10

**Материальный баланс.** Ниже приводится материальный баланс установки висбрекинга:

*Поступило*

Гудрон ..... 100,0

*Получено*

Углеводородный газ ..... 1,7

Бензин висбрекинга ..... 4,3

Газойль ..... 11,3

Остаток висбрекинга ..... 82,7

**Всего ..... 100,0**

**Расходные показатели (в расчете на 1 т сырья):**

Пар водяной, Гкал ..... 0,01

Электроэнергия, кВт·ч ..... 9,15

Вода оборотная, м<sup>3</sup> ..... 0,5

Топливо, кг ..... 15,3

### 3.2.9. КОКСОВАНИЕ

**Назначение** — получение нефтяного кокса, выработка дополнительных количеств светлых нефтепродуктов из тяжелого остатков. Существует три модификации процесса: периодическое коксование в кубах, замедленное коксование в необогреваемых камерах, коксование в псевдооживленном слое порошкообразного кокса.

**Сырье и продукция.** Сырьем установок коксования являются гудрон, остаток термического крекинга, тяжелый газойль каталитического крекинга, асфальты и экстракты масляного производства, тяжелая смола пиролиза. Основные требования, предъявляемые к качеству сырья: коксуемость — 10-20%, содержание серы при получении электродного кокса — не выше 1,5 %.

**Продукция:**

- нефтяной кокс — используется в производстве анодов для выплавки алюминия и графитированных электродов, для получения электролитической стали, хлора, магния и т. д., применяется в производстве ферросплавов, кремния, карбида кальция. Кокс, получаемый на установках коксования, не полностью соответствует требованиям потребителей, нуждается в облагораживании, которое осуществляется путем термической прокалики в специальных печах;
- газ — по составу аналогичен газу термического крекинга, но содержит меньше олефинов;
- бензин — содержит до 60% непредельных углеводородов, недостаточно химически стабилен, октановое число 60-66 (по моторному методу), используется как компонент низкосортных автомобильных бензинов, подвергается глубокой гидроочистке, после чего может использоваться как сырье каталитического риформинга;
- керосино-газойлевые фракции — служат компонентами дизельного, печного и газотурбинного топлив, а также сырьем установок гидроочистки и каталитического крекинга.

**Технологическая схема.** Схема установки замедленного коксования приводится на рис. 3.16. Нагретое в печах П-1, П-2 сырье поступает в нижнюю часть ректификационной колонны К-1 на верхнюю каскадную тарелку. Под нижней каскадной тарелку подаются продукты коксования из кок-

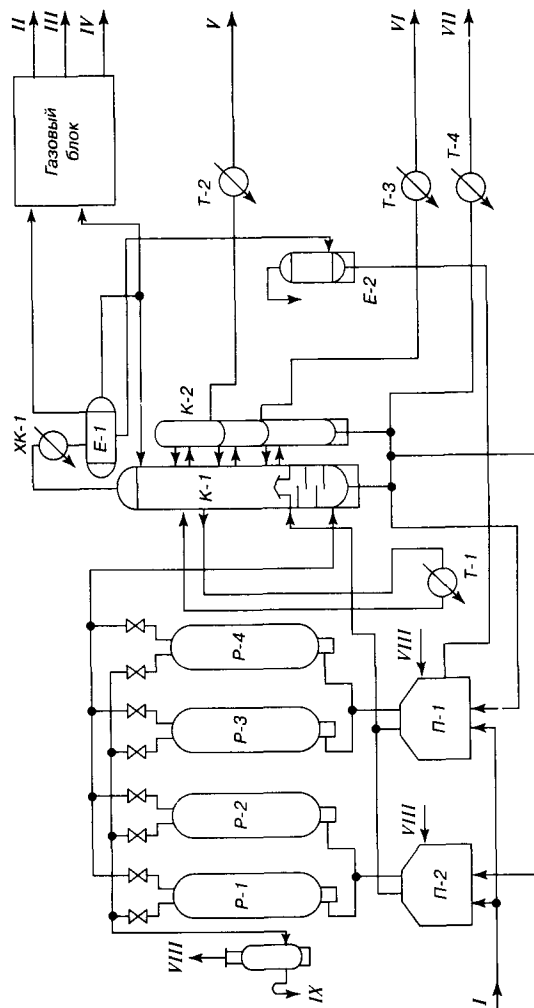


Рис. 3.16. Схема установки замедленного коксования:

I — сырье; II — углеводородный газ; III — головка стабилизации; IV — головка стабилизации; V — керосино-газойлевая фракция; VI — легкий газойль; VII — тяжелый газойль; VIII — пар водяной; IX — вода

совых камер. Обогащенное рециркулятом и дополнительно нагретое сырье с низа К-1 поступает в реакционные змеевики печей, а затем в камеры на коксование. На установке имеются четыре камеры, работающие попарно: сырье из П-2 подается в коксовую камеру Р-1 или Р-2, а из П-1 — в Р-3 или Р-4. Пары продуктов из камер, работающих в режиме коксования, направляются в К-1, в верхней части которой происходит разделение продуктов коксования на фракции. С верха К-1 уходят газ и пары бензина, в виде боковых погоньев отбираются газойлевые фракции. Верхний продукт К-1 в газосепараторе Е-1 разделяется на газ и бензин, которые самостоятельными потоками направляются в газовый блок. Боковые погонья К-1 поступают в секции отпарной колонны К-2, где из них удаляются легкие фракции, а затем выволяются с установкой.

Реакционные камеры установки работают по циклу: реакция — охлаждение кокса — выгрузка кокса — разогрев камеры. Кокс из камеры удаляется при помощи гидравлической резки — подачей струи воды под высоким давлением. Удаленный из камеры кокс попадает в дробилку, где измельчается на куски размером не более 150 мм. Раздробленный кокс обезвоживается и элеватором подается на двухситовый грохот, с помощью которого сортируется на три фракции: 150-25, 25-6 и 6-0 мм.

Камеру, из которой выгружен кокс, опрессовывают и прогревают острым водяным паром и горячими продуктами коксования из работающей камеры. Затем камера переключается на режим реакции.

Продолжительность операций, ч: подача сырья — 24, переключение камер, пропаривание камер водяным паром и охлаждение кокса водой — 9, бурение отверстий в коксе, удаление кокса гидрорезаком — 6, испытание и разогрев камеры — 9.

#### Технологический режим:

Температура, °С:	
сырья на входе в К-1	370-375
смеси сырья и рециркулята на выходе из К-1	380-400
сырья на входе в Р-1—Р-4	480-520
продуктов коксования на выходе из Р-1—Р-4	420-430
Давление, кгс/см <sup>2</sup> :	
в коксовых камерах	1,7-6,1
воды, подаваемой на резку кокса	150

**Материальный баланс:** Материальный баланс установки коксования гудрона (I) и крекинг-остатка (II) приводится ниже:

	I	II
<i>Поступило</i>		
Сырье	100,0	100,0
<i>Получено</i>		
Углеводородный газ	5,9	5,0
Головка стабилизации	2,7	2,2
Бензин	13,0	5,5
Керосино-газойлевая фракция и легкий газойль	28,5	25,8
Тяжелый газойль	25,9	28,5
Кокс,	24,0	33,0
в том числе:		
фракция выше 25 мм	(10,0)	(11,8)
фракция ниже 25 мм	(14,0)	(21,2)
Всего	100,0	100,0

#### Расходные показатели (на 1 т сырья):

Пар водяной, Гкал	0,5-0,6
Электроэнергия, кВт·ч	15-20
Вода оборотная, м <sup>3</sup>	10-12
Топливо, кг	45-50

### 3.3. ПРОИЗВОДСТВО МАСЕЛ

Производство масел состоит из нескольких стадий: получение масляных фракций из нефти на установках и блоках вакуумной перегонки мазута; выработка из масляных фракций базовых масел; смешение базовых масел и добавление к ним при необходимости облагораживающих присадок.

Выбор схемы производства базовых масел определяется качеством перерабатываемого нефтяного сырья (содержанием сернистых, асфальто-смолистых веществ и парафина). На российских НПЗ для производства масел в большинстве случаев используются смеси сернистых парафинистых нефтей, добываемых в Западной Сибири и Волго-Уральском регионе. Принципиальная схема производства масел из нефтей этого типа приводится на рис. 3.17.

Дистиллятные фракции подвергаются последовательно очистке селективными растворителями (фенолом или фурфуролом), депарафинизации (раствором метилэтилкетон-

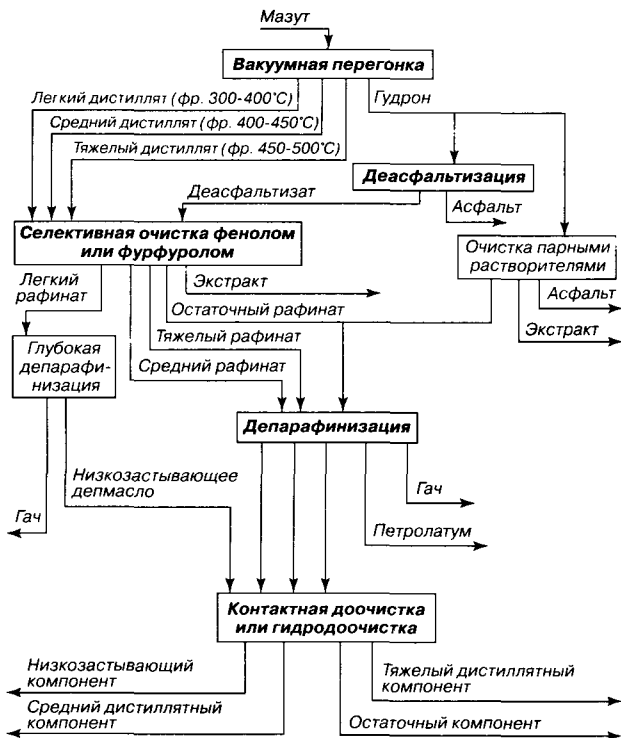


Рис. 3.17. Схема производства масел из нефтей восточных районов

бензол-толуол или дихлорэтаном), доочистке (контактной или гидрогенизационной). Остаточные базовые компоненты получают двумя способами: деасфальтизацией гудрона пропаном с последующей селективной очисткой фенолом или фурфуролом (вариант I) или очисткой гудрона парными растворителями (вариант II). Остаточный рафинат затем подвергается депарафинизации и доочистке.

### 3.3.1. ДЕАСФАЛЬТИЗАЦИЯ ГУДРОНА

**Назначение** — удаление с помощью избирательных растворителей смолисто-асфальтеновых веществ и полициклических углеводородов, обладающих повышенной коксумостью и низким индексом вязкости. В качестве растворителя обычно применяется пропан. Деасфальтизация гудрона применяется также для получения сырья установок каталитического крекинга и гидрокрекинга; в этом случае наряду с пропаном используются бутан, пентан или легкие бензиновые фракции.

**Сырье и продукция.** Сырьем установки является гудрон — остаток, полученный вакуумной перегонкой мазута.

**Продукция:**

- деасфальтизат — используется как промежуточный продукт в производстве остаточных масел или сырье для установок каталитического крекинга и гидрокрекинга; в производстве масел иногда применяется двухступенчатая деасфальтизация — из полученного в первой ступени асфальта выделяется высоковязкий компонент — деасфальтизат II.
- асфальт — служит сырьем для производства битумов или компонентом котельного топлива.

Свойства сырья и продуктов, полученных при двухступенчатой деасфальтизации гудрона ромашкинской (I), усть-балыкской (II) и самотлорской (III) нефтей приводятся ниже:

	I	II	III
<b>Гудрон</b>			
Плотность, $\rho_4^{20}$	1,010	0,982	0,984
Коксумость, %	18-20	14-15	10-12
Содержание, % мас.:			
асфальтенов	—	6,7	7,7
смола	—	21,1	18,8
<b>Деасфальтизат I</b>			
Плотность, $\rho_4^{20}$	0,915	0,925	0,926
Коксумость, %	0,8-1,3	0,7-0,8	1,0-1,1
Вязкость при 100°C, сСт	20-23	19,5	20-22
<b>Деасфальтизат II</b>			
Коксумость, %	1,5-2,2	3,1	3,2-3,4
Вязкость при 100°C, сСт	30-55	60-65	60-80
<b>Асфальт</b>			
Температура размягчения, °C	62-70	35-60	50-62



**Материальный баланс.** Материальные балансы деасфальтизации пропана гудроном ромашкинской (I) и усть-балыкской (II) нефтей приводятся ниже

	I	II
<i>Поступило</i>		
Гудрон	100,0	100,0
<i>Получено</i>		
Деасфальтизат I	29,0	33,6
Деасфальтизат II	10,0	11,4
Асфальт	61,0	55,0
<b>Всего</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>

**Расходные показатели** (на 1 т сырья):

Пар водяной, Гкал	1,4-2,6
Электроэнергия, кВт·ч	4-8
Вода оборотная, м <sup>3</sup>	30-45
Топливо, кг	10-16
Пропан, кг	5-15

### 3.3.2. ОЧИСТКА МАСЕЛ СЕЛЕКТИВНЫМИ РАСТВОРИТЕЛЯМИ

**Назначение** — удаление смолистых веществ и полициклических ароматических углеводородов с целью повышения индекса вязкости, снижения коксуемости, улучшения цвета и вязкостно-температурных свойств смазочных масел. В качестве селективных растворителей чаще всего применяют фурфурол, фенол и N-метилпирролидон. Фурфурол более эффективен при очистке дистиллятных фракций со значительным содержанием ароматических углеводородов; фенол и N-метилпирролидон — для очистки остаточных компонентов и сырья из сернистых нефтей.

**Сырье и продукция.** Сырье — деасфальтизат и вакуумные дистилляты, полученные при первичной перегонке нефти. Характеристика дистиллятов, полученных из туймазинской (I) и самотлорской (II) нефтей, приводится ниже:

	I	II
<i>Маловязкий дистиллят</i> (фр. 400-450°С)		
Плотность, $\rho_4^{20}$	0,913	0,920
Вязкость при 50°С, сСт	37,3	39,0
<i>Вязкий дистиллят</i> (фр. 450-500°С)		
Плотность, $\rho_4^{20}$	0,929	0,935
Вязкость при 50°С, сСт	66,9	85,2

**Продукция:**

- рафинаты — промежуточные продукты производства масел, направляются для дальнейшей очистки на установки депарафинизации;
- экстракты — используются как сырье для производства битумов, технического углерода, являются компонентами сажемаслонаполненных каучуков. Характеристики рафинатов и экстрактов приводятся в табл. 3.3.

Таблица 3.3

**Характеристика продуктов селективной очистки масел**

Сырье	Рафинат		Экстракт		
	Плотность, $\rho_4^{20}$	Вязкость при 100°С, сСт	Плотность, $\rho_4^{20}$	Вязкость при 100°С, сСт	Температура застывания, °С
<i>Очистка фурфуролом</i>					
Из ромашкинской нефти:					
маловязкий дистиллят	0,852	7,2 (при 50°С)	1,070	4,5	-15
вязкий дистиллят	0,870	6,7	1,015	16-18	11
Из самотлорской нефти:					
маловязкий дистиллят	0,843	7,1 (при 50°С)	0,967	3,2	—
вязкий дистиллят	0,881	7,3	0,992	14,6	—
деасфальтизат	0,901	18,7	0,982	40,7	—
<i>Очистка фенолом</i>					
Из туймазинской нефти:					
маловязкий дистиллят	0,850	11,3 (при 50°С)	0,963	34,9 (при 50°С)	11
вязкий дистиллят	0,870	6-7	0,995	18-19	—
деасфальтизат	0,888	19,7	0,967	43,5	—
Из самотлорской нефти:					
маловязкий дистиллят	0,841	7,0 (при 50°С)	0,960	3,15	—
вязкий дистиллят	0,879	7,1	0,981	13,5	—
деасфальтизат	0,901	18,5	0,982	41,3	—





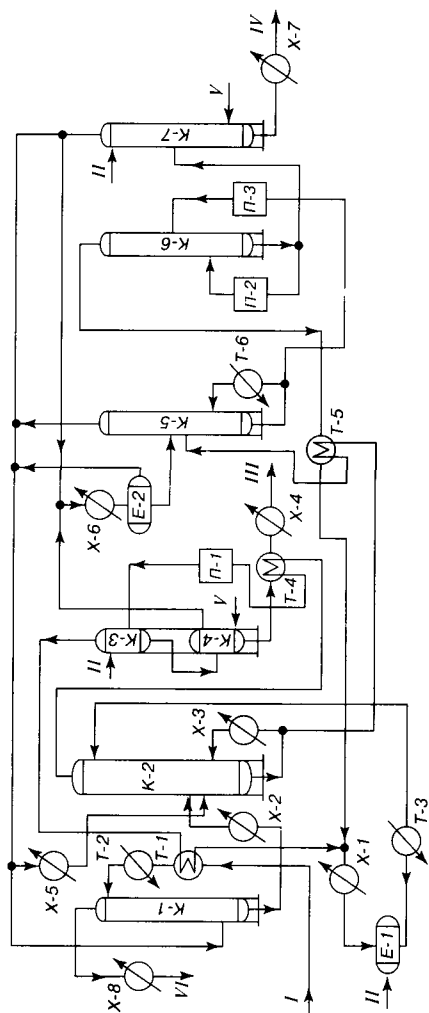


Рис. 3.20. Схема установки селективной очистки масел фенолом:  
 I — сырье; II — фенол; III — рафинат; IV — экстракт; V — пар водяной; VI — вода

ник Т-4, печь П-1, колонну К-3, колонну К-4, в которую подается водяной пар. С низа колонны К-4 рафинат отводится с установки. Экстракт освобождается от растворителя в три ступени: сначала в колонне К-5 из экстрактного раствора удаляется вода в виде азеотропной водно-фенольной смеси, затем в колонне К-6 из нагретого в печи раствора отгоняется основная часть сухого фенола, и, наконец, в колонне К-7 остатки фенола отпариваются с водяным паром.

Пары сухого фенола из колонны К-3 и К-6 конденсируются и охлаждаются в теплообменниках Т-1, Т-5 и холодильнике Х-1. Затем фенол собирается в емкости Е-1, из которой возвращается через подогреватель Т-3 в экстрактор К-2. Пары фенола и воды, уходящие из колонн К-4 и К-7, конденсируются в холодильнике Х-6 и через емкость Е-2 подаются в середину колонны К-5. Азеотропная смесь фенола и воды, покидающая колонну К-5, после конденсации в холодильнике Х-5 подается в виде фенольной воды в низ колонны К-2 и в абсорбер К-1. Колонны К-3, К-4 и К-7 орошаются фенолом, а колонна К-5 — фенольной водой.

В России и странах ближнего зарубежья осуществляется процесс постепенного перевода установок на использование менее токсичного и более эффективного растворителя — N-метилпирролидона. На одном из российских НПЗ введена в эксплуатацию первая в России установка, специально запроектированная для селективной очистки масел N-метилпирролидоном, на других НПЗ ведется реконструкция существующих установок селективной очистки масел фенолом с целью использования этого растворителя.

**Технологический режим.** Показатели технологического режима установок селективной очистки масел приводятся в табл. 3.4.

Таблица 3.4

Показатели технологического режима селективной очистки масел

Сырье	Кратность растворителя к сырию	Температура в экстракторе, °С		Содержание воды в растворителе
		верх	низ	
<i>Очистка фурфуролом</i>				
Из самотлорской нефти:				
маловязкий дистиллят	1,5:1–2,5:1	60	50	—
вязкий дистиллят	3:1	90	66	—
деасфальтизат	3,5:1	96	87	—

Продолжение табл. 3.4

Сырье	Кратность растворителя к сырью	Температура в экстракторе, °С		Содержание воды в растворителе
		верх	низ	
<i>Очистка фенолом</i>				
Из ромашкинской нефти:				
маловязкий дистиллят	2,5:1	50-55	35-40	12
вязкий дистиллят	3:1	59	36	12
деасфальтизат	3,5:1	70	62	10
Из самотлорской нефти:				
маловязкий дистиллят	2,5:1	40	30	5
вязкий дистиллят	3:1	65	49	4
деасфальтизат	3,5:1	80	56	3

**Материальный баланс.** Материальный баланс установок селективной очистки масел приводится в табл. 3.5. Выход рафината зависит от природы сырья и требуемого качества рафината. Чем выше требуемый индекс вязкости рафината, тем ниже (при прочих равных условиях) его отбор.

Таблица 3.5

Материальный баланс установок селективной очистки масел

	Очистка фурфуролом			
	Фракции из самотлорской нефти		Фракции из ромашкинской нефти	
	маловязкий дистиллят	вязкий дистиллят	маловязкий дистиллят	вязкий дистиллят
<i>Поступило</i>				
Сырье	100,0	100,0	100,0	100,0
<i>Получено</i>				
Рафинат	59,6	51,3	73,7	75,7
Экстракт	40,4	48,7	26,3	24,3
Всего	100,0	100,0	100,0	100,0

Продолжение табл. 3.5

	Очистка фенолом					
	Фракции из самотлорской нефти			Фракции из ромашкинской нефти		
	маловязкий дистиллят	вязкий дистиллят	деасфальтизат	маловязкий дистиллят	вязкий дистиллят	деасфальтизат
<i>Поступило</i>						
Сырье	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
<i>Получено</i>						
Рафинат	59,8	47,7	62,0	66,7	63,0	66,5
Экстракт	40,2	52,3	38,0	33,3	37,0	33,5
Всего	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

**Расходные показатели** (на 1 т рафината) при фурфурольной (I) и фенольной (II) очистке масел:

	I	II
Пар водяной, Гкал	0,025-0,035	0,13-0,26
Электроэнергия, кВт·ч	7-10	8-15
Вода оборотная, м <sup>3</sup>	8-12	9-18
Топливо, кг	20-30	50-100
Растворитель, кг	0,5-1,0	0,6-1,5

### 3.3.3. ДЕПАРАФИНИЗАЦИЯ МАСЕЛ

**Назначение** — удаление высокоплавких компонентов из масляных фракций для снижения температуры застывания. Широко применяются процессы депарафинизации масел с применением избирательных растворителей — смеси кетонов (ацетона, метилэтилкетона) с ароматическими углеводородами (бензолом, толуолом) и смеси дихлорэтана с метилхлоридом (процесс ди-ме). Получает распространение кетоновый растворитель — смесь метилэтилкетона (МЭК) с метилизобутилкетонам (МИБК).

**Сырье и продукция.** Сырьем являются рафинаты селективной очистки масел.

Продукция:

- *депарафинированные масла*, которые затем подвергаются доочистке;
- *неочищенные гачи* (продукт депарафинизации дистилтных масел) или *петролатумы* (образуются при депарафинизации масел).

рафинации остаточных масел); гач применяется как сырье для производства парафинов, а петролатум — для получения церезинов. Характеристика депарафинированных масел, гачей и петролатумов приводится в табл. 3.6

Таблица 3.6

Характеристика депарафинированных масел, гачей и петролатумов

Показатели	Депарафинизация дистиллятных масел		Депарафинизация остаточных масел	
	Депмасло	Гач	Депмасло	Петролатум
Плотность, $\rho_4^{20}$	0,885-0,887	0,840-0,860	0,890-0,900	0,860-0,865
Вязкость при 100°С, сСт	6,7-7,8	—	18-23	—
Температура вспышки, °С	190-200	200-210	220-240	235-240
Температура застывания, °С	От -20 до -15	48-52*	От -20 до -15	55-61*
Коксуемость, %	0,08-0,10	—	0,30-0,65	—
Содержание серы, %	1,0-1,2	0,12	1,0-1,3	—

Продолжение табл. 3.6

Показатели	Глубокая депарафинизация масел	
	Депмасло	Гач
Плотность, $\rho_4^{20}$	0,860	0,814-0,820
Вязкость при 100°С, сСт	7,5-8,5**	—
Температура вспышки, °С	150	150
Температура застывания, °С	От -45 до -50	30-32*
Коксуемость, %	≤0,3	—
Содержание серы, %	—	—

Примечание:

- \* Температура плавления.
- \*\* При 50°С.

Технологическая схема установок депарафинизации масел в растворе метилэтилкетон-бензол-толуол приводится на рис. 3.21. Установка состоит из отделений кристаллизации, фильтрации, регенерации растворителя, обезвоживания растворителя, холодильного (на схеме не показано). При производстве масел с температурой застывания выше -20°С в качестве хладагента применяют аммиак или пропан. На установках, вырабатывающих низкозастывающие масла с температурой застывания от -45°С до -50°С, применяется двухступенчатая схема охлаждения (пропаном или аммиаком и этаном). Процесс называется глубокой депарафинизацией.

Сырье через теплообменник Т-1 и холодильник Х-1 подается в регенеративные кристаллизаторы Кр-1, где охла-

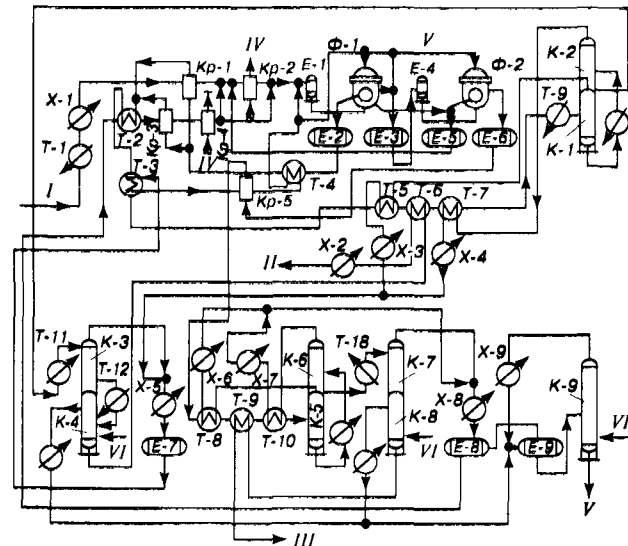


Рис. 3.21. Схема установки депарафинизации масел:

- I — сырье; II — депарафинированное масло; III — гач; IV — аммиак;
- V — вода; VI — водяной пар

дается раствором депмасла, а затем смешивается с влажным растворителем и циркулирующим фильтратом. В кристаллизаторах Кр-2 смесь охлаждается жидким хладагентом (аммиаком или пропаном), после чего контактирует с влажным и сухим растворителем. Кристаллы твердых углеводородов выделяются из раствора, образуется суспензия, которая направляется в барабанный фильтр Ф-1. В процессе фильтрования фильтрат (раствор депарафинированного масла) просачивается через ткань, натянутую на вращающийся барабан. На ткани образуется лепешка, состоящая из твердых углеводородов.

Раствор депарафинированного масла через теплообменник Т-4, кристаллизаторы Кр-1, Кр-3, теплообменники Т-2, Т-3, Т-5, Т-6, Т-7, Т-9 подается в колонну регенерации растворителя К-1. Твердые углеводороды (гач, петролатум), находящиеся на барабане фильтра Ф-1, промываются растворителем для удаления извлеченного масла, отдуваются инертным газом и снимаются ножом-пластиной с барабана. Затем гач (петролатум) разбавляется растворителем и через емкости Е-3, Е-4 поступает на фильтры второй ступени Ф-2. Так же как и в первой ступени фильтрования, лепешка твердых углеводородов промывается растворителем и снимается с барабана. Из емкости Е-6 раствор гача подается через кристаллизатор Кр-5 в отделение регенерации растворителя. Фильтрат второй ступени добавляется к сырью.

Удаление растворителя из депарафинированного масла производится в четыре ступени: в колоннах К-1, К-2, К-3, К-4. С низа колонны К-4 уходит готовое депарафинированное масло. Верхний продукт колонн К-1, К-2, К-3 — сухой растворитель — после конденсации и охлаждения возвращается в отделение кристаллизации. Для отгонки растворителя от гача предназначены колонны К-5, К-6, К-7, К-8. Гач выводится с низа колонны К-8. Верхний продукт колонн К-5, К-6, К-7 — влажный растворитель — после конденсации и охлаждения также возвращается в отделение кристаллизации.

С верха колонн К-4 и К-8 уходит смесь паров растворителя и воды, которая после конденсации и охлаждения собирается в емкости Е-9, где происходит расслоение жидкости. Верхний слой "вода в растворителе" присоединяется к потоку влажного растворителя. Нижний ("растворитель в воде") посылается в кетоновую колонну К-9 для отпарки раствори-

теля из воды. Очищенная вода удаляется с низа колонны, а азеотропная смесь кетона и воды с верха К-9 возвращается в емкость Е-9.

**Технологический режим.** Показатели технологического режима при обычной (I) и глубокой (II) депарафинизации масел приводятся ниже:

	I	II
Температура фильтрования, °С:		
I ступени	от -27 до -35	от -55 до -60
II ступени	от -10 до -15	от -35 до -40
Давление в корпусе вакуум-фильтров, кг/см <sup>2</sup>	0,01-0,015	
Кратность разбавления сырья растворителем:		
для дистиллятного сырья	от 2,8:1 до 4,0:1	от 3,0 до 4,2:1
для остаточного сырья	от 4,0:1 до 4,5:1	—
Состав растворителя, %:		
Метилэтилкетон (ацетон)	60-75	
Толуол	25-40	

**Материальный баланс.** Ниже приводится материальный баланс установок депарафинизации при получении дистиллятных (I), остаточных (II) и низкозастывающих (III) масел из нефти типа ромашкинской:

	I	II	III
<i>Поступило</i>			
Рафинат селективной очистки	100,0	100,0	100,0
<i>Получено</i>			
Депарафинированное масло	76,0	70,0	62,0
Гач (или петролатум)	24,0	30,0	38,0
<b>Всего</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>

**Расходные показатели** (на 1 т сырья) при получении обычных (I) и низкозастывающих (II) масел приводятся ниже:

	I	II
Пар водяной, Гкал	0,7-1,3	1,0-1,5
Электроэнергия, кВт·ч	120-165	200-400
Вода оборотная, м <sup>3</sup>	40-80	100-200
Метилэтилкетон (ацетон), кг	1,4-3,5	2,5-3,5
Толуол, кг	1,1-4,0	2,0-2,7
Аммиак, кг	0,4-1,4	0,2-1,0
Этан, кг	—	0,15-0,50

### 3.3.4. КОНТАКТНАЯ ДООЧИСТКА МАСЕЛ

**Назначение** — улучшение цвета масла, его стабильности, повышение индекса вязкости посредством избирательного удаления полярных компонентов сырья (смолистых веществ, кислородсодержащих соединений, сульфокислот, остатков избирательных растворителей) с помощью адсорбентов. В качестве адсорбентов применяются природные глины (отбеливающие земли) и синтетические алюмосиликаты. Контактная доочистка — устаревший процесс, он заменяется при производстве масел процессом гидроочистки.

**Сырье и продукция.** На установках контактной доочистки поступают депарафинированные масла с установок депарафинизации. В результате доочистки получают базовые компоненты товарных масел. Побочным продуктом является отгон.

**Технологическая схема.** Процесс контактной доочистки масел состоит из следующих стадий: смешивание сырья с определенным количеством адсорбента, нагревание и выдерживание однородной смеси при определенной температуре в течение установленного времени.

**Материальный баланс.** Материальный баланс установок контактной доочистки при переработке дистиллятного (I) и остаточного (II) сырья приводится ниже :

	I	II
<i>Поступило</i>		
Депарафинированное масло	100,0	100,0
<i>Получено</i>		
Очищенное масло	98,0	96,0
Отгон	2,0	4,0
<b>Всего</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>

**Расходные показатели (на 1 т очищенного масла):**

Пар водяной, Гкал	0,07-0,09
Электроэнергия, кВт·ч	1,5-2,5
Вода оборотная, м <sup>3</sup>	1,5-2,5
Глина, кг	3-6

### 3.3.5. ГИДРОДОЧИСТКА МАСЕЛ

**Назначение** — улучшение цвета и повышение стабильности смазочных масел. Применяется взамен контактной доочистки.

**Сырье и продукция.** Характеристика масел до и после гидроочистки приводится в табл. 3.7. Побочные продукты установок:

- отгон — применяется в качестве компонента котельного топлива;
- сероводород — направляется на установки производства серы или серной кислоты;
- углеводородный газ — используется как топливо для трубчатых печей.

Таблица 3.7

Характеристика сырья и продуктов гидроочистки масел

Показатели	Деп.масло неочищенное		Масло после очистки	
	дистиллятное	остаточное	дистиллятное	остаточное
Вязкость при 100°С, сСт	7,9	21,6	7,2	20,6
Температура застывания, °С	-18	-17	-16	-15
Содержание серы, %	1,0	1,1	0,6	0,7
Индекс вязкости	82	85	85	88
Цвет по КН-51, мм, стекло № 4 при разбавлении 15:85	34	17	80	45

**Технологическая схема.** Установки гидроочистки масел состоят из 3-4 потоков. На рис. 3.22 приведена схема одного из потоков. Сырье смешивается с ВСГ, нагревается в теплообменниках Т-1, Т-2 и печи П-1 и поступает в реактор Р-1, заполненный алюмокобальтмолибденовым катализатором. Гидрогенизат подвергается двухступенчатой сепарации (горячей в С-1 и холодной в С-2), а затем подается в отпарную колонну К-1, где отгоняются легкие фракции и основная часть сероводорода. Влажное масло с низа колонны К-1 направляется в колонну вакуумной сушки К-2, а затем проходит через рамный фильтр Ф-1, в котором масло отделяется от катализаторной пыли. Циркулирующий ВСГ подвергается очистке от сероводорода реактором моноэтаноламина в колонне К-3.

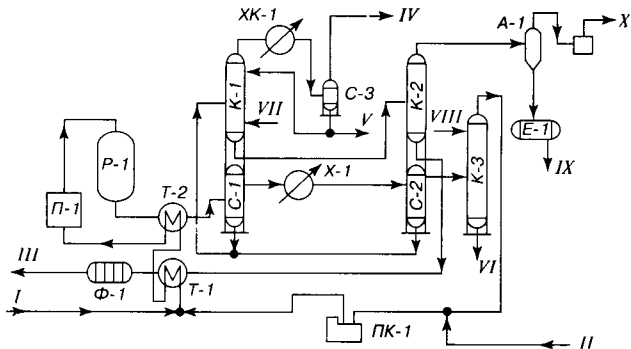


Рис. 3.22. Схема установки гидроочистки масел:

I — сырье; II — свежий водородсодержащий газ; III — очищенное масло; IV — углеводородный газ; V — отгон; VI — сероводород в растворе моноэтаноламина; VII — водяной пар; VIII — моноэтаноламин; IX — вода в канализацию; X — несконденсировавшиеся газы

**Технологический режим.** Ниже приводятся показатели технологического режима при очистке дистиллятных (I) и остаточных (II) масел:

	I	II
Объемная скорость, ч <sup>-1</sup>	2-3	1
Кратность циркуляции ВСГ, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	250-300	500-600
Температура в реакторе, °С	250-320	300-330
Давление в реакторе, кг/см <sup>2</sup>	35-40	35-40

**Материальный баланс.** Ниже приводится материальный баланс установки гидроочистки при получении дистиллятных (I) и остаточных (II) масел:

	I	II
<i>Поступило</i>		
Депарафинированное масло	100,0	100,0
Водород (100%-й) на реакцию	1,4	1,7
<b>Всего</b>	<b>101,4</b>	<b>101,7</b>
<i>Получено</i>		
Очищенное масло	98,0	97,5
Отгон	1,5	2,0
Углеводородный газ	1,6	1,8
Сероводород	0,3	0,4
<b>Всего</b>	<b>101,4</b>	<b>101,7</b>

### Расходные показатели (на 1 т гидроочищенного масла):

Пар водяной, Гкал	0,06-0,09
Электроэнергия, кВт·ч	30-75
Вода оборотная, м <sup>3</sup>	3-10
Топливо, кг	10-20
Катализатор алюмокобальтмолибденовый, кг	0,1

## 3.4. ПРОИЗВОДСТВО ПАРАФИНОВ

В органической химии парафинами называются предельные углеводороды алифатического ряда, имеющие формулу  $C_nH_{2n+2}$ , где  $n \geq 1$ . В технике термин "парафины" используется для обозначения концентратов предельных углеводородов преимущественно нормального строения (от  $C_9$  до  $C_{40}$ ), выделенных из нефти или из каких-либо других продуктов, например озокерита. В зависимости от фракционного состава, температуры плавления и кристаллической структуры парафины подразделяются на жидкие ( $t_{пл} \leq 27^\circ C$ ), твердые парафины ( $t_{пл} = 28-70^\circ C$ ) и микрокристаллические ( $t_{пл} > 60-80^\circ C$ ) — церезины. По степени очистки парафины (церезины) делятся на гачи (петролатумы), содержащие до 30% масла; неочищенные парафины (церезины) с содержанием масла до 6%; очищенные и высокоочищенные парафины (церезины).

В России для производства неочищенных твердых парафинов применяется технология обезмасливания гачей, полученных при депарафинизации масел смесью кетона, бензола и толуола. Неочищенные парафины подвергаются затем облагораживанию с применением адсорбционной или гидротенизационной доочистки.

Жидкие парафины выделяют из дизельных фракций карбамилной депарафинизацией и адсорбцией на молекулярных ситах.

### 3.4.1. ПОЛУЧЕНИЕ НЕОЧИЩЕННЫХ ТВЕРДЫХ ПАРАФИНОВ

**Технологическая схема.** Установка обезмасливания гачей смесью кетона с бензолом и толуолом (рис. 3.23) состоит из отделений:

- охлаждения и фильтрации раствора гача;
- регенерации растворителя из растворов сырого парафина и фильтрата.



**Расходные показатели** установки обезмасливания гачей (на 1 т парафина-сырца):

Пар водяной, Гкал	1,6-2,6
Электроэнергия, кВт·ч	900-1200
Вода оборотная, м <sup>3</sup>	100-250
Аммиак, кг	75-100
Кетон, кг	10-15
Толуол, кг	12-16

### 3.4.2. ДООЧИСТКА ПАРАФИНОВ И ЦЕРЕЗИНОВ

**Назначение** — удаление нестабильных, красящих и обладающих неприятным запахом веществ с помощью адсорбционной (контактной или перколяционной) или гидрогенизационной очистки.

**Сырье и продукция.** Характеристика сырья (I) и продуктов, полученных перколяционной (II), контактной (III) и гидрогенизационной (IV) доочистками, приводится ниже:

	I	II	III	IV
Внешний вид	Белая кристаллическая масса			
Содержание, %:				
масла	0,66	0,64	0,7	0,67
серы	0,02	0,02	0,03	0
Цвет со стеклом №1 по КН-51, мм	250	250	250	280
Устойчивость цвета, дни	—	7	7	7

**Технологическая схема.** Для контактной доочистки парафина на ряде российских заводов используют один из блоков установки контактной очистки масел. Эксплуатируются также установки перколяционной очистки парафина, на которых расплавленный парафин последовательно или параллельно пропускают через фильтры-перколяторы, наполненные отбеливающей землей или алюмосиликатным катализатором. Очищенный парафин после перколяторов на рамном фильтр-прессе отделяется от частиц унесенной глины. Насыщенный смолами адсорбент продувают воздухом и острым паром, промывают растворителем, а затем подают на блок регенерации адсорбента. Регенерация заключается в выжигании захваченных адсорбентом органических веществ.

Наиболее эффективным способом получения высокоочищенных парафинов является гидроочистка. Процесс проводится на отдельных установках или блоках установок

гидроочистки масел, дооборудованных для переработки парафина.

**Технологический режим.** Показатели технологического режима установок гидроочистки твердого парафина приводятся ниже:

Объемная скорость подачи сырья, ч <sup>-1</sup>	0,5
Кратность циркуляции ВСГ, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	800
Температура в реакторе, °С	300-330
Давление в реакторе, кг/см <sup>2</sup>	40
Содержание водорода в циркулирующем газе, %	80-95

**Материальный баланс.** Ниже приводится материальный баланс перколяционной (I) и гидрогенизационной (II) доочистки парафина:

	I	II
<i>Поступило</i>		
Парафин-сырец	100,0	100,0
Водород (100%-й) на реакцию	—	0,9
<b>Всего</b>	<b>100,0</b>	<b>100,9</b>
<i>Получено</i>		
Очищенный парафин	98,3	99,7
Бензин-отгон	—	0,1
Смолы	1,7	—
Углеводородный газ	—	1,0
Сероводород	—	0,1
<b>Всего</b>	<b>100,0</b>	<b>100,9</b>

**Расходные показатели** (на 1 т парафина-сырца) при перколяционной (I) и гидрогенизационной (II) доочистке парафина:

	I	II
Пар водяной, Гкал	0,6-0,9	0,06-0,09
Электроэнергия, кВт·ч	3-5	30-50
Вода оборотная, м <sup>3</sup>	2-4	5-8
Адсорбент или катализатор, кг	40-60	0,1

### 3.4.3. АДсорбЦИОННОЕ ИЗВЛЕЧЕНИЕ ЖИДКИХ ПАРАФИНОВ

**Назначение** — получение жидких парафинов C<sub>10</sub>-C<sub>20</sub> из дизельных фракций, основанное на способности пористых синтетических цеолитов поглощать вещества с определенными формами и размерами молекул.



**Сырье и продукция.** Сырьем является гидроочищенная дизельная фракция 200-320°C со следующими показателями качества: плотность  $\rho_{20}^4 = 0,825-0,845$ ; йодное число  $\leq 1,6$ ; содержание серы  $\leq 0,05\%$ ; ароматических углеводородов  $\leq 35\%$ ; парафинов 18-21%.

**Продукция:**

- нормальные жидкие парафины ( $C_{10}-C_{20}$ ) с чистотой основного вещества не менее 99,1-99,5% мас. — используются в производстве биологически разлагаемых поверхностно-активных веществ (сульфонатов, высших жирных спиртов и др.), пластификаторов, белково-витаминных концентратов;
- депарафинированная дизельная фракция (денормализат) — имеет температуру застывания от  $-60$  до  $-70^\circ\text{C}$  и используется как компонент летнего или зимнего дизельного топлива.

**Технологическая схема.** Технология адсорбционного извлечения жидких парафинов включает две основные стадии:

- адсорбцию — селективное поглощение цеолитом n-алканов;
- десорбцию — удаление из слоя цеолита поглощенных углеводородов.

На промышленных установках чаще всего применяется вытеснительная десорбция: через слой цеолита пропускают вещество, которое способно, проникнув в поры цеолита, адсорбироваться в них и вытеснить парафины. В качестве вытеснителя используются низкомолекулярные n-алканы и алкены, двуокись углерода, аммиак и др.

На рис. 3.24 приведена схема установки адсорбционного извлечения парафинов "Парекс", построенной на ряде российских НПЗ.

**Адсорбция.** Сырье — гидроочищенная фракция 200-320°C — нагревается в теплообменниках W-107/1,2 и W-111/1-5 и смешивается с ВСГ (газом-носителем), который подается циркуляционным компрессором V-101. Смесь сырья и газа нагревается в теплообменнике W-101 и печи Q-101/1,2 и подается на адсорбцию в один из трех адсорберов. При адсорбции из газосырьевой смеси извлекаются n-парафины, одновременно из молекулярных сит начинает вытесняться аммиак, адсорбированный ситами в период десорбции.

На стадии адсорбции из адсорбера выходит смесь денормализата (изопарафиновые, нафтеновые, ароматические уг-

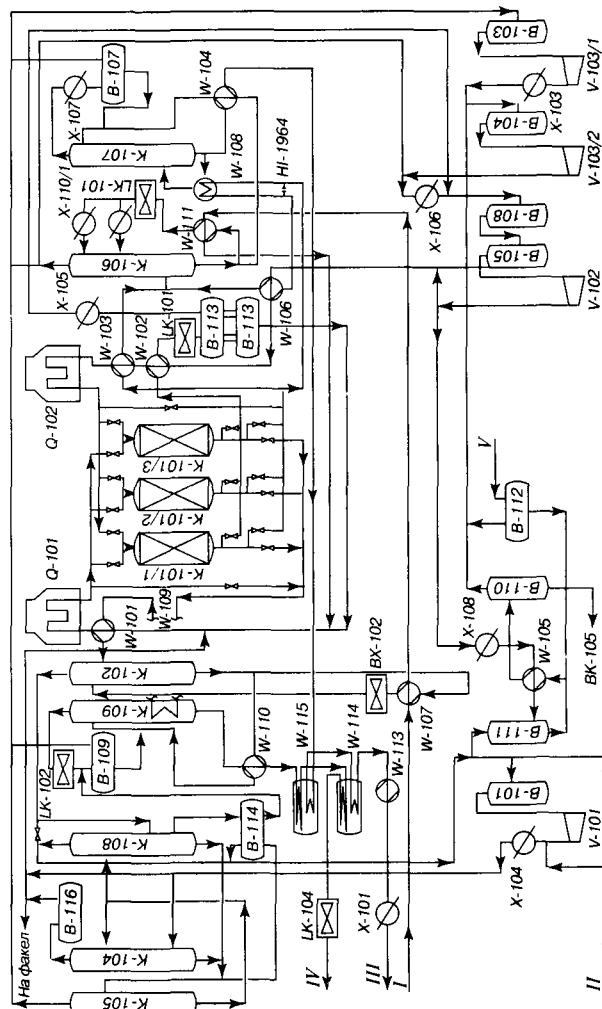


Рис. 3.24. Схема установки адсорбционного извлечения парафинов:

I — сырьс; II — водородсодержащий газ; III — десорбат; IV — денормализат; V — аммиак

леводороды), сопутствующего газа и аммиака. Поток охлаждается, затем поступает в колонну охлаждения К-102, охлаждается и возвращается на верхнюю тарелку колонны К-102 в качестве орошения. Балансовое количество денормализата с низа колонны К-102 поступает в стабилизационную колонну К-109, где отделяются растворенные аммиак, аммиачная вода, легкие углеводороды. Стабильный денормализат с низа колонны К-109 после охлаждения выводится с установкой.

Пары и газы с верха колонны К-109 охлаждаются и поступают в емкость В-109. Жидкая фаза (углеводороды) из емкости возвращается в колонну К-109 в виде орошения, аммиачная вода дренируется, газообразный аммиак поступает на прием компрессора V-103/1.

Смесь ВСГ и аммиака с верха колонны К-102 проходит буферную колонну-аккумулятор К-108, сепаратор В-101 и поступает на прием компрессора V-101. С нагнетательной линии компрессора газ-носитель поступает в адсорбционную колонну К-104, очищается аммиачной водой от аммиака и поступает через емкость В-116 на смешение с исходным сырьем.

Цикл адсорбции продолжается 5 мин, этого времени достаточно для насыщения всего слоя n-парафинами, после чего с помощью программного управления адсорбер переключается на стадии промывки и десорбции. Для осуществления процесса адсорбции подключается другой адсорбер, в котором к этому моменту закончилась стадия десорбции парафинов.

**Десорбция.** Циркулирующий аммиак компрессором V-102 подается в теплообменники W-106, 102, 103 и печь Q-102. Нагретый аммиак поступает в два из трех адсорберов К-101/1-3 для десорбции парафинов. С целью получения парафинов высокой чистоты десорбцию ведут в две стадии. Вначале продукты десорбции выводят в систему промывочного продукта (стадия промывки), а затем в систему десорбата. Для уменьшения смешения газа-носителя и десорбента в начальной стадии промывки предусмотрено вытеснение газа, оставшегося в аппарате после стадии адсорбции, в систему денормализата.

На стадии промывки из вторичных пор цеолитов вытесняются неселективно адсорбированные углеводороды (ароматические, нафтеновые, изопарафиновые), а также начи-

нается десорбция парафинов. Продукты промывки после охлаждения поступают в емкость В-113, где происходит разделение жидкой и газообразной фаз. Жидкая фаза подается в исходное сырье. Пары аммиака с примесью газа-носителя с верха сепаратора направляются на прием компрессора V-102.

После стадии промывки газопродуктовая смесь из адсорбера поступает в колонну К-106, где происходит охлаждение потока и окончательная конденсация десорбата. Пары аммиака уходят с верха колонны К-6 и поступают к компрессору V-102.

Выходящий с низа колонны десорбат делится на два потока. Первый поток охлаждается и возвращается в колонну К-106 в виде двух потоков циркуляционного орошения. Второй поток направляется в колонну стабилизации К-107, в которой из десорбата отделяются растворенные легкие углеводороды, пары аммиака и аммиачная вода отделяются от парафинов. Десорбат с низа колонны К-107 после охлаждения поступает на очистку от ароматических углеводородов. Пары и газы с верха колонны К-107 поступают в емкость В-107, где жидкая фаза при отстое разделяется на два слоя: верхний — углеводороды (подается на орошение в колонну К-107) и нижний — аммиачная вода. Газообразный аммиак из емкости В-107 поступает на прием компрессора V-103/1,2 и возвращается в процесс.

#### Технологический режим:

Температура, °С:	
адсорбции .....	380-390
десорбции .....	380
Давление адсорбции, кг/см <sup>2</sup> .....	12

#### Материальный баланс:

##### Поступило

Сырье .....	100,0
Волородсодержащий газ .....	0,28
Всего .....	100,28

##### Получено

Жидкий парафин .....	18,2
Денормализат .....	81,68
Сухой газ .....	0,4
Всего .....	100,28

### Расходные показатели (на 1 т сырья):

Пар водяной. Гкал	0,023
Электроэнергия. кВт·ч	90
Вода оборотная, м <sup>3</sup>	6,9

## 3.5. ПРОИЗВОДСТВО БИТУМОВ

**Назначение** — получение битумов различных сортов и марок. Для производства битумов применяются следующие способы:

- глубокая вакуумная перегонка (получение остаточного битума);
- окисление нефтепродуктов воздухом при высокой температуре (получение окисленных битумов);
- компаундирование остаточных и окисленных битумов.

Ниже рассматривается процесс производства битумов окислением тяжелых нефтяных фракций.

**Сырье и продукция.** Сырьем являются остатки атмосферно-вакуумной перегонки нефти (гудроны), побочные продукты производства масел (асфальты и экстракты). Наилучшим сырьем считаются остатки высокосмолистых, малонарафинистых нефтей, наихудшим — остатки высокопарафинистых нефтей, поскольку при окислении этих продуктов образуется большое количество асфальтенов и карбенов, вследствие чего битум становится хрупким и неэластичным.

Продукцией являются:

- дорожные битумы, применяемые в дорожном строительстве для приготовления асфальтобетонных смесей;
- кровельные битумы, используемые при изготовлении кровельных покрытий и различных изделий;
- строительные битумы, используемые при выполнении различных строительных работ, в частности для гидроизоляции фундаментов зданий;
- специальные битумы, используемые в различных отраслях промышленности.

**Технологическая схема.** Окисление остатков проводится как периодическим (в кубах), так и непрерывным (в трубчатых реакторах и окислительных колоннах) способом. Воздух подается с помощью компрессоров или вращающихся диспергаторов (при получении битумов бескомпрессорным методом на установках малой мощности).

Схема установки производства битумов приведена на рис. 3.25. Установка состоит из двух блоков — на первом получают строительные, на втором — дорожные вязкие битумы. Гудрон через печь П-1 поступает в емкость Е-1, а затем в смесителях М-1 и М-2 контактирует с воздухом и рециркулирующим окисленным продуктом. Смесь направляется в трубчатые реакторы первого блока Р-1, Р-2. Продукты окисления из реакторов переходят в испаритель К-1, где происходит отделение газообразной фазы от жидкой. Газы (воздух, пары отгона, окислы углерода и серы) через холодильник Х-1 направляются в сепаратор К-3, из которого несконденсированные газы окисления выводятся на сжигание в печь П-3, а отгон — через холодильник Х-5 с установки.

Окисленный продукт с низа испарителя К-1 частично возвращается в смесители М-1 и М-2 на рециркуляцию, а балансовый избыток откачивается в емкости Е-3 — Е-6. Из емкостей строительный битум поступает на розлив в крафт-мешки и автобитумовозы.

Дорожные битумы получают окислением асфальта деасфальтизации по схеме, аналогичной описанной выше (смесители М-3 и М-4 → реакторы Р-3 и Р-4 → испаритель К-2). Окисленный продукт из испарителя К-2 подается в смеситель М-5 на компаундирование с поверхностно-активными веществами и экстрактом селективной очистки масел, а затем попадает в емкости Е-7 — Е-14. Если на предприятии отсутствуют асфальты и экстракты (НПЗ топливного профиля), то дорожные битумы получают окислением гудрона.

Дорожные вязкие битумы развязываются из емкостей Е-7, Е-8 в железнодорожные цистерны, бункерные полувагоны и автобитумовозы. Для получения дорожных жидких битумов вязкие битумы в смесителе М-6 смешиваются с разжижителем — керосино-газойлевой фракцией.

### Технологический режим:

Температура, °С:	
сырья на входе на установку	100-120
окисления в Р-1—Р-4	260
битума после Х-2, Х-3, Х-4	170
Давление, кг/см <sup>2</sup> :	
воздуха на входе в смесители	9
смеси на входе в Р-1—Р-4	8
Расход воздуха, м <sup>3</sup> / м <sup>3</sup> продукта	100-150
Отношение рециркулят:сырье	6:1

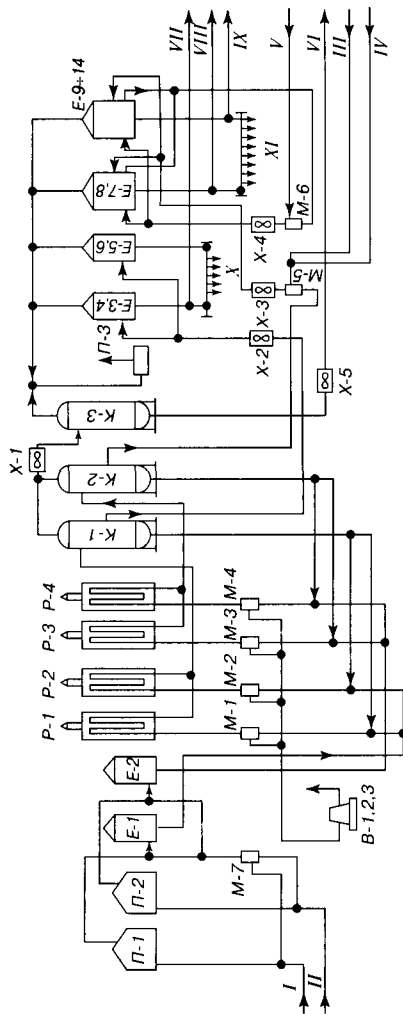


Рис. 3.22. Схема установки производства битумов:

I — гудрон; II — асфальг; III — экстракт; IV — поверхностно-активные вещества; V — керосино-газоиловая фракция; VI — отгон; VII-IX — налив битумов в автобумовозы (VII — строительный; VIII — дорожный вязкий; IX — дорожный жидкий); X — налив строительного битума в крафт-мешки и автобумовозы; XI — налив дорожного битума в железнодорожные цистерны и бункерные полувагоны

**Материальный баланс.** Ниже приводится материальный баланс установки, производящей дорожные и строительные битумы окислением смешанного сырья:

*Поступило*

Гудрон .....	23,7
Асфальг деасфальтизации гудрона .....	39,7
Экстракт селективной очистки .....	32,9
Поверхностно-активные вещества .....	3,7
<b>Всего .....</b>	<b>100,0</b>

*Получено*

Битумы дорожные .....	73,5
в том числе:	
БНДп 200/300, БНДп 130/200 .....	(15,0)
БНДп 90/130 .....	(15,0)
БНДп 60/90 .....	(28,5)
БНДп 40/60 .....	(15,0)
Битумы строительные .....	22,4
в том числе:	
БН-IV .....	(11,2)
БН-V .....	(11,2)
Отгон .....	1,3
Газы окисления .....	2,8
<b>Всего .....</b>	<b>100,0</b>

## ОБЩЕЗАВОДСКОЕ ХОЗЯЙСТВО

## 4.1. ПРИЕМ НЕФТИ И ОТГРУЗКА ТОВАРНОЙ ПРОДУКЦИИ

Нефть, как правило, доставляется на нефтеперерабатывающие заводы по трубопроводам с нефтяных промыслов Сибири, Волго-Уральского региона, республики Коми и других районов нефтедобычи. Общая протяженность нефтепроводов на территории б. СССР превышает 45 тыс. км. Перечень основных магистральных нефтепроводов приведен в табл. 4.1.

Таблица 4.1

## Магистральные нефтепроводы на территории б. СССР

Направление	Диаметр, мм	Протяженность, км
<i>Россия</i>		
Самотлор (Тюменская обл.) — Уфа	2x1220	1806
Самотлор — Омск	1200	1235
Сургут (Тюменская обл.) — Пермь	1220	1236
Тарасовское — Холмогоры (Тюменская обл.)	720	335
Пурпе — Холмогоры — Сургут (Тюменская обл.)	1020	503
Красноленинск — Шаим (Тюменская обл.)	1020	246
Шаим — Юргамыш (Тюменская обл.)	530	655
Шаим — Конда (Тюменская обл.)	2x1020	108
Стрежевое — Анжеро-Судженск (Томская обл.)	1220	818
Васюганск — Раскино (Томская обл.)	530	174

Продолжение табл. 4.1

Направление	Диаметр, мм	Протяженность, км
Калиновое — Парабель (Томская обл.)	530	253
Омск — Уфа	720; 530	1120
Омск — Иркутск	720	2240
Анжеро-Судженск — Иркутск	1020	1420
Красновишерск — Пермь	530	245
Оса (Пермская обл.) — Пермь	530	108
Каменный Лог (Пермская обл.) — Пермь	426	68
Чернушка (Пермская обл.) — Пермь	377	324
Азнакаево (Татарстан) — Чемакуш — Чернушка	720	342
Култасы (Башкортостан) — Салават — Орск	530	558
Азнакаево — Шкапово — Салават	530	240
Оса — Альметьевск (Татарстан)	530; 377	343
Ножовка (Пермская обл.) — Альметьевск	530	477
Пермь — Сызрань	1220	839
Пермь — Невель — Полоцк (Беларусь)	1020	1998
Альметьевск — Нижний Новгород — Ярославль	1020; 820	915
Ярославль — Кириши (Ленинградская обл.)	720	534
Нижний Новгород — Рязань	720	395
Покровка (Самарская обл.) — Самара	2x530	210
Альметьевск — Самара	1020; 2x820; 530	215
Бавлы — Самара	530	320
Самара — Улеча (Брянская обл.)	1220; 1020	1305
Самара — Лисичанск — Кременчуг (Украина)	1220	1506
Пашня — Ухта (Республика Коми)	530	159
Ватвоал (Республика Коми) — Ухта	273	110
Усинск (Республика Коми) — Ухта — Ярославль — Москва	820	1855
Узень (Казахстан) — Атырау — Самара	530	592
Нижний Новгород — Рязань — Москва	1020	1224

Продолжение табл. 4.1

Направление	Диаметр, мм	Протяженность, км
Самара — Тихорецкая — Новороссийск	820	1514
Самара - Саратов — Волгоград	530	902
Красный Яр (Волгоградская обл.) — Волгоград	530	314
Тихорецкая — Лисичанск (Украина)	2x720	445
Никольское (Тамбовская обл.) — Кременчуг — Одесса (Украина)	720	1257
Тихорецкая — Новороссийск	530	240
Тихорецкая — Туансе	530	236
Крымская (Краснодарский край) — Краснодар — Хадзыжнская	325	180
Баку (Азербайджан) — Грозный — Тихорецкая	720	1130
Озек-Суат — Малгобек	530	158
Озек-Суат — Грозный	530	193
Избербаш (Дагестан) — Грозный	325	230
Оха (о. Сахалин) — Комсомольск на Амуре	530	624
<b>Украина</b>		
Мозырь (Беларусь) — Ужгород	530; 720	736
Гнединцы — Ахтырка	377	135
Гнединцы — Кременчуг	530	209
<b>Беларусь</b>		
Полоцк — Скрудалиена (Латвия)	820	460
Унеча (Россия) — Мозырь	820; 1020	290
Мозырь — Брест	630; 920	290
<b>Казахстан</b>		
Омск (Россия) — Павлодар	1020	438
Павлодар — Чимкент	820	1780
Каламкас — Узень	530	324
Мартыши — Атырау	530	84
Тенгиз — Атырау	1020	204
Тенгиз — Кульсары	530	83
Сарыкамыш — Кульсары	325	118

Продолжение табл. 4.1

Направление	Диаметр, мм	Протяженность, км
Тенгиз — Новороссийск	720; 1020; 1200	1650
Кенкияк — Орск (Россия)	2x325	356
<b>Грузия</b>		
Самгори — Батуми	530	400
<b>Латвия</b>		
Скрудалиена — Вентспилс	720	396
<b>Литва</b>		
Скрудалиена — Мажейкяй	720	300
Мажейкяй — Бутинге	720	110
<b>Азербайджан</b>		
Али-Байрамлы - Баку	530	117
<b>Узбекистан</b>		
Шымкент (Казахстан) — Бухара — Чарджоу (Туркменистан)	630	720
Избашкент — Фергана — Северный Сох	273	187
<b>Туркменистан</b>		
Карагель — Котурдепе — Туркменбаши	325	188
Котурдепе — Туркменбаши	377	142
Кумдаг — Туркменбаши	377	214

Поскольку российские нефтеперерабатывающие заводы расположены внутри страны (за исключением Туапсинского НПЗ), морской транспорт нефти в России не используется.

Определенное количество сырья доставляется на НПЗ по железной дороге. Нефть поступает на заводы маршрутами, состоящими из 60-72 цистерн. Протяженность и вес маршрута зависят от технического состояния железной дороги и характеристики сливных устройств на НПЗ. Для транспортировки нефти используются железнодорожные цистерны различных типов. Характеристика цистерн приведена в табл. 4.2.

Таблица 4.2

Характеристика железнодорожных цистерн, используемых для перевозки нефти, нефтепродуктов и сжиженных газов

Характеристика	Для нефти и нефтепродуктов		Для вязких продуктов	
	Объем котла, м <sup>3</sup> : общий эффективный	25,0 24,8	72,7 71,2	101 99
Расчетное давление, кг/см <sup>2</sup>	—	—	—	1,5
Внутренний диаметр котла, мм	2200	2800	3000	2800
Длина котла, мм	6740	10300	14804	10800

Продолжение табл. 4.2

Характеристика	Для нефти и бензина		Для сжиженных нефтяных газов	
	Объем котла, м <sup>3</sup> : общий эффективный	136,8 134,1	54,0 46,0	60,0 54,0
Расчетное давление, кг/см <sup>2</sup>	1,5	2,0	8	18
Внутренний диаметр котла, мм	3000	2600	2810	3000
Длина котла, мм	19890	10650	10650	14500

Выгрузка нефти из цистерн производится на сливных эстакадах через нижнее сливное устройство цистерны. Протяженность железнодорожных маршрутов достигает 720 метров, поэтому на НПЗ сооружают односторонние сливные эстакады длиной до 720 м или двусторонние — длиной до 360 м. По российским нормам продолжительность слива маршрута не должна превышать 2 часа.

В зимнее время некоторые высоковязкие и парафинистые нефти могут поступать на НПЗ в застывшем виде. В России имеются железнодорожные цистерны с паровой рубашкой, однако количество их ограничено, и высоковязкие нефти поступают в обычных цистернах. Перед разгрузкой продукт в цистернах необходимо разогреть. Для разогрева применяются различные системы, использующие пар. Продолжительность слива высоковязких нефтей в зимнее время разрешается увеличивать до 3-4 ч.

Нефтепродукты отгружаются по продуктопроводам, железным и автомобильным дорогам, водным путям. Свыше 65% нефтепродуктов в России и странах б. СССР отпращиваются

по железной дороге, около 17% — по продуктопроводам. Общая протяженность продуктопроводов в странах б. СССР составляет 15000 км. Перечень основных нефтепродуктопроводов приведен в табл. 4.3.

Таблица 4.3

Магистральные нефтепродуктопроводы на территории б. СССР

Направление	Диаметр, мм	Протяженность, км
<b>Россия</b>		
Омск — Новосибирск	530	690
Омск — Уфа	530	1180
Уфа — Салават	377	118
Челябинск — Екатеринбург	530	148
Хохлы (Курганская обл.) — Тюмень	277	278
Уфа — Камбарка	325	169
Уфа — Самара — Воронеж	530	1459
Самара — Сызрань — Брянск	530	1135
Сызрань — Ульяновск	219	95
Пенза — Рузаевка	219	99
Нижекамск — Нижний Новгород — Рязань — Унеча (Брянская обл.)	530	1847
Рязань — Москва	377	171
Воронеж — Белгород	426	287
Воронеж — Лиски	325	83
Орел — Курск	219	243
Кириши — Санкт-Петербург	325	156
Магадан — Атка	219	202
Грозный — Армавир	530	433
Георгиевск — Нефтекумск	219	148
Невинномысск — Ставрополь	426	82
<b>Украина</b>		
Мозырь (Беларусь) — Ужгород	530	690
Лубно — Брест (Беларусь)	530	294
Закарпатское кольцо	530	90
Кременчуг — Полтава	219	110
Кременчуг — Кировоград	325	160

Продолжение табл. 4.3

Направление	Диаметр, мм	Протяженность, км
Кременчуг — Киев	325	280
Знаменка — Черкассы	219	165
Херсон — Николаев	219	64
Лисичанск — Днепропетровск	325	285
Лисичанск — Анадол — Мариуполь	273	280
Анадол — Мелитополь — Серогозы	426	248
Никитовка — Ростов-на-Дону (Россия)	325	203
<b>Беларусь</b>		
Унеча (Россия) — Дисна (Витебская обл.)	530; 377	454
Дисна — Минск	426	280
Унеча — Мозырь	530	275
<b>Грузия</b>		
Хашури — Багуми	530	232
<b>Латвия</b>		
Дисна (Беларусь) — Вентспилс	530	505
<b>Казахстан</b>		
Петропавловск (Россия) — Акмола	325	495
Травники (Россия) — Кустанай	426	323
Кустанай — Аманкаргай	273	162
Чимкент — Панта (Узбекистан)	325	178

Налив нефтепродуктов в железнодорожные цистерны производится на товарных базах НПЗ, в состав которых входят товарные резервуарные парки, наливные насосные станции и наливные эстакады.

На большинстве НПЗ сооружены двусторонние наливные эстакады галерейного типа протяженностью до 360 м. Налив нефтепродуктов производится через верхнее наливное устройство. Темные нефтепродукты (мазут, масла) наливаются через нижнее сливно-наливное устройство. На отдельных НПЗ сооружены автоматические наливные станции дочечного типа. Характеристика цистерн, используемых для перевозки нефтепродуктов, приводится в табл. 4.2. Продол-

жительность налива нефтепродукта в цистерны не должна превышать 1,2 — 1,5 часа.

Морской транспорт используется для экспорта. На территории России существует два крупных морских терминала для отгрузки нефтепродуктов — в г. Новороссийске и г. Туапсе — и несколько мелких. Российские НПЗ отгружают нефтепродукты также через терминалы в Вентспилсе (Латвия), Хамина (Финляндия) и др.

НПЗ, расположенные возле крупных рек — Волги, Камы, Иртыша, имеют терминалы для отгрузки нефтепродуктов в танкеры и баржи. Транспортировка по речным путям имеет сезонный характер, поскольку в зимнее время российские реки замерзают. Характеристика барж и танкеров приводится в табл. 4.4.

Таблица 4.4

**Классификация барж и танкеров для транспортировки нефти и нефтепродуктов**

По способу передвижения	По условиям навигации		
	Речные суда	Рейдовые суда	Суда смешанного плавания — река-море
Самоходные	Танкеры	Танкеры	Танкеры
Несамоходные	Баржи	Баржи	Лихтеры

**4.2. ХРАНЕНИЕ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ**

На большинстве российских НПЗ нефть хранится в вертикальных металлических цилиндрических резервуарах вместимостью 10-50 тыс. м<sup>3</sup>, характеристика которых приведена в главе 5. На некоторых заводах нефть и темные нефтепродукты хранятся в железобетонных заглубленных емкостях, построенных до 1960 г.

Общая емкость сырьевых резервуарных парков определяется таким образом, чтобы обеспечить запас по нефти, позволяющий заводу безостановочно работать не менее двух суток при поступлении нефти по магистральному нефтепроводу и в течение 7 суток при поступлении нефти по железной дороге. Емкость товарных парков должна обеспечивать запас хранения до 15-суточной выработки жидких нефтепродуктов и до 3-суточной выработки сжиженных нефтяных га-



зов. Если нефтепродукты отправляются с НПЗ по продуктопроводу, то объем товарного парка может быть уменьшен до 7-суточного запаса.

Выбор типа резервуара для хранения продуктов осуществляется в соответствии с рекомендациями, приведенными в табл. 4.5. Как правило, для хранения каждого вида нефтепродукта применяется система трех резервуаров. Товарный продукт поступает в первый резервуар, направляется из аналога из второго и отгружается из третьего.

Таблица 4.5

**Рекомендации по выбору резервуаров для хранения нефти и нефтепродуктов**

Нефть, нефтепродукт	Тип резервуара
Нефть (в сырьевых парках)	Вертикальный стальной резервуар с плавающей крышей или понтоном
Бензин	Вертикальный стальной резервуар с плавающей крышей или понтоном
Керосин, дизельное топливо	Резервуар со шитовой кровлей под давлением 2 кПа
Мазут, гудрон, смазочные масла	Вертикальный стальной резервуар со шитовой кровлей под давлением 200 Па
Легкие фракции бензина, сжиженные газы, индивидуальные легкие углеводороды	Горизонтальная цилиндрическая емкость или шаровой резервуар под давлением 2, 8 или 18 кг/см <sup>2</sup>

Основными нормативными документами, определяющими порядок проектирования товарно-сырьевых баз на НПЗ, являются:

- общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств;
- склады нефти и нефтепродуктов. Противопожарные нормы;
- правила безопасности для складов сжиженных углеводородных газов и легковоспламеняющихся жидкостей под давлением;
- ведомственные указания по противопожарному проектированию предприятий, зданий и сооружений нефте-

перерабатывающей и нефтехимической промышленности;

- правила устройства вертикальных цилиндрических стальных резервуаров для нефти и нефтепродуктов.

### 4.3. ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ

Общая установленная мощность электропотребителей на российских НПЗ составляет 200-300 МВт. Основные потребители электроэнергии — технологические установки, системы водяного охлаждения, объекты общезаводского хозяйства. Источниками электроснабжения являются региональные энергосистемы, электростанции системы РАО ЕЭС, заводские электростанции и газотурбинные энергоустановки.

Система электроснабжения НПЗ состоит из внешнего и внутреннего электроснабжения. В систему внешнего электроснабжения входят: электростанция, повысительные подстанции при электростанции для связи с заводом и энергосистемой, внешние линии электропередачи к распределительным пунктам (РП) и главным понизительным подстанциям (ГПП) завода, понизительные трансформаторные подстанции, получающие питание от сетей 35-110 кВ энергосистемы. К системе внутреннего электроснабжения относятся распределительные пункты 6-10 кВ, понизительные цеховые трансформаторы, распределительная высоковольтная сеть завода.

Электрическая энергия напряжения 110 или 35 кВ, переданная на завод от электростанции или районной подстанции энергосистемы, должна быть преобразована на месте потребления в энергию пониженного напряжения 6(10) кВ и 0,4 кВ. Для осуществления такого преобразования на НПЗ сооружаются понизительные подстанции напряжением 110/6(10) кВ; 35/6(10) кВ; 6(10)/0,4 кВ.

По требованиям надежности электроснабжения потребители электроэнергии подразделяются на категории (табл. 4.6).

На НПЗ существуют три системы электрического освещения: 1) общая; 2) местная (применяется в тех случаях, когда имеющееся общее освещение не обеспечивает достаточной освещенности отдельных рабочих мест); 3) комбиниро-

Таблица 4.6

## Категорирование электроприемников по степени надежности

Категория	Характеристика	Методы обеспечения надежности	Электроприемники на НПЗ
Особая группа I категории	Электроприемники, бесперебойная работа которых необходима для безаварийного останова производства с целью предотвращения угрозы жизни людей, взрывов, пожаров и повреждения дорогостоящего основного оборудования	Должно предусматриваться дополнительное питание от третьего независимого взаимно резервирующего источника питания	Системы противопоаварийной автоматической защиты (ПАЗ), а также электроприемники, обеспечивающие безаварийную остановку установок, системы аварийного освещения
I	Электроприемники, перерыв электроснабжения которых может повлечь за собой: опасность для жизни людей, значительный ущерб народному хозяйству, повреждение дорогостоящего основного оборудования, массовый брак продукции, расстройство сложного технологического процесса, нарушение функционирования особо важных элементов коммунального хозяйства	Должны обеспечиваться электроэнергией от двух независимых взаимно резервирующих источников питания, перерыв их электроснабжения при нарушении электроснабжения от одного из источников питания может быть допущен лишь на время автоматического восстановления питания	Сырьевые насосы для затравки грубчатых печей; насосы для создания вакуума, циркуляционные компрессоры; насосные систем водоснабжения и канализации

Продолжение табл. 4.6

Категория	Характеристика	Методы обеспечения надежности	Электроприемники на НПЗ
II	Электроприемники, перерыв электроснабжения которых приводит к массовому недоотпуску продукции, массовым простоям рабочих, механизмов и промышленного транспорта, нарушению нормальной деятельности значительного количества городских и сельских жителей	Рекомендуется обеспечивать электроэнергией от двух независимых взаимно резервирующих источников питания. При нарушении электроснабжения от одного из источников питания допустимы перерывы электроснабжения на время, необходимое для включения резервного питания дежурным персоналом или выездной оперативной бригадой	Электроприемники конденсатных станций; товарных насосных; вентиляторы градирен
III	Все остальные электроприемники, не подпадающие под определения I и II категории	Может выполняться от одного источника питания при условии, что перерывы электроснабжения, необходимые для ремонта и замены поврежденного элемента системы электроснабжения, не превышают одних суток	Электроприемники механических мастерских; лабораторий; складов; заводоуправления

ванная, являющаяся совокупностью общего и местного освещения. Электрическое освещение подразделяется на рабочее и аварийное. Аварийное освещение служит для обеспечения возможности безопасного продолжения работы или для безопасной эвакуации людей, когда внезапно отключается рабочее освещение. Мощность систем аварийного освещения составляет не более 10% от мощности систем рабочего освещения.

#### 4.4. ТЕПЛОСНАБЖЕНИЕ

Современный НПЗ — крупный потребитель тепловой энергии: в течение часа расходуется до 500 и более тонн водяного пара. На установках и объектах общезаводского хозяйства необходим пар различных параметров (давления, температур). По заводу прокладываются трубопроводы, транспортирующие пар трех-четырёх параметров. Если потребителям необходим пар иного давления, оно снижается с помощью редуцирующих устройств у потребителя. На НПЗ для нужд теплоснабжения применяется также горячая вода. Сведения о теплоносителях (пар, горячая вода) различных параметров и их использовании содержатся в табл. 4.7. В табл. 4.8 приводятся данные о пропускной способности паропроводов и трубопроводов горячей воды.

Источниками тепловой энергии на НПЗ являются теплоэлектроцентрали (ТЭЦ), заводские котельные и установки по использованию вторичных энергоресурсов. ТЭЦ и котельные используют в качестве топлива мазут, природный и попутный газ, а также избыточный нефтезаводский топливный газ. Основными источниками вторичных энергоресурсов на НПЗ служат: 1) дымовые газы трубчатых печей; 2) горячие потоки жидких и газообразных нефтепродуктов, тепло которых не используется в технологическом цикле; 3) конденсат водяного пара, возвращаемый от технологических потребителей; 4) отработанный ("мятый") пар.

Таблица 4.7  
Характеристика применяемых на НПЗ теплоносителей

Теплоноситель	Параметры теплоносителя		Назначение теплоносителя	Источники теплоносителя
	давление, кг/см <sup>2</sup>	температура, °С		
Пар	20-40	220-435	Нагрев нефтепродуктов выше 160°С, когда невозможен огневой нагрев; турбинный привод компрессоров и насосов; для отопления и вентиляции в отопительный период	ТЭЦ, котельные, котлы-утилизаторы
	10-16	190-300	Нагрев нефтепродуктов выше 80°С; привод насосов вязких нефтепродуктов; обогрев трубопроводов с высоковязкими нефтепродуктами; стационарное паротушение; покрытие потребности в паре более низкого давления	ТЭЦ, котельные, котлы-утилизаторы, расширители конденсата
	3-10	133-250	Горячее водоснабжение; полустационарное паротушение и паротушение помещений; технологические обогревы, пропарка	ТЭЦ, котельные, котлы-утилизаторы, редуцированный пар среднего давления
Горячая вода санитарно-технической теплофикации	<16	95(150)-70	Для отопления и вентиляции в отопительный период	ТЭЦ, котельные
Горячая вода вторичных энергоресурсов (вода промтеплофикации)	≤16	95(150)-70	Нагрев нефтепродуктов до 80°С; обогрев лотков; подогрев воздуха перед воздухоподогревателями; обогрев трубопроводов	Технологические установочные

Таблица 4.8

Пропускная способность паропроводов и трубопроводов водяных тепловых сетей

Условный диаметр труб $D_{\text{у}}$ , мм	Паропроводы с П-образными компенсаторами			Трубопроводы водяных тепловых сетей			
	пропускная способность, т/ч, при следующих параметрах пара*			пропускная способность, т/ч, при удельной потере давления, Па/м			
	8 кг/см <sup>2</sup> , 250°С	16 кг/см <sup>2</sup> , 325°С	36 кг/см <sup>2</sup> , 425°С	50	100	150	200
25	0,035	0,05	0,07	0,45	0,68	0,82	0,95
50	0,2	0,26	0,37	2,45	3,5	4,3	4,95
80	0,73	0,95	1,3	9,4	13,2	16,2	18,6
100	1,2	1,6	2,3	15,6	22	27,5	31,5
150	3,5	4,5	6,5	46	64	79	93
200	7,5	10	15	107	152	186	215
250	13	18	25	180	275	330	380
300	21	28	39	310	430	530	600
350	31	42	58	455	640	790	910
400	45	58	81	660	930	1150	1320
450	59	—	—	900	1280	1560	1830
500	77	—	—	1200	1690	2050	2400

\* Данные приведены для трубопроводов с П-образными компенсаторами при потере давления 1 ат/км с учетом местных сопротивлений ( $K_{\text{л}} = 0,2\text{мм}$ ).

#### 4.5. ВОДОСНАБЖЕНИЕ

Вода используется на НПЗ для технологических, хозяйственно-бытовых и питьевых нужд, а также при тушении пожаров. В табл. 4.9 содержится информация об усредненном расходе воды различного качества на нефтеперерабатывающих и нефтехимических заводах. При определении расхода воды на противопожарные нужды исходят из предположения о возможности двух пожаров одновременно — в зоне технологических установок и в зоне товарно-сырьевой базы.

Требования к качеству воды в зависимости от направления ее использования приводятся в табл. 4.10. Вода перед использованием очищается с помощью коагуляции, хлорирования, озонирования, нейтрализации, подщелачивания, фосфатирования и др.

Таблица 4.9

Расход воды для различных целей на НПЗ и нефтехимических комбинатах (м<sup>3</sup> на 1 т нефти)

Профиль предприятия	Питьевая вода	Свежая вода	Циркуляционная (оборотная) вода
Топливный	0,006-0,015	0,25-1,0	7-20
Топливо-масляный	0,012-0,024	0,6-1,75	10-30
Топливо-масляный с нефтехимическими производствами	0,02-0,035	1,6-2,7	18-40

Таблица 4.10

Требования к качеству воды, потребляемой на НПЗ

Загрязнения	Свежая вода	Циркуляционная (оборотная) вода	
		1 система	2 система
Взвешенные вещества, мг/л	15	25	15
Взвешенные вещества в паковке, мг/л	100	—	—
Сульфаты, мг/л	130	500	500
Хлориды, мг/л	50	300	300
Общее содержание солей (прокаленный остаток), мг/л	500	2000	2000
Временная жесткость, мг-экв/л	2,5	5	5
Постоянная жесткость, мг-экв/л	3,3	15	15
БПК полное, мг/л	10	25	15
Содержание нефтепродуктов, мг/л	—	25	5
Вещества, экстрагируемые эфиром, мг/л	—	—	—
в том числе углеводороды, мг/л	—	—	—
Водородный показатель	7-8,5	7-8,5	7-8,5

Продолжение табл. 4.10

Загрязнения	Биохимически очищенные стоки I системы	Питьевая вода	Вода для пожаротушения
Взвешенные вещества, мг/л	25	См. СанПиН 2.1.4-1074-01 "Питьевая вода. Гигиенические требования к качеству воды централизованных систем водоснабжения"	Свежая вода или биохимически очищенные стоки I системы
Взвешенные вещества в паке-доке, мг/л	—		
Сульфаты, мг/л	250		
Хлориды, мг/л	150		
Общее содержание солей (прокаленный остаток), мг/л	1000		
Временная жесткость, мг-экв/л	5		
Постоянная жесткость, мг-экв/л	15		
БПК полное, мг/л	15		
Содержание нефтепродуктов, мг/л	5		
Вещества, экстрагируемые эфиром, мг/л в том числе углеводороды, мг/л	10-15 3-5		
Водородный показатель	7-8,5		

Для того чтобы удовлетворить потребности в воде, на НПЗ создаются различные системы водоснабжения. Для обеспечения технологических нужд широко применяются системы оборотного водоснабжения. На НПЗ сооружается несколько узлов оборотного водоснабжения, каждый из которых обслуживает близлежащие технологические установки и объекты общезаводского хозяйства. Мощность каждого из узлов на современных НПЗ составляет 10-20 тыс. м<sup>3</sup>/час.

На рис. 4.1 представлена типовая схема водоснабжения российских заводов, а в табл. 4.11 приводится назначение различных систем водоснабжения.

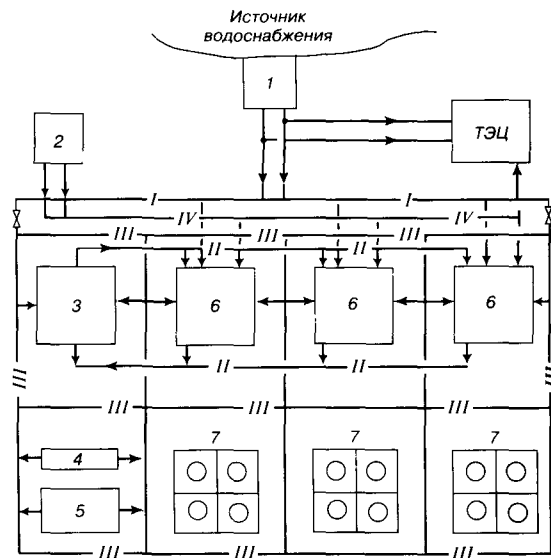


Рис. 4.1. Принципиальная схема водоснабжения НПЗ и НХЗ:

I — водопровод свежей воды; II — водопровод оборотной воды; III — производственно-противопожарный водопровод; IV — хозяйственно-питьевой водопровод

1 — колодезь и береговая насосная станция свежей воды; 2 — колодезь и насосная станция питьевой воды; 3 — блок оборотного водоснабжения; 4 — повысительная насосная станция противопожарного водопровода; 5 — очистные сооружения производственных стоков; 6 — технологические установки; 7 — сырьевые и товарные парки

Таблица 4.11

Назначение различных систем водоснабжения на НПЗ

Система водоснабжения	Назначение системы водоснабжения	Примечания
Хозяйственно-питьевая	Для хозяйственно-бытовых нужд производственного персонала, для столовых, прачечных, лабораторий	Выполняется отдельно от других систем; может быть объединена с системой противопожарного водопровода

Продолжение табл. 4.11

Система водоснабжения	Назначение системы водоснабжения	Примечания
Свежая	Для технологических нужд производственных объектов (при достаточном обосновании)	Выполняется отдельно от других систем; может быть объединена с системой противопожарного водопровода
Свежая вода и очищенные стоки (производственный водопровод): низкого напора	Для пополнения пожарного запаса, пополнения систем оборотного водоснабжения	На новых и модернизированных НПЗ используются очищенные стоки, а при их недостатке — свежая вода; при аварии на очистных сооружениях — только свежая вода
высокого напора	Для водоснабжения объектов, удаленных от систем оборотного водоснабжения, а также связанных с заводом объектов	
Противопожарный водопровод	Для пожаротушения объектов завода и связанных с ним объектов	Выполняется как отдельная система, питаемая свежей водой, или объединяется с системой производственного водопровода (водопровода свежей воды — очищенных стоков)
Оборотное водоснабжение		
1 система	Для аппаратов, охлаждающих продукты, содержащие углеводороды $C_5$ и выше	

Продолжение табл. 4.11

Система водоснабжения	Назначение системы водоснабжения	Примечания
2 система	Для аппаратов, охлаждающих и конденсирующих продукты, содержащие углеводороды до $C_4$ включительно	
3 система	Для барометрических конденсаторов смешения установок вакуумной перегонки	
4 система	Для аппаратов, в которых возможно загрязнение оборотной воды парафинами и жирными кислотами	
5 система	Для конденсаторов паровых турбин привода компрессорных установок	
6 система	Для производств серной кислоты	

#### 4.6. КАНАЛИЗАЦИЯ И ОЧИСТКА СТОЧНЫХ ВОД

Сточные воды НПЗ обладают высокой токсичностью, поэтому большое значение имеет рациональное решение вопросов их отведения и очистки. Сточные воды делятся на три вида: производственные, ливневые и бытовые.

Производственные сточные воды отводятся с завода по двум основным системам сбора (канализации) стоков. В первую систему собираются нетоксичные нефтесодержащие стоки, которые образуются при охлаждении сальников насосов, промывке лотков и полов производственных помещений, промывке и пропарке аппаратуры, выпадении атмо-



#### 4.7. СНАБЖЕНИЕ ТОПЛИВОМ

В качестве топлива для трубчатых печей на НПЗ используют: котельное топливо (мазут) собственного производства; газ, получаемый в качестве побочного продукта на технологических установках; природный или попутный газ, подаваемый со стороны. Расход топлива зависит от глубины переработки нефти на заводе и составляет 40–70 кг на каждую тонну перерабатываемой нефти.

Для снабжения технологических установок жидким топливом на НПЗ сооружаются системы, которые включают резервуарные парки, насосные и подогреватели, с помощью которых обеспечивается снижение вязкости топлива до 30–40 сСт. Давление в линии подачи топлива к горелкам трубчатых печей составляет 0,3 МПа, что обеспечивает необходимую степень распыла топлива. Для того чтобы гарантировать необходимое давление перед печами, мазут из топливного хозяйства выводят с давлением 0,9–1,1 МПа.

По мере удаления от топливного хозяйства температура мазута снижается и к удаленным потребителям жидкое топливо приходит с более низкой температурой, чем необходимо. Поэтому на установках также устанавливаются подогреватели.

Для регулирования состава и давления газообразного топлива на заводах сооружаются газораспределительные пункты (ГРП). На ГРП по самостоятельным трубопроводам поступают газы с однопипных установок. Здесь газы смешиваются, их давление снижается до определенной величины.

Газы, содержащие сероводород, перед поступлением на ГРП очищаются на специальных установках. Если газ предполагается использовать для столовых и газового отопления жилых домов, его очищают до уровня, соответствующего требованиям, предъявляемым к бытовому газу, и одорируют.

#### 4.8. СНАБЖЕНИЕ ВОЗДУХОМ И ИНЕРТНЫМ ГАЗОМ

**Снабжение воздухом.** Сжатый воздух используется на НПЗ для пневматических систем автоматического регулирования и контроля, применяется при регенерации катализатора на установках гидроочистки, каталитического рифор-

минга и крекинга, очистки змеевиков трубчатых печей от коксовых отложений и т. п.

На НПЗ существуют две независимые системы централизованного воздухообеспечения — воздух для систем автоматического регулирования и воздух для технологических нужд. Российские нормативы по технике безопасности запрещают объединение систем воздуха для автоматического регулирования и воздуха для технологических нужд.

Потребители предъявляют различные требования к давлению подаваемого воздуха. На российских НПЗ существуют централизованные системы сжатого воздуха давлением 8 кг/см<sup>2</sup> и 55 кг/см<sup>2</sup> (давление у источника). Для централизованного снабжения потребителей сооружаются воздушные компрессорные. На установках с высоким потреблением технологического воздуха (каталитический крекинг, производство битума) могут создаваться системы автономного воздухообеспечения.

При определении числа компрессорных на заводе учитывают расстояние до наиболее удаленного потребителя воздуха (необходимо, чтобы потери давления в сети до потребителя не превышали 2 кг/см<sup>2</sup>). Число компрессоров в компрессорной выбирается в зависимости от потребности в воздухе и необходимости обеспечения бесперебойного снабжения воздухом постоянных потребителей. Предусматривается 100%-й резерв для компрессоров, подающих воздух для прибором автоматического контроля.

К приборам автоматического контроля и регулирования должен подаваться очищенный и осушенный воздух. Поэтому в составе воздушных компрессорных предусматривают фильтры и аппаратуру для осушки воздуха. Осушка воздуха на НПЗ, как правило, осуществляется адсорбционным методом, который позволяет добиться низкого остаточного содержания влаги в воздухе (соответствующего точке росы минус 40°С и ниже).

**Снабжение инертным газом.** Инертный газ (азот) используется на НПЗ для регенерации катализатора на установках каталитического риформинга, изомеризации и гидроочистки, для продувки аппаратуры и оборудования перед ремонтом, при проведении пневматических испытаний на прочность и плотность, для создания "подушек" в емкостях, в которых хранятся легко окисляемые продукты.



На НПЗ инертный газ получают одним из двух способов:

- 1) сжиганием углеводородного газа в токе атмосферного воздуха при минимальном избытке последнего с дальнейшей очисткой дымового газа от оксидов углерода и осушкой;
- 2) разделением воздуха на азот и кислород при низких температурах.

Установки первого типа строились на НПЗ в 1957-72 гг. Для снижения содержания кислорода использовалась бокситная очистка, для очистки от СО применялся метод окисления в СО<sub>2</sub> на катализаторе — гошкालите (смесь оксидов марганца и меди). В свою очередь для удаления СО<sub>2</sub> были предусмотрены скрубберы шелочной промывки. Концентрация азота в инертном газе, получаемом на установках этого типа, составляет в зависимости от глубины очистки 95-97%.

В связи с созданием и внедрением новых модификаций алюмоплатиновых катализаторов возникла необходимость получения азота, практически не содержащего оксида углерода. Этому условию наилучшим образом отвечает азот, получаемый на установках разделения воздуха (азотно-кислородных станциях), который имеет чистоту 99,99% и выше.

Установки разделения воздуха отличаются по способу получения холода, способу очистки воздуха от диоксида углерода и влаги и т. д. В зависимости от вида получаемой продукции установки разделения воздуха подразделяются на азотные (выпускают только азот), кислородные (вырабатывают только кислород) и азотно-кислородные. На НПЗ строятся азотные и азотно-кислородные станции. Кислород, вырабатываемый одновременно с азотом, может быть использован на технологических окислительных установках, при очистке сточных вод, в ремонтно-механических цехах и т. д.

Потребление инертного газа на НПЗ носит неравномерный характер. Для покрытия пиковой потребности в азоте на НПЗ сооружаются газгольдерные парки, состоящие из сухих газгольдеров под давлением до 64 кг/см<sup>2</sup>. Объем парка определяется исходя из необходимости удовлетворить потребность в инертном газе в период регенерации катализатора (с учетом выработки инертного газа в этот период на существующих производствах).

## 4.9. ФАКЕЛЬНЫЕ СИСТЕМЫ

Для улавливания и утилизации технологических выбросов огне- и взрывоопасных паров и газов на НПЗ сооружаются факельные системы. В факельные системы направляются:

- 1) аварийные сбросы от предохранительных клапанов или других предохранительных устройств, установленных на аппаратах технологических установок и объектов общезаводского хозяйства;
- 2) сбросы продуктов из аппаратов и систем перед их ремонтом, остановкой и т. п.;
- 3) периодические продувки отдельных аппаратов, насосов и компрессоров;
- 4) сбросы горючих газов и паров, которые по каким-либо причинам невозможно использовать в производстве.

В состав факельной системы НПЗ включаются: трубопроводы от установок и объектов ОЗХ до общезаводского факельного трубопровода (коллектора); общезаводской факельный коллектор; факельное хозяйство; факельные свечи для сжигания факельного газа; трубопровод для откачивания продуктов, уловленных на факельном хозяйстве.

Факельное хозяйство предназначено для утилизации сбросов, поступающих в факельную систему. Газ из факельного коллектора через отделители конденсата подается на компрессоры. В технологических схемах факельного хозяйства, запроектированных в 1960-70 гг., перед компрессорами устанавливались мокрые газгольдеры для создания запаса газа, обеспечивающего устойчивую работу компрессоров. Позднее стали применять схему без использования мокрых газгольдеров. Устойчивая работа компрессоров обеспечивается в случае недостатка газа перепуском части газа из линии нагнетания в линию всасывания и за счет регулирования производительности компрессоров.

Сжатый газ охлаждается и частично конденсируется. Конденсат газа, состоящий в основном из углеводородов С<sub>3</sub>-С<sub>6</sub>, передается на вторичную переработку в смеси с сырой нефтью, а не сконденсировавшийся газ направляется в заводскую топливную сеть.

Место для факельных свечей ("факелов") выбирается в зависимости от рельефа заводской площадки, размещения

близлежащих населенных пунктов и сельскохозяйственных угодий, преобладающего направления ветров. Как правило, факела размещают на границе территории завода. Для предотвращения выделения дыма и копоти, что характерно для неорганизованного сжигания газа, в факела подают водяной пар, организуя так называемое "бездымное" сгорание.

Для предотвращения попадания воздуха в факельную систему факел оборудуется газовым затвором, в который подается топливный или инертный газ (при отсутствии топливного газа). Газовый затвор создает избыточное давление в факеле. Существуют два вида газовых затворов — статический и динамический. Наиболее совершенным и надежным является динамический затвор.

Основной нормативный документ, определяющий требования к факельным системам — "Правила устройства и безопасной эксплуатации факельных систем".

## Глава 5

### ОБОРУДОВАНИЕ НЕФТЕПЕРЕРАБАТЫВАЮЩИХ ЗАВОДОВ

#### 5.1. РЕАКТОРНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

В нефтеперерабатывающей промышленности, как правило, применяются реакторы непрерывного действия. Реакторы периодического действия используются только в малотоннажных и вспомогательных процессах. Классификация реакторов в зависимости от фазового состояния вещества и преимущественного характера движения потока реакционной смеси через сечение реактора приводится в табл. 5.1.

Таблица 5.1

Классификация реакторов

Тип реактора	Технологический процесс	Слой катализатора	Фазовое состояние сред
Одно-фазный	Алкилирование Процессы конденсации Термический крекинг, висбрекинг, пиролиз	— — —	Жидкость Гомогенная жидкая Гомогенная газовая
Двух-фазный	Процессы с участием ионообменных смол  Каталитический крекинг Гидроочистка, каталитический риформинг Окисление, сульфирование	Стационарный  Движущийся, псевдооживленный Стационарный  —	Жидкость — твердый катализатор Газ — твердый катализатор Газ — жидкость  То же
Трех-фазный	Гидрирование  Гидрокрекинг тяжелого сырья	Стационарный  Движущийся, псевдооживленный	Газ — жидкость — твердый катализатор То же

Реакторное оборудование для каждой технологической установки конструируется по индивидуальным проектам. Для характеристики реакторов используются следующие показатели: производительность, геометрические размеры и форма, расчетные технологические параметры (давление, температура, объемная скорость и др.), материальное исполнение и др. Ниже приводятся характеристики реакторов установок каталитического риформинга (табл. 5.2), гидроочистки (табл. 5.3) и реакторных блоков установок каталитического крекинга (табл. 5.4).

Таблица 5.2

**Реакторы установок каталитического риформинга**

Тип установки	Производительность по сы-рю, тыс. т/год	Число реакто-ров	Тип реакторов*	Размеры реакторов			Расчетные параметры		
				диаметр, м	высота, м	внутрен-ний объ-ем, м <sup>3</sup>	давление, МПа	темпера-тура, °С	
Л-35-11/300	300	4	АТ	2,60	7,63	40,6	5,0	520	
				2,60	4,70	25,0	5,0	520	
				2,60	7,70	40,8	5,0	520	
				2,60	4,70	25,0	5,0	520	
Л-35-11/600	600	5	АТ	3,15	9,80	77,0	4,0	380-420	
				3,15	11,80	93,0	4,0-4,7	480-520	
				3,15	11,50	90,2	4,0-4,7	480-520	
				3,15	11,50	90,2	4,0-4,7	480-520	
				3,15	11,30	88,0	4,0-4,7	480-520	
ЛГ-35-11/300-95	300	4	АТ	2,60	6,50	34,7	5,0	530	
				2,60	7,70	40,8	5,0	530	
				2,60	8,30	44,3	5,0	530	
				2,60	8,30	44,3	5,0	530	
				2,60	8,30	44,3	5,0	530	
ЛЧ-35-11/600	600	4	АТ	3,20	9,40	75,7	4,8	400	
				РТ	2,40	10,90	46,0	4,8	530
				РТ	2,80	13,00	80,0	4,8	530
				РТ	3,40	14,50	132,0	4,8	530
ЛЧ-35-11/1000	1000	4	РД	2,20	9,40	35,7	4,1	340-400	
				3,00	9,70	68,4	1,6-2,0	480-530	
				3,60	13,45	136,4	1,6-2,0	480-530	
				3,60	11,30	114,5	1,6-2,0	480-530	

Продолжение табл. 5.2

Тип установки	Производи-тельность по сы-рю, тыс. т/год	Число реакто-ров	Тип реакторов*	Размеры реакторов			Расчетные параметры	
				диаметр, м	высота, м	внутрен-ний объ-ем, м <sup>3</sup>	давление, МПа	темпера-тура, °С
Л-35-11/1000	1000	4	РТ	2,40	9,40	30,5	3,4-4,4	530
				3,20	10,70	60,0	3,4-4,4	530
				4,50	13,10	207,0	3,4-4,4	530
				4,00	13,10	118,0	3,4-4,4	530
Л-35-8/300Б	300	4	АТ	2,00	7,95	25,0	3,0	380
				2,60	9,00	48,0	3,0	530
				3,00	10,00	70,2	3,0	530
				2,20	6,30	23,5	3,0	530

\* А — цилиндрический с аксиальным потоком; Р — цилиндрический с радиальным потоком; Т — футерован торкрет-бетоном; Д — корпус из двухслойного металла.

Таблица 5.3

**Реакторы установок гидроочистки**

Тип установки	Производи-тельность по сы-рю, тыс. т/год	Тип реакто-ров*	Размеры реакторов		Расчетные параметры	
			диа-метр, мм	высо-та, мм	давле-ние, МПа	темпера-тура, °С
<i>Гидроочистка дизельных топлив</i>						
Л-24-6	900	АДВ	2600	8100	6,0	380-420
Л-24-7	1200	АДВ	2600	8100	6,0	375-400
ЛЧ-24-2000	2000	АДВ	3600	11192	6,6	370-400
ЛК-6У (секция 300/1)	2000	АДВ	3560	11192	6,6	370-400
ЛГ-24-7	1200	АДВ	2600	8100	6,6	375-425
ЛЧ-24-7	1200	АДВ	2300	9100	6,6	380-420
<i>Гидроочистка керосина</i>						
Л-24-8	600	АДВ	2000	9610	5,5	280-360
Л-24-9Х2	2000	АДВ	3600	11730	5,5	280-360

Продолжение табл. 5.3

Тип установки	Производительность по сырью, тыс. т/год	Тип реактор*	Размеры реакторов		Расчетные параметры	
			диаметр, мм	высота, мм	давление, МПа	температура, °С
<i>Гидроочистка масел</i>						
Г-24	120	АДН	1400	12550	5,0	325
КМ-2	240	АДН	1400	13000	5,0	325

\* А — цилиндрический с аксиальным потоком; Т — футерован торкретбетоном; Д — корпус из двухслойного металла; Н — с нисходящим потоком; В — с восходящим потоком.

Таблица 5.4

Реакторные блоки установок каталитического крекинга

Установка	Производительность, тыс. т/год	Реактор				Регенератор			
		диаметр, м	высота, м	Рабочие параметры		диаметр, м	высота, м	Рабочие параметры	
				температура, °С	давление, МПа			температура, °С	давление, МПа
43-103	1200	9,0	37,9	525-565	0,22	11,6	28,1	620	0,14
Г-43-107	2000	8,0	57,4	545	0,17	11,0/9,0	36,0	709	0,17
КТ-1*	2000	4,0/7,75	52,4	515-520	0,23	8,7/10,7	17,0	670	0,24

\* В числителе для реактора — диаметр зоны десорбции, в знаменателе — отстойной зоны; для регенератора — диаметр отстойной зоны и зоны выжигания кокса соответственно.

## 5.2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПЕЧИ

Технологические печи — агрегаты, используемые на нефтеперерабатывающих заводах для нагрева технологических сред за счет тепла, выделяющегося при сжигании топлива. Технологические печи в нефтепереработке подразделяются на трубчатые печи и печи дожига газообразных, жидких или твердых отходов производства.

Трубчатые печи, в которых технологическая среда (сырье) проходит по трубам, характеризуются следующими показателями:

- производительностью по сырью, т/ч;
- полезной тепловой нагрузкой, передаваемой непосредственно сырью, кДж/ч (ккал/ч);
- теплонапряженностью поверхностей нагрева, т.е. количеством тепла, передаваемым через 1 м<sup>2</sup> поверхности сырьевых труб, кВт/м<sup>2</sup>(ккал/м<sup>2</sup>ч);
- коэффициентом полезного действия.

В зависимости от способа передачи тепла, конфигурации и количества топочных камер, от расположения горелочных устройств, а также от числа технологических потоков и типа облучения труб трубчатые печи подразделяются на следующие типы:

- вертикально-цилиндрические с подовым расположением горелочных устройств радиантного или радиантно-конвекционного типов;
- коробчатой формы с подовым расположением горелок и верхним отводом дымовых газов с вертикальными или горизонтальными настенными экранами;
- узкокамерные с верхним отводом дымовых газов и центральным горизонтальным экраном;
- секционные или цилиндрические печи с витым змеевиком и подовым расположением горелок;
- многокамерные печи коробчатой формы с вертикальными трубами змеевиков и общей конвекционной камерой.

По способу сжигания топлива печи подразделяются на печи со свободным вертикальным факелом, с позонным подводом воздуха по высоте факела, с настильным факелом, с беспламенным горением от излучающих стен при использовании панельных горелок.

Печи дожига, в которых продукт сгорает непосредственно в топочном объеме, характеризуются теплонапряженностью топочного объема и температурой отходящих дымовых газов.

Данные о допустимой теплонапряженности поверхностей радиантных труб для различных технологических процессов и теплонапряженности топочного объема приведены в таблице 5.5.

Таблица 5.5

Допустимые теплонпряженности поверхностей нагрева радиантных трубчатых змеевиков печей и топочного объема печей дожига\*

Назначение змеевика	Теплонпряженность	
	кВт/м <sup>2</sup>	тыс. ккал/(м <sup>2</sup> ·ч)
Нагрев и испарение нефти при атмосферном давлении	23-47	20-40
Нагрев и частичное испарение мазута под вакуумом	17-29	15-25
Каталитический риформинг	29-35	25-30
Гидроочистка дистиллятов	23-29	20-25
Замедленное коксование (реакторные печи)	23-35	20-30
Каталитический крекинг	29-58	25-50
Отгон фильтрата установок депарафинизации	20-23	17-20
Термический крекинг остаточного сырья	24-41	21-35
Пиролиз газов и бензиновых фракций	35-37	30-32

\* Для печей дожига допустимая теплонпряженность составляет 500+1500 кВт/м<sup>2</sup> или 430+1290 тыс. ккал/м<sup>2</sup>·ч.

Рекомендации по применению материалов для изготовления трубных змеевиков и футеровки печей приведены в таблице 5.6.

Таблица 5.6

Рекомендации по выбору материала для изготовления змеевиков трубчатых печей

Процесс	Стали		
	углеродистые	низколегированные	высоколегированные
Атмосферная и атмосферно-вакуумная перегонка	Ст20	15X5M, 15X5BФ	—
Термический и каталитический крекинг	—	15X5M, 15X5BФ, X9M, 12X8BФ	—

Продолжение табл. 5.6

Процесс	Стали		
	углеродистые	низколегированные	высоколегированные
Каталитический риформинг	—	15X5M, 15X5MU, 1X2M1	12X18H12T, X9M, 12X18H10T
Гидроочистка керосина и дизельного топлива	—	—	08X18H10T
Пиролиз и конверсия	—	—	15X5M, 10X23H18, 12X18H9T, 45X25H20C2, 20X25H20C2, X35H25, X30H3

В зависимости от вида топлива, сжигаемого в печах, способ подачи воздуха применяются горелочные устройства различных типов: газовые или комбинированные — газожидкостные горелки с принудительной подачей атмосферного воздуха на горение или инжекционные.

Для утилизации тепла дымовых газов используются змеевики для подогрева воды, нефтепродукта или для перегрева пара, расположенные между радиантной и конвекционной камерами или после конвекционных труб с основным технологическим потоком, а также котлы-утилизаторы для выработки пара или воздухоподогреватели для подогрева воздуха, подаваемого в горелки на сжигание с целью экономии топлива в печах.

На НПЗ применяются воздухоподогреватели следующих типов: регенеративные вращающиеся, рекуперативные с гладкими или ребристыми трубами с рециркуляцией части горячего воздуха или предварительным подогревом его в калориферах.

Котлы-утилизаторы, используемые для выработки пара, выпускаются российскими заводами (в частности Белгородским заводом энергетического машиностроения) и закупаются за рубежом. Тепло дымовых газов от печей дожига также используется в утилизационных устройствах.

### 5.3. РЕКТИФИКАЦИОННЫЕ КОЛОННЫ

Процесс ректификации применяется для разделения жидкостей, отличающихся по температурам кипения, за счет противоточного многократного контактирования паров и жидкостей. Для создания тесного контакта между паром и жидкостью ректификационные колонны снабжаются специальными устройствами — насадкой или ректификационными тарелками.

Насадочные колонны применяются в малотоннажных производствах и используются в тех случаях, когда необходим малый перепад давления. Для заполнения насадочных колонн применяются кольца Рашига, изготовленные из различных материалов, кольца Палля, насадки из элементов седлообразного профиля (седла Инталлокс и Берля).

Тарельчатые колонны широко распространены на НПЗ. Различают тарелки по способу передачи жидкости с тарелки на тарелку (провальные и со специальными переточными устройствами), по характеру движения фаз на тарелке (барботажные и струйные), по конструкции устройств для ввода пара в жидкость (контактные, колпачковые, клапанные и др.). В табл. 5.7 представлены сведения об основных типах тарелок, применяемых в химической и нефтеперерабатывающей промышленности.

Технологический расчет ректификационной колонны состоит из следующих операций: 1) составление материального баланса; 2) определение давления в колонне; 3) расчет температурного режима (температуры входа сырья, верха и низа колонны, отбора боковых потоков в сложных колоннах); 4) определение флегмового числа (кратности орошения), т. е. отношения количества орошения, подаваемого в верхнюю часть колонны, к количеству дистиллята; 5) составление теплового баланса; 6) определение внутренних материальных потоков; 7) расчет числа теоретических тарелок; 8) определение числа реальных (действительных) тарелок.

В табл. 5.8 приводятся данные о технологическом режиме и числе действительных тарелок в ректификационных колоннах различных технологических установок.

Таблица 5.7

Типы тарелок и область их применения

Типы тарелок	Диаметр, мм	Область применения	Диапазон устойчивой работы
<i>Тарелки, применяемые в химической промышленности</i>			
Ситчатые (ОСТ 26-01-108-85)	От 400 до 4000	При любом давлении и стабильных режимах	2
Ситчато-клапанные (ОСТ 26-01-108-85)	То же	При атмосферном давлении и под вакуумом	3-3,5
Клапанные (ОСТ 26-01-108-85)	То же	При атмосферном и повышенном давлении	3,5
Жалюзийно-клапанные (ОСТ 26-01-417-79)	От 1000 до 4000	То же	4,5
Колпачковые (ОСТ 26-01-68-81)	От 400 до 4000	При любом давлении и нестабильных режимах	4,5
Ситчатые многосливные (ОСТ 26-1078-74)	От 1600 до 4000	Для процессов, требующих особо высокой эффективности действия	2
<i>Тарелки, применяемые в нефтеперерабатывающей промышленности</i>			
Решетчатые тарелки провального типа (ОСТ 26-02-2055-79)	От 1000 до 3000	Для процессов газофракционирования, азеотропной перегонки	1,5-1,8
С S-образными элементами (ОСТ 26-02-536-78)	От 1000 до 8000	Установки атмосферной перегонки, стабилизационные колонны	2-2,5
Клапанные прямоточные (ОСТ 26-02-1401-76)	От 1000 до 4000	Установки атмосферной перегонки, газофракционирования, стабилизационные колонны	3-4
Клапанные балластные (по ОСТ 26-02-2061-80)	От 1000 до 9000	То же	3-4
Трапецевидно-клапанные	От 1000 до 9000	То же	3-4
Ситчатые с отбойными элементами (по ОСТ 26-02-2054-79)	От 1200 до 4000	Вакуумные колонны	2-3

Таблица 5.8

## Характеристика ректификационных колонн различных установок НПЗ

Установки	Колонны	Давление, МПа	Оптимальное флегмовое число	Число тарелок
Атмосферно-вакуумной перегонки	Отбензинивающая	0,4-0,5	2-4	20-30
	Атмосферная, в том числе в каждой секции	0,15-0,20	1,5-2,5	45-55
	Отпарная	—	—	8-12
	Вакуумная, в том числе в каждой секции	0,16-0,18	—	6-8
	Стабилизационная	(5+8) · 10 <sup>-3</sup>	2-3	14-26
Каталитического реформинга	Стабилизационная	0,8-1,4	3-6	35-60
	Стабилизационная	0,8-1,4	2-3	40-60
Гидроочистки дизельных топлив	То же	0,15-0,4	1,5-2	20-40
Каталитического крекинга	Ректификационная	0,15-0,20	4-5	30
	Стабилизационная	0,8-1,4	6-8	40-60
Газофракционирования	Этановая	1,3-1,5	1,5-3	30-40
	Пропановая	1,6-1,8	2-4	40-60
	Изобутановая	1,8-0,85	8-12	80-100
	Изопентановая	0,3-0,35	15-20	80-120

## 5.4. ТЕПЛООБМЕННЫЕ АППАРАТЫ

На НПЗ, как правило, применяются теплообменные аппараты поверхностного типа, которые по способу компоновки в них теплообменной поверхности подразделяются на следующие виды: 1) типа "труба в трубе"; 2) кожухотрубчатые; 3) пластинчатые; 4) воздушного охлаждения.

**Теплообменники "труба в трубе"** подразделяются на неразборные и разборные, однопоточные и многопоточные. В случае необходимости аппараты могут быть скомпонованы и изготовлены в виде блоков.

Пример условного обозначения теплообменника типа "труба в трубе":

ТТОН-2-57/108-6,3/4,0  
6-Г-М1-У

где ТТОН — неразборный однопоточный элемент теплообменника типа "труба в трубе"; 2 — исполнение 2 (со съемными двойниками); 57/108 — диаметры теплообменных (в числителе) и кожуховых (в знаменателе) теплообменных труб, мм; 6 — длина труб, м; Г — гладкие трубы; М1 — материальное исполнение (сталь 20); У — климатическое исполнение.

**Кожухотрубчатые теплообменные аппараты** в зависимости от назначения и конструктивного исполнения подразделяются на следующие типы: аппараты с неподвижными трубными решетками (тип Н) — теплообменники (ТН), холодильники (ХН), конденсаторы (КН), испарители (ИН); аппараты с температурным компенсатором на кожухе (тип К) — теплообменники (ТК), холодильники (ХК), конденсаторы (КК), испарители (ИК); аппараты с плавающей головкой (тип П) — теплообменники (ТП), холодильники (ХП), конденсаторы (КП), испарители (ИП); аппараты с U-образными трубами (тип У) — теплообменники (ТУ) и испарители (ИУ); испарители термосифонные с неподвижными трубными решетками (ИНТ) и с компенсатором на кожухе (ИКТ); аппараты для повышенных температур и давлений (ПК).

Характеристика кожухотрубчатых аппаратов различных типов приведена в табл. 5.9, холодильников — в табл. 5.10, конденсаторов — в табл. 5.11 и испарителей — в табл. 5.12.

Аппараты типа Н применяются в тех случаях, когда разность температур кожуха и труб не превышает 15-18°C (конкретные указания — см. соответствующие ТУ). Аппараты типа К следует использовать в тех случаях, когда выдерживаются указанные ниже условия:

Длина труб, мм	Разность удлинения кожуха и труб, мм, не более
2000	2,5
3000-6000	5
9000	10

## Кожухотрубчатые теплообменники различных типов и аппараты для повышенных температур и давлений

Показатель	Теплообменники			Аппараты для повышенных температур и давлений (ПК)
	ТН, ТК	ТП	ТУ	
Диаметр кожуха <i>Двн</i> (Дн), мм	(159); (273); (325); 400; 600; 800; 1000; 1200	(325); 400; 500; 600; 700; 800; 900; 1000; 1200	(325); 400; 500; 600; 700; 800; 900; 1000; 1200; 1400	800; 1000; 1100; 1200
Длина труб, мм	1000; 1500; 2000; 3000; 4000; 6000; 9000	3000; 6000; 9000	3000; 6000; 9000	6000; 9000
Диаметр труб, мм	20×2; 25×2;	20×2; 25×2; 25×2,5	20×2; 25×2; 25×2,5	20×2; 25×2; 25×2,5
Число ходов по трубам	1; 2; 4; 6	2; 4	2	1
Поверхность теплообмена, м <sup>2</sup>	1,0-961	10-915	12-1370	179-924
Условное давление в кожухе, МПа	0,6; 1; 1,6; 2,5; 4	1,6; 2,5; 6,3; 8	1,6; 2,5; 4; 6,3	5; 6,3; 8
Условное давление в трубном пространстве, МПа	0,6; 1; 1,6; 2,5; 4	1,6; 2,5; 6,3; 8	1,6; 2,5; 4; 6,3	5; 6,3; 8; 10
Температура среды, °С:				
в кожухе, min	-30	-30	-30	-40
то же, max	350	450	450	540
в трубном пространстве, min	-30	-30	-30	-40
то же, max	350	450	450	540

Таблица 5.10

## Холодильники

Показатель	ХН, ХК	ХП
Диаметр кожуха, <i>Двн</i> (Дн), мм	(159); (273); (325); 400; 600; 800; 1000; 1200	(325); 400; 500; 600; 700; 800; 900; 1000; 1200
Длина труб, мм	1000; 1500; 2000; 3000; 4000; 6000; 9000	3000; 6000; 9000
Диаметр труб, мм	20×2; 25×2	20×2; 25×2; 25×2,5
Число ходов по трубам	1; 2; 4; 6	2; 4
Поверхность теплообмена, м <sup>2</sup>	1,0-937	10-915
Условное давление в кожухе, МПа	0,6; 1; 1,6; 2,5; 4	1,6; 2,5; 4; 6,3
Условное давление в трубном пространстве, МПа	0,6	1,0
Температура среды, °С:		
в кожухе, min	0	-20
то же, max	300	400
в трубном пространстве, min	-20	-20
то же, max	60	60

Таблица 5.11

## Конденсаторы

Показатель	КН, КК	КП	КТ
Диаметр кожуха, <i>Двн</i> , мм	600; 800; 1000; 1200; 1400	600; 700; 800; 900; 1000; 1200	400; 600; 800; 1000; 1200; 1400; 1600; 1800; 2000
Длина труб, мм	3000; 4000; 6000	6000	3000; 4000; 6000
Диаметр труб, мм	20×2; 25×2	20×2; 25×2; 25×2,5	25×2
Число ходов по трубам	2; 4; 6	2; 4; 6	2; 4; 6; 8
Поверхность теплообмена, м <sup>2</sup>	46-865	84-610	20-1500



Продолжение табл. 5.11

Показатель	КН, КК	КП	КТ
Расположение аппарата на опорах (В — вертикальное, Г — горизонтальное)	В, Г	Г	Г
Условное давление в кожухе, МПа	0,6; 1; 1,6; 2,5	1; 1,6; 2,5	2
Условное давление в трубном пространстве, МПа	0,6	1,0	0,6
Температура среды, °С:			
в кожухе, min	0	-20	0
то же, max	300	400	100
в трубках, min	-20	-20	-20
то же, max	60	60	50

Таблица 5.12

## Испарители

Показатель	ИН, ИК	ИП, ИУ	ИТ	ИНТ, ИКТ
Диаметр кожуха, <i>Двн.</i> , мм	600; 800; 1000; 1200	800; 1000; 1200; 1400; 1600; 1800; 2000	400; 600; 800; 1000; 1200; 1400; 1600; 1800; 2000	600; 800; 1000; 1200; 1400; 1600; 1800; 2000; 2200
Длина труб, мм	2000; 3000; 4000	6000	3000; 4000; 6000	2000; 3000; 4000
Диаметр труб, мм	25x2	20x2; 25x2; 25x2,5	25x2	20x2; 25x2
Число ходов по трубам	1	2-ИУ 2,4-ИП	2; 4; 6; 8	1
Поверхность теплообмена, м <sup>2</sup>	40-464	38-585	20-1310	40-1240
Расположение аппарата на опорах (В — вертикальное, Г — горизонтальное)	В	Г	Г	В
Условное давление в кожухе, МПа	1,0; 1,6; 2,5; 4	1,6; 2,5	1,6; 2,5	1,6; 2,5

Продолжение табл. 5.12

Показатель	ИН, ИК	ИП, ИУ	ИТ	ИНТ, ИКТ
Условное давление в трубном пространстве, МПа	1,0	1,6; 2,5; 4	1,0; 1,6; 2,5	0,6; 1,0; 1,6
Температура среды, °С:				
в кожухе, min	-70	-30	-70	-70
то же, max	350	450	40	350
в трубках, min	-70	-30	-70	-70
то же, max	350	450	80	350

Для аппаратов, работающих при повышенных температурах и давлениях (ПК), допускается следующая разность удлинения кожуха и труб,  $\Delta l$ :

Температура, °С	$\Delta l$ , мм	Температура, °С	$\Delta l$ , мм
-30...+100	± 20	301-400	± 16
101-200	± 18	401-500	± 15
201-300	± 17	501-600	± 14

Кожухотрубчатые аппараты могут быть сблокированы. Пример условного обозначения кожухотрубчатого теплообменного аппарата:

1000ТПГ-1,6-М1-25Г-6-К-2-У,

где 1000 — диаметр кожуха, мм; Т — теплообменник; П — с плавающей головкой; Г — горизонтальный; 1,6 — условное давление в трубах и кожухе, МПа; М1 — шифр материального исполнения; 25 — диаметр теплообменных труб, мм; Г — трубки гладкие; 6 — длина труб, м; К — расположение труб по вершинам квадрата; 2 — количество ходов по трубному пространству; У — климатическое исполнение.

Кожухотрубчатые теплообменные аппараты изготавливаются российскими заводами — Тамбовским заводом «Комсомолец», ЗАО ПО «Стронг» (г. Санкт-Петербург); предприятиями, расположенными на Украине — ОАО «Павлоградхиммаш», Снежнянским заводом химического машиностроения, Черновицким машиностроительным заводом.

В пластинчатых теплообменных аппаратах площадь поверхности теплообмена образуется набором тонких штампо-

ванных теплопередающих пластин с гофрированной поверхностью. Аппараты подразделяются на группы по степени доступности для механической очистки и осмотра поверхности теплообмена. У разборных теплообменников пластины отделены одна от другой прокладками, у полуразборных сварены попарно и доступ возможен только со стороны хода одной из рабочих сред. У неразборных теплообменников пластины сварные и доступа в каналы для их механической очистки нет. Площадь поверхности теплообмена пластинчатых теплообменников составляет 1-800 м<sup>2</sup>.

Границы применения различных типов пластинчатых теплообменников приводятся ниже:

	Давление, МПа	Температура, °С	Вязкость потоков, м <sup>2</sup> /с
Разборные	0,002-1,0	-20...+180	0,2·10 <sup>-6</sup> -6·10 <sup>-2</sup>
Полуразборные	0,002-2,5	-20...+180	—
Неразборные (сварные)	0-4,0	-100...+300	—

Пластины могут быть изготовлены из углеродистых сталей, коррозионно-стойких сплавов, титана.

Пластинчатые теплообменники изготавливаются и поставляются российскими предприятиями — ЗАО "РИДАН" и ОАО "Машимпекс", украинским ОАО "Павлоградхиммаш", белорусским НПО "Вогез". На российских предприятиях также применяются пластинчатые теплообменники, изготовленные компаниями "Альфа-Лаваль" (Швеция), "Альборн" (Германия), СВЕП (Швеция).

Аппараты воздушного охлаждения (АВО) предназначены для конденсации и охлаждения парообразных, газообразных и жидких сред с температурой от -40°С до +300°С и давлением до 6,3 МПа. Аппараты подразделяются на типы по расположению теплообменных секций: горизонтальные — малопоточные (АВМ-Г), собственно горизонтальные (АВГ), для вязких сред (АВГ-В), для высоковязких сред (АВГ-ВВП), трехконтурные (АВГ-Т); вертикальные — малопоточные (АВМ-В), зигзагообразные с одним (АВЗ) и двумя (АВЗ-Д) вентиляторами, а также на группы: по количеству рядов труб в секции (4,6,8), по числу ходов в трубном пространстве (1,2,3,4,6,8), по коэффициенту оребрения труб (7,8; 9; 14,6; 22), по материалу (биметаллические и монометаллические), по длине труб (1,5; 3; 4; 6; 8 м).

Особенности аппарата отражаются в его условном обозначении. Например:

АВЗ-22-Ж-16-Б1-ВЗТ-Ц С

6-4-6

где АВЗ — тип аппарата; 22 — коэффициент оребрения; Ж — наличие жалюзи; 16 — условное давление в аппарате, кг/см<sup>2</sup>; Б1 — материальное исполнение; ВЗТ — исполнение электродвигателя; Ц — исполнение механизма поворота лопастей вентилятора; С — северное исполнение; 6 — число рядов труб в аппарате; 4 — число ходов по трубам; 6 — длина трубы, м.

Аппараты воздушного охлаждения выпускаются российскими заводами — ОАО "Борхиммаш", Бугульминским механическим заводом, ОАО "Уралхиммаш" — и Коростеньским заводом химического машиностроения на Украине.

Расчет теплообменных аппаратов состоит из следующих операций: 1) определение тепловой нагрузки, Вт (ккал/ч); 2) определение средней разности температур; 3) расчет коэффициента теплопередачи, Вт/(м<sup>2</sup>·К) или ккал/(м<sup>2</sup>·ч·°С); 4) определение поверхности теплопередачи, м<sup>2</sup>; 5) определение числа теплообменников выбранного типа, необходимо для регенерации тепла потоков.

Тепловую нагрузку Q находят по выражению

$$Q = G_r (q_1^r - q_2^r) \eta = G_x (q_1^x - q_2^x),$$

где  $G_r$ ,  $G_x$  — расход горячего и холодного теплоносителя;  $q_1^r$ ,  $q_2^r$  — энтальпии горячего теплоносителя при температурах входа и выхода;  $q_1^x$ ,  $q_2^x$  — энтальпии холодного теплоносителя при температурах входа и выхода;  $\eta$  — к.п.д. теплообменного аппарата (принимается равным 0,95-0,97).

Среднюю разность температур  $t$  находят:

а) в случае противотока и прямотока по выражениям:

$$t = (\Delta t_6 + \Delta t_m) / 2 \quad (\text{при } \Delta t_6 / \Delta t_m \leq 2);$$

$$t = (\Delta t_6 + \Delta t_m) / 2,3 \lg (\Delta t_6 / \Delta t_m) \quad (\text{при } \Delta t_6 / \Delta t_m \geq 2),$$

где  $\Delta t_6$ ,  $\Delta t_m$  — наибольшая и наименьшая разности температур между потоками у концов теплообменного аппарата;

б) в случае смешанного и перекрестного токов (в многоходовых теплообменниках), по выражению  $t = \epsilon \tau_1$ ,

где  $\epsilon$  — поправочный коэффициент, а  $\tau_1$  — разность температур, вычисленная для противотока. Значения коэффициента  $\epsilon$  можно найти по рис. 5.1.

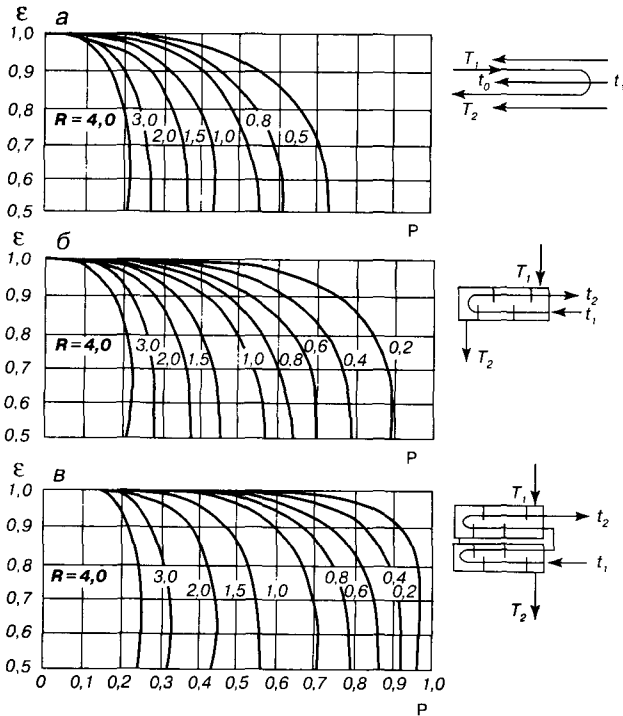


Рис. 5.1. Коэффициент  $\epsilon$  при смешанном и перекрестном токах в кожухотрубчатых теплообменниках:

*a* — один ход в межтрубном пространстве без перегородок, 2, 4, 6 и более ходов в трубном пространстве; *б* — один ход в межтрубном пространстве с поперечными перегородками, 2, 4, 6 и более ходов в трубном пространстве; *в* — два хода в межтрубном пространстве с поперечными перегородками, 4 хода в трубном пространстве:

$$P = \frac{t_2 - t_1}{T_1 - t_1} \quad \begin{array}{l} \text{нагрев холодного теплоносителя} \\ \text{разность начальных температур обоих теплоносителей} \end{array}$$

$$R = \frac{T_1 - T_2}{t_2 - t_1} \quad \begin{array}{l} \text{охлаждение горячего теплоносителя} \\ \text{нагрев холодного теплоносителя} \end{array}$$

Коэффициент теплопередачи через стенку рассчитывается по формуле:

$$K = 1 / [(1/\alpha_1) + \rho_1 + (\delta/\lambda) + \rho_2 + (1/\alpha_2)],$$

где  $\alpha_1, \alpha_2$  — коэффициенты теплоотдачи от охлаждаемого потока к стенке и от стенки к нагреваемому потоку, Вт/(м<sup>2</sup>·К) или ккал/(м<sup>2</sup>·ч·°С);  $\rho_1, \rho_2$  — сопротивления загрязнения со стороны охлаждаемого и нагреваемого потоков, м<sup>2</sup>·К/Вт или м<sup>2</sup>·ч·°С/ккал;  $\delta$  — толщина стенки трубы, м;  $\lambda$  — коэффициент теплопроводности материала трубы, Вт/(м·К) или ккал/(м·ч·°С).

Коэффициент теплопроводности различных материалов составляет:

	$\lambda$ , Вт/(м·К)	$\lambda$ , ккал/(м·ч·°С)
Чугун	251	60
Углеродистая сталь	168	40
Нержавеющая сталь	63	15
Латунь	335	80
Алюминий	733	175

Формулы для расчета коэффициентов теплоотдачи приведены в табл. 5.13, данные по абсолютным значениям сопротивлений загрязнения — в табл. 5.14.

Таблица 5.13

Формулы для расчета коэффициентов теплоотдачи  $\alpha$

Условия в аппарате	Формула
Ламинарный режим ( $Re < 2300$ )	<i>Теплоотдача, не сопровождающаяся изменением агрегатного состояния</i>
	<i>Трубное пространство</i> $\alpha = 1,62 \frac{\lambda}{d_{\text{вн}}} (1 + 0,015 Gr^{1/3}) Re^{1/3} Pr^{1/3} \left(\frac{d_{\text{вн}}}{e}\right)^{1/3}, \quad (1)$ <p>где</p> $Gr = \beta \lambda d_{\text{вн}}^3 \rho^2 g / \mu^2; \quad (2)$ $Re = \omega \cdot d_{\text{вн}} / \nu; \quad (3)$ $Pr = 3600 C_p \mu g / \lambda. \quad (4)$
Переходный режим ( $2300 < Re < 10\,000$ )	$\alpha = 0,012 \frac{\lambda}{d_{\text{вн}}} (Re^{2/3} - 125) Pr^{1/3}. \quad (5)$

Условия в аппарате	Формула
Турбулентный режим ( $Re > 10000$ )	$\alpha = 0,23 \frac{\lambda}{d_{вн}} Re^{0,8} Pr^{0,4} \quad (6)$ <i>Для кольцевого пространства теплообменника типа "труба в трубе":</i> $\alpha = 0,023 \frac{\lambda}{D_n - d_n} Re^{0,8} Pr^{0,4} \quad (7)$ <i>Межтрубное пространство</i>
$Re > 100$	$\alpha = k \frac{\lambda}{d_n} Re^{0,6} Pr^{1/3} \quad (8)$
	<b>Конденсация паров</b>
На вертикальных трубах	$\alpha = 27\lambda \sqrt[3]{\frac{\rho^2 n_g d_n}{\mu G_R}} \quad (9)$
На наружной поверхности одиночной горизонтальной трубы	$\alpha = 14,5\lambda \sqrt[3]{\frac{\rho^2 l}{\mu G_R}} \quad (10)$
На наружной поверхности пучка горизонтальных труб	$\alpha = \varepsilon 14,5\lambda \sqrt[3]{\frac{\rho^2 l}{\mu G_R}} \quad (11)$
	<b>Кипение жидкостей</b>
Пузырьковый режим	$\alpha = 2,6\varphi Re^{0,4} q^{0,7} \quad (12)$

**Примечания:**

1. В формулах применены следующие условные обозначения:  $C_p$  — удельная теплоемкость, ккал/(кг·°C);  $D_n$  — диаметр кожуха, м;  $d_{вн}$ ,  $d_n$  — внутренний и наружный диаметры трубы, м;  $g$  — ускорение свободного падения, м/с<sup>2</sup>;  $G_R$  — расход конденсирующихся паров, кг/ч;  $k$  — безразмерный коэффициент (для теплообменников с шахматной разбивкой трубного пучка и сегментными перегородками  $k = 0,22$ ; для теплообменников с коридорной разбивкой труб и сегментными перегородками  $k = 0,17$ ; для теплообменников с коридорной разбивкой труб и дисковыми перегородками  $k = 0,20$ );  $l$  — длина труб, м;  $n_g$  — число вертикальных труб;  $P$  — давление пара, кгс/см<sup>2</sup>;  $q$  — удельная тепловая нагрузка, ккал/(м<sup>2</sup>·ч);  $\omega$  — скорость потока, м/с;  $\beta$  — коэффициент объемного расширения, 1/°C;  $\varepsilon$  — коэффициент, зависящий от расположения труб в пучке и от числа труб в вертикальном ряду (рис. 5.2);  $\lambda$  — коэффициент теплопроводности, ккал/(м·ч·°C);  $\mu$  — динамический коэффициент вязкости, кгс·с/см<sup>2</sup>;  $\nu$  — кинематический коэффициент вязкости, м<sup>2</sup>/с;  $\rho$  — плотность, кг/м<sup>3</sup>;  $\varphi$  — поправочный коэффициент (для воды — 1,0; для керосина — 0,31–0,56; для бензина — 0,27; для бензола — 0,31; для гептана — 0,46).

2. В формулах (1)–(8) физические параметры находят при средней температуре охлаждаемого или нагреваемого потока, в формулах (9)–(12) — при средней температуре пленки конденсата  $t_{пл} = (t_{ст} + t_{конд})/2$ , где  $t_{ст}$  — температура стенки, на которой конденсируется пар, а  $t_{конд}$  — температура конденсации.

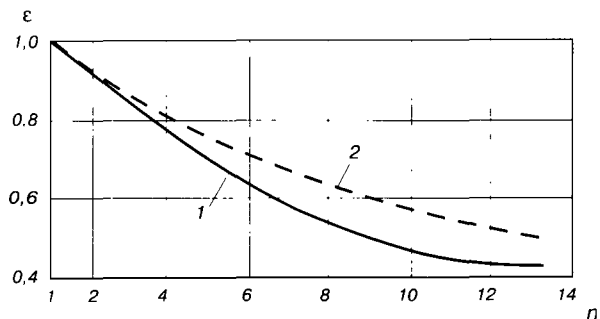


Рис. 5.2. Зависимость от числа труб  $n$  в каждом вертикальном ряду: 1 — коридорный пучок; 2 — шахматный пучок

Таблица 5.14

**Термические сопротивления загрязнений**

Среды	Сопротивление загрязнения	
	м <sup>2</sup> ·ч·°C/ккал	м <sup>2</sup> ·К/Вт
Водяной пар чистый	0,00007	0,00006
Водяной пар мятый, содержащий масло	0,0001	0,00009
Вода <sup>1</sup> :		
морская, речная	0,0001/0,0002	0,00009/0,00018
чистая	0,0004/0,0006	0,00036/0,0005
мутная	0,0006/0,0008	0,0005/0,0007
сильно загрязненная	0,0016/0,0020	0,0014/0,0018
водопроводная	0,0002/0,0004	0,00018/0,00036
оборотная		
подготовленная	0,0002/0,0004	0,00018/0,00034
неподготовленная	0,0006/0,0007	0,0005/0,0006
дистиллированная	0,0001	0,00009
Холодильные агенты, рассолы, органические теплоносители	0,0002	0,00018
Технологические потоки установок: атмосферно-вакуумной перегонки нефти		
сырая нефть <sup>2</sup>	0,0010/0,0014	0,0008/0,0012

Продолжение табл. 5.14

Среды	Сопротивление загрязнения	
	м <sup>2</sup> · ч · °С/ккал	м <sup>2</sup> · К/Вт
обессоленная нефть <sup>2</sup> бензин, керосин, пары атмосферной колонны легкий газойль, пары вакуумной колонны	0,0006/0,0010	0,0005/0,0008
тяжелый газойль мазут гудрон	0,0002 0,0004 0,0006 0,0010 0,0020	0,00018 0,00036 0,0005 0,0008 0,0018
крекинга, пиролиза, коксования пары из колонн легкий газойль, рисайкл тяжелый газойль	0,0004 0,0006 0,0008	0,00036 0,0005 0,0007
каталитического риформинга, гидроочистки сырье, гидрогенизат катализат риформинга, пары из колонн	0,0004 0,0002	0,00036 0,00018
газофракционирования и алкилирования пары из колонн жидкие продукты, нижние продукты колонн	0,0002 0,0006	0,00018 0,0005
производства масел сырье растворитель, рафинат, депмасло экстракт, гач асфальт	0,0004 0,0002 0,0006 0,0010	0,00036 0,00018 0,0005 0,0008
Растворы МЭА, ДЭА, диэтиленгликоля и триэтиленгликоля, едкого натра	0,0004	0,00036
Топливный газ	0,0004	0,00036

<sup>1</sup> В числителе при температуре ниже 50°С, в знаменателе — выше 50°С.

<sup>2</sup> В числителе при температуре ниже 150°С, в знаменателе — выше 150°С.

В табл. 5.15 представлены ориентировочные значения коэффициентов теплопередачи в теплообменных аппаратах технологических установок по переработке нефти.

Таблица 5.15

Ориентировочные значения коэффициентов теплопередачи

Назначение и тип аппарата	Коэффициент теплопередачи	
	кВт/(м <sup>2</sup> · К)	ккал/(м <sup>2</sup> · ч · °С)
Жидкостные теплообменники: кожухотрубчатые для легких жидкостей кожухотрубчатые для вязких жидкостей теплообменники узлов стабилизации бензина типа "труба в трубе" для вязких жидкостей	175-290	150-250
	60-175	50-150
	250-350	200-300
	115-290	100-250
Газожидкостные теплообменники реакторных блоков установок риформинга	290-400	250-350
Холодильники: газопродуктовой смеси установок риформинга и гидроочистки углеводородного газа водородсодержащего газа	150-200	130-175
	100-175	85-150
	230-300	200-260
Конденсаторы кожухотрубчатые: для паров бензина в присутствии газа для углеводородных газов	115-230	100-200
	230-350	200-300
Кипятильники с паровым пространством: обогреваемые конденсирующимся паром обогреваемые нефтепродуктами	350-815	300-700
	175-350	150-300
Кипятильники термосифонного типа	580-930	500-800
Кристаллизаторы парафина	50-115	40-100
Аппараты воздушного охлаждения (в расчете на оребренную поверхность): при конденсации паров при охлаждении жидкости при охлаждении газа	23-35	20-30
	15-25	12-20
	10-15	8-12

Необходимая поверхность теплообмена  $F$  рассчитывается по формуле  $F = Q/(K \cdot \Delta t)$ . Число теплообменников  $n$  выбранного типа, необходимого для регенерации теплоты, находят по выражению  $n = F/F_1$ , где  $F_1$  — поверхность теплообмена одного аппарата.

## 5.5. ВАКУУМСОЗДАЮЩИЕ УСТРОЙСТВА

Для создания вакуума в технологических схемах могут использоваться механические насосы и агрегаты типа НВР, ВВН и струйные вакуумные насосы и агрегаты. Основными изготовителями этого оборудования являются ОАО "Вакууммаш" (г. Казань) и ОАО "БЕСКОМ", (пос. Бессоновка).

Из струйных вакуумных насосов наиболее широко на НПЗ применяются пароводяные эжекторные вакуумные насосы типа НВЭ. Насосы выпускаются производительностью от 1 до 1250 кг/ч и входным давлением от 1 до 160 мм рт.ст.

Условное обозначение насоса состоит из букв и дробного числа.

Пример условного обозначения насоса:

НВЭ2,5х1/6У УХЛ4,

где НВЭ — насос вакуумный эжекторный; 2,5 — производительность по сухому воздуху с температурой 20°C, кг/ч; 1 — рабочее давление на входе насоса, мм рт.ст.; 6 — давление рабочего пара; У — материальное исполнение (Н, К, КН); УХЛ4 — климатическое исполнение и категория размещения по ГОСТ 15150-69.

## 5.6. НАСОСЫ

Перекачка жидких продуктов на НПЗ осуществляется с помощью насосов. По принципу действия насосы делятся на динамические (лопастные), в которых перемещение жидкости производится за счет энергии лопасти вращающегося колеса, и объемные, в которых жидкость перемещается отдельными объемами.

Динамические насосы подразделяются на центробежные, центробежно-вихревые, вихревые, осевые и диаго-

нальные, а объемные — на поршневые, плунжерные, винтовые, шестеренчатые, колесные и др. По роду перекачиваемой жидкости насосы, эксплуатирующиеся на НПЗ, делятся на нефтяные — перекачивающие нефть и нефтепродукты, химические — перекачивающие химически активные жидкости (кислоты, щелочи, кислые гудроны и др.), общего назначения — перекачивающие воду, неагрессивные растворы химических веществ, очищенные стоки и другие жидкости.

Наиболее широко применяются на НПЗ центробежные, плунжерные, шестеренчатые, винтовые насосы.

Расчет и выбор насоса состоит из следующих этапов:

1) расчет расхода, температуры, плотности и вязкости перекачиваемой жидкости;

2) определение напора во всасывающей ( $h_{вс}$ ) и нагнетательной ( $h_{нагн}$ ) линиях (в м ст. жидкости);

3) расчет необходимого дифференциального напора насоса  $H = h_{нагн} - h_{вс}$ ;

4) подбор насоса по расходу и дифференциальному напору с учетом физико-химических свойств и коррозионной активности жидкости (при подборе используются справочники, каталоги и номенклатурные перечни машиностроительных заводов).

Учитывая возможные отклонения реальных характеристик насосов от справочных данных, дифференциальный напор принимают на 5-10% выше расчетного.

В зависимости от конструкции насос может обеспечивать всасывание жидкости из емкости (колонны, теплообменника и т. п.), расположенной ниже оси всасывающего патрубка, или наоборот требовать подпора, т.е. превышения уровня жидкости в емкости над осью всасывающего патрубка. Величину допустимой высоты всасывания или минимального подпора  $h_s$  находят по формуле:

$$h_s = P_a / (\rho q) \cdot 10^5 - P_n / (\rho q) \cdot 10^5 - \Delta h_{доп} - h_{вс},$$

где  $P_a$  — абсолютное давление на свободную поверхность жидкости в емкости, МПа;  $P_n$  — давление насыщенных паров перекачиваемой жидкости, МПа;  $\rho$  — плотность жидкости, кг/м<sup>3</sup>;  $q$  — ускорение свободного падения;  $\Delta h_{доп}$  — допустимый кавитационный запас насоса (приводится в каталогах);  $h_{вс}$  — гидравлическое сопротивление всасывающего трубопровода, м ст. жидкости.

Мощность, потребляемая насосом  $N$ , определяется по его характеристике (по графику  $Q-N$ ) или расчетным путем. Как правило, в справочных данных указывается мощность, потребляемая насосом при перекачивании жидкости с плотностью  $1 \text{ т/м}^3$ . При перекачивании жидкостей, отличающихся по плотности от воды, потребляемая мощность пересчитывается по соотношению  $N_1 / N_2 = \rho_1 / \rho_2$  или определяется по формуле  $N = QNp/367\eta$ , кВт.

После определения мощности, потребляемой насосом, рассчитывается мощность электропривода  $N_3 = kN$ , где  $k$  — коэффициент запаса.

Коэффициенты запаса определяются в зависимости от значений потребляемой мощности:

$N$ , кВт	20	20-50	50-300	выше 300
$k$	1,25	1,2	1,15	1,1

При выборе насоса необходимо, чтобы область его применения находилась в зоне наибольших значений  $k$ , п.д.

**Центробежные насосы** обеспечивают равномерную подачу продукта. Нефтяные центробежные насосы используются для перекачивания нефти, нефтепродуктов и сжиженных углеводородных газов. На НПЗ широкое распространение получили стальные центробежные консольные насосы типа К и агрегаты на их базе, секционные межопорные насосы НПС и НСД. Изготовители насосов — ОАО "Волгограднефтемаш" (табл. 5.16) и РУП "Бобруйский машиностроительный завод" (табл. 5.17).

Применяются на НПЗ также насосы типа НМ и НПВ, разработанные для использования в насосных станциях магистральных трубопроводов. Изготавливает насосы НМ и НПВ объединение "Насосэнергомаш" (г. Сумы) (табл. 5.18).

Для откачки нефтепродуктов из заглубленных резервуаров применяются насосы типа НА, а для откачки продуктов из дренажных заглубленных емкостей — насосы НВ. Производители этих насосов — ОАО "Лебянский машиностроительный завод", ОАО "ЭНА" (г. Щелково).

Пример условного обозначения:

НК 65/35-125В16СДН60МО2-У4,

где Н — нефтяной; К — консольный; 65/35 — в числителе подача при роторе 1, в знаменателе при роторе 2,  $\text{м}^3/\text{ч}$ ;

Таблица 5.16  
Насосы, выпускаемые ОАО "Волгограднефтемаш"

Обозначение	Подача, $\text{м}^3/\text{ч}$	Напор, м	Нефтяные насосы		Назначение и область применения
			Мощность, кВт	Мощность, кВт	
НК 12/40	12	40	5,5		Применяются в технологических установках для перекачивания нефти, нефтепродуктов, масел, сжиженных газов и других жидкостей с температурой от минус 80 до +400°С. Насосы поставляются в соответствии с ГОСТ28158-89 и ТУ26-02-766-84. Материал прочной части насосов: С — сталь углеродистая 25Л; Х — сталь хромистая 20Х5МЛ; Н — хромоникельтитановая 12Х18Н9ТЛ. Частота вращения 3000 об/мин (синхр.)
ТКА 16/80	16	80	3...7,5		
ТКА 16/125	16	125	4...15		
ТКА 32/80	32	80	5,5...22		
ТКА 32/125	32	125	7,5...37		
ТКА 63/80	63	80	7,5...30		
ТКА 63/125	63	125	11...45		
ТКА 120/80	120	80	11...45		
ТКА 210/80	210	80	15...75		
НК 200/370	200	370	55...400		
НТ 210/320	210	320	55...315		
НКВ 210/200	210	200	30...200		
НКВ 360/80	360	80	22...132		
НКВ 360/125	360	125	37...250		
НКВ 360/200	360	200	75...400		

Обозначение	Подача, м <sup>3</sup> /ч	Напор, м	Мощность, кВт	Назначение и область применения
НКВ 360/320	360	320	110...500	
НКВ 600/200	600	200	90...500	
НКВ 600/125	600	125	75...315	
НКВ 600/320	600	320	160...800	
НКВ 1000/200	1000	200	160...800	
НКВ 1000/320	1000	320	250...1250	
<i>Насосы нефтяные герметичные с магнитным приводом</i>				
ТКА 63/80-I	63	80	7.5...30	Применяются в технологических установках для перекачивания нефти, нефтепродуктов, масел, сжиженных углеводородных газов и других жидкостей с температурой от минус 30 до +100°С. Материал проточной части насосов: С; Х; Н.
ТКА 63/80-II	32	80	5.5...22	
ТКА 63/125	63	125	11...45	
ТКА 16/125	16	125	4...15	

Таблица 5.17

Насосы, выпускаемые РУП "Бобруйский машиностроительный завод"

Марка	Исполнение	Номинальные параметры				
		Подача, м <sup>3</sup> /ч	Напор, м	Плотность / Температура	Мощность двигателя, кВт	
НК 65/35-70	1	65	70	1,0 т/м <sup>3</sup>	30	
	2	35			22	
	1,2	65/35			—	
НК 65/35-125	1	65	125		55	
	2	35			40	
	1,2	65/35			—	
НК 65/35-240	1	65	240		90	
	2	35			75	
	1,2	65/35			—	
НК 200/120	1	200	120		90	
	2	120		75		
	1,2	200/120		—		
НК 200/120-70	1	200	70	75		
	2	120		55		
	1,2	200/120		—		
НК 200/120-120	1	200	120	90		
	2	120		75		
	1,2	200/120		—		
НК 200/210А	1	200	210	200		
	2	120		160		
	1,2	200/120		—		
НК 560/180	1	560	180	400		
	2	335		315		
	1,2	560/335		—		
НК 560/300	1	560	300	800		
	2	335		500		
	1,2	560/335		—		
НПС 65/35-500	1	65	500	1,0 т/м <sup>3</sup>	160	
НПС 120/65-750		120			750	400
НПС 200-700		200			700	630
НСД 210/700	1	210	700	-30...+200°С	1,0 т/м <sup>3</sup>	630
	2	120				400
	1,2	210/120				—
0...+400°С						



Таблица 5.18

## Насосы, выпускаемые ПО "Насосэнергомаш"

Марка насоса	Перекачиваемая среда, °С	Подача, м <sup>3</sup> /ч	Напор, м	Мощность двигателя, кВт
	Нефть			
НПВ 150-60	-5...+80	150	60	90
НПВ 300-60	-5...+80	300	60	90
НПВ 600-60	-5...+80	600	60	400
	Нефтепродукты			
НМ 125-550	-5...+80	125	550	315
НМ 125-550	-5...+80	125	550	400
НМ 180-500	-5...+80	180	500	400
НМ 180-500	-5...+80	180	500	500
НМ 250-475	-5...+80	250	475	500
НМ 250-475	-5...+80	250	475	630
НМ 360-460	-5...+80	360	460	630
НМ 360-460а	-5...+80	360	405	500
НМ 360-460	-5...+80	360	460	800
НМ 500-300	-5...+80	500	300	630
НМ 500-300а	-5...+80	500	260	500
НМ 500-300	-5...+80	500	300	800
НМ 500-800	-5...+80	500	800	1600
НМ 710-280	-5...+80	710	280	800
НМ 710-280	-5...+80	710	280	1000
	Нефть			
НМ 1250-260	-5...+80	1250	260	1250
НМ 1250-400	-5...+80	1250	400	1600
НМ 2500-230	-5...+80	2500	230	2000
НМ 3600-230	-5...+80	3600	230	2500
НМ 7000-210	-5...+80	7000	210	5000
НМ 10000-210	-5...+80	10000	210	6300
НГ 800-250	Котел. топливо, смола пиролиза тяж., 20-175	800	250	1000
АНГ 200-510	Гудрон, 360-400 Диз. топливо, 230-200	200	510	400

125 — напор, м ст. жидкости; В — направление входного патрубка; 1 — вариант ротора; б — вариант диаметра рабочего колеса; С — материальное исполнение; ДН60МО2 — тип уплотнения; У4 — климатическое исполнение и категория размещения.

В зависимости от свойств перекачиваемого продукта нефтяные насосы комплектуются различными типами уплотнений:

торцовые одинарные — ОНП, ОНК, ОНТ, БО, УТ;

торцовые двойные — ДНК, ДНТ, УТД, УТДХ;

торцовые двойные типа "ТАНДЕМ" — ДНМО2, СУДНМО2ТТ, УСГ, ССПТ, ДН;

сальниковые — СО, СГ.

Основные производители уплотнений — ООО "М-Б Гидромаш", "Нальчикский машиностроительный завод", научно-производственный центр "АНОД".

**Герметичные насосы.** За последние годы широкое распространение получили бессальниковые герметичные насосы со встроенным двигателем типа ЦГ, БЭН.

Производительность этих насосов — от 6,3 до 400 м<sup>3</sup>/ч, напор — от 12,5 до 400 м ст. жидкости, изготовитель объединения "Молдавгидромаш", (г. Кишинев).

Пример условного обозначения таких насосов :

ЦГ 6,3/25а-К-0,75-4-У2,

где 6,3 — производительность, м<sup>3</sup>/ч; 25 — напор, м ст. жидкости; а — обточка колеса; К — материальное исполнение; 0,75 — мощность электродвигателя, кВт; 4 — конструктивное исполнение; У2 — климатическое исполнение и категория размещения.

Центробежные герметичные насосы с магнитной муфтой типа ЦМГ с выносным двигателем, имеющие производительность от 2,5 до 25 м<sup>3</sup>/ч и дифференциальный напор до 50 м ст. жидкости, изготавливаются концерном "Российские насосы" (г. Москва).

**Химические насосы.** Для перекачивания химически активных и нейтральных жидкостей используются химические насосы типа Х, АХ, ТХ, АХП производительностью от 2 до 2000 м<sup>3</sup>/ч и напором от 10 до 390 м ст. жидкости. Насосы могут быть изготовлены из углеродистой стали, хромистой стали, хромоникелиевых сталей и сплавов.

Пример условного обозначения:

X(E) 50-32-125а-К-55-У4,

где X — тип насоса, E — взрывозащищенное исполнение; 50 — диаметр входного патрубка, мм; 32 — диаметр выходного патрубка, мм; 125 — номинальный диаметр рабочего колеса; а — вариант обточки рабочего колеса; К — материальное исполнение; 55 — тип уплотнения; У4 — климатическое исполнение и категория размещения.

Химические насосы изготавливаются ЗАО "Катайский насосный завод", АО "Насосный завод" (г. Екатеринбург), ОАО "ЭНА" (г. Шелково) и др.

**Дозировочные плунжерные насосы.** Дозировочные агрегаты типа НД имеют широкую гамму производительности (от 0,63 до 2500 м<sup>3</sup>/ч) и напора (до 400 кгс/см<sup>2</sup>). Изготавливаются одно- и многоплунжерные насосы. Материальное исполнение: хромистая и хромоникелевая сталь. Насосы производятся ОАО "НЕФТЕМАШ"-САПКОН, концерном "Российские насосы", ОАО "Свесский насосный завод".

**Агрегаты электронасосные мембранные дозировочные.** При перекачке небольших количеств нефтепродуктов и реагентов, а также в случае необходимости подачи продуктов порциями на НПЗ применяются мембранные дозировочные насосы производительностью от 1,6 до 10000 л/ч и давлением нагнетания до 100 кгс/см<sup>2</sup>. Материальное исполнение этих насосов — хромоникелиевые стали, материал мембраны — фторопласт-4. Изготовитель насосов — Рязанское научно-техническое предприятие "Нефтехиммашсистемы".

**Шестеренные и винтовые насосы.** Для перекачки нефтепродуктов могут использоваться винтовые и шестеренные насосы. Шестеренные насосы типа Ш, НМШ, НМШГ (производительность от 0,8 до 6 м<sup>3</sup>/ч, давление нагнетания от 3 до 160 кгс/см<sup>2</sup>) изготавливаются ОАО "Ливгидромаш". Этот же завод изготавливает винтовые насосы — одновинтовые — типа Н1В, АН1В, двухвинтовые — типа А12ВВ А12ВГ, трехвинтовые — типа А13В, А23В. Производительность винтовых насосов 0,6 — 320 м<sup>3</sup>/ч, давление нагнетания от 1,6 до 100 кгс/см<sup>2</sup>.

## 5.7. КОМПРЕССОРЫ

Сжатие и перемещение газов на НПЗ осуществляется с помощью компрессоров. По принципу действия компрессоры разделяются на поршневые, центробежные и винтовые, по назначению — на общепромышленные воздушные и специальные газовые, а по конструктивным особенностям — на бесшмазочные и со смазкой маслом. Компрессоры разделяются также на нагнетательные, сжимающие газы от атмосферного давления до необходимого давления нагнетания и дожимающие.

В табл. 5.19 приведена характеристика компрессоров, применяемых на НПЗ.

Таблица 5.19

Компрессоры, применяемые в нефтеперерабатывающей промышленности

Марка	Сжимаемый газ	Производительность, м <sup>3</sup> /мин	Давление нагнетания, кг/см <sup>2</sup>
<b>ОАО "Казанькомпрессормаш"</b> <i>Центробежные</i>			
32ВЦ, 43ВЦ, Аэроком 2ГЦ, 3ГЦ	Воздух	60-250	6-35
	Газ природный	49-123	28
<i>Винтовые</i>			
3ВВ 965ГВ	Воздух	10	3
	Газ	200	18,6
<b>ОАО "Пензкомпрессормаш"</b> <i>Поршневые</i>			
2ВМ10	Воздух	75-100	3-9
4ВМ10	Воздух	51-150	3-71
6ВМ10	Воздух	50-100	26-321
2ГМ10	Газ	4,5-28,5	22-320
4ГМ10	Газ	20-44	15-61
<i>Винтовые</i>			
ВВ, 1ВВ, 6ВВ, 7ВВ, НВЭ	Воздух	6-40	7-9

Продолжение табл. 5.19

Марка	Сжимаемый газ	Производительность, м <sup>3</sup> /мин	Давление нагнетания, кг/см <sup>2</sup>
<b>ОАО "Борец"</b> <i>Поршневые</i>			
2ГМ4	Водород	9-54	3-161
2СГМ4	Факельный газ	14	25
2ВМ4	Воздух	20-54	3-9
302В11	Воздух	10	9
305ВП	Воздух	30	9
2НМ4, 2СНМ4	Азот	11-24	9-71
<i>Винтовые</i>			
Штурм	Воздух	0,45-43,2	5-13
<b>Сумское НПО им. Фрунзе</b> <i>Поршневые</i>			
2ГМ16	Водород	24-30	23-58
4ГМ16	Водород	24-92	28-62
4ГМ25	Водород	34-94	34-167
6ГМ	Природный газ, этилен	15-210	59-413
6ВМ16	Воздух	158	197
6ГМ16	Азот, водород	142-158	197
4ГМ10	Азот	55	69,7

Компрессорные машины, которые обеспечивают повышение давления на небольшую величину (до 0,1 МПа), называются воздуходувками или газодувками. Основной изготовитель воздуходувок и газодувок — "ОАО "Мелитопольский компрессорный завод". Турбовоздуходувки и турбогазодувки производятся на Узбекском заводе химического машиностроения (г. Чирчик).

## 5.8. ЕМКОСТНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ И РЕЗЕРВУАРЫ

Для хранения сырья и продукции на НПЗ применяются емкостные стальные сварные аппараты, резервуары, газгольдеры, бочки и бидоны.

Широкое распространение получили на НПЗ цилиндрические емкостные аппараты, характеристика которых приведена в табл. 5.20. Машиностроительные заводы производят три типа аппаратов: тип 1 — горизонтальные для жидкости; тип 2 — вертикальные для воздуха и газов; тип 3 — вертикальные для жидких сред.

Для хранения сжиженных углеводородных газов и легких фракций бензина применяются цилиндрические емкости (табл. 5.21) и шаровые резервуары по индивидуальным проектам, разрабатываемым ЦНИИПроектстальконструкция.

Хранение нефти и нефтепродуктов на товарно-сырьевых базах, в промежуточных парках и парках смешения осуществляется в стальных цилиндрических резервуарах. Характеристика типовых вертикальных стальных цилиндрических резервуаров приводится в табл. 5.22, а резервуаров малой вместимости — в табл. 5.23.

Для хранения горючих химических продуктов плотностью до 1,8 т/м<sup>3</sup> предназначены резервуары вместимостью от 50 до 3200 м<sup>3</sup>, а для хранения агрессивных негорючих химических продуктов (неорганических кислот) применяются резервуары вместимостью от 50 до 2500 м<sup>3</sup>.

Отгрузка мелких партий товарной продукции производится в стальных бочках и бидонах.

Для хранения газов используются мокрые газгольдеры, типовые проекты которых разработаны ЦНИИПроектстальконструкцией и "сухие" газгольдеры — емкости под давлением до 6,4 МПа, изготавливаемые по индивидуальным проектам.

К оборудованию для хранения сырья и продукции могут быть отнесены также дренажные емкости (табл. 5.24) и применяемые для отделения газа от жидкости газосепараторы (табл. 5.25).

Таблица 5.20

## Стальные цилиндрические емкостные аппараты

Объем, м <sup>3</sup>	Давление условное МПа (кгс/см <sup>2</sup> )	Масса, кг	Объем, м <sup>3</sup>	Давление условное МПа (кгс/см <sup>2</sup> )	Масса, кг
<i>Tun 1</i>					
4	1,0 (10) 1,6 (16) 2,5 (25)	1420 1625 2100	8	1,0 (10) 1,6 (16) 2,5 (25)	2260 2560 3315
8	1,0 (10) 1,6 (16) 2,5 (25)	2320 2680 3485	10	1,0 (10) 1,6 (16) 2,5 (25)	3870 3310 4340
10	1,0 (10) 1,6 (16) 2,5 (25)	2630 3130 4095	16	0,8 (8) 1,0 (10) 0,8 (8)	3830 4250 4250
16	1,0 (10) 1,6 (16) 2,5 (25)	3580 4545 5820	25	1,0 (10) 1,0 (10) 1,0 (10)	5860 6780 6780
20	1,0 (10) 1,6 (16) 2,5 (25)	3980 5370 6800	32	1,6 (16) 0,8 (8) 1,0 (10)	8660 9750 11100
25	1,0 (10) 1,6 (16) 2,5 (25)	5100 6560 8960	50	1,0 (10) 1,6 (16) 0,8 (8)	12500 13550 15000
32	1,0 (10) 1,6 (16) 2,5 (25)	6000 7820 10750	80	1,6 (16) 2,5 (25) 0,8 (8)	18450 23980 15650
50	1,0 (10) 1,6 (16) 2,5 (25)	8300 11240 15520	100	1,0 (10) 1,6 (16) 2,5 (25)	17500 23820 30550
<i>Tun 3</i>					
80	0,8 (8) 1,0 (10) 1,6 (16) 2,5 (25)	11900 13350 16630 22600	2	1,6 (16) 2,5 (25)	1000 1250
100	0,8 (8) 1,0 (10) 1,6 (16) 2,5 (25)	13660 15600 19600 26700	4	1,0 (10) 1,6 (16) 2,5 (25)	1200 1400 1970
200	1,0 (10)	29600	6,3	1,0 (10) 1,6 (16) 2,5 (25)	1750 2900 2720
<i>Tun 2</i>					
2	1,6 (16) 2,5 (25)	1420 1650	8	1,0 (10) 1,6 (16) 2,5 (25)	2000 2340 3150
4	1,0 (10) 1,6 (16)	1650 1800	10	1,0 (10) 1,6 (16) 2,5 (25)	2420 2900 3880
			16	1,0 (10) 1,6 (16)	3050 4100
			25	1,0 (10) 2,5 (25)	4880 6200

Таблица 5.21

## Емкости для хранения сжиженных газов под давлением (по ОСТ 26-02-2080-84)

Хранимый продукт	Обозначение	Вместимость, м <sup>3</sup>		Внутренний диаметр, мм	Длина, мм		Наибольшее рабочее давление, МПа	Общая масса емкости без опор, т	Условный диаметр штуллера, мм	
		номинальная	полезная		цилиндрической части	общая			для привеса	для отпуска
Пропан	ПС-25	25	20,8	2000	7200	8332	1,8	7,5	80	100
	ПС-50	50	41,5	2400	10000	11356	1,8	13,4	80	100
	ПС-100	100	82,6	3000	13000	14684	1,8	25,7	100	150
	ПС-160	160	133,0	3400	16600	18512	1,8	42,4	150	200
	ПС-200	200	166,0	3400	21000	22912	1,8	51,8	150	200
Бутан, легкие фракции бензина	БС-50	50	41,5	2400	10000	11550	0,7	7,9	80	150
	БС-100	100	82,6	3000	13000	14650	0,7	15,1	100	150
	БС-160	160	133,0	3400	16600	18260	0,7	22,5	150	200
	БС-200	200	166,0	3400	21000	22660	0,7	26,9	150	200

Таблица 5.22

## Вертикальные цилиндрические стальные резервуары

Объем резервуара, м <sup>3</sup>	Диаметр, мм	Высота, мм	Количество рулонов*	Ориентировочная масса**, т
100 000	95400	18000	—	2500
50 000	60700	18000	—	1120
20 000	39900	18000	7	420
10 000	28500	18000	4	249-277
5 000	22800	12000	2	129-145
5 000	20920	15000	2	115-155
3 000	18980	12000	1	89-110
3 000	16500	15000	1	75
2 000	15180	12000	1	53-65
1 000	10430	12000	1	34-44
700	10430	9000	1	27-32
400	8530	7500	1	19-23
300	7580	7500	1	15-18
200	6630	6000	1	12,5-14
100	4730	6000	1	9,2-10

\* При изготовлении резервуаров из рулонных заготовок.

\*\* Масса зависит от типа исполнения резервуара (с щитовой кровлей, с понтоном, с плавающей крышей).

Таблица 5.23

## Стальные горизонтальные цилиндрические резервуары малой вместимости

Тип резервуара	Объем, м <sup>3</sup>	Диаметр, мм	Длина, мм	Масса, кг
РГП 3	3	1400	2030	523
РГП 4	4	1370	2780	646
РГП 5	5	1900	2030	743
РГП 6	6	1590	2930	802
РГП 8	8	1890	2820	1069
РГП 10	10	2220	2830	1186
РГП 25	25	2768	4278	2165
РГП 50	50	2768	9040	4262
РГП 75	75	3240	9050	5074
РГП 100	100	3240	12030	6545

Таблица 5.24

## Емкости подземные горизонтальные дренажные

Индекс емкости		Объем, м <sup>3</sup>
с насосом	без насоса	
8-200-1-1	8-2000-1300-1	8
12,5-2000-1-1	12,5-2000-1300-1	12,5
16-2000-1-1	16-2000-1300-1	16
20-2400-1-1	20-2400-900-1	20
25-2400-1-1	25-2400-900-1	25
40-2400-1-1	40-2400-9000-1	40
40-2400-2-1	40-2400-1600-1	40
63-3000-2-1	63-3000-1000-1	63

Таблица 5.25

## Газосепараторы сетчатые

Обозначение аппарата	Производительность по газу, м <sup>3</sup>	Рабочее давление, МПа	Рабочий объем, м <sup>3</sup>
ГС1-2,5-600	10210	2,27	0,27
ГС1-4,0-600	13580	3,63	
ГС1-6,3-600	16155	5,72	
ГС1-1,6-800	12725	1,4	0,5
ГС1-2,5-800	18145	2,27	
ГС1-4,0-800	24140	3,63	
ГС2-1,0-1200	19500	0,8	1,3
ГС2-1,6-1200	28770	1,4	
ГС2-2,5-1200	40795	2,27	
ГС2-4,0-1200	54280	3,63	
ГС2-0,6-1600	23255	0,4	2,5
ГС2-1,0-1600	34670	0,8; 2,5	
ГС2-1,6-1600	51150	1,4	
ГС2-2,5-1600	72540	2,27	
ГС2-1,0-2000	54170	0,8	4,2
ГС2-1,6-2000	79920	1,4; 4,2	
ГС2-2,5-2000	113335	2,27	

## 5.9. ТРУБОПРОВОДЫ

Жидкие и газообразные продукты транспортируются по территории НПЗ по трубопроводам, изготавливаемым, как правило, из углеродистых и легированных сталей. В табл. 5.26 приводятся рекомендации по выбору скорости движения продуктов по трубопроводам.

В табл. 5.27 содержатся данные о вместимости одного метра трубопроводов различных диаметров. Для определения диаметра трубопровода при заданном количестве перекачиваемой жидкости и скорости в трубопроводе можно воспользоваться табл. 5.28.

К технологическим трубопроводам относятся трубопроводы в пределах промышленных предприятий, по которым транспортируется сырье, полуфабрикаты и готовые продукты, пар, вода, топливо, реагенты и другие вещества, обеспечивающие ведение технологического процесса и эксплуатацию оборудования.

Прокладку трубопроводов на низких и высоких отдельно стоящих опорах или эстакадах можно применять при любом сочетании трубопроводов независимо от свойств и параметров транспортируемых веществ. При этом трубопроводы с несовместимыми веществами следует располагать на максимальном удалении друг от друга.

Таблица 5.26

### Рекомендации по выбору скорости движения продуктов по трубопроводам

Условия транспортирования	Скорость, м/с
Жидкости: движение самотеком	0,3-0,7
перекачивание насосом при вязкости, °ВУ	
1-5	1,0-1,3/1,8-2,0
5-10	1,0-3,2/1,3-1,5
10-60	0,8-1,0/1,0-1,1
>60	0,7-0,8/0,8-1,0
сжиженные газы	1,0-1,2/2,0-3,0
жидкость при температуре кипения	0,7-0,9/—
в трубопроводе подачи жидкости в кипятильник	0,6-1,0

Продолжение табл. 5.26

Условия транспортирования	Скорость, м/с
Газы и пары:	
в трубопроводе паров из ректификационных колонн	
атмосферных	15-18
вакуумных	8-10
в трубопроводе паров из кипятильника в колонну	10-15
перекачивание газов компрессором	
центробежным	10-15/18-20
поршневым	8-10/10-13
в трубопроводе газа низкого давления (0,1-0,2 МПа)	10-20
в трубопроводе газа высокого давления (>0,2 МПа)	20-35
в трубопроводе пара насыщенного	
диаметром до 200 мм	до 35
выше 200 мм	до 60
в трубопроводе пара перегретого	
диаметром до 200 мм	до 50
выше 200 мм	до 80

Примечание. В знаменателе — во всасывающем, в числителе — в нагнетательном трубопроводе.

Таблица 5.27

### Вместимость одного метра трубопровода

Диаметр		Вместимость		Диаметр		Вместимость	
дюйм	мм	м <sup>3</sup>	л	дюйм	мм	м <sup>3</sup>	л
1	25,4	0,000506	0,5	12	304,8	0,072966	73,0
2	50,8	0,002027	2,0	14	355,6	0,099315	99,3
3	76,2	0,004558	4,5	16	406,4	0,129717	129,7
4	101,6	0,008107	8,1	18	457,2	0,164174	164,2
6	152,4	0,018242	18,2	20	508,0	0,202683	202,7
8	203,2	0,032429	32,4	24	609,6	0,396019	396,0
10	254,0	0,050671	50,7				

## Пропускная способность трубопроводов Q

Условный диаметр, мм	Значения Q, м <sup>3</sup> /ч, при скорости движения продукта, м/с												
	0,1	0,5	0,8	1,0	1,2	1,6	2,0	2,5	5	10	20	30	50
25	0,18	0,88	1,41	1,77	2,12	2,8	3,5	4,4	8,8	18	35	53	88
50	0,71	3,53	5,65	7,06	8,48	11,2	14,1	17,7	35,3	71	141	212	353
80	1,81	9,04	14,47	18,09	27,70	28,9	36,2	45,2	90	181	362	543	904
100	2,83	14,13	22,61	28,26	33,91	45,2	56,5	70,6	141	283	565	848	1413
150	6,36	31,79	50,86	63,58	76,30	102	127	159	318	636	1272	1907	3179
200	11,30	56,52	90,43	113,0	135,7	181	226	283	565	1130	2261	3391	5652
250	17,66	88,31	141,3	176,6	211,9	283	353	442	883	1766	3532	5299	8831
300	25,43	127,2	203,5	254,3	305,2	407	509	636	1272	2543	5087	7630	12717
350	34,62	173,1	277,0	346,2	415,4	554	692	866	1731	3462	6924	10386	17310
400	45,22	226,1	361,8	452,2	542,6	724	904	1130	2261	4522	9044	13566	22610
450	57,23	286,1	457,8	572,3	686,8	916	1133	1431	2862	5723	11446	17169	28615
500	70,65	353,3	565,2	706,5	847,8	1130	1413	1766	3432	7065	14130	21195	35325
600	102	508	814	1017	1220	1627	2034	2542	5085	10170	20340	30510	50850
700	138	692	1108	1385	1662	2216	2770	3462	6925	13850	27700	41550	69250
800	181	904	1447	1809	2171	2894	3618	4522	9050	18090	36180	54270	90450
1000	283	1413	2261	2826	3391	4522	5652	7065	14130	28260	56520	84780	141300
1200	407	2034	3255	4069	4883	6510	8138	10172	20340	40690	81380	122100	203400
1400	554	2770	4431	5539	6647	8862	11078	13848	27690	55390	110800	166200	276900
2000	1130	5652	9043	11304	13565	18086	22608	28260	56520	113000	226100	339100	565200

При двух- и трехъярусной прокладке трубопроводов их следует располагать с учетом следующего:

- трубопроводы кислот, щелочей и других агрессивных веществ — на самых нижних ярусах;
- трубопроводы сжиженных горючих газов, а также веществ группы Ба, Бб — на верхнем ярусе и, по возможности, у края эстакады;
- трубопроводы с веществами, смешение которых может вызвать пожар или взрыв, — на максимальном удалении друг от друга.

Трубопроводы необходимо проектировать с уклонами, обеспечивающими опорожнение их при остановке. Уклоны трубопроводов следует принимать не менее:

- для жидких легкоподвижных веществ — 0,002;
- для газообразных веществ по ходу среды — 0,002;
- для газообразных веществ против хода среды — 0,003;
- для кислот и щелочей — 0,005.

Для трубопроводов с высоковязкими и застывающими веществами величины уклонов принимаются исходя из конкретных свойств и особенностей веществ, протяженности трубопроводов и условий их прокладки (величина уклона — в пределах до 0,02). В обоснованных случаях допускается прокладка трубопроводов с меньшим уклоном или без уклона, но при этом должны быть предусмотрены мероприятия, обеспечивающие их опорожнение.

Для трубопроводов групп А, Б прокладка должна быть надземной на несгораемых конструкциях, эстакадах, этажерках, стойках, опорах. Допускается прокладка этих трубопроводов на участках присоединения к насосам и компрессорам в непроходных каналах. В непроходных каналах допускается прокладка трубопроводов, транспортирующих вязкие, легкозастывающие и горючие жидкости группы Бв (мазут, масла и т. п.).

Для трубопроводов группы В помимо надземной прокладки допускается прокладка в каналах (закрытых или с засыпкой песком), тоннелях или в земле. При прокладке в земле рабочая температура трубопровода не должна превышать 150°С. Применение низких опорных конструкций допускается в тех случаях, когда это не препятствует движению транспорта и средств пожаротушения.

При прокладке трубопроводов в тоннелях и проходных каналах необходимо руководствоваться СНиП 2.09.03-85 и

отраслевыми противопожарными нормами и правилами безопасности.

При прокладке трубопроводов на низких опорах расстояние от поверхности земли до низа трубы и теплоизоляции следует принимать в соответствии с требованиями СНиП II-89-80. Для перехода через трубопроводы должны быть оборудованы пешеходные мостики. Допускается укладка трубопроводов диаметром до 300 мм включительно в два и более яруса, при этом расстояние от поверхности земли до верха труб или теплоизоляции верхнего яруса должно быть, как правило, не более 1,5 м.

При прокладке трубопроводов пара и горячей воды совместно с другими трубопроводами необходимо руководствоваться "Правилами устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды".

При совместной прокладке трубопроводов и электрокабелей для определения расстояния между ними следует руководствоваться СНиП II-89-80, СНиП 2.09.03-85 и "Правилами устройства электроустановок" (ПУЭ).

При выборе материалов и изделий для трубопроводов следует руководствоваться требованиями следующих документов:

- "Правила устройства и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов" (ПБ 03-108-96);
- "Правила устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды" (ПБ-03-75-94).

## **5.10. КОНСТРУКЦИОННЫЕ МАТЕРИАЛЫ ДЛЯ ИЗГОТОВЛЕНИЯ ОБОРУДОВАНИЯ**

Для изготовления оборудования нефтеперерабатывающих заводов применяются углеродистые и легированные стали, серый, модифицированный и легированные чугуны, цветные металлы, сплавы, неметаллические материалы (фарфор, керамика, графит, пластмассы и др.).

Углеродистая сталь обыкновенного качества делится на три группы по виду поставки — поставляемая по механическим свойствам (А), химическому составу (Б), механическим свойствам и химическому составу (В), шесть категорий в зависимости от нормируемых показателей (1,2,3,4,5,6), под-

группы по степени раскисления (кп — кипящая; пс — полуспокойная; сп — спокойная). Деление на группы и категории отражается в шифре стали.

Углеродистая конструкционная качественная сталь маркируется цифрами 10, 15, 20 и т. д., обозначающими содержание углерода; в шифре также указывается степень раскисления. Индекс Г в марке углеродистой стали свидетельствует о наличии в ней марганца.

Легированные стали маркируют буквами и цифрами. Двухзначные цифры в начале марки указывают среднее содержание углерода в сотых долях процента, буквы справа от цифры — легирующие элементы: А — азот, Б — ниобий, В — вольфрам, Г — марганец, Д — медь, Е — селен, К — кобальт, М — молибден, Н — никель, П — фосфор, Р — бор, С — кремний, Т — титан, Ф — ванадий, Х — хром, Ц — цирконий, Ю — алюминий. Цифры после букв указывают ориентировочное содержание легирующего элемента в целых процентах; отсутствие цифры свидетельствует о том, что элемент присутствует в количестве не более 1,5%.

В табл. 5.29 содержатся рекомендации по материалному оформлению оборудования и трубопроводов основных технологических установок НПЗ.

В условиях эксплуатации нефтеперерабатывающих заводов имеют место различные формы коррозионного разрушения металла: точечная (питтинговая), шелловая, межкристаллитная коррозия, коррозионное растрескивание, усталостная коррозия, коррозия при трении. Для относительной оценки коррозионного поведения металлов используется десятибалльная шкала коррозионной устойчивости (табл. 5.30).



Таблица 5.29

## Рекомендации по материальному оформлению оборудования и трубопро-

Виды оборудования и трубопроводов	Первичная переработка	Термический крекинг	Каталитический крекинг	Коксование замедленное	Каталитический риформинг и производство ароматики
<i>Массообменное</i>					
Ректификационные колонны: корпус	16ГС+0X13 НЛС	НЛС+0X13	УС+0X18	УС+0X13	
тарелки	ММ, 0X13	0X13	0X13	08X13	
Стабилизаторы	УС	УС		УС+0X13	
Вакуумные колонны	УС+0X13				
Отпарные колонны	УС+0X13				УС
Экстракционные колонны					УС
Скрубберы				УС	
Абсорберы				УС	
Водяные колонны					УС
<i>Теплообменное</i>					
Конденсаторы-холодильники: корпус	УС+ММ		УС		УС
трубки	ЛОМш		ЛОМш		ЛОМш
Холодильники: корпус	УС		УС		
трубки	ЛОМш		ЛОМш		ЛОМш
Теплообменники: корпус	НЛС	УС	УС	УС	НЛС, 12ХМ+0X13
трубки	15X5М; X8	X5М	15X5М	5X5М, X8	X8, X5М

## водов ННЗ

Гидроочистка листиллятов	Очистка растворами этаноламинов	Фенольная очистка масел	Фурфурольная очистка масел	Вторичная перегонка бензинов	ГФУ
<i>оборудование</i>					
УС, НЛС, УС+0X13 0X13			1X13, 0X13	УС, НЛС	УС+0X13
		УС	УС		
		УС	УС		
	УС, НДС	УС			
			УС+0X13		
	УС+0X13				
<i>оборудование</i>					
	УС 08X18H10T	УС+18H10T 08X18H10T	УС+ 0X18H10T 0X18H10T		УС УС
	УС X8	УС ЛОМш			УС УС
12ХМ+ +08X18H10T 08X18H10T, 15X5М, X8	УС X8	УС+ +X18H10T 08X18H10T			УС УС

Продолжение табл. 5.29

Виды оборудования и грубопроводов	Первичная переработка	Термический крекинг	Каталитический крекинг	Коксование замедленное	Каталитический риформинг и производство ароматики
Рибойлеры: корпус трубки		XB	X8, X5M	УС X8, X5M	
<i>Реакторное</i>					
Реакторы, реакционные камеры		12MX+0X13	НЛС+ТБ	12MX+0X13	12XM+ТБ, 10X2M1A-A
Испарители		НЛС+0X13			
Регенераторы			НЛС+ТБ		
<i>Печи</i>					
Трубы радиантные		X9M	X5MU		
Трубы конвекционные		X5M			
<i>Емкостное</i>					
Отстойники	УС	УС			
Сепараторы	УС+ТБ		НЛС		
Емкости		НЛС			
Емкости защелачивания					
<i>Трубо</i>					
Горячие	15X5M	15X5	15X5	15X5	15X5M
Шлемовые	УС	X9M, X8BФ		X9M, X8BФ	

Примечание. УС — углеродистые стали конструкционные (Ст 3, Ст 20 и др.), НМЖМц-28-2.5-1.5), ТБ — торкретбетон, ЛОМш — латунь ЛОМш 70-1-0,06 или

Гидроочистка дистиллятов	Очистка растворами этаминаминов	Фенольная очистка масел	Фурфурольная очистка масел	Вторичная перегонка бензинов	ГФУ
	УС X8				
<i>оборудование</i>					
12XM+08X18H10T, 12XM+ТБ					
<i>трубчатые</i>					
0X18H10T, 1X12B2MФ					
X8BФ					
<i>оборудование</i>					
	УС				
УС, НЛС		УС			УС
					УС
<i>провода</i>					

НЛС — низколегированные стали (16ГС и 09Г2С), ММ — монель-металл (сплав ЛОМш 77-1-0,06.

Таблица 5.30

Десятибалльная шкала оценки коррозионной устойчивости металлов

Оценка	Глубина коррозионного проникновения, мм/год	Скорость коррозии, г/(м <sup>2</sup> ·ч)				Характеристика устойчивости металла
		железо и железные сплавы	мель и мелкие сплавы	свинец и свинцовые сплавы	алюминий и алюминиевые сплавы	
1	<0,001	<0,0009	<0,001	<0,0013	<0,0003	Полностью устойчивый
2	0,001-0,005	0,0009-0,045	0,001-0,005	0,0013-0,0065	0,0003-0,0015	Повышенная устойчивость
3	0,005-0,010	0,0045-0,009	0,005-0,01	0,006-0,013	0,0025-0,003	То же
4	0,01-0,05	0,009-0,045	0,01-0,05	0,013-0,065	0,003-0,025	Устойчивый
5	0,05-0,10	0,045-0,09	0,05-0,10	0,065-0,13	0,025-0,03	То же
6	0,1-0,5	0,09-0,45	0,10-0,5	0,13-0,65	0,03-0,15	Пониженная устойчивость
7	0,5-1,0	0,45-0,9	0,5-1,0	0,65-1,3	0,15-0,3	То же
8	1,0-5,0	0,9-4,5	1,0-5,0	1,3-6,5	0,3-1,5	Слабоустойчивый
9	5,0-10,0	4,5-9,0	5,0-10,0	6,5-13,0	1,5-3,0	То же
10	>10,0	>9,0	>10,0	>13,0	>3,0	Неустойчивый

## Глава 6

## ПРОМЫШЛЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ

## 6.1. ОГНЕОПАСНЫЕ И ВЗРЫВООПАСНЫЕ СВОЙСТВА ПРОДУКТОВ, ОБРАЩАЮЩИХСЯ НА НПЗ

Пожаро- и взрывоопасные свойства нефти, продуктов ее переработки, катализаторов и реагентов, используемых на НПЗ, характеризуются температурами вспышки, самовоспламенения паров в воздухе, температурными и концентрационными пределами воспламенения (взрываемости) паров в воздухе.

В табл. 6.1 содержатся данные о пожаро- и взрывоопасных свойствах нефти и продуктов ее переработки, реагентов и катализаторов.

Таблица 6.1

Характеристика пожаро- и взрывоопасных свойств нефти и продуктов ее переработки, реагентов и катализаторов

Вещества	Температура, °С		Пределы воспламенения с воздухом			
	вспышки	самовоспламенение	Температурные, °С		Концентрационные, %	
			нижний	верхний	нижний	верхний
<i>Индивидуальные вещества</i>						
Алкилфенолят кальция (АФК)	154	280	147	183	—	—
Аммиак	—	650	—	—	15,0	28,0
Аммиачная вода, 15%	—	Выше 750	23	33	—	—
Ацетальдегид	-38	185	—	—	4,0	55,0
Ацетон	-18	465	-20	6	2,2	13,0
Апетилен	—	335	—	—	2,3	81,0

Продолжение табл. 6.1

Вещества	Температура, °С		Пределы воспламенения с воздухом			
	вспышки	самовоспламенение	Температурные, °С		Концентрационные, %	
			нижний	верхний	нижний	верхний
Бензол	-11	562	-14	13	1,4	7,1
Бутан	-60	405	—	—	1,8	9,1
Бутилен (1-бутен)	-80	384	—	—	1,6	9,4
Водород	—	510	—	—	4,1	96,0
Гексан	-20	234	-26	4	1,2	7,5
Гептан	-4	223	—	—	1,1	6,7
Дифенил	113	566	110	—	0,7	5,8
Дихлорэтан	9	413	8	31	6,2	16,0
Диэтаноламин	220	405	—	—	—	—
Диэтиленгликоль	135	345	118	170	0,6	6,8
Изобутан	-60	462	—	—	1,8	8,4
Изобутилен (2-метилпропен)	—	465	—	—	1,8	9,6
Изопентан (2-метилгексан)	Ниже -18	287	-13	18	1,0	6,6
Изооктан (2,2,4-триметилпентан)	-9	430	-9	24	0,95	6,0
Изооктиловый спирт	74	266	69	100	—	—
Изопентан	-52	427	-60	-30	1,3	7,6
Изопропилбензол	34	424	31	71	0,88	6,5
Изопропилбензола гидроперекись	60	220	60	Выше 120	—	—
Изопропиловый спирт	14	400	8	37	2,0	12,0
Ионол	123	349	111	158	—	—
n-Крезол	94	551	89	118	—	—
m-Ксилол	29	580	27	59	1,2	6,2
o-Ксилол	29	553	—	—	3,0	7,6
n-Ксилол	26	595	24	55	1,1	5,6
Ксилолы (смесь изомеров)	29	590	24	50	0,9	4,5
Метан	—	537	—	—	5,0	15,0
Метиловый спирт	8	464	7	39	6,7	36,5
Метилэтилкетон	-6	514	-11	20	1,9	10,0
Моноэтаноламин	120	450	—	—	—	—

Продолжение табл. 6.1

Вещества	Температура, °С		Пределы воспламенения с воздухом			
	вспышки	самовоспламенение	Температурные, °С		Концентрационные, %	
			нижний	верхний	нижний	верхний
Нафталин	80	530	62	126	0,37	6,9
Нитробензол	87	445	—	—	1,8	—
Октан	13	220	13	49	0,9	6,5
Пентан	Ниже -40	287	—	—	1,4	7,8
Пиридин	20	530	18	57	1,8	12,4
Пропан	—	466	—	—	2,1	9,5
Пропилен	—	410	—	—	2,2	10,3
Сероводород	—	246	—	—	4,3	46
Стирол	30	530	26	59	1,1	5,2
Толуол	4	536	0	30	1,3	6,0
Уксусная кислота	38	454	35	76	3,3	22,0
Фенол	75	595	48	83	0,3	2,4
Формалин технический	67	435	62	80	—	—
Формальдегид	—	430	—	—	7,0	73,0
Фурфурол	61	260	60	72	1,8	3,4
Циклогексан	-18	260	-18	20	1,2	10,6
Этан	—	515	—	—	2,9	15,0
Этилбензол	20	420	18	45	0,9	3,9
Этилен	—	540	—	—	3,0	32,0
Этилена окись	-18	429	—	—	3,0	80,0
Этиленгликоль	120	380	112	124	3,8	6,4
Этиловый спирт	13	404	11	41	3,6	19,0
<i>Нефть и продукты ее переработки</i>						
Авиаалкилат	-42	425	-42	-11	—	—
Бензины:						
авиационный Б-70	-34	300	-34	-4	0,79	5,16
авиационный Б-91/115	-38	435	-38	5	—	—
авиационный Б-100/130	-34	474	-34	-4	0,98	5,48
автомобильный А-72	-36	300	-36	-7	0,79	5,16
каталитического крекинга	-27	370	-27	3	0,96	4,96
Битум нефтяной окисленный	184-270	368-397	—	—	—	—

Продолжение табл. 6.1

Вещества	Температура, °С		Пределы воспламенения с воздухом			
	вспышки	самовоспламенение	Температурные, °С		Концентрационные, %	
			нижний	верхний	нижний	верхний
Газойли каталитического крекинга:						
легкий	112	340	112	145	—	—
тяжелый	42	320	39	80	—	—
Дауртерм (смесь дифенила и дифенилоксида)	115	695	115	130	—	—
Дизельное топливо:						
зимнее	48	240	69	119	—	—
летнее	71	310	62	100	—	—
Керосин:						
осветительный	57	216	35	75	1,4	7,5
прямогонный	62	260	43	80	—	—
тракторный	27	250	27	69	1,4	7,5
Мазут:						
флотский	158	390	106	133	—	—
топочный 100	145	420	143	170	—	—
топочный 40	140	380	138	145	—	—
Масла минеральные:						
авиационное МК-22	259	380	228	254	—	—
вазелиновое	187	290	124	190	—	—
индустриальное 12	164	280	125	175	—	—
индустриальное 45	181	355	146	190	—	—
индустриальное 50	200	380	146	191	—	—
приборное МВП	135	300	119	159	—	—
тракторное АК-15	217	340	187	225	—	—
трансформаторное	147	300	122	163	—	—
турбинное 22	184	400	148	182	—	—
турбинное 57	193	390	148	187	—	—
цилиндровое 11	197	350	170	210	—	—
цилиндровое 52	310	360	—	—	—	—
Нефти:						
биби-эйбатская	5	260	2	26	—	—
сураханская	12	300	12	60	—	—
туймазинская	-21	320	-21	-8	—	—
Парафины	—	310	—	—	—	—

Продолжение табл. 6.1

Вещества	Температура, °С		Пределы воспламенения с воздухом			
	вспышки	самовоспламенение	Температурные, °С		Концентрационные, %	
			нижний	верхний	нижний	верхний
Поверхностно-активные вещества:						
ОП-7	49	357	—	—	—	—
ОП-10	77	400	75	—	—	—
Полиметакрилат "Д"	141	374	138	174	—	—
Полиметилсилоксан 200А (ПМС-200А)	194	405	199	291	—	—
Присадки:						
АзНИИ-ЦИАТИМ-1	185	271	172	188	—	—
ВНИИ НП-354	171	310	148	224	—	—
ВНИИ НП-360	148	349	142	187	—	—
ДФ-11	140	253	135	171	—	—
МАСК	124	373	118	177	—	—
ПМС	108	376	122	196	—	—
ЦИАТИМ-339	156	300	150	177	—	—
ЭФО	142	289	149	180	—	—
Топлива:						
Т-1	30	220	25	65	1,4	7,5
ТС-1	28	220	20	57	1,2	7,1
Уайт-спирит	33-36	227	33	68	—	—

## 6.2. КАТЕГОРИРОВАНИЕ ПОМЕЩЕНИЙ, ЗДАНИЙ И НАРУЖНЫХ УСТАНОВОК ПО ВЗРЫВОПОЖАРНОЙ И ПОЖАРНОЙ ОПАСНОСТИ

В соответствии с НПБ 105-95 "Определение категорий помещений и зданий по взрывопожарной и пожарной опасности" помещения и здания производственного и складского назначения по взрывопожарной и пожарной опасности подразделяются на категории А, Б, В1 — В4, Г и Д. Категория зданий по взрывопожарной и пожарной опасности определяется исходя из категорий помещений, находящихся внутри данного здания, с учетом процентов занимаемой ими площади.

В соответствии с НПБ 107-97 "Определение категорий наружных установок по пожарной опасности" наружные установки производственного и складского назначения по пожарной опасности подразделяются на категории Ан, Бн, Вн, Гн и Дн.

Категории взрывопожарной и пожарной опасности помещений, зданий и наружных установок определяются исходя из вида находящихся в аппаратах, помещениях и наружных установках горючих веществ и материалов, их количества и пожароопасных свойств, особенностей технологических процессов (табл. 6.2-6.4).

Таблица 6.2

**Классификация помещений и зданий (по НПБ 105-95)**

Категория помещения	Характеристика веществ и материалов, находящихся (обращающихся) в помещении
А взрывопожароопасная	Горючие газы, легковоспламеняющиеся жидкости с температурой вспышки не более 28°С в таком количестве, что могут образовывать взрывоопасные парогазовоздушные смеси, при воспламенении которых развивается расчетное избыточное давление взрыва в помещении, превышающее 5 кПа. Вещества и материалы, способные взрываться и гореть при взаимодействии с водой, кислородом воздуха или друг с другом в таком количестве, что расчетное избыточное давление взрыва в помещении превышает 5 кПа
Б взрывопожароопасная	Горючие пыли или волокна, легковоспламеняющиеся жидкости с температурой вспышки более 28°С, горючие жидкости в таком количестве, что могут образовывать взрывоопасные пылевоздушные или паровоздушные смеси, при воспламенении которых развивается расчетное избыточное давление взрыва в помещении, превышающее 5 кПа
В1-В4 пожароопасные	Горючие и трудно горючие жидкости, твердые горючие и трудно горючие вещества и материалы (в том числе пыли и волокна), вещества и материалы, способные при взаимодействии с водой, кислородом воздуха или друг с другом только гореть, при условии, что помещения, в которых они имеются, не относятся к категориям А или Б

Продолжение табл. 6.2

Категория помещения	Характеристика веществ и материалов, находящихся (обращающихся) в помещении
Г	Негорючие вещества и материалы в горячем, расплавленном или расплавленном состоянии, процесс обработки которых сопровождается выделением лучистого тепла, искр и пламени; горючие газы, жидкости и твердые вещества, которые сжигаются или утилизируются в качестве топлива
Д	Негорючие вещества и материалы в холодном состоянии

Таблица 6.3

**Определение категорий В1-В4 помещений**

Категории	Удельная пожарная нагрузка г на участке, МДж/м <sup>2</sup>	Способ размещения
В1	Более 2200	Не нормируется
В2	1401-2200	При Q < 0,64 гН <sup>2</sup>
В3	181-1400	При Q < 0,64 гН <sup>2</sup>
В4	1-180	На любом участке пола помещения площадью 10 м <sup>2</sup> , при этом расстояния между участками должны быть более предельных

Таблица 6.4

**Определение категорий наружных установок (по НПБ 107-97)**

Категория наружной установки	Критерии отнесения установки к той или иной категории по пожарной опасности
Ан	Установка относится к категории Ан, если в ней присутствуют (хранятся, перерабатываются, транспортируются) горючие газы; легковоспламеняющиеся жидкости с температурой вспышки не более 28°С; вещества и/или материалы, способные гореть при взаимодействии с водой, кислородом воздуха и/или друг с другом, при условии, что величина индивидуального риска при возможном сгорании указанных веществ с образованием волн давления превышает 10 <sup>-6</sup> в год на расстоянии 30 м от наружной установки

Продолжение табл. 6.4

Категория наружной установки	Критерии отнесения установки к той или иной категории по пожарной опасности
Бн	Установка относится к категории Бн, если в ней присутствуют (хранятся, перерабатываются, транспортируются) горючие пыли и/или волокна; летковоспламеняющиеся жидкости с температурой вспышки более 28°С; горючие жидкости, при условии, что величина индивидуального риска при возможном сгорании пыли- и/или паровоздушных смесей с образованием волн давления превышает $10^{-6}$ в год на расстоянии 30 м от наружной установки
Вн	Установка относится к категории Вн, если в ней присутствуют (хранятся, перерабатываются, транспортируются) горючие и/или трудно горючие жидкости; твердые горючие и/или трудно горючие вещества и/или материалы (в том числе пыли и/или волокна); вещества и/или материалы, способные при взаимодействии с водой, кислородом воздуха и/или друг с другом гореть; не реализуются критерии, позволяющие отнести установку к категориям Ан или Бн при условии, что величина индивидуального риска при возможном сгорании указанных веществ и/или материалов превышает $10^{-6}$ в год на расстоянии 30 м от наружной установки
Гн	Установка относится к категории Гн, если в ней присутствуют (хранятся, перерабатываются, транспортируются) негорючие вещества и/или материалы в горячем, раскаленном и/или расплавленном состоянии, процесс обработки которых сопровождается выделением лучистого тепла, искр и/или пламени, а также горючие газы, жидкости и/или твердые вещества, которые сжигаются или утилизируются в качестве топлива
Дн.	Установка относится к категории Дн, если в ней присутствуют (хранятся, перерабатываются, транспортируются) в основном негорючие вещества и/или материалы в холодном состоянии и по перечисленным выше критериям она не относится к категориям Ан, Бн, Вн, Гн

## 6.3. ПРАВИЛА БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ ВЫБОРЕ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ

### 6.3.1. ВЫБОР ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ В СООТВЕТСТВИИ С ПУЭ

В соответствии с Правилами устройства электроустановок (ПУЭ) выбор электрооборудования производится в зависимости от класса взрывоопасной и пожароопасной зоны. Взрывоопасные зоны делятся на классы В-I, В-Ia, В-Iб, В-II, В-IIa, а пожароопасные — на классы П-I, П-II, П-IIa, П-III (табл. 6.5).

Взрывоопасной зоной называется помещение (или ограниченное пространство в помещении или наружной уста-

Таблица 6.5

Классификация взрывоопасных и пожароопасных зон (по Правилам устройства электроустановок)

Классы зон	Характеристика зон
В-I	Зоны, расположенные в помещениях, в которых выделяются горючие газы или пары ЛВЖ в таком количестве и с такими свойствами, что они могут образовать с воздухом взрывоопасные смеси при нормальных режимах работы
В-Ia	Зоны, расположенные в помещениях, в которых при нормальной эксплуатации взрывоопасные смеси горючих газов (независимо от нижнего концентрационного предела воспламенения) или паров ЛВЖ с воздухом не образуются, а возможны только в результате аварий или неисправностей
В-Iб	Зоны, расположенные в помещениях, в которых при нормальной эксплуатации взрывоопасные смеси горючих газов или паров ЛВЖ с воздухом не образуются, а могут образоваться только в результате аварий или неисправностей, и которые отличаются одной из следующих особенностей: — горючие газы в этих зонах обладают высоким нижним концентрационным пределом воспламенения (15% и более) и резким запахом (например машинные залы аммиачных компрессорных и холодильных абсорбционных установок);

Классы зон	Характеристика зон
	<p>— помещения производств, связанных с обращением газообразного водорода, в которых по условиям технологического процесса исключается образование взрывоопасной смеси в объеме, превышающем 5% свободного объема помещения, имеют взрывоопасную зону только в верхней части помещения;</p> <p>— зоны лабораторных и других помещений, в которых горючие газы и ЛВЖ имеются в небольших количествах, недостаточных для создания взрывоопасной смеси в объеме, превышающем 5% свободного объема помещения, и в которых работа с горючими газами и ЛВЖ производится без применения открытого пламени</p>
В-Гг	Пространства у наружных технологических установок, содержащих горючие газы или ЛВЖ (за исключением наружных аммиачных компрессорных установок); надземных и подземных резервуаров с ЛВЖ или горючими газами (газгольдеры); эстакад для слива и налива ЛВЖ; открытых нефтеловушек, прудов-отстойников с плавающей нефтяной пленкой и т. д.
В-II	Зоны, расположенные в помещениях, в которых выделяются переходящие во взвешенное состояние горючие пыли или волокна в таком количестве и с такими свойствами, что они способны образовать с воздухом взрывоопасные смеси при нормальных режимах работы (например при загрузке и разгрузке технологических аппаратов)
В-IIa	Зоны, расположенные в помещениях, в которых опасные состояния, характерные для зон класса В-II, не возникают при нормальной эксплуатации, а возможны только в результате аварий или неисправностей
П-I	Зоны, расположенные в помещениях, в которых обращаются горючие жидкости с температурой вспышки выше 61°C
П-II	Зоны, расположенные в помещениях, в которых выделяются горючие пыли или волокна с нижним пределом взрываемости более 65 г/м <sup>3</sup>
П-IIa	Зоны, расположенные в помещениях, в которых обращаются твердые горючие вещества
П-III	Зоны, расположенные вне помещений, в которых обращаются горючие жидкости с температурой вспышки выше 61°C или твердые горючие вещества

новке), в котором имеются или могут образоваться взрывоопасные смеси. Взрывоопасная зона занимает весь объем помещения, если объем взрывоопасной смеси превышает 5% свободного объема помещения.

Пожароопасной зоной называется пространство внутри и вне помещений, в пределах которого постоянно или периодически обращаются горючие (сгораемые) вещества и в котором они могут находиться при нормальном технологическом процессе или при его нарушениях.

Электрооборудование, обеспечивающее безопасность его применения в условиях взрывоопасных помещений и наружных установок, называется взрывозащищенным. Оно может быть в исполнении взрывонепроницаемом (В), повышенной надежности против взрыва (Н), маслонаполненным (М), продаваемом под избыточным давлением (П), искробезопасном (И), специальным (С).

При выборе взрывозащищенного электрооборудования руководствуются сведениями о категории и группе, к которым относятся взрывоопасные смеси, в среде которых будет эксплуатироваться электрооборудование. Категории (I, II, III, IV) определяются величиной безопасного экспериментального максимального зазора (БЭМЗ), а группы (T1, T2, T3, T4, T5, T6) — температурой самовоспламенения продукта. В табл. 6.6 приводятся данные о распределении по категориям и группам взрывоопасных смесей, обращающихся на НПЗ газов и паров с воздухом.

Таблица 6.6

Распределение взрывоопасных смесей по категориям и группам

Категория и группа взрывоопасных смесей	Вещества, образующие с воздухом взрывоопасную смесь
I-T1	Метан (рудничный)
IIA-T1	Аммиак, аллилхлорид, ацетон, ацетонитрил, бензол, бензотрифторид, диизопропиловый эфир, доменный газ, дихлорэтан, диэтиламин, изобутан, изобутилен, изопропилбензол, метан (промышленный), метилацетат, α-метилстирол, метилэтилкетон, пиридин, пропан, разбавитель РЭ-1, растворители Р-4, РС-1, сольвент нефтяной, стирол, толуол, углерода оксид, уксусная кислота, хлорбензол, циклопентадиен, этан, этилхлорид



Продолжение табл. 6.6

Категория и группа взрывоопасных смесей	Вещества, образующие с воздухом взрывоопасную смесь
ПА-Т2	Алкилбензол, амилацетат, бензин Б 95/130, бутан, бутилацетат, бутиловый и трет-бутиловый спирты, диизопропиламин, диметиламин, диметилформамид, изоамиловый и изобутиловый спирты, изобутилхлорид, изооктан, изопентан, изопрен, изопропиламин, изопропиловый спирт, метилизобутилкетон, метилмеркаптан, метилметакрилат, метиловый спирт, пентадиен-1,3, пропиламин, пропилен, пропионовая кислота, разбавители РДВ, РКБ-1, РКБ-2, растворители № 646, 647, 648, 649, АЭ, БЭФ, РС-2, уксусный ангидрид, циклогексанол, циклогексанон, этиламин, этилацетат, этилбензол, этилбутират, этиловый спирт
ПА-Т3	Амиловый спирт, бензины А-72, А-76, Б-70, "Галоша", экстракционные, бутил-метакрилат, гексан, гептан, дизельное топливо, изооктилен, керосин, нефть, петролейный эфир, пентан, скипидар, три-метиламин, топливо Т-1, ТС-1, уайт-спирит, циклогексан, циклогексиламин, этилмеркаптан
ПА-Т4	Декан, изомаляный, масляный, пропионовый альдегиды, уксусный альдегид
ПА-Т5	—
ПА-Т6	—
ПВ-Т1	Коксовый газ, синильная кислота
ПВ-Т2	Акриловая кислота, акрилонитрил, бутадиев-1,3, диоксан, растворители АКР и АМР-3, формальдегид, фуран, фурфурол, эпихлоргидрин, этилен, этиленоксид, этилтрихлорсилан
ПВ-Т3	Акролеин, винилтрихлорсилан, сероводород
ПВ-Т4	Дибутиловый и диэтиловый эфиры
ПВ-Т5	—
ПВ-Т6	—
ПС-Т1	Водород, смесь 75% водорода и 25% азота, водяной газ, светильный газ
ПС-Т2	Ацетилен

Продолжение табл. 6.6

Категория и группа взрывоопасных смесей	Вещества, образующие с воздухом взрывоопасную смесь
ПС-Т3	Трихлорсилан
ПС-Т4	—
ПС-Т5	Сероуглерод
ПС-Т6	—

### 6.3.2. ВЫБОР ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ В СООТВЕТСТВИИ С КОМПЛЕКСОМ ГОСУДАРСТВЕННЫХ СТАНДАРТОВ НА ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ

С 01.01.2001 года введен комплекс государственных стандартов на электрооборудование взрывозащищенное ГОСТ Р 51330.0 + ГОСТ 51330.19, разработанных на основе международных стандартов ТК 31 МЭК "Электрооборудование для взрывоопасных газовых сред". С выходом комплекса государственных стандартов ГОСТ Р 51330 на взрывозащищенное оборудование ПУЭ продолжает действовать в части, не противоречащей требованиям этих стандартов. Предполагается, что в будущем Правила устройства электроустановок будут пересмотрены.

Стандарты устанавливают требования безопасности электрооборудования, непосредственно связанного с опасностью воспламенения окружающей его взрывоопасной среды, в том числе видов:

- взрывонепроницаемая оболочка ("d");
- заполнение или продувка оболочки под избыточным давлением ("p");
- кварцевое заполнение оболочки ("g");
- масляное заполнение оболочки ("o");
- защита вида "e";
- искробезопасная электрическая цепь ("i");
- герметизация компаундом ("m");
- защита вида "n";
- специальный вид взрывозащиты ("s").

Стандарты устанавливают требования к методам определения температуры самовоспламенения, безопасного экспериментального максимального зазора.

Стандарты определяют требования:

- проектирования и эксплуатации помещений, защищенных избыточным давлением;
- по эксплуатации, проверке и техническому обслуживанию электроустановок во взрывоопасных зонах;
- по принудительной вентиляции для защиты помещений, в которых устанавливают анализаторы;
- по ремонту и проверке электрооборудования, используемого во взрывоопасных газовых средах.

Стандарты также содержат:

- классификацию смесей газов и паров с воздухом с учетом величины безопасных экспериментальных максимальных зазоров и минимальных воспламеняющих токов;
- данные о свойствах горючим газов и паров, которые следует учитывать при эксплуатации электрооборудования;
- классификацию взрывоопасных зон.

Классификация взрывоопасных зон осуществляется в соответствии со стандартом ГОСТ Р 51330.9-99 "Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 10. Классификация взрывоопасных зон".

Взрывоопасной зоной является зона, в которой имеется или может образоваться взрывоопасная газовая смесь в объеме, требующем специальных мер защиты при проектировании, изготовлении и эксплуатации электроустановок.

Взрывоопасные зоны в зависимости от частоты и длительности присутствия взрывчатой газовой смеси подразделяют на три класса:

- зона класса 0 — зона, в которой взрывоопасная газовая смесь присутствует постоянно или в течение длительных периодов времени;
- зона класса 1 — зона, в которой существует вероятность присутствия взрывоопасной газовой смеси в нормальных условиях эксплуатации;
- зона класса 2 — зона, в которой маловероятно присутствие взрывоопасной газовой смеси в нормальных условиях эксплуатации, образование взрывоопасной газовой смеси случается редко и сохраняется очень непродолжительное время.

Частоту возникновения и длительность присутствия взрывоопасной газовой смеси допускается определять по правилам (нормам) соответствующих отраслей промышленности.

Таблица 6.7

Сопоставление классов взрывоопасных зон

中国标准	Вероятность образования взрывоопасной среды и длительность присутствия	Газовая взрывоопасная среда				винощ
		Россия		ФРГ	США	
		Гл. 7.3 ПУЭ 6-го издания	МЭК 60079-10-95 ГОСТ Р 51330.9-99			
<b>Взрывоопасные установки в помещениях</b>						
1						
1.1	Присутствует постоянно или длительно	В-1	0	0*	0	Класс I Категория 1
1.2	Может образоваться при нормальной работе	В-1	1	1	1	Класс I Категория 1
1.3	Образование маловероятно при нормальной работе, присутствие кратковременное	В-16	2	2	2	Класс I Категория 2
1.4	Образуется в результате аварий, неисправностей	В-1a	2	2	1, 2	Класс I Категория 2
<b>Наружные взрывоопасные установки</b>						
2						
2.1	Присутствует или может образоваться при нормальной работе	В-1г	0,1	0*, 1	0, 1, 2	Класс I Категория 1
2.2	Образуется в результате аварий, неисправностей	В-1г	2	2	2	Класс I Категория 2

Ш.П.Э.	Вероятность образования в взрывоопасной среде и длительность присутствия	Палевоулупная в взрывоопасная среда				иниопц		
		Россия		США				
		ГОСТ Р МЭК 61241-3-99	ГОСТ Р МЭК 61241-3-99	NEC 500-4	NEC 500-4			
Л. 7.3 ПУЭ 6-го издания	Л. 7.3 ПУЭ 7-го издания (проект)	ФРГ DIN №57165	волокна	пыль	волокна			
<b>1 Взрывоопасные установки в помещениях</b>								
1.1	Присутствует постоянно или длительно	В-II	20	20*	10	Класс II Категория 1	Класс III Категория 1	**
1.2	Может образоваться при нормальной работе	В-II	21	21	10	Класс II Категория 1	Класс III Категория 1	
1.3	Образование маловероятно при нормальной работе, присутствие кратковременное	В-II	22	22	11	Класс II Категория 2	Класс III Категория 2	
1.4	Образуется в результате аварий, неисправностей	В-IIa	22	22	11	Класс II Категория 2	Класс III Категория 2	
<b>2 Наружные взрывоопасные установки</b>								
2.1	Присутствует или может образоваться при нормальной работе	—	20, 21	20, 21	10	—**	—**	
2.2	Образуется в результате аварий, неисправностей	—	22	22	11	—**	—**	

Примечания:

\* Зона (0/20), согласно главе 7.3 ПУЭ 7-го изд., может иметь место только в пределах корпусов технологического оборудования.

\*\* Информация отсутствует.

Для установления класса взрывоопасной зоны определяются источники и интенсивность утечек. Каждый элемент технологического оборудования (например резервуар, насос, трубопровод и др.) должен рассматриваться как возможный источник утечки горючего вещества. Размеры взрывоопасной зоны, в основном зависят от химических и физических характеристик относящихся к горючим материалам, технологическим процессам и оборудованию.

Методы и примеры классификации взрывоопасных зон подробно изложены в ГОСТ Р 51330.9-99. Институтом "Тяжпромэлектропроект" имени Ф.Б. Якубовского подготовлена новая редакция главы 7.3 ПУЭ седьмого издания "Электроустановки во взрывоопасных зонах". Этим же институтом подготовлены материалы по сопоставлению классов и размеров взрывоопасных зон, принятых различными национальными и международными стандартами и правилами. Сопоставление классов взрывоопасных зон приводится в табл. 6.7. Характеристики зон, приведенные в таблице, позволяют обеспечить переход от принципа классификации зон, принятого в действующей главе 7.3 ПУЭ шестого издания, к новым принципам классификации, регламентированным указанными выше стандартами.

#### 6.4. КЛАССИФИКАЦИЯ ТРУБОПРОВОДОВ, ТРАНСПОРТИРУЮЩИХ ПРОДУКТЫ ПО ТЕРРИТОРИИ НПЗ

##### 6.4.1. КЛАССИФИКАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ТРУБОПРОВОДОВ С УСЛОВНЫМ ДАВЛЕНИЕМ ДО 10 МПа (100 кгс/см<sup>2</sup>)

Все технологические трубопроводы с давлением до 10 МПа (100 кгс/см<sup>2</sup>) (включительно) в зависимости от класса опасности транспортируемого вещества (взрывопожароопасность и вредность) подразделяются на группы (А, Б, В) и в зависимости от рабочих параметров среды (давления и температуры) — на пять категорий (I, II, III, IV, V).

Классификация трубопроводов в соответствии с ПБ 03-108-96 "Правила устройства и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов" приведена в табл. 6.8.

Таблица 6.8

Классификация трубопроводов  $P_y \leq 10$  МПа (100 кгс/см<sup>2</sup>)

Общая группа	Транспортируемые вещества	Категория			
		I		II	
		$P_{\text{раб.}}$ МПа (кгс/см <sup>2</sup> )	$t_{\text{раб.}}$ °С	$P_{\text{раб.}}$ МПа (кгс/см <sup>2</sup> )	$t_{\text{раб.}}$ °С
А	Вещества с токсичным действием (ГОСТ 12.1.007): а) чрезвычайно и высокоопасные вещества классов 1, 2; б) умеренно опасные вещества класса 3	Независимо	Независимо	—	—
		Свыше 2,5 (25)	Свыше +300 и ниже -40	Вакуум; 0,08 (0,8) (абс) до 2,5 (25)	От -40 до +300
		Вакуум ниже 0,08 (0,8) (абс)	Независимо	—	—
Б	Взрыво- и пожароопасные вещества ГОСТ 12.1.044: а) горючие газы (ГГ), в том числе сжиженные газы (СУГ)	Свыше 2,5 (25)	Свыше +300 и ниже -40	Вакуум; 0,08 (0,8) (абс) до 2,5 (25)	От -40 до +300
		Вакуум ниже 0,08 (0,8) (абс)	Независимо	—	—
	б) легковоспламеняющиеся жидкости (ЛВЖ) <i>нефть</i>	Свыше 2,5 (25)	Свыше +300 и ниже -40	Свыше 1,6 (16) до 2,5 (25)	От +120 до +300
		Вакуум ниже 0,08 (0,8) (абс)	Независимо	Вакуум ниже 0,08 (0,8) (абс)	От -40 до +300
	в) горючие жидкости (ГЖ) <i>диз. топливо</i>	Свыше 6,3 (63)	Свыше +350 и ниже -40	Свыше 2,5 (25) до 6,3 (63)	Свыше +250 до +350
		Вакуум ниже 0,003 (0,03) (абс)	То же	Вакуум ниже 0,08 (0,8) (абс)	То же

трубопроводов					
III		IV		V	
$P_{\text{раб.}}$ МПа (кгс/см <sup>2</sup> )	$t_{\text{раб.}}$ °С	$P_{\text{раб.}}$ МПа (кгс/см <sup>2</sup> )	$t_{\text{раб.}}$ °С	$P_{\text{раб.}}$ МПа (кгс/см <sup>2</sup> )	$t_{\text{раб.}}$ °С
—	—	—	—	—	—
—	—	—	—	—	—
—	—	—	—	—	—
—	—	—	—	—	—
—	—	—	—	—	—
До 1,6 (16)	От -40 до +120	—	—	—	—
—	—	—	—	—	—
Свыше 1,6 (16) до 2,5 (25)	Свыше +120 до +250	До 1,6 (1,6)	От -40 до +120	—	—
Вакуум; 0,08 (0,8) (абс)	От -40 до +250	—	—	—	—

Продолжение табл. 6.8

Общая группа	Транспортируемые вещества	Категория			
		I		II	
		$P_{\text{раб.}} \cdot \text{МПа}$ (кгс/см <sup>2</sup> )	$t_{\text{раб.}} \cdot ^\circ\text{C}$	$P_{\text{раб.}} \cdot \text{МПа}$ (кгс/см <sup>2</sup> )	$t_{\text{раб.}} \cdot ^\circ\text{C}$
B	Трудно горючие (ТГ) и негорючие вещества (НГ) по ГОСТ 12.1.044	Вакуум ниже 0,003 (0,03) (абс)	—	Свыше 6,3 (63); Вакуум ниже 0,08 (0,8) (абс)	Свыше +350 до +450

**Примечания.**

1. Обозначение группы определенной транспортируемой среды включает в себя обозначение общей группы среды (А, Б, В) и обозначение подгруппы (а, б, в), отражающее класс опасности транспортируемого вещества.

2. Обозначение группы трубопровода в общем виде соответствует обозначению группы транспортируемой среды. Обозначение "трубопровод группы А(б)" обозначает трубопровод, по которому транспортируется среда группы А(б).

3. Группа трубопровода, транспортирующего среды, состоящие из различных компонентов, устанавливается по компоненту, требующему отнесения трубопровода к более ответственной группе. При этом если при содержании в смеси опасных веществ 1 2 и 3 классов опасности концентрация одного из компонентов смертельна, группу смеси определяют по этому веществу.

В случае, если наиболее опасный по физико-химическим свойствам компонент входит в состав смеси в незначительном количестве, вопрос об отнесении трубопро-

**6.4.2. КЛАССИФИКАЦИЯ ТРУБОПРОВОДОВ ПАРА И ГОРЯЧЕЙ ВОДЫ**

Трубопроводы пара с рабочим давлением более 0,07 МПа (0,7 кгс/см<sup>2</sup>) и горячей воды с температурой свыше 115°C в зависимости от температуры и давления подразделяются на категории и группы.

Классификация трубопроводов в соответствии с ПБ 03-75-94 "Правила устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды" приведена в табл. 6.9.

При определении категории трубопровода рабочими параметрами транспортируемой среды следует считать:

а) для паропроводов от котлов — давление и температуру пара по их номинальным значениям на выходе из котла (за пароперегревателем);

б) для паропроводов от турбин, работающих с противодавлением, — максимально возможное давление в противодавлении, предусмотренное техническими условиями на по-

трубопроводов					
III		IV		V	
$P_{\text{раб.}} \cdot \text{МПа}$ (кгс/см <sup>2</sup> )	$t_{\text{раб.}} \cdot ^\circ\text{C}$	$P_{\text{раб.}} \cdot \text{МПа}$ (кгс/см <sup>2</sup> )	$t_{\text{раб.}} \cdot ^\circ\text{C}$	$P_{\text{раб.}} \cdot \text{МПа}$ (кгс/см <sup>2</sup> )	$t_{\text{раб.}} \cdot ^\circ\text{C}$
Свыше 2,5 (25) до 6,3 (63)	От +250 до +350	Свыше 1,6 (16) до 2,5 (25)	Свыше +120 до +250	До 1,6 (16)	От -40 до +120

вода к менее ответственной группе или категории решается проектной организацией (автором проекта).

4. Класс опасности вредных веществ следует определять по ГОСТ 12.1.005 и ГОСТ 12.1.007, значения показателей пожаровзрывоопасности веществ — по соответствующей НТД или метоликам, изложенным в ГОСТ 12.1.044.

5. Категорию трубопровода следует устанавливать по параметру, требующему отнесения его к более ответственной категории.

6. Для вакуумных трубопроводов следует учитывать не условное давление, а абсолютное рабочее давление.

7. Трубопроводы, транспортирующие вещества с рабочей температурой равной или превышающей температуру их самовоспламенения или рабочей температурой ниже минус 40°C, а также несовместимые с водой или кислородом воздуха при нормальных условиях, следует относить к I категории.

ставку турбины, и максимально возможную температуру пара в противодавлении при работе турбины на холостом ходу;

в) для паропроводов от нерегулируемых и регулируемых отборов пара турбины (в том числе для паропроводов промежуточного перегрева) — максимально возможные значения давления и температуры пара в отборе (согласно данным завода — изготовителя турбины);

г) для трубопроводов от редуцированных и редуционно-охлаждающих установок — максимально возможные значения давления и температуры редуцированного пара, принятые в проекте установки;

д) для трубопроводов питательной воды после деаэраторов повышенного давления — номинальное давление воды с учетом гидростатического давления столба жидкости и температуру насыщения в деаэраторе;

е) для трубопроводов питательной воды после питательных насосов и подогревателей высокого давления (ПВД) — наибольшее давление, создаваемое в напорном трубопрово-

Таблица 6.9

## Категория и группы трубопроводов

Категория трубопроводов	Группа	Рабочие параметры среды	
		Температура, °С	Давление, МПа (кгс/см <sup>2</sup> )
I	1	Свыше 560	Не ограничен
	2	От 520 до 560	То же
	3	От 450 до 520	То же
	4	До 450	Более 8,0 (80)
II	1	От 350 до 450	До 8,0 (80)
	2	До 350	От 4,0 (40) до 8,0 (80)
III	1	От 250 до 350	До 4,0 (40)
	2	До 250	От 1,6 (16) до 4,0 (40)
IV		От 115 до 250	От 0,07 (0,7) до 1,6 (16)

Примечание. Если значения параметров среды находятся в разных категориях, то трубопровод следует отнести к категории, соответствующей максимальному значению параметра среды (см. схему).

t, °С		P, МПа	
560	1.1	1.4	
520	1.2		
450	1.3		
350	II.1		
250	III.1	II.2	1.4
115	IV	III.2	
0,07	1,6	4,0	8,0, МПа
0,7	16	40	80 кгс/см <sup>2</sup>

де питательным электронасосом при закрытой задвижке и максимальном давлении на всасывающей линии насоса (при применении питательных насосов с турбоприводом и электронасосов с гидромуфтой — 1,05 номинального давления в котле), и максимальную расчетную температуру воды за последним ПВД:

ж) для подающих и обратных трубопроводов водяных тепловых сетей — наибольшее возможное давление и максимальную температуру воды в подающем трубопроводе с учетом работы насосных подстанций на трассе и рельефа местности.

Категория трубопровода, определенная по рабочим параметрам среды на входе в него (при отсутствии на нем устройств, изменяющих эти параметры), относится ко всему трубопроводу, независимо от его протяженности.

## Глава 7

## ОХРАНА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

## 7.1. ОСНОВНЫЕ ПОНЯТИЯ

В соответствии с Федеральным законом Российской Федерации № 7-ФЗ от 10.01.2002 г. "Об охране окружающей среды" под окружающей средой понимается совокупность компонентов природной среды, природных и антропогенных объектов (объектов, возникших в результате деятельности людей).

Под природной средой (природой) понимается совокупность компонентов природной среды (земля, недра, почвы, поверхностные и подземные воды, атмосферный воздух, растительный, животный мир и иные организмы, озоновый слой атмосферы и околоземное космическое пространство) и природно-антропогенных объектов (природных объектов, используемых людьми).

Под охраной окружающей среды понимается деятельность органов государственной власти, органов местного самоуправления, общественных и иных некоммерческих объединений, юридических и физических лиц, направленная на сохранение и восстановление природной среды, рациональное использование и восстановление природных ресурсов, предотвращение негативного воздействия хозяйственной и иной деятельности на окружающую среду и ликвидацию её последствий.

Под загрязнением окружающей среды понимают поступление в нее вещества и (или) энергии, свойства, местоположение или количества которых превышают установленные для химических веществ, в т. ч. радиоактивных, иных веществ и микроорганизмов нормативы и оказывают негативное воздействие на окружающую среду.

Под нормативами в области охраны окружающей среды (природоохранными нормативами) понимают установленные нормативы качества окружающей среды и нормативы

допустимого воздействия на нее, при соблюдении которых обеспечивается устойчивое функционирование естественных экологических систем и сохраняется биологическое разнообразие.

Под нормативами допустимого воздействия на окружающую среду понимают нормативы, которые установлены в соответствии с величиной допустимого совокупного воздействия всех источников на окружающую среду и (или) отдельные компоненты природной среды в пределах конкретных территорий и (или) акваторий и при соблюдении которых обеспечивается устойчивое функционирование естественных экологических систем и сохраняется биологическое разнообразие.

Под нормативами допустимых выбросов и сбросов химических веществ, в т. ч. радиоактивных, иных веществ и микроорганизмов понимают нормативы, которые установлены для субъектов хозяйственной и иной деятельности в соответствии с показателями массы химических веществ, которые допустимы для поступления в окружающую среду от стационарных, передвижных и иных источников в установленном режиме и с учетом технических нормативов, и при соблюдении которых обеспечиваются нормативы качества окружающей среды.

Под технологическим нормативом понимают норматив допустимых выбросов и сбросов веществ и микроорганизмов, который устанавливается для стационарных, передвижных и иных источников, технологических процессов, оборудования и отражает допустимую массу выбросов и сбросов веществ и микроорганизмов в окружающую среду в расчете на единицу выпускаемой продукции.

## 7.2. НОРМИРОВАНИЕ ЗАГРЯЗНЕНИЙ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

В настоящее время нормирование антропогенной нагрузки на окружающую среду основано на требованиях обеспечения в компонентах окружающей среды соответствующих нормативов предельно допустимых концентраций, под которыми понимают концентрации химических веществ, в т. ч. радиоактивных, иных веществ и микроорганизмов, которые установлены в соответствии с показателя-

ми их предельно допустимого содержания в окружающей среде, несоблюдение которых может привести к загрязнению окружающей среды, деградации естественных экологических систем.

Для вредных химических веществ, загрязняющих атмосферный воздух населенных мест, установлены два норматива: максимальная разовая и среднесуточная предельно допустимые концентрации (ПДК). Кроме того, определены значения безопасных уровней воздействия (ОБУВ) некоторых новых или ранее не изученных вредных веществ, для которых еще не утверждены ПДК.

Предельно допустимая максимальная разовая концентрация в воздухе населенных мест ( $\text{мг/м}^3$ ) — это такая концентрация, при которой вдыхание воздуха в течение 20-30 мин не вызывает рефлекторных реакций в организме человека.

Предельно допустимая среднесуточная концентрация в воздухе населенных мест ( $\text{мг/м}^3$ ) — это такая концентрация, которая не оказывает на человека прямого или косвенного вредного воздействия при неопределенно долгом (годы) вдыхании.

Данные о предельно допустимых концентрациях в воздухе вредных веществ, выбрасываемых НПЗ, приводятся в табл. 7.1.

Ориентировочный безопасный уровень воздействия — это, как правило, расчетная концентрация вредного вещества ( $\text{мг/м}^3$ ), нормативное действие которой ограничено во времени периодом, необходимым для установления ПДК, которая также не должна оказывать на человека прямого или косвенного вредного воздействия при неопределенно долгом вдыхании.

Токсические свойства вредных веществ при их воздействии на организм человека характеризуются соответствующим классом опасности. По степени токсического воздействия вредные вещества подразделяются на четыре класса опасности: 1 класс — чрезвычайно опасные; 2 класс — высоко опасные; 3 класс — умеренно опасные; 4 класс — мало опасные.

Для веществ, загрязняющих водоемы, существуют два значения ПДК — для воды водоема культурно-бытового водопользования и для воды водоема, используемого для рыбохозяйственных нужд. ПДК вредных веществ для воды во-

Таблица 7.1

Предельно допустимые концентрации в воздухе основных вредных веществ, выбрасываемых НПЗ

Вещества	Класс опасности	ПДК, мг/м <sup>3</sup>		
		В воздухе населенных мест		ОБУВ, мг/м <sup>3</sup>
		максимальная разовая	среднесуточная	
Азота (IV) оксид (NO <sub>2</sub> )	2	0,085	0,04	5
Азота (II) оксид (NO)	2	0,6	0,06	30
Аммиак	4	0,2	0,04	—
Ацетон	4	0,35	—	—
Бенз-α-пирен (3,4-бензпирен)	1	1,0 нг/м <sup>3</sup>	—	—
Бензин нефтяной	4	5,0	1,5	—
Бензол	2	0,3	0,1	—
Бутанол-1 (спирт н-бутиловый)	3	0,1	—	—
Бутилацетат	4	0,1	—	—
Ванадия пятиокись	1	—	0,002	—
Взвешенные вещества	3	0,5	0,15	—
Железа оксид (сварочный аэрозоль)	3	—	0,04	—
Изобутанол (спирт изобутиловый)	4	0,1	—	—
Керосин	—	—	—	1,2
Ксилол (смесь изомеров)	3	0,2	—	—
Марганец и его соединения	2	0,01	0,001	—
Меркаптанов природных смесь	3	0,0005	—	—
Метан	—	—	—	50,0
МТБЭ (метил-третично-бутиловый эфир)	4	0,5	—	—
Пыль древесная	—	—	—	0,1
Сажа (углерод черный)	3	0,15	0,05	—
Серная кислота	2	0,3	0,1	—
Сероводород	2	0,008	—	—
Серь диоксид	3	0,5	0,05	—
Сольвент нафта	—	—	—	0,2
Толуол	3	0,6	—	—

Продолжение табл. 7.1

Вещества	Класс опасности	ПДК, мг/м <sup>3</sup>		
		В воздухе населенных мест		ОБУВ, мг/м <sup>3</sup>
		максимальная разовая	среднесуточная	
Уайт-спирит	—	—	—	1,0
Углеводороды C <sub>1</sub> -C <sub>5</sub>	—	—	—	50
Углеводороды C <sub>6</sub> -C <sub>10</sub>	—	—	—	50
Углеводороды предельные C <sub>12</sub> -C <sub>19</sub>	4	1,0	—	—
Углерода оксид	4	5,0	3,0	—
Уксусная кислота	3	0,2	0,06	—
Циклогексанон	3	0,04	—	—
Этанол (спирт этиловый)	4	5,0	—	—
Этилбензол	3	0,02	—	—
Этилцеллозольв	—	—	—	0,7

доема, используемого для рыбохозяйственных нужд, как правило, значительно жестче ПДК для воды водоема культурно-бытового волопользования.

Концентрация вредного вещества в воде водоема (мг/л), равная его ПДК для воды водоема культурно-бытового волопользования, не оказывает прямого или косвенного влияния на организм человека в течение всей его жизни и на здоровье последующих поколений, а также не ухудшает гигиенические условия волопользования.

Для обеспечения нормативов ПДК в компонентах окружающей среды должны быть соблюдены нормативы допустимых выбросов и сбросов химических веществ. В свою очередь, для их соблюдения должны выполняться технологические нормативы допустимых выбросов и сбросов в расчете на единицу выпускаемой продукции.

Каждому субъекту хозяйственной и иной деятельности местными природоохранными органами устанавливаются лимиты на выбросы и сбросы загрязняющих веществ и микроорганизмов, под которыми понимают ограничения выбросов и сбросов в окружающую среду, установленные на период проведения мероприятий по охране окружающей среды, в т. ч. внедрения наилучших существующих технологий. Под наилучшей существующей технологией понимают тех-



нологию, основанную на последних достижениях науки и техники, направленную на снижение негативного воздействия на окружающую среду и имеющую установленный срок практического применения с учетом экономических и социальных факторов.

### **7.3. КОНТРОЛЬ В ОБЛАСТИ ОХРАНЫ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ**

Под контролем в области охраны окружающей среды (экологический контроль) понимают систему мер, направленную на предотвращение, выявление и пресечение нарушения законодательства в области охраны окружающей среды, обеспечение соблюдения субъектами хозяйственной и иной деятельности требований, в т. ч. нормативов и нормативных документов в области охраны окружающей среды.

Под требованиями в области охраны окружающей среды (природоохранные требования) понимают предъявляемые к хозяйственной и иной деятельности обязательные условия и ограничения, установленные законами, иными нормативными правовыми актами, природоохранными нормативами, государственными стандартами и иными нормативными документами в области охраны окружающей среды. Различают государственный и ведомственный экологический контроль. Государственный экологический контроль осуществляется государственными природоохранными органами, ведомственный экологический контроль — природоохранными службами предприятий.

## **ПРИЛОЖЕНИЯ**

### **П.1. ЕДИНИЦЫ ИЗМЕРЕНИЯ ФИЗИЧЕСКИХ ВЕЛИЧИН**

В табл. П.1 представлены основные и производные механические и тепловые единицы СИ и соответствующие им единицы других систем. В единицы других систем включены единицы, которые до сих пор применяются в некоторых зарубежных странах. В таблицах даются также соотношения с единицами СИ. В табл. П.2 представлены электрические, магнитные, световые единицы СИ.

В табл. П.3 приведены правила образования с помощью приставок десятичных кратных и дольных единиц.

При выборе десятичной кратной или дольной единицы от единицы измерения следует руководствоваться удобством ее применения. Обозначения кратных и дольных единиц от единицы, возведенной в степень, следует образовывать путем присоединения приставки к обозначению исходной единицы; при этом следует помнить, что в степень возводится как исходная единица, так и приставка.

В табл. П.4-П.6 приводятся соотношения мер длины, массы, вместимости, а в табл. П.7-П.10 перевод единиц давления (кгс/см<sup>2</sup>, мм вод. ст., мм рт. ст.) в СИ, а также единиц скорости км/ч в м/с и объемного расхода м<sup>3</sup>/ч в л/мин и л/с.

Таблица П. 1

## Основные и производные механические и тепловые единицы СИ

Величина	Условное обозначение	Единицы			
		СИ		Внесистемные*	
		наименование	обозначение	наименование	обозначение
<b>Основные</b>					
Длина	L	Метр	м	—	—
Масса	M	Килограмм	кг	Тонна	т
Время	T	Секунда	с	Минута	мин
				Час	ч
				Сутки	сут
Термодинамическая температура	Θ	Кельвин (Т)	К	Градус Цельсия (t)	°C
				—	—
Количество вещества	N	Моль	моль	—	—
Сила электрического тока	I	Ампер	A	—	—
Сила света	J	Кандсела	кд	—	—
<b>Производные Механические</b>					
Площадь	L <sup>2</sup>	Квадратный метр	м <sup>2</sup>	Гектар**	га
Объем, вместимость	L <sup>3</sup>	Кубический метр	м <sup>3</sup>	Литр	л
Скорость (линейная)	LT <sup>-1</sup>	Метр в секунду	м/с	Километр в час	км/ч
Ускорение (линейное)	LT <sup>-2</sup>	Метр на секунду в квадрате	м/с <sup>2</sup>	—	—

Других систем		Соотношение внесистемных* единиц и единиц других систем с единицами СИ
наименование	обозначение	
<b>единицы СИ</b>		
Фут	ft	1 ft = 0,3048 м (точно)
Миля	mi	1 mi = 1,60934 × 10 <sup>3</sup> м
Дюйм	in	1 in = 2,54 × 10 <sup>-2</sup> м (точно)
Мил	mil	1 mil = 2,54 × 10 <sup>-5</sup> м (точно)
—	—	1 т = 1 × 10 <sup>3</sup> кг (точно)
Фунт	lb	1 lb = 0,45359 кг
—	—	1 мин = 60 с
—	—	1 ч = 3,6 × 10 <sup>3</sup> с
—	—	1 сут = 8,64 × 10 <sup>4</sup> с
—	—	t = T - T <sub>0</sub> где T <sub>0</sub> = 273,15 К
Градус Фаренгейта (t <sub>F</sub> )	°F	t <sub>F</sub> = 1,8T - 459,67
Градус Ренкина (t <sub>R</sub> )	°R	t <sub>R</sub> = 1,8T
—	—	—
—	—	—
—	—	—
<b>единиц СИ</b>		
<b>единицы</b>		
—	—	1 га = 1 × 10 <sup>4</sup> м <sup>2</sup> (точно)
Квадратный фут	ft <sup>2</sup>	1 ft <sup>2</sup> = 9,29030 × 10 <sup>-2</sup> м <sup>2</sup>
Акр	ac	1 ac = 4,04686 × 10 <sup>3</sup> м <sup>2</sup>
Квадратная миля	mi <sup>2</sup>	1 mi <sup>2</sup> = 2,58998 × 10 <sup>6</sup> м <sup>2</sup>
—	—	1 л = 10 <sup>-3</sup> м <sup>3</sup> (точно)
Кубический фут	ft <sup>3</sup>	1 ft <sup>3</sup> = 2,83169 × 10 <sup>-2</sup> м <sup>3</sup>
Акр-фут	ac-ft	ac-ft = 1,23348 × 10 <sup>3</sup> м <sup>3</sup>
Баррель (США)	bbl	1 bbl = 0,158987 м <sup>3</sup>
Галлон (США)	gal	1 gal = 3,78541 × 10 <sup>-3</sup> м <sup>3</sup>
—	—	1 км/ч = 0,27778 м/с
Фут в час	ft/h	1 ft/h = 0,84667 × 10 <sup>-6</sup> м/с
Миля в час	mi/h	1 mi/h = 0,44704 м/с
Фут на секунду в квадрате	ft/s <sup>2</sup>	1 ft/s <sup>2</sup> = 0,3048 м/с <sup>2</sup> (точно)

Продолжение табл. П.1

Величина	Условное обозначение	Единицы			
		СИ		Внесистемные*	
		наименование	обозначение	наименование	обозначение
Частота вращения	$T^{-1}$	Секунда в минус первой степени	$s^{-1}$	Оборот в секунду Оборот в минуту	об/с об/мин
Плотность	$L^{-3}M$	Килограмм на кубический метр	$кг/м^3$	—	—
Сила, вес	$LMT^{-2}$	Ньютон	Н	—	—
Момент силы в момент пары сил	$L^2MT^{-2}$	Ньютон-метр	Н·м	—	—
Давление, механическое напряжение, модуль упругости	$L^{-1}MT^{-2}$	Паскаль	Па ( $Н/м^2$ )	—	—
Поверхностное напряжение	$MT^{-2}$	Ньютон на метр	Н/м	—	—
Динамическая вязкость	$L^{-1}MT^{-1}$	Паскаль-секунда	Па·с	—	—
Кинематическая вязкость	$L^2T^{-1}$	Квадратный метр на секунду	$м^2/с$	—	—
Работа, энергия	$L^2MT^{-2}$	Джоуль	Дж	—	—

Других систем		Соотношение внесистемных* единиц и единиц других систем с единицами СИ
наименование	обозначение	
—	—	$1 \text{ об/с} = 1 \text{ с}^{-1}$ $1 \text{ об/мин} = 1,66667 \times 10^{-9} \text{ с}^{-1}$
Фунт на кубический фут	$lb/ft^3$	$1 \text{ lb}/ft^3 = 16,0185 \text{ кг}/м^3$
Фунт на галлон	$lb/gal$	$1 \text{ lb}/gal = 1,19829 \times 10^2 \text{ кг}/м^3$
Дина Килограмм-сила Тонна-сила Фунт-сила	дин кгс тс $lbf$	$1 \text{ дин} = 10^{-5} \text{ Н}$ $1 \text{ кгс} = 9,80665 \text{ Н}$ (точно) $1 \text{ тс} = 9806,65 \text{ Н}$ $1 \text{ lbf} = 4,44822 \text{ Н}$
Килограмм-сила-метр Фунт-сила-фут	кгс·м $lbf \cdot ft$	$1 \text{ кгс} \cdot \text{м} = 9,80665 \text{ Н} \cdot \text{м}$ (точно) $1 \text{ lbf} \cdot \text{ft} = 1,35582 \text{ Н} \cdot \text{м}$
Килограмм-сила на квадратный сантиметр	кгс/см <sup>2</sup>	$1 \text{ кгс}/\text{см}^2$ (1 техн.атм) = $= 9,80665 \cdot 10^4 \text{ Па}$ (точно)
Бар	бар	$1 \text{ бар} = 1 \cdot 10^5 \text{ Па}$ (точно)
Физическая атмосфера	атм	$1 \text{ атм} = 101325 \text{ Па}$
Миллиметр водяного столба	мм вод. ст.	$1 \text{ мм вод.ст.} = 9,80665 \text{ Па}$
Миллиметр ртутного столба	мм рт. ст.	$1 \text{ мм рт.ст.} = 133,332 \text{ Па}$
Фунт-сила на квадратный дюйм	$psi$	$1 \text{ psi} = 6,89476 \times 10^3 \text{ Па}$
Фунт-сила на квадратный фут	$lbf/ft^2$	$1 \text{ lbf}/ft^2 = 47,8803 \text{ Па}$
Дина на сантиметр	дин/см	$1 \text{ дин}/\text{см} = 1 \times 10^{-3} \text{ Н}/\text{м}$ (точно)
Килограмм-сила на метр	кгс/м	$1 \text{ кгс}/\text{м} = 9,80665 \text{ Н}/\text{м}$ (точно)
Фунт-сила на фут	$lbf/ft$	$1 \text{ lbf}/ft = 14,5939 \text{ Н}/\text{м}$
Пуаз	П	$1 \text{ П} = 1 \times 10^{-1} \text{ Па} \cdot \text{с}$ (точно)
Сантипуаз	сП	$1 \text{ сП} = 1 \times 10^{-2} \text{ Па} \cdot \text{с}$ (точно)
Стокс	Ст	$1 \text{ Ст} = 1 \times 10^{-4} \text{ м}^2/\text{с}$ (точно)
Сантистокс	сСт	$1 \text{ сСт} = 1 \times 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$ (точно)
Килограмм-сила-метр	кгс·м	$1 \text{ кгс} \cdot \text{м} = 9,80665 \text{ Дж}$ (точно)
Эрг	эрг	$1 \text{ эрг} = 1 \times 10^{-7} \text{ Дж}$
Лошадиная-сила-час	л.с·ч	$1 \text{ л.с} \cdot \text{ч} = 2,64780 \times 10^6 \text{ Дж}$
Киловатт-час	кВт·ч	$1 \text{ кВт} \cdot \text{ч} = 3,6 \times 10^6 \text{ Дж}$
Фунт-сила-фут	$lbf \cdot ft$	$1 \text{ lbf} \cdot \text{ft} = 1,35582 \text{ Дж}$

Продолжение табл. П. 1

Величина	Условное обозначение	Единицы			
		СИ		Внесистемные*	
		наименование	обозначение	наименование	обозначение
Мощность, поток энергии	$L^2MT^{-3}$	Ватт	Вт	-	-

Тепловые

Количество теплоты, термодинамический потенциал (внутренняя энергия)	$L^2MT^{-2}$	Джоуль	Дж	-	-
Теплоемкость системы	$L^2MT^{-2}\Theta^{-1}$	Джоуль на Кельвин	Дж/К	-	-
Удельная теплоемкость, удельная энтропия	$L^2T^{-2}\Theta^{-1}$	Джоуль на килограмм Кельвин	Дж/(кг·К)	-	-
Теплопроводность	$LMT^{-3}\Theta^{-1}$	Ватт на метр-Кельвин	Вт/(м·К)	-	-

\* Внесистемные единицы, допускаемые к применению наравне с единицами СИ:

\*\* Допускается применять только для измерения площадей земельных участков.

Других систем		Соотношение внесистемных* единиц и единиц других систем с единицами СИ
наименование	обозначение	
Килограмм-сила-метр в секунду Лошадиная сила Фунт-сила-фут в секунду Британская лошадиная сила Британская единица теплоты в секунду	кгс·м/с л.с lbf·ft/s hp Btu/s	1 кгс·м/с = 9,80665 Вт (точно) 1 л.с = 735,4988 кВт 1 lbf·ft/s = 1,35582 Вт 1 hp = 7,457 × 10 <sup>2</sup> Вт 1 Btu/s = 1,05506 × 10 <sup>3</sup> Вт

единицы

Калория Британская единица теплоты	кал Btu	1 кал = 4,18680 Дж (точно) 1 Btu = 1,05506 × 10 <sup>3</sup> Дж
Калория на градус Цельсия	кал/°C	1 кал/°C = 4,1868 Дж/К (точно)
Калория на грамм-градус Цельсия Британская единица теплоты на фунт-градус Фаренгейта	кал/(г·°C) Btu/(lb·°F)	1 кал/(г·°C) = 4,1868 × 10 <sup>3</sup> Дж/(кг·К) (точно) 1 Btu/(lb·°F) = 4,1868 × 10 <sup>3</sup> Дж/(кг·К)
Калория в секунду на сантиметр-градус Цельсия Британская единица теплоты в час на фут-градус Фаренгейта	кал/(с·см·°C) Btu/(h·ft·°F)	1 кал/(с·см·°C) = 4,1868 × 10 <sup>2</sup> Вт/(м·К) 1 Btu/(h·ft·°F) = 1,73074 Вт/(м·К)

Таблица П.2

## Электрические, магнитные, световые единицы СИ

Величина	Условное обозначение	Наименование	Обозначение
<i>Электрические</i>			
Количество электричества, электрический заряд	Гл	Кулон (ампер-секунда)	Кл
Плотность электрического тока	$L^{-2} I$	Ампер на квадратный метр	$A/m^2$
Мощность, поток энергии	$L^2 M T^{-3}$	Ватт	Вт
Электрическое напряжение, электрический потенциал, электродвижущая сила	$L^2 M T^{-3} I^{-1}$	Вольт	В
Электрическая емкость	$L^{-2} M^{-1} T^4 I^2$	Фарада	Ф
Напряженность электрического поля	$L M T^{-3} I^{-1}$	Вольт на метр	В/м
Электрическое сопротивление	$L^2 M T^{-3} I^{-2}$	Ом	Ом
Электрическая проводимость	$L^{-2} M^{-1} T^3 I^2$	Сименс	См
<i>Магнитные</i>			
Магнитный поток, поток магнитной индукции	$L^2 M T^{-2} I^{-1}$	Вебер	Вб
Плотность магнитного потока, магнитная индукция	$M T^{-2} I^{-1}$	Тесла	Тл
Индуктивность, взаимная индукция	$L^2 M T^{-2} I^{-2}$	Генри	Гн
<i>Световые</i>			
Световой поток	л	Люмен	лм
Освещенность	$L^{-2} I$	Люкс	лк

Таблица П.3

## Множители и приставки для образования десятичных кратных и дольных единиц

Множитель	Приставка		Множитель	Приставка	
	наименование	обозначение (русское)		наименование	обозначение (русское)
$10^{-1}$	деци	д	$10^1$	дека	да
$10^{-2}$	санти	с	$10^2$	гекто	г
$10^{-3}$	милли	м	$10^3$	кило	к
$10^{-6}$	микро	мк	$10^6$	мега	М
$10^{-9}$	нано	н	$10^9$	гига	Г
$10^{-12}$	пико	п	$10^{12}$	тера	Т
$10^{-15}$	фемто	ф	$10^{15}$	пета	П
$10^{-18}$	атто	а	$10^{18}$	экса	Э

Таблица П.4

## Соотношение мер длины

Микрон (мкм)	Миллиметр (мм)	Сантиметр (см)	Дециметр (дм)	Метр (м)	Километр (км)
1	0,001	0,0001	$10^{-5}$	$10^{-6}$	$10^{-9}$
1000	1	0,1	0,01	0,001	$10^{-6}$
10000	10	1	0,1	0,01	$10^{-5}$
$10^5$	100	10	1	0,1	$10^{-4}$
$10^6$	1000	100	10	1	$10^{-3}$
$10^9$	$10^6$	$10^5$	$10^4$	1000	1

Таблица П.5

## Соотношение мер массы

Миллиграмм (мг)	Грамм (г)	Килограмм (кг)	Центнер (ш)	Тонна (т)
1	0,001	$10^{-6}$	$10^{-8}$	$10^{-9}$
1000	1	0,001	$10^{-5}$	$10^{-6}$
$10^6$	1000	1	0,01	0,001
$10^8$	$10^5$	100	1	0,1
$10^9$	$10^6$	1000	10	1

Таблица П.6

## Соотношение мер вместимости

Милли-литр (мл)	Литр (л)	Дека-литр (дкл)	Кубический миллиметр (мм <sup>3</sup> )	Кубический сантиметр (см <sup>3</sup> )	Кубический дециметр (дм <sup>3</sup> )	Кубический метр (м <sup>3</sup> )
0,001	10 <sup>6</sup>	10 <sup>-7</sup>	1	0,001	10 <sup>-6</sup>	10 <sup>-9</sup>
1	0,001	10 <sup>-5</sup>	1000	1	0,001	10 <sup>-6</sup>
1000	1	0,01	10 <sup>6</sup>	1000	1	0,001
10 <sup>4</sup>	10	1	10 <sup>7</sup>	10 <sup>4</sup>	10	0,01
10 <sup>6</sup>	1000	100	10 <sup>9</sup>	10 <sup>6</sup>	1000	1

Таблица П.7

Перевод единиц давления кгс/см<sup>2</sup> и м вод. ст. в единицы СИ

кгс/см <sup>2</sup>	м вод. ст.	Единицы СИ		
		Па	кПа	МПа
1,0	10	98066	98,1	0,098
2,0	20	196133	196,1	0,196
3,0	30	294200	294,2	0,294
4,0	40	392266	392,3	0,392
5,0	50	490333	490,3	0,490
6,0	60	588399	588,4	0,588
7,0	70	686466	686,5	0,687
8,0	80	784532	784,5	0,785
9,0	90	882599	882,6	0,883

Таблица П.8

## Перевод единицы давления мм рт. ст. в единицы СИ

мм рт. ст.	Единицы СИ		
	Па	кПа	МПа
1	133,3	0,133	1,3·10 <sup>-4</sup>
2	266,7	0,267	2,7·10 <sup>-4</sup>
3	400,0	0,400	4,0·10 <sup>-4</sup>
4	533,3	0,533	5,3·10 <sup>-4</sup>
5	666,7	0,667	6,7·10 <sup>-4</sup>
6	800,0	0,800	8,0·10 <sup>-4</sup>
7	933,3	0,933	9,3·10 <sup>-4</sup>
8	1066,7	1,067	10,7·10 <sup>-4</sup>
9	1200,0	1,200	12,0·10 <sup>-4</sup>

Продолжение табл. П.8

мм рт. ст.	Единицы СИ		
	Па	кПа	МПа
10	1333,3	1,333	13,3·10 <sup>-4</sup>
50	6666,6	6,667	66,7·10 <sup>-4</sup>
100	13333	13,333	0,0133
200	26666	26,666	0,0267
300	40000	40,000	0,0400
400	53333	53,333	0,0533
500	66666	66,666	0,0667
600	80000	80,000	0,0800
700	93332	93,332	0,0933
760	101332	101,33	0,1013

Таблица П.9

## Перевод единицы скорости км/ч в м/с

км/ч	м/с	км/ч	м/с	км/ч	м/с
1	0,3	9	2,5	80	22,2
2	0,6	10	2,8	90	25,0
3	0,8	20	5,6	100	27,8
4	1,1	30	8,3	300	83,3
5	1,4	40	11,1	500	138,9
6	1,7	50	13,9	700	194,4
7	1,9	60	16,7	900	250
8	2,2	70	19,4	1000	277,8

Таблица П.10

Перевод единицы объемного расхода м<sup>3</sup>/ч в л/мин и л/с

м <sup>3</sup> /ч	л/мин	л/с	м <sup>3</sup> /ч	л/мин	л/с
1	16,7	0,28	9	150,0	2,50
2	33,3	0,56	10	166,7	2,78
3	50,0	0,83	30	500,0	8,33
4	66,7	1,11	50	833,3	13,89
5	83,3	1,39	70	1166,6	19,44
6	100,0	1,67	90	1500,0	25,00
7	116,7	1,94	100	1666,7	27,78
8	132,2	2,22			

## П.2. СВЕДЕНИЯ ПО МАТЕМАТИКЕ

Формулы для определения площади, поверхности и объема приводятся в табл. П.11.

Таблица П.11

Формулы для определения площади, поверхности и объема

Геометрическая форма	Площадь	Боковая поверхность	Полная поверхность	Объем
Треугольник	$ah/2$	—	—	—
Прямоугольник	$a \cdot b$	—	—	—
Параллелограмм	$ah$	—	—	—
Трапеция	$\left(\frac{a_1 + a_2}{2}\right) h$	—	—	—
Многоугольник (правильный)	$nlq/2$	—	—	—
Круг	$\pi r^2$	—	—	—
Сектор	$Lr/2$	—	—	—
Сегмент	$\frac{r^2}{2} \left( \frac{\varphi^2 \pi}{180} - \sin \varphi \right)$	—	—	—
Кольцо	$\pi (R^2 - r^2)$	—	—	—
Призма	—	—	—	$sh$
Куб	—	—	—	$m^3$
Пирамида	—	—	—	$sh/3$
Цилиндр	—	$2\pi r h$	$2\pi r(r+h)$	$\pi r^2 h$
Конус	—	$\pi r l'$	$\pi r(l'+r)$	$\frac{1}{3} \pi r^2 h$
Шар	—	—	$4\pi r^2$	$\frac{4}{3} \pi r^3$

Условные обозначения:

$a, b$  — стороны;  $h$  — высота;  $a_1, a_2$  — основания;  $n$  — число сторон;  $l$  — длина стороны;  $q$  — радиус вписанной окружности (апофема);  $L$  — длина дуги;  $R, r$  — радиусы;  $s$  — площадь основания;  $m$  — ребро;  $l'$  — образующая.

## П.3. НАИБОЛЕЕ ЧАСТО ПРИМЕНЯЕМЫЕ ПОСТОЯННЫЕ ВЕЛИЧИНЫ

В табл. П.12 содержатся сведения о наиболее часто применяемых постоянных физических и математических величинах.

Таблица П.12

Часто применяемые постоянные величины

Показатель	Величина
Абсолютный нуль температуры	$0 \text{ К} = -273,15^\circ \text{С}$
Атмосфера нормальная	$1,013246 \cdot 10^5 \text{ Па} = 1,013246 \cdot 10^6 \text{ дин/см}^2$
Коэффициент теплового расширения газов (идеальных)	$1/273,15$ или $0,00366$
Скорость звука в сухом воздухе (при $0^\circ \text{С}$ )	$311,36 \text{ м/с}$
Скорость света (в пустоте)	$2,99793 \cdot 10^{10} \text{ см/с} = 299793 \text{ км/с}$
Ускорение свободного падения	$980,665 \text{ см/с}^2 = 9,81 \text{ м/с}^2$
Механический эквивалент теплоты	$4,187 \text{ кДж} = 4,187 \times 10^{10} \text{ эрг} = 427 \text{ кгс} \cdot \text{м} = 1 \text{ ккал}$
Отношение длины окружности к диаметру ( $\pi$ )	$3,141593\dots$
Объем грамм-молекулы газа	$22,4 \text{ л}$

**Рудин Михаил Григорьевич,  
Сомов Вадим Евсеевич,  
Фомин Александр Степанович**

## **КАРМАННЫЙ СПРАВОЧНИК НЕФТЕПЕРЕРАБОТЧИКА**

Издание второе, исправленное  
и дополненное

*Под редакцией М.Г. Рудина*

Ответственный за выпуск *Н.Е. Гальцова*  
Макет, техническое редактирование  
и компьютерная верстка *Т.Г. Сергеевой*  
Корректор *Ю.В. Зельвянская*

Подписано в печать 21.01.2004 г. Формат 70×90 <sup>1</sup>/<sub>32</sub>. Усл. печ. л. 12,28.  
Уч.-изд. л. 17,1. Гарнитура Newton. Печать офсетная. Заказ № 4308.  
Тираж 5000 экз.

Издательско-полиграфическое производство  
ОАО «ЦНИИТЭнефтехим»,  
ул. Болотная, 12, Москва, М-35, Россия, МР11-8. 115998  
Издано при участии АНО «Троица».

Отпечатано в полном соответствии с качеством  
предоставленных диапозитивов  
в ОАО «Можайский полиграфический комбинат».  
143200, г. Можайск, ул. Мира, 93.