

**В.Н. Кузнецова**

---

**ОБОРУДОВАНИЕ  
НЕФТЕПРОДУКТООБЕСПЕЧЕНИЯ  
И ГАЗОСНАБЖЕНИЯ**

---

*Учебное пособие*

**Омск • 2014**

Министерство образования и науки РФ  
Федеральное государственное бюджетное образовательное  
учреждение высшего профессионального образования  
«Сибирская государственная автомобильно-дорожной  
академия (СибАДИ)»

В.Н. Кузнецова

ОБОРУДОВАНИЕ  
НЕФТЕПРОДУКТООБЕСПЕЧЕНИЯ  
И ГАЗОСНАБЖЕНИЯ

*Учебное пособие*

Омск  
СибАДИ  
2014

## ОГЛАВЛЕНИЕ

<b>Введение</b> .....	<b>5</b>
<b>1. Состав и свойства нефти, нефтепродуктов, природного газа</b> .....	<b>7</b>
1.1. Химический состав нефти.....	7
1.2. Классификация нефти.....	9
1.3. Классификация нефтепродуктов.....	11
1.4. Свойства нефти и нефтепродуктов.....	14
1.5. Состав природного газа.....	27
1.6. Свойства природного газа.....	31
Контрольные вопросы и задания.....	37
<b>2. Оборудование для сбора, подготовки и переработки нефти и газа</b> .....	<b>38</b>
2.1. Системы сбора и подготовки нефти и газа.....	38
2.2. Промысловая подготовка и переработка нефти.....	49
2.3. Промысловая подготовка и переработка газа.....	67
Контрольные вопросы и задания.....	77
<b>3. Транспортировка нефти, нефтепродуктов, газа</b> .....	<b>79</b>
3.1. Способы транспортировки.....	79
3.2. Автоцистерны для перевозки нефтепродуктов и газа.....	86
3.3. Общее назначение сооружений магистральных нефте- и газопроводов.....	101
3.3.1. Состав сооружений магистральных нефтепроводов.....	101
3.3.2. Нефтеперекачивающие станции.....	103
3.3.3. Насосы нефтеперекачивающих станций нефтепроводов.....	109
3.3.4. Состав сооружений магистральных газопроводов.....	113
3.3.5. Компрессорные станции газопроводов.....	117
3.4. Магистральные трубопроводы.....	128
3.4.1. Нефтепроводы и нефтепродуктопроводы.....	128
3.4.2. Магистральные газопроводы.....	134
3.4.3. Расчет трубопровода на прочность.....	146
Контрольные вопросы и задания.....	157
<b>4. Хранение нефти и газа</b> .....	<b>158</b>
4.1. Нефтебазы.....	158
4.2. Расчет норм запаса нефтепродуктов на нефтебазах.....	163
4.3. Резервуарные парки и резервуары для хранения нефти и нефтепродуктов.....	166
4.4. Хранение газа. Подземные хранилища газа.....	186
Контрольные вопросы и задания.....	194

<b>5. Реализация нефтепродуктов и газа. Автозаправочные станции.....</b>	<b>195</b>
5.1. Общие положения об АЗС.....	195
5.2. Раздаточные колонки.....	198
5.3. Особенности эксплуатации контейнерных АЗС.....	205
5.4. Прием нефтепродуктов.....	207
5.5. Выдача нефтепродуктов.....	210
Контрольные вопросы и задания.....	211
<b>6. Сервис оборудования. Контроль качества нефти, нефтепродуктов и газа в условиях эксплуатации.....</b>	<b>212</b>
6.1. Основные положения технического обслуживания и ремонта нефтеперекачивающих станций.....	212
6.2. Основные положения технического обслуживания и ремонта резервуаров.....	227
6.3. Основные положения технического обслуживания технологических трубопроводов АЗС и ГАЗС.....	233
6.4. Очистка внутренней полости магистральных нефтепродуктопроводов.....	234
6.5. Технологический процесс ремонта нефте- и газопроводов.....	241
6.6. Техническое обслуживание автоцистерн.....	252
6.7. Контроль качества нефтепродуктов. Общие требования и определения.....	255
6.8. Изменение свойств нефтепродуктов при хранении.....	257
6.9. Анализ качества нефтепродуктов.....	260
6.10. Пробоотборники. Общие требования к отбору проб нефти, нефтепродуктов и газа.....	264
Контрольные вопросы и задания.....	272
<b>Заключение.....</b>	<b>273</b>
<b>Библиографический список.....</b>	<b>274</b>

## ВВЕДЕНИЕ

Нефтепродуктообеспечение и газоснабжение являются неотъемлемыми комплексами нефтяной и газовой отраслей страны.

Нефтепродуктообеспечение – процесс перемещения нефтепродуктов основными видами транспорта (железнодорожным, трубопроводным, автомобильным, речным и морским) от районов производства в районы потребления. Основные ресурсы нефти сосредоточены в Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. С 1960 г. здесь оконтурены Шаимский, Сургутский и Нижневартовский нефтяные районы, где находятся такие крупные месторождения, как Самотлорское, Усть-Балыкское, Мегионское, Юганское, Холмогорское, Варьгонское и др. Продолжается формирование Тимано-Печорской нефтяной базы, крупнейшее месторождение – Усинское. Здесь добывается тяжелая нефть (шахтным способом) – ценнейшее сырье для производства низкотемпературных масел, необходимых для работы механизмов в суровых климатических условиях. Нефть найдена и в других районах России: на Северном Кавказе, в Прикаспийской низменности, на о. Сахалин, в шельфовых зонах Баренцева, Карского, Охотского, Каспийского морей.

Добыча нефти сосредоточена в трех важнейших нефтегазоносных провинциях, которые вместе дают свыше 9/10 всей российской нефти, в том числе на Западно-Сибирскую провинцию приходится более 2/3, на Волго-Уральскую – около 1/4 суммарной добычи. Прием, хранение и отпуск нефтепродуктов в организациях (нефтебазах, складах горючесмазочных материалов, стационарных и передвижных автозаправочных станциях и автозаправочных комплексах) осуществляются в необходимых количествах и ассортименте нефтепродуктов с целью удовлетворения потребительского спроса.

Газоснабжение – организованная подача и распределение газового топлива для нужд народного хозяйства. На территории России сосредоточено около 1/3 разведанных мировых запасов природного газа, потенциальные запасы которого оцениваются в 160 трлн м<sup>3</sup>, из них на европейскую часть приходится 11,6%, на восточные районы – 84,4%, на шельф внутренних морей – 0,5%. Газоснабжение городов, сёл, промышленных предприятий, дальнейшее расширение областей использования природного газа повышают уровень культуры производства и быта населения. Газоснабжение городов и промышленных предприятий природными и искусственными газами осуществляется

по магистральным газопроводам, транспортирующим газ от мест его добычи или производства к потребителям. Для транспортировки газа в России создана единая система газоснабжения, включающая разрабатываемые месторождения, сеть газопроводов (143 тыс. км), компрессорных станций, подземных хранилищ и других установок. Действуют крупные системы газоснабжения: Центральная, Поволжская, Уральская, многониточная система «Сибирь–Центр». Транспортировка сжиженных углеводородных газов от газобензиновых заводов к потребителям осуществляется по продуктопроводам, железнодорожными и автомобильными цистернами, а также в баллонах; получает развитие морской транспорт сжиженных газов специальными судами – газовозами. Для надёжной работы системы вблизи крупных городов сооружаются подземные хранилища газа. Для газоснабжения малоэтажных жилых зданий и небольших коммунальных предприятий обычно применяют автономное газоснабжение.

В учебном пособии приведены поясняющие схемы, рисунки, описание конструкций и принципов работы основного технологического оборудования и установок, используемых в отрасли. Эксплуатация и сервис используемого оборудования, как правило, связаны с техногенной опасностью в связи размещением на них большого количества легковоспламеняющихся и горючих жидкостей и газа. Все это требует профессиональных знаний, умений и навыков проведения технологических работ и операций. В пособие включены требования к производственной и технической эксплуатации техники, техническому обслуживанию и ремонту соответствующего технологического оборудования, качеству нефти, нефтепродуктов и природного газа.

# 1. СОСТАВ И СВОЙСТВА НЕФТИ, НЕФТЕПРОДУКТОВ, ПРИРОДНОГО ГАЗА

## 1.1. Химический состав нефти

*Нефть* (из тур. *neft*, от персидск. *нефт*) – природная маслянистая горючая жидкость со специфическим запахом, состоящая в основном из сложной смеси углеводородов различной молекулярной массы и некоторых других химических соединений. Относится к каустобиолитам (ископаемое топливо). Подавляющая часть месторождений нефти приурочена к осадочным породам. По плотности нефть варьируется от легкой ( $0,65 - 0,70 \text{ г/см}^3$ ) до весьма тяжелой ( $0,98 - 1,05 \text{ г/см}^3$ ).

Цвет нефти варьирует в буро-коричневых тонах (от грязно-жёлтого до тёмно-коричневого, почти чёрного), иногда она бывает чисто чёрного цвета, изредка встречается нефть, окрашенная в светлый жёлто-зелёный цвет и даже бесцветная, а также насыщенно-зелёная нефть. Имеет специфический запах, также варьирующий от легкого приятного до тяжелого и очень неприятного. Цвет и запах нефти в значительной степени обусловлены присутствием азот-, серо- и кислородсодержащих компонентов, которые концентрируются в смазочном масле и нефтяном остатке. Большинство углеводородов нефти (кроме ароматических) в чистом виде лишено запаха и цвета.

По химическому составу и происхождению нефть близка к природным горючим газам и озокериту. Эти ископаемые объединяют под общим названием петролитов. Петролиты относят к ещё более обширной группе так называемых каустобиолитов – горючих минералов биогенного происхождения, которые включают также другие ископаемые топлива (торф, бурый и каменный уголь, антрацит, сланцы). Нефть обнаруживается вместе с газообразными углеводородами на глубинах от десятков метров до 5 – 6 км. Однако на глубинах свыше 4,5 – 5 км преобладают газовые и газоконденсатные залежи с значительным количеством лёгких фракций. Максимальное число залежей нефти располагается на глубине 1 – 3 км. На малых глубинах и при естественных выходах на земную поверхность нефть преобразуется в густую мальгу, полутвёрдый асфальт и другие образования – например, битуминозные пески и битумы [21].

Пластовая нефть, находящаяся в залежах на значительной глубине, в различной степени насыщена газообразными углеводородами. По химическому составу нефти также разнообразны. Поэтому говорить о среднем составе нефти или «средней» нефти можно только условно. Менее всего колеблется элементный состав: 82,5 – 87% С; 11,5 – 14,5% Н; 0,05 – 0,35, редко до 0,7% О; 0,001 – 5,3% S; 0,001 – 1,8% N. Преобладают малосернистые нефти (менее 0,5% S), но около 1/3 всей добываемой в мире нефти содержит свыше 1% S. К сернистым соединениям относятся сероводород, меркаптаны, сульфиды, дисульфиды, тиофены, тиофаны, а также полициклические сернистые соединения разнообразной структуры. Азотистые соединения – это в основном гомологи пиридина, гидропиридина и гидрохинолина. Компонентами нефти являются также растворенные в ней газы, вода и минеральные соли. Газы состоят из углеводородов, содержащих в цепи 1 – 4 атома углерода; их содержание – в пределах от десятых долей процента до 3% (по массе). Содержание золы (минеральных веществ) в большинстве нефтей не превышает десятых долей процента (считая на Н). В составе нефтяной золы найдены многие элементы (Ca, Mg, Fe, Al, Si, V, Na и др.). В табл. 1.1 приводится элементарный состав нефти некоторых месторождений.

Таблица 1.1

### Элементарный состав нефти

Виды нефти	Плотность, кг/м <sup>3</sup>	Содержание, %					Металлы, мг/кг	
		С	Н	S	N	О	Fe	Ni
Туймазинская	856	85,55	12,70	1,44	0,14	0,15	18	7
Арланская	892	84,42	12,15	3,04	0,33	0,06	150	49
Ромашкинская	891	84,33	11,93	3,50	0,20	0,04	-	-
Мухановская	840	85,08	13,31	1,30	0,09	0,21	-	-
Жирновская	888	86,10	13,44	0,23	0,06	0,17	-	-
Долинская	848	84,40	14,50	0,20	0,18	0,72	4	-
Усть-Балыкская	870	85,37	12,69	1,53	0,19	0,22	120	-
Самотлорская	843	86,23	12,70	0,63	0,10	0,25	18	-
Марковская	780	83,60	16,12	0,04	0,01	0,23	-	-



Сведения о свойствах и составе нефти используются для установления её генезиса и процессов формирования месторождений, для уточнения направлений поиска и разведки, прогнозирования качества нефти для проектирования и организации рациональной добычи, транспорта, хранения и рациональной переработки нефти.

## 1.2. Классификация нефти

**Техническая классификация.** При оценке качества нефти подразделяют на классы, типы, группы, виды. В ГОСТ Р 51858-2002 приводятся следующие сведения классификационных категорий нефти:

- по содержанию общей серы – четыре класса (1–4);
- по плотности при 20 °С – пять типов (0–4);
- по содержанию воды и хлористых солей – 3 группы (1–3);
- по содержанию сероводорода и легких меркаптанов – 3 вида (1–3).

Нефть, поступающая из скважин, как правило, содержит в себе большое количество воды, солей, механических примесей, попутных газов, поэтому перед транспортировкой на промыслах проходит процесс подготовки. Нефть проходит цикл стабилизации, то есть удаления попутных и растворенных газов, и цикл удаления примесей – солей, воды, механических примесей и других ненужных веществ.

**Технологическая классификация.** Обычно принимаются во внимание признаки, имеющие значения для технологии переработки нефти и получения определённого ассортимента нефтепродуктов. Технологическая классификация носит ведомственный характер.

По данной классификации нефти делятся:

1. В зависимости от содержания парафина:

- *малопарафинистые* (с содержанием парафина до 1,5%);
- *парафиновые* (с содержанием парафина 1,51–6,0 %);
- *высокопарафинистые* (с содержанием парафина более 6,0%).

2. По содержанию серы:

- *малосернистые* (с содержанием серы до 0,5%);
- *высокосернистые* (с содержанием серы свыше 0,5%).

3. По содержанию смолистых веществ в мазуте нефти:

- *малосмолистые* (до 17% смол);
- *смолистые* (18–35% смол);
- *высокосмолистые* (свыше 35% смол).

В табл. 1.2 приведены сведения о нефти некоторых месторождений России и стран СНГ.

Таблица 1.2

**Характеристика нефтей некоторых месторождений России и стран СНГ**

Группы	Подгруппы	Характеристика по содержанию веществ			Район добычи нефти
		смола	серы	парафина	
(А)	1	Мало-смолистые	Мало-сернистые	Мало-парафиновые	Эмба
	2			Парафиновые	Эмба
	3			Высоко-парафинистые	Эмба, Баку
(В)	1	Смолистые	Мало-сернистые	Мало-парафиновые	Баку
	2			Парафиновые	Грозный
	3			Высоко-парафинистые	Майкоп, Эмба
(С)	1	Высоко-смолистые	Мало-сернистые	Мало-парафиновые	Баку, Грозный, Грузия, Сахалин, Туркменистан
	2			Парафиновые	Майкоп, Сахалин
	3			Высоко-парафинистые	Фергана, Грузия
(Д)	2	Высоко-смолистые	Высоко-сернистые	Парафиновые	Урал, Сибирь
				Высоко-парафинистые	Татарстан, Башкирия, Самара, Таджикистан, Фергана

**Химическая классификация.** За ее основу принято преимущественно содержание в нефти одного или нескольких классов углеводородов. Различают 6 типов нефти: парафиновые, парафиноциклановые, циклановые, парафинонафтеноароматические, нафтеноароматические и ароматические. В парафиновой нефти все фракции содержат значительное количество алканов: бензиновые – не менее 50 %, а масляные – 20 % и более. Количество асфальтенов и смол исключительно мало.

В парафиноциклановой нефти и её фракциях преобладают алканы и циклоалканы, содержание аренов и смолисто-асфальтовых веществ (САВ) малó. К ним относят большинство нефтей Урало-Поволжья и Западной Сибири. Для циклановой нефти характерно вы-

сокое (до 60 % и более) содержание циклоалканов во всех фракциях. Они содержат большое количество твердых парафинов, смол и асфальтенов. К циклановым относят нефти, добываемые в Баку (балаханская и сураханская) и на Эмбе (доссорская и макатская), и др.

В парафинонафтеноароматических нефтях содержатся примерно в равных количествах углеводороды всех трех классов, твердых парафинов не более 1,5%. Количество смол и асфальтенов достигает 10%. Нафтеноароматические нефти характеризуются преобладающим содержанием цикланов и аренов, особенно в тяжелых фракциях. Ароматические нефти характеризуются преобладанием аренов во всех фракциях и высокой плотностью, к ним относят прорвинскую в Казахстане и бугурусланскую в Татарстане.

На XI Международном нефтяном конгрессе была предложена единая классификация всех видов природных энергоносителей по трем признакам: агрегатному состоянию, плотности и вязкости. По этой классификации все нефти делятся на 4 категории:

- легкие с плотностью до  $0,870 \text{ г/см}^3$ ;
- средние с плотностью  $870\text{--}920 \text{ см}^3$ ;
- тяжелые с плотностью  $920\text{--}1\ 000 \text{ г/см}^3$ ;
- сверхтяжелые с плотностью выше  $1\ 000 \text{ г/см}^3$ ; вязкость не превышает при нормальных условиях  $10 \text{ Па}\cdot\text{с}$ .

### **1.3. Классификация нефтепродуктов**

Сырая нефть содержит воду, минеральные соли и другие примеси. Поэтому перед переработкой ее обезвоживают, обессоливают, проводят другие подготовительные мероприятия. Получение нефтепродуктов последовательной отгонкой одной фракции за другой экономически невыгодно, поэтому перегонку нефти производят на непрерывно действующих установках.

Предварительно подготовленная нефть поступает в печь, нагревается до  $320\text{--}350 \text{ }^\circ\text{C}$  и в виде смеси жидкости и паров поступает в ректификационную колонну, где происходит разделение на фракции. При этом более легкие фракции оказываются вверху колонны, а тяжелые внизу. В итоге нефть разлагается на компоненты: бензин, керосин, масла, парафины и смазочные вещества.

В результате фракционной перегонки нефть разделяют на 4 основные фракции и получают следующие нефтепродукты [11]:

1. Бензин (температура кипения 40 – 1 800 °С) содержат углеводороды от  $C_5H_{12}$  до  $C_{10}H_{22}$ ; при повторной перегонке из них могут быть выделены легкие нефтепродукты, кипящие в более узких пределах: петролейный эфир (40 – 700 °С), авиационный бензин (70 – 1 000 °С), автомобильный бензин (100 – 1 200 °С).

2. Керосин (температура кипения 180 – 2 700 °С) содержат углеводороды от  $C_{10}H_{22}$  до  $C_{16}H_{34}$ .

3. Соляровые масла (температура кипения 270 – 3 600 °С) содержат смеси углеводородов от  $C_{12}$  до  $C_{20}$ , из них получают смазочные масла и различные виды дизельного топлива.

4. Мазут (нефтяные остатки – до 40 – 50%) содержит более тяжелые (высшие) углеводороды; из мазута получают тяжелые смазочные масла, вазелин, парафин.

Нефтепродукты принято классифицировать по их назначению, т.е. по направлению их использования в отраслях народного хозяйства. В соответствии с этим различают: моторные топлива, энергетические топлива, нефтяные масла, углеродные и вяжущие материалы, нефтехимическое сырье, нефтепродукты специального назначения.

Моторное топливо в зависимости от принципа работы двигателей подразделяют на бензины (авиационные и автомобильные), реактивное топливо и дизельное топливо.

Энергетические топлива подразделяют на газотурбинные, котельные и судовые.

Нефтяные масла подразделяют на смазочные и несмазочные. Смазочные масла подразделяют на моторные для поршневых и реактивных двигателей и трансмиссионные и осевые, предназначенные для смазки автомобильных и тракторных гипоидных трансмиссий (зубчатых передач различных типов) и шеек осей железнодорожных вагонов и тепловозов.

Индустриальные масла предназначены для смазки станков, машин и механизмов различного промышленного оборудования, работающих в разнообразных условиях и с различной скоростью и нагрузкой. По значению вязкости их подразделяют на легкие (швейное, сепараторное, вазелиновое, приборное, веретенное, велосит и др.), средние (для средних режимов скоростей и нагрузок) и тяжелые (для смазки кранов, буровых установок, оборудования мартеновских печей, прокатных станов и др.).

Энергетические масла (турбинные, компрессорные и цилиндровые) предназначены для смазки энергетических установок и машин,

работающих в условиях нагрузки, повышенной температуры и воздействия воды, пара и воздуха.

Несмазочные (специальные) масла предназначены не для смазки, а для применения в качестве рабочих жидкостей в тормозных системах, в пароструйных насосах и гидравлических устройствах, в трансформаторах, конденсаторах, маслонеполненных электрокабелях в качестве электроизолирующей среды (трансформаторное, конденсаторное, гидравлическое, вакуумное, а также такие, как вазелиновое, медицинское, парфюмерное, смазочно-охлаждающие жидкости и др.).

Углеродные и вяжущие материалы включают: нефтяные коксы, битумы, нефтяные пеки (связующие, пропитывающие, брикетные, волокнообразующие и специальные).

**Нефтехимическое сырье.** К этой группе можно отнести: арены (бензол, толуол, ксилолы, нафталин и др.), сырье для пиролиза (нефтезаводские и попутные нефтяные газы, прямогонные бензиновые фракции, алкенсодержащие газы и др.).

**Парафины и церезины.** Вырабатываются как жидкие (получаемые карбамидной и адсорбционной депарафинизацией нефтяных дистиллятов), так и твердые (получаемые при депарафинизации масел). Жидкие парафины являются сырьем для получения белкововитаминных концентратов, синтетически жирных кислот и поверхностно-активных веществ.

Нефтепродукты специального назначения подразделяют на:

- термогазойль (сырье для производства технического углерода);
- осветительный керосин;
- консистентные смазки (антифрикционные, защитные и уплотнительные);
- осветительный керосин;
- присадки к топливам и маслам, деэмульгаторы;
- элементная сера;
- водород и др.

## 1.4. Свойства нефти и нефтепродуктов

С развитием техники повышаются требования к ассортименту и качеству нефтей и нефтепродуктов, что, в свою очередь, требует совершенствования процессов их производства. Поэтому качества как товарной нефти, так и продуктов ее переработки подлежат обязательному контролю. Организацию контроля качества невозможно осуществлять без стандартов на нефтепродукты и методов их испытания. Задачи стандартизации многообразны. Это удовлетворение более высоких требований к выпускаемой продукции технологии транспорта, защита интересов потребителя и интересов изготовителя от необоснованных претензий [11, 12, 21].

Государственная система стандартизации предусматривает следующие категории стандартов на нефтепродукты: государственные (ГОСТ), отраслевые (ОСТ), технические условия (ТУ) временными ведомственными техническими условиями (ВТУ). Все выпускаемые нефтепродукты должны быть сертифицированы, а нефтеперегонные заводы должны иметь лицензию на их выпуск.

Соблюдение государственных стандартов обязательно для всех предприятий и организаций, причастных к транспорту и хранению нефтей и нефтепродуктов, тогда как другие имеют ограниченную сферу влияния. В этих документах устанавливаются перечень формулируемых физико-химических, наиболее важных эксплуатационных свойств, допустимые значения ряда констант, имеющих специфическое назначение и условие использования.

К физико-химическим относятся свойства, характеризующие состояние нефти и нефтепродуктов и их состав (например, плотность, вязкость, фракционный состав). Эксплуатационные свойства характеризуют полезный эффект от использования нефтепродукта по назначению, определяют область его применения. Некоторые эксплуатационные свойства нефтепродуктов оценивают с помощью нескольких более простых физико-химических свойств. В свою очередь, перечисленные физико-химические свойства можно определить через ряд более простых свойств веществ. Часто на практике нефтепродукты и нефти характеризуются уровнем качества. Оптимальным уровнем считается такой, при котором достигается наиболее полное удовлетворение требований потребителя. Уровень качества зависит от уровня каждого свойства и значимости этого свойства. Количественную характеристику одного или нескольких свойств продукции, состав-

ляющих его качество, следует называть показателем качества. Относительную характеристику качества, основанную на сравнении значений показателей качества оцениваемой продукции с базовыми значениями, называют уровнем качества.

При обращении с нефтью и нефтепродуктами требуется строгое соблюдение технологического регламента при проведении операций, противопожарного режима и мер личной безопасности и гигиены, а специалистам, которые в процессе работы обращаются с нефтью и нефтепродуктами, важно знать их физико-химические и эксплуатационные свойства. Это связано с тем, что при проведении технологических операций с нефтью и светлыми нефтепродуктами могут образовываться взрывоопасные смеси, воспламенение и взрыв которых может привести к тяжелым последствиям техногенного характера. Кроме того, при испарении нефти и нефтепродуктов происходит потеря количества, ухудшается их качество, так как улетучиваются легкие ценные фракции. Кроме того, окружающая среда загрязняется углеводородами, оказывается токсическое действие на организм человека.

**Физические и химические свойства нефти и нефтепродуктов.** К физическим и химическим свойствам нефтепродуктов относятся: плотность, вязкость, температура застывания, температура вспышки, температура самовоспламенения, теплотворная способность, теплопроводность, теплоемкость, электропроводность, а также содержание воды, водных растворов кислот и щелочей и другие.

**Плотность нефти и нефтепродуктов.** Для нефти плотность выражается в двух величинах: абсолютной и относительной.

**Абсолютная плотность** – это величина массы в единице объема. В качестве единицы измерения применяют  $\text{г/см}^3$ ,  $\text{кг/м}^3$ ,  $\text{т/м}^3$ . Измеряется при нормальной температуре, равной  $20\text{ }^\circ\text{C}$ .

**Относительная плотность** – это отношение плотностей нефти или нефтепродукта к плотности воды при определенных температурах. Величина относительной плотности безразмерная. В США плотность нефти измеряется в градусах API (от англ. American Petroleum Institute (API) – Американский институт нефти): высокие значения API соответствуют низким значениям плотности нефти. В России принято определять плотность нефти или нефтепродукта при  $t = 20\text{ }^\circ\text{C}$  по отношению к плотности дистиллированной воды при  $t = 4\text{ }^\circ\text{C}$ . Обозначается  $\rho_4^{20}$ .

Плотность нефти и нефтепродуктов определяется несколькими способами.

1. Гидростатический метод. При этом способе плотность определяется с помощью приборов – *ареометров* и *нефтенсиметров*. С помощью первого можно определять плотность и температуру продукта, с помощью второго – только плотность.

2. Пикнометрический метод. Заключается в том, что в отградуированный сосуд (пикнометр) заливают испытуемый нефтепродукт, доводят его температуру до 20 °С и взвешивают на аналитических весах с погрешностью не более 0,0002 г.

3. Расчетный метод. Проводится на основании зависимости плотности нефтепродукта от его температуры. Для расчета используются паспортная плотность нефтепродукта при температуре 20 °С, определенная химической лабораторией НПЗ при его отгрузке. Заключается в отборе пробы нефтепродукта из резервуара или транспортного средства и измерении температуры с помощью термометра. Затем по таблице определяется величина изменения плотности, умножается на число градусов, отличающихся от 20 °С, полученное число прибавляется или вычитается из значения паспортной плотности.

Для нефти низкой плотности характерно преобладание метановых углеводородов, низкое содержание смолисто-асфальтеновых компонентов, во фракционном отношении – высокое содержание бензиновых и керосиновых фракций.

Тяжёлые нефти имеют повышенную концентрацию смолисто-асфальтеновых компонентов.

**Вязкость нефти и нефтепродуктов.** Вязкость – свойство жидкости оказывать сопротивление перемещению ее частиц относительно друг друга. Это свойство еще называют внутренним трением жидкости или газа. Природа этого трения связана с преодолением сил межмолекулярного взаимодействия жидкости или газа.

Вязкость характеризует текучесть или подвижность нефтепродукта или газа, прокачиваемость по трубопроводам и является основной характеристикой парафиновой нефти, темных нефтепродуктов (мазута, моторного топлива) и масел. Различают динамическую, кинематическую и относительную (условную) вязкость. Вязкость нефти колеблется в широких пределах и зависит от пластового давления, температуры и растворенного в нефти газа.

Вязкость нефтепродуктов зависит от температуры. В большей степени температура влияет на вязкость темных нефтепродуктов и масел, нежели на светлые нефтепродукты. В гидравлических расчетах



вязкость нефтепродуктов принимают по номограмме или по паспортам качества.

*Относительной (условной) вязкостью* называют отношение времени истечения 200 мл нефти или нефтепродукта при заданной температуре через калиброванное отверстие вискозиметра ко времени истечения такого же количества дистиллированной воды при температуре 20 °С. Это отношение выражается в градусах условной вязкости (°ВУ). Например, ВУ<sub>50</sub> = 4° означает вязкость, равную 4 °ВУ при температуре 50 °С. В международной системе СИ вязкость различают динамическую и кинематическую.

*Динамическая вязкость*  $\mu$  – это мера внутреннего трения, равная отношению тангенциального напряжения к градиенту скорости сдвига при ламинарном движении жидкости, обозначается символом  $\mu$  и выражается в Па, или н·с/м<sup>2</sup>, или н·с/см<sup>2</sup>, это означает, что при градиенте скорости м(см) на 1 м слоя действует сила трения, равная 1 н.

Величина, обратная динамической вязкости, называется текучестью.

*Кинематическая вязкость*  $\nu$  – это отношение динамической вязкости к плотности нефтепродукта при температуре определения; является обратной величиной динамической вязкости, обозначается символом  $\nu$  и выражается в стоксах:

$$1 \text{ см}^2/\text{с} = 1 \text{ ст} = 1 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2/\text{с}.$$

В пластовых условиях при температуре десятки градусов и давлении десятки мегапаскалей, когда в нефти растворен газ, вязкость ее значительно снижается, иногда в десятки раз по сравнению с поверхностными условиями после сепарации растворенного газа.

*Температура застывания* – это температура, при которой нефтепродукт теряет подвижность в условиях испытания. Температурой застывания считают температуру, при которой уровень нефтепродукта в стандартной плоскодонной пробирке при ее наклоне под 45° не меняет своего положения в течение 1 мин. Парафинистые нефти имеют более высокую температуру застывания, беспарафинистые – низкую. У разных нефтей эта температура меняется в широких пределах: от –35 до + 30 °С (последняя температура для Узеньского месторождения на Мангышлаке; –35 °С – для Среднеботуобинского месторождения в Якутии).

Температура застывания является характеристикой низкотемпературных свойств топлива и масел, определяет условия их транспор-

тировки и устройства топливных систем двигателей внутреннего сгорания.

*Температура начала кристаллизации* – температура, при которой образуется твердая фаза парафина при охлаждении в заданных условиях нефти или нефтепродуктов. Является характеристикой низкотемпературных свойств авиационных бензинов и керосинов. Определяет эксплуатационное качество – предельную температуру фильтрации авиационного топлива, т.е. температуру, при которой еще возможна нормальная работа фильтров тонкой очистки.

*Предельная температура фильтрации* – температура, при которой дизельное топливо после охлаждения в определенных условиях способно еще проходить через фильтр с установленной скоростью.

*Температура помутнения* – температура, при которой происходит помутнение жидкости вследствие появления кристаллов парафина при ее охлаждении в заданных условиях. Это состояние топлива близко к началу образования по всему объему мелких кристалликов углеводородов.

***Эксплуатационные свойства нефти и нефтепродуктов.*** К эксплуатационным свойствам нефтепродуктов относятся: испаряемость; прокачиваемость; воспламеняемость; горючесть; коррозионная активность; совместимость с другими материалами; склонность к образованию смол, кокса и других отложений; защитная способность; противоизносные свойства; сохраняемость; токсичность; способность образовывать с воздухом взрывоопасные смеси; пожарная опасность; содержание механических примесей и другие.

*К механическим примесям* относятся вещества, которые могут находиться в слоях нефти или нефтепродукта во взвешенном состоянии или в виде осадка и которые задерживаются фильтром. Механические примеси в нефтях состоят в основном из песка, глины, мельчайших частиц железа и минеральных солей. В готовых очищенных нефтепродуктах механическими примесями могут быть частицы адсорбента (белая глина), железной окалины, минеральных солей и других веществ. Светлые маловязкие нефтепродукты почти не содержат механических примесей вследствие их быстрого оседания. Твердые механические примеси (песок и др.) в смазочных маслах очень вредны, так как царапают и истирают трущиеся поверхности. Степень чистоты масла оценивается по числу фильтраций и количеству осадков, задерживаемых фильтром.

*Прокачиваемость* – эксплуатационное свойство, характеризующее прокачку нефтепродукта через трубопроводы, фильтры, сепараторы, отверстия и зазоры. Прокачиваемость оценивается: вязкостью нефтепродуктов при низких температурах; температурами помутнения, застывания и кристаллизации; предельной фильтруемостью; содержанием механических примесей; содержанием нефтяных кислот; вспениваемостью; плотностью и степенью чистоты.

*Воспламеняемость* – эксплуатационное свойство, характеризующее пожаро- и взрывоопасность смеси паров нефтепродукта с воздухом. Оценивается температурами вспышки, воспламенения и самовоспламенения, удельной электропроводимостью. Характеризует пожароопасные свойства нефти и нефтепродуктов.

*Температура вспышки* нефти и нефтепродуктов показывает минимальное температурное значение, при котором сочетание паров нефти с воздухом и внешним источником пламени приводит к возгоранию.

Другими словами, вспышка происходит при смешении углеводородов и атмосферного воздуха и представляет собой слабый взрыв, имеющий строго определенные концентрационные пределы. Этот показатель характеризует степень огнеопасности и взрывоопасности нефтепродукта. У нефтепродуктов существует два предела взрываемости: верхний и нижний. Нижний предел взрываемости (НПВ) характеризует минимальное содержание в воздухе органических веществ, ниже него объем реакции будет неполным ввиду недостаточного количества тепла. Верхним пределом взрываемости (ВПВ) считается тот, при котором концентрация паров с воздухом максимальна и выше которого горению будет препятствовать нехватка кислорода. При концентрации паров в воздухе до нижнего предела и выше верхнего предела парогазовая смесь не взрывается, она горит при поднесении открытого пламени или от искры.

*Температура воспламенения* – это минимальная температура, при которой смесь паров нефтепродукта с воздухом над его поверхностью при поднесении пламени вспыхивает и не гаснет в течение не менее 5 с, т.е. при такой концентрации паров возможно продолжение горения при избытке или постоянном доступе воздуха извне.

Температура воспламенения обычно на несколько десятков градусов выше температуры вспышки.

*Температура самовоспламенения* – наименьшая температура горючего вещества, при нагреве до которой происходит резкое увели-

чение скорости экзотермических объёмных реакций с воздухом без внешнего источника воспламенения, приводящее к возникновению пламенного горения и/или взрыва.

Температура самовоспламенения выше температуры вспышки на несколько сотен градусов. Это свойство в практических целях используется при работе дизельных двигателей внутреннего сгорания. Температура самовоспламенения зависит не от испаряемости, а от химического состава нефтяной фракции. Наиболее подвержены самовоспламенению тяжелые остатки переработки нефти (гудроны, сажа и др.). У более низкокипящих нефтепродуктов температура самовоспламенения выше, чем у высококипящих. Так, для тяжелых нефтяных остатков она составляет 300 – 350 °С, для керосина – выше 400 °С, для бензина – выше 500 °С.

**Моторные свойства нефтяных топлив.** *Горючесть* – эксплуатационное свойство, характеризующее способность нефтепродукта к горению в условиях его применения и испытания. Оценивается степень горючести нефтепродуктов по детонационной стойкости, удельной теплоте сгорания, содержанию антидетонаторов, люминометрическому числу, высоте некопящего пламени, содержанию ароматических и нафталиновых углеводородов.

*Детонационная стойкость* – параметр, характеризующий способность топлива противостоять самовоспламенению при сжатии. Это важнейшая количественная характеристика топлива, на основе которой определяется его сортность и применимость в двигателях той или иной конструкции. Детонация моторных топлив – процесс чрезмерно быстрого (взрывного) сгорания топливной смеси в цилиндре ДВС. При этом скорость распространения пламени в камере сгорания увеличивается с 15 – 20 до 1 500 – 2 500 м/с. Детонация вызывает звонкий металлический стук, вибрацию, а также перегрев двигателя и может привести к его повреждению. Для каждого вида бензина допустима своя степень сжатия. Чтобы повысить мощность двигателя, необходимо повышать степень сжатия и соответственно детонационную стойкость бензина. В современных карбюраторных ДВС величина степени сжатия находится в пределах 8 – 12, а в дизельных 40 – 60.

*Октановое число* – показатель, характеризующий детонационную стойкость топлив для карбюраторных двигателей внутреннего сгорания. Численно равно содержанию (в % по объему) изооктана в его смеси с н-гептаном, при котором эта смесь эквивалентна по детонационной стойкости исследуемому топливу в стандартных условиях

испытаний. Изооктан трудно окисляется даже при высоких степенях сжатия и его детонационная стойкость условно принята за 100 единиц. Сгорание в двигателе н-гептана даже при невысоких степенях сжатия сопровождается детонацией, поэтому его детонационная стойкость принята за 0.

В настоящее время октановое число определяют двумя методами: исследовательским и моторным.

*Исследовательский метод.* Октановое число бензина определяется в соответствии с требованиями ГОСТ 511-82 на одноцилиндровой испытательной установке с переменной степенью сжатия УИТ-65. Испытание проводится при частоте вращения вала  $600 \pm 6$  об/мин с постоянным углом опережения зажигания  $13^\circ$ , при температуре воздуха, поступающего в карбюратор,  $52 \pm 1$  °С. Получаемое исследовательским методом октановое число (ОЧи) соответствует легким условиям работы двигателя с малыми и средними нагрузками.

*Моторный метод.* Октановое число бензина по этому методу определяется в соответствии с требованиями ГОСТ 511-82 на той же испытательной установке УИТ-65. Испытание проводится при частоте вращения вала  $900 \pm 9$  об/мин с переменным углом опережения зажигания от  $26$  до  $15^\circ$ , при температуре воздуха, поступающего в карбюратор,  $50 \pm 5$  °С и температуре топливно-воздушной смеси на входе в цилиндр  $149 \pm 1$  °С. Получаемое моторным методом октановое число (ОЧм) соответствует работе двигателя при повышенных нагрузках. Разность между ОЧи и ОЧм характеризует чувствительность топлива к режиму работы двигателя, достигает 1 – 12 единиц, зависит от химического состава бензинов.

*Цетановое число* – условная количественная характеристика самовоспламеняемости дизельного топлива от сжатия в цилиндре двигателя при его сгорании в топливовоздушной смеси, выраженная в единицах эталонной шкалы.

Цетановое число определяют (как и октановое число) в строго контролируемых условиях. За эталон воспламеняемости (100 единиц) принимается н-гексадекан  $C_{16}H_{34}$ , а за нуль единиц – а-метилнафталин (цетан)  $C_{11}H_{10}$ . Цетановое число является специальным показателем воспламеняемости и сгорания дизельного топлива в быстроходных дизелях. Значение цетанового числа современных дизельных топлив колеблется в пределах 40 – 55. Применение топлив с низким цетановым числом ведёт к задержке воспламенения топлива и нарастанию давления в цилиндрах; такая работа двигателя приводит к прежде-

временному его износу, а иногда к разрушению подшипников. Для повышения цетанового числа применяют специальные присадки.

**Тепловые свойства.** *Высота не коптящего пламени* – показатель, указывающий максимальную высоту пламени, которая может быть достигнута без образования копоти при сжигании нефтепродукта в условиях испытания.

*Люминометрическое число* характеризует интенсивность теплового излучения пламени при сгорании топлива.

*Удельная теплоемкость* – отношение количества теплоты, сообщенной системе, к изменению ее температуры на 1 °С, отнесенное к единице массы. Теплопроводность – количество тепла, которое проходит в единицу времени через единицу площади при разности ее температуры на 1 °С. Следует отметить, что нефтепродукты обладают низкими коэффициентами теплоемкости и теплопроводности, примерно в два раза меньше воды.

*Удельная теплота сгорания* – физическая величина, показывающая, какое количество теплоты выделяется при полном сгорании топлива массой 1 кг или объемом 1 м<sup>3</sup>. В табл. 1.3 приведена удельная теплота сгорания нефти и нефтепродуктов.

Таблица 1.3

#### Удельная теплота сгорания нефти и нефтепродуктов

Топливо	Удельная теплота сгорания Q	
	МДж / кг	ккал / кг
Бензин	44 – 47	10 500 – 11 200
Дизельное автотракторное	42,7	10 200
Керосин	44 – 46	10 500 – 11 000
Нефть	43,5 – 46	10 400 – 11 000
Топливо для РЖД (керосин + жидкий азот)	9,2	2 200
Топливо для реактивных двигателей самолетов	42,9	10 250

*Охлаждающая способность* определяет способность топлива поглощать и отводить тепло от нагретых поверхностей. Оценка свойства базируется на таких показателях качества, как теплоемкость и теплопроводность.

**Испаряемость нефти и нефтепродуктов.** *Испаряемость* – важнейшее эксплуатационное, физико-химическое свойство нефти и нефтепродуктов, характеризующее парообразование, происходящее

на свободной поверхности нефтепродуктов при температуре, меньшей температуры кипения. Это свойство имеет как положительные, так и отрицательные стороны. Положительные – это возможность из нефти получать различные фракции и множество нефтепродуктов и сырья для химической промышленности; способность полного сгорания нефтепродуктов в ДВС, турбинах, котельных установках. Отрицательные – теряется большое количество нефти (до 10 – 12% в год от объема добычи); ухудшается качество нефтепродуктов; создаются вредные условия труда, взрывоопасные и пожароопасные условия на производстве. Качество нефтепродуктов теряется за счет испарения ценных легких фракций. Оценивается испаряемость по фракционному составу и давлению насыщенных паров. По расположенности к испарению и по снижению качества из-за испарения нефтепродукты располагают в убывающем ряду:

- бензин;
- реактивные топлива;
- дизельные топлива;
- газотурбинные топлива;
- котельные топлива;
- масла для реактивных двигателей;
- автомобильные масла;
- мазуты.

*Фракционный состав* показывает испаряемость нефтепродукта в % при различных температурах.

*Интенсивность (скорость) испарения* нефти и нефтепродуктов зависит от их физико-химического состава, температуры, давления, площади испарения, скорости ветра, времени года и других факторов. Поэтому очень важно для сокращения потерь нефти и нефтепродуктов и сохранения их качества выбирать способ хранения.

Испаряемость нефти и нефтепродуктов объясняется наличием значительного количества легкоиспаряющихся углеводородов.

***Качественные характеристики нефтепродуктов.*** *Склонность нефтепродуктов к образованию отложений* характеризует особенности и результаты процессов образования отложений в камерах сгорания ДВС и топливных впускных и выпускных системах. Оценивается по концентрации фактических смол, йодному числу, содержанию ароматических углеводородов, количеству осадка, растворимых и нерастворимых смол, моющему потенциалу, термоокисли-

тельной стабильности, индукционному периоду осадкообразования и по др.

*Фактические смолы* – комплексные продукты окисления, полимеризации и конденсации углеводородов, содержащиеся в моторном топливе при его выпаривании под струей воздуха и водяного пара в условиях испытания.

*Йодное число* – показатель, характеризующий присутствие в нефтепродукте непредельных соединений, численно равняется количеству граммов йода в 100 г нефтепродукта.

*Коксуемость нефтепродукта* – показатель, указывающий склонность нефтепродукта образовывать отложения кокса при сгорании.

*Зольность нефтепродукта* – показатель, указывающий наличие в нефтепродукте несгораемых веществ.

*Щелочное число* – количество гидроксида калия в миллиграммах, эквивалентное содержанию всех щелочных компонентов в 1 г испытуемого нефтепродукта.

*Моющий потенциал* – показатель, дающий количественную оценку способности моющей присадки обеспечивать высокую дисперсность частиц, образующихся в камерах сгорания двигателей в результате окисления масла или загрязнения его сажей и другими продуктами неполного сгорания. Моющий потенциал численно равняется процентному содержанию эталонного вещества в испытуемом масле, при котором последнее способно сохранять высокую агрегатную устойчивость в условиях окисления.

*Термоокислительная способность* характеризует антиокислительные свойства масла и определяется временем, в течение которого тонкий слой масла превращается в лаковую пленку.

*Индукционный период* осадкообразования характеризует способность моторных масел противостоять старению под длительным воздействием воздуха при высокой температуре.

*Кислотность* (кислотное число) определяется количеством миллиграммов гидроксида калия, которое требуется для нейтрализации 1 мл (г) нефтепродукта.

*Коррозионная активность нефтепродукта* определяется по потере массы металлической пластины, помещенной в нефтепродукт в условиях испытания.



*Защитная и консервативная способности* характеризуют особенности и результаты процессов защиты от коррозии металлов при их контакте с агрессивной средой или во время хранения.

*Противоизносные свойства* характеризуют особенности и результаты процессов изнашивания трущихся поверхностей, протекающих в присутствии нефтепродукта, его смазывающие свойства. Оцениваются вязкостью, кислотностью, показателем износа, индексом задира, критической нагрузкой заедания.

*Сохраняемость нефтепродуктов* характеризуется стабильностью показателей качества нефтепродуктов при хранении. Оценивается во времени окисления, периодом стабильности.

***Электрические свойства нефти и нефтепродуктов.*** По физическим свойствам нефть и нефтепродукты являются диэлектриками. При перекачке и перевозке нефти и нефтепродуктов в транспортных средствах возникает трение между слоями и частицами, а также их трение со стенками трубопроводов, цистерн и резервуаров, в результате чего образуются электрические заряды величиной до нескольких тысяч вольт. Такое электричество называется статическим. Искровой разряд статического электричества на землю может вызвать воспламенение или взрыв смеси паров нефтепродуктов с воздухом.

Чтобы не допустить катастрофы и несчастных случаев, резервуары, трубопроводы, технологическое оборудование, сливноналивные сооружения, причалы, железнодорожные тупики заземляют. Также заземляют все транспортные средства – наливные суда, железнодорожные цистерны и автоцистерны – перед началом технологических операций по сливу-наливу нефтепродуктов.

Электрическое сопротивление заземляющих контуров и устройств от проявления статического электричества не должно превышать 100 Ом.

При наличии в нефти воды, кислот, щелочей и солей она становится электропроводной. Проводимость зависит от содержания в нефти указанных примесей и от степени и равномерности смешения, т.е. от качественных показателей нефтяной эмульсии.

***Токсические свойства нефти и нефтепродуктов.*** Токсичность характеризует особенности и результаты воздействия нефтепродуктов и их паров на организм человека и животного мира. Продукты переработки нефти имеют сложный химический состав и существенные различия в эксплуатационных свойствах. Считается, что наиболее токсичные из них те, температура кипения которых дости-

гает 150 – 275 °С. Кроме того, отдельные нефтяные фракции содержат в себе канцерогены.

Наиболее вредным с точки зрения воздействия на здоровье человека считается соединение сероводорода с углеводородом. Жидкие нефтепродукты оказывают наиболее негативное влияние на кожу, пары ароматических соединений отличаются наркотическим воздействием. Также углеводороды отрицательно действуют на сердечно-сосудистую систему и снижают показатели крови.

Токсичность оценивается по классу токсичности, предельно допустимой концентрации в рабочей зоне, в атмосфере населенных пунктов, в воде водоёмов. Предельно допустимые концентрации (ПДК) паров в рабочей зоне по ГОСТ 12.1005-88 приведены в табл. 1.4.

Таблица 1.4

#### ПДК паров углеводородов в рабочей среде

Наименование вещества	Величина ПДК, мг/м <sup>3</sup>	Класс опасности
Бензин топливный	100	IV
Бензин-растворитель	100	IV
Бензол*	5	II
Лигроин	300	IV
Керосин	300	IV
Масла минеральные нефтяные*	5	III
Нефрас	100	IV
Нефть*	10	III
Толуол	50	III
Уайт-спирит	300	IV
Сероводород*	10	III
Тетраэтилсвинец*	0,005	I

*Примечание.* Вещества, обозначенные «\*», дополнительно обладают токсичным действием на кожу. Применение указанных веществ с превышением ПДК запрещается.

Конечно, реализация нефтепродуктов не может осуществляться без человеческого участия, однако важно не допускать попадания ядов в организм и на кожу. Поэтому к работе с нефтепродуктами допускаются лица, прошедшие соответствующее обучение, медицинское освидетельствование и имеющие допуск к работе в специфических условиях.

## 1.5. Состав природного газа

*Природный газ* – это полезное ископаемое в газообразном состоянии. Природные газы газовых месторождений состоят в основном из метана с примесью более тяжёлых его гомологов: этана ( $C_2H_6$ ), пропана ( $C_3H_8$ ) и бутана ( $C_4H_{10}$ ). Иногда в небольших количествах в газовых залежах присутствуют пары пентана ( $C_5H_{12}$ ) и гексана ( $C_6H_{14}$ ). Все углеводороды, содержащиеся в залежах, начиная с этана, принято считать тяжёлыми. Они образуются только в процессе образования нефти при преобразовании рассеянного органического вещества на стадии диагенеза, особенно на стадии катагенеза, поэтому считаются специфическими «нефтяными» газами. Присутствуют также неорганические вещества, к которым относятся: водород ( $H_2$ ), азот ( $N_2$ ), диоксид углерода ( $CO_2$ ), сероводород ( $H_2S$ ), гелий (He), пары воды ( $H_2O$ ) [7].

Свойства и состав природного газа, а также методы испытаний регламентируются ГОСТ 5542-87. Этот межгосударственный стандарт разработан и введен в СССР, а в настоящее время действует в ряде стран СНГ. Он распространяется на газы природные горючие, которые используют как топливо и сырье в промышленности, а также в качестве топлива в коммунально-бытовом хозяйстве. Состав природного газа приведен в табл. 1.5.

Таблица 1.5

Состав природного газа

Компоненты	Содержание, %
Метан	75 – 99
Этан	0,2 – 6,0
Пропан	0,1 – 4,0
Бутан	0,1 – 2,0
Пентан	До 0,5
Этилен	Содержатся в отдельных месторождениях
Пропилен	
Бутилен	
Бензол	
Сернистый газ	
Сероводород	
Диоксид углерода	0,1 – 0,7
Оксид углерода	0,001
Водород	До 0,001

*Метан* – бесцветный газ без запаха, легче воздуха. Горюч, но всё же его можно хранить с достаточной лёгкостью. Метан используется как горючее в газовых плитах.

*Этан* – бесцветный газ без запаха и цвета, чуть тяжелее воздуха. Также горюч, но не используется как топливо. Этан в качестве горючего используют редко, основное его применение – получение этилена. Этилен является одним из самых производимых органических веществ в мире. Он является сырьём для получения полиэтилена.

*Пропан* – бесцветный газ без запаха, ядовит. У него имеется полезное свойство: пропан сжижается при небольшом давлении, что позволяет легко отделять его от примесей и транспортировать.

*Бутан* по свойствам близок к пропану, но имеет более высокую плотность. Вдвое тяжелее воздуха. Пропан и бутан используются в качестве топлива в некоторых автомобилях. Также сжиженным пропаном заполняют зажигалки.

*Углекислый газ* – бесцветный газ без запаха, но с кислым вкусом. В отличие от других компонентов природного газа (за исключением гелия) углекислый газ не горит. Углекислый газ – один из самых малотоксичных газов. Даже большие количества углекислого газа никак не влияют на здоровье человека. Однако он препятствует поглощению кислорода при содержании в атмосфере от 3 до 10% по объёму. При такой концентрации начинается удушье и даже смерть.

*Гелий* – бесцветный, очень лёгкий (второй из самых лёгкий газов после водорода) газ без цвета и запаха. Крайне инертен, при нормальных условиях не реагирует ни с одним из веществ. Не горит. Не токсичен, но при повышенном давлении может вызывать наркоз, как и другие инертные газы. Основным полезным свойством гелия является его очень маленькая плотность (в 7 раз легче воздуха).

*Сероводород* – бесцветный тяжелый газ с запахом тухлых яиц. Очень ядовит, даже при очень маленькой концентрации вызывает паралич обонятельного нерва. При длительном воздействии на обоняние возникают головокружение, рвота. Отравление сероводородом наступает при концентрации 0,2 – 0,3 мг/м<sup>3</sup>, концентрация выше 1 мг/м<sup>3</sup> смертельна.

В *свободных газах* газонефтяных месторождений, т.е. в газовых шапках, могут присутствовать пары жидких углеводородов, более тяжелые, чем гексан, однако их примесь бывает незначительной. Газы газонефтяных месторождений называются *попутными*.

Газы, растворённые в нефти, называются *нефтяными*. Обычно они содержат от 30 до 80 % гомологов метана, а также азот, диоксид углерода, сероводород, гелий, аргон и другие компоненты. Поэтому содержание метана может составлять в нефтяных газах всего 20–30 % от состава газовой смеси. Состав углеводородной части газов тесно связан с составом нефти. Легкие метановые нефти содержат газы, состоящие на 20–30 % из тяжелых углеводородов. Тяжелые нефти, наоборот, содержат преимущественно метан. Соотношение метана и его гомологов меняется в нефтяных газах и с увеличением возраста пород. Газы древних отложений в среднем более обогащены тяжелыми углеводородами и азотом, чем молодые.

Углеводородные газы, состоящие в основном из метана, называются *сухими*. При незначительном содержании тяжёлых углеводородов они называются *тощими*, газы со значительным содержанием тяжелых углеводородов называются *жирными*. Для характеристики углеводородного состава газов применяется понятие «коэффициент сухости» – это отношение процентного содержания метана к сумме его гомологов. Для этих целей используется и такой критерий, как газовый фактор, или его обратная величина – содержание стабильного конденсата в граммах или кубических сантиметрах в 1 м<sup>3</sup> газа. Сухие газы содержат конденсата менее 10 г/м<sup>3</sup>, тощие – от 10 до 30 г/м<sup>3</sup>, жирные газы – от 30 до 90 г/м<sup>3</sup>. Изменение коэффициента сухости газов является показателем направления их миграции.

Состав газов в залежах постоянно меняется за счёт действия многих факторов. Одним из них является растворимость индивидуальных газовых компонентов в воде и нефти. Например, растворимость метана в нефти в 5 раз меньше, чем растворимость этана, и в 21 раз меньше, чем пропана. Азот обладает растворимостью в 15 раз меньшей, чем метан. Поэтому газы в газовых шапках обогащены метаном и азотом. В то же время растворимость газообразных гомологов метана растет с увеличением в нефти легких фракций углеводорода. Содержание диоксида углерода в газах изменяется от долей процента до 10% и более.

Предполагается, что основным источником CO<sub>2</sub> в природных газах является окисление углеводородов и отчасти органических веществ. В ряде случаев CO<sub>2</sub> имеет явно термokatалитическое, поствулканическое или метаморфическое происхождение. Примером может служить Межовское газовое месторождение, открытое в Западной Сибири. Оно находится в породах фундамента и состоит на 95% из

диоксида углерода. Результатом метаморфического разложения карбонатов объясняется большое содержание диоксида углерода в газах Астраханского газоконденсатного месторождения и его большое содержание в попутных газах газонефтяных залежей, залегающих в палеозойских отложениях на юге Западной Сибири. Газовые месторождения Сицилии, расположенные вблизи вулкана Этна, также обогащены диоксидом углерода. Азот, содержащийся в газовых и газоконденсатных залежах, может иметь различное происхождение: атмосферное, биогенное и небольшое его количество – глубинное. В целом содержание азота увеличивается с возрастом отложений. Оно колеблется от десятых долей процента до 50 – 70%. Иногда высокие концентрации азота могут быть связаны с его хорошими миграционными свойствами. Например, доля азота в попутных газах возрастает в месторождениях, находящихся вдали от зон генерации углеводородов.

Аргон в залежах углеводородных газов может иметь атмосферное или радиогенное происхождение. Атмосферный или воздушный аргон попадает в газовые залежи посредством инфильтрационных вод. Доля аргона различного генезиса определяется по отношению разных изотопов. Аргон представлен тремя изотопами:  $^{40}\text{Ar}$ ,  $^{38}\text{Ar}$  и  $^{36}\text{Ar}$ . Изотоп  $^{40}\text{Ar}$  резко преобладает и имеет радиогенное происхождение. Он образуется из изотопа  $^{40}\text{K}$ . Высокие концентрации радиогенного аргона отмечаются для месторождений, расположенных в приразломных зонах. Происхождение аргона тесно связано с генезисом азота. Поэтому для определения в газах относительной доли азота разного происхождения пользуются отношением количества воздушного аргона к общему содержанию азота в исследуемом газе.

Сероводород чаще всего образуется в результате биологического восстановления сульфатов, растворенных в водах. Это подтверждается изучением изотопного состава серы. Однако, начиная с глубины 2 – 3 км, бактериальная генерация сероводорода невозможна. Здесь он образуется в результате термокаталитического преобразования сернистых компонентов нефтей и химического восстановления сульфатов. Часть сероводорода, возможно, имеет глубинное происхождение. Нередко сероводородом обогащены газы, находящиеся в толщах карбонатных пород, которые контактируют или чередуются с сульфатными породами. Концентрация сероводорода в природных газах составляет от 0,01 до 25%, но иногда она достигает 100%. В России большое количество сероводорода (20 – 24%) содержится в газах

Астраханского газоконденсатного месторождения. Сероводород является ценным компонентом природного газа и служит сырьем для производства серы.

Водород считался раньше редким компонентом в составе природных горючих газов. В последние десятилетия XX в. появилось большое количество данных об обнаружении его различных концентраций в газовых залежах. Во многих месторождениях углеводородов Западного Предкавказья в составе газов присутствует до 3,5% водорода.

Гелий, содержащийся в свободных и нефтяных газах, имеет радиогенное происхождение. Это легкий и миграционноспособный газ, поэтому его наибольшие концентрации отмечены в древних палеозойских отложениях.

### **1.6. Свойства природного газа**

К основным показателям природных газов относятся: состав, теплота сгорания, плотность, температура горения и воспламенения, границы взрываемости и давление при взрыве [37].

Природные газы чисто газовых месторождений в основном состоят из метана (82 – 98%) и других углеводородов.

В составе горючего газа имеются горючие и негорючие вещества. К горючим газам относятся: углеводороды, водород, сероводород. К негорючим относятся: углекислый газ, кислород, азот и водяной пар. После добычи из газа извлекают токсичный газ сероводород, содержание которого на тот момент не должно превышать  $0,02 \text{ г/м}^3$ .

Содержание углеводородных компонентов в природном газе анализируют по ГОСТ 23781-87. Согласно данному нормативному документу определяют химический состав природного газа хроматографическими методами. Гелий, водород, азот, кислород и метан – на хроматографе с детектором по теплопроводности, в котором установлена хроматографическая колонка с молекулярными ситами. Углеводороды и диоксид углерода – на хроматографе с детектором по теплопроводности и с колонкой, заполненной сферохромом, обработанным эфиром ТЭГМ. Содержание компонентов  $C_4 - C_8$  – на хроматографе с пламенно-ионизационным детектором и хроматографической колонкой, заполненной инертным твердым носителем (хроматоном), обработанным скваланом или диметилсиликоном. Рассчитывают состав природного газа в процентах.

Исследуют также и другие характеристики, определяющие качество продукта, на разных стадиях производства: от момента добычи до поставки потребителю. Например, содержание воды устанавливают по точке росы по ГОСТ 20060-83. Относительную плотность, высшую и низшую теплоту сгорания рассчитывают в соответствии с ГОСТ 22667-82 и на основании компонентного состава, полученного с помощью хроматографических методов анализа по ГОСТ 23781-87. Для определения сероводорода ( $H_2S$ ) и меркаптановой серы (RSH) применяют один из трех методов (фотокалориметрический, потенциометрический или йодометрический), которые описывает ГОСТ 22387.2-97, и выбирают в зависимости от содержания анализируемых компонентов. Все исследования, на основании которых становится известным состав природного газа, проводят в химических лабораториях, которые должны отвечать требованиям ГОСТ Р ИСО/МЭК 17025-2009.

*Удельный вес* газа определяется отношением веса единицы объема газа по отношению к весу одинакового объема сухого атмосферного воздуха, удельный вес которого принимают 1,0 при температуре  $0\text{ }^\circ\text{C}$  и давлении 760 мм рт. ст. Чем больше удельный вес газа, тем богаче газ тяжелыми углеводородами. Наоборот, небольшой удельный вес указывает на обилие в газе метана.

*Вязкость* газа характеризует силы взаимодействия между молекулами газа, которые преодолеваются при его движении. Вязкость нефтяного газа при давлении 0,1 МПа и температуре  $0\text{ }^\circ\text{C}$  обычно не превышает 0,01 МПа·с. С повышением давления и температуры она незначительно увеличивается. Однако при давлениях выше 3 МПа увеличение температуры вызывает понижение вязкости газа, причем газы, содержащие более тяжелые углеводороды, как правило, имеют большую вязкость.

*Плотность* газа в значительной степени зависит от давления и температуры, поэтому для практического применения этот показатель неудобен. Чаще пользуются относительной плотностью газа по воздуху  $\rho_{г.в}$ , равной отношению плотности газа  $\rho_г$  к плотности воздуха  $\rho_в$ , взятой при тех же давлении и температуре:

$$\rho_{г.в} = \rho_г / \rho_в . \quad (1.1)$$

Плотность природного газа полностью зависит от его состава и находится в пределах  $0,73 - 0,85\text{ кг/м}^3$ .



Величина относительной плотности компонентов природного газа приведена в табл. 1.6.

Таблица 1.6

**Величина относительной плотности компонентов природного газа**

Компоненты	Относительная плотность, кг/м <sup>3</sup>
Метан	0,555
Этан	1,046
Пропан	1,547
Бутан	2,074
Углекислый газ	1,519
Сероводород	1,176

*Теплота сгорания* – это количество тепла, которое выделяется при полном сгорании 1 м<sup>3</sup> газа. Измеряется теплота сгорания в ккал/м<sup>3</sup>, кДж/м<sup>3</sup> газа. Теплота сгорания, при которой учитывается затраченное тепло на конденсацию водяных паров, находящихся в дымовых газах, называется высшей, и напротив, низшей – при которой это тепло в расчет не берется. В расчетах в основном пользуются низшей теплотой сгорания топлива по причине высокой температуры уходящих газов в топливопитающих устройствах по сравнению с температурой, при которой осуществляется конденсация водяных паров.

Наибольшая теплота сгорания свойственна более жирным газам. Так, для метана она равна 8 000 ккал/м<sup>3</sup>, для этана – 15 680 ккал/м<sup>3</sup>, для бутана – 29 000 ккал/м<sup>3</sup>.

Важнейшей особенностью любого горючего газа является *жаропроизводительность*, т.е. максимальная температура, достигаемая при полном сгорании газа, если необходимое количество воздуха для горения точно следует химическим формулам горения, а изначальная температура газа и воздуха равняется нулю.

Жаропроизводительность природных газов составляет около 2 000 – 2 100 °С, для метана – 2 043 °С. Действительная температура горения в топках значительно ниже жаропроизводительности и зависит от условий сжигания.

*Температурой воспламенения* называется температура топливовоздушной смеси, смесь при которой загорается без источника воспламенения. Для природного газа она находится в пределах 645 – 700 °С.

Газовоздушная смесь, имеющая в составе количество газа:

- до 5 % – не горит;
- от 5 до 15 % – взрывается;
- больше 15 % – горит при подаче воздуха.

Давление при взрыве природного газа составляет 0,8 – 1,0 МПа.

Для каждого газа существует определенная тепловая граница – наивысшая температура, выше которой газ не переходит в жидкое состояние, как бы велико ни было давление.

Точно так же для каждого газа существует предельное давление, ниже которого, как бы ни была низка температура, газ не переходит в жидкое состояние.

Наибольшая температура, при которой газ не переходит в жидкое состояние, как бы велико ни было давление, называется *критической температурой*.

Давление, соответствующее критической температуре, называется критическим давлением. Таким образом, *критическое давление* – это предельное давление, при котором и менее которого газ не переходит в жидкое состояние, как бы ни была низка температура.

Значения критических температур и давлений компонентов природного газа приводятся в табл. 1.7.

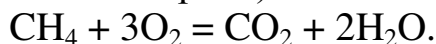
Таблица 1.7

**Величина критических температур и давлений  
компонентов природного газа**

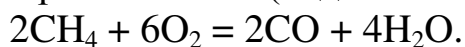
Компоненты	Критическая температура, °С	Критическое давление, МПа
Метан	-82,5	4,58
Этан	32	4,86
Пропан	96	4,34
Бутан	153	3,64
Азот	-148,1	3,46
Углекислый газ	31,1	7,50

Учитывая, что в условиях месторождений нефть и газ залегают обычно под давлением 14 – 20 атм и при температуре 30 – 90 °С, можно сделать вывод, что из углеводородов только метан будет находиться в газообразном состоянии, остальные углеводороды будут представлены их парами.

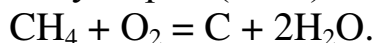
В процессе горения все углеводороды при полном окислении (избыток кислорода) выделяют углекислый газ и воду. Например:



При неполном (недостаток кислорода) – угарный газ и воду:



При ещё меньшем количестве кислорода выделяется мелкодисперсный углерод (сажа):



Метан горит голубым пламенем, этан – почти бесцветным, как спирт, пропан и бутан – жёлтым, этилен – светящимся, угарный газ – светло-голубым, ацетилен – желтоватым, сильно коптит.

*Растворимость* газов в нефти зависит от температуры, давления и свойств растворителя, состава газа. Растворимость газа в нефти измеряется количеством газа в кубических метрах на 1 м<sup>3</sup> или 1 т товарной нефти при давлении 0,1 МПа и температуре 20 °С.

Растворимость увеличивается при росте давления и снижается при повышении температуры и увеличении молекулярной массы и плотности нефти, а также с возрастанием доли нафтеновых и ареновых соединений.

*Коэффициентом растворимости* называют количество газа, растворяющегося в единице объема или массы нефти при увеличении давления на единицу.

В качестве критерия оценки фазового состояния пластовой системы можно условно принять, что в газовой залежи приходится свыше 1 000 объемов газа на 1 объем жидкости, в нефтяной с растворенным газом – менее 1 000 объемов.

Отношение объема газа к объему или массе добываемой с ним жидкости называется *газовым фактором*.

При глубине 2 000 м, т.е. давлении 21 – 22 МПа, растворимость газа будет примерно 200 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>, при глубине 1 200 м – около 60 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>. Это усредненное соотношение газа и нефти в пласте. В реальных залежах оно может существенно отличаться в большую или меньшую сторону.

Нефть может быть предельно насыщена газом, т.е. количество газа в объеме нефти равно его растворимости при данных температурах и давлении, или недонасыщена им. В первом случае пластовое давление равно давлению насыщения нефти газом. При его снижении (например, в результате разработки) часть газа выделится в свободную фазу, а в газонефтяном растворе установится равновесие при новом,

более низком пластовом давлении (давлении насыщения) и новой, более низкой газонасыщенности нефти.

Наличие в газе воды обуславливает при определенной температуре и давлении образование кристаллогидратов углеводородных газов. Гидраты газов представляют собой кристаллические соединения. Это твердые растворы, где растворителем является вода.

Гидраты имеют эмпирические формулы: для метана –  $\text{CH}_4 \cdot 7\text{H}_2\text{O}$ ; этана –  $\text{C}_2\text{H}_6 \cdot 8\text{H}_2\text{O}$ ; пропана –  $\text{C}_3\text{H}_8 \cdot 18 \text{H}_2\text{O}$  и др. Для каждого углеводорода характерна максимальная температура (критическая температура гидратообразования), выше которой нельзя вызвать образование гидратов никаким повышением давления. Для метана она равна  $21,5 \text{ }^\circ\text{C}$ ; для этана –  $14,5 \text{ }^\circ\text{C}$ ; для пропана –  $5,5 \text{ }^\circ\text{C}$ ; для бутана –  $1,5 \text{ }^\circ\text{C}$ .

Чем тяжелее углеводородный газ, тем легче он образует гидраты, но, начиная с пентана, углеводороды гидратов не образуют.

Гидратообразование происходит не только в процессе эксплуатации и транспорта газа, но и в пористой среде осадочного чехла с формированием гидратных залежей. Гидратообразование приурочено к районам распространения многолетних мерзлых пород, где глубина промерзания горных пород достигает  $500 - 700 \text{ м}$  и более. Внешне газовые гидраты похожи на лёд или снег.

У природного газа отсутствует запах. Для того чтобы определить утечку, газ одоризируют (т.е. придают ему специфический запах). Проведение одоризации осуществляется путем использования этилмеркаптана. Норма одоризации  $16 \text{ г}$  на  $1\ 000 \text{ м}^3$  газа. Осуществляют одоризацию на газораспределительных станциях (ГРС). При попадании в воздух  $1\%$  природного газа начинает ощущаться его запах. Практика показывает, что средняя норма этилмеркаптана для одоризации природного газа, который поступает в городские сети, должна составлять  $16 \text{ г}$  на  $1\ 000 \text{ м}^3$  газа.

По сравнению с твердым и жидким топливом природный газ выигрывает по многим параметрам [41]:

- относительная дешевизна, которая объясняется более легким способом добычи и транспорта;
- отсутствие золы и выноса твердых частичек в атмосферу;
- высокая теплота сгорания;
- не требуется подготовки топлива к сжиганию;
- облегчается труд обслуживающих работников и улучшаются санитарно-гигиенические условия его работы;

- облегчаются условия автоматизации рабочих процессов.

Из-за возможных утечек через неплотности в соединениях газопровода и в местах присоединения арматуры использование природного газа требует особой внимательности и осторожности.

Проникновение в помещение более 20% газа может привести к удушью, а при наличии его в закрытом объеме от 5 до 15% может вызвать взрыв газозвушной смеси. При неполном сгорании образуется токсичный угарный газ СО, который даже при небольших концентрациях приводит к отравлению обслуживающего персонала.

### **Контрольные вопросы и задания**

1. Каков химический состав нефти?
2. Сформулируйте классификацию нефти.
3. Сформулируйте классификацию нефтепродуктов.
4. Каковы физические и химические свойства нефти и нефтепродуктов?
5. Назовите виды вязкости нефти и нефтепродуктов.
6. Каковы качественные характеристики нефтепродуктов?
7. Перечислите эксплуатационные свойства нефти и нефтепродуктов.
8. Каковы моторные свойства нефтяных топлив?
9. Что входит в состав природного газа?
10. Перечислите свойства природного газа.

## 2. ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ СБОРА, ПОДГОТОВКИ И ПЕРЕРАБОТКИ НЕФТИ И ГАЗА

### 2.1. Системы сбора и подготовки нефти и газа

**Сбор и подготовка нефти.** Поступающая из нефтяных и газовых скважин продукция не представляет собой соответственно чистую нефть и газ. Из скважин вместе с нефтью поступают пластовая вода, попутный (нефтяной) газ, твердые частицы механических примесей (горных пород, затвердевшего цемента). Технически и экономически целесообразно нефть перед подачей в магистральный нефтепровод подвергать специальной подготовке с целью ее обессоливания, обезвоживания, дегазации, удаления твердых частиц [45].

Технологический комплекс сооружений по подготовке нефти должен, как правило, обеспечивать:

- а) глубокое обезвоживание нефти;
- б) обессоливание;
- в) снижение упругости паров товарной нефти;
- г) прием некондиционной нефти и подачу ее на повторную подготовку;
- д) повторное использование реагента и тепла дренажных вод путем возврата их в начало процесса.

Технологическая схема процесса подготовки нефти должна обеспечивать:

- а) полную герметизацию процесса подготовки нефти;
- б) требуемое качество товарной нефти;
- в) гибкость и маневренность работы установки;
- г) возможность освобождения аппаратуры и трубопроводов при ремонтах и аварийных остановках;
- д) использование тепла продукции скважин;
- е) возможность использования оборудования в блочно-комплектном исполнении.

На нефтяных промыслах чаще всего используют *централизованную схему сбора и подготовки нефти* (рис. 2.1). Сбор продукции производят от группы скважин на автоматизированные групповые замерные установки (АГЗУ). От каждой скважины по индивидуальному трубопроводу на АГЗУ поступает нефть вместе с газом и пластовой водой. На АГЗУ производят учет точного ко-

личества поступающей от каждой скважины нефти, а также первичную сепарацию для частичного отделения пластовой воды, нефтяного газа и механических примесей с направлением отделенного газа по газопроводу на ГПЗ (газоперерабатывающий завод). Частично обезвоженная и частично дегазированная нефть поступает по сборному коллектору на центральный пункт сбора (ЦПС). Обычно на одном нефтяном месторождении устраивают один ЦПС. Но в ряде случаев один ЦПС устраивают на несколько месторождений с размещением его на более крупном месторождении. В этом случае на отдельных месторождениях могут сооружаться комплексные сборные пункты (КСП), где частично производится обработка нефти. На ЦПС сосредоточены установки по подготовке нефти и воды. На установке по подготовке нефти осуществляют в комплексе все технологические операции по ее подготовке. Комплект этого оборудования называется УКПН – установка по комплексной подготовке нефти.

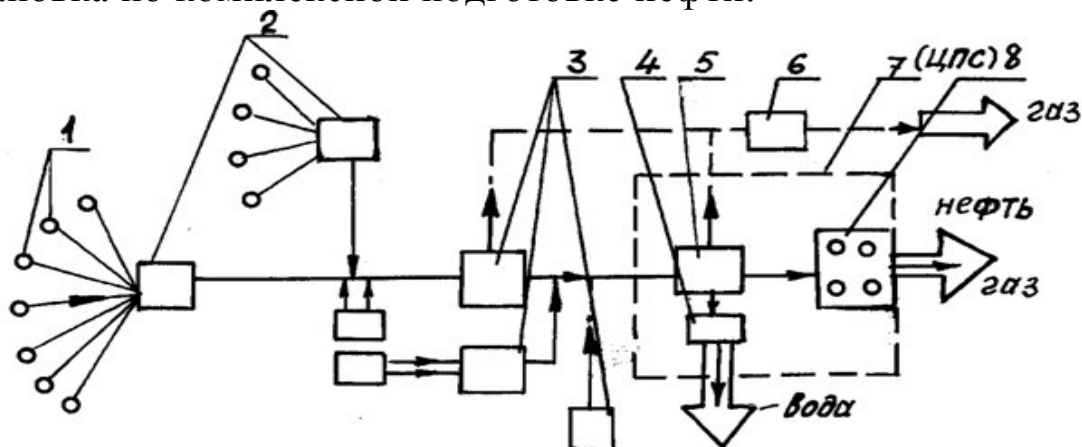


Рис. 2.1. Схема сбора и подготовки продукции скважин на нефтяном промысле: 1 – нефтяная скважина; 2 – автоматизированные групповые замерные установки (АГЗУ); 3 – дожимная насосная станция (ДНС); 4 – установка очистки пластовой воды; 5 – установка комплексной подготовки нефти; 6 – газокompрессорная станция; 7 – центральный пункт сбора нефти, газа и воды; 8 – резервуарный парк

При *самотечной двухтрубной системе сбора* (рис. 2.2) продукция скважин сначала разделяется при давлении 0,6 МПа. Выделяющийся при этом газ под собственным давлением транспортируется до компрессорной станции или сразу на газоперерабатывающий завод (ГПЗ), если он расположен поблизости.

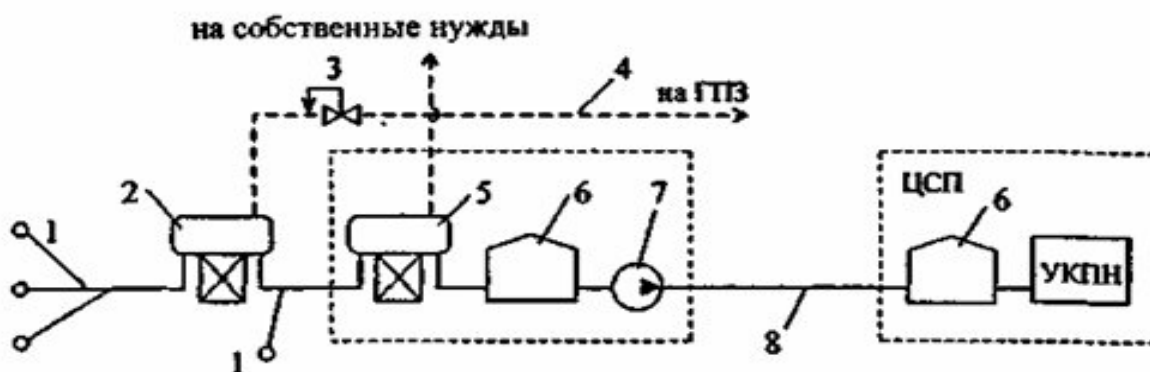


Рис. 2.2. Принципиальная схема самотечной двухтрубной системы сбора:  
 1 – скважины; 2 – сепаратор 1-й ступени; 3 – регулятор давления типа «до себя»; 4 – газопровод; 5 – сепаратор 2-й ступени; 6 – резервуары;  
 7 – насос; 8 – нефтепровод; УСП – участковый сборный пункт;  
 ЦСП – центральный сборный пункт

Жидкая фаза направляется на вторую ступень сепарации. Выделившийся здесь газ используется на собственные нужды. Нефть с водой самотеком (за счет разности нивелирных высот) поступает в резервуары участкового сборного пункта, откуда подается насосом в резервуары центрального сборного пункта (ЦСП).

За счет самотечного движения жидкости уменьшаются затраты электроэнергии на ее транспортировку. Однако данная система сбора имеет ряд существенных недостатков:

- при увеличении дебита скважин или вязкости жидкости (за счет увеличения обводненности, например) система требует реконструкции;
- для предотвращения образования газовых скоплений в трубопроводах требуется глубокая дегазация нефти;
- из-за низких скоростей движения возможно запарафинивание трубопроводов, приводящее к снижению их пропускной способности;
- из-за негерметичности резервуаров и трудностей с использованием газов 2-й ступени сепарации потери углеводородов при данной системе сбора достигают 2 – 3 % от общей добычи нефти.

По этим причинам самотечная двухтрубная система сбора в настоящее время существует только на старых промыслах.

*Высоконапорная однотрубная система сбора* (рис. 2.3) предложена в Грозненском нефтяном институте. Ее отличительной особенностью является совместный транспорт продукции скважин на расстояние в несколько десятков километров за счет высоких (до 6 – 7 МПа) устьевых давлений.



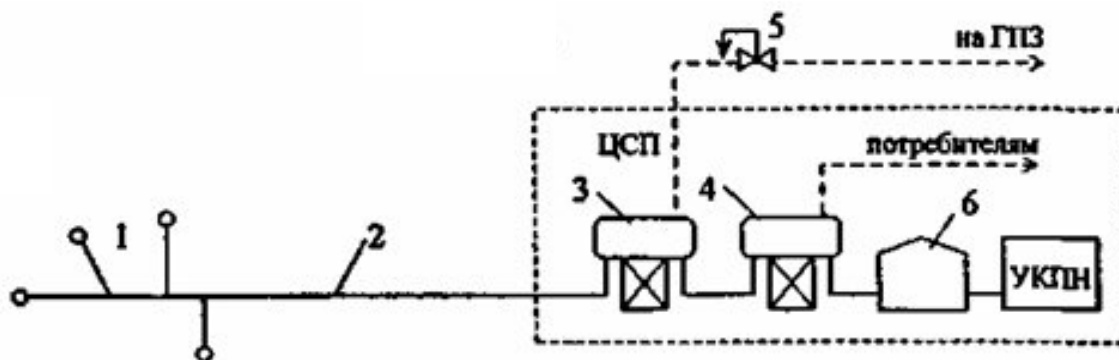


Рис. 2.3. Принципиальная схема высоконапорной однетрубной системы сбора:

- 1 – скважины; 2 – нефтегазопровод; 3 – сепаратор 1-й ступени;  
4 – сепаратор 2-й ступени; 5 – регулятор давления; 6 – резервуары

Применение высоконапорной однетрубной системы позволяет отказаться от сооружения участковых сборных пунктов и перенести операции по сепарации нефти на центральные сборные пункты. Благодаря этому достигаются максимальная концентрация технологического оборудования, укрупнение и централизация сборных пунктов, сокращается металлоемкость нефтегазосборной сети, исключается необходимость строительства насосных и компрессорных станций на территории промысла, обеспечивается возможность утилизации попутного нефтяного газа с самого начала разработки месторождений.

Недостатком системы является то, что из-за высокого содержания газа в смеси (до 90 % по объему) в нефтегазосборном трубопроводе имеют место значительные пульсации давления и массового расхода жидкости и газа. Это нарушает устойчивость трубопроводов, вызывает их разрушение из-за большого числа циклов нагружения и разгрузки металла труб, отрицательно влияет на работу сепараторов и контрольно-измерительной аппаратуры.

Высоконапорная однетрубная система сбора может быть применена только на месторождениях с высокими пластовыми давлениями.

*Напорная система сбора* (рис. 2.4), разработанная институтом Гипровостокнефть, предусматривает однетрубный транспорт нефти и газа на участковые сепарационные установки, расположенные на расстоянии до 7 км от скважин, и транспорт газонасыщенных нефтей в однофазном состоянии до ЦСП на расстояние 100 км и более.

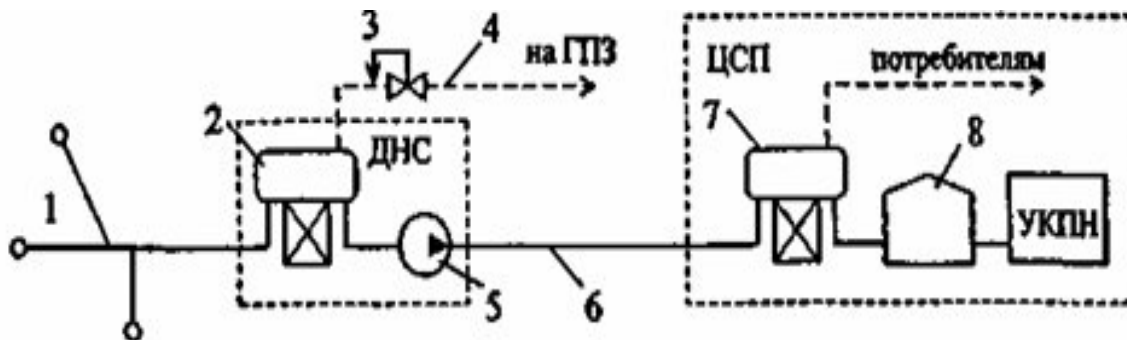


Рис. 2.4. Принципиальная схема напорной системы сбора:  
 1 – скважины; 2 – сепаратор 1-й ступени; 3 – регулятор давления типа «до себя»; 4 – газопровод; 5 – насосы; 6 – нефтепровод; 7 – сепаратор 2-й ступени; 8 – резервуар; ДНС – дожимная насосная станция

Продукция скважин подается сначала на площадку дожимной насосной станции (ДНС), где при давлении 0,6 – 0,8 МПа в сепараторах 1-й ступени происходит отделение части газа, транспортируемого затем на ГПЗ бескомпрессорным способом. Затем нефть с оставшимся растворенным газом центробежными насосами перекачивается на площадку центрального пункта сбора, где в сепараторах 2-й ступени происходит окончательное отделение газа. Выделившийся здесь газ после подготовки компрессорами подается на ГПЗ, а дегазированная нефть – самотеком (высота установки сепараторов 2-й ступени 10 – 12 м) в сырьевые резервуары.

Применение напорной системы сбора позволяет:

- сконцентрировать на ЦСП оборудование по подготовке нефти, газа и воды для группы промыслов, расположенных в радиусе 100 км;
- применять для этих целей более высокопроизводительное оборудование, уменьшив металлозатраты, капитальные вложения и эксплуатационные расходы;
- снизить капиталовложения и металлоемкость системы сбора, благодаря отказу от строительства на территории промысла компрессорных станций и газопроводов для транспортировки нефтяного газа низкого давления;
- увеличить пропускную способность нефтепроводов и уменьшить затраты мощности на перекачку вследствие уменьшения вязкости нефти, содержащей растворенный газ.

Недостатки напорной системы сбора – большие эксплуатационные расходы на совместное транспортирование нефти и воды с

месторождений до ЦСП и соответственно большой расход энергии и труб на сооружение системы обратного транспортирования очищенной пластовой воды до месторождений для использования ее в системе поддержания пластового давления.

В настоящее время в развитых нефтедобывающих регионах применяют системы сбора, лишенные указанных недостатков.

Система, изображенная на рис. 2.5, а, отличается от традиционной напорной тем, что еще перед сепаратором первой ступени в поток вводят реагент-деэмульгатор, разрушающий водонефтяную эмульсию. Это позволяет отделить основное количество воды от продукции скважин на ДНС. На центральном же сборном пункте установка комплексной подготовки нефти расположена перед сепаратором второй ступени. Это связано с тем, что нефть, содержащая растворенный газ, имеет меньшую вязкость, что обеспечивает более полное отделение воды от нее.

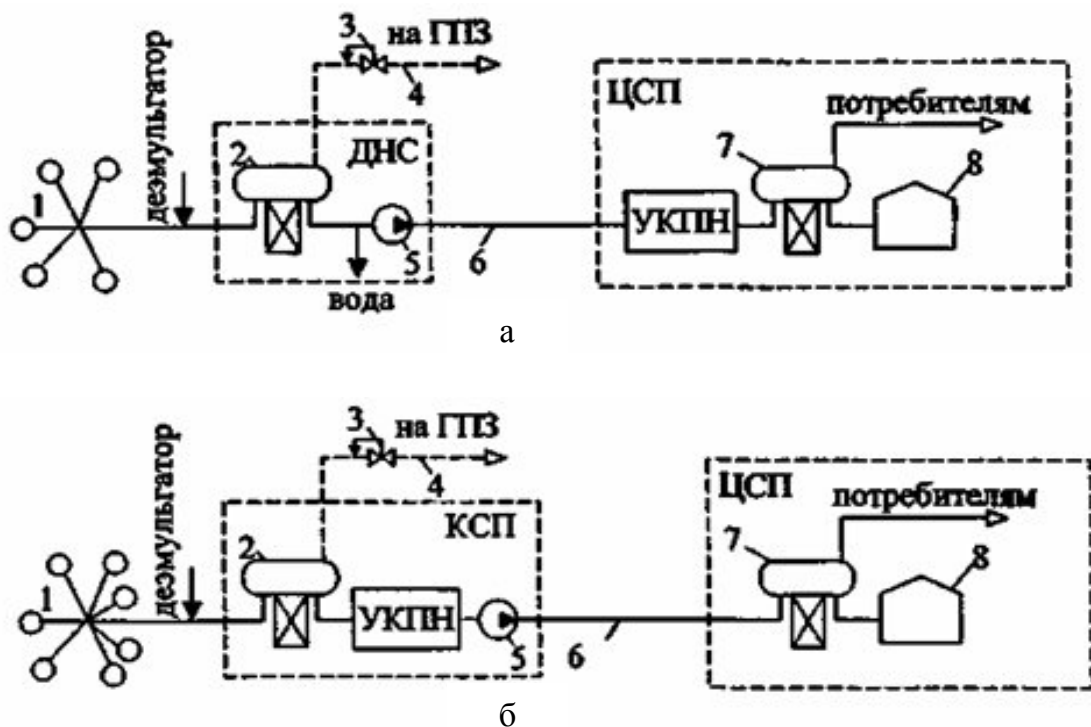


Рис. 2.5. Принципиальные схемы современных систем сбора:  
 а – с подготовкой нефти в газонасыщенном состоянии на ЦСП;  
 б – с подготовкой нефти в газонасыщенном состоянии на КСП

УКПН представляет собой небольшой завод по первичной (промысловой) подготовке нефти (т.е. дегазация, обезвоживание, обессоливание, стабилизация). В сырую нефть (рис. 2.6), поступающую по

линии I, подается деэмульгатор (по линии II). Насосом 1 нефть направляется в теплообменник 2, в котором нагревается до 50 – 60 °С горячей стабильной нефтью, поступающей по линии III, после стабилизационной колонны 8.

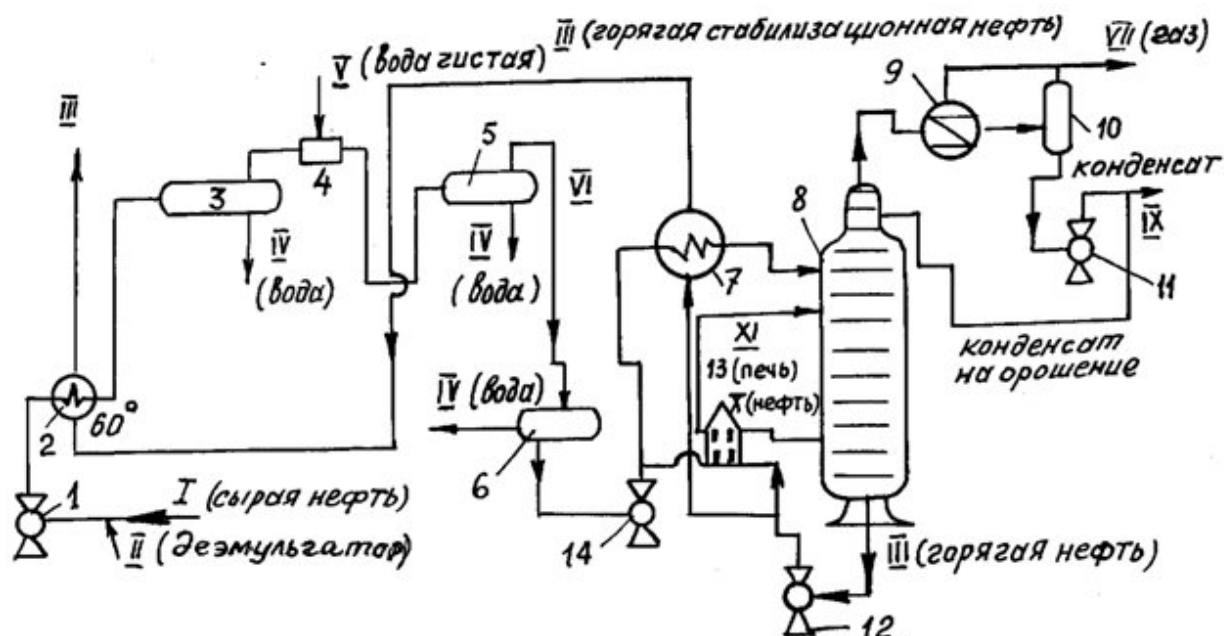


Рис. 2.6. Технологическая схема УКПН:

- 1 – насос; 2 – теплообменник; 3 – отстойник (ступень обезвоживания);
- 4 – смеситель (с чистой водой); 5 – отстойник (1-й ступени);
- 6 – электродегидратор; 7 – теплообменник (150 – 1 600 °С);
- 8 – стабилизированная колонна (отпарная); 9 – холодильный конденсатор (до 300 °С); 10 – емкость орошения; 11, 12, 14 – насосы; 13 – печь

Подогретая нефть в отстойнике первой ступени обезвоживания 3 частично отделяется от воды и проходит через смеситель 4, где смешивается с пресной водой, поступающей по линии V, для отмычки солей и направляется в отстойник второй ступени 5 и по линии VI в электродегидратор 6. Отделенная вода отводится по линиям IV. При необходимости улучшения степени обессоливания применяют несколько смесителей, отстойников и электродегидраторов, включенных последовательно. Обессоленная нефть насосом 14 направляется в отпарную часть стабилизационной колонны 8 через теплообменник 7. Нагрев нефти в теплообменнике 7 до 1 500 – 1 600 °С осуществляется за счет тепла стабильной нефти, поступающей непосредственно снизу стабилизационной колонны 8. В стабилизационной колонне происходит отделение легких фракций нефти, которые конденсируются и пе-

редаются на газоперерабатывающий завод (ГПЗ). В нижней (отпарной) и верхней частях стабилизационной колонны установлены тарелочные устройства, которые способствуют более полному отделению легких фракций. Внизу отпарной части стабилизационной колонны поддерживается более высокая температура (до 2400 °С), чем температура нефти, поступающей вверх отпарной части. Температура поддерживается циркуляцией стабильной нефти из нижней части стабилизационной колонны через печь 13. Циркуляция стабильной нефти осуществляется насосом 12 по линии X. В печи 13 может также подогреваться часть нестабильной нефти, которая затем подается вверх от отпарной колонны по линии XI.

В результате нагрева из нефти интенсивно испаряются легкие фракции, которые поступают в верхнюю часть стабилизационной колонны, где на тарелках происходит более четкое разделение на легкие и тяжелые углеводороды. Пары легких углеводородов и газ по линии VII из стабилизационной колонны поступают в конденсатор-холодильник 9, где они охлаждаются до 30 °С, основная их часть конденсируется и накапливается в емкости орошения 10. Газ и несконденсировавшиеся пары направляются по линии VIII на горелки печи 13. Конденсат (широкая фракция легких углеводородов) насосом 11 перекачивается в емкости хранения, а часть по линии IX направляется в верх стабилизационной колонны на орошение. Часто для перемещения нефти от АГЗУ до ЦПС применяют ДНС – дожимную насосную станцию, т.к. пластового давления оказывается недостаточно. На ЦПС расположены также установки по подготовке воды (УПВ), на которых вода, отделенная на УКПН от нефти, подвергается очистке от частиц механических примесей, окислов железа и т.д. и направляется в систему поддержания пластового давления (ППД). В системе ППД подготовленная вода с помощью кустовых насосных станций (КНС) под большим давлением (до 20 – 25 МПа) через систему трубопроводов-водоводов подается к нагнетательным (инжекционным) скважинам и затем в продуктивные пласты.

Обезвоженная, обессоленная и дегазированная нефть после завершения окончательного контроля поступает в резервуары товарной нефти и затем на головную насосную станцию магистрального нефтепровода.

**Сбор и подготовка газа.** Перед подачей газа в магистральные газопроводы его необходимо подготовить к транспорту на головных сооружениях, которые располагаются около газовых месторождений. Подго-

товка газа заключается в очистке его от механических примесей, осушке от газового конденсата и влаги, а также удалении при их наличии побочных продуктов: сероводорода, уголекислоты и т.д. [36].

Существующие системы сбора газа классифицируются:

➤ по степени централизации технологических объектов подготовки газа;

➤ по конфигурации трубопроводных коммуникаций;

➤ по рабочему давлению.

По степени централизации технологических объектов подготовки газа различают индивидуальные, групповые и централизованные системы сбора.

При *индивидуальной системе сбора* (рис. 2.7, а) каждая скважина имеет свой комплекс сооружений для подготовки газа (УПГ), после которого газ поступает в сборный коллектор и далее на центральный сборный пункт (ЦСП). Данная система применяется в начальный период разработки месторождения, а также на промыслах с большим удалением скважин друг от друга.

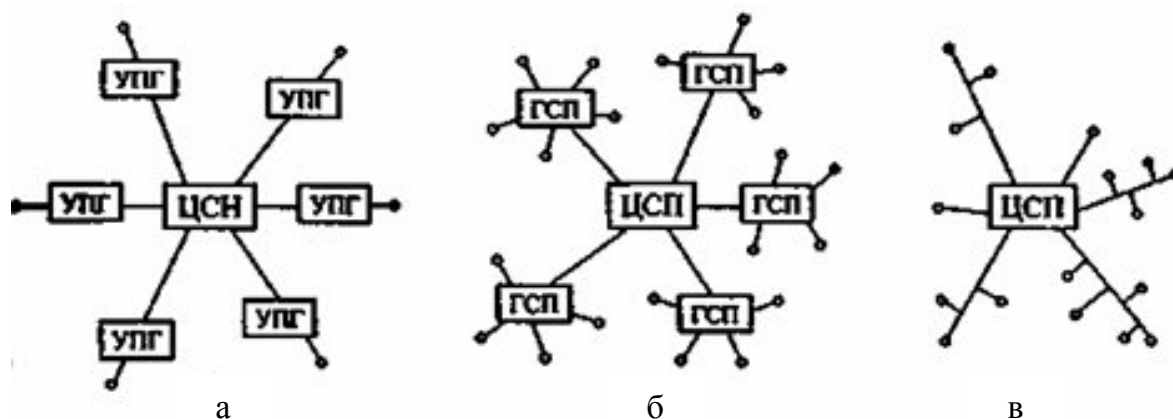


Рис. 2.7. Системы сбора газа на промыслах:

а – индивидуальная; б – групповая; в – централизованная;

УПГ – установка подготовки газа; ГСП – групповой сборный пункт;

ЦСП – централизованный сборный пункт

Недостатками индивидуальной системы являются:

▪ рассредоточенность оборудования и аппаратов по всему промыслу, а следовательно, сложности организации постоянного и высококвалифицированного обслуживания, автоматизации и контроля за работой этих объектов;

- увеличение суммарных потерь газа по промыслу за счет наличия большого числа технологических объектов и т.д.

При *групповой системе сбора* (рис. 2.7, б) весь комплекс по подготовке газа сосредоточен на групповом сборном пункте (ГСП), обслуживающем несколько близко расположенных скважин (до 16 и более). Групповые сборные пункты подключаются к промысловому сборному коллектору, по которому газ поступает на центральный сборный пункт и далее потребителю.

Групповые системы сбора получили широкое распространение, так как их внедрение позволяет увеличить мощность и коэффициент загрузки технологических аппаратов, уменьшить число объектов контроля, обслуживания и автоматизации, а в итоге – снизить затраты на обустройство месторождения.

При *централизованной системе сбора* (рис. 2.7, в) газ от всех скважин по индивидуальным линиям или сборному коллектору поступает к единому центральному сборному пункту, где осуществляется весь комплекс технологических процессов подготовки газа и откуда он направляется потребителям.

Применение централизованных систем сбора позволяет осуществить еще большую концентрацию технологического оборудования и за счет применения более высокопроизводительных аппаратов уменьшить металлозатраты и капитальные вложения в подготовку газа.

В каждом конкретном случае выбор системы сбора газа обосновывается технико-экономическим расчетом.

По конфигурации трубопроводных коммуникаций различают бесколлекторные и коллекторные газосборные системы. При бесколлекторной системе сбора газ (подготовленный или нет) поступает на ЦПС со скважин по индивидуальным линиям. В коллекторных газосборных системах отдельные скважины подключаются к коллекторам, а уже по ним газ поступает на ЦСП.

Система газосборного коллектора определяется конфигурацией и размерами месторождения, сеткой размещения и дебитом отдельных скважин, количеством и характеристикой продуктивных горизонтов, технологической схемой промысловой подготовки газа к транспорту, требованиями, предъявляемыми к надёжности подачи газа с промысла. Давление в газосборной сети определяется технологией промысловой подготовки и магистральным транспортом газа. На участке газосборной сети от скважин до газосборных пунктов макси-

мальная величина его 20 МПа, от сборных пунктов до магистрального газопровода – 7,5 – 10 МПа.

Различают линейные, лучевые и кольцевые коллекторные газосборные системы (рис. 2.8).

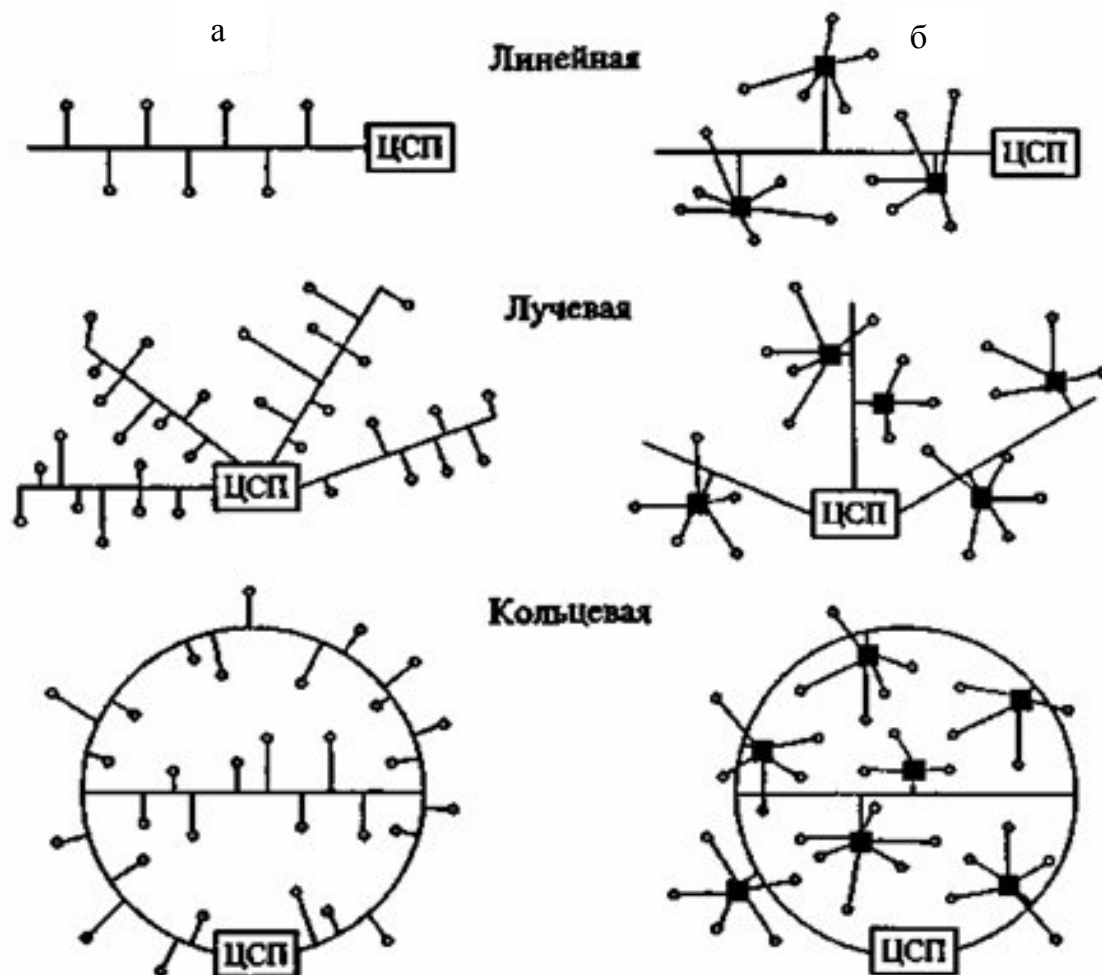


Рис. 2.8. Формы коллекторной газосборной сети.  
Подключение скважин: *а* – индивидуальное; *б* – групповое

*Линейная* газосборная сеть состоит из одного коллектора и применяется при разработке вытянутых в плане месторождений небольшим числом (2 – 3) рядов скважин.

*Лучевая* газосборная сеть состоит из нескольких коллекторов, сходящихся в одной точке в виде лучей.

*Кольцевая* газосборная сеть представляет собой замкнутый коллектор, огибающий большую часть месторождения и имеющий переемы. Кольцевая форма сети позволяет обеспечить бесперебойную



подачу газа потребителям в случае выхода из строя одного из участков коллектора.

## 2.2. Промысловая подготовка и переработка нефти

В процессе подъема жидкости из скважин и транспорта ее до центрального пункта сбора и подготовки нефти, газа и воды постепенно снижается давление и из нефти выделяется газ. Объем выделившегося газа по мере снижения давления в системе увеличивается и обычно в несколько десятков раз превышает объем жидкости. Поэтому при низких давлениях их совместное хранение, а иногда и сбор становятся нецелесообразными, приходится осуществлять их раздельный сбор и хранение [39].

Продукция нефтяных скважин прежде всего подвергается процессу *сепарации* (отделению от нефти газа, а также воды). Пластовая вода – это сильно минерализованная среда с содержанием солей до 300 г/л. Содержание пластовой воды в нефти может достигать 80 %. Минеральная вода вызывает повышенное коррозионное разрушение труб, резервуаров; твердые частицы, поступающие с потоком нефти из скважины, вызывают износ трубопроводов и оборудования. Попутный (нефтяной) газ используется как сырье и топливо.

Число ступеней сепарации зависит от физико-химической характеристики пластовой нефти, требований, предъявляемых к товарной нефти, и в каждом конкретном случае определяется расчетом исходя из условия достижения наилучших технико-экономических показателей.

***Сепарация нефти от газа.*** Сепарацию нефти выполняют в специальных агрегатах-сепараторах. В современных системах сбора нефти и газа газосепараторами оснащаются все блочные автоматизированные групповые замерные установки (за исключением установок, оснащенных массовыми расходомерами), дожимные насосные станции и центральные пункты сбора и подготовки нефти, газа и воды. На блочных автоматизированных замерных установках отделение газа от нефти осуществляется только с целью раздельного измерения дебита скважин по жидкости и газу. После измерения нефть и газ снова смешиваются и подаются в общий нефтегазовый коллектор.

Часто отвод свободного газа от нефти осуществляется в нескольких местах. Каждый пункт вывода отсепарированного газа называется *ступенью сепарации газа*.

Многоступенчатая сепарация применяется для постепенного отвода свободного газа по мере снижения давления. Она применяется при высоких давлениях на устье скважин. Нефтегазовую смесь из скважины направляют сначала в газосепаратор высокого давления, в котором из нефти выделяется основная масса газа. Этот газ может транспортироваться на большие расстояния под собственным давлением. Из сепаратора высокого давления нефть поступает в сепаратор среднего и низкого давления для окончательного отделения от газа [45].

Сепарация газа от нефти может происходить под влиянием гравитационных, инерционных сил и за счет селективной смачиваемости нефти. В зависимости от этого различают гравитационную, инерционную и пленочную сепарации, а газосепараторы – гравитационные, гидроциклонные и жалюзийные.

Гравитационная сепарация осуществляется вследствие разности плотностей жидкости и газа, т.е. под действием их силы тяжести. Газосепараторы, работающие на этом принципе, называются гравитационными.

Инерционная сепарация происходит при резких поворотах газонефтяного потока. В результате этого жидкость, как более инерционная, продолжает двигаться по прямой, а газ меняет свое направление. В результате происходит их разделение. На этом принципе построена работа гидроциклонного газосепаратора, осуществляемая подачей газонефтяной смеси в циклонную головку, в которой жидкость отбрасывается к внутренней поверхности и затем стекает вниз в нефтяное пространство газосепаратора, а газ двигается по центру циклона.

Пленочная сепарация основана на явлении селективного смачивания жидкости на металлической поверхности. При прохождении потока газа с некоторым содержанием нефти через жалюзийные насадки (каплеуловители) капли нефти, соприкасаясь с металлической поверхностью, смачивают ее и образуют на ней сплошную жидкостную пленку. Жидкость на этой пленке держится достаточно хорошо и при достижении определенной толщины начинает непрерывно стекать вниз. Это явление называется эффектом пленочной сепарации. Жалюзийные сепараторы работают на этом принципе.

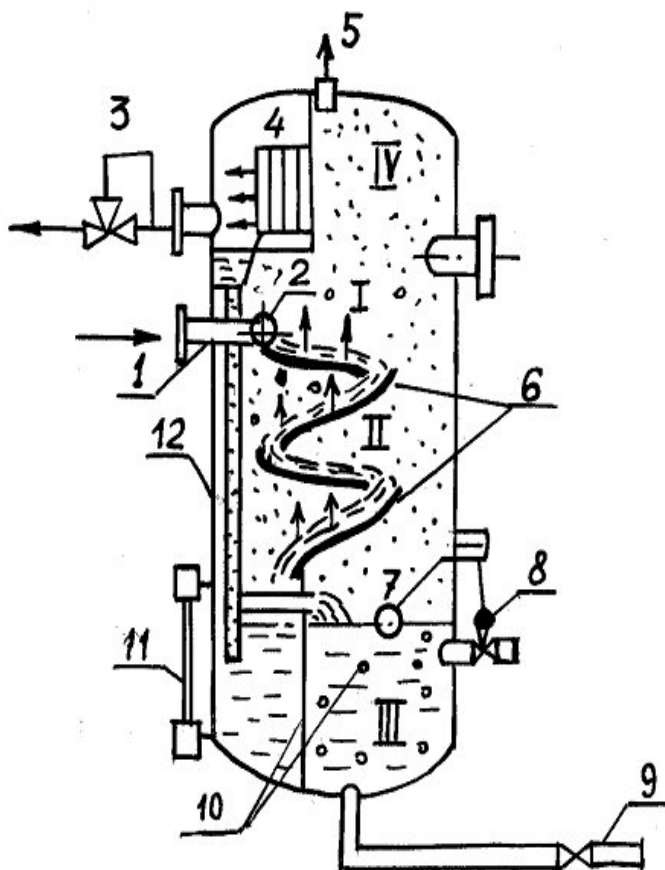
Сепараторы нефти бывают вертикальными и горизонтальными.

*Вертикальный газонефтяной сепаратор* (рис. 2.9) представляет собой вертикально установленный цилиндрический корпус с полусферическими днищами, снабженный патрубками для ввода газожид-

костной смеси и вывода жидкой и газовой фаз, предохранительной и регулирующей арматурой, а также специальными устройствами, обеспечивающими разделение жидкости и газа.

Рис. 2.9. Вертикальный сепаратор:

- I – основная сепарационная секция; II – осадительная секция; III – секция сбора нефти; IV – секция каплеудаления;
- 1 – патрубок ввода газожидкой смеси;
- 2 – раздаточный коллектор со щелевым выходом;
- 3 – регулятор давления «до себя» на линии отвода;
- 4 – жалюзный каплеуловитель;
- 5 – предохранительный клапан;
- 6 – наклонные полки;
- 7 – поплавок;
- 8 – регулятор уровня и линии отвода нефти;
- 9 – линия сбора шлама;
- 10 – перегородки;
- 11 – уровнемерное стекло;
- 12 – дренажная труба



Сепаратор (см. рис. 2.9) состоит из четырех секций. Секция I – это секция интенсивного выделения газа из нефти. Газоводонефтяная смесь под большим давлением поступает в рабочее пространство сепаратора с увеличенным объемом. За счет резкого снижения скорости потока вода и газ отделяются от нефти и поступают: вода в нижние секции, а газ удаляется из сепаратора через верхний патрубок.

Повышенный эффект сепарации обеспечивается при тангенциальном подводе газа в сепаратор. В этом случае поток газоводонефтяной смеси попадает в рабочее пространство цилиндрического корпуса сепаратора по касательной и перемещается путем вращения по стенкам корпуса, что создает оптимальные условия для отделения воды и газа, затем нефть поступает в секцию II сепаратора, где стекает под действием тяжести вниз по наклонным полкам тонким слоем. Это создает лучшие условия для выделения газа из нефти за счет снижения толщины ее слоя и увеличения времени пребывания смеси в секции II. После секции II

нефть попадает в секцию III – сбора нефти. Секция IV (каплеудаления) предназначена для улавливания капель жидкости, увлекаемых выходящим потоком газа.

Газонефтяная смесь под давлением поступает в сепаратор по патрубку 1 в раздаточный коллектор 2 со щелевым выходом. Регулятором давления 3 в сепараторе поддерживается определенное давление, которое меньше начального давления газожидкостной смеси. За счет уменьшения давления из смеси в сепараторе выделяется растворенный газ. Поскольку этот процесс не является мгновенным, время пребывания смеси в сепараторе стремятся увеличить за счет установки наклонных полок 6, по которым она стекает в нижнюю часть аппарата. Выделяющийся газ поднимается вверх. Здесь он проходит через жалюзийный каплеуловитель 4, служащий для отделения капель нефти, и далее направляется в газопровод. Уловленная нефть по дренажной трубе 12 стекает вниз. Контроль за уровнем нефти в нижней части сепаратора осуществляется с помощью регулятора уровня 8 и уровнемерного стекла 11. Шлам (песок, окалина) из аппарата удаляется по трубопроводу 9.

Достоинство вертикальных сепараторов – относительная простота регулирования уровня жидкости, а также очистки от отложений парафина и механических примесей. Они занимают относительно небольшую площадь, что особенно важно в условиях морских промыслов, где промысловое оборудование монтируется на платформах или эстакадах. Однако вертикальные сепараторы имеют и существенные недостатки: меньшую производительность по сравнению с горизонтальными при одном и том же диаметре аппарата, меньшую эффективность сепарации.

*Горизонтальный газонефтяной сепаратор* (рис. 2.10) состоит из технологической емкости 1, внутри которой расположены две наклонные полки 2, пеногаситель 3, влагоотделитель 5 и устройство 7 для предотвращения образования воронки при дренаже нефти. Технологическая емкость снабжена патрубком 10 для ввода газонефтяной смеси, штуцерами выхода газа 4 и нефти 6 и люком-лазом 8. Наклонные полки выполнены в виде желобов с отбортовкой не менее 150 мм. В месте ввода газонефтяной смеси в сепаратор смонтировано распределительное устройство 9.

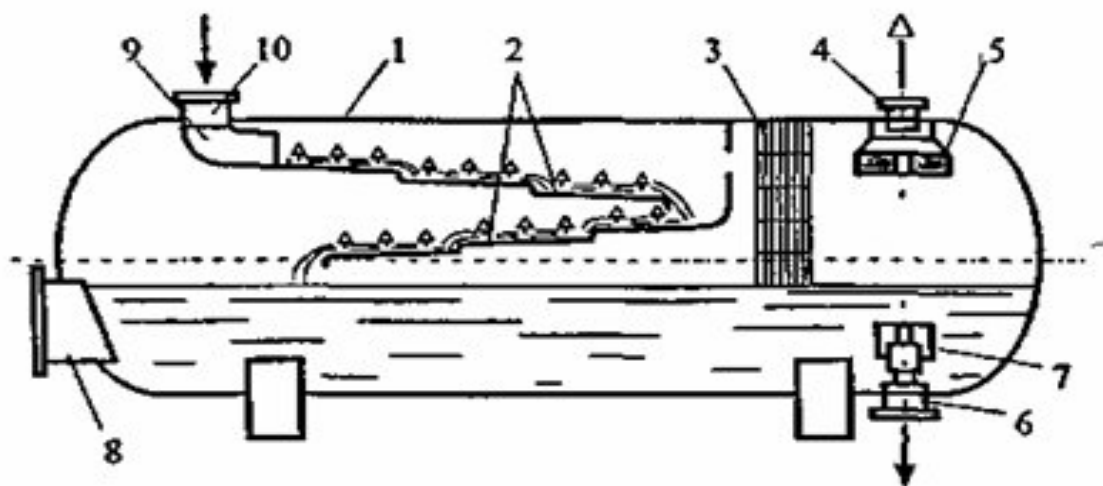


Рис. 2.10. Горизонтальный газонефтяной сепаратор:  
 1 – технологическая емкость; 2 – наклонные желоба; 3 – пеногаситель;  
 4 – выход газа; 5 – влагоотделитель; 6 – выход нефти; 7 – устройство  
 для предотвращения образования воронки; 8 – люк-лаз;  
 9 – распределительное устройство; 10 – ввод продукции

Сепаратор работает следующим образом. Газонефтяная смесь через патрубок 10 и распределительное устройство 9 поступает на полки 2 и по ним стекает в нижнюю часть технологической емкости. Стекая по наклонным полкам, нефть освобождается от пузырьков газа. Выделившийся из нефти газ проходит пеногаситель 3, где разрушается пена, и влагоотделитель 5, где очищается от капель нефти, и через штуцер выхода газа 4 отводится из аппарата. Дегазированная нефть накапливается в нижней части технологической емкости и отводится из аппарата через штуцер 6.

Горизонтальные сепараторы имеют ряд преимуществ перед вертикальными: большую пропускную способность и более высокий эффект сепарации. Принцип работы горизонтальных сепараторов аналогичен вертикальным, но за счет того, что в горизонтальных сепараторах капли жидкости падают перпендикулярно к потоку газа, а не навстречу ему, как в вертикальных сепараторах, горизонтальные сепараторы имеют бóльшую пропускную способность.

Для повышения эффективности процесса сепарации в горизонтальных сепараторах используют гидроциклонные устройства и предварительный отбор газа перед входом в сепаратор через вилку. В гидроциклоне входящий газожидкостный поток приводится во вращательное движение, капли нефти как более тяжелые под давлением центробежной силы отбрасываются на стенки трубы, а газовая струя перемещается в корпусе сепаратора.

Горизонтальный газонефтяной сепаратор гидроциклонного типа (рис. 2.11) состоит из технологической емкости 1 и нескольких одноточечных гидроциклонов 2. Конструктивно однотонный циклон представляет собой вертикальный цилиндрический аппарат с тангенциальным вводом газонефтяной смеси, внутри которого расположены направляющий патрубок 3 и секция перетока 4.

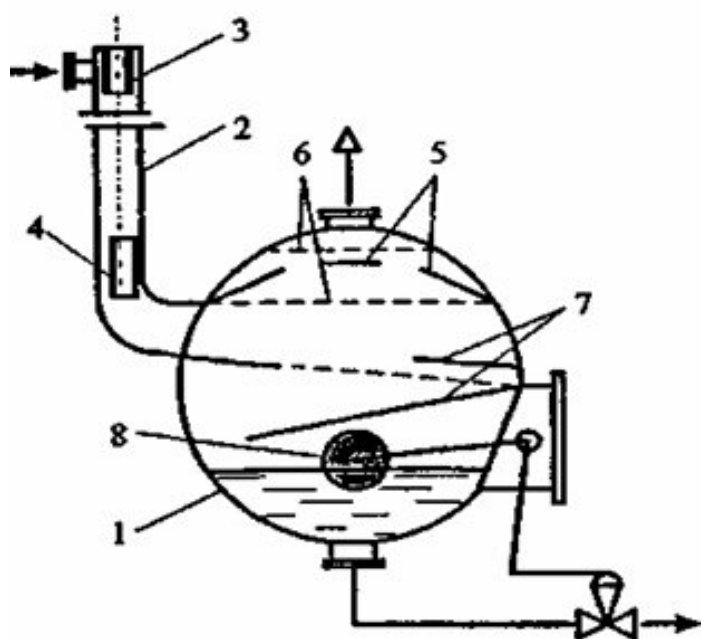


Рис. 2.11. Горизонтальный газонефтяной сепаратор гидроциклонного типа:  
 1 – емкость; 2 – одноточечный гидроциклон;  
 3 – направляющий патрубок; 4 – секция перетока;  
 5 – каплеотбойник;  
 6 – распределительные решетки;  
 7 – наклонные полки;  
 8 – регулятор уровня

В одноточечном гидроциклоне смесь совершает одновременно вращательное движение вокруг направляющего патрубка и нисходящее движение, образуя нисходящий вихрь. Нефть под действием центробежной силы прижимается к стенке циклона, а выделившийся и очищенный от капель жидкости газ движется в центре его. В секции перетока нефть и газ меняют направление движения с вертикального на горизонтальное и поступают отдельно в технологическую емкость. Далее газовый поток проходит каплеотбойник 5, распределительные решетки 6 и выходит из сепаратора. Нефть по наклонным полкам 7 стекает в нижнюю часть емкости. Ее уровень поддерживается с помощью регулятора 8.

Горизонтальный сепаратор с предварительным отбором газа отличается тем, что нефтегазовая смесь вводится в корпус сепаратора по наклонным участкам трубопровода (рис. 2.12).

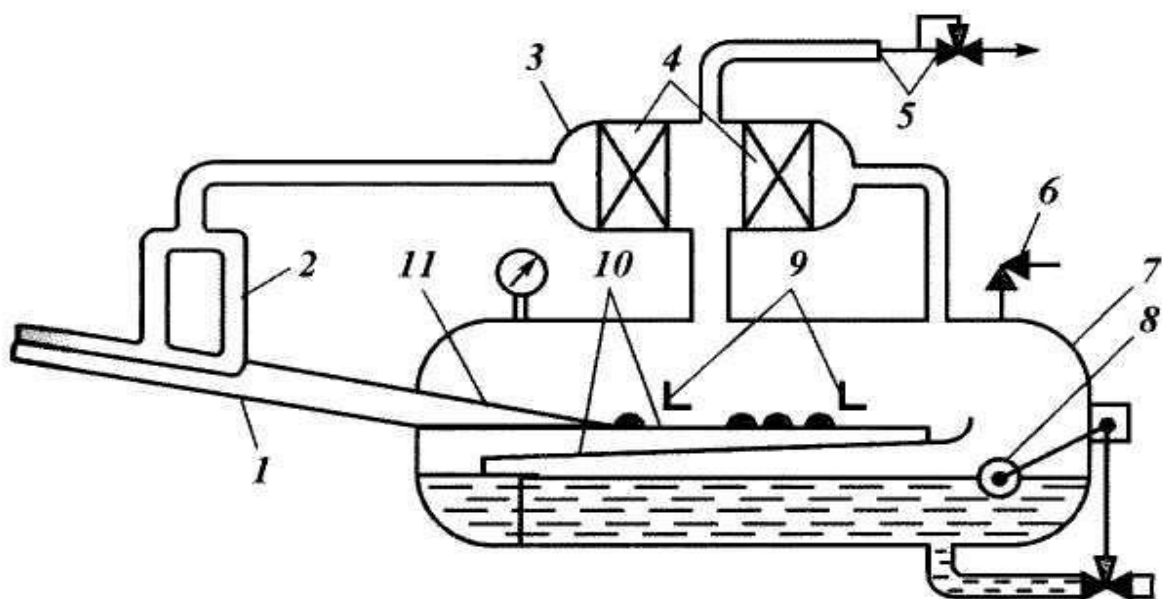


Рис. 2.12. Горизонтальный сепаратор с предварительным отбором газа:  
 1 – входной трубопровод; 2 – вилка для предварительного отбора газа;  
 3 – каплеуловитель (сепаратор газа); 4 – жалюзийные насадки;  
 5 – газопровод с регулятором давления; 6 – предохранительный клапан;  
 7 – корпус сепаратора; 8 – поплавок; 9 – пеногасители;  
 10 – наклонные полки; 11 – линия

Уклон входного трубопровода –  $10\text{--}15^\circ$ . При подъеме и последующем спуске по входному трубопроводу происходит разделение жидкости и газа на вилке 2. Затем газ по газоотводящим трубкам отводится к каплеулавлителю 3, часть капель воды оседает на жалюзийных насадках 4 и стекает в сам сепаратор. После этого газ направляется в газовод вместе с газом, отделенным в корпусе сепаратора, и через выход 5 – на ГПЗ. Для более интенсивного выделения растворённого газа нефть направляют тонким слоем по наклонным плоскостям – полкам 10. Очищенная нефть накапливается в нижней части сепаратора и выводится так же, как и в случае с вертикальным сепаратором при определённом положении поплавка 8 под действием давления газа. Далее нефть поступает на УПН через линию 11.

*Обезвоживание и обессоливание нефти* – взаимосвязанные процессы, т.к. основная масса солей сосредоточена в пластовой воде и удаление воды приводит одновременно к обессоливанию нефти.

Обессоливание нефти осуществляется смешением обезвоженной нефти с пресной водой, после чего полученную искусственную эмульсию вновь обезвоживают. Такая последовательность технологи-

ческих операций объясняется тем, что даже в обезвоженной нефти остается некоторое количество воды, в которой и растворены соли. При смешении с пресной водой соли распределяются по всему ее объему и, следовательно, их средняя концентрация в воде уменьшается. При обессоливании содержание солей в нефти доводится до величины менее 0,1 %.

Обезвоживание нефти затруднено тем, что нефть и вода образуют стойкие эмульсии типа «вода в нефти» и «нефть в воде». В этом случае вода диспергирует в нефтяной среде на мельчайшие капли, образуя стойкую эмульсию. Тип образующейся эмульсии в основном зависит от соотношения объемов фаз, а также от температуры, поверхностного натяжения на границе «нефть–вода» и др. Следовательно, для обезвоживания и обессоливания нефти необходимо отделить от нее эти мельчайшие капли воды и удалить воду из нефти.

Для обезвоживания и обессоливания нефти используют следующие технологические процессы:

- гравитационный отстой нефти;
- горячий отстой нефти;
- фильтрацию;
- разделение в поле центробежных сил;
- химические методы (внутритрубную деэмульсацию);
- термохимические методы;
- электрообессоливание и электрообезвоживание нефти.

Наиболее прост по технологии процесс гравитационного отстоя. В этом случае нефтью заполняют резервуары и выдерживают определенное время (48 ч и более). Принципиальная схема отстойника непрерывного действия приведена на рис. 2.13.

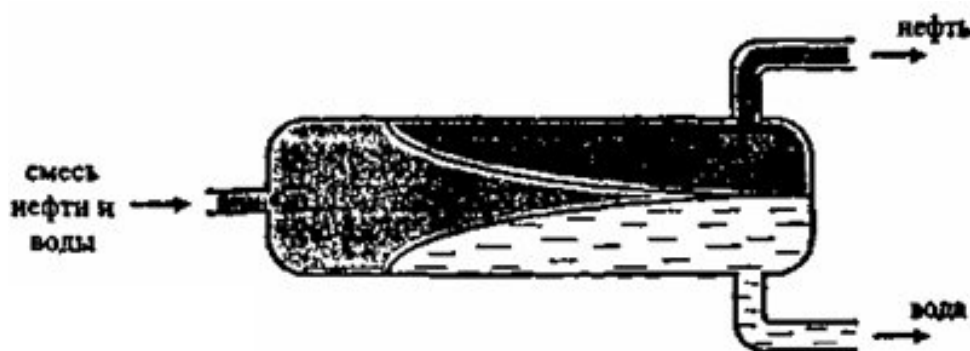


Рис. 2.13. Принципиальная схема отстойника непрерывного действия



Во время выдержки происходят процессы коагуляции капель воды, более крупные и тяжелые капли воды под действием сил тяжести (гравитации) оседают на дно и скапливаются в виде слоя подтоварной воды. В отстойниках непрерывного действия отделение воды осуществляется при непрерывном прохождении обрабатываемой смеси через отстойник. Длина отстойника определяется из условия, что от нефти должны отделиться капли заданного размера.

Однако гравитационный процесс отстоя холодной нефти – малопродуктивный и недостаточно эффективный метод обезвоживания нефти. Более эффективен горячий отстой обводненной нефти, когда за счет предварительного нагрева нефти до температуры 50 – 70 °С значительно облегчаются процессы коагуляции капель воды и ускоряется обезвоживание нефти при отстое. Недостатком гравитационных методов обезвоживания является его малая эффективность.

Фильтрация применяется для разрушения нестойких эмульсий. В качестве материала фильтров используются вещества, не смачиваемые водой, но смачиваемые нефтью, поэтому нефть проникает через фильтр, вода – нет.

Разделение в поле центробежных сил производится в центрифугах, которые представляют собой вращающийся с большим числом оборотов ротор. В ротор по полуму вала подается эмульсия. Здесь она под действием сил инерции разделяется, так как капли воды и нефти имеют различные плотности.

Более эффективны методы химические, термохимические, а также электрообезвоживание и обессоливание. При химических методах в обводненную нефть вводят специальные вещества, называемые деэмульгаторами. В качестве деэмульгаторов используют поверхностно-активные вещества (ПАВ). Их вводят в состав нефти в небольших количествах: от 5 – 10 до 50 – 60 г на 1 т нефти. Наилучшие результаты показывают так называемые неионогенные ПАВ, которые в нефти не распадаются на анионы и катионы. Это такие вещества, как дисолванты, сепаролы, дипроксилы и др. Деэмульгаторы адсорбируются на поверхности раздела фаз «нефть–вода» и вытесняют или заменяют менее поверхностно-активные природные эмульгаторы, содержащиеся в жидкости. Причем пленка, образующаяся на поверхности капель воды, непрочная, что говорит о слиянии мелких капель в крупные, т.е. о процессе коалесценции. Крупные капли влаги легко оседают на дно резервуара. Эффективность и скорость химического обезвоживания значительно повышается за счет нагрева нефти,

т.е. при термохимических методах (за счет снижения вязкости нефти при нагреве и облегчения процесса коалесценции капель воды).

В термохимической установке обезвоживания нефти (рис. 2.14) сырую нефть (нефтяную эмульсию) I из сырьевого резервуара 1 насосом 2 через теплообменник 3 подают в трубчатую печь 4. Перед насосом 2 в нефть закачивают реагент-деэмульгатор II. В теплообменнике 3 и трубчатой печи 4 нефтяная эмульсия подогревается и в процессе ее турбулентного перемешивания в насосе и при движении по трубному змеевику в печи происходит доведение реагента-деэмульгатора до капель пластовой воды и разрушение бронирующих слоев асфальтосмолистых веществ. Нагрев в трубчатой печи осуществляется при необходимости нагрева нефтяной эмульсии до температуры выше  $120\text{ }^{\circ}\text{C}$  (при повышенном давлении, чтобы не допустить вскипания воды). При меньших температурах нагрева вместо трубчатой печи 4 можно использовать пароподогреватель. Оптимальной температурой нагрева считается такая, при которой кинематическая вязкость нефтяной эмульсии составляет  $4 \cdot 10^{-6}\text{ м}^2/\text{с}$ . Неустойчивая эмульсия из трубчатой печи 4 поступает в отстойник 5, где расслаивается на нефть и воду. Обезвоженная нефть выводится сверху из отстойника 5, проходит через теплообменник 3, где отдает часть тепла поступающей на деэмульсацию сырой нефти и поступает в резервуар 6, из которого товарная нефть III насосом откачивается в магистральный нефтепровод. Отделившаяся в отстойнике 5 пластовая вода IV направляется на установку по подготовке сточных вод [39].

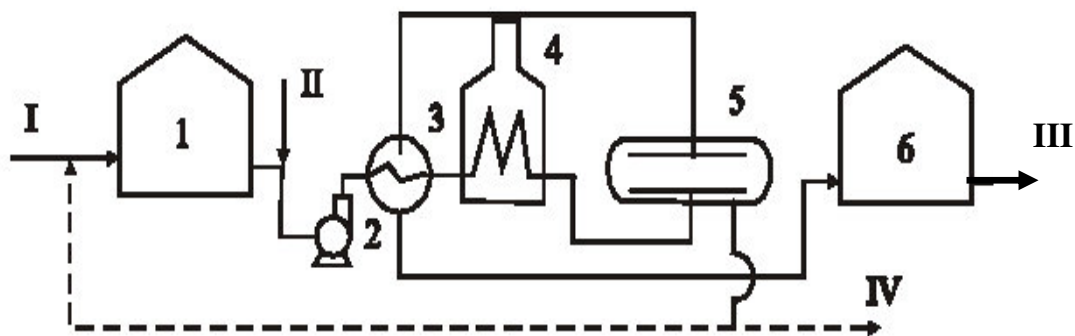


Рис. 2.14. Технологическая схема термохимической установки обезвоживания нефти

Сырьевой резервуар 1 может работать как резервуар с предварительным сбросом воды. В этом случае часть горячей воды,

выходящей из отстойника 5 и содержащей реагент-деэмульгатор, подается в поток сырой нефти перед резервуаром 1 (см. рис. 2.14, пунктирная линия). В этом случае резервуар 1 оборудуют распределительным маточником и переливной трубой. В резервуаре поддерживается слой воды, так что поступающая нефтяная эмульсия распределенным потоком проходит через толщу воды, что способствует более полному отделению свободной воды из нефтяной эмульсии. Отделившаяся в резервуаре с предварительным сбросом вода насосом откачивается на установку по подготовке сточных вод.

Наиболее низкое остаточное содержание воды достигается при использовании электрических методов обезвоживания и обессоливания. Электрообезвоживание и электрообессоливание нефти связаны с пропуском нефти через специальные аппараты-электродегидраторы (рис. 2.15), где нефть проходит между электродами, создающими электрическое поле высокого напряжения (20 – 30 кВ). Для повышения скорости электрообезвоживания нефть предварительно подогревают до температуры 50 – 70 °С.

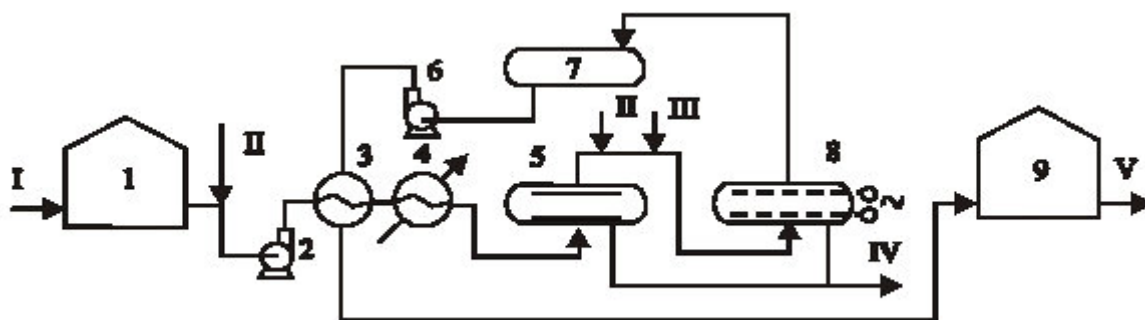


Рис. 2.15. Технологическая схема электрообезвоживающей установки нефти

Для стабилизации обводненности нефтяной эмульсии, поступающей в электродегидратор, вводится ступень теплохимического обезвоживания. Сырая нефть I из сырьевого резервуара 1 сырьевым насосом 2 прокачивается через теплообменник 3 и подогреватель 4 и поступает в отстойник 5. Перед сырьевым насосом в сырую нефть вводят реагент-деэмульгатор II, поэтому в отстойнике 5 из сырой нефти выделяется основное количество пластовой воды. Из отстойника 5 нефть с содержанием остаточной воды до 1 – 2 % направляется в электродегидратор 8.

При этом перед электродегидратором в поток нефти вводят пресную воду III и деэмульгатор II, так что перед обессоливанием обвод-

ненность нефти в зависимости от содержания солей доводится до 8 – 15 %. Соли растворяются в пресной воде и после отделения воды от нефти в электродегидраторе нефть становится обессоленной. Нефть через верх электродегидратора 8 выходит обезвоженная и обессоленная, пройдя промежуточную емкость 7, насосом 6 прокачивается через теплообменник 3. Затем нефть направляется в резервуар 9. Вода IV, отделившаяся от нефти в отстойнике 5 и электродегидраторе 8, направляется на установку по подготовке воды. Товарная нефть V насосом откачивается в магистральный нефтепровод.

При обезвоживании содержание воды в нефти доводится до 1 – 2 %.

Вода, отделенная от нефти на УКПН, поступает на УПВ, расположенную также на ЦПС. Особенно большое количество воды отделяют от нефти на завершающей стадии эксплуатации нефтяных месторождений, когда содержание воды в нефти может достигать до 80 %, т.е. с каждым кубометром нефти извлекается 4 м<sup>3</sup> воды. Пластовая вода, отделенная от нефти, содержит механические примеси, капли нефти, гидраты закиси и окиси железа и большое количество солей. Механические примеси забивают поры в продуктивных пластах и препятствуют проникновению воды в капиллярные каналы пластов, а следовательно, приводят к нарушению контакта «вода – нефть» в пласте и снижению эффективности поддержания пластового давления. Этому же способствуют и гидраты окиси железа, выпадающие в осадок. Соли, содержащиеся в воде, способствуют коррозии трубопроводов и оборудования. Поэтому сточные воды, отделенные от нефти на УКПН, необходимо очистить от механических примесей, капель нефти, гидратов окиси железа и солей и только после этого закачивать в продуктивные пласты. Допустимые содержания в закачиваемой воде механических примесей, нефти, соединений железа устанавливаются конкретно для каждого нефтяного месторождения. Для очистки сточных вод применяют закрытую (герметизированную) систему очистки.

В герметизированной системе в основном используют три метода: отстой, фильтрацию и флотацию. Метод отстоя основан на гравитационном разделении твердых частиц механических примесей, капель нефти и воды. Процесс отстоя проводят в горизонтальных аппаратах-отстойниках или вертикальных резервуарах-отстойниках. Метод фильтрации основан на прохождении загрязненной пластовой воды через гидрофобный фильтрующий слой, например че-

рез гранулы полиэтилена. Гранулы полиэтилена «захватывают» капельки нефти и частицы механических примесей и свободно пропускают воду. Метод флотации основан на одноименном явлении, когда пузырьки воздуха или газа, проходя через слой загрязненной воды снизу вверх, осаждаются на поверхности твердых частиц, капля нефти и способствуют их всплытию на поверхность. Очистку сточных вод осуществляют на установках очистки вод типа УОВ-750, УОВ-1500, УОВ-3000 и УОВ-10000, имеющих пропускную способность соответственно 750, 1 500, 3 000 и 10 000 м<sup>3</sup>/сут. Следует отметить, что установка УОВ-10000 состоит из трех установок УОВ-3000. Каждая такая установка состоит из четырех блоков: отстойника, флотации, сепарации и насосного.

Вместе с очищенной пластовой водой в продуктивные пласты для поддержания пластового давления закачивают пресную воду, полученную из двух источников: подземных (артезианских скважин) и открытых водоемов (рек). Грунтовые воды, добываемые из артезианских скважин, отличаются высокой степенью чистоты и во многих случаях не требуют глубокой очистки перед закачкой в пласты. В то же время вода открытых водоемов значительно загрязнена глинистыми частицами, соединениями железа, микроорганизмами и требует дополнительной очистки. В настоящее время применяют два вида забора воды из открытых водоемов: подрусловый и открытый. При подрусловом методе воду забирают ниже дна реки – «под руслом». Для этого в пойме реки пробуривают скважины глубиной 20 – 30 м, диаметром 300 мм. Эти скважины обязательно проходят через слой песчаного грунта. Скважину укрепляют обсадными трубами с отверстиями на спицах и в них опускают водозаборные трубы диаметром 200 мм. В каждом случае получают как бы два сообщающихся сосуда «река – скважина», разделенных естественным фильтром (слоем песчаного грунта). Вода из реки профильтровывается через песок и накапливается в скважине. Приток воды из скважины форсируется вакуум-насосом или водоподъемным насосом и подается на кустовую насосную станцию (КНС). При открытом методе воду с помощью насосов первого подъема откачивают из реки и подают на водоочистную станцию, где она проходит цикл очистки и попадает в отстойник. В отстойнике с помощью реагентов-коагуляторов частицы механических примесей и соединений железа выводятся в осадок. Окончательная очистка воды происходит в фильтрах, где в

качестве фильтрующих материалов используют чистый песок или мелкий уголь.

При хранении нефти в резервуарах, при транспортировке ее по трубопроводам, в цистернах по железной дороге или водным путем значительная часть углеводородов теряется за счет испарения. Легкие углеводороды являются инициаторами интенсивного испарения нефти, так как они увлекают за собой и более тяжелые углеводороды. В то же время легкие углеводороды являются ценным сырьем и топливом (легкие бензины). Поэтому перед подачей нефти из нее извлекают легкие низкокипящие углеводороды. Эта технологическая операция и называется *стабилизацией нефти*. Для стабилизации нефти ее подвергают ректификации или горячей сепарации. Наиболее простой и более широко применяемой в промышленной подготовке нефти является горячая сепарация, выполняемая на специальной стабилизационной установке. При горячей сепарации нефть предварительно подогревают в специальных нагревателях и подают в сепаратор, обычно горизонтальный. В сепаратор из подогретой до 40 – 80 °С нефти активно испаряются легкие углеводороды, которые отсасываются компрессором и через холодильную установку и бензосепаратор направляются в сборный газопровод. В бензосепараторе от легкой фракции дополнительно отделяют за счет конденсации тяжелые углеводороды.

При ректификации нефть подвергается нагреву в специальной стабилизационной колонне под давлением и при повышенных температурах (до 240 °С). Отделенные в стабилизационной колонне легкие фракции конденсируют и перекачивают на газодиффузионные установки или на ГПЗ для дальнейшей переработки.

К степени стабилизации товарной нефти предъявляются жесткие требования: давление упругости ее паров при 38 °С не должно превышать 0,066 МПа (500 мм рт. ст.).

*Процесс переработки нефти* – это многоступенчатый процесс физической и химической обработки сырой нефти, результатом которого является получение целого спектра нефтепродуктов.

Существует три основных направления переработки нефти: топливное, топливно-масляное и нефтехимическое.

При топливном направлении нефть перерабатывается на моторные и котельные топлива.

При топливно-масляной переработке наряду с моторными топливами получают различные сорта смазочных масел, поэтому для их

производства выгодней использовать нефть с высоким содержанием масляных фракций.

Нефтехимическая или комплексная переработка нефти предусматривает, наряду с топливами и маслами, производство сырья для нефтехимии: ароматических углеводородов, парафинов, сырья для пиролиза и др., а также выпуск продукции нефтехимического синтеза.

Выбор конкретного направления переработки нефти и ассортимента выпускаемых нефтепродуктов определяется качеством сырой нефти.

Нефтеперерабатывающая промышленность вырабатывает более 500 наименований газообразных, жидких и твердых нефтепродуктов. Их принято классифицировать по назначению. Основными и наиболее известными группами нефтепродуктов являются:

- *моторные топлива*, которые в зависимости от принципа работы двигателя подразделяют на карбюраторные (авиационные и автомобильные бензины), реактивные и дизельные;

- *энергетические топлива* (газотурбинные и котельные);

- *нефтяные масла*, которые бывают смазочные и несмазочные (несмазочные масла предназначены не для смазки, а для применения в качестве рабочих жидкостей в тормозных системах, трансформаторах, конденсаторах и т.п.).

Кроме того, существуют следующие группы нефтепродуктов:

- ° углеродные и вяжущие материалы: нефтяные коксы (применяются для изготовления электродов и коррозионноустойчивой аппаратуры), битумы (в виде асфальта в дорожном строительстве, а также производство электро- и гидроизоляционных материалов) и нефтяные пеки (изготовление электродов);

- ° нефтехимическое сырье: ароматические углеводороды (бензол, толуол, ксилолы, нафталин и др.; применяются для получения красителей и фармацевтических препаратов, в качестве растворителей); сырье для пиролиза – разложения химических соединений при нагревании; парафины и церезины (жидкие парафины служат сырьем для получения белково-витаминных концентратов, синтетических жирных кислот и поверхностно-активных веществ);

- ° нефтепродукты специального назначения, которые подразделяются на термогазойль (сырье для производства технического углерода); консистентные смазки; осветительный керосин; присадки к топливам и маслам; деэмульгаторы; элементную серу, водород и др.

Переработку нефти осуществляют методом перегонки, т.е. физическим разделением нефти на фракции. Различают первичную и вторичную переработку нефти.

Первичная перегонка нефти может осуществляться с:

- однократным испарением;
- многократным испарением;
- постепенным испарением.

При однократном испарении нефть нагревается в подогревателе до заданной температуры. По мере нагрева образуются пары. При достижении заданной температуры парожидкостная смесь поступает в испаритель (цилиндр, в котором пар отделяется от жидкой фазы).

Процесс многократного испарения представляет собой последовательность однократных испарений при постепенном повышении температуры нагрева.

Перегонка постепенным испарением представляет собой малое изменение состояния нефти при каждом однократном испарении.

Основные аппараты, в которых проходит перегонка нефти, или дистилляция, – это трубчатые печи, ректификационные колонны и теплообменные аппараты.

В зависимости от типа перегонки трубчатые печи делятся на атмосферные печи АТ, вакуумные печи ВТ и атмосферно-вакуумные трубчатые печи АВТ. В установках АТ осуществляют неглубокую переработку и получают бензиновые, керосиновые, дизельные фракции и мазут. В установках ВТ производят углубленную переработку сырья и получают газойлевые и масляные фракции, гудрон, которые впоследствии используются для производства смазочных масел, кокса, битума и др. В печах АВТ комбинируются два способа перегонки нефти.

Процесс переработки нефти принципом испарения происходит в ректификационных колоннах. Там исходная нефть с помощью насоса поступает в теплообменник, нагревается, затем поступает в трубчатую печь (огневой подогреватель), где нагревается до заданной температуры. Далее нефть в виде парожидкостной смеси входит в испарительную часть ректификационной колонны. Здесь происходит деление паровой фазы и жидкой фазы: пар поднимается вверх по колонне, жидкость стекает вниз.

На нефтеперерабатывающих заводах переработка нефти ведется в установках непрерывного действия, где осуществляются одновременно процессы атмосферной перегонки нефти и вакуумной перегонки



ки мазута. При нагреве нефти первыми закипают и испаряются наиболее легкие углеводороды, которые отбираются и используются в качестве сжиженных газов и бензина. Затем закипают более тяжелые углеводороды, из которых получают лигроин, керосин и дизельные топлива. В конце прямой перегонки остаются самые тяжелые углеводороды, образующие мазут.

Прямая перегонка происходит по следующей схеме (рис. 2.16). В трубчатой печи нефть нагревается до определенной температуры и поступает в ректификационную колонну, где переходит в парообразное состояние и разделяется на ректификационных тарелках на отдельные фракции.

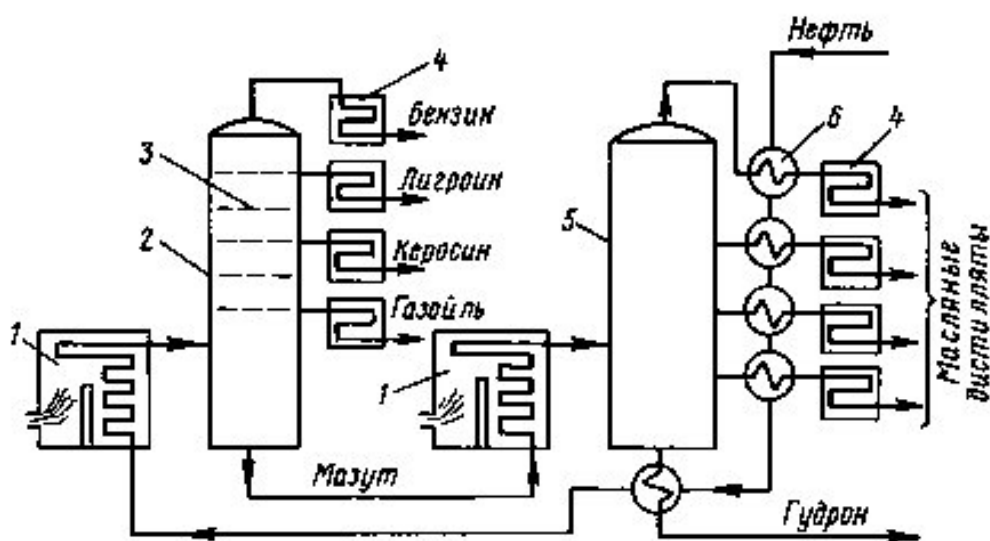


Рис. 2.16. Схема установки для перегонки нефти и мазута:

- 1 – трубчатая печь; 2 – ректификационная колонна;
- 3 – ректификационные тарелки; 4 – холодильники;
- 5 – вакуумная колонна; 6 – теплообменники

Тарелки представляют собой перфорированные пластины с патрубками и колпачками. Через них легкие углеводороды в парообразном состоянии проходят в верхнюю часть колонны, а более тяжелые конденсируются и стекают на тарелки, расположенные ниже. Таким образом, на каждую ректификационную тарелку снизу поступают пары углеводородов, а сверху на ней уже находятся углеводороды в жидкой фазе (пропан, бутан), которые могут быть отобраны в соответствии с их температурой конденсации через систему теплообменников. Так, фракции бензинов отбираются при температурах от 30 до 200 °С, керосинов – от 150 до 300 °С, дизельных топлив – от 200 до 300 °С, мазутов – выше 350 °С.

Прямая перегонка является первой частью более глубокого процесса переработки нефти. После отбора фракций, кипящих при температурах до 300 °С, оставшиеся мазутные фракции подвергают вторичной переработке в вакуумной колонне, в результате чего происходит расщепление крупных молекул углеводородов на более мелкие с получением масляных дистиллятов – соляровых, веретенных, машинных и цилиндрических. Машинные дистилляты являются основой для получения автомобильных масел.

Вышеперечисленные способы переработки нефти не могут быть использованы для выделения из нефтяных фракций индивидуальных углеводородов высокой чистоты, которые впоследствии станут сырьем для нефтехимической промышленности при получении бензола, толуола, ксилола и др. Для получения углеводородов высокой чистоты в установки перегонки нефти вводят дополнительное вещество для увеличения разности в летучести разделяемых углеводородов.

Полученные компоненты после первичной переработки нефти обычно не используются в качестве готового продукта. На этапе первичной перегонки определяются свойства и характеристики нефти, от которых зависит выбор дальнейшего процесса переработки для получения конечного продукта.

Основным методом вторичной переработки нефти является крекинг – термический, каталитический и гидрокрекинг. *Крекинг* – это процесс переработки нефти и ее фракций, вызывающий распад тяжелых углеводородов, изомеризацию и синтез новых молекул. Он применяется главным образом для получения моторных топлив.

При термическом крекинге тяжелые углеводороды, входящие в состав остаточных продуктов перегонки нефти, расщепляются на легкие углеводороды. Наиболее распространенным является глубокий крекинг керосиногазойлевых фракций для получения бензина. Он проводится при температуре 500 – 520 °С и давлении до 5 МПа. Выход бензина при этом достигает 60 – 70 %. Тяжелые нефтепродукты (мазут, гудрон и др.) подвергаются термическому крекингу низкого давления, осуществляемому при температуре 500 – 600 °С, или коксованию. Его проводят в целях получения газойля, используемого для производства моторных топлив, и кокса (выход до 20%), применяемого, например, для изготовления электродов.

Может проводиться высокотемпературный крекинг, или пиролиз, осуществляемый при температуре 650 – 750 °С и давлении, близком к атмосферному. Этот процесс дает возможность перерабатывать

тяжелое остаточное нефтесырье в газ, используемый в химической промышленности, а также получать ароматические углеводороды – бензол, толуол, нафталин и др.

Каталитический крекинг служит для получения дополнительного количества высокооктанового бензина и дизельного топлива разложением тяжелых нефтяных фракций с применением катализаторов. Этот процесс позволяет увеличить выход и повысить качество бензина по сравнению с термическим крекингом.

Для переработки средних и тяжелых нефтяных фракций с большим содержанием сернистых и смолистых соединений большое распространение получил каталитический крекинг с использованием водорода – гидрокрекинг. При этом процессе выход светлых нефтепродуктов возрастает до 70 %, содержание серы в них снижается. Для переработки различных нефтепродуктов, в том числе газов и остатков нефтеперегонки, применяют крекинг с водяным паром. Его преимущества: низкое коксообразование и большой выход олефинов.

Процесс получения высокооктанового компонента автомобильных бензинов путем каталитического превращения низкооктановых бензиновых фракций, вырабатываемых при прямой перегонке и крекинге, называется каталитическим *риформингом*.

К методам вторичной переработки нефти также относятся: *алкилирование* (для получения изооктана и другого высокооктанового топлива); *деструктивная гидрогенизация* (служит для увеличения выхода легких и светлых нефтепродуктов); *синтез углеводородов из газов* (для превращения в жидкое состояние углеводородов, находящихся в газах крекинга).

Получаемые различными способами нефтепродукты очищаются от нежелательных примесей и смешиваются (подвергаются компаундированию) для получения товарных продуктов. При необходимости в них вводятся специальные добавки – присадки, улучшающие те или иные свойства продуктов.

### **2.3. Промысловая подготовка и переработка газа**

В отличие от нефти, природный газ не требует большой предварительной переработки для использования. Его необходимо сразу отправлять к потребителю. Система подготовки технологического газа служит для очистки газа от механических примесей и жидкости перед подачей его потребителю в соответствии с требованиями ГОСТ 5542-87.

Природный газ, поступающий из скважин, содержит в виде примесей твердые частицы (песок, окалина), конденсат тяжелых углеводородов, пары воды, а в ряде случаев сероводород и углекислый газ.

При добыче и транспортировке в природном газе содержатся различного рода примеси: песок, сварной шлам, конденсат тяжелых углеводородов, вода, масло и т.д. Источником загрязнения природного газа является призабойная зона скважины, постепенно разрушающаяся и загрязняющая газ. Подготовка газа осуществляется на промыслах, от эффективности работы которых зависит и качество газа. Механические примеси попадают в газопровод как в процессе его строительства, так и при эксплуатации. Наличие механических примесей и конденсата в газе приводит к преждевременному износу трубопровода, запорной арматуры, рабочих колес нагнетателей и, как следствие, снижению показателей надежности и экономичности работы компрессорных станций и в целом газопровода [39].

Конденсат тяжелых углеводородов оседает в пониженных точках газопроводов, уменьшая их проходное сечение.

Наличие водяных паров в газе приводит к коррозии трубопроводов и оборудования, а также к образованию в трубопроводах гидратов – снегоподобного вещества, способного полностью перекрыть сечение труб.

Сероводород является вредной примесью. При его содержании больше, чем 0,01 мг в 1 л воздуха рабочей зоны, он ядовит. В присутствии влаги сероводород способен образовывать растворы сернистой и серной кислот, резко увеличивающих скорость коррозии труб, арматуры и оборудования.

Углекислый газ вреден тем, что снижает теплоту сгорания газа, а также приводит к коррозии оборудования.

**Очистка газа от механических примесей.** Для очистки природного газа от мехпримесей используют аппараты двух типов:

- работающие по принципу «мокрого» улавливания пыли (масляные пылеуловители);
- работающие по принципу «сухого» отделения пыли (циклонные пылеуловители).

Первое время на компрессорных станциях (КС) для очистки газа широко использовали масляные пылеуловители, которые обеспечивали достаточно высокую степень очистки (до 97 – 98 %).

На рис. 2.17 представлена конструкция вертикального *масляного пылеуловителя*. Это вертикальный цилиндрический сосуд со сферическими днищами. Пылеуловитель состоит из трех секций:

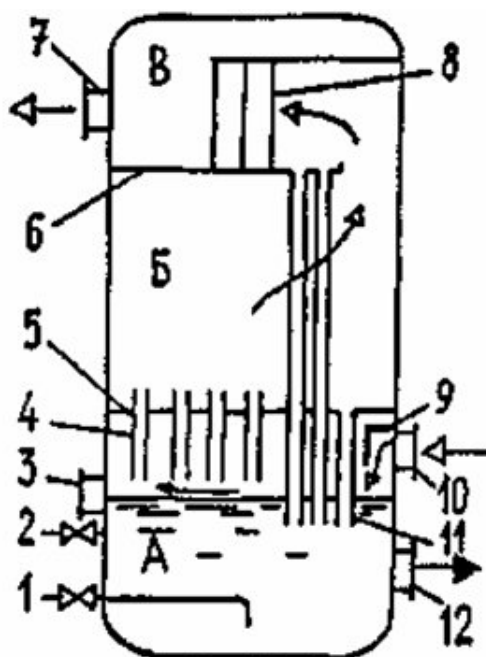
\* промывочной *А* (от нижнего днища до перегородки 5), в которой все время поддерживается постоянный уровень масла;

\* осадительной *Б* (от перегородки 5 до перегородки 6), где газ освобождается от крупных частиц масла;

\* отбойной (скрубберной) секции *В* (от перегородки 6 до верхнего днища), где происходит окончательная очистка газа от захваченных частиц масла.

Рис. 2.17. Вертикальный масляный пылеуловитель:

- 1 – трубка для слива загрязненного масла;
- 2 – трубка для долива свежего масла; 3 – указатель уровня; 4 – контактные трубки;
- 5, 6 – перегородки;
- 7 – патрубок для вывода газа; 8 – скруббер;
- 9 – козырек;
- 10 – патрубок для ввода газа; 11 – дренажные трубки; 12 – люк для удаления шлама



Пылеуловитель работает следующим образом. Очищаемый газ входит в аппарат через патрубок 10. Натекая на козырек 9, он меняет направление своего движения. Крупные же частицы мехпримесей, пыли и жидкости по инерции продолжают двигаться горизонтально. При ударе о козырек их скорость гасится и под действием силы тяжести они выпадают в масло. Далее газ направляется в контактные трубки 4, нижний конец которых расположен в 20–50 мм над поверхностью масла. При этом газ увлекает за собой масло в контактные трубки, где оно обволакивает взвешенные частицы пыли.

В осадительной секции скорость газа резко снижается. Выпадающие при этом крупные частицы пыли и жидкости по дренажным трубкам 11 стекают вниз. Наиболее легкие частицы из осадительной

секции увлекаются газовым потоком в верхнюю скрубберную секцию В. Ее основной элемент – скруббер, состоящий из нескольких рядов перегородок 8, расположенных в шахматном порядке. Проходя через лабиринт перегородок, газ многократно меняет направление движения, а частицы масла по инерции ударяются о перегородки и стекают сначала на дно скрубберной секции, а затем по дренажным трубкам 11 в нижнюю часть пылеуловителя. Очищенный газ выходит из аппарата через газоотводящий патрубок 7.

Осевший на дно пылеуловителя шлам периодически (раз в 2 – 3 месяца) удаляют через люк 12. Загрязненное масло через трубку 1 сливают в отстойник. Взамен загрязненного в пылеуловитель по трубе 2 доливают очищенное масло. Контроль за его уровнем ведется по шкале указателя уровня 3.

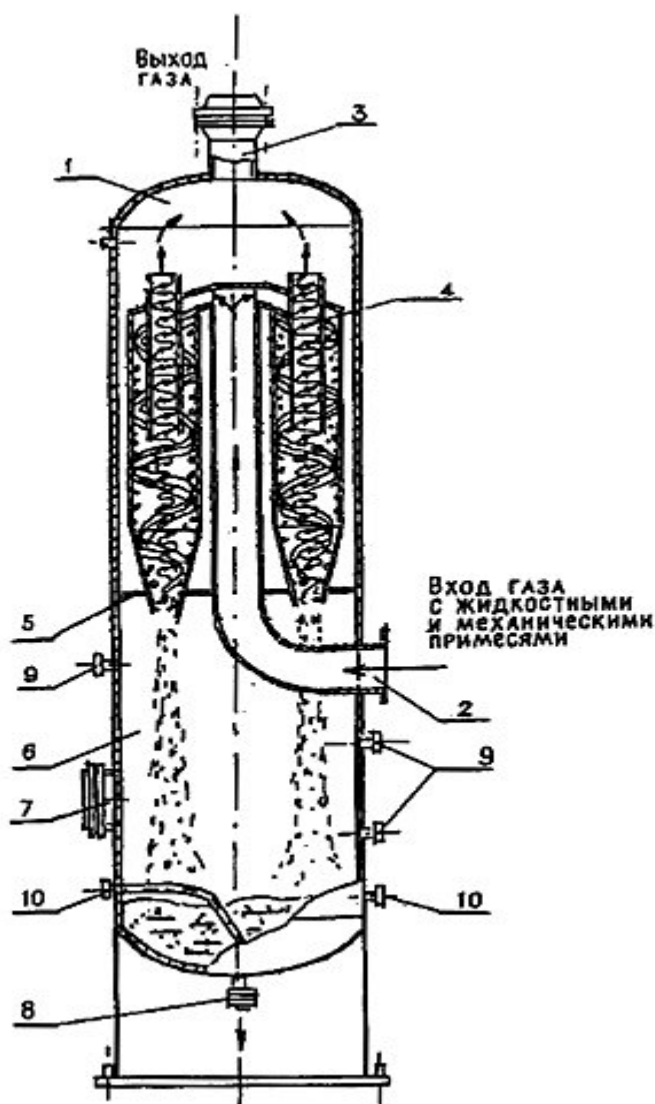
Недостатками масляных пылеуловителей являются: наличие постоянного безвозвратного расхода масла, необходимость очистки масла, а также подогрева масла при зимних условиях эксплуатации.

Наряду с «мокрым» для очистки газов от твердой и жидкой взвеси применяют и «сухое» пылеулавливание. В настоящее время на КС в качестве первой ступени очистки широко применяют циклонные пылеуловители, работающие на принципе использования инерционных сил для улавливания взвешенных частиц [5].

Наибольшее распространение получили *циклонные пылеуловители*. Схема, поясняющая работу циклонного пылеуловителя, приведена на рис. 2.18.

Циклонный пылеуловитель состоит из двух секций: нижней отбойной 6 и верхней осадительной 1, где происходит окончательная очистка газа от примесей. В нижней секции находятся циклонные трубы 4. Газ через входной патрубок 2 поступает в аппарат к распределителю и приваренным к нему звездообразно расположенным циклонам 4, которые неподвижно закреплены в нижней решетке 5. В цилиндрической части циклонных труб газ, подводимый по касательной к поверхности, совершает вращательное движение вокруг внутренней оси труб циклона. Под действием центробежной силы твердые частицы и капли жидкости отбрасываются от центра к периферии и по стенке стекают в коническую часть циклонов и далее в нижнюю секцию 6 пылеуловителя. Газ после циклонных трубок поступает в верхнюю осадительную секцию 1 пылеуловителя, а затем, уже очищенный, через патрубок 3 выходит из аппарата.

Рис. 2.18. Циклонный пылеуловитель:  
 1 – верхняя секция;  
 2 – входной патрубок;  
 3 – выходной патрубок;  
 4 – циклоны; 5 – нижняя  
 решетка; 6 – нижняя  
 секция; 7 – люк-лаз;  
 8 – дренажный штуцер;  
 9 – штуцеры контроли-  
 рующих приборов;  
 10 – штуцеры слива  
 конденсата



В процессе эксплуатации необходимо контролировать уровень отсепарированной жидкости и мехпримесей с целью их своевременного удаления продувкой через дренажные штуцеры. Контроль за уровнем осуществляется с помощью смотровых стекол и датчиков, закрепленных к штуцерам 9. Люк 7 используется для ремонта и осмотра пылеуловителя при плановых остановках КС. Эффективность очистки газа циклонными пылеуловителями составляет не менее 100 % для частиц размером 40 мкм и более и 95 % для частиц капельной жидкости.

Циклонные пылеуловители более просты в обслуживании, нежели масляные. Однако эффективность очистки в них зависит от количества циклонов, а также от обеспечения эксплуатационным персоналом работы этих пылеуловителей в соответствии с режимом, на который они запроектированы.

В связи с невозможностью достичь высокой степени очистки газа в циклонных пылеуловителях появляется необходимость выполнять вторую степень очистки, в качестве которой используют фильтры-сепараторы, устанавливаемые последовательно после циклонных пылеуловителей (рис. 2.19).

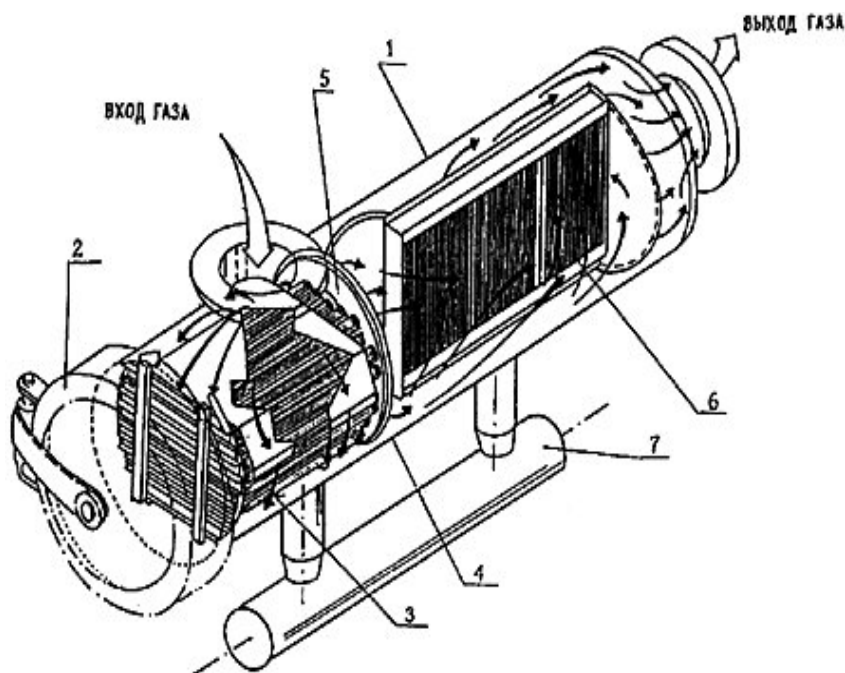


Рис. 2.19. Фильтр-сепаратор:  
 1 – корпус фильтра-сепаратора;  
 2 – быстрооткрывающийся затвор;  
 3 – фильтрующие элементы;  
 4 – направляющая фильтрующего элемента;  
 5 – трубная доска камеры фильтров;  
 6 – каплеотбойник;  
 7 – конденсатосборник

Работа фильтра-сепаратора осуществляется следующим образом: газ после входного патрубка с помощью специального отбойного козырька направляется на вход фильтрующей секции 3, где происходят коагуляция жидкости и очистка от механических примесей. Через перфорированные отверстия в корпусе фильтрующих элементов газ поступает во вторую фильтрующую секцию – секцию сепарации. В секции сепарации происходит окончательная очистка газа от влаги, которая улавливается с помощью сетчатых пакетов. Через дренажные патрубки мехпримеси и жидкость удаляются в нижний дренажный сборник и далее в подземные емкости.

Для работы в зимних условиях фильтр-сепаратор снабжен электрообогревом его нижней части, конденсатосборником и контрольно-измерительной аппаратурой. В процессе эксплуатации происходит улавливание мехпримесей на поверхности фильтра-элемента, что приводит к увеличению перепада давлений на фильтре-сепараторе. При достижении перепада, равного 0,04 МПа, фильтр-сепаратор необходимо отключить и произвести в нем замену фильтров-элементов на новые [5].



Как показывает опыт эксплуатации газотранспортных систем, наличие двух степеней очистки обязательно на станциях подземного хранения газа (СПХГ), а также на первой по ходу линейной компрессорной станции, принимающей газ из СПХГ. После очистки содержание механических примесей в газе не должно превышать 5 мг/м.

В товарном газе содержание мехпримесей не должно превышать 0,05 мг/м<sup>3</sup>.

**Осушка газа.** Газ, поступающий на головные компрессорные станции из скважин, как отмечалось, практически всегда в том или ином количестве содержит влагу в жидкой и паровой фазах. Наличие влаги в газе вызывает коррозию оборудования, снижает пропускную способность газопровода. При взаимодействии с газом при определенных термодинамических условиях образуются твердые кристаллические вещества – гидраты, которые нарушают нормальную работу газопровода. Одним из наиболее рациональных и экономичных методов борьбы с гидратами при больших объемах перекачки является осушка газа. Осушка газа осуществляется сепараторами различной конструкции с использованием твердых (адсорбция) и жидких (абсорбция) поглотителей.

С помощью установок осушки газа на головных сооружениях уменьшается содержание паров воды в газе, снижается возможность выпадания конденсата в трубопроводе и образования гидратов.

Для осушки газа используют следующие методы:

- ◆ охлаждение;
- ◆ абсорбция;
- ◆ адсорбция.

Пока пластовое давление значительно больше давления в магистральном газопроводе, газ *охлаждают*, дросселируя излишнее давление. При этом газ расширяется и в соответствии с эффектом Джоуля–Томсона охлаждается. Если пластовое давление понижено, то охлаждение газа производится на установках низкотемпературной сепарации. Эти установки очень сложны и дороги.

Технологическая схема *абсорбционной осушки* газа с помощью диэтиленгликоля (ДЭГ) приведена на рис. 2.20.

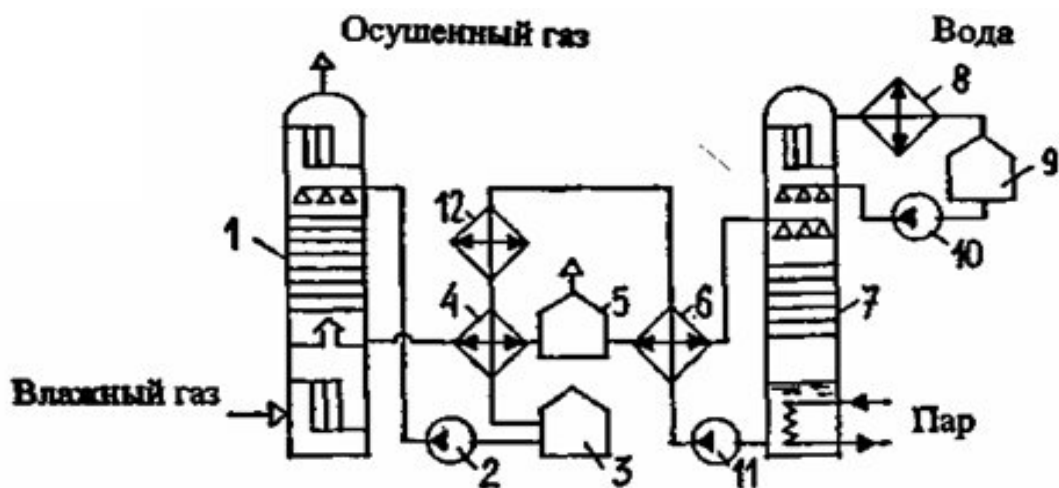


Рис. 2.20. Принципиальная схема осушки газа методом абсорбции:  
 1 – абсорбер; 2, 10, 11 – насосы; 3, 9 – емкости;  
 4, 6 – теплообменники; 5 – выветриватель; 7 – десорбер;  
 8 – конденсатор-холодильник; 12 – холодильник

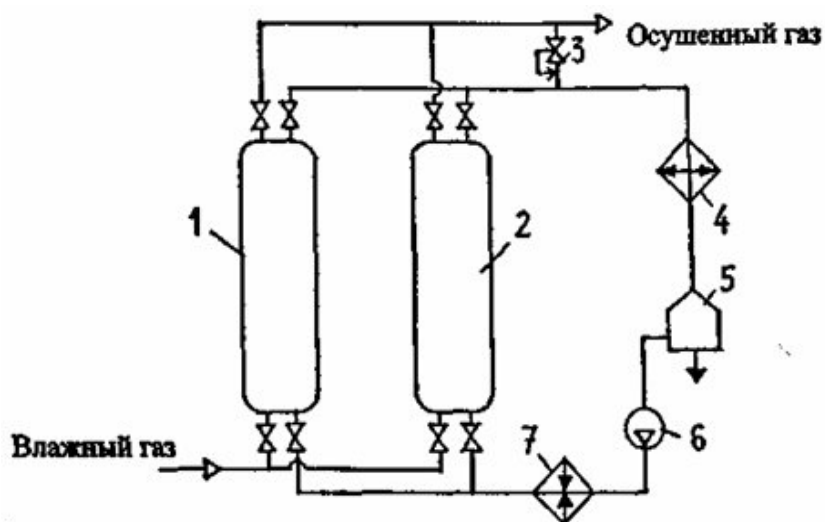
Газ, требующий осушки, поступает в абсорбер 1. В нижней скрубберной секции он очищается от взвешенных капель жидкости и поднимается вверх, проходя через систему тарелок. Навстречу газу по тарелкам стекает концентрированный раствор ДЭГ, закачиваемый в абсорбер насосом 2 из емкости 3. Раствор ДЭГ поглощает пары воды. Далее газ проходит через верхнюю скрубберную секцию, где освобождается от захваченных капель раствора и выходит из аппарата.

Остальная часть технологической схемы служит для восстановления абсорбента. Недостатками абсорбционной осушки газа являются унос абсорбента и относительная сложность его регенерации.

Технологическая схема осушки газа *методом адсорбции* приведена на рис. 2.21. Влажный газ поступает в адсорбер 1, где он проходит снизу вверх через слой адсорбента – твердого вещества, поглощающего пары воды, – и далее выводится из аппарата. Процесс осушки газа осуществляется в течение определенного (12 – 16 ч) времени. После этого влажный газ пускают через адсорбер 2, а адсорбер 1 отключают и выводят на регенерацию. Для этого через регулятор давления 3 типа «после себя» из газовой сети отбирается сухой газ, и воздуходувкой 6 подается в подогреватель 7, где газ нагревается до температуры 180 – 200 °С. Далее он подается в адсорбер 1, где отбирает влагу от адсорбента, после чего поступает в холодильник 4. Сконденсировавшаяся вода собирается в емкости 5, а газ используется для осушки повторно и т. д. Процесс регене-

рации адсорбента продолжается 6 – 7 ч. После этого в течение около 8 ч адсорбер остывает.

Рис. 2.21. Принципиальная схема осушки газа методом адсорбции: 1, 2 – адсорберы; 3 – регулятор давления типа «после себя»; 4 – холодильник; 5 – емкость; 6 – газодувка; 7 – подогреватель газа



Осушку газа адсорбентами проводят, как правило, в тех случаях, когда необходимо достичь точку росы менее  $30\text{ }^{\circ}\text{C}$ . В качестве адсорбентов используют бокситы, хлористый кальций в твердом виде, цеолиты, силикагель и др.

*Очистка газа от сероводорода* осуществляется методами адсорбции и абсорбции.

Принципиальная схема очистки газа от  $\text{H}_2\text{S}$  методом адсорбции аналогична схеме осушки газа адсорбционным методом. В качестве адсорбента используют гидрат окиси железа и активированный уголь.

Принципиальная схема очистки газа от  $\text{H}_2\text{S}$  методом абсорбции приведена на рис. 2.22.

Очищаемый газ поступает в абсорбер 1 и поднимается вверх через систему тарелок. Навстречу газу движется концентрированный раствор абсорбента. Роль жидкого поглотителя в данном случае выполняют водные растворы этаноламинов: моноэтаноламина (МЭА), диэтаноламина (ДЭА) и триэтаноламина. Температура кипения при атмосферном давлении составляет соответственно МЭА –  $172\text{ }^{\circ}\text{C}$ , ДЭА –  $268\text{ }^{\circ}\text{C}$ , ТЭА –  $277\text{ }^{\circ}\text{C}$ . Абсорбент вступает в химическую реакцию с сероводородом, содержащимся в газе, унося продукт реакции с собой. Очищенный газ выводится из аппарата через скрубберную секцию, в которой задерживаются капли абсорбента.

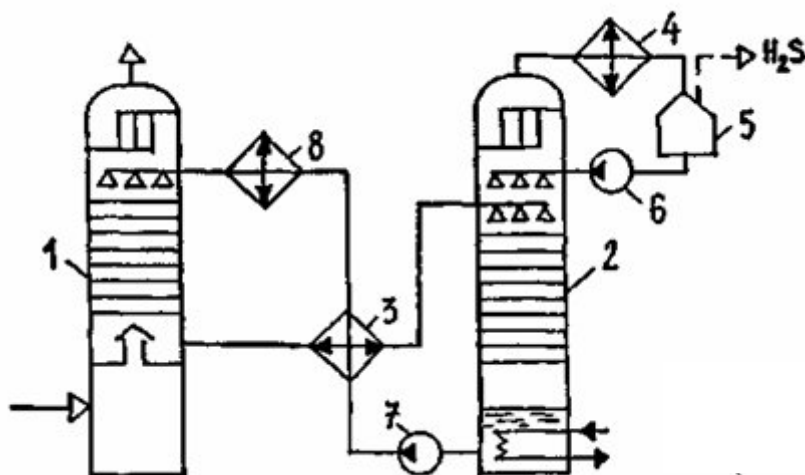


Рис. 2.22. Принципиальная схема очистки газа от сероводорода:  
 1 – абсорбер;  
 2 – выпарная колонна (десорбер);  
 3 – теплообменник;  
 4, 8 – холодильники;  
 5 – емкость-сепаратор;  
 6, 7 – насосы

На регенерацию абсорбент подается в выпарную колонну 2 через теплообменник 3. В нижней части колонны он нагревается до температуры около 100 °С. При этом происходит разложение соединения сероводорода с абсорбентом, после чего  $H_2S$ , содержащий пары этаноламинов, через верх колонны поступает в холодильник 4. В емкости 5 сконденсировавшиеся пары абсорбента отделяются от сероводорода и насосом 6 закачиваются в выпарную колонну. Газ же направляется на переработку. Горячий регенерированный абсорбент из нижней части колонны 2 насосом 7 подается для нового использования. По пути абсорбент отдает часть своего тепла в теплообменнике 3, а затем окончательно остужается в холодильнике 8.

Из полученного сероводорода вырабатывают серу.

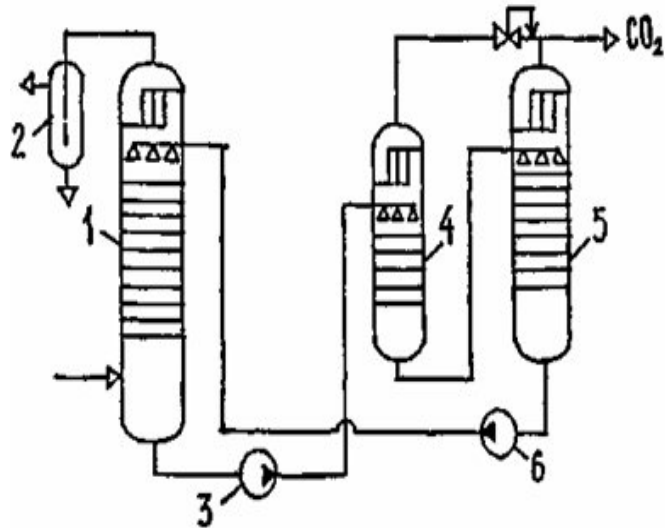
Работа этаноламиновых газоочистных установок автоматизирована. Степень очистки газа составляет 99 % и выше. Недостатком процесса является относительно большой расход газа.

*Очистка газа от углекислого газа* обычно проводится одновременно с его очисткой от сероводорода, т.е. этаноламинами.

При высоком содержании  $CO_2$  (до 12 – 15 %) и незначительной концентрации сероводорода применяют очистку газа водой под давлением (рис. 2.23).

Рис. 2.23. Принципиальная схема очистки газа от двуокиси углерода водой под давлением:

- 1 – реактор;
- 2 – водоотделитель;
- 3, 6 – насосы;
- 4 – экспансер;
- 5 – дегазационная колонна



Газ, содержащий  $\text{CO}_2$ , подается в реактор 1, заполненный железными или керамическими кольцами Рашига, которые орошаются водой под давлением. Очищенный газ проходит в водоотделитель 2 и идет по назначению. Вода, насыщенная углекислым газом, насосом 3 подается в экспансер 4 для отделения  $\text{CO}_2$  методом разбрызгивания. Для полного удаления  $\text{CO}_2$  вода подается в дегазационную градирню 5, откуда насосом 6 возвращается в емкость 1.

Очищенный природный газ не имеет ни цвета, ни запаха, поэтому для обнаружения его утечек и определения наличия в воздухе газ предварительно одорируют, т.е. добавляют в него специальные вещества – одоранты, обладающие сильным специфическим запахом. В качестве одорантов обычно используют этилмеркаптан и тетрагидро-тиофен. Одоризация газа производится, как правило, на специальных сооружениях магистрального газопровода перед его раздачей потребителям, но иногда одоризацию производят и на газораспределительных станциях (ГРС).

### Контрольные вопросы и задания

1. Перечислите оборудование для сбора, подготовки и переработки нефти и газа.
2. Что входит в состав системы сбора и подготовки нефти?
3. Расскажите о централизованной схеме сбора и подготовки нефти.
4. Что входит в состав напорной системы сбора нефти?
5. Чем отличаются системы сбора с подготовкой нефти в газонасыщенном состоянии на ЦСП и КСП?

6. Расскажите о системе сбора газа на промыслах.
7. Расскажите об установке по комплексной подготовке нефти.
8. Расскажите об устройстве и принципе работы вертикального и горизонтального газонефтяного сепаратора.
9. Какие операции выполняются при обезвоживании и обессоливании нефти?
10. Расскажите о конструкции и принципе работы установки для перегонки нефти и мазута.
10. В чем заключается принцип работы вертикального масляного пылеуловителя?
10. Сформулируйте отличия процессов переработки и подготовки нефти и газа.
11. В чем заключаются отличия схем осушки газа методами абсорбции и адсорбции?

### 3. ТРАНСПОРТИРОВКА НЕФТИ, НЕФТЕПРОДУКТОВ, ГАЗА

#### 3.1. Способы транспортировки

*Железнодорожный транспорт* – наиболее распространенный вид транспорта для перевозки грузов. Перевозка жидких нефтяных грузов осуществляется в специальных стальных вагонах-цистернах, выполненных из листовой стали (рис. 3.1).

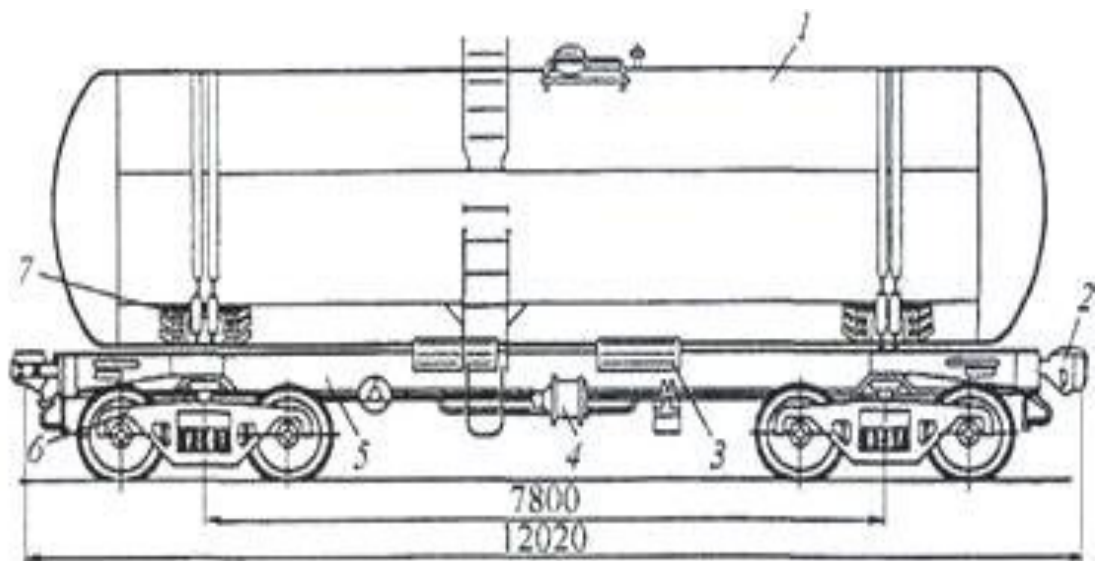


Рис. 3.1. Четырехосная цистерна грузоподъемностью 60 т:

1 – котел; 2 – автосцепное устройство; 3 – крепление котла к раме;  
4 – тормозное оборудование; 5 – рама; 6 – тележка; 7 – опора котла на раму

Кузов вагона-цистерны представляет собой горизонтальную ёмкость цилиндрической формы, закрытую с боков эллиптическим днищем, смонтированным на жёсткой раме с вагонными тележками. В верхней части железнодорожные цистерны имеют одну или две горловины, предназначенные для заполнения железнодорожной цистерны, а также осмотра и ремонта внутренней полости емкости. В некоторых цистернах внутренняя ёмкость делится на несколько секций. Цистерны оборудуются смотровыми площадками, внутренними и наружными лестницами, нижними сливными приборами и другими необходимыми устройствами для надежной эксплуатации в пути следования и при сливно-наливных работах.

Налив нефтепродуктов в цистерну, как правило, производится сверху, а слив – снизу. Железнодорожные цистерны для перевозки сжиженных газов наливаются и опорожняются через специальные трубы с вентилями, установленными на крышке горловины резервуара; там же расположены пружинный предохранительный клапан, вентили контроля заполнения и опорожнения цистерны, а также подачи и отбора паровой фазы. Железнодорожные цистерны для перевозки вязких грузов оборудованы паровой рубашкой для быстрого разогрева и слива продукта [34].

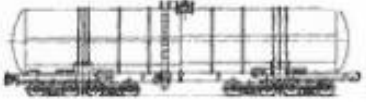

Различают цистерны:

1. По типу:
  - общего назначения – для перевозки нефтепродуктов;
  - специальные – для определённых видов грузов.
2. По конструкции:
  - цистерны, имеющие раму;
  - цистерны безрамной конструкции.
3. По числу осей:
  - четырёхосные;
  - восьмиосные.
4. По ёмкости:
  - 60 т;
  - 120 т;
  - 125 т.

Основные технические характеристики и назначение железнодорожных цистерн приведены в табл. 3.1, 3.2.

Таблица 3.1

#### Цистерны железнодорожные

Общий вид	Назначение
1	2
	8-осная цистерна для нефти, модель 15-880
	8-осная цистерна для нефти, модель 15-871



1	2
	4-осная цистерна для бензина и светлых нефтепродуктов, модель 15-869
	4-осная цистерна для вязких нефтепродуктов, модель 15-1566
	4-осная цистерна для пропана, модель 15-1407
	4-осная цистерна для сжиженных углеводородных газов, модель 15-1200

Таблица 3.2

### Технические характеристики цистерн общего назначения

Показатели	Четырех- осная	Восьмиосная		
	Для нефтепродуктов, моделей			
	светлых, 15 - 1443	вязких, 15 - 1556	светлых, 15 - 871	светлых, 15 - 880
1	2	3	4	5
Грузоподъемность, т	60	63,5	120	125
Масса тары, т	23,2	24,23	48,8	51
Полный объем котла, м <sup>3</sup>	73,1	73,17	140	159,5
База цистерны, м	7,8	7,8	13,79	10,52
Длина, м:				
- по осям сцепления авто- сцепок	12,02	12,02	21,12	18,69
- по концевым балкам ра- мы	10,8	10,8	19,99	17,56

1	2	3	4	5
Максимальная ширина кузова, м	3,08	3,08	3,27	3,6
Наружная длина котла, м	10,77	10,77	20,02	18,06
Внутренний диаметр котла, м	3,0	3,0	3,0	3,4
Высота цистерны от уровня головок рельсов, м	4,615	4,59	4,83	5,2
Коэффициент тары	0,386	0,38	0,41	0,41
Удельный объем котла, м <sup>3</sup> /т	1,195	1,08	1,14	1,25
Нагрузка от колесной пары на рельс, кН	218	218	211	220
Погонная нагрузка, кН/м	69,2	73	80	94,2
Конструкционная скорость движения, км/ч	120	120	120	120
Габарит по ГОСТ 9238-83	02-ВМ	02-ВМ	1-Т	Т

В качестве тары для нефтегрузов применяют металлические, пластмассовые и деревянные бочки и бидоны, фанерные и металлофанерные ящики и барабаны, стеклянные бутылки, хлопчатобумажные и бумажные мешки и др.

Достоинства железнодорожного транспорта:

- универсальность (перевозка всех видов нефти и нефтепродуктов в любых объемах);
- равномерность доставки грузов в течение всего года с более высокой скоростью, чем водным транспортом;
- доставка нефтепродуктов в большинство пунктов потребления в связи с наличием разветвленных железнодорожных сетей в густонаселенных промышленных и сельскохозяйственных районах.

Недостатки железнодорожного транспорта:

- большие капитальные затраты при строительстве новых, ремонте и реконструкции существующих линий;
- относительно высокие эксплуатационные затраты;
- относительно низкая эффективность использования мощности подвижного состава (цистерны в обратном направлении идут незагруженными);
- значительные потери нефти и нефтепродуктов при транспорте и разгрузочно-погрузочных операциях;
- необходимость специальных сливно-наливных пунктов и пунктов зачистки вагонов-цистерн.

*Автомобильный транспорт* – основной вид транспорта для доставки нефтепродуктов с распределительных нефтебаз и наливных пунктов непосредственно к местам потребления (на АЗС, заводы, фабрики, автобазы и т. д.). Для перевозки нефти автотранспорт практически не используют.

Качество подготовки нефти к транспортировке регламентируется требованиями ГОСТа, основные из которых приведены в табл. 3.3.

Таблица 3.3

**Требования к качеству нефти**

Показатели	Группа нефти		
	I	II	III
Содержание воды, %, не более	0,5	1	1
Содержание хлористых солей, мг/л, не более	100	300	1 800
Содержание механических примесей, %, не более	0,05	0,05	0,05
Давление насыщенных паров при температуре нефти в пункте сдачи, Па, не более	66 650	66 650	66 650

Перевозки нефтепродуктов автомобильным транспортом осуществляют в основном в пределах нескольких десятков километров. При больших расстояниях автотранспорт неэкономичен по сравнению с железнодорожным, его применяют лишь там, где отсутствует сеть других видов транспорта (например, на Севере и т.д.). Массовые нефтепродукты (бензин, дизельное топливо, мазут, некоторые масла) перевозят в специализированных автомобильных цистернах и автоприцепах, мелкие партии нефтепродуктов – в таре на бортовых машинах. Для перевозки сжиженных углеводородных газов (пропан, бутан и их смеси) используются специальные автоцистерны, прицепы и полуприцепы-цистерны – газовозы, имеющие особое устройство.

К достоинствам автотранспорта следует отнести:

- ° доставку небольших партий нефтепродуктов на различные расстояния с большой скоростью;
- ° большую маневренность и высокую проходимость;
- ° высокую оперативность.

Недостатки:

- высокие затраты на эксплуатацию, стоимость перевозок автотранспортом в 10 – 20 раз выше, чем по железной дороге;

- сравнительно небольшая грузоподъемность автоцистерн, неполная загрузка подвижных средств из-за порожних пробегов цистерн;

- зависимость от наличия и технического состояния дорог.

*Водный транспорт* нефти делится на речной – по внутренним водным путям (рекам, озерам) и морской – по морям и океанам (как по внутренним морям континента, так и между континентами). По рекам и озерам нефть перевозится в баржах (в том числе самоходных) и в речных танкерах – специальных самоходных судах, предназначенных для перевозки нефтегрузов. Морской транспорт нефтегрузов осуществляется морскими танкерами – судами большой грузоподъемности, способными пересекать океаны и моря. Грузоподъемность современных морских супертанкеров достигает миллиона тонн.

Нефтеналивные суда характеризуются следующими основными показателями:

- водоизмещением – массой воды, вытесняемой груженным судном. Водоизмещение судна при полной осадке равно собственной массе судна и массе полного груза в нем, включая все необходимые для плавания запасы;

- дедвейтом – массой поднимаемого груза (транспортного и хозяйственного);

- грузоподъемностью – массой транспортного груза;

- осадкой при полной загрузке;

- скоростью при полной загрузке.

Сооружаются балктанкеры – комбинированные суда, предназначенные для перевозки нефтей и нефтепродуктов, навалочных грузов и руды.

Имеются танкеры класса «река – море» грузоподъемностью 5 000 т повышенной прочности. Эти суда даже способны совершать рейсы в открытых морях – таких, как Средиземное, Охотское.

Все виды водного транспорта:

- \* располагают неограниченной пропускной способностью водных путей;

- \* в большинстве случаев не требуют создания дорогостоящих линейных сооружений;

- \* ограничиваются грузоподъемностью и другими показателями передвижных средств флота, производительностью причального и берегового нефтебазового хозяйства. Чем больше грузоподъемность танкера, тем дешевле перевозка;

\* отличаются эффективностью использования супертанкеров; она повышается с увеличением дальности перевозок. На малых расстояниях супертанкеры перестают быть рентабельными.

*Воздушный транспорт* нефтепродуктов из-за значительной стоимости применяют лишь для снабжения отдельных пунктов на Крайнем Севере, дрейфующих станций и зимовок в Арктике. Доставку нефтепродуктов воздушным транспортом осуществляют, как правило, в бочках.

*Трубопроводный транспорт* нефтегрузов и газа осуществляется по специальным трубопроводам от мест производства к местам потребления [41]. Трубопроводный транспорт в нашей стране получил развитие во второй половине XX столетия и в настоящее время неуклонно вытесняет и водный, и железнодорожный транспорт, благодаря своим преимуществам. Это дальность перекачки, высокая ритмичность, бесперебойная работа в течение всего года с различной пропускной способностью и минимальными потерями; возможность перекачки нефти и нефтепродуктов с вязкостью в довольно широких пределах; возможность работы в различных климатических условиях; возможность внедрения автоматизированных систем для контроля над всеми основными технологическими процессами и т.д.

Развитию сети трубопроводного транспорта послужило освоение новых месторождений и обстоятельство, связанное с отдаленностью месторождений от мест переработки нефти и газа. Выросли не только объемы перекачек, размер трубопроводов, их диаметр, мощность и рабочее давление оборудования. В настоящее время почти вся добываемая нефть и природный газ, а также большая часть продуктов ее переработки транспортируются по трубопроводам. Для трубопроводов диаметром более 1 000 мм средняя дальность перекачки нефти и газа – 1 000 км, длина отдельных трубопроводов достигает 40 км и больше. Газовая промышленность также является неразрывной и единой энергетической системы.

В настоящее время создана Единая автоматизированная система газоснабжения страны, в которой определяющее место занимают создание и внедрение автоматизированных систем управления технологическими процессами на магистральных газо-, нефте- и продуктопроводах.

Достоинства трубопроводного транспорта [48]:

- низкая себестоимость перекачки;

- небольшие удельные капитальные вложения на единицу транспортируемого груза и быстрая окупаемость затрат при строительстве трубопроводов;

- бесперебойная поставка в течение года, практически не зависящая от климатических условий;

- высокая производительность труда;

- малочисленность персонала;

- незначительные потери нефтей и нефтепродуктов при перекачке;

- сравнительно короткие сроки строительства;

- возможность перекачки нескольких сортов нефти и нефтепродуктов по одному трубопроводу;

- возможность наращивания пропускной способности трубопровода за счет строительства дополнительных насосных станций и прокладки параллельных участков (лупингов).

Недостатки трубопроводного транспорта:

▪ крупные единовременные капитальные вложения в строительство (необходимо проложить весь трубопровод);

▪ потребность в крупных материальных затратах на заполнение всего трубопровода нефтью или нефтепродуктом при вводе в эксплуатацию. Особенно велики эти затраты для магистральных нефтепродуктопроводов: большая металлоемкость, необходимость устойчивого грузопотока на длительное время, небольшая скорость движения нефти и нефтепродуктов (5 – 10 км/ч).

### **3.2. Автоцистерны для перевозки нефтепродуктов и газа**

Автоцистерны монтируются на базовом шасси автомобиля (АЦ), прицепа (ПЦ) или полуприцепа (ППЦ) общего назначения по рамной или безрамной технологии. В случае безрамной технологии достигается высокий коэффициент полезного использования объема цистерны. Предназначены цистерны для транспортировки и кратковременного хранения, а также перекачки темных или светлых нефтепродуктов. Различаются современные цистерны по наличию или отсутствию насоса. Привод насоса осуществляется от коробки отбора мощности (КОМ) автомобильного двигателя. Из ПЦ и ППЦ топливо сливается либо самотеком, либо с помощью насоса, установленного на седельном тягаче (гидрофицированный привод) [5].

Форма, которую придают цистерне, может быть эллипсоидной (овальной), круглой, чемоданной (прямоугольной) или трапециевид-

ной. Но бывают случаи, когда цистерны выполняют с переменным сечением (на шасси прицепов и полуприцепов или в составе одноосного тягача). Делается это для обеспечения эффективного распределения нагрузки осей базового полуприцепа и на седельное устройство тягача. Устойчивость при транспортировке с полной массой придает низкий центр тяжести. Сам сосуд цистерн, предназначенных для транспортировки нефтепродуктов, изготавливают из высоколегированной стали. Насосная установка, трубопроводы, образующие магистрали слива и нижнего наполнения, запорные устройства, магистрали рекуперации паров нефтепродукта, система управления донными клапанами входят, как правило, в комплектацию технологического оборудования.

подавляющая часть технологических решений конструкции цистерн так или иначе связана с безопасностью и предусматривает обеспечение пассивной защиты от возможного возгорания топлива при ДТП. Так, внутренняя часть цистерны обычно оснащена перегородками и волнорезами. В последнее время наблюдается тенденция – сосуды современных полуприцепов, предназначенные для перевозки нефтепродуктов, обладают торосферическими днищами, которые, кроме того, что придают высокую прочность конструкции, еще и играют роль волнорезов. Трубопроводы и сливные коллекторы в большинстве цистерн соединены резиновыми компенсаторами. Предназначение этих компенсаторов – принять на себя часть нагрузки при столкновении, не нарушая в то же время герметичность сосуда. Если цистерна по внутреннему объему превышает 12 м<sup>3</sup>, то их секции, как правило, автономны. Для сосудов вместимостью 40 000 л могут быть предусмотрены четыре секции. Это удобно еще и тем, что каждая из них может быть заполнена топливом разных марок.

Автоцистерны (рис. 3.2) для перевозки нефтепродуктов должны иметь:

- прочный, устойчивый к различного рода воздействиям корпус;
- эффективную систему заземления;
- возможность эксплуатации в тех же условиях, на которые рассчитан базовый автомобиль;
- собственный насос, а также возможность наполнения с использованием другого насоса и слив самотеком;
- набор оборудования для борьбы с возгоранием;
- проблесковый маячок.



Рис. 3.2. Автоцистерна для перевозки нефтепродуктов на базе ГАЗ 3309

На рис. 3.3 представлен общий вид автоцистерны для перевозки светлых нефтепродуктов и для перевозки и кратковременного хранения производных продуктов нефти плотностью  $0,7 - 0,86 \text{ г / см}^3$  по автомобильным дорогам общего назначения РФ в условиях, соответствующих их конкретному климатическому исполнению.



Рис. 3.3. Автоцистерна для перевозки светлых нефтепродуктов

Бензин в достаточно большой мере состоит из летучих и взрывоопасных фракций, поэтому цистерны-бензовозы изготавливаются с учетом соблюдения высоких требований по пожарной безопасности. Авто-



цистерны-бензовозы обычно имеют несколько автономных отсеков, позволяющих одновременно перевозить несколько видов топлива; обычно количество отсеков колеблется от 3 до 5, но встречаются и исключения. Также цистерны для перевозки светлых нефтепродуктов различаются по объему загружаемого для перевозки топлива, причем в очень широких пределах. Таким образом, бензовозы различаются по емкости автоцистерны, по ее форме («чемодан», овал или круглая) и по количеству отсеков. Правильно выбранная форма цистерны способна увеличить объем перевозимого продукта, а несколько отсеков у автоцистерны дает возможность доставлять бензин разных марок на автозаправочные станции.

Автоцистерны для перевозки тёмных нефтепродуктов (рис. 3.4), таких как нефть, мазут и битум, которые представляют собой остаточный продукт переработки или естественные производные каменного угля, нефти и сланцев, носит название битумовоз и является специфичным представителем техники специального назначения. Данный тип автоцистерн-битумовозов может обеспечивать подогрев до 250 °С груза во время его транспортировки.



Рис. 3.4. Автоцистерны для перевозки тёмных нефтепродуктов

Подогревание битума обеспечивается специальными системами, которые функционируют на дизельном топливе или керосине. Кроме того, специальная конструкция резервуара битумовоза обеспечивает малую теплопотерю, что в совокупности с системами подогрева позволяет осуществлять транспортировку нефтепродуктов на дальние

расстояния. При изготовлении битумовозов и всевозможных комплектов этой спецтехники используются только специальные материалы, обеспечивающие безопасность перевозок такого груза, ведь перевозка легковоспламеняющегося груза, температура которого колеблется в пределах 230 °С, – это процедура повышенной опасности, требующая тщательного подхода на всех этапах проведения. Значения показателей надежности автоцистерны должны быть не ниже значений соответствующих показателей шасси АТС. Ресурс средств измерения, устанавливаемых на автоцистерну для контроля работы агрегатов, должен соответствовать ресурсу автоцистерны до капитального ремонта, если иное не предусмотрено в нормативных документах и технической документации на средства измерения.

Унифицированная принципиальная технологическая схема автоцистерны и операции, проводимые на автоцистерне (по ГОСТ Р 50913-96), приведены на рис. 3.5 и в табл. 3.4 [19].

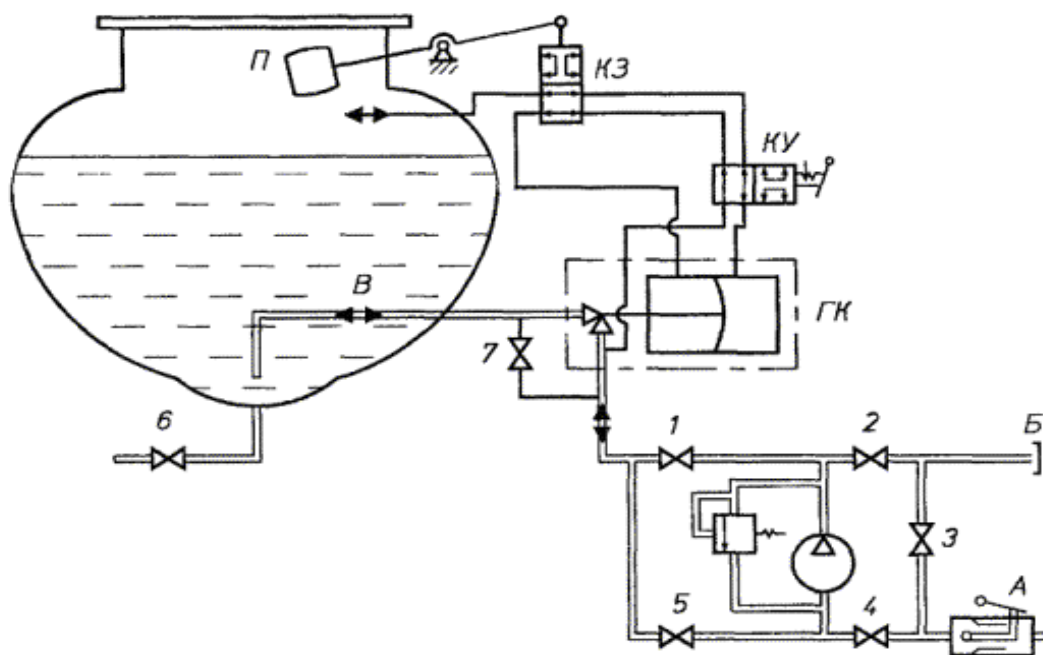


Рис. 3.5. Технологическая схема автоцистерны:  
 1 – 6 – задвижки; 7 – вентиль; А – напорно-всасывающий патрубок;  
 Б – напорный патрубок; В – трубопровод для наполнения  
 и опорожнения; ГК – гидроклапан; П – поплавок;  
 КЗ – кран золотниковый; КУ – кран управления

Таблица 3.4

## Технологические операции, проводимые на автоцистерне

Наименование операции	Состояние элемента (см. рис. 3.5)									
	1	2	3	4	5	6	7	А	Б	
Наполнение цистерны: - своим насосом - посторонним насосом	+			+					+	
				+	+				+	
Опорожнение цистерны: - своим насосом - посторонним насосом - самотеком		+	+		+				+	
				+	+				+	
							+			
Перекачка, минуя цистерну		+		+					+	+
Отсос нефтепродукта из напорного патрубка	+		+	+				+		+

*Примечание.* Знак «+» означает открытое состояние элемента.

Для загрузки топлива с нефтебазы, транспортирования нефтепродукта до потребителя и заправки в небольшие емкости используют автотопливозаправщики. Как правило, автотопливозаправщики также используются для доставки и заправки строительной техники, сельскохозяйственной техники и других агрегатов, которые работают от бензина или солярки.

Автотопливозаправщик помимо насоса имеет топливозаправочный пистолет (заправочный пистолет), счетчик для подсчета выданного топлива через пистолет, фильтр тонкой очистки (рис. 3.6). Унифицированная принципиальная технологическая схема автотопливозаправщика и операции, проводимые на нем (по ГОСТ Р 50913-96), приведены на рис. 3.6 и в табл. 3.5.

Таблица 3.5

## Технологические операции, проводимые на автотопливозаправщике

Наименование операции	Состояние элемента (см. рис. 3.6)												
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	А	Б	
Наполнение цистерны: - своим насосом - посторонним насосом	+	+										+	
		+						+				+	
Опорожнение цистерны: - своим насосом, минуя фильтр - своим насосом через фильтр - посторонним насосом - самотеком						+	+	+					
			+	+	+			+					
		+						+				+	
									+				
Перекачка, минуя цистерну	+	+		+	+		+			+			

*Примечание.* Знак «+» означает открытое состояние элемента.

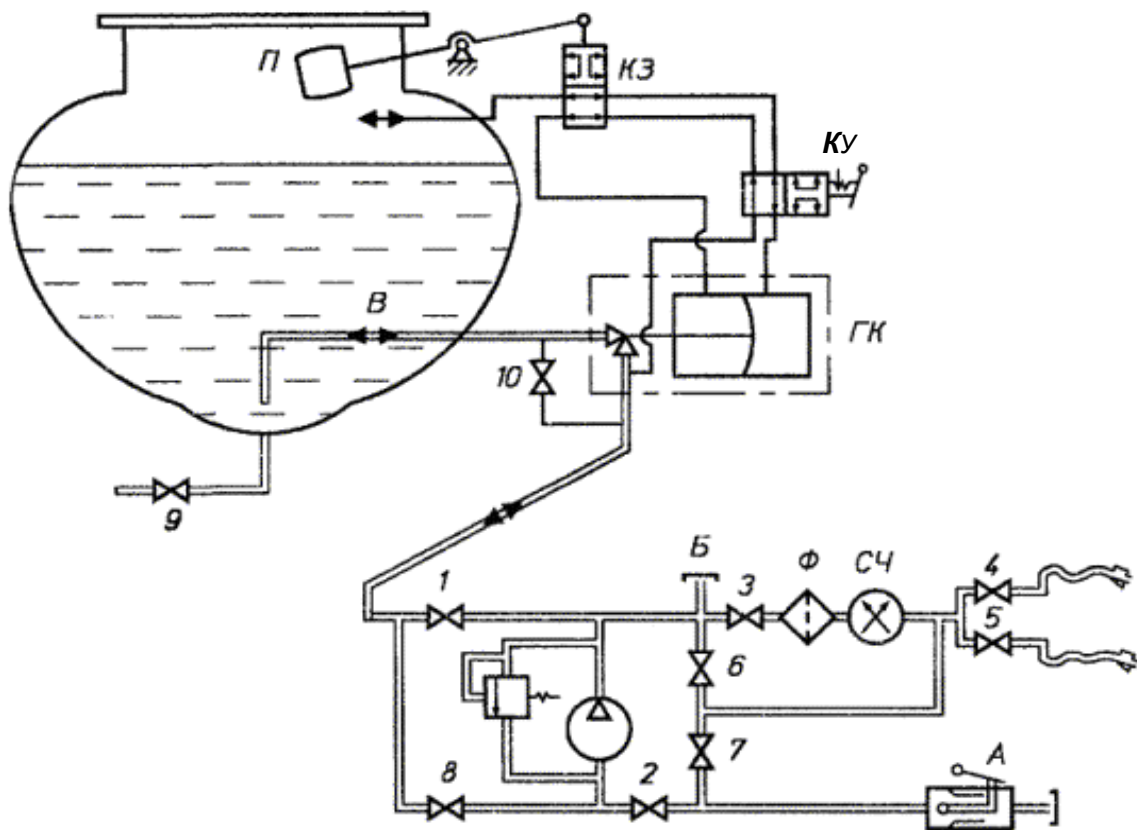


Рис. 3.6. Технологическая схема автотопливозаправщика:  
 1 – 9 – задвижки; 10 – вентиль; А – напорно-всасывающий патрубок;  
 Б – напорный патрубок; В – трубопровод для наполнения и опорожнения;  
 ГК – гидроклапан; П – поплавок; КЗ – клапан золотниковый;  
 КУ – кран управления; Ф – фильтр; СЧ – счетчик

Автоцистерны для перевозки сжиженных углеводородных газов (пропан, бутан и их смеси) (рис. 3.7) имеют несущую внешнюю оболочку и двойные стенки. Высокий уровень безопасности при эксплуатации цистерны достигается использованием двустенной оболочки цистерны. Пространство между стенками заполнено специальным трудногорючим материалом.



Рис. 3.7. Автоцистерна для перевозки сжиженных углеводородных газов

На газовозах должно быть установлено следующее оборудование:

- вентиль для заполнения и выпуска (слива) перевозимых газов;
- вентиль для отбора паров перевозимых газов;
- вентиль для выравнивания давления и выпуска (сброса) паров на верхней части цистерны;
- два предохранительных клапана;
- манометр;
- устройства контроля уровня жидкости;
- устройства, автоматически защищающие автоцистерну от аварийных расходов газа по сливно-наливным коммуникациям.

**Основные требования к конструкции и расчет автоцистерн.** Конструкция автоцистерны должна обеспечивать неизменность массы и качества перевозимого нефтепродукта по ГОСТ Р 50559-93. Отбор проб для контроля качества транспортируемого нефтепродукта по ГОСТ 2517-85 непосредственно из цистерны производят сверху. Цистерны должны выдерживать внутреннее давление, равное давлению наполнения (опорожнения) или максимальному рабочему давлению, на которое отрегулировано дыхательное устройство по ГОСТ 25560-82, но не менее 20 кПа.

Устанавливаемые на автоцистерне рычаги управления и маховики, предназначенные для ступенчатых переключений при наполнении (опорожнении) нефтепродуктами, должны иметь надежную фиксацию и обо-

значение их промежуточных и конечных положений; при необходимости они должны быть ограничены специальным стопором (упором). Рычаги управления и маховики устанавливают на одном рабочем месте в пределах зоны досягаемости оператора, за исключением задействованных при включении механизмов отбора мощности для привода насоса. Для удобства работы обслуживающего персонала автоцистерны должны быть оборудованы лестницами и площадками. Конструкция автоцистерны должна обеспечивать демонтаж не менее 75 % технологического оборудования без предварительной разборки других узлов и систем.

Очистка внутренней поверхности цистерны от загрязнений производится с помощью механизированных средств и вручную. Конструкция волнореза не должна препятствовать наполнению (опорожнению) цистерны, а также возможности очистки ее внутренней поверхности.

Цистерны и средства ее крепления на шасси АТС при номинальной загрузке нефтепродуктом должны выдерживать нагрузки, равные [20]:

- удвоенной массе цистерны и нефтепродукта – в направлении движения;
- одной массе цистерны и нефтепродукта – в направлении, перпендикулярном направлению движения;
- удвоенной массе цистерны и нефтепродукта – в вертикальном направлении сверху вниз;
- одной массе цистерны и нефтепродукта – в вертикальном направлении снизу вверх.

Толщину стенок цистерны  $b$ , мм, рассчитывают из выражения

$$b = \frac{PD}{2\sigma\lambda}, \quad (3.1)$$

где  $P$  – расчетное давление, МПа;  $D$  – внутренний диаметр цистерны, мм;  $\sigma$  – допускаемое напряжение, Н/мм<sup>2</sup>,  $\sigma \leq 0,75\sigma_m$  или  $\sigma \leq 0,5\sigma_g$  (где  $\sigma_m$  – предел текучести и  $\sigma_g$  – временное сопротивление разрыву, значения которых выбирают минимальными по нормативным документам на материалы);  $\lambda$  – коэффициент, учитывающий возможное уменьшение прочности в сварных соединениях,  $\lambda \leq 1,0$ .

Цистерны диаметром менее 1,8 м должны иметь толщину стенок не менее 5 мм, диаметром более 1,8 м – не менее 6 мм при изготовле-

нии их из металла с временным сопротивлением разрыву  $\sigma_{\sigma} \geq 360$  МПа и относительным удлинением  $\delta = 22 - 27$  %.

При изготовлении цистерн из металла с другими механическими свойствами эквивалентную толщину стенок цистерны  $b_{\sigma}$ , мм, рассчитывают по формуле

$$b_{\sigma} = \frac{21,4b}{\sqrt[3]{\sigma_{\sigma, \sigma} \delta_{\sigma}}}, \quad (3.2)$$

где  $b$ , равная 5 или 6 мм, – соответственно толщина стенок цистерны диаметром менее 1,8 м или более 1,8 м с указанными выше механическими свойствами;  $\sigma_{\sigma, \sigma}$  – временное сопротивление разрыву данного металла, МПа;  $\delta_{\sigma}$  – относительное удлинение данного металла, %.

Если цистерна имеет защиту от повреждений, вызываемых ударами сбоку или опрокидыванием, допускается уменьшение толщины стенок цистерны соответственно до 3 мм для цистерны диаметром до 1,8 м и до 4 мм – для цистерны диаметром более 1,8 м. Указанные толщины даны для металла со свойствами из предыдущего условия.

В случае изготовления цистерны из металла с другими механическими свойствами эквивалентную толщину стенок цистерны  $b'_{\sigma}$ , мм, рассчитывают по формуле

$$b'_{\sigma} = \frac{21,4b'}{\sqrt[3]{\sigma_{\sigma, \sigma} \delta_{\sigma}}}, \quad (3.3)$$

где  $b'$ , равная 3 или 4 мм, – соответственно толщина стенок цистерны диаметром менее 1,8 м или более 1,8 м с указанными выше механическими свойствами металла.

Для цистерн с некруглым поперечным сечением (например, чешуеобразным или эллиптическим) радиусы кривизны должны соответствовать эквивалентным диаметрам, которые рассчитывают на основе цилиндрического сечения равной площади. При этом радиусы кривизны таких цистерн не должны превышать 2,0 м по бокам и 3,0 м сверху и снизу.

Для цистерн, вместимость которых менее 5 м<sup>3</sup> или которые разделены на герметичные отсеки вместимостью менее 5 м<sup>3</sup>, толщину стенок определяют по табл. 3.6.

Толщина стенок цистерн вместимостью менее 5 м<sup>3</sup>

Максимальный радиус кривизны оболочки, м	Вместимость цистерны или отсека, м <sup>3</sup>	Минимальная толщина стенок цистерны, мм, для стали с $\sigma_s \geq 360$ МПа; $\delta = 22-27$ %
$\leq 2$	$\leq 5,0$	3
$> 2$ , но $\leq 3$	$\leq 3,5$	3
	$> 3,5$ , но $\leq 5,0$	4

При изготовлении цистерны из металла с другими механическими свойствами эквивалентную толщину стенок цистерны рассчитывают по формуле (3.3). Толщина перегородок (волнорезов) должна быть не менее толщины стенок цистерны.

Защиту цистерн от повреждений, вызываемых ударами сбоку или опрокидыванием, считают обеспеченной при соблюдении одного из следующих условий:

- расстояние между двумя усиливающими элементами (перегородками, волнорезами, внутренними или внешними кольцами)  $\leq 1,75$  м;
- объем цистерны между двумя перегородками (волнорезами)  $\leq 7,5$  м<sup>3</sup>.

Поперечное сечение в вертикальной плоскости усиливающего кольца с элементом крепления должно иметь момент сопротивления  $\geq 10$  см<sup>3</sup>.

Толщина перегородок (волнорезов) должна быть не менее толщины стенки цистерны. Перегородки (волнорезы) должны быть вогнуты с глубиной прогиба не менее 10 см, или должны иметь гофры, или усилены другим способом для обеспечения эквивалентной прочности. Площадь волнореза должна составлять не менее 70 % поперечного сечения цистерны, в которой установлен волнорез.

Цистерны с радиусом кривизны боковых стенок более 2,0 м, а также чемоданообразного и прямоугольного сечений считают обеспеченными защитой от повреждений, вызываемых ударами сбоку или опрокидыванием, при соблюдении следующих дополнительных условий:

- наличии дополнительной защиты с внешней стороны цистерны, расположенной по всему периметру на середине высоты цистерны, шириной не менее 30 % высоты поперечного сечения цистерны;



- обеспечении жесткости этой дополнительной защиты не ниже жесткости цистерны в зоне размещения такой защиты с толщиной стенки цистерны 5 мм (для цистерны диаметром менее 1,8 м) или 6 мм (для цистерны диаметром более 1,8 м).

Допускается выполнять дополнительную защиту в виде листов, приваренных к боковым стенкам цистерны на середине высоты цистерны. Эти листы должны быть изготовлены из того же материала, что и цистерна, иметь ширину не менее 30 % высоты поперечного сечения цистерны и толщину не менее толщины стенок цистерны.

Оборудование для закрытого наполнения автоцистерны должно состоять из:

а) ограничителя наполнения. В качестве привода датчика ограничителя наполнения следует использовать энергию перекачиваемой жидкости. Схема и присоединительные размеры ограничителя наполнения приведены на рис. 3.8 и 3.9 соответственно;

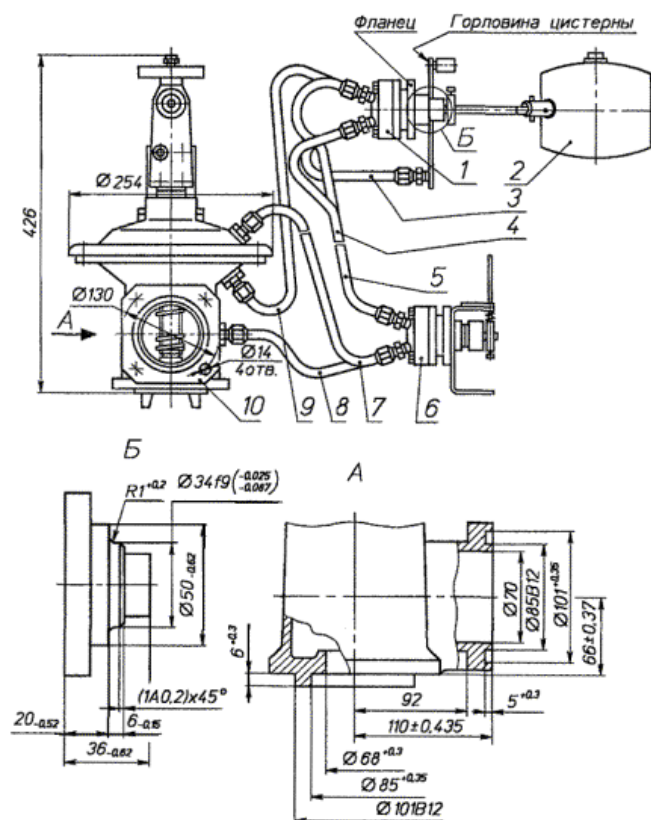
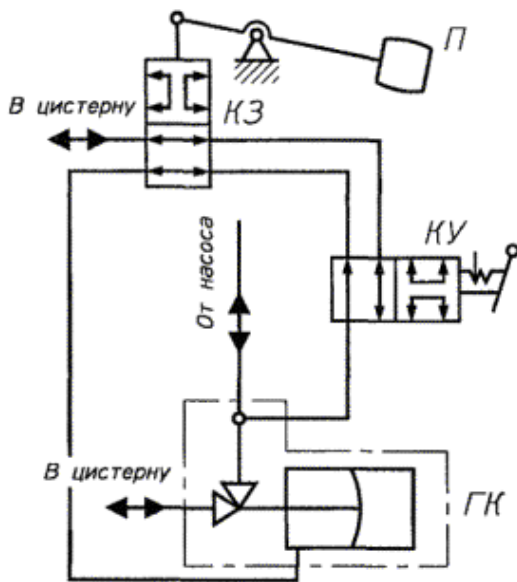


Рис. 3.8. Схема гидравлическая принципиальная ограничителя наполнения: *ГК* – гидроклапан; *П* – поплавок; *КЗ* – кран золотниковый; *КУ* – кран управления

Рис. 3.9. Присоединительные размеры ограничителя наполнения (общий вид): 1 – кран золотниковый; 2 – поплавок; 3, 4, 5, 7, 8, 9 – соединительные магистрали; 6 – клапан управления; 10 – гидроклапан

б) патрубка с обратным клапаном в случае крепления рукавов при помощи присоединительных устройств типа 4 по ГОСТ 20772-81 (механических захватов). Присоединительные размеры обратного клапана приведены на рис. 3.10. Место расположения патрубка – с левой стороны автоцистерны, расстояние – по ГОСТ 20772-81. По согласованию с заказчиком допускается установка патрубка с обратным клапаном сзади автоцистерны;

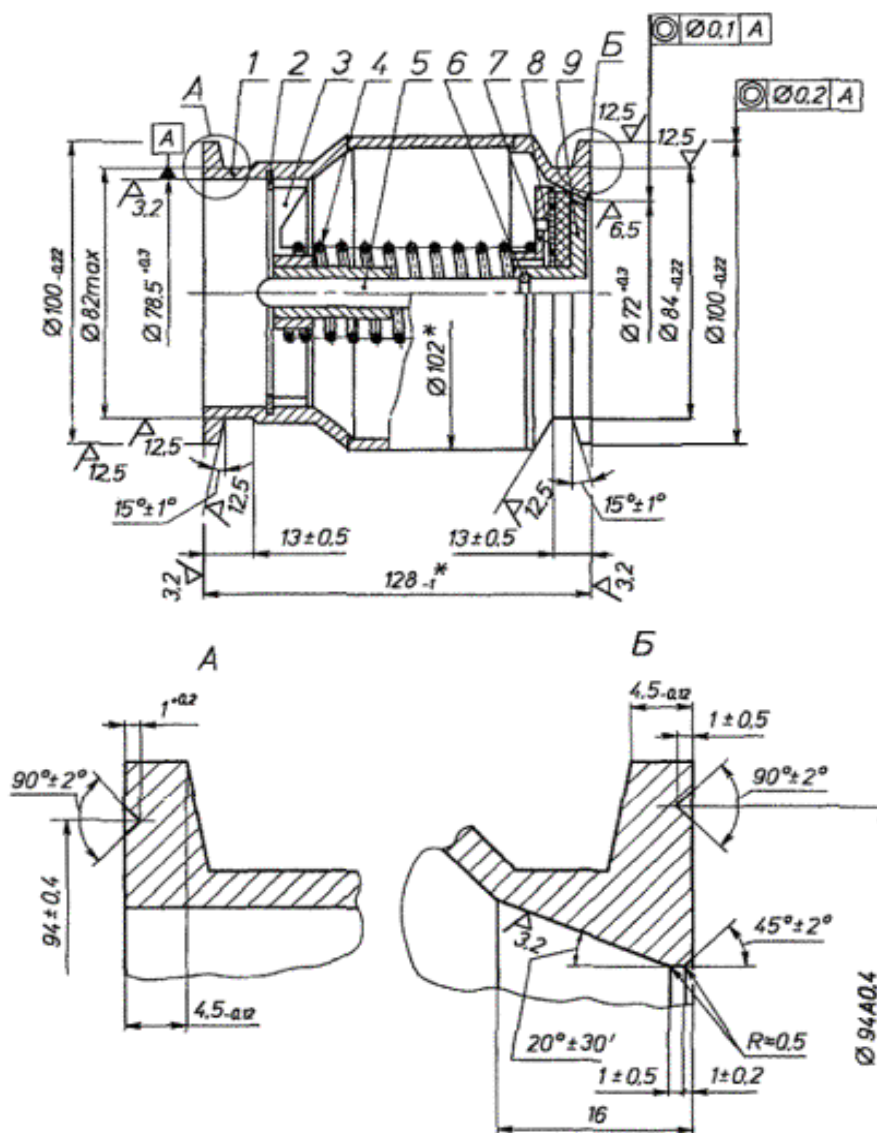


Рис. 3.10. Присоединительные размеры обратного клапана:  
 1 – корпус; 2 – кольцо; 3 – направляющая; 4 – пружина;  
 5 – шток; 6 – кольцо; 7 – гайка; 8 – прокладка; 9 – клапан  
 патрубка для газоотвода с огнепреградителем, запорной  
 арматурой и присоединительным устройством  
 (огнепреградитель должен быть установлен на цистерне)

в) сигнализатора верхнего уровня налива. Сигнализатор должен обеспечивать вывод электрического сигнала на звуковой сигнал шасси автомобиля и на розетку по ГОСТ 9200-76, устанавливаемую на левой стороне автоцистерны в месте, удобном для подсоединения к автоматизированным системам налива.

Крышки люков, дверки шкафов, а также места для доступа к транспортируемому нефтепродукту должны быть приспособлены для опломбирования. Конструкция прицепа-цистерны должна обеспечивать возможность ее наполнения (опорожнения) при помощи насосов, установленных на буксирующей автоцистерне, а также обеспечивать предотвращение превышения давления в напорно-всасывающем рукаве, равного 50 % рабочего давления рукава, при перекрытии подачи топлива в наполняемую емкость.

Автоцистерна должна быть оснащена дыхательным устройством по ГОСТ 25560-82, обеспечивающим сохранение рабочего давления в цистерне и самозакрывание при опрокидывании, а также предохранительными устройствами, обеспечивающими автоматическое открывание их при достижении избыточного давления в цистерне, равного 100 кПа. При этом площадь сбросного сечения в зависимости от объема цистерны определяют в соответствии с табл. 3.7. Для цистерн объемом от 3 до 40 м<sup>3</sup> допускается линейная интерполяция значений величин, приведенных в табл. 3.7.

Таблица 3.7

**Площадь сбросного сечения в зависимости от объема цистерны**

Наименование параметра	Значение параметра								
	3	5	8	10	13	15	20	30	40
Объем цистерны, м <sup>3</sup>									
Сбросное сечение, см <sup>2</sup>	17	25	35	40	48	53	64	84	94

*Примечание.* Функции предохранительного устройства может выполнять дыхательное устройство при обеспечении величины сбросного сечения.

На всасывающем трубопроводе автоцистерны, оборудованной насосом, должен быть установлен фильтр предварительной очистки. Перед счетчиками количества нефтепродукта должны быть установлены фильтры тонкой очистки. Размещение фильтра должно позволять замену фильтрующего элемента и очистку внутренней полости без его демонтажа.

Номинальная пропускная способность счетчиков количества нефтепродукта должна соответствовать расходу раздаточной системы автоцистерны. Относительная погрешность счетчиков не должна выходить за пределы ± 0,5 %. При выполнении рабочих операций «заправка техники

фильтрованным нефтепродуктом с одновременным измерением выданного объема» и «выдача нефтепродукта в мелкую тару (канистру, топливный бак, бочку)» допускается забор нефтепродукта осуществлять сверху из цистерны, минуя донный клапан. При этом запорную арматуру (обратный клапан) следует устанавливать в верхней части заборного трубопровода.

Напорно-всасывающие патрубки внутри автоцистерны должны быть оборудованы устройством, отражающим струю при наполнении цистерны нефтепродуктом и исключая образование воронки при ее опорожнении. При верхнем способе наполнения автоцистерны расстояние от нижнего среза патрубка подачи нефтепродукта в цистерну, находящегося внутри нее, до дна цистерны должно быть не более 100 мм. В качестве запорной арматуры в технологической схеме автоцистерны используют затворы (заслонки) или задвижки с ручным управлением. Допускается применение запорной арматуры с дистанционным управлением с ручным дублированием. Патрубки для наполнения (опорожнения) цистерны в транспортном положении должны быть закрыты заглушками. Присоединительные устройства (патрубки) автоцистерны для наполнения (опорожнения) нефтепродукта должны соответствовать требованиям ГОСТ 20772 - 81.

В качестве средств измерения давления и разрежения на автоцистерне устанавливают соответствующие приборы. Для контроля указанных параметров допускается применять индикаторы. Средства контроля должны быть размещены в месте, удобном для наблюдения, обеспечивающем их замену при проведении проверок или ремонта.

Автоцистерна должна быть оборудована кронштейнами или местом для крепления информационных табличек системы информации об опасности по ГОСТ 19433-88, ящиками для хранения рукавов, ящиками (местами) для укладки запасного инструмента и принадлежностей (ЗИП). Рукава должны быть укомплектованы заглушками, предотвращающими попадание топлива из рукавов в указанные ящики.

Опорожняемые самотеком цистерны, предназначенные для транспортирования нефтепродуктов, давление паров которых при 50 °С не превышает 110 кПа, следует рассчитывать на давление, равное удвоенному статическому давлению перевозимого нефтепродукта, но не менее удвоенного статического давления воды. Наполняемые (опорожняемые) под давлением цистерны, предназначенные для транспортирования нефтепродуктов, давление которых при 50 °С не превышает 110 кПа, должны быть рассчитаны на давление, равное давлению наполнения (опорожнения), умноженному на коэффициент 1,3.

### 3.3. Общее назначение сооружений магистральных нефте- и газопроводов

#### 3.3.1. Состав сооружений магистральных нефтепроводов

В состав магистральных трубопроводов входят (рис. 3.11) [3]:

- линейные сооружения (труба, переходы через искусственные и естественные препятствия, линейные задвижки, устройства приема-пуска скребка – через 300 км, линии связи, станции защиты от коррозии, дома обходчиков или пункты обогрева – через 30 – 40 км и т.д.);
- перекачивающие и тепловые станции;
- конечные пункты нефтепроводов и нефтепродуктопроводов (нефтебазы и нефтесклады), на которых принимают поступающий по трубопроводу продукт и распределяют его между потребителями, подают на завод для переработки или отправляют далее другими видами транспорта.

В некоторых случаях в состав магистрального трубопровода входят и подводящие трубопроводы, по которым нефть или газ от промыслов подается к головным сооружениям трубопровода.

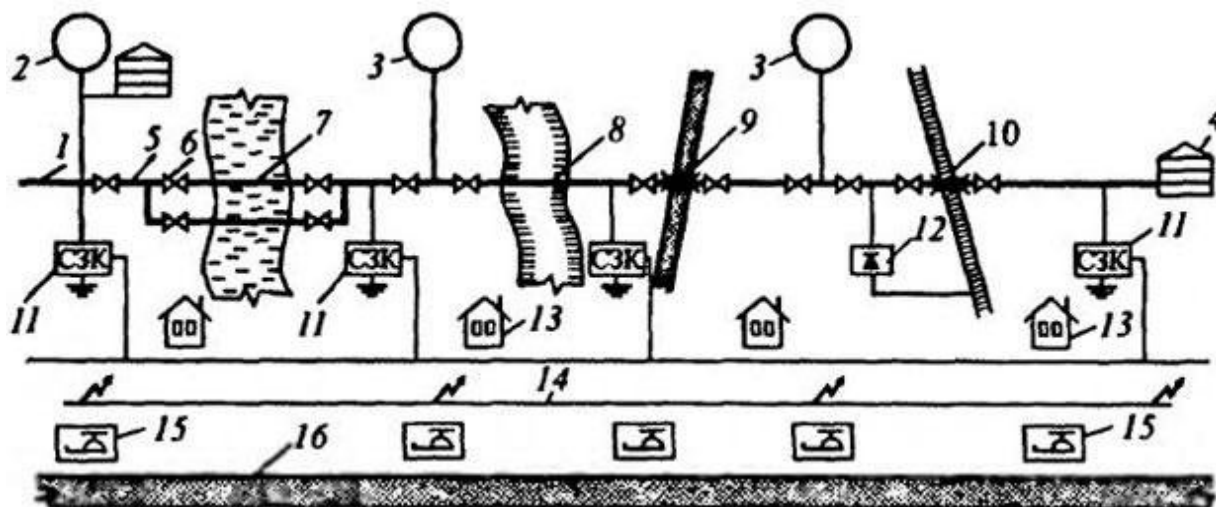


Рис. 3.11. Схема магистрального нефтепровода:

- 1 – подводящий трубопровод; 2 – головная НПС; 3 – промежуточная НПС;  
4 – конечный пункт; 5 – линейная часть; 6 – линейная задвижка;  
7 – дюкер; 8 – надземный переход; 9 – переход под автодорогой;  
10 – переход под железной дорогой; 11 – станция катодной защиты;  
12 – дренажная установка электрохимической защиты;  
13 – дом обходчика; 14 – линия связи;  
15 – вертолетная площадка; 16 – дорога

В состав линейных сооружений входят следующие элементы: трубопровод дальнего транспорта нефти с ответвлениями и лупингами; запорная арматура; переходы через естественные и искусственные препятствия; узлы подключения нефтеперекачивающих станций (НПС); узлы пуска и приема очистных и диагностических устройств; установки электрохимической защиты от коррозии; линии электропередачи и линии связи; средства телемеханики и устройства дистанционного управления запорной арматурой; земляные амбары для аварийного выпуска нефти; пункты подогрева нефти; противопожарные средства; постоянные дороги и указатели.

Основные элементы магистрального трубопровода, сваренные в непрерывную нитку трубы, представляют собой собственно трубопровод. Как правило, магистральные трубопроводы заглубляют в грунт, обычно на глубину 0,8 м до верхней образующей трубы, если бóльшая или меньшая глубина заложения не диктуется особыми геологическими условиями или необходимостью поддержания температуры перекачиваемого продукта на определенном уровне. Для магистральных трубопроводов применяют цельнонатянутые или сварные трубы диаметром 300 – 1 420 мм. Толщина стенок труб определяется проектным давлением в трубопроводе, которое достигает 10 МПа. Трубопровод, прокладываемый по районам с вечномерзлыми грунтами или через болота, можно укладывать на опоры или в искусственные насыпи.

На пересечении крупных рек нефтепроводы утяжеляют закрепленными на трубах грузами или сплошными бетонными покрытиями и заглубляют ниже дна реки. Кроме основной укладывают резервную нитку перехода того же диаметра. На пересечении железных и крупных шоссе-ных дорог трубопровод проходит в патроне из труб, диаметр которых на 100 – 200 мм больше диаметра трубопровода.

Потребности населенных пунктов, находящихся вблизи трасс нефтепродуктопроводов, в нефтепродуктах удовлетворяются прокладкой отводов или ответвлений из труб сравнительно малого диаметра, по которым часть нефтепродуктов (периодически) отводится в эти населенные пункты. В зависимости от рельефа трассы на трубопроводе устанавливают линейные краны или задвижки (с интервалом 10 – 30 км) для перекрытия участков в случае аварии или ремонта.

Вдоль трассы проходит линия связи (телефонная, радиорелейная), которая в основном имеет диспетчерское значение. Ее можно использовать для передачи сигналов телеизмерения и телеуправления. Располагаемые вдоль трассы станции катодной и дренажной защиты

на расстоянии 10 – 20 км друг от друга, а также протекторы защищают трубопровод от натужной коррозии, являясь дополнением к противокоррозионному изоляционному покрытию трубопровода.

Участки нефтепровода между НПС с резервуарными парками получили название эксплуатационных участков, которые между собой могут соединяться с использованием следующих систем:

- «из резервуара в резервуар» – нефть на НПС принимается в один резервуар (или группу резервуаров), а откачивается из другого;

- «через резервуар» – нефть принимается и откачивается из одного резервуара (или группы резервуаров);

- «с подключенным резервуаром» – основной поток нефти идет на вход в НПА, минуя резервуары, и лишь относительно небольшая часть направляется на хранение или забирается подпорными насосами из резервуаров;

- «из насоса в насос».

Если длина нефтепровода превышает 800 км, его обычно также разбивают на эксплуатационные участки длиной 400 – 800 км, в пределах которых возможна независимая работа насосного оборудования.

В настоящее время общепринятой считается система перекачки нефти «из насоса в насос», т.к. большая часть НПС сооружена без резервуарных парков.

Тепловые станции устанавливают на трубопроводах, транспортирующих высокостывающие и высоковязкие нефти и нефтепродукты, иногда их совмещают с насосными станциями. Для подогрева перекачиваемого продукта применяют подогреватели паровые или огневые (печи). Для снижения тепловых потерь такие трубопроводы могут быть снабжены теплоизоляционным покрытием.

Конечный пункт нефтепровода – либо сырьевой парк нефтеперерабатывающего завода, либо перевалочная нефтебаза, обычно морская, откуда нефть танкерами перевозится к нефтеперерабатывающим заводам или экспортируется за границу. Конечный пункт нефтепродуктопроводов – резервуарный парк перевалочной или крупной распределительной нефтебазы.

### ***3.3.2. Нефтеперекачивающие станции***

Для создания и поддержания в трубопроводе напора, достаточного для обеспечения транспортировки нефти, необходимы нефтеперекачивающие станции (НПС). Основное назначение каждой нефте-

перекачивающей станции состоит в том, чтобы забрать нефть из сечения трубопровода с низким напором, с помощью насосов увеличить этот напор и затем ввести нефть в сечение трубопровода с высоким напором. Основными элементами НПС являются насосные агрегаты, резервуары, системы подводящих и распределительных трубопроводов, узлы учета, устройства приема и пуска очистных устройств и точечных средств диагностики, а также системы смазки, вентиляции, отопления, энергоснабжения, водоснабжения, автоматики, телемеханики и т.п. [32]

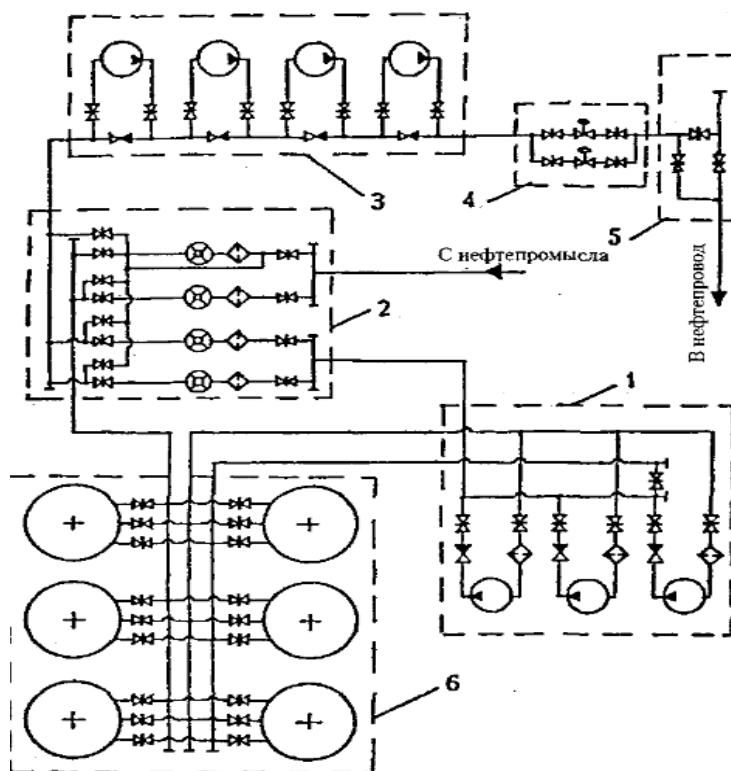
*Нефтеперекачивающие (насосные) станции* подразделяются на головные (ГНПС) и промежуточные (ПНПС). Головная нефтеперекачивающая предназначена для приема нефти с установок её подготовки на промысле или из других источников и последующей закачки нефти в магистральный нефтепровод. Промежуточные станции обеспечивают поддержание в трубопроводе напора, достаточного для дальнейшей перекачки.

Объекты, входящие в состав ГНПС и ПНПС, можно условно подразделить на две группы: первую – объекты основного (технологического) назначения и вторую – объекты вспомогательного и подсобно-хозяйственного назначения. К объектам первой группы относятся: резервуарный парк; подпорная насосная; узел учёта нефти с фильтрами; магистральная насосная; узел урегулирования давления и узлы с предохранительными устройствами; камеры пуска и приёма очистных устройств; технологические трубопроводы с запорной арматурой. К объектам второй группы относятся: понижающая электроподстанция с распределительными устройствами; комплекс сооружений, обеспечивающих водоснабжение станции; комплекс сооружений по отводу промышленных и бытовых стоков; котельная с тепловыми сетями; инженерно-лабораторный корпус; пожарное депо; узел связи; механические мастерские; мастерские ремонта и накладки контрольно-измерительных приборов (КИП); гараж; складские помещения; административно-хозяйственный блок и т.д.

*Головная нефтеперекачивающая станция* – комплекс сооружений, расположенный в начале магистрального нефтепровода или его отдельного эксплуатационного участка и предназначенный для накопления и перекачки по трубопроводу нефти и нефтепродуктов (рис. 3.12).



Рис. 3.12. Принципиальная технологическая схема головной нефтеперекачивающей станции: 1 – подпорная насосная; 2 – площадка фильтров и счетчиков; 3 – основная насосная; 4 – площадка регуляторов; 5 – площадка пуска скребков; 6 – резервуарный парк



В состав головной нефтеперекачивающей станции входят: насосные станции (основная и подпорная), резервуарный парк, сеть технологических трубопроводов, электроподстанция, котельная, объекты водоснабжения и канализации, подсобные и административные здания, культурно-бытовые объекты и др. Насосные станции оборудуют центробежными насосами с подачей до  $12\,500\text{ м}^3/\text{ч}$ . Количество насосов на основной станции 3 – 4, один из них – резервный. Соединение насосов, как правило, последовательное. В качестве привода преимущественно применяются электродвигатели мощностью до  $8\,000\text{ кВт}$ . Насосы подпорной станции создают дополнительное давление на входе основных насосов, необходимое для их бескавитационной работы. Резервуарный парк головной нефтеперекачивающей станции включает металлические и железобетонные резервуары с единичным объёмом  $50\,000\text{ м}^3$ . Вместимость парка зависит от объёма перекачки, а при последовательном её характере от числа циклов. Технологические трубопроводы головной нефтеперекачивающей станции оборудуются переключающими, предохранительными и регулирующими устройствами, обеспечивающими приём нефти и нефтепродуктов, очистку их от механических примесей, замер и учёт их количества, защиту трубопроводов и резервуарного парка от повышения давления, регулирование давления на выходе станции, периодический запуск специальных устройств для очистки внутренней полости трубо-

провода. Схема технологических трубопроводов обеспечивает работу насосов в любых сочетаниях, а также возможность прямой, обратной и внутристанционной перекачки.

Головная нефтеперекачивающая станция при последовательной перекачке нефтепродуктов оборудуется специальной лабораторией по контролю качества нефтепродуктов и приборами для быстрого и точного определения концентрации одного нефтепродукта в другом. Головная нефтеперекачивающая станция трубопровода, по которому перекачивают подогретые нефти, снабжается подогревательными устройствами (печами, теплообменниками). При сооружении магистральных трубопроводов применяются блочно-комплектные насосные станции, включающие набор отдельных блоков технологического, энергетического и вспомогательно-функционального назначения, а также общее укрытие для магистральных насосных агрегатов с узлами обвязки их трубопроводами и другими коммуникациями. Технологическое оборудование, аппаратура, контрольно-измерительные приборы размещаются в блок-боксах, монтажных блоках и блок-контейнерах, которые изготавливают и собирают в заводских условиях, а затем в готовом виде транспортируют к месту строительства.

На головных нефтеперекачивающих станциях осуществляются следующие технологические операции: приём и учёт нефти; краткосрочное хранение нефти в резервуарах; внутристанционные перекачки нефти (из резервуара в резервуар); закачка нефти в магистральный трубопровод; пуск в трубопровод очистных и диагностических устройств. На ГНПС может производиться подкачка нефти из других источников поступления, например, из других нефтепроводов илипутных нефтепромыслов.

*Промежуточные НПС* служат для восполнения энергии, затраченной потоком на преодоление сил трения, с целью обеспечения дальнейшей перекачки нефти. Промежуточные НПС размещают по трассе трубопровода согласно гидравлическому расчету (через каждые 50–200 км).

На промежуточных нефтеперекачивающих станциях происходит повышение напора транспортируемой нефти с целью обеспечения её дальнейшей перекачки. При работе ПНПС «из насоса в насос» (т.е. в режиме, при котором конец предыдущего участка нефтепровода подключен непосредственно к линии всасывания насосов следующей НПС)

промежуточные НПС не имеют резервуарных парков; в других случаях, когда перекачка ведется через резервуары или с подключенными резервуарами, такие парки на ПНПС имеются. На ПНПС устанавливаются также системы сглаживания волн давления и защиты от гидравлических ударов.

Принципиальная технологическая схема промежуточной НПС приведена на рис. 3.13. Нефть, поступающая из магистрального трубопровода, сначала проходит через фильтры-грязеуловители, затем приобретает в насосах энергию, необходимую для дальнейшей перекачки, и после регулирования давления на площадке 2 закачивается в следующий участок магистрального нефтепровода. Кроме технологических сооружений на головной и промежуточных НПС имеются механическая мастерская, понизительная электроподстанция, котельная, объекты водоснабжения и водоотведения, подсобные и административные помещения и т. д.

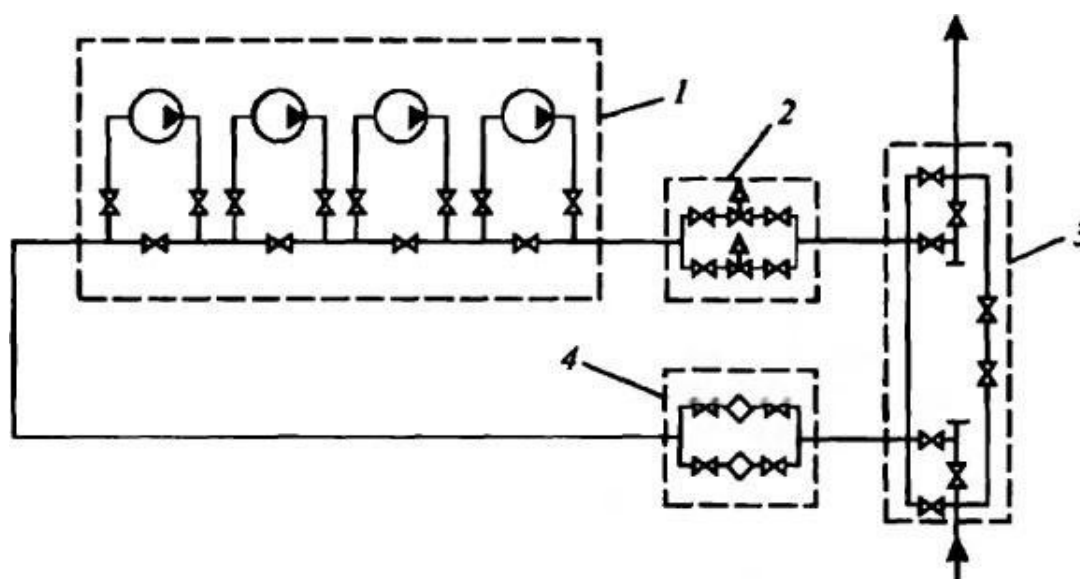


Рис. 3.13. Принципиальная технологическая схема промежуточной нефтеперекачивающей станции:

- 1 – магистральная насосная; 2 – площадка регуляторов давления;
- 3 – площадка пуска и приема скребков;
- 4 – площадка с фильтрами-грязеуловителями

Как правило, магистральные нефтепроводы разбивают на так называемые эксплуатационные участки протяженностью 400 – 600 км, состоящие из 3 – 5 участков, разделенных ПНПС, работающих в режиме «из насоса в насос», и, следовательно, гидравлически связанных друг

с другом. В то же время эксплуатационные участки соединяются друг с другом через резервуарные парки, так что в течение некоторого времени каждый эксплуатационный участок может вести перекачку независимо от соседних участков, используя для этого запас нефти своих резервуаров. Для снижения затрат на сооружение НПС используется метод блочно-комплектного или блочно-модульного их исполнения. Главное преимущество этого метода достигается тем, что на территории станций практически отсутствуют сооружения из кирпича, бетона или железобетона. Все оборудование станции, включая автоматику, входит в состав функциональных блоков, монтируется и испытывается на заводе, затем в транспортабельном виде доставляется на строительную площадку. При этом блочно-модульные НПС могут быть открытого типа, т.е. насосные агрегаты вместе со всеми системами могут размещаться под навесом на открытом воздухе. От воздействия погодных условий насосные агрегаты защищаются индивидуальными металлическими кожухами с автономными системами вентиляции и подогрева. Такие станции работают при температуре окружающего воздуха от  $-40$  до  $+50$  °С. При капитальном ремонте предусматривается замена всего блок-бокса в сборе.

Типичным элементом схемы НПС является узел приема-пуска средств очистки и диагностики внутренней полости нефтепровода. На головных НПС размещаются только камеры пуска, на промежуточных – камеры пуска и камеры приема, на конечных – только камеры приема. Каждое из средств очистки обладает своими преимуществами и недостатками. Для приема очистителей с предыдущего участка используют специальную камеру, в которую он поступает вместе с потоком нефти. Для пуска используется другая камера, из которой очистители вместе с потоком нефти уходят на следующий участок нефтепровода.

Важным элементом НПС является узел учета нефти на потоке (рис. 3.14), который размещают на пути движения нефти из резервуара к нефтепроводу между подпорной и магистральной насосными станциями.

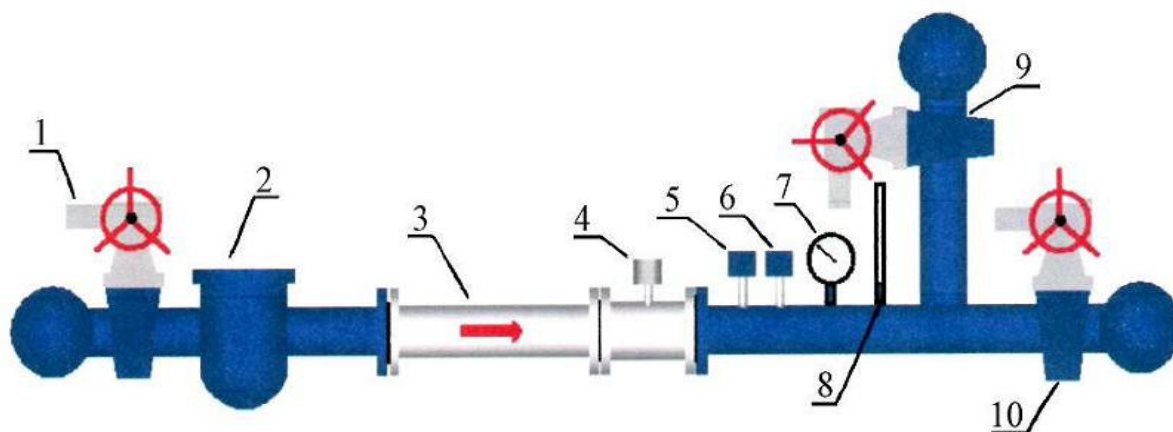


Рис. 3.14. Измерительная линия узла учета нефти:  
 1 – входная задвижка; 2 – механический фильтр; 3 – линейный участок трубопровода; 4 – турбинный преобразователь расхода; 5 – электронный датчик температуры; 6 – электронный датчик давления; 7 – манометр; 8 – термометр; 9 – контрольная задвижка; 10 – выходная задвижка

Узлы учета нефти подразделяются на узлы товарного учета, оперативные промыслового (цехового) и бригадного учета. Режим перекачки нефти через узлы учета должен быть стабильным и не допускать отклонения от среднего значения перекачиваемого объема (количества жидкости) более чем на  $\pm 10\%$  для узлов товарного учета и на  $\pm 20\%$  для оперативных узлов промыслового и бригадного учета нефти.

### 3.3.3. Насосы нефтеперекачивающих станций нефтепроводов

На НПС магистральных нефтепроводов используются два вида технологических насосов – подпорные и основные [3].

Основными насосами оборудуются основные головные и перекачивающие НПС. Данные насосы предназначены для непосредственного транспорта нефти. Подпорные насосы используются только на головных НПС (на их подпорных станциях) и играют вспомогательную роль. Они служат для отбора нефти из резервуарного парка и подачи ее на вход основным насосам с требуемым давлением (подпором), предотвращающим кавитацию в основных насосных агрегатах.

Современным типом основных насосов являются насосы НМ, которые выпускаются на подачу от 125 до 10 000 м<sup>3</sup>/ч. Данные насосы имеют две конструктивные разновидности.

Насосы на подачу от 125 до 710 м<sup>3</sup>/ч называются секционными, трёхступенчатыми (рис. 3.15). Корпус их состоит из входной 1 и напорной 4 крышек, к которым крепятся узлы уплотнений торцевого типа и подшипниковые узлы 6. Заодно с крышками отлиты опорные лапы насоса, входной и напорный патрубки. Между крышками корпуса располагаются три секции 2 с направляющими аппаратами. В каждой секции находится центробежное рабочее колесо. Крышки и находящиеся между ними секции стянуты шпильками 3, проходящими вдоль вала насоса. Ротор насоса включает вал, насаженный на него три центробежных колеса 6 и одно предвключенное литое колесо типа шнек 7. Опорами ротора служат подшипники скольжения с кольцевой смазкой. Охлаждение масла осуществляется с помощью змеевиков, размещенных в корпусах подшипниковых узлов. Через змеевики циркулирует вода или перекачиваемая нефть. Ротор имеет гидравлическую разгрузку от осевых сил, осуществляемую с помощью разгрузочного диска 5. Остаточные осевые силы воспринимаются радиально-упорным шароподшипником.

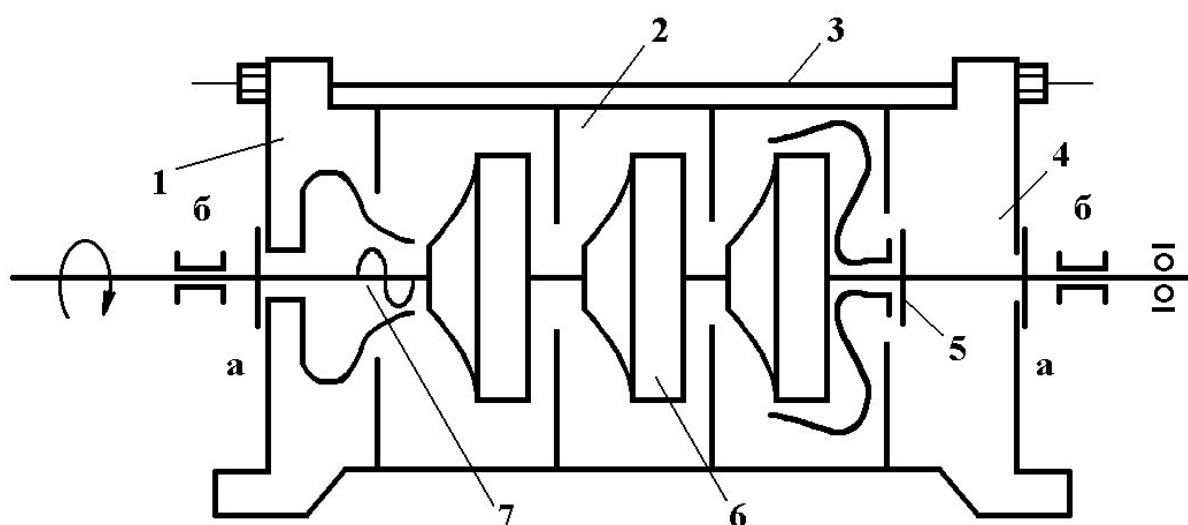


Рис. 3.15. Схема трёхступенчатого насоса типа НМ

Корпус насоса, а точнее его нагнетателя, ограничен входной крышкой, расположенной над линией всасывания, и напорной крышкой над линией нагнетания. Между крышками установлены нагнетательные секции с основными рабочими колесами насоса. Рабочие колеса и используемое для увеличения всасывающей способности предвключенное шнековое колесо установлены на общем валу, соединенном через зубчатую муфту с электродвигателем. Нефть подается в на-

сос через входной патрубок (находящийся под крышкой) и при содействии предвключенного шнекового колеса попадает в первую ступень нагнетателя, в которой происходит увеличение ее напора на некоторую величину. Затем нефть последовательно попадает в рабочие колеса, прохождение которых приводит к дальнейшему увеличению напора, и, наконец, через выкидной патрубок (находящийся под крышкой) нефть уходит из насоса. Конструкция рассматриваемых насосов рассчитана на давление 9,9 МПа. Поэтому они допускают последовательное соединение не более двух насосов на подачу от 125 до 360 м<sup>3</sup>/ч и не более трех насосов на подачу 500 и 710 м<sup>3</sup>/ч. Насосы НМ производительностью от 1 250 до 10 000 м<sup>3</sup>/ч спиральные одноступенчатые (рис. 3.16).

Корпус их имеет улиткообразную форму с разъемом в горизонтальной плоскости по оси ротора. Ротор состоит из вала и центробежного колеса двухстороннего входа 1, обеспечивающего ротору, благодаря своей конструкции, гидравлическую разгрузку от осевых сил.

Опорами ротора служат подшипники скольжения 2 с принудительной смазкой (под давлением).

Неуравновешенные остаточные осевые силы воспринимает радиально-упорный сдвоенный шарикоподшипник 3. В подобных насосах используются торцевые уплотнения 4, которые монтируются в корпусе в месте выхода из него вала. Конструкция спиральных насосов типа НМ рассчитана на давление 7,4 МПа, что допускает последовательное соединение не более трёх насосов данного вида. Для повышения экономичности нефтепроводного транспорта при изменении производительности перекачки у спиральных насосов предусмотрено применение сменных роторов с рабочими колёсами на подачу 50 и 70 % от номинальной. Полная маркировка насосов типа НМ содержит группу буквенных обозначений, например: НМ 7000-210, где

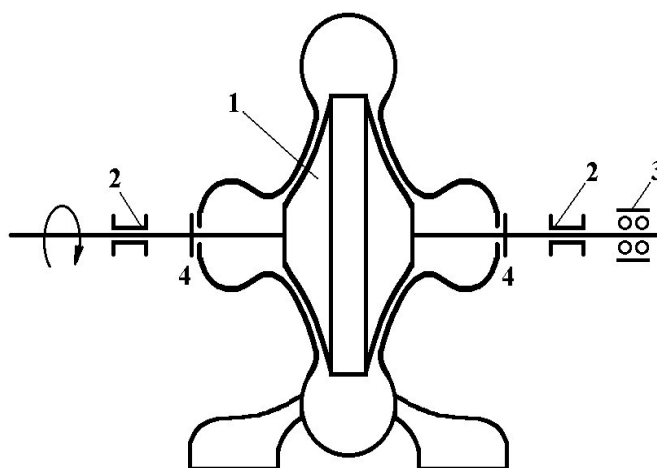


Рис. 3.16. Схема спирального одноступенчатого насоса типа НМ

НМ обозначает нефтяной магистральный, 7000 – подачу в м<sup>3</sup>/ч, 210 – напор в метрах столба перекачиваемой жидкости.

Современным типом подпорных насосов являются насосы НПВ (нефтяные подпорные вертикальные). Они выпускаются четырёх типоразмеров: НПВ 1250-60, НПВ 2500-80, НПВ 3600-90, НПВ 5000-120. Цифры в маркировке указывают на производительность (м<sup>3</sup>/ч) и напор насоса (м).

Данный тип насоса (рис. 3.17) размещается в стакане 1, расположенном под уровнем земли, практически на отметке трубопровода. Приводящий двигатель находится на поверхности.

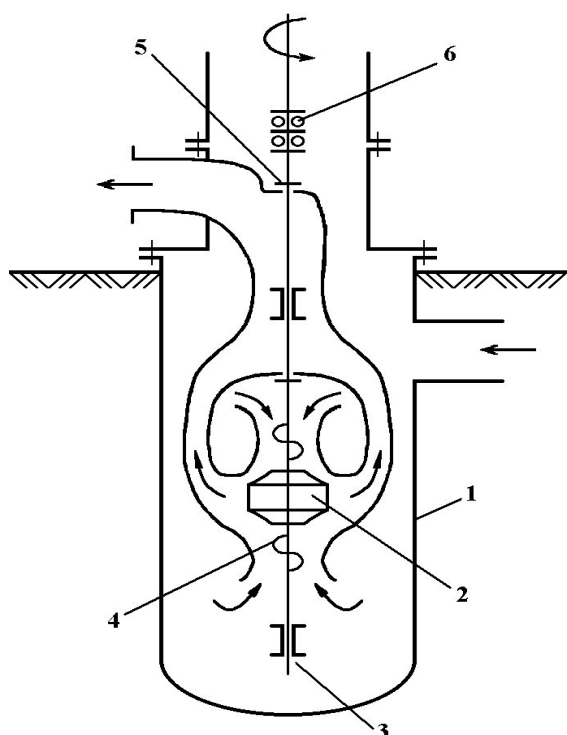


Рис. 3.17. Схема установки подпорного насоса

Насос имеет центробежное рабочее колесо двухстороннего входа 2, с каждой стороны колеса – по литому колесу 4 типа шнек. Направляющие подшипники ротора – подшипники скольжения, они смазываются и охлаждаются перекачиваемой нефтью.

Удерживание ротора от перемещения в осевом направлении производится двойными радиально-упорными шарикоподшипниками 6, имеющими консистентную смазку.

Ротор насоса гидравлически уравновешен применением на нём центробежного колеса двухстороннего входа, уплотнение ротора 5 – механическое, торцевого типа.

Помимо насосов НПВ на ГНПС достаточно широко используются подпорные насосы типа НМП (нефтяные магистральные подпорные). Эти насосы горизонтальные, наземной установки. Ротор их аналогичен ротору насоса НПВ, уплотнения торцевые, подшипники качения с кольцевой смазкой. Корпус спиральный с разъемом в гори-



зонтальной плоскости, подобен корпусу насосов НМ. Маркировка насосов НМП аналогична маркировке насосов НМ.

Основные насосы на НПС соединяются между собой главным образом последовательно. При этом допускается иметь не более трёх рабочих насосов, исходя из прочности агрегатов. В дополнение к трём рабочим насосам на станциях устанавливается по одному резервному агрегату.

В отдельных случаях, например при прохождении в одном коридоре нескольких нефтепроводов, на НПС параллельно уложенных магистралей помимо последовательного соединения насосов предусматривается возможность перехода к смешанной параллельно-последовательной схеме соединения всех четырёх агрегатов, включая резервный, а также переход к параллельной схеме работы насосов. Такие возможности предусматриваются на аварийный случай. При выходе из строя какой-либо НПС соседняя с ней станция на параллельной магистрали переводится на смешанную или параллельную работу насосов.

При этом к станции подключаются сразу два нефтепровода – собственный нефтепровод рассматриваемой станции и нефтепровод аварийной НПС. Отмеченное позволяет не прекращать перекачку по аварийному нефтепроводу и поддерживать его производительность на достаточно удовлетворительном уровне.

Подпорные насосы соединяются между собой только параллельно. В основном на подпорной станции используются один или два рабочих насоса и один резервный.

### ***3.3.4. Состав сооружений магистральных газопроводов***

Система доставки продукции газовых месторождений до потребителей представляет собой единую технологическую цепочку. Газ с месторождений поступает через газосборный пункт по промышленному коллектору на установку подготовки газа, где производятся осушка газа, очистка от механических примесей, углекислого газа и сероводорода. Далее газ поступает на головную компрессорную станцию и в магистральный газопровод (МГ). Магистральные газопроводы во многом тождественны магистральным нефтепроводам [25, 26].

Однако газопроводы имеют и некоторые специфические особенности, обусловленные большим удельным объемом газа и изменениями этого объема под влиянием давления, развиваемого на станциях при перекачке. К этим особенностям относятся в первую очередь увеличенные диаметры газопроводов по сравнению с трубопроводами, по которым транспортируются жидкости в эквивалентных газу весовых количествах. Другой особенностью магистрального газопровода является поддержание значительного давления в конце перегонов между станциями газопровода, имеющего на всем протяжении один диаметр. Так, например, если на нефтепроводе начальное давление нефти на насосной станции, равное 5 МПа, снижается к концу перегона практически почти до нуля, то на газопроводе давление в конце перегона поддерживается на уровне 2 МПа, что соответствует оптимальным параметрам перекачки.

К особенностям магистральных газопроводов относится также необходимость специальных мероприятий по предотвращению образования в них гидратных пробок и мероприятий, связанных с повышенной взрывоопасностью газа. Наконец, к основным особенностям магистральных газопроводов следует отнести особо высокие требования к бесперебойности перекачек, так как каждая длительная остановка газопровода нарушает снабжение топливом потребителей и может вызвать остановку добычи газа в начальном пункте газопровода.

Состав сооружений магистрального газопровода (рис. 3.18) включает в себя следующие основные комплексы: головные сооружения, состоящие из систем газосборных и подводящих газопроводов, компрессорного цеха и установок очистки и осушки газа; линейные сооружения, состоящие из собственно магистрального газопровода с запорными устройствами, переходов через естественные и искусственные сооружения, станций катодной защиты, дренажных установок; компрессорные станции с остановками по очистке газа, контрольно-распределительным пунктом (КРП) для редуцирования газа на собственные нужды станции, а также подсобно-вспомогательными сооружениями (включая склады горючесмазочных материалов, установки регенерации масла и ремонтно-эксплуатационные блоки); газораспределительные станции (ГРС), оборудованные регуляторами давления; подземные газохранилища с компрессорными станциями.

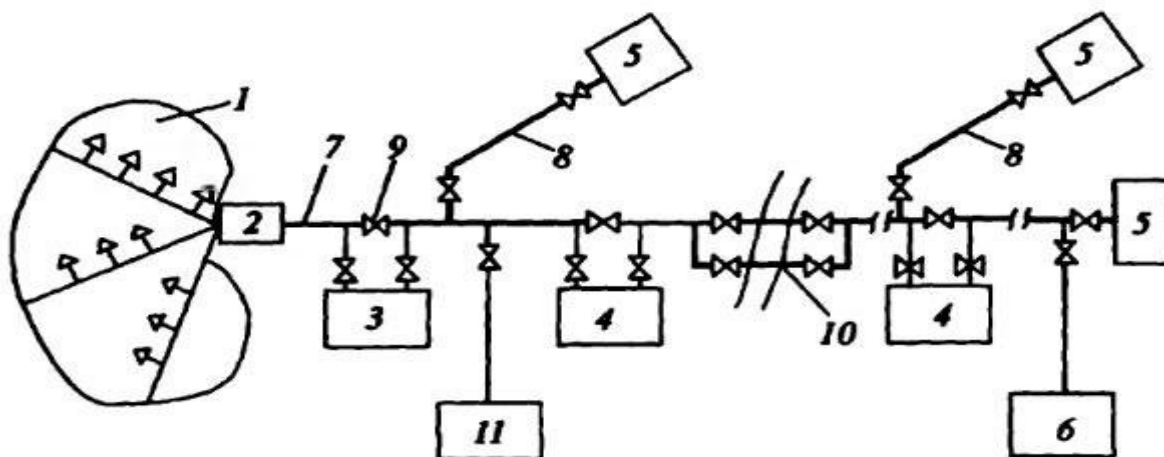


Рис. 3.18. Схема магистрального газопровода:

- 1 – газосборные сети; 2 – промышленный пункт сбора газа;
- 3 – головные сооружения; 4 – компрессорная станция;
- 5 – газораспределительная станция; 6, 11 – подземные хранилища;
- 7 – магистральный трубопровод; 8 – ответвление;
- 9 – линейная арматура; 10 – двуниточный переход  
через водную преграду

Газ с газового промысла по газосборным сетям поступает на головные сооружения, откуда после осушки и очистки направляется в магистральный газопровод. По линии газопровода для отключения отдельных его участков устанавливают запорные устройства и продувочные свечи. Отключающие краны размещают через каждые 20 – 25 км, а также на берегах водных преград (при пересечении их газопроводом в две или более нитки) и у компрессорных станций. Продувочные свечи располагаются вблизи кранов, обеспечивая опорожнение отключаемых участков трубопроводов на время их ремонта. Вдоль трассы газопровода размещают противокоррозионные (катодные и протекторные) установки для защиты труб от коррозии, а также дома линейных ремонтников (через каждые 20–30 км), имеющих телефонную связь между собой, с ближайшими компрессорными станциями и аварийно-ремонтными пунктами. В конце газопровода или его ответвления сооружают газораспределительную станцию (ГРС), предназначенную для подачи газа в распределительную сеть города или промышленного предприятия. Составная часть магистрального газопровода (компрессорные станции) предназначена для увеличения пропускной способности газопровода за счет

повышения давления газа на выходе из станции путем его комбинирования, а также для подготовки газа к транспорту.

На головных сооружениях добываемый газ подготавливается к транспортировке. Газ очищается от тех примесей, которые затрудняют транспортирование его к потребителю или же делают опасным для употребления вследствие ядовитости. В первый период разработки месторождений давление газа достаточно велико, поэтому нет необходимости в использовании головной компрессорной станции. Эту станцию строят на более поздних этапах разработки газовых месторождений.

Компрессорные станции (КС) предназначены для перекачки газа от месторождений или подземных хранилищ до потребителя. Кроме того, на КС производится очистка газа от жидких и твердых примесей, а также его осушка.

Объекты КС проектируются в блочно-модульном исполнении и оборудуются центробежными нагнетателями с приводом от газотурбинных установок или электродвигателей. Газотурбинным приводом оснащено более 80 % всех КС, а электроприводом – около 20 %.

Газоперекачивающие агрегаты (ГПА) предназначены для сжатия природного газа, достаточного для обеспечения его транспортировки с заданными технологическими параметрами. Газоперекачивающие агрегаты размещаются в блок-контейнерах, состоящих из отсеков двигателей (приводов) и нагнетателей. Базовая сборочная единица – блок турбоагрегата и оборудование технологических систем.

Установка охлаждения газа преимущественно состоит из аппаратов воздушного охлаждения (АВО). При компримировании (сжатии) газ нагревается, что приводит к увеличению его вязкости, затрат мощности на перекачку и увеличению продольных напряжений в трубопроводе. Охлаждение газа после его компримирования увеличивает производительность и устойчивость газопровода, ослабляет действие коррозионных процессов. Газ охлаждают водой и воздухом в теплообменных аппаратах различной конструкции. Конструктивно АВО представляет собой вентилятор с диаметром лопастей до 7 м. Количество АВО определяется теплотехническими расчетами. Рабочая температура охлаждаемой среды на входе в аппарат – до 70 °С, на выходе – до 45 °С.

Газораспределительные станции (ГРС) сооружают в конце каждого МГ или отвода от него. Высоконапорный газ не может быть непосредственно подан потребителям. На ГРС осуществляется пониже-

ние давления газа до требуемого уровня, очистка от механических частиц и конденсата, одоризация и измерение расхода.

К линейным сооружениям относятся собственно МТ, линейные запорные устройства, узлы очистки газопровода, переходы через препятствия, станции противокоррозионной защиты, линии технологической связи, отводы от МГ и сооружения линейной эксплуатационной службы.

Линейные сооружения газопроводов отличаются от аналогичных сооружений нефтепроводов тем, что вместо линейных задвижек используются линейные шаровые краны, расстояние между которыми должно быть не более 30 км. Кроме того, для сбора выпадающего конденсата сооружаются конденсатосборники. Большая часть газопроводов имеет диаметр от 720 до 1 420 мм. Трубы и арматура рассчитаны на рабочее давление до 10 МПа.

При параллельной прокладке двух и более МГ в одном технологическом коридоре предусматривается соединение их перемычками с запорной арматурой. Перемычки размещаются на расстоянии не менее 40 км друг от друга, а также перед компрессорными станциями и после них.

Подземные хранилища газа (ПХГ) служат для компенсации неравномерности газопотребления. Использование подземных структур для хранения газа позволяет существенно уменьшить капиталовложения в хранилища.

### ***3.3.5. Компрессорные станции газопроводов***

При движении газа по трубопроводу происходит потеря давления из-за разного гидравлического сопротивления по длине газопровода. Падение давления вызывает снижение пропускной способности газопровода. Одновременно понижается температура транспортируемого газа, главным образом, из-за передачи теплоты от газа через стенку трубопровода в почву и атмосферу [34].

Для поддержания заданного расхода транспортируемого газа путем повышения давления через определенные расстояния вдоль трассы газопровода, как отмечалось выше, устанавливаются компрессорные станции.

Перепад давления на участке между КС определяет степень повышения давления в газоперекачивающих агрегатах. Давление газа в газопроводе в конце участка равно давлению на входе в газоперека-

чивающий агрегат, а давление в начале участка равно давлению на выходе из АВО газа.

Современная компрессорная станция (КС) – это сложное инженерное сооружение, обеспечивающее основные технологические процессы по подготовке и транспорту природного газа.

Принципиальная схема расположения КС вдоль трассы магистрального газопровода приведена на рис. 3.19, где одновременно схематично показаны изменения давления и температуры газа между компрессорными станциями.

Компрессорная станция – неотъемлемая и составная часть магистрального газопровода, обеспечивающая транспорт газа с помощью энергетического оборудования, установленного на КС. Она служит управляющим элементом в комплексе сооружений, входящих в магистральный газопровод. Именно параметрами работы КС определяется режим работы газопровода. Наличие КС позволяет регулировать режим работы газопровода при колебаниях потребления газа, максимально используя при этом аккумулялирующую способность газопровода.

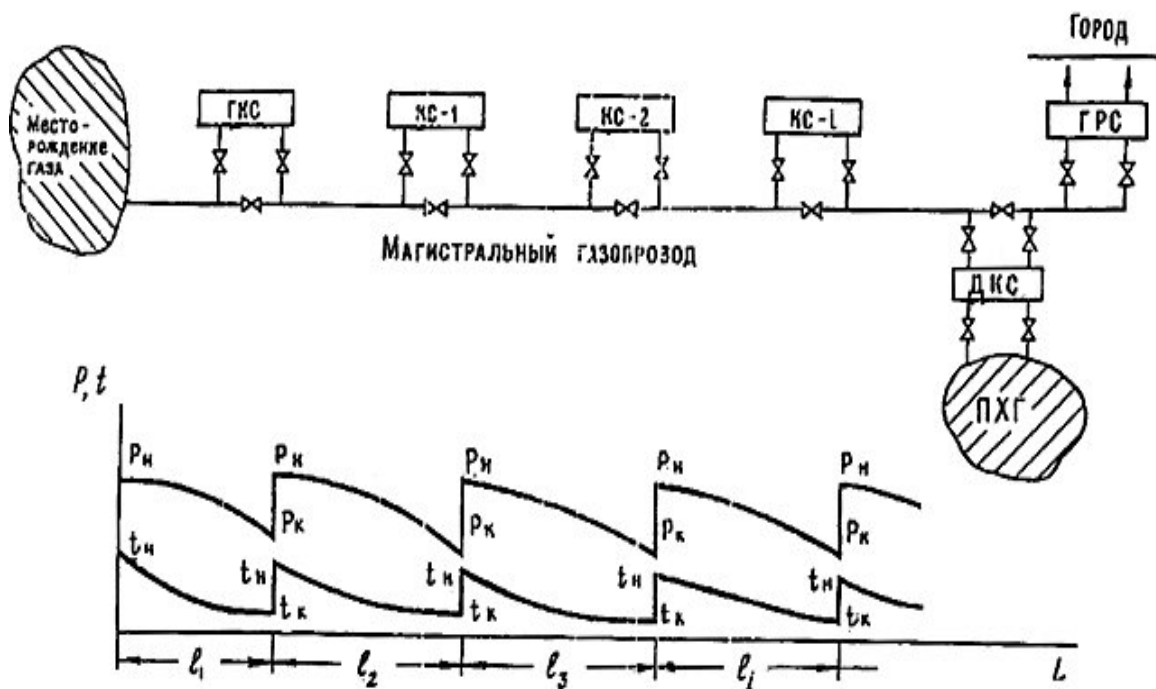


Рис. 3.19. Схема газопровода и изменения давления и температуры газа вдоль трассы

На рис. 3.20 показана принципиальная схема компоновки основного оборудования компрессорной станции, состоящей из трех ГПА. В соответствии с этим рисунком в состав основного оборудова-

ния входят: 1 – узел подключения КС к магистральному газопроводу; 2 – камеры запуска и приема очистного устройства магистрального газопровода; 3 – установка очистки технологического газа, состоящая из пылеуловителей и фильтров-сепараторов; 4 – установка охлаждения технологического газа; 5 – газоперекачивающие агрегаты; 6 – технологические трубопроводы обвязки компрессорной станции; 7 – запорная арматура технологических трубопроводов обвязки агрегатов; 8 – установка подготовки пускового и топливного газа; 9 – установка подготовки импульсного газа; 10 – различное вспомогательное оборудование; 11 – энергетическое оборудование; 12 – главный щит управления и система телемеханики; 13 – оборудование электрохимической защиты трубопроводов обвязки КС.

На магистральных газопроводах различают три основных типа КС: головные компрессорные станции, линейные компрессорные станции и дожимные компрессорные станции.

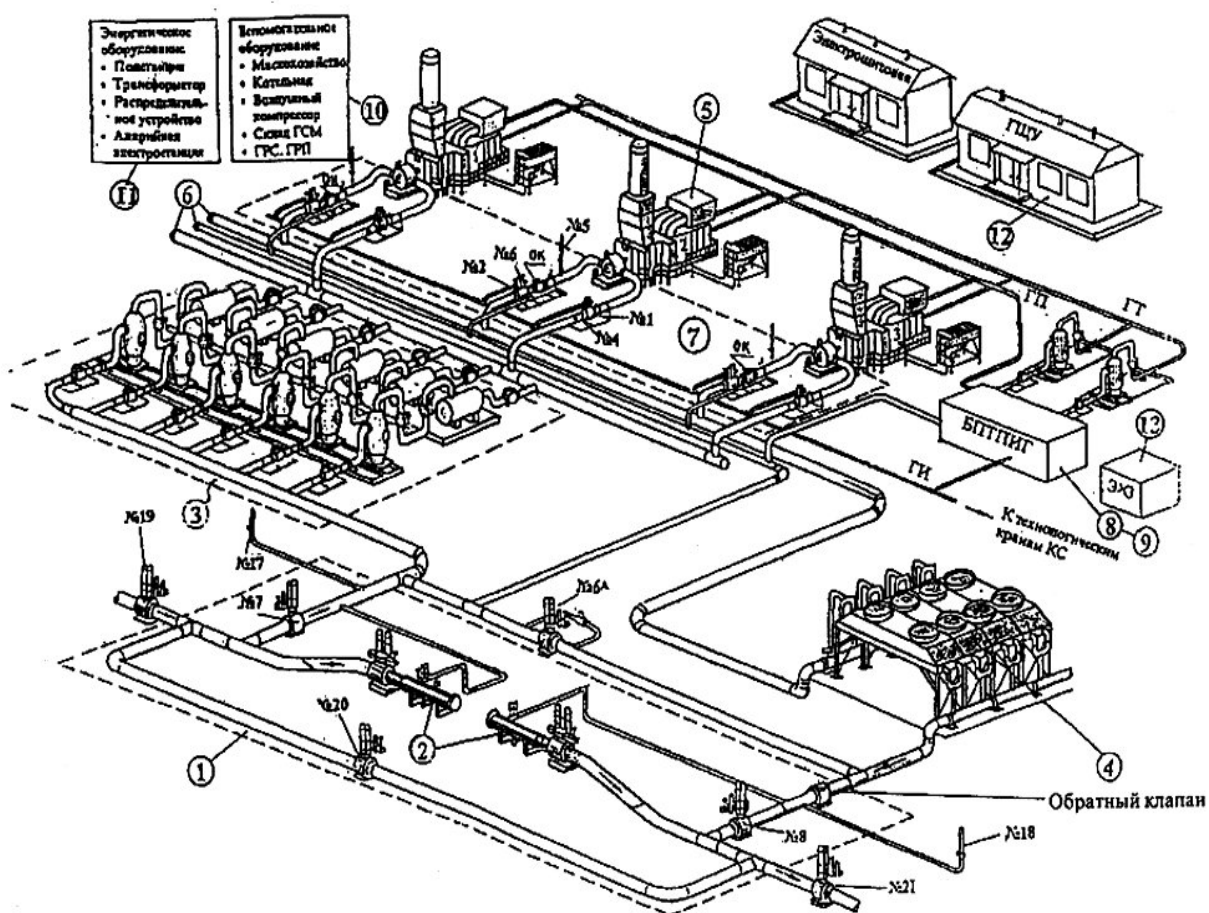


Рис. 3.20. Принципиальная схема компоновки основного оборудования компрессорной станции

Головные компрессорные станции (ГКС) устанавливаются непосредственно по ходу газа после газового месторождения. По мере добычи газа происходит падение давления в месторождении до уровня, когда транспортировать его в необходимом количестве без компримирования уже нельзя. Поэтому для поддержания необходимого давления и расхода строятся головные компрессорные станции. Назначением ГКС является создание необходимого давления технологического газа для его дальнейшего транспорта по магистральным газопроводам. Принципиальным отличием ГКС от линейных станций является высокая степень сжатия на станции, обеспечиваемая последовательной работой нескольких ГПА с центробежными нагнетателями или поршневыми газомотокомпрессорами. На ГКС предъявляются повышенные требования к качеству подготовки технологического газа.

Линейные компрессорные станции устанавливаются на магистральных газопроводах, как правило, через 100 – 150 км. Назначение КС – компримирование поступающего на станцию природного газа с давления входа до давления выхода, обусловленных проектными данными. Тем самым обеспечивается постоянный заданный расход газа по магистральному газопроводу. В России строятся линейные газопроводы в основном на давления 5,5 и 7,5 МПа.

Дожимные компрессорные станции (ДКС) устанавливаются на подземных хранилищах газа (ПХГ). Назначение ДКС – подача газа в подземное хранилище газа от магистрального газопровода и отбор природного газа из подземного хранилища (как правило, в зимний период времени) для последующей подачи его в магистральный газопровод или непосредственно потребителям газа. ДКС строятся также на газовом месторождении при падении пластового давления ниже давления в магистральном трубопроводе. Отличительные особенности ДКС от линейных КС – высокая степень сжатия 2 – 4, улучшенная подготовка технологического газа (осушители, сепараторы, пылеуловители), поступающего из подземного хранилища с целью его очистки от механических примесей и влаги, выносимой с газом.

Около потребителей газа строятся также газораспределительные станции (ГРС), где газ редуцируется до необходимого давления (1,2; 0,6; 0,3 МПа) перед подачей его в сети газового хозяйства. Все это свидетельствует о том, что транспорт газа на большие расстояния



представляет собой весьма сложную техническую задачу, от решения которой во многом зависит развитие газовой промышленности и экономики страны в целом.

Технологическая обвязка компрессорного цеха предназначена для:

- приема на КС технологического газа из магистрального газопровода;
- очистки технологического газа от мехпримесей и капельной влаги в пылеуловителях и фильтрах-сепараторах;
- распределения потоков для последующего сжатия и регулирования схемы загрузки ГПА;
- охлаждения газа после компримирования в АВО газа;
- вывода КЦ на станционное «кольцо» при пуске и остановке;
- подачи газа в магистральный газопровод;
- транзитного прохода газа по магистральному газопроводу, минуя КС;
- при необходимости сброса газа в атмосферу из всех технологических газопроводов компрессорного цеха через свечные краны.

В зависимости от типа центробежных нагнетателей (неполноповоротных или полноповоротных), используемых на КС, различают две принципиальные схемы обвязок ГПА:

- схема с последовательной обвязкой, характерная для неполнонапорных нагнетателей;
- схема с параллельной коллекторной обвязкой, характерная для полнонапорных нагнетателей.

Проточная часть неполнонапорных нагнетателей рассчитана на степень сжатия 1,23 – 1,25. В эксплуатации бывает необходимость в двух- или трехступенчатом сжатии, т.е. в обеспечении степени сжатия 1,45 и более, это в основном на СПХГ. Проточная часть полнонапорных нагнетателей сконструирована таким образом, что позволяет при номинальной частоте вращения ротора создать степень сжатия до 1,45, определяемую расчетными проектными давлениями газа на входе и выходе компрессорной станции.

На рис. 3.21 представлена принципиальная схема КС с параллельной обвязкой ГПА для применения полнонапорных нагнетателей.

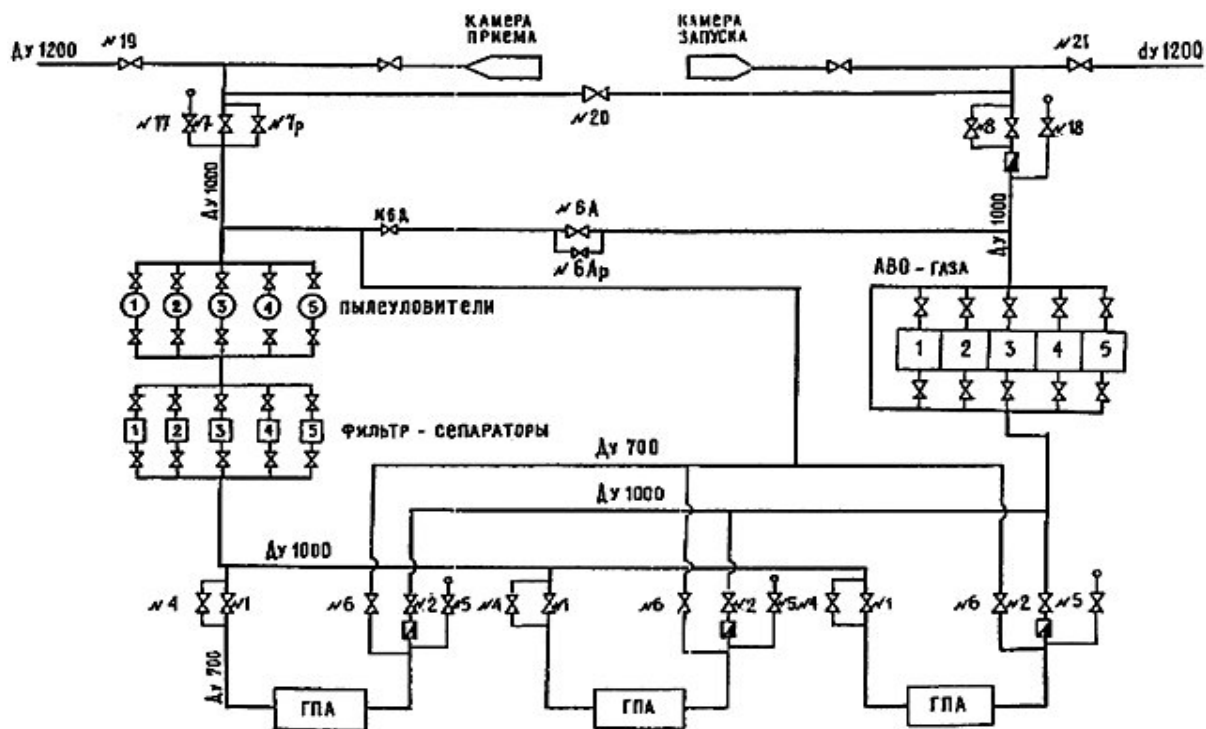


Рис. 3.21. Принципиальная технологическая схема КС с параллельной обвязкой ГПА

По этой схеме газ из магистрального газопровода с условным диаметром 1 220 мм ( $D_y$  1200) через охранный кран № 19 поступает на узел подключения КС к магистральному газопроводу. Кран № 19 предназначен для автоматического отключения магистрального газопровода от КС в случае возникновения каких-либо аварийных ситуаций на узле подключения, в технологической обвязке компрессорной станции или обвязке ГПА. После крана № 19 газ поступает к входному крану № 7, также расположенному на узле подключения. Кран № 7 предназначен для автоматического отключения компрессорной станции от магистрального газопровода. Входной кран № 7 имеет обводной кран № 7р, который предназначен для заполнения газом всей системы технологической обвязки компрессорной станции. Только после выравнивания давления в магистральном газопровode и технологических коммуникациях станции с помощью крана № 7р производится открытие крана № 7. Это делается во избежание газодинамического удара, который может возникнуть при открытии крана № 7 без предварительного заполнения газом технологических коммуникаций компрессорной станции. Сразу за краном № 7 по ходу газа установлен свечной кран № 17. Он служит для стравливания газа в атмосферу из технологиче-

ских коммуникаций станции при производстве на них профилактических работ. Аналогичную роль он выполняет и при возникновении аварийных ситуаций на КС. После крана № 7 газ поступает к установке очистки, где размещены пылеуловители и фильтры-сепараторы. В них он очищается от мехпримесей и влаги. После очистки газ по трубопроводу  $D_y$  1000 поступает во входной коллектор компрессорного цеха и распределяется по входным трубопроводам ГПА  $D_y$  700 через кран № 1 на вход центробежных нагнетателей. После сжатия в центробежных нагнетателях газ проходит обратный клапан, выходной кран № 2 и по трубопроводу  $D_y$  1000 поступает на установку охлаждения газа (АВО газа). После установки охлаждения газ через выкидной шлейф по трубопроводу  $D_y$  1200 через выходной кран № 8 поступает в магистральный газопровод. Перед краном № 8 устанавливается обратный клапан, предназначенный для предотвращения обратного потока газа из газопровода. Этот поток газа, если он возникнет при открытии крана № 8, может привести к обратной раскрутке центробежного нагнетателя и ротора силовой турбины, что в конечном итоге приведет к серьезной аварии на КС. Назначение крана № 8, который находится на узле подключения КС, аналогично крану № 7. При этом стравливание газа в атмосферу происходит через свечной кран № 18, который установлен по ходу газа перед краном № 8. На узле подключения КС между входным и выходным трубопроводами имеется перемычка  $D_y$  1200 с установленным на ней краном № 20. Назначение этой перемычки – производить транзитную подачу газа, минуя КС в период ее отключения (закрыты краны № 7 и 8; открыты свечи № 17 и 18). На узле подключения КС установлены камеры приема и запуска очистного устройства магистрального газопровода. Эти камеры необходимы для запуска и приема очистного устройства, которое проходит по газопроводу и очищает его от механических примесей, влаги, конденсата.

Очистное устройство представляет собой поршень со щетками или скребками, который движется до следующей КС в потоке газа за счет разности давлений – до и после поршня. На магистральном газопроводе после КС установлен охранный кран № 21, назначение которого такое же, как и охранный кран № 19. При эксплуатации КС может возникнуть ситуация, когда давление на выходе станции может приблизиться к максимальному разрешенному или проектному.

Для ликвидации такого режима работы станции между выходным и входным трубопроводами устанавливается перемычка  $D_y$  500 с краном № 6А. Этот кран также необходим при пуске или

останове цеха или группы агрегатов при последовательной обвязке. При его открытии часть газа с выхода поступает на вход, что снижает выходное давление и увеличивает входное. Снижается и степень сжатия центробежного нагнетателя. Работа КС с открытым краном № 6А называется работой станции на «станционное кольцо». Параллельно крану № 6А врезан кран № 6АР, необходимый для предотвращения работы ГПА в помпажной зоне нагнетателя. Диаметр этого крана составляет 1 015 % от сечения трубопровода крана № 6А ( $\approx 150$  мм). Для минимально заданной заводом-изготовителем степени сжатия нагнетателя последовательно за краном № 6А врезается ручной кран № 6Д.

Рассмотренная схема технологической обвязки КС позволяет осуществлять только параллельную работу нескольких работающих ГПА. При таких схемах КС применяются агрегаты с полнонапорными нагнетателями со степенью сжатия 1,45–1,5.

На рис. 3.22 представлена схема с последовательной обвязкой ГПА, которая реализуется для работы КС с неполнонапорными нагнетателями.

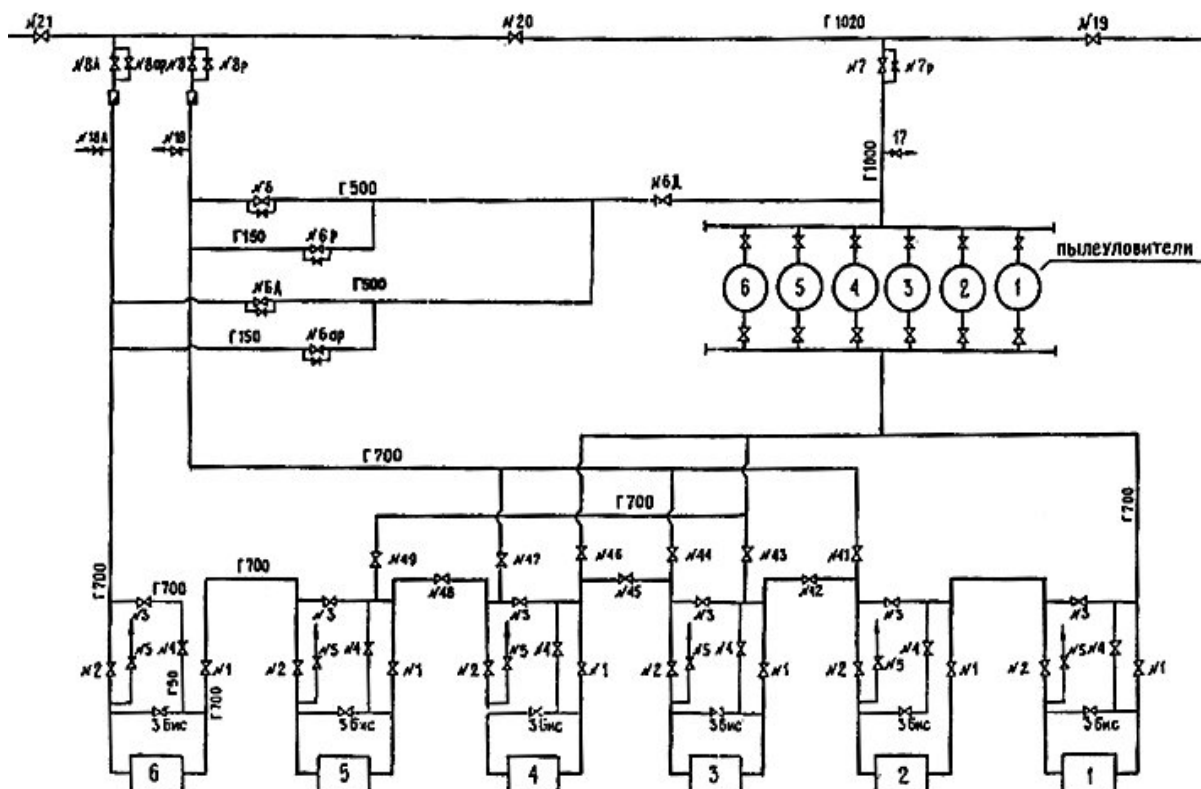


Рис. 3.22. Принципиальная технологическая схема КС с последовательной обвязкой ГПА

Эта схема позволяет осуществлять как параллельную работу одного, двух, трех ГПА, так и параллельную работу группы агрегатов, состоящей из двух или трех последовательно работающих ГПА. Для этой цели используются так называемые «режимные» краны (№ 41-9), при изменении положения которых можно осуществить любую необходимую схему работы ГПА.

Для получения необходимой степени сжатия в этих схемах газ после выхода из одного нагнетателя сразу же поступает на вход другого. Необходимый расход газа через КС достигается работой нескольких групп ГПА.

Выход газа после компримирования осуществляется по выходным шлейфам. На каждом выходном шлейфе установлен свой трубопровод, соединенный с входным трубопроводом перед пылеуловителями, позволяющий выводить на «станционное кольцо» при открытии крана № 6 или 6А любую из работающих групп ГПА.

Отличительные особенности эксплуатации полнонапорных обвязок КС перед неполнонапорными:

- схема с полнонапорными ЦБН значительно проще в управлении, чем с неполнонапорными ЦБН из-за значительно меньшего количества запорной арматуры;
- схема с полнонапорными нагнетателями позволяет использовать в работе любые имеющиеся в «резерве» агрегаты;
- при остановке в группе одного неполнонапорного ГПА требуется выводить на режим «кольцо» и второй агрегат;
- отпадает необходимость в кранах № 3, режимных № 41–49, а на некоторых обвязках и № 3бис;
- возможны большие потери газа из-за негерметичности режимных кранов.

На газопроводах в качестве энергопривода КС используются газотурбинные установки, электродвигатели и газомотокомпрессоры – комбинированные агрегаты, в которых привод поршневого компрессора осуществляется от коленчатого вала двигателя внутреннего сгорания.

Вид привода компрессорных станций и ее мощность в основном определяются пропускной способностью газопровода. Для станций подземного хранения газа, где требуются большие степени сжатия и малые расходы, используются газомотокомпрессоры, а также газотурбинные агрегаты типа «Солар» и ГПА-Ц-6,3, которые могут обеспечивать заданные степени сжатия. Для газопроводов с большой про-

пускной способностью наиболее эффективное применение находят центробежные нагнетатели с приводом от газотурбинных установок или электродвигателей.

Режим работы современного газопровода, несмотря на наличие станций подземного хранения газа, являющихся накопителями природного газа, характеризуется неравномерностью подачи газа в течение года. В зимнее время газопроводы работают в режиме максимального обеспечения транспорта газа. В случае увеличения расходов пополнение системы обеспечивается за счет отбора газа из подземного хранилища. В летнее время, когда потребление газа снижается, загрузка газопроводов обеспечивается за счет закачки газа на станцию подземного хранения.

Оборудование и обвязка компрессорных станций приспособлены к переменному режиму работы газопровода. Количество газа, перекачиваемого через КС, можно регулировать включением и отключением числа работающих газоперекачивающих агрегатов (ГПА), изменением частоты вращения силовой турбины у ГПА с газотурбинным приводом и т.п. Однако во всех случаях стремятся к тому, чтобы необходимое количество газа перекачать меньшим числом агрегатов, что приводит, естественно, к меньшему расходу топливного газа на нужды перекачки и, как следствие, к увеличению подачи товарного газа по газопроводу.

Регулирование пропускной способности газопровода отключением работы отдельных КС при расчетной производительности газопровода обычно не практикуется из-за перерасхода энергозатрат на компримирование газа при такой схеме работы. И только в тех случаях, когда подача газа по газопроводу заметно снижается по сравнению с плановой (летом), отдельные КС могут быть временно остановлены. Переменный режим работы компрессорной станции приводит к снижению загрузки газоперекачивающих агрегатов и, как следствие, к перерасходу топливного газа из-за отклонения от оптимального КПД ГПА.

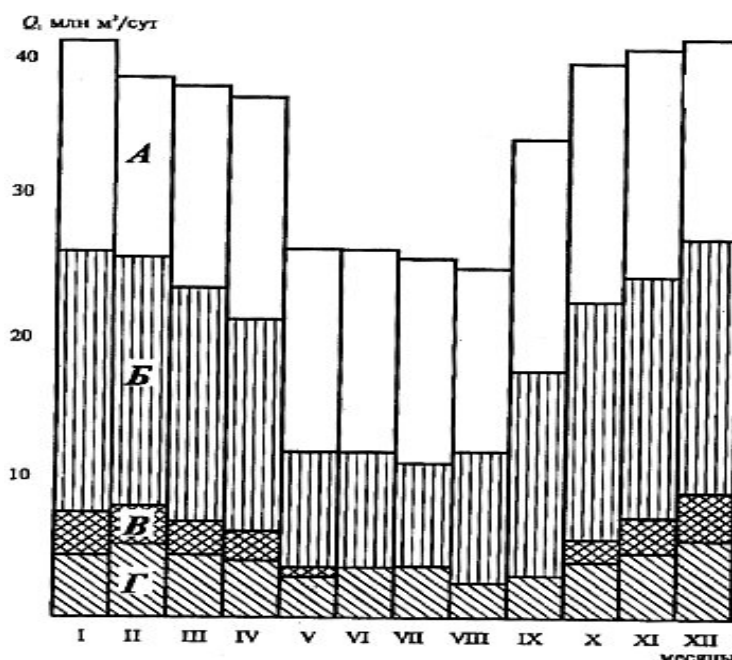
Характерный вид графиков переменного режима работы газопровода при изменении его производительности показан на рис. 3.23.

Из рис. 3.23 видно, что наибольшее влияние на режим работы КС и отдельных ГПА оказывают сезонные изменения производительности газопровода. Обычно максимум подачи газа приходится на декабрь – январь, а минимум – на летние месяцы года. С ростом пропускной способности газопроводов за счет увеличения диаметра трубы

и рабочего давления растет температура газа, протекающего по трубопроводу. Для повышения эффективности работы газопровода и прежде всего для снижения мощности на транспортировку газа необходимо на выходе каждой КС устанавливать аппараты воздушного охлаждения газа. Снижение температуры необходимо еще и для сохранения изоляции трубы.

Важным фактором по снижению энергозатрат на транспорт газа является своевременная и эффективная очистка внутренней полости трубопровода от разного вида загрязнений. Создание высокоэффективных очистных устройств с большим моторесурсом позволяет стабильно поддерживать производительность газопровода на проектном уровне, снижать энергозатраты на транспорт газа примерно на 10 – 15 %.

Рис. 3.23. Схема сезонного колебания расхода газа крупного промышленного центра:  
*A* – ТЭЦ;  
*B* – промышленность (включая котельные);  
*B* – отопление;  
*Г* – коммунально-бытовые потребители



Для уменьшения затрат мощности КС на перекачку газа, увеличения пропускной способности газопровода и экономии энергоресурсов на перекачку газа всегда выгодно поддерживать максимальное давление газа в трубопроводе, снижать температуру перекачиваемого газа за счет его охлаждения на станциях, использовать газопроводы большего диаметра, периодически осуществлять очистку внутренней полости трубопровода.

### 3.4. Магистральные трубопроводы

#### 3.4.1. Нефтепроводы и нефтепродуктопроводы

По своему назначению нефтепроводы и нефтепродуктопроводы можно разделить на следующие группы [34]:

- внутренние, соединяющие различные объекты и установки на промыслах, нефтеперерабатывающих заводах и нефтебазах;
- местные, которые по сравнению с внутренними имеют большую протяженность (до нескольких десятков километров) и соединяют нефтепромыслы или нефтеперерабатывающие заводы с головной станцией магистрального нефтепровода или с пунктами налива на железной дороге или в наливные суда;
- технологические;
- магистральные (МН), характеризующиеся высокой пропускной способностью и большой протяженностью (более 50 км и диаметром более 300 мм).

По перекачиваемому продукту магистральные трубопроводы подразделяют на нефтепроводы, перекачивающие нефть, и нефтепродуктопроводы, перекачивающие бензины, дизельные топлива, керосины, мазуты. К магистральным нефтепроводам относятся трубопроводы диаметром от 529 до 1 220 мм и протяженностью 50 км и более, предназначенные для доставки нефти из районов добычи на нефтеперерабатывающие заводы или пункты налива нефти в железнодорожные вагоны-цистерны или в места погрузки ее на танкеры. К магистральным нефтепродуктопроводам относятся трубопроводы диаметром не менее 219 мм и протяженностью 50 км и более, предназначенные для транспортировки нефтепродуктов из районов их производства, а также перевалочных нефтебаз в районы потребления – до распределительных нефтебаз, наливных станций, портов, крупных промышленных предприятий, ТЭЦ и др. Режим работы МН – непрерывный (кратковременные остановки носят случайный характер или связаны с ремонтом). Перекачка, как правило, ведется не одной, а несколькими станциями, расположенными вдоль трассы.

Согласно СНиП 2.05.06-85 магистральные нефтепроводы и нефтепродуктопроводы подразделяют на четыре класса в зависимости от условного диаметра труб (в мм):

- 1 000 – 1 200;
- 500 – 1 000;



- 300 – 500;
- менее 300.

Приведенная классификация и категории трубопроводов определяют в основном требования, связанные с обеспечением прочности или неразрушимости труб. В северной природно-климатической зоне все трубопроводы относятся к III категории. Исходя из этих же требований, в СНиП 2.05.06-85 определены также и категории, к которым следует относить не только трубопровод в целом, но и отдельные его участки. Необходимость в такой классификации объясняется различием условий, в которых будет находиться трубопровод на тех или иных участках местности, и возможными последствиями в случае разрушения трубопровода на них. Отдельные участки нефтепроводов могут относиться к высшей категории В, I категории и ко II категории. К высшей категории В относятся трубопроводные переходы через судоходные и несудоходные реки диаметром 1 000 мм и более. К участкам I категории сложности относятся подводные и надводные переходы через реки, болота II и III типов, горные участки, вечномерзлые грунты. К участкам II категории сложности относятся подводные и надводные переходы через реки, болота II типа, косогорные участки, переходы под дорогами и т.д.

Расчет трубопроводов на прочность и устойчивость следует производить в соответствии с требованиями СНиП 2.05.06-85, при этом коэффициент условий работы трубопровода принимается по табл. 3.8.

Таблица 3.8

**Коэффициент условий работы трубопровода**

Класс трубопровода	Условный диаметр трубопровода, мм	Коэффициент условий работы трубопровода при расчете его на прочность, устойчивость и деформативность	Количество монтажных сварных соединений, подлежащих контролю радиографическим методом, % общего
I	От 200 до 500	0,5	100
II	Менее 200	0,6	100

Расчетное значение номинальной толщины стенки труб должно приниматься с поправкой на внутреннюю коррозию в зависимости от коррозионной активности транспортируемого нефтепродукта и расчетного срока эксплуатации трубопровода по табл. 3.9.

**Зависимость глубины коррозионного разрушения трубопровода  
от типа транспортируемого нефтепродукта**

Нефтепродукт	Глубина коррозионного разрушения, мм/год
Бензин	0,001 – 0,005
Дизельное топливо, керосин, реактивное топливо	0,01 – 0,05
Мазут	0,05 – 0,1

В случае подключения проектируемого трубопровода (отвода) к магистральному необходимо произвести проверочный расчет его на прочность давлением, принятым для магистрального трубопровода, при этом коэффициент условий работы трубопровода следует принимать равным 0,75. Для трубопроводов, прокладываемых на подрабатываемых территориях и в районах сейсмичностью 7 – 8 баллов, толщину стенок труб следует принимать на 2 – 3 мм больше расчетной. В грунтах с несущей способностью менее 0,025 МПа, а также в грунтах с включениями строительного мусора дно траншеи следует усиливать путем прокладки бетонных брусьев, устройства свайного основания или втрамбовывания в него щебня или гравия, при этом подсыпку трубопровода и засыпку его следует производить легким или песчаным грунтом. Участки трубопроводов, прокладываемых в подводной траншее через болота, реки или заливаемые поймы, а также в обводненных районах, должны быть рассчитаны против всплытия. Если результаты расчета подтверждают возможность всплытия трубопровода, следует предусматривать мероприятия по исключению этого.

Глубину заложения трубопроводов следует принимать не менее 1,2 м до верха трубы или защитного кожуха (футляра), в пучинистых грунтах – не менее глубины промерзания грунта.

*Защитный футляр* – наружная стальная труба, укладываемая на участках пересечения трубопроводом транспортных и инженерных сетей, предназначенная для предохранения трубопровода и пересекаемых сооружений от внешних нагрузок и воздействий. Толщина стенки защитного футляра определяется в зависимости от усилий, воспринимаемых трубой при прокладке, статической нагрузки (веса грунта) и динамической нагрузки от подвижного состава и транспорта или по рекомендациям справочной литературы для трубопроводного строительства.

Допускается прокладывать в одной траншее два и более трубопроводов при условии, что суммарное значение их не должно превышать  $0,2 \text{ м}^2$ . При прокладке в одной траншее одновременно двух и более трубопроводов расстояния между ними в свету должны быть для труб условным диаметром:

- до 180 мм включительно – не менее 0,4 м;
- 200 мм и более – не менее 0,8 м.

Пересечения трубопроводов с железными и автомобильными дорогами, трамвайными путями, а также улицами и проездами независимо от типа их покрытия следует предусматривать в защитных футлярах, как правило, под углом  $90^\circ$ .

Концы защитных футляров следует выводить на расстояния, м, не менее:

- водоотводного сооружения железнодорожного полотна – 3;
- крайнего рельса трамвайного пути, края проезжей части автомобильных дорог, улиц, проездов – 8;
- крайнего рельса железнодорожного пути – 10.

Концы защитных футляров с обеих сторон следует герметизировать металлическими заглушками.

Минимальную глубину укладки трубопровода под железнодорожными, трамвайными путями и автомобильными дорогами до верха защитного футляра следует принимать, м:

- ◆ под железнодорожными и трамвайными путями от подошвы рельса в выемках и на нулевых отметках и от подошвы насыпи (при ее наличии) – 2;
- ◆ под железными дорогами общей сети при производстве работ методом прокола – 2,5;
- ◆ под автомобильными дорогами от подошвы насыпи – 1,4.

Запорную арматуру на трубопроводах следует размещать:

- на расстоянии 200 м за перспективной проектной границей населенного пункта (независимо от направления перекачки нефтепродукта);
- на обоих берегах водных преград;
- на границах квартальной жилой застройки или микрорайонов населенного пункта, но не более чем через 500 м;
- на обеих сторонах переходов через железные дороги общей сети;
- на входе и выходе с территории предприятия-поставщика или потребителя.

В остальных случаях размещение запорной арматуры определяется проектом в зависимости от рельефа местности и окружающей застройки, но на расстоянии не более 1 км одна от другой.

Запорную и регулирующую арматуру, а также секционирующие фланцевые соединения защитного кожуха необходимо размещать в колодцах, конструкция и материал которых должны исключать поступление в них воды. В местах отсутствия проезда транспорта и прохода людей люки колодцев следует предусматривать выше уровня земли.

Для защиты трубопровода от повышения в нем давления сверх рабочего в начале трубопровода следует предусматривать установку автоматического регулятора давления по принципу исполнения «после себя», а на предприятии потребителя – предохранительных клапанов, рассчитанных на давление, принятое на этом предприятии. Сброс нефтепродукта от этих клапанов следует предусматривать в специальные резервуары, вместимость и число которых определяются согласно ВНТП 3-90.

В начале трубопровода, как правило, следует устанавливать узел оперативного учета количества транспортируемых нефтепродуктов, а в конце – узел коммерческого учета. Показания от этих узлов должны передаваться дистанционно или по системе телемеханики в операторскую или на диспетчерский пункт предприятия-поставщика. При расхождении показаний количества транспортируемого нефтепродукта в узлах учета в начале трубопровода должна автоматически срабатывать запорная арматура, отключающая трубопровод.

Узлы пуска разделительных, очистных устройств и средств диагностики диаметром 200 мм и более следует размещать на предприятиях-поставщиках или в узле врезки трубопровода (отвода) в магистральный нефтепродуктопровод, а узел приема – на предприятии-потребителе.

Узлы запорной и регулирующей арматуры, учета количества нефтепродукта, пуска и приема разделительных, очистных устройств и средств диагностики, устанавливаемые на трубопроводе, должны иметь ограждение. На трассе трубопровода следует устанавливать опознавательные знаки установленных образцов на расстоянии 100 м друг от друга и на углах поворота, а также на обоих берегах водных преград с указанием номера пикета, размеров охранной зоны, адреса, номера телефона эксплуатационной организации. Для связи с диспетчером на трассе трубопровода устанавливаются стационарные пере-

говорные устройства или розетки для подключения переносных устройств.

Материалы и технические изделия, применяемые для строительства трубопровода, должны отвечать требованиям государственных стандартов или технических условий, утвержденных в установленном порядке, и иметь сопроводительные документы (паспорта, сертификаты), подтверждающие это соответствие. Трубы, фасонные детали и другие технические изделия для трубопровода должны соответствовать требованиям СНиП 2.05.06-85, предъявляемым к нефтепродуктопроводам, и дополнительным указаниям настоящего раздела.

Для строительства трубопроводов следует применять трубы стальные бесшовные электросварные прямошовные, спиральношовные и другие промышленно освоенные специальные конструкции, изготовленные из спокойных и полуспокойных углеродистых и низколегированных, хорошо свариваемых сталей групп «В» и «Г». При этом для трубопроводов условным диаметром 200 мм и менее следует применять, как правило, бесшовные трубы.

Бесшовные трубы, изготовленные из слитка, а также сварные и гнутые фасонные детали из этих труб не допускается применять без 100%-ной проверки качества их физическими неразрушающими методами контроля. Не допускается применение труб второго сорта независимо от их конструкции. Трубы из углеродистой полуспокойной стали допускается применять при толщине стенки не более 10 мм в районах с расчетной температурой воздуха наиболее холодной пятидневки не ниже  $-30\text{ }^{\circ}\text{C}$  при обеспечении температуры стенки трубопровода при эксплуатации не ниже  $-20\text{ }^{\circ}\text{C}$ .

Сталь труб должна хорошо свариваться дуговыми методами и электроконтактной сваркой. Величина эквивалента углерода металла для углеродистых и низколегированных сталей не должна превышать 0,46. Сварное соединение труб должно быть равнопрочным основному металлу или иметь гарантированный заводом-изготовителем согласно стандарту или техническим условиям на трубы коэффициент прочности сварного соединения. Указанное требование следует вносить в заказные спецификации.

Каждая труба, применяемая для строительства трубопроводов, должна быть испытана на заводе-изготовителе гидростатическим давлением, вызывающим в материале трубы кольцевые напряжения не ниже 0,05 нормативного предела текучести металла для электросварных труб и 0,8 – для бесшовных. Как исключение допускается иметь

запись в сертификате на трубы о гарантии, что они выдержат гидравлическое давление, соответствующее требованиям стандарта или технических условий на эти трубы.

Проектирование комплексной защиты наружной поверхности подземных трубопроводов от коррозии следует выполнять в соответствии с требованиями ГОСТ 25812-83 и СНиП 2.05.06-85, предъявляемыми к трубопроводам, и дополнительными указаниями настоящего раздела. Защитные покрытия должны быть усиленного типа независимо от условий прокладки. При этом толщина слоя покрытия из полимерных лент должна быть не менее 1,2 мм.

Средства электрохимической защиты, предусмотренные проектом, следует включать в работу: в зонах влияния блуждающих токов – не позднее месяца после укладки трубопровода в грунт; в остальных случаях – в течение месяца, но не позднее трех месяцев с момента укладки. Для цепей электрохимической защиты следует применять, как правило, бронированные силовые кабели с пластмассовыми оболочками.

### **3.4.2. Магистральные газопроводы**

Магистральным газопроводом называется трубопровод, используемый для транспортировки газа из района добычи в район его потребления, или трубопровод, соединяющий отдельные газовые месторождения. Ответвлением от магистрального газопровода называется трубопровод, присоединенный непосредственно к магистральному газопроводу и предназначенный для отвода части транспортируемого газа к населенным пунктам и промышленным предприятиям [37].

Магистральные газопроводы в соответствии со СНиП I.V06-85 в зависимости от рабочего давления в трубопроводе подразделяются на два класса:

I – II  $P_{раб} = (2,5–10)$  МПа;

II – III  $P_{раб} = (1,2–2,5)$  МПа.

Пропускная способность действующих односторонних газопроводов зависит от диаметра трубопровода и составляет 10 – 50 млрд м<sup>3</sup> газа в год.

К подземным газопроводам приравнивают наземные газопроводы в обваловании, к наземным – наземные без обвалования. При наземной прокладке в обваловании материал и габариты обвалования

следует принимать исходя из теплотехнического расчета, а также обеспечения устойчивости газопровода и обвалования.

При прокладке подземных газопроводов давлением до 0,6 МПа в стесненных условиях, на отдельных участках трассы, между зданиями и под арками зданий, а также газопроводов давлением свыше 0,6 МПа при сближении их с отдельно стоящими подсобными строениями (зданиями без постоянного присутствия людей) разрешается сокращать не более чем на 50 % расстояния в стесненных условиях и не более 25 % в особых природных условиях. При этом на участках сближения и на расстоянии не менее 5 м в каждую сторону от этих участков следует применять:

- для стальных газопроводов:
  - бесшовные трубы;
  - электросварные трубы при 100 %-ном контроле физическими методами заводских сварных соединений;
  - электросварные трубы, не прошедшие указанного выше контроля, проложенные в защитном футляре;
- для полиэтиленовых газопроводов:
  - длинномерные трубы без соединений;
  - трубы мерной длины, соединенные сваркой нагретым инструментом встык, выполненной на сварочной технике высокой степени автоматизации, или соединенные деталями с ЗН;
  - трубы мерной длины, сваренные сварочной техникой средней степени автоматизации, проложенные в футляре;
  - трубы мерной длины, сваренные сварочной техникой с ручным управлением при 100 %-ном контроле стыков физическими методами, проложенные в футляре.

Монтажные стыки стальных газопроводов должны проходить 100 %-ный контроль физическими методами.

При прокладке газопроводов на расстоянии менее 50 м от железных дорог общей сети и внешних железнодорожных подъездных путей предприятий на участке сближения и на расстоянии 5 м в каждую сторону глубина заложения должна быть не менее 2,0 м. Стыковые сварные соединения должны пройти 100 %-ный контроль физическими методами. При этом полиэтиленовые трубы должны быть изготовлены из ПЭ 100 с коэффициентом запаса прочности не менее 3,2 и 2,0 для газопроводов, прокладываемых на территории поселений и городских округов и между поселениями соответственно, а толщина стенки стальных труб должна быть на 2 – 3 мм больше расчетной.

Для газопроводов давлением до 0,3 МПа включительно допускается применять полиэтиленовые трубы из ПЭ 80 с коэффициентом запаса прочности не менее 3,2.

Прокладку газопроводов следует предусматривать подземной. В исключительных случаях допускается надземная прокладка газопроводов по стенам зданий внутри жилых дворов и кварталов, а также на отдельных участках трассы, в том числе на участках переходов через искусственные и естественные преграды, при пересечении сетей инженерно-технического обеспечения. Такую прокладку газопроводов допускается предусматривать при соответствующем обосновании и осуществлять в местах ограничения доступа посторонних лиц к газопроводу.

Наземные газопроводы с обвалованием могут прокладываться при особых грунтовых и гидрологических условиях. Материал и габариты обвалования следует принимать исходя из теплотехнического расчета, а также обеспечения устойчивости газопровода и обвалования. Высоту прокладки надземных газопроводов и глубину заложения подземных газопроводов сжиженных углеводородных газов (СУГ) следует принимать как для газопроводов сетей газораспределения и газопотребления природного газа, за исключением оговоренных случаев.

Прокладка газопроводов в тоннелях, коллекторах и каналах не допускается. Исключение составляет прокладка стальных газопроводов давлением до 0,6 МПа в соответствии с требованиями СП 18.13330 на территории промышленных предприятий, а также в каналах в многолетнемерзлых грунтах под автомобильными и железными дорогами и газопроводов СУГ под автомобильными дорогами на территории АГЗС.

Соединения труб следует предусматривать неразъемными. Разъемными могут быть соединения стальных труб с полиэтиленовыми трубами и в местах установки технических устройств, и газоиспользующего оборудования. Разъемные соединения полиэтиленовых труб со стальными трубами в грунте должны предусматриваться при условии устройства футляра с контрольной трубкой.

Газопроводы в местах входа и выхода из земли, а также вводы газопроводов в здания должны быть заключены в футляр. Концы футляра в местах входа и выхода газопровода из земли, зазор между газопроводом и футляром на вводах газопровода в здания следует заделывать эластичным материалом на всю длину футляра. Простран-



ство между стеной и футляром следует заделывать, например, цементным раствором, бетоном и т.п. на всю толщину пересекаемой конструкции (по возможности). Футляры на выходе и входе газопровода из земли при условии наличия на нем защитного покрытия, стойкого к внешним воздействиям, допускается не устанавливать.

Следует предусматривать вводы газопроводов в здания непосредственно в помещение, в котором установлено газоиспользующее оборудование, или в смежное с ним помещение, соединенное открытым проемом. Не допускается прокладка газопроводов через фундаменты зданий (кроме оговоренных случаев) и под фундаментами. Не допускаются вводы газопроводов в помещения подвальных и цокольных этажей зданий, кроме вводов газопроводов природного газа и паровой фазы СУГ низкого давления в многоквартирные и блокированные дома.

Отключающие устройства на газопроводах следует предусматривать:

- перед отдельно стоящими или блокированными зданиями, для отключения стояков жилых зданий выше пяти этажей, перед наружным газоиспользующим оборудованием;
- перед пунктами редуцирования газа (ПРГ), за исключением ПРГ предприятий, на ответвлении газопровода к которым имеется отключающее устройство на расстоянии менее 100 м от ПРГ;
- на выходе из ПРГ, закольцованных газопроводами;
- на ответвлениях от газопроводов к поселениям, отдельным микрорайонам, кварталам, группам жилых домов (при числе квартир более 400 к отдельному дому), а также на ответвлениях к производственным потребителям и котельным;
- при пересечении водных преград двумя нитками газопровода и более, а также одной ниткой при ширине водной преграды при меженном горизонте 75 м и более;
- при пересечении железных дорог общей сети и автомобильных дорог категорий I–II, если отключающее устройство, обеспечивающее прекращение подачи газа на участке перехода, расположено на расстоянии более 1 000 м от дорог.

На вводе газопроводов в насосно-компрессорное и наполнительное отделения предусматривают снаружи здания отключающее устройство с электроприводом на расстоянии от здания не менее 5 и не более 30 м.

Отключающие устройства на надземных газопроводах, проложенных по стенам зданий и на опорах, следует размещать на расстоянии (в радиусе) от дверных и открывающихся оконных проемов, не менее, м:

- ◆ для газопроводов среднего давления категории III – 1;
- ◆ для газопроводов высокого давления категории II – 3;
- ◆ для газопроводов высокого давления категории I – 5.

Места установки отключающих устройств должны быть защищены от несанкционированного доступа к ним посторонних лиц. На участках транзитной прокладки газопроводов по стенам зданий установка отключающих устройств не допускается. Установка отключающих устройств под балконами и лоджиями также не допускается.

На участках присоединения к распределительному газопроводу газопроводов-вводов к отдельным зданиям различного назначения, многоквартирным домам, котельным и производственным потребителям должны быть установлены клапаны безопасности (контроллеры) расхода газа без байпасного отверстия (перепускного отверстия для автоматического выравнивания давления). Контроллеры расхода газа устанавливаются на газопроводе-вводе диаметром до 160 мм включительно давлением от 0,0025 МПа в месте его присоединения к распределительному газопроводу. В других случаях вопрос о необходимости и возможности установки контроллера расхода газа решается проектной организацией. Допускается установка контроллера расхода газа для многоквартирного дома по согласованию с собственником.

**Подземные газопроводы.** Прокладку газопроводов следует осуществлять на глубине не менее 0,8 м до верха газопровода или футляра. В тех местах, где не предусматривается движение транспорта и сельскохозяйственных машин, глубина прокладки стальных газопроводов допускается не менее 0,6 м. В местах пересечения газопроводов с подземными коммуникационными коллекторами и каналами различного назначения, теплотрассами бесканальной прокладки, а также в местах прохода газопроводов через стенки газовых колодцев газопровод следует прокладывать в футляре. При пересечении с тепловыми сетями следует предусматривать прокладку газопроводов в стальных футлярах.

Футляры для полиэтиленовых газопроводов всех давлений на территории поселений должны дополнительно устанавливаться на пересечении с подземными сетями инженерно-технического обеспечения, расположенными ниже трассы газопровода. Концы футляра должны выводиться на расстояние не менее 2 м в обе стороны от наружных стенок пересекаемых сооружений и коммуникаций, при пересечении стенок газовых колодцев – на расстояние не менее 2 см. Концы футляра должны быть заделаны гидроизоляционным материалом. На одном конце футляра в верхней точке уклона (за исключением мест пересечения стенок колодцев) следует предусматривать контрольную трубку, выходящую под защитное устройство. В межтрубном пространстве футляра и газопровода разрешается прокладка эксплуатационного кабеля (связи, телемеханики и электрозащиты) напряжением до 60 В, предназначенного для обслуживания газораспределительных сетей.

Для строительства газопроводов применяют полиэтиленовые трубы по ГОСТ Р 50838-2009 и соединительные детали по ГОСТ Р 52779-2007 с коэффициентом запаса прочности не менее 2,0 (табл. 3.10).

Таблица 3.10

**Нормативные значения подземных полиэтиленовых газопроводов**

Тип местности	Материал трубопровода и соединительных деталей	Давление в трубопроводе, МПа	Коэффициент запаса прочности
Городские округа, поселения (сельские и городские)	ПЭ 80 и ПЭ 100	До 0,3 МПа	Не менее 2,6
Городские округа, поселения (сельские и городские)	ПЭ 100	Свыше 0,3 до 0,6 МПа	Не менее 3,2
Малые сельские поселения	ПЭ 80	До 0,6 МПа	Не менее 3,2
	ПЭ 100		Не менее 2,6
Вне поселений и городских округов (межпоселковые)	ПЭ 80 и ПЭ 100	До 0,6 МПа	Не менее 2,5

Для строительства полиэтиленовых газопроводов допускается использование соединительных деталей – неразъемных соединений (полиэтилен – сталь) при условии подтверждения их пригодности для применения в строительстве в установленном порядке.

Не допускается прокладка газопроводов из полиэтиленовых труб для транспортирования газов, содержащих ароматические и хлорированные углеводороды, а также паровой фазы сжиженных углеводородных газов (СУГ) среднего и высокого давления и при температуре стенки газопроводов в условиях эксплуатации ниже  $-20\text{ }^{\circ}\text{C}$ .

Применение медных и армированных полиэтиленовых труб для транспортирования жидкой фазы СУГ не допускается.

**Надземные газопроводы.** Надземные газопроводы в зависимости от давления следует размещать на опорах из негорючих материалов или по строительным конструкциям зданий и сооружений в соответствии со СП 42-102-200 (табл. 3.11).

Транзитная прокладка газопроводов всех давлений по стенам и над кровлями общественных зданий, в том числе зданий административного назначения, административных и бытовых, не допускается. В обоснованных случаях разрешается транзитная прокладка газопроводов не выше среднего давления условным проходом до 100 мм по стенам одного жилого здания не ниже степени огнестойкости III, конструктивной пожарной опасности С0 и на расстоянии ниже кровли не менее 0,2 м. В обоснованных случаях транзитная прокладка газопроводов по территориям объектов, не газифицированных от данного газопровода, должна быть согласована с владельцем (правообладателем) данного объекта и эксплуатационной организацией.

Газопроводы природного газа высокого давления следует прокладывать по глухим стенам и участкам стен или на высоте не менее чем 0,5 м над оконными и дверными, а также другими открытыми проемами верхних этажей производственных зданий и сблокированных с ними административных и бытовых зданий. Газопровод должен быть проложен ниже кровли здания на расстоянии не менее 0,2 м. Газопроводы природного газа низкого и среднего давления допускается прокладывать также вдоль переплетов или импостов неоткрывающихся окон и пересекать оконные проемы производственных зданий и котельных, заполненные стеклоблоками.

## Требования при размещении надземных газопроводов

Размещение надземных газопроводов	Давление газа в газопроводе, МПа, не более
На отдельно стоящих опорах, колоннах, эстакадах, этажерках, оградах и т. п., а также по стенам производственных зданий, в том числе газонаполнительных станций (ГНС) и газонаполнительных пунктов (ГНП)	1,2 (для природного газа); 1,6 (для СУГ)
Котельные, производственные здания с помещениями категорий В, Г и Д и здания ГНС (ГНП), общественные и бытовые здания производственного назначения, а также встроенные, пристроенные и крышные котельные к ним: а) по стенам и кровлям зданий: - степеней огнестойкости I и II, класса конструктивной пожарной опасности С0 - степени огнестойкости II, класса конструктивной пожарной опасности С1 и степени огнестойкости III, класса конструктивной пожарной опасности С0 б) по стенам зданий: - степени огнестойкости III, класса конструктивной пожарной опасности С1, степени огнестойкости IV, класса конструктивной пожарной опасности С0 - степени огнестойкости IV, классов конструктивной пожарной опасности С1 и С2	1,2*
	0,6*
	0,3*
	0,1
Жилые, административные и бытовые здания непроизводственного назначения, общественные, в том числе административного назначения, а также встроенные, пристроенные и крышные котельные к ним, складские здания категорий В4–Д: - по стенам зданий всех степеней огнестойкости - в случаях размещения газорегуляторных пунктов шкафных (ГРПШ) на наружных стенах зданий (только до ГРПШ)	0,1**
	0,3

*Примечания:* \* Давление газа в газопроводе, прокладываемом по конструкциям зданий, не должно превышать значений, указанных в табл. 3.11 для соответствующих потребителей.

\*\* Допускается прокладка газопроводов давлением до 0,3 МПа включительно по стенам и кровлям газифицируемых жилых, административных и бытовых зданий непроизводственного назначения, общественных, в том числе зданий административного назначения, для подачи газа к крышным котельным.

Высоту прокладки надземных газопроводов следует принимать в соответствии с требованиями СП 18.13330.2011. По пешеходным и автомобильным мостам, построенным из негорючих материалов, разрешается прокладка газопроводов давлением до 0,6 МПа из бесшовных или электросварных труб, прошедших 100 %-ный контроль заводских сварных соединений физическими методами. Прокладка газопроводов по пешеходным и автомобильным мостам, построенным из горючих материалов, не допускается. Прокладка газопровода по мостам должна исключать попадание газа в замкнутые пространства мостов.

**Подводные и надводные газопроводы.** Подводные и надводные газопроводы в местах пересечения ими водных преград (реки, ручьи, водохранилища, каналы и т.п.) следует размещать на расстоянии по горизонтали от мостов в соответствии с табл. 3.12.

Газопроводы на подводных переходах следует прокладывать с заглублением в дно пересекаемых водных преград. При необходимости по результатам расчетов на всплытие производят балластировку трубопровода. Отметка верха газопровода (балласта, футеровки) должна быть не менее чем на 0,5 м, а на переходах через судоходные и сплавные водные преграды – на 1,0 м ниже прогнозируемого на срок 25 лет профиля дна. При прокладке газопровода методом наклонно направленного бурения отметка должна находиться не менее чем на 2,0 м ниже прогнозируемого профиля дна.

При пересечении несудоходных водных преград допускается прокладывать подводные газопроводы, изготовленные из труб с балластным покрытием в защитной оболочке заводского изготовления, без заглубления в дно при условии подтверждения их пригодности для указанных целей в установленном порядке.

На подводных переходах следует применять:

- стальные трубы с толщиной стенки на 2 мм больше расчетной, но не менее 5 мм;

- полиэтиленовые трубы и соединительные детали из ПЭ 100, имеющие стандартное размерное отношение не более SDR 11 с коэффициентом запаса прочности не менее 2,0.

При прокладке газопровода давлением до 1,2 МПа методом наклонно направленного бурения во всех случаях допускается применять полиэтиленовые трубы из ПЭ 100 с коэффициентом запаса прочности не менее 2,0. При прокладке газопровода давлением до 0,6 МПа методом наклонно направленного бурения во всех случаях допускается применять полиэтиленовые трубы, изготовленные из ПЭ 80 с SDR не более SDR 11.

На подводных переходах шириной до 25 м, находящихся вне поселений, допускается применение полиэтиленовых труб и соединительных деталей, изготовленных из ПЭ 80 с SDR не более SDR 11 в газопроводах давлением до 0,6 МПа.

Таблица 3.12

**Расстояния по горизонтали от мостов для подводных и надводных газопроводов в местах пересечения ими водных преград**

Водные преграды	Тип моста	Расстояние по горизонтали между газопроводом и мостом, не менее, м, при прокладке газопровода					
		выше моста			ниже моста		
		от надводного газопровода диаметром, мм		от подводного газопровода диаметром, мм	от надводного газопровода		от подводного газопровода
		300 и менее	свыше 300	300 и менее	свыше 300	всех диаметров	
Судоходные замерзающие	Всех типов	75	125	75	125	50	50
Судоходные незамерзающие	То же	50	50	50	50	50	50
Несудоходные замерзающие	Многопролетные	75	125	75	125	50	50
Несудоходные незамерзающие	То же	20	20	20	20	20	20
Несудоходные для газопроводов: - низкого - среднего и высокого давления	Одно- и двухпролетные	2	2	20	20	2	10
		5	5	20	20	5	20

*Примечание.* Расстояния указаны от выступающих конструкций моста.

Высоту прокладки надводного перехода газопровода от расчетного уровня подъема воды или ледохода [горизонт высоких вод (ГВВ) или ледохода (ГВЛ)] до низа трубы или пролетного строения следует принимать:

- при пересечении оврагов и балок – не ниже 0,5 м над ГВВ 5 %-ной обеспеченности;

- при пересечении несудоходных и неславных рек – не менее 0,2 м над ГВВ и ГВЛ 2 %-ной обеспеченности, а при наличии на реках корчехода – с его учетом, но не менее 1 м над ГВВ 1 %-ной обеспеченности (с учетом нагона волны);

- при пересечении судоходных и сплавных рек – не менее значений, установленных нормами проектирования для мостовых переходов на судоходных реках.

Запорную арматуру следует размещать на расстоянии не менее 10 м от границ перехода или участков, подверженных эрозии или оползням. За границу перехода принимают места пересечения газопроводом горизонта высоких вод с 10 %-ной обеспеченностью.

***Пересечение газопроводами железнодорожных и трамвайных путей и автомобильных дорог.*** Расстояния по горизонтали от мест пересечения подземными газопроводами трамвайных и железнодорожных путей, автомобильных дорог, магистральных улиц и дорог должны быть, не менее, м:

- до мостов и тоннелей на железных дорогах общих сетей и внешних железнодорожных подъездных путях предприятий, трамвайных путях, автомобильных дорогах категорий I – III, магистральных улиц и дорог, а также до пешеходных мостов, тоннелей через них – 30, а для внутренних подъездных железнодорожных путей предприятий, автомобильных дорог категорий IV – V и труб – 15;

- до зоны стрелочного перевода (начала остряков, хвоста крестовин, мест присоединения к рельсам отсасывающих кабелей и других пересечений пути) – 4 для трамвайных путей и 20 для железных дорог;

- до опор контактной сети – 3.

Допускается сокращение указанных выше расстояний по согласованию с организациями, в ведении которых находятся пересекаемые сооружения.

Подземные газопроводы всех давлений в местах пересечений с железнодорожными и трамвайными путями, автомобильными дорогами категорий I – IV, а также с магистральными улицами и дорогами следует прокладывать в футлярах. В других случаях вопрос о необходимости



устройства футляров решается проектной организацией. Футляры должны соответствовать требованиям к прочности и долговечности. На одном конце футляра следует предусматривать контрольную трубку, выходящую под защитное устройство. Концы футляров при пересечении газопроводами железных дорог общей сети и внешних подъездных железнодорожных путей предприятий следует выводить на расстояния от них не менее установленных СНиП 32-01-95. При прокладке межпоселковых газопроводов в стесненных условиях и газопроводов на территории поселений разрешается уменьшение этого расстояния до 10 м при условии установки на одном конце футляра вытяжной свечи с устройством для отбора проб, выведенной на расстояние не менее 50 м от подошвы насыпи, выемки земляного полотна (оси крайнего рельса на нулевых отметках).

При пересечении подземными газопроводами концы футляров должны располагаться на расстоянии:

- не менее 2 м от подошвы земляного полотна (оси крайнего рельса на нулевых отметках) трамвайного пути, внутренних подъездных железнодорожных путей предприятий;
- не менее 2 м от бордюра, обочины, подошвы откоса насыпи автомобильных дорог, магистральных улиц и дорог;
- не менее 3 м от края водоотводных сооружений (кювета, канавы, резерва).

В других случаях концы футляров должны располагаться на расстоянии:

- не менее 2 м от крайнего рельса трамвайного пути и внутренних подъездных железнодорожных путей предприятий, а также от края проезжей части улиц;
- не менее 3 м от края водоотводного сооружения дорог (кювета, канавы, резерва), но не менее 2 м от подошвы насыпей.

При пересечении газопроводами железных дорог общей сети и внешних подъездных железнодорожных путей предприятий глубина укладки газопровода должна соответствовать требованиям СНиП 32-01-95. В остальных случаях глубина укладки газопровода от подошвы рельса или верха покрытия дороги и магистральных улиц и дорог от подошвы насыпи до верха футляра должна соответствовать требованиям безопасности, но быть не менее, м:

- ° 1,0 – при проектировании прокладки открытым способом;
- ° 1,5 – при проектировании прокладки методом продавливания или наклонно направленного бурения и щитовой проходки;

° 2,5 – при проектировании прокладки методом прокола.

При проектировании прокладки газопровода иными методами глубину укладки газопровода принимают с учетом требований технико-эксплуатационной документации и обеспечения безопасности. Прокладка газопроводов в теле насыпей дорог и магистральных улиц не допускается, за исключением оговоренных случаев.

Толщина стенок труб стального газопровода при пересечении им железнодорожных путей общего пользования должна на 2 – 3 мм превышать расчетную, но не менее 5 мм на расстояниях 50 м в каждую сторону от подошвы откоса насыпи (оси крайнего рельса на нулевых отметках).

Для полиэтиленовых газопроводов на этих участках и пересечениях автомобильных дорог категорий I – III, магистральных улиц и дорог должны применяться трубы и соединительные детали с SDR не более SDR 11 с коэффициентом запаса прочности не менее 3,2 для газопроводов, прокладываемых на территориях поселений и городских округов, и не менее 2,5 и 2,0 – для межпоселковых газопроводов из ПЭ 80 и ПЭ 100 соответственно. При этом на газопроводах должны применяться футляры из неметаллических и стальных труб.

### **3.4.3. Расчет трубопровода на прочность**

В соответствии со СНиП 2.05.06-85 «Магистральные трубопроводы» диаметр трубопроводов должен определяться расчетом в соответствии с нормами технологического проектирования. При отсутствии необходимости в транспортировании продукта в обратном направлении трубопроводы следует проектировать из труб со стенкой различной толщины в зависимости от падения рабочего давления по длине трубопровода и условий эксплуатации. Допустимые радиусы изгиба трубопровода в горизонтальной и вертикальной плоскостях следует определять расчетом из условия прочности, местной устойчивости стенок труб и устойчивости положения. Минимальный радиус изгиба трубопровода из условия прохождения очистных устройств должен составлять не менее пяти его диаметров.

Нормативные сопротивления растяжению (сжатию) металла труб и сварных соединений  $R_1^H$  и  $R_2^H$  следует принимать равными соответственно минимальным значениям временного сопротивления и предела текучести, принимаемым по государственным стандартам и техническим условиям на трубы.

Расчетные сопротивления растяжению (сжатию)  $R_1$  и  $R_2$  следует определять по формулам:

$$R_1 = \frac{R_1^H m}{k_1 k_H}; \quad (3.4)$$

$$R_2 = \frac{R_2^H m}{k_2 k_H}, \quad (3.5)$$

где  $m$  – коэффициент условий работы трубопровода (табл. 3.13);  $k_1, k_2$  – коэффициенты надежности по материалу трубопровода (табл. 3.14);  $k_H$  – коэффициент надежности по назначению трубопровода (табл. 3.15).

Таблица 3.13

**Значение коэффициента условий работы трубопровода  $m$  в зависимости от категории трубопровода и его участка**

Категория трубопровода и его участка	Коэффициент условий работы трубопровода при расчете его на прочность, устойчивость и деформативность $m$	Количество монтажных сварных соединений, подлежащих контролю физическими методами, % от общего количества	Величина давления при испытании и продолжительность испытания трубопровода
В	0,60	Принимается СНиП III-42-80*	
I	0,75		
II	0,75		
III	0,90		
IV	0,90		

Таблица 3.14

**Значение коэффициенты надежности по материалу трубопровода  $k_1, k_2$**

Характеристика труб	$k_1$	$k_2$
1	2	3
Сварные из малоуглеродистой и бейнитной стали контролируемой прокатки и термически упрочненные трубы, изготовленные двусторонней электродуговой сваркой под флюсом по сплошному технологическому шву, с минусовым допуском по толщине стенки не более 5 % и прошедшие 100 %-ный контроль на сплошность основного металла и сварных соединений неразрушающими методами	1,34	-

1	2	3
Сварные из нормализованной, термически упрочненной стали и стали контролируемой прокатки, изготовленные двусторонней электродуговой сваркой под флюсом по сплошному технологическому шву и прошедшие 100 %-ный контроль сварных соединений неразрушающими методами. Бесшовные из катаной или ковальной заготовки, прошедшие 100 %-ный контроль неразрушающими методами	1,40	-
Сварные из нормализованной и горячекатаной низколегированной стали, изготовленные двусторонней электродуговой сваркой и прошедшие 100 %-ный контроль сварных соединений неразрушающими методами	1,47	-
Сварные из горячекатаной низколегированной или углеродистой стали, изготовленные двусторонней электродуговой сваркой или токами высокой частоты. Остальные бесшовные трубы	1,55	-
Бесшовные из малоуглеродистых сталей	-	1,10
Прямошовные и спиральношовные сварные из малоуглеродистой стали и низколегированной стали с отношением $R_2^H / R_1^H < 0,8$	-	1,15
Сварные из высокопрочной стали с отношением $R_2^H / R_1^H > 0,8$	-	1,20

*Примечание.* Допускается применять коэффициенты 1,34 вместо 1,40; 1,4 вместо 1,47 и 1,47 вместо 1,55 для труб, изготовленных двуслойной сваркой под флюсом или электросваркой токами высокой частоты со стенками толщиной не более 12 мм при использовании специальной технологии производства, позволяющей получить качество труб, соответствующее данному коэффициенту  $k_1$ .

Таблица 3.15

### Значение коэффициента надежности по назначению трубопровода $k_n$

Условный диаметр трубопровода, мм	Значение коэффициента надежности по назначению трубопровода $k_n$			
	для газопроводов в зависимости от внутреннего давления $p$ , МПа			для нефтепроводов и нефтепродуктопроводов
	$p < 5,4$	$5,4 < p < 7,4$	$7,4 < p < 9,8$	
500 и менее	1,00	1,00	1,00	1,00
600 – 1 000	1,00	1,00	1,05	1,00
1 200	1,05	1,05	1,10	1,05
1 400	1,05	1,10	1,15	

Расчетные нагрузки, воздействия и их сочетания должны приниматься в соответствии с требованиями СНиП 2.01.07-85.

При расчете трубопроводов следует учитывать нагрузки и воздействия, возникающие при их сооружении, испытании и эксплуатации. Коэффициенты надежности по нагрузке надлежит принимать по табл. 3.16. Допускается принимать коэффициент надежности по внутреннему давлению менее указанного в табл. 3.16 при соответствующем обосновании, исходя из условий эксплуатации трубопровода.

Таблица 3.16

**Значение коэффициента надежности по нагрузке на трубопровод**

Характер нагрузки и воздействия	Нагрузка и воздействие	Способ прокладки трубопровода		Коэффициент надежности по нагрузке
		подземный, наземный (в насыпи)	надземный	
1	2	3	4	5
Постоянные	Масса (собственный вес) трубопровода и обустройств	+	+	1,10 (0,95)
	Воздействие предварительного напряжения трубопровода (упругий изгиб и др.)	+	+	1,00 (0,90)
	Давление (вес) грунта	+	-	1,20 (0,80)
	Гидростатическое давление воды	+	-	1,00
Временные длительные	Внутреннее давление для газопроводов	+	+	1,10
	Внутреннее давление для нефтепроводов и нефтепродуктопроводов диаметром 700-1 200 мм с промежуточными НПО без подключения емкостей	+	+	1,15
	Внутреннее давление для нефтепроводов диаметром 700-1 200 мм без промежуточных или с промежуточными НПС, работающими постоянно только с подключенной емкостью, а также для нефтепроводов и нефтепродуктопроводов диаметром менее 700 мм	+	+	1,10
	Температурные воздействия	+	+	1,00

1	2	3	4	5
	Масса продукта или воды	+	+	1,00 (0,95)
	Воздействия неравномерных деформаций грунта, не сопровождающиеся изменением его структуры	+	+	1,50
Кратковременные	Снеговая нагрузка	-	+	1,40
	Ветровая нагрузка	-	+	1,20
	Гололедная нагрузка	-	+	1,30
	Нагрузка, вызываемая морозным растрескиванием грунта	+	-	1,20
	Нагрузки и воздействия, возникающие при пропуске очистных устройств	+	+	1,20
	Нагрузки и воздействия, возникающие при испытании трубопроводов	+	+	1,00
	Воздействие селевых потоков и оползней	+	-	1,00
Особые	Воздействие деформаций земной поверхности в районах горных выработок и карстовых районах	+	+	1,00
	Воздействие деформаций грунта, сопровождающихся изменением его структуры (например, деформация просадочных грунтов при замачивании или вечномерзлых грунтов при оттаивании)	+	+	1,00
	Воздействия, вызываемые развитием солифлюкционных и термокарстовых процессов	+	-	1,05

*Примечание.* Знак «+» означает, что нагрузки и воздействия учитываются, знак «-» – не учитываются. Значения коэффициентов надежности по нагрузке, указанные в скобках, должны приниматься при расчете трубопроводов на продольную устойчивость и устойчивость положения, а также в других случаях, когда уменьшение нагрузки ухудшает условия работы конструкции.

*Рабочее (нормативное) давление* – наибольшее избыточное давление, при котором обеспечивается заданный режим эксплуатации трубопровода.

При определении рабочего давления для нефтепроводов и нефтепродуктопроводов должна учитываться технологическая схема транспортирования продукта. При этом принятое рабочее давление не должно быть ниже упругости паров транспортируемого продукта при максимальной расчетной температуре для данного участка трубопровода.

Нормативный вес транспортируемого газа в 1 м трубопровода  $q_{газ}$ , Н/м, следует определять по формуле

$$q_{газ} = 0,215 \rho_{газ} g \frac{p_a D_{вн}^2}{zT}, \quad (3.6)$$

где  $\rho_{газ}$  – плотность газа при температуре 0 °С и давлении 1 013 гПа, кг/м<sup>3</sup>;  $g$  – ускорение свободного падения, м/с<sup>2</sup>;  $p_a$  – абсолютное давление газа в газопроводе, МПа;  $D_{вн}$  – внутренний диаметр трубы, см;  $z$  – коэффициент сжимаемости газа;  $T$  – абсолютная температура, К.

Для природного газа допускается принимать

$$q_{газ} = 10^{-2} p D_{вн}^2, \quad (3.7)$$

где  $p$  – рабочее (нормативное) давление, МПа.

Вес транспортируемой нефти (нефтепродукта) в 1 м трубопровода  $q_{прод}$ , Н/м, следует определять по формуле

$$q_{прод} = 10^{-4} \rho_n g \frac{\pi D_{вн}^2}{4}, \quad (3.8)$$

где  $\rho_n$  – плотность транспортируемой нефти или нефтепродукта, кг/м<sup>3</sup>.

Нормативную нагрузку от обледенения 1 м трубы  $q_{лед}$ , Н/м, определяют из зависимости

$$q_{лед} = 0,17b D_n, \quad (3.9)$$

где  $b$  – толщина слоя гололеда, мм;  $D_n$  – наружный диаметр трубы, см.

Нормативный температурный перепад в металле стенок труб следует принимать равным разнице между максимально или минимально возможной температурой стенок в процессе эксплуатации и наименьшей или наибольшей температурой, при которой фиксируется расчетная схема трубопровода (свариваются захлесты, привариваются компенсаторы, производится засыпка трубопровода и т. п., т. е. когда фиксируется статически неопределимая система). При этом допустимый температурный перепад для расчета балластировки и температуры замыкания должен определяться отдельно для участков I, II и III, IV категорий. Максимальную или минимальную температуру стенок труб в процессе эксплуатации трубопровода следует определять в зависимости от температуры транспортируемого продукта, грунта, наружного воздуха, а также скорости ветра, солнечной радиации и теплового взаимодействия трубопровода с окружающей средой.

При расчете газопровода, нефтепровода и нефтепродуктопровода на прочность, устойчивость и выборе типа изоляции следует учитывать температуру газа, нефти и нефтепродуктов, поступающих в трубопровод, и ее изменение по длине трубопровода в процессе транспортировки продукта.

Выталкивающая сила воды  $q_v$ , Н/м, приходящаяся на единицу длины полностью погруженного в воду трубопровода при отсутствии течения воды, определяется по формуле

$$q_{прод} = \frac{\pi}{4} D_{н.и}^2 \gamma_v \text{ г}, \quad (3.10)$$

где  $D_{н.и}$  – наружный диаметр трубы с учетом изоляционного покрытия и футеровки, м;  $\gamma_v$  – плотность воды с учетом растворенных в ней солей, кг/м<sup>3</sup>.

Нормативную ветровую нагрузку на 1 м  $q_{вет}$ , Н/м, трубопровода одиночной трубы перпендикулярно ее осевой вертикальной плоскости следует определять по формуле

$$q_{вет} = (q_n^c + q_n^d) D_{н.и}, \quad (3.11)$$

где  $q_n^c$ ,  $q_n^d$  – нормативное значение статической и динамической составляющих ветровой нагрузки, Н/м<sup>2</sup>.



Нагрузки и воздействия, связанные с осадками и пучениями грунта, оползнями, перемещением опор и т.д., должны определяться на основании анализа грунтовых условий и их возможного изменения в процессе строительства и эксплуатации трубопровода.

Расчетная толщина стенки трубопровода  $d$ , см, определяется по формуле

$$\delta = \frac{n p D_n}{2(R_1 + n p)}, \quad (3.12)$$

где  $n$  – коэффициент надежности по нагрузке (см. табл. 3.16).

При наличии продольных осевых сжимающих напряжений толщину стенки следует определять из условия

$$\delta = \frac{n p D_n}{2(R_1 \Psi_1 + n p)}, \quad (3.13)$$

где  $\Psi_1$  – коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние труб,

$$\Psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \left( \frac{|\sigma_{np.N}|}{R_1} \right)^2} - \frac{|\sigma_{np.N}|}{R_1}, \quad (3.14)$$

здесь  $\sigma_{np.N}$  – продольное осевое сжимающее напряжение, МПа, определяемое от расчетных нагрузок и воздействий с учетом упругопластической работы металла труб в зависимости от принятых конструктивных решений.

Толщину стенки труб, определенную по формулам (3.12) и (3.13), следует принимать не менее  $1/140 D_n$ , но не менее 3 мм для труб условным диаметром 200 мм и менее, и не менее 4 мм – для труб условным диаметром свыше 200 мм. Увеличение толщины стенки при наличии продольных осевых сжимающих напряжений по сравнению с величиной, полученной по формуле (3.12), должно быть обосновано технико-экономическим расчетом, учитывающим конструктивные решения и температуру транспортируемого продукта. Полученное расчетное значение толщины стенки трубы округляется до ближайшего большего значения, предусмотренного государственными стандартами или техническими условиями. При этом минусовый допуск на толщину стенки труб не учитывается.

Подземные и наземные (в насыпи) трубопроводы следует проверять на прочность, деформативность и общую устойчивость в продольном направлении и против всплытия.

Проверку на прочность подземных и наземных (в насыпи) трубопроводов в продольном направлении следует производить из условия

$$\sigma_{np.N} \leq \Psi_2 R_1, \quad (3.15)$$

где  $\Psi_2$  – коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб, при растягивающих осевых продольных напряжениях ( $\sigma_{np.N} > 0$ ) принимаемый равным единице, при сжимающих ( $\sigma_{np.N} < 0$ ) –

$$\Psi_2 = \sqrt{1 - 0,75 \left( \frac{\sigma_{кц}}{R_1} \right)^2} - \frac{\sigma_{кц}}{R_1}, \quad (3.16)$$

здесь  $\sigma_{кц}$  – кольцевые напряжения от расчетного внутреннего давления, МПа, определяемые из выражения

$$\sigma_{кц} = \frac{n p D_{вн}}{2 \delta_n}, \quad (3.17)$$

где  $\delta_n$  – номинальная толщина стенки трубы, см.

Продольные осевые напряжения  $\sigma_{np.N}$  определяются от расчетных нагрузок и воздействий с учетом упругопластической работы металла. Расчетная схема должна отражать условия работы трубопровода и взаимодействие его с грунтом.

В частности, для прямолинейных и упругоизогнутых участков подземных и наземных (в насыпи) трубопроводов при отсутствии продольных и поперечных перемещений, просадок и пучения грунта продольные осевые напряжения определяются

$$\sigma_{np.N} = -\alpha E \Delta t + \mu \frac{n p D_n}{2 \delta_n}; \quad (3.18)$$

$$E = \frac{\sigma_i / \varepsilon_i}{1 + \frac{1 - 2\mu_0}{3E_0} \cdot \frac{\sigma_i}{\varepsilon_i}}; \quad (3.19)$$

$$\mu = \frac{\frac{1}{2} - \frac{1 - 2\mu_0}{3E_0} \cdot \frac{\sigma_i}{\varepsilon_i}}{1 + \frac{1 - 2\mu_0}{3E_0} \cdot \frac{\sigma_i}{\varepsilon_i}}, \quad (3.20)$$

где  $\alpha$  – коэффициент линейного расширения металла трубы, град<sup>-1</sup>;

$E$  – модуль Юнга, МПа;  $\Delta t$  – расчетный температурный перепад, принимаемый положительным при нагревании, °С;  $\mu$  – переменный коэффициент поперечной деформации стали (коэффициент Пуассона);  $\sigma_i$  – интенсивность напряжений, определяемая через главные напряжения, для данного частного случая

$$\sigma_i = \sqrt{\sigma_{кц}^2 - \sigma_{np.N} \sigma_{кц} + \sigma_{np.N}^2}; \quad (3.21)$$

$\varepsilon_i$  – интенсивность деформаций, определяемая по интенсивности напряжений в соответствии с диаграммой деформирования, рассчитываемой по нормированной диаграмме растяжения  $\sigma - \varepsilon$  по формулам

$$\sigma_i = \sigma; \quad (3.22)$$

$$E = \varepsilon - \frac{1 - 2\mu_0}{3E_0} \cdot \sigma. \quad (3.23)$$

Абсолютные значения максимального положительного  $\Delta t_{(+)}$  или отрицательного  $\Delta t_{(-)}$  температурного перепада, при котором толщина стенки определяется только из условия восприятия внутреннего давления по формуле (3.12), определяются для рассматриваемого частного случая соответственно по формулам

$$\Delta t_{(+)} = \frac{\mu \cdot R_1}{\alpha \cdot E}; \quad (3.24)$$

$$\Delta t_{(-)} = \frac{(1 - \mu) \cdot R_1}{\alpha \cdot E}. \quad (3.25)$$

Для предотвращения недопустимых пластических деформаций подземных и наземных (в насыпи) трубопроводов проверку необходимо производить по условиям

$$|\sigma_{np}^H| \leq \Psi_3 \frac{m}{0,9 \cdot k_H} \cdot R_2^H; \quad (3.26)$$

$$|\sigma_{кц}^H| \leq \frac{m}{0,9 \cdot k_H} \cdot R_2^H, \quad (3.27)$$

где  $\sigma_{np}^H$  – максимальные (фибровые) суммарные продольные напряжения в трубопроводе от нормативных нагрузок и воздействий, МПа;  $\Psi_3$  – коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб, при растягивающих продольных напряжениях ( $\sigma_{np}^H > 0$ ) принимается равным единице, при сжимающих ( $\sigma_{np}^H < 0$ ) определяется по формуле

$$\Psi_2 = \sqrt{1 - 0,75 \left( \frac{\sigma_{кц}^H}{\frac{m}{0,9k_H} R_1^2} \right)^2} - 0,5 \frac{\sigma_{кц}^H}{\frac{m}{0,9k_H} R_1^2}, \quad (3.28)$$

здесь  $\sigma_{кц}^H$  – кольцевые напряжения от нормативного (рабочего) давления, МПа,

$$\sigma_{кц}^H = \frac{P \cdot D_{вн}}{2 \cdot \delta}. \quad (3.29)$$

Максимальные суммарные продольные напряжения  $\sigma_{пр}^H$  определяются от всех (с учетом их сочетания) нормативных нагрузок и воздействий с учетом поперечных и продольных перемещений трубопровода в соответствии с правилами строительной механики. При определении жесткости и напряженного состояния отвода следует учитывать условия его сопряжения с трубой и влияние внутреннего давления.

Проверку общей устойчивости трубопровода в продольном направлении в плоскости наименьшей жесткости системы следует производить из условия

$$S \leq m N_{кр}, \quad (3.30)$$

где  $S$  – эквивалентное продольное осевое усилие в сечении трубопровода, Н;  $N_{кр}$  – продольное критическое усилие, Н, при котором наступает потеря продольной устойчивости трубопровода.  $N_{кр}$  следует определять согласно правилам строительной механики с учетом принятого конструктивного решения и начального искривления трубопровода в зависимости от глубины его заложения, физико-механических характеристик грунта, наличия балласта, закрепляющих устройств с учетом их податливости. На обводненных участках следует учитывать гидростатическое воздействие воды.

Продольную устойчивость следует проверять для криволинейных участков в плоскости изгиба трубопровода. Продольную устойчивость на прямолинейных участках подземных участков следует проверять в вертикальной плоскости с радиусом начальной кривизны 5 000 м.

Эквивалентное продольное осевое усилие в сечении трубопровода  $S$  следует определять от расчетных нагрузок и воздействий с учетом продольных и поперечных перемещений трубопровода в соответствии с правилами строительной механики.

В частности, для прямолинейных участков трубопроводов и участков, выполненных упругим изгибом, при отсутствии компенсации продольных перемещений, просадок и пучения грунта эквивалентное продольное осевое усилие в сечении трубопровода  $S$  определяется по формуле

$$S = 100 [(0,5 - \mu) \sigma_{ки} + \alpha E \Delta t] \cdot F, \quad (3.31)$$

где  $F$  – площадь поперечного сечения трубы,  $\text{см}^2$ .

### Контрольные вопросы и задания

1. Какие вы знаете способы транспортировки нефти, нефтепродуктов, газа?
2. Перечислите достоинства и недостатки железнодорожного транспорта при транспортировке нефтегрузов.
3. В каких случаях необходимо применение авиатранспорта при транспортировке нефтепродуктов?
4. Каково устройство автоцистерны для перевозки нефтепродуктов?
5. Что включает в себя внутреннее и наружное оборудование автоцистерн, предназначенных для перевозки нефтепродуктов?
6. Перечислите основные требования к конструкции и расчету автоцистерн.
7. Сформулируйте преимущества и недостатки трубопроводного транспорта.
8. Что входит в состав сооружений линейной части магистрального нефтепровода?
9. Для чего предназначены нефтеперекачивающие станции?
10. Сформулируйте назначение насосов нефтеперекачивающих станций нефтепроводов.
11. Назовите сооружения линейной части магистрального газопровода.
12. Для чего предназначены компрессорные станции магистрального газопровода?
13. Сформулируйте назначение магистрального нефтепровода, нефтепродуктопровода, газопровода.
14. Какие основные требования необходимо соблюдать при монтаже магистральных нефте- и газопроводов.
15. Какие основные параметры определяются при расчете трубопровода на прочность?

## 4. ХРАНЕНИЕ НЕФТИ И ГАЗА

### 4.1. Нефтебазы

К объектам предприятий по обеспечению нефтепродуктами (*нефтебаз*) (рис. 4.1) относится комплекс зданий и технологических сооружений производственного и вспомогательного назначения, обеспечивающих прием, хранение и отгрузку нефтепродуктов [2].

К *основным операциям нефтебаз* относятся:

- приём нефтепродуктов;
- хранение нефтепродуктов;
- распределение нефтепродуктов в железнодорожные цистерны, нефтеналивные суда и по трубопроводам;
- замер, учёт, определение качества нефтепродуктов и оформление товарно-транспортной документации.

При выполнении основных операций производят внутрибазовые и перегрузочные работы, а также при необходимости разогрев нефтепродуктов.

*Вспомогательные операции:*

- ° приём и регенерация отработанных масел;
- ° очистка и обезвоживание нефтепродуктов;
- ° восстановление качества масел и топлив;
- ° очистка нефтесодержащих промышленных стоков и балластных вод танкеров;
- ° ремонт технологического оборудования, зданий и сооружений;
- ° ремонт и изготовление тары; эксплуатация котельных, транспортных и энергетических устройств.

Состав и объём основных и вспомогательных операций зависят от товарооборота и производственных задач нефтебазы и не являются одинаковыми для всех нефтебаз.

Сооружают нефтебазы преимущественно на ровных площадках, как правило, вблизи источников водо- и энергоснабжения на устойчивых горных породах, выдерживающих нагрузку не ниже 0,1 МПа. Водные нефтебазы располагают в основном ниже (по течению реки) причалов, речных вокзалов, ГЭС и т. д. Нефть и нефтепродукты хранят в нефтяных резервуарах.

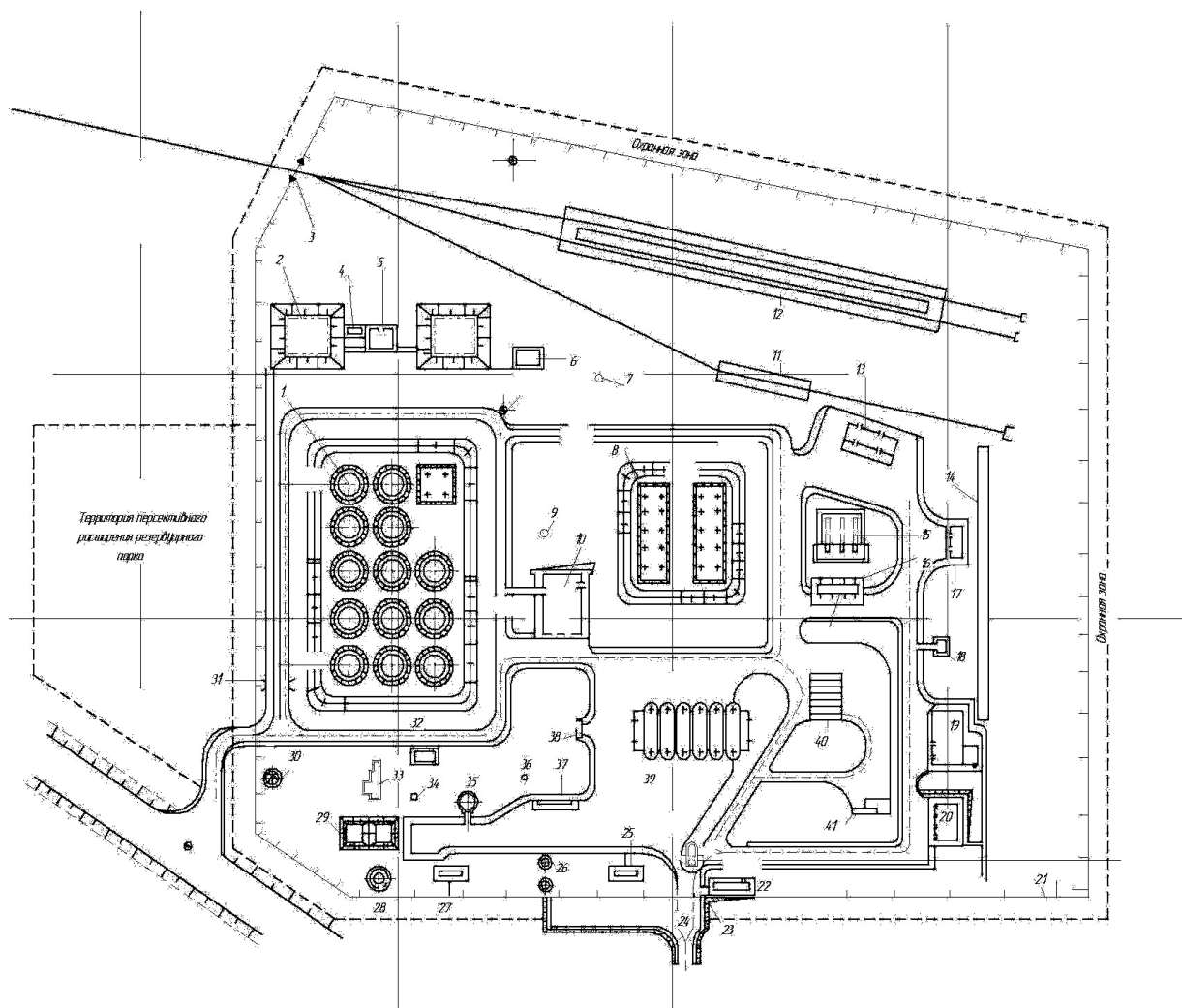


Рис. 4.1. Пример генерального плана нефтебазы:

- 1, 4, 8 – резервуары для нефтепродуктов; 2 – резервуары для воды;  
 3 – ворота; 5 – водопроводная насосная станция; 6 – склад пенообразователя;  
 7 – колодец; 9 – ресивер; 10 – насосная нефтепродуктов; 11, 12 – железнодорожные  
 эстакады; 13 – хранилище нефтепродуктов в таре; 14 – полоса отвода;  
 15 – горизонтальные резервуары; 16 – узел слива; 17 – трансформаторная  
 подстанция; 18 – паромерная; 19 – пожарное депо; 20 – гараж; 21 – ограждение;  
 22 – блок подсобно-производственного назначения; 23 – КПП; 24 – операторная;  
 25 – реагентная; 26 – контактный резервуар; 27 – нефтеловушка;  
 28 – регулирующая емкость; 29 – иловая площадка; 30 – станция перкачки  
 конденсата; 31 – железобетонный лоток; 32 – лестница через обвалование;  
 33 – комплекс механической очистки; 34 – резервуары для уловленных  
 нефтепродуктов; 35 – канализационная насосная; 36 – приемный резервуар;  
 37 – эстакада для мойки машин; 38 – АЗС; 39, 40 – эстакады для налива  
 в автоцистерны светлых и темных нефтепродуктов соответственно;  
 41 – разливочная

Нефтебазы состоят из *основных объектов*, таких как технологические трубопроводы, насосные и компрессорные станции, погрузочно-разгрузочные железнодорожные и автомобильные эстакады, нефтеналивные причалы, резервуары, сливно-наливные устройства, и *вспомогательных объектов*, таких как расфасовочные, операторные, очистные сооружения, механические и сварочные мастерские, бондарные, пропарочные установки, котельные, трансформаторные подстанции, водопроводные и сантехнические коммуникации, склады материалов и др. [33].

Нефтебазы могут быть как самостоятельными предприятиями, так и внутренними подразделениями, например, на нефтепромыслах, нефтеперерабатывающих заводах (НПЗ) и нефтеперекачивающих станциях магистральных трубопроводов (НПС).

Нефтебазы согласно СНиП 2.11.0 - 93 подразделяются на следующие категории и виды:

- ° по вместимости резервуарных парков на 5 категорий (табл. 4.1);

Таблица 4.1

#### Классификация нефтебаз по объему резервуарной емкости

Категория нефтебазы	Вместимость одного резервуара, м <sup>3</sup>	Общая ёмкость нефтебазы, м <sup>3</sup>
I	-	Свыше 100 000
II	-	От 20 000 до 100 000
III <i>a</i>	До 5 000 вкл.	От 10 000 до 20 000
III <i>б</i>	До 2 000 вкл.	От 2 000 до 10 000
III <i>в</i>	До 700 вкл.	До 2 000 вкл.

° по транспортным связям и технологическим операциям: на водные (речные, морские); трубопроводные; железнодорожные; автомобильные и смешанные;

- ° по объему грузооборота на 5 групп (табл. 4.2);

Таблица 4.2

#### Классификация нефтебаз по грузообороту

Группа нефтебазы	Грузооборот, тыс. т/год
1	Свыше 500
2	100 - 500 включительно
3	50 - 100 включительно
4	20 - 50 включительно
5	До 20 включительно



° по номенклатуре хранимых нефтепродуктов на нефтебазы для хранения светлых нефтепродуктов; для хранения нефти и темных нефтепродуктов и смешанные;

° по характеру работы нефтебазы бывают: завозные, т.е. для хранения запаса нефтепродуктов на период, когда отсутствуют транспортные сообщения (например, на северных реках завоз нефтепродуктов осуществляется только водным транспортом в период паводка, т.е. при высоком уровне воды); временные и т.д.;

° по функциональному назначению: перевалочные; распределительные и перевалочно-распределительные.

*Перевалочные нефтебазы* предназначены для перевалки (перегрузки) нефти и нефтепродуктов с одного вида транспорта на другой и для размещения и хранения межнавигационных запасов. Объем резервуарной емкости зависит от объема грузооборота нефти и каждого сорта нефтепродукта, от вида транспорта, от длительности межнавигационного периода, от грузоподъемности наливных судов и железнодорожных составов, от производительности магистрального трубопровода.

*Распределительные нефтебазы* предназначены для реализации нефтепродуктов потребителям и обеспечения завоза нефтепродуктов на автозаправочные станции.

*Склады при нефтепромыслах* предназначены для размещения нефти, поступающей от скважин, и для накопления объемов, необходимых для полного заполнения наливного судна или железнодорожного состава при отгрузке. При отгрузке нефти по магистральному трубопроводу резервуарная емкость рассчитывается на трёхсуточный объем перекачки.

*Склады при НПС* имеют буферные резервуары, через которые осуществляется перекачка, и резервуары для откачки нефти из трубопровода на случай аварии или производства ремонтных работ.

*Склады на НПЗ* состоят из сырьевых резервуарных парков и парков для дистиллятов и готовой продукции – нефтепродуктов, масел, растворителей и т.д.

Техническая оснащённость нефтебаз должна удовлетворять следующим требованиям:

- резервуарный парк – обеспечивать прием, хранение и отгрузку заданного количества и ассортимента нефтепродуктов;

- трубопроводные коммуникации – обеспечивать одновременный прием и отгрузку различных марок нефтепродуктов без смешения и потери качества;

- наливные и сливные устройства, а также насосное оборудование – обеспечивать выполнение нормы времени по сливу и наливу нефтепродуктов.

В зависимости от функционального назначения и транспортных связей расчетное число рабочих дней в году следует принимать по табл. 4.3.

Таблица 4.3

**Количество рабочих дней нефтебаз в зависимости от функционального назначения и транспортных связей**

Вид транспортных связей	Количество рабочих дней в году			
	Перевалочные и перевалочно-распределительные нефтебазы		Распределительные нефтебазы	
	Прием	Отгрузка	Прием	Отгрузка
Железнодорожные	365	365	365	260
Водные, в т.ч.: - морские - речные	365	365	365	260
	В течение навигационного периода	365	В течение навигационного периода	260
Трубопроводные	Определяется режимом работы НПП, отвода	365	Определяется режимом работы НПП, отвода	260
Автомобильные	-	-	260	260

Время механизированного слива или налива нефтепродуктов из(в) автомобильных(е) цистерн(ы) с учетом операций по оформлению документов, заправке наливных устройств и маневрированию автомобиля не должно превышать 4 мин на 1 т груза. При определении веса груза на автомобильных весах и расчетах времени слива или налива следует дополнительно учитывать время, равное 4 мин, на организацию каждого взвешивания.

## 4.2. Расчет норм запаса нефтепродуктов на нефтебазах

Норма запаса нефтепродуктов резервуарного парка на расчетный период определяется как сумма текущего и страхового запасов [40]:

$$V_i = V_i^m + V_i^{cm}, \quad (4.1)$$

где  $V_i$  – норма запаса  $i$ -го нефтепродукта на расчетный период,  $m^3$ ;  $V_i^m$  – текущий запас  $i$ -го нефтепродукта на расчетный период,  $m^3$ ;  $V_i^{cm}$  – страховой запас  $i$ -го нефтепродукта на расчетный период,  $m^3$ .

Нормы запаса каждой марки (сорта) нефтепродукта, независимо от функционального назначения нефтебазы, следует определять по графикам поступления и отгрузки, составленным на основании фактических данных за 2 – 3 года и включающих в себя сумму текущего и страхового запаса.

При отсутствии графиков поступления и отгрузки нефтепродуктов нормы запаса должны определяться по следующим формулам:

1. Для распределительных железнодорожных нефтебаз

$$V_i = \frac{Q_i \cdot k_n \cdot T_u \cdot k_i}{30 \cdot \rho} + V_i^{cm}, \quad (4.2)$$

где  $Q_i$  – среднее месячное потребление  $i$ -го нефтепродукта;  $k_n$  – коэффициент неравномерности потребления нефтепродуктов (см. табл. 4.4);  $T_u$  – транспортный цикл поставок нефтепродукта (табл. 4.5);  $k_i$  – коэффициент неравномерности подачи партий нефтепродукта (цистерн),  $k_i = 1,1 - 1,3$ ;  $\rho$  – плотность нефтепродукта.

Таблица 4.4

### Коэффициент неравномерности потребления нефтепродуктов

Характеристика районов потребления	Коэффициент неравномерности потребления нефтепродуктов	
	Все виды топлива	Масла, смазки
Промышленные города	1,0	1,3
Промышленные районы	1,1	1,5
Промышленность потребляет 70 %	1,2	1,8
Промышленность потребляет 30 %	1,5	2,0
Сельскохозяйственные районы	1,7	2,5

## Транспортный цикл поставок нефтепродукта

Расстояние до поставщика, км	Транспортный цикл поставок, сутки	Расстояние до поставщика, км	Транспортный цикл поставок, сутки
400	7	1 200	14
600	9	1 600	15
800	11	2 000	17
1 000	13	2 600	20

2. Для водных (речных) перевалочных и распределительных нефтебаз, получающих или отправляющих нефтепродукты водным транспортом, в объеме среднемесячной потребности нефтепродуктов с увеличением его на 15 % для компенсации запаздывания начала и преждевременного закрытия навигации

$$V_i = 1,15 \cdot \frac{Q_i \cdot k_n}{\rho} + V_i^{cm}. \quad (4.3)$$

3. Для водных (речных) нефтебаз с поступлением нефтепродуктов только в навигационный период

$$V_i = 1,15 \cdot \frac{Q_i^{MH}}{\rho} + V_i^{cm}, \quad (4.4)$$

где  $Q_i^{MH}$  – межнавигационная потребность  $i$ -го нефтепродукта; при завозе один раз в год – годовая потребность.

4. Для автомобильных нефтебаз норму запаса следует принимать в объеме, соответствующем не менее 20-суточному потреблению среднемесячной реализации и страхового запаса от этой потребности в размерах нормы страхового запаса, принятого для предприятия, с которого будут поступать нефтепродукты.

5. Для трубопроводных нефтебаз

$$V_i = k_m \cdot k_n \cdot \frac{Q_i^{MH}}{N_i} \left( 1 - \frac{Q_i}{8760 - q_{max}} \right), \quad (4.5)$$

где  $k_m = 1,1$  – коэффициент неравномерности поставок нефтепродукта по трубопроводу;  $Q_i$  – объем  $i$ -го нефтепродукта, отбираемого по отводу;  $N_i$  – годовое число циклов, с которым работает отвод;  $q_{max}$  – максимальный из возможных расходов нефтепродукта в отводе (определяется при гидрав-

лическом расчете режимов работы трубопровода или принимается по фактическим данным).

Рекомендуемые нормы страхового запаса для распределительных нефтебаз в зависимости от их географического расположения и надежности транспортных связей следует принимать в процентах от текущего запаса:

° для железнодорожных и водных (речных) нефтебаз, расположенных в средних и южных областях европейской части (от южной границы до 60° с.ш.), – до 20 % среднемесячной потребности, в северных областях европейской части, Сибири, Урала, Дальнего Востока – до 50 %;

° для водных (речных) нефтебаз с поступлением нефтепродуктов только в навигационный период – до 50 % от среднемесячной потребности в межнавигационный период.

Для трубопроводных нефтебаз и нефтебаз с потребностью менее 1,0 тыс. т/год страховой запас не устанавливается.

Для местной реализации нефтепродукта на перевалочно-распределительных нефтебазах должна предусматриваться дополнительно отдельная группа резервуаров общей вместимостью, равной двухсуточному запасу месяца максимальной реализации. Для нефтепродуктов, поступающих на местную реализацию другими видами транспорта, норма запаса нефтепродукта определяется как для распределительных нефтебаз.

Норма запаса является расчетной вместимостью (емкостью) резервуарного парка (резервуара) для каждой марки (сорта) нефтепродукта и определяется по формуле

$$V_i^p = \frac{V_i}{\eta}, \quad (4.6)$$

где  $\eta$  – коэффициент использования емкости резервуара, принимается по табл. 4.6.

Таблица 4.6

#### Коэффициент использования емкости резервуара

Емкость резервуара, м <sup>3</sup>	Коэффициент использования емкости в зависимости от типа		
	без понтона	с понтоном	с плавающей крышей
До 5 000 вкл.	0,85	0,81	0,80
От 10 000 до 30 000	0,88	0,84	0,83

### 4.3. Резервуарные парки и резервуары для хранения нефти и нефтепродуктов

*Резервуарные парки* для хранения нефти и нефтепродуктов представляют собой сложные инженерно-технические сооружения и состоят из резервуаров, как правило, объединенных в группы; систем трубопроводов и других сооружений. Каждая группа наземных резервуаров ограждается земляным валом или стенкой, высота которых принимается на 0,2 м выше расчетного уровня разлившейся жидкости, но не менее 1 м при ширине земляного вала по верху 0,5 м.

По назначению резервуарные парки могут быть подразделены на следующие виды:

- товарно-сырьевые базы для хранения нефти и нефтепродуктов;
- резервуарные парки перекачивающих станций нефтепродуктов и нефтепродуктопроводов;
- резервуарные парки хранения нефтепродуктов различных объектов.

Резервуарные парки первого вида характеризуются, как правило, значительными объемами хранимых жидкостей, а также тем, что в одной резервуарной группе хранятся нефтепродукты, близкие или одинаковые по составу и своим пожароопасным свойствам. В резервуарных парках второго вида все резервуары чаще всего имеют нефть или нефтепродукт одного вида [46].

Для сбора, хранения и учета нефти и нефтепродуктов на нефтепромыслах, нефтеперерабатывающих заводах, нефтебазах и станциях магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов служат *резервуары* – сосуды разнообразной формы и размеров, построенные из различных материалов (рис. 4.2). Резервуары сооружают различных объемов – от 100 до 120 000 м<sup>3</sup>.

Резервуары оснащаются устройствами для закачки и откачки нефтепродуктов, дыхательной арматурой, замерными устройствами, а при необходимости, особенно при хранении нефти и темных нефтепродуктов, системами размыва донных отложений. Вентиляционные патрубки на резервуарах для нефтепродуктов с температурой вспышки менее 120 °С оборудуются огневыми преградителями.

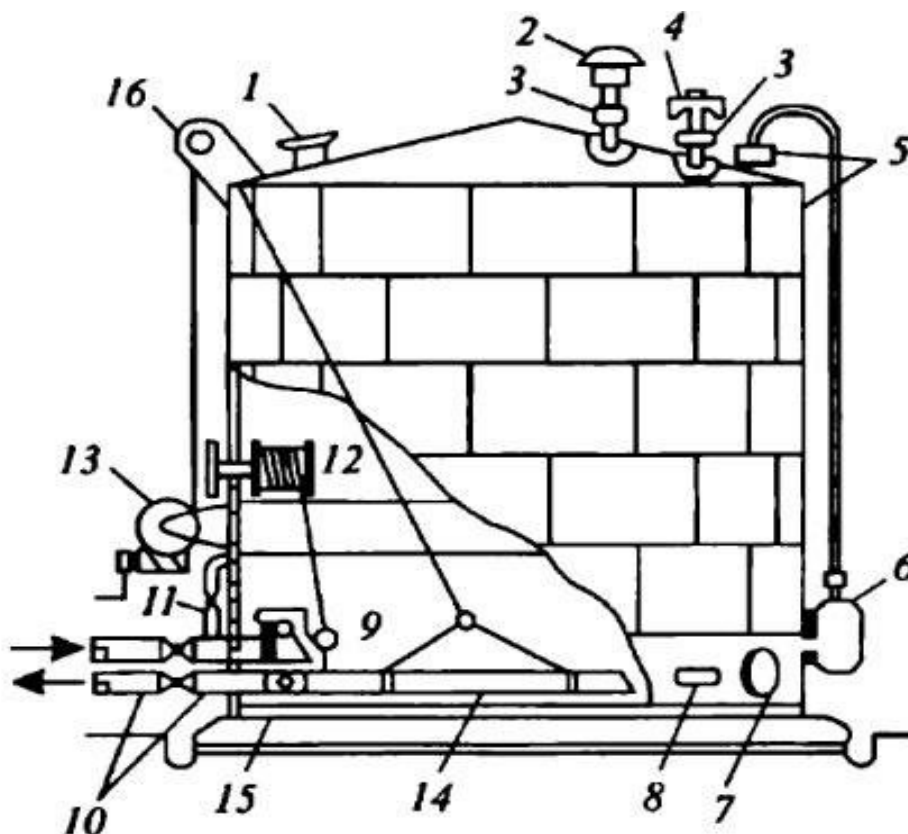


Рис. 4.2. Общий вид резервуара для хранения нефтепродуктов:  
 1 – световой люк; 2 – предохранительный клапан;  
 3 – огневой предохранитель; 4 – дыхательный клапан;  
 5 – замерный люк; 6 – указатель уровня; 7 – люк-лаз;  
 8 – сифонный кран; 9 – хлопушка; 10 – приемно-раздаточные  
 патрубки; 11 – перепускное устройство; 12 – управление  
 хлопушкой; 13 – лебедка; 14 – подъемная труба;  
 15 – шарнир подъема трубы; 16 – блок

К оснастке резервуаров относятся:

1. Приемно-отпускные устройства.
2. Люк-лаз для внутреннего осмотра, ремонта и очистки резервуара.
3. Люк световой (на крыше резервуара) для проветривания и освещения резервуара.
4. Люк замерный для контрольного замера уровня жидкости в резервуаре и взятия проб, которые нормально осуществляются специальным уровнемером и сниженным пробоотборником.
5. Хлопуша, предназначенная для предотвращения потерь нефтепродуктов в случае разрыва трубопроводов или выхода из строя ре-

резервуарной задвижки. Хлопуша представляет собой металлическую заслонку, установленную на приемно-отпускном патрубке. Заслонка крепится на шарнире и перекрывает патрубок под действием собственной массы. Открытие заслонки происходит либо под давлением закачиваемой жидкости, либо с помощью механизма управления. Механизм управления хлопушей состоит из троса и лебедки, которая может иметь ручной привод для трубопроводов малых диаметров (до 350 мм) или электрический во взрывобезопасном исполнении для трубопроводов диаметром свыше 350 мм. Давление открывания заслонки хлопуши определяется весом самой заслонки и гидростатическим давлением столба жидкости в резервуаре. Центр оси механизма управления хлопуши располагается обычно на 900 мм выше оси приемно-отпускного патрубка, на котором крепится хлопуша.

6. Сифонный водоспускной кран, устанавливаемый для выпуска подтоварной воды из резервуара; монтируется он снаружи резервуара на конце трубы с изогнутым отводом, находящимся внутри резервуара у его днища.

7. Дыхательный клапан, предназначенный для регулирования давления паров нефтепродуктов в резервуаре в процессе заправки или выкачки нефтепродукта, а также колебаний температуры; в зависимости от условий применения и конструкции резервуаров на них устанавливают дыхательные клапаны различных модификаций и диаметров.

8. Огневой предохранитель, служащий для защиты резервуара от проникновения в его газовое пространство огня через дыхательную аппаратуру.

9. Предохранительные клапаны (гидравлический и мембранный) для регулирования давления паров нефтепродуктов в случае неисправности дыхательного клапана или если сечение дыхательного клапана окажется недостаточным для быстрого пропускания газов или воздуха.

10. Пеногенератор для подачи пены при тушении пожара в резервуаре.

11. Системы обогрева резервуаров, предназначенных для хранения вязких нефтепродуктов. Эти резервуары часто оборудуются и покрываются теплоизоляционным негорючим материалом. В качестве теплоизоляционных материалов могут применяться кирпич, асбоцемент,



шлаковата, пеностекло. Подогрев хранимой жидкости в резервуарах с помощью внутренних обогревателей производится насыщенным паром или горячей водой.

Приемно-отпускные устройства резервуаров для хранения светлых и темных нефтепродуктов могут отличаться по конструкции. В первом случае приемно-отпускное устройство состоит из приемно-отпускного патрубка, хлопуши, механизма управления хлопушей, который включает лебедку и трос, перепускное устройство и подводный трубопровод. Во втором случае вместо хлопуши имеется подъемная труба, которая является продолжением приемно-отпускного патрубка и соединена с последним при помощи шарнира.

Для сокращения потерь нефтепродуктов при их откачке и закачке группы резервуаров со стационарными крышами могут оборудоваться газоуравнительными системами. Эти системы представляют собой сеть газопроводов, соединяющих через огнепреградители паровоздушные пространства резервуаров между собой. В газоуравнительную систему входят также газгольдер, сборник конденсата, насос для перекачки конденсата и конденсатопровод. Для отключения газового пространства отдельных резервуаров от общей сети имеются перекрывные вентили и задвижки на линиях газопроводов, отходящих от резервуаров.

Резервуары, в которых возможно образование донных отложений (осадков), ведущее к уменьшению их полезного объема, оборудуются системами гидроразмыва. Системы гидроразмыва донных отложений включают в себя: насосную установку для подачи воды в систему, зачистной трубопровод диаметром 150 – 300 мм к гидроэжекторной установке, гидроэжекторную установку, состоящую из эжектора, передвижной электропомпы и гидромониторов, трубопровод отвода парафиноводяной смеси.

По назначению эти сосуды подразделяются на резервуары для хранения нефти, светлых и темных нефтепродуктов.

По схеме установки резервуары делятся на:

◆ наземные (рис. 4.3), у которых днище находится на одном уровне или выше минимальной планировочной отметки прилегающей площадки в пределах 3 м от стенки резервуара. В районах Крайнего Севера с вечной мерзлотой практикуется установка резервуаров на свайных основаниях;

◆ подземные, заглубленные в грунт или обсыпанные грунтом, когда наивысший уровень хранимой в нем жидкости находится не менее чем на 0,2 м ниже минимальной планировочной отметки прилегающей площадки, а также резервуары, имеющие обсыпку не менее чем на 0,2 м выше допустимого уровня нефтепродукта в резервуаре и шириной не менее 3 м.



Рис. 4.3. Наземный стальной резервуар нефтепродуктов

Наиболее распространены как у нас в стране, так и за рубежом стальные резервуары. Применяются следующие типы стальных резервуаров:

° вертикальные цилиндрические резервуары РВС со стационарной конической или сферической крышей вместимостью до 20 000 м<sup>3</sup> [при хранении легковоспламеняющихся жидкостей (ЛВЖ)] и до 50 000 м<sup>3</sup> [при хранении горючих жидкостей (ГЖ)];

° резервуары вертикальные цилиндрические со стационарной крышей и плавающим понтоном вместимостью до 50 000 м<sup>3</sup>;

° резервуары вертикальные цилиндрические с плавающей крышей вместимостью до 120 000 м<sup>3</sup>.

Стенки *вертикальных стальных резервуаров* (табл. 4.7) состоят из металлических листов, как правило, размером 1,5×3 м или 1,5×6 м. Причем толщина нижнего пояса резервуара колеблется в пределах от 6 мм (РВС-1000) до 25 мм (РВС-120000) в зависимости от вместимости резервуара. Толщина верхнего пояса составляет от 4 до 10 мм. Верхний сварной шов с крышей резервуара выполняется ослабленным с целью предотвращения разрушения резервуара при взрыве паровоздушной смеси внутри замкнутого объема резервуара [47].

Таблица 4.7

**Основные характеристики стальных резервуаров**

Резервуары	Единичный номинальный объем резервуаров, устанавливаемых в группе, м <sup>3</sup>	Вид хранимых нефти и нефтепродуктов	Допустимая общая номинальная вместимость группы, м <sup>3</sup>	Минимальное расстояние между резервуарами, расположенными в одной группе
С плавающей крышей	50 000 и более	Независимо от вида жидкости	200 000	30 м
	Менее 50 000		120 000	0,5 D, но не более 30 м
С понтоном	50 000	Независимо от вида жидкости	200 000	30 м
	Менее 50 000		120 000	0,65 D, но не более 30 м
Со стационарной крышей	50 000 и менее	Нефть и нефтепродукты с температурой вспышки выше 45 °С	120 000	0,75 D, но не более 30 м
Со стационарной крышей	50 000 и менее	Нефть и нефтепродукты с температурой вспышки 45 °С и ниже	80 000	0,75 D, но не более 30 м

Геометрические характеристики основных типов стальных вертикальных резервуаров приведены в табл. 4.8.

**Геометрические характеристики основных типов  
стальных вертикальных резервуаров**

Тип резервуара	Высота резервуара, м	Диаметр резервуара, м	Площадь зеркала горючего, м <sup>2</sup>	Периметр резервуара, м
PBC-1000	9	12	120	39
PBC-2000	12	15	181	48
PBC-3000	12	19	283	60
PBC-5000	12	23	408	72
PBC-5000	15	21	344	65
PBC-10000	12	34	918	107
PBC-10000	18	29	637	89
PBC-15000	12	40	1 250	126
PBC-15000	18	34	918	107
PBC-20000	12	46	1 632	143
PBC-20000	18	40	1 250	125
PBC-30000	18	46	1 632	143
PBC-50000	18	61	2 892	190
PBC-100000	18	85,3	5 715	268
PBC-120000	18	92,3	6 691	290

Для хранения светлых нефтепродуктов применяют преимущественно стальные резервуары, а также железобетонные с внутренним покрытием – листовой стальной облицовкой или неметаллическими изоляциями, стойкими к воздействию нефтепродуктов. Для хранения больших количеств нефти и темных нефтепродуктов рекомендуется применять в основном железобетонные резервуары. Смазочные масла, как правило, хранят в стальных резервуарах.

В зависимости от назначения резервуары подразделяются на группы. К первой группе относятся резервуары, предназначенные для хранения жидкостей при избыточном давлении до 0,07 МПа включительно и температуре до 120 °С. Ко второй группе относятся резервуары, работающие под давлением более 0,07 МПа. Резервуары низкого давления с щитовым коническим или сферическим покрытием отличаются тем, что покрытие монтируется из готовых щитов, выполненных из листовой стали толщиной 2,5 мм. Пояса корпусов резервуаров имеют толщину 4–10 мм (снизу вверх).

Резервуары с коническим покрытием сооружают объемом 100–5 000 м<sup>3</sup>, причем в центре их устанавливают центральную стойку, на

которую опираются щиты покрытия. Резервуары со сферическим покрытием сооружают объемом 10 000, 15 000 и 20 000 м<sup>3</sup>. Щиты покрытия по контуру опираются на кольцо, установленное на корпусе резервуара. Толщина листов резервуаров 6 – 14 мм. Толщина листов покрытия 3 мм.

Конструкции *стационарных крыш резервуаров* подразделяются на следующие основные типы:

- бескаркасная коническая крыша, несущая способность которой обеспечивается конической оболочкой настила (рис. 4.4, а);

- бескаркасная сферическая крыша, несущая способность которой обеспечивается вальцованными элементами настила, образующими поверхность сферической оболочки (рис. 4.4, б);

- каркасная коническая крыша, близкая к поверхности пологого конуса, состоящая из элементов каркаса и настила (рис. 4.5, а);

- каркасная купольная крыша, поверхность которой близка к сферической и образуется изогнутыми по радиусу сферической поверхности элементами каркаса и радиальными или иным образом раскроенными листами настила (рис. 4.5, б).

Стационарные крыши должны удерживаться лишь по периметру опиранием на стенку резервуара или на опорное кольцо. Минимальная толщина любого элемента крыши должна составлять 3 мм, исключая припуск на коррозию [47].

Резервуары «атмосферного» типа со стационарными крышами применяются в основном для хранения нефтепродуктов с низкой упругостью паров, т. е. мало испаряющихся (например, керосина, дизельного топлива). Однако в тех случаях, когда в этих резервуарах хранят легкоиспаряющиеся нефтепродукты, например бензин с высокой упругостью паров, то их оборудуют специальными устройствами (газовой обвязкой, отражательной изоляцией и т. д.). Наиболее эффективно хранить легкоиспаряющиеся нефтепродукты в резервуарах специальных конструкций, т. е. с плавающими крышами и понтонами, или в резервуарах высокого давления, т. е. в каплевидных с давлением до 70 кПа.

С целью снижения потерь при малых и больших «дыханиях» легкоиспаряющейся нефти и нефтепродуктов применяют резервуары с плавающим понтоном.

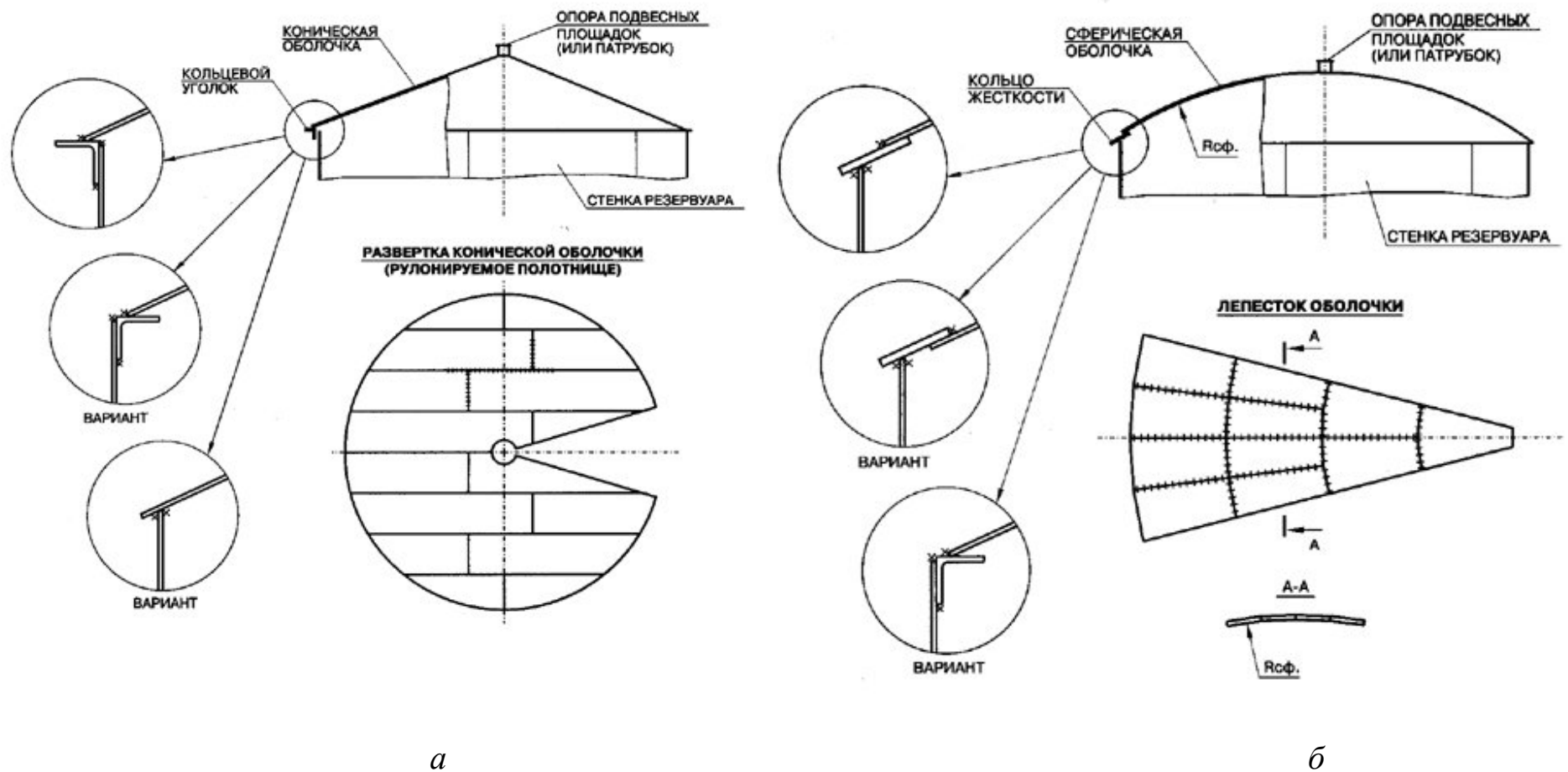
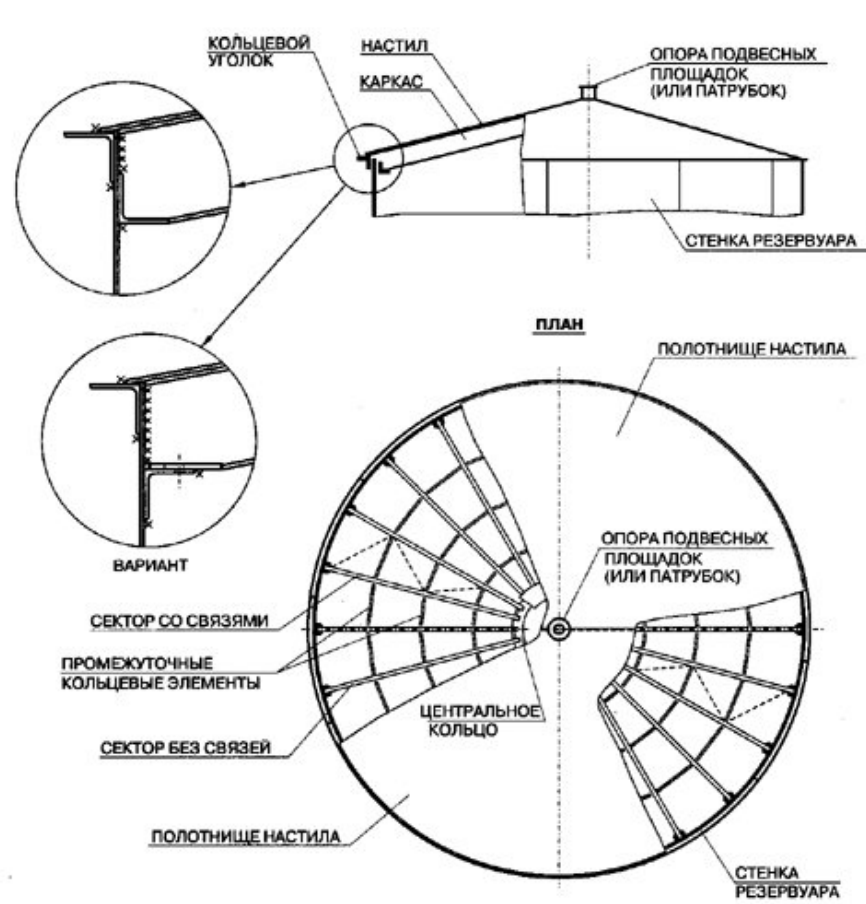
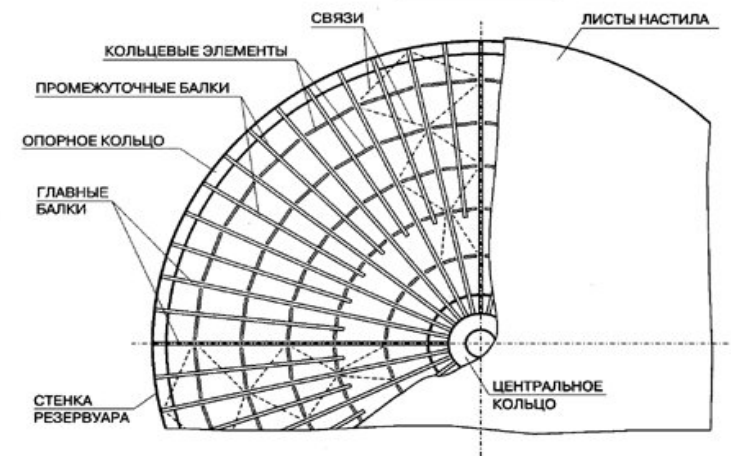
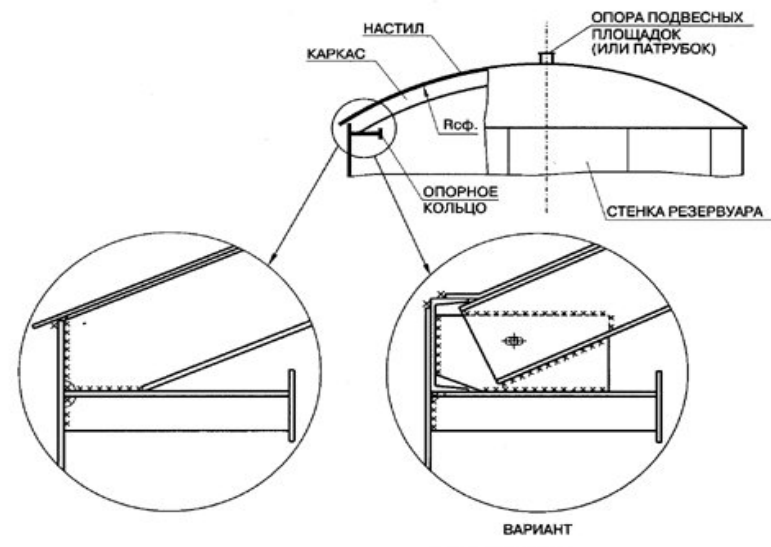


Рис. 4.4. Общий вид бескаркасных крыш резервуаров:  
*а* – коническая; *б* – сферическая



а



б

Рис. 4.5. Общий вид каркасных крыш резервуаров:  
а – коническая; б – сферическая

*Малое «дыхание» резервуара* – процесс перемещения воздуха и паровоздушной смеси в резервуарах для хранения нефти и нефтепродуктов в результате изменения температуры воздуха и атмосферного давления.

*Большое «дыхание» резервуара* – процесс перемещения воздуха и паровоздушных смесей в резервуарах для хранения нефти и нефтепродуктов при полном их опорожнении («вдох») и наполнении («выдох»).

*Понтон* представляет собой плавающий экран, обеспечивающий отделение хранимого в резервуаре продукта от его газового пространства. Понтон, плавающий по поверхности жидкости, уменьшает площадь испарения, благодаря чему резко снижаются (в 4 – 5 раз) потери от испарения. Понтон представляет собой диск с поплавками, обеспечивающими его плавучесть. Между понтоном и стенкой резервуара оставляется зазор шириной 100 – 300 мм, перекрываемый уплотняющими герметизирующими затворами. Известны несколько конструкций затворов, однако в основном применяют затворы из прорезиненной ткани, профили которой имеют форму петли с внутренним заполнением затвора упругим материалом.

Различают плавающие понтоны металлические и из синтетических пенопластовых или пленочных материалов. К периферийному кольцу жесткости, который одновременно служит и бортом понтона, прикрепляется герметизирующий затвор. Понтон оснащен опорами, на которые он опирается в нижнем положении. В связи с тем, что понтоны сооружают в резервуарах со стационарным покрытием, которое предотвращает попадание атмосферных осадков на поверхность понтонов, это позволяет применять облегченные конструкции понтонов из синтетических пленочных материалов.

Конструкция понтона из алюминия (рис. 4.6) состоит из настила, трубчатых поплавков, балок жесткости и опорных стоек. Настил соединяется в единую поверхность с помощью системы балок, которая не только обеспечивает герметичность соединений, но и создает совместно с поплавками необходимую жесткость всей конструкции.

Для упора на днище резервуара понтон оснащен плавающими опорными стойками, которые в зависимости от требований могут быть постоянной и переменной высоты.



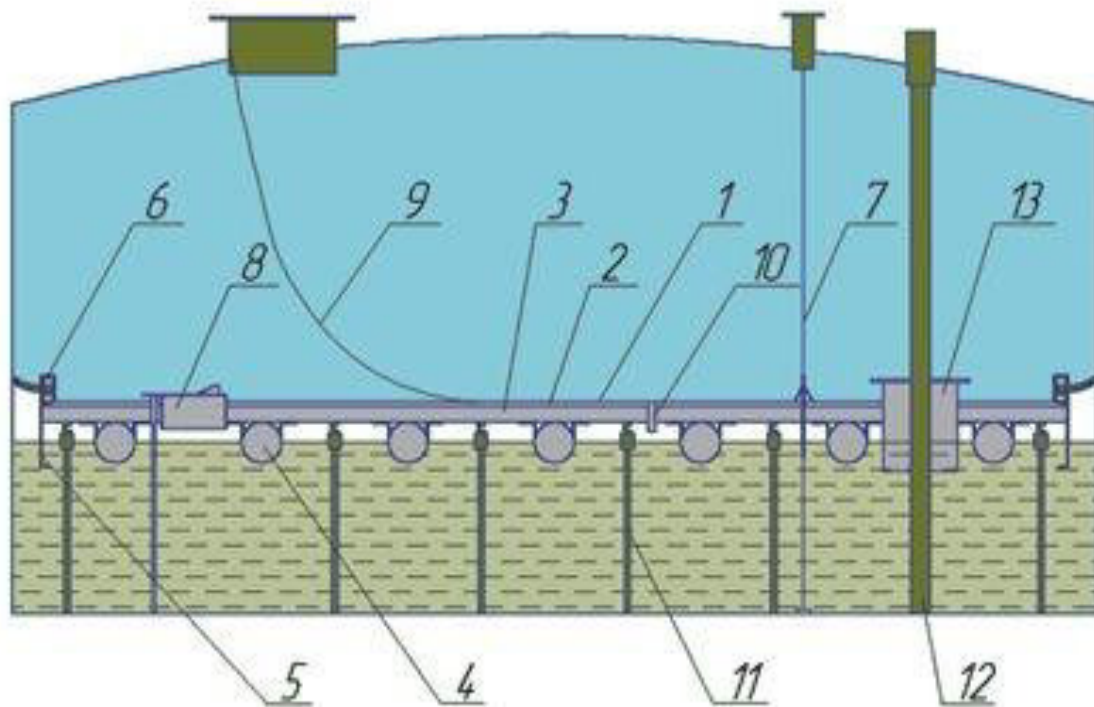


Рис. 4.6. Конструкция алюминиевого понтона:

- 1 – настил; 2 – верхняя балка; 3 – нижняя балка; 4 – поплавок;  
 5 – периферийная юбка; 6 – периферийный затвор;  
 7 – противоповоротное устройство; 8 – люк-лаз; 9 – кабель  
 заземления; 10 – дренажное устройство; 11 – стационарная опора;  
 12 – направляющая резервуара; 13 – затвор направляющий

Применяются следующие основные типы понтонов:

- понтон однодечной конструкции, имеющий центральную однослойную мембрану (деку), разделенную при необходимости на отсеки, и расположенные по периметру кольцевые короба (открытые или закрытые сверху);
- понтон двудечной конструкции, состоящий из герметичных коробов, расположенных по всей площади понтона;
- понтон на поплавках с герметичным настилом;
- многослойный понтон, включающий металлическую мембрану, покрытую слоем пенополиуретана толщиной не менее 40 мм с металлической или полиуретановой обшивкой.

Понтоны должны отвечать следующим основным требованиям:

- ° понтон должен максимально перекрывать поверхность хранимого продукта;

° резервуары с понтоном должны эксплуатироваться без внутреннего давления и вакуума в газовом пространстве резервуара;

° все соединения понтона, подверженные непосредственному воздействию продукта или его паров, должны быть плотными и проконтролированы на герметичность;

° любой материал, уплотняющий соединения понтона, должен быть совместим с хранимым продуктом.

*Резервуары с плавающей крышей* (в отличие от резервуаров с понтоном) не имеют стационарного покрытия, а роль крыши у них выполняет диск из стальных листов, плавающий на поверхности жидкости (рис. 4.7).

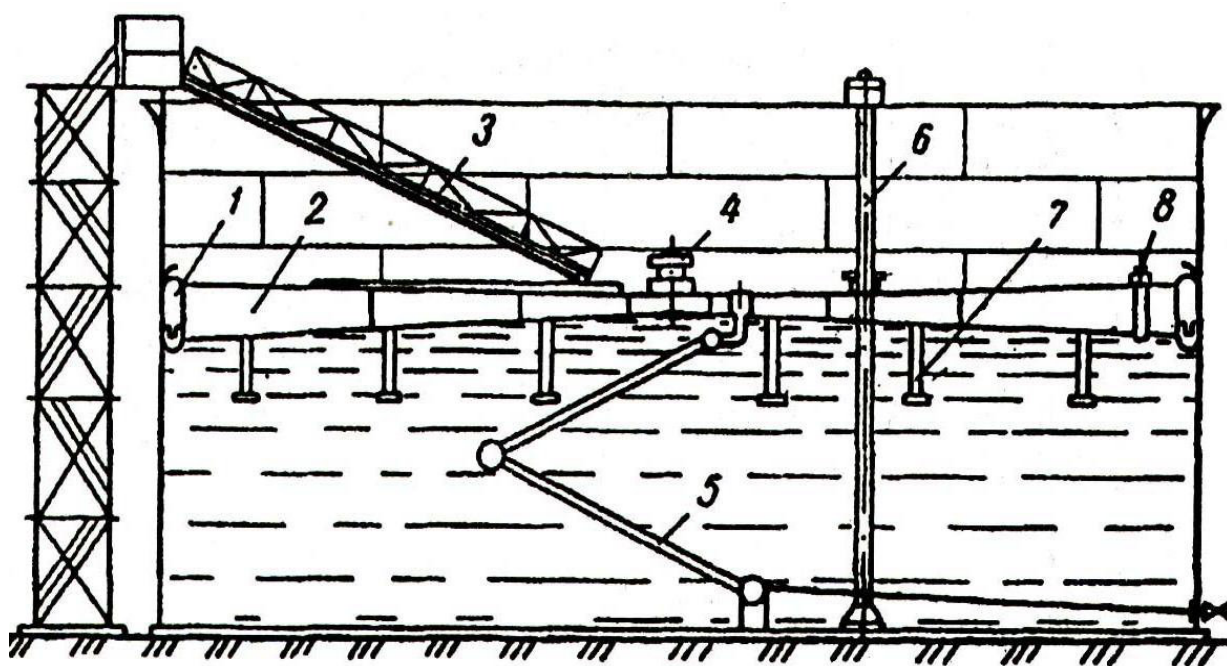


Рис. 4.7. Общий вид резервуара с плавающей крышей:  
1 – уплотняющий затвор; 2 – крыша; 3 – шарнирная лестница;  
4 – предохранительный клапан; 5 – дренажная система;  
6 – труба; 7 – стойка; 8 – люк

Техническая целесообразность и экономическая эффективность применения резервуаров с плавающей крышей определяется следующими граничными условиями:

- а) рекомендуемые объемы резервуаров – 5 000 м<sup>3</sup> и выше;
- б) допускаемое соотношение диаметра  $D$  и высоты  $H$  резервуара –  $D / H \geq 1,5$ ;

в) максимально допустимая равномерно распределенная расчетная снеговая нагрузка:

- 2,4 кПа для резервуаров диаметром до 40 м;
- 3,2 кПа для резервуаров диаметром свыше 40 до 60 м;
- 4,0 кПа для резервуаров диаметром свыше 60 м.

Плавающая крыша должна быть запроектирована таким образом, чтобы при наполнении или опорожнении резервуара не происходило потопление крыши или повреждение ее конструктивных узлов и приспособлений, а также конструктивных элементов, находящихся на стенке и днище резервуара. В рабочем положении плавающая крыша должна полностью контактировать с поверхностью хранимого продукта. Применение плавающих крыш на поплавках (неконтактного типа) не допускается. В опорожненном резервуаре плавающая крыша должна находиться на стойках, опирающихся на днище резервуара.

Плавающие крыши могут быть двух основных конструктивных типов:

- ◆ однодечная плавающая крыша;
- ◆ двудечная плавающая крыша.

Однодечная плавающая крыша состоит из герметичных кольцевых коробов, расположенных по периметру крыши, и центральной однослойной мембраны (деки), имеющей организованный уклон к центру. Уклон мембраны достигается установкой пригрузов или радиальных ребер жесткости.

Двудечная плавающая крыша может выполняться по двум вариантам:

- с радиальным расположением коробов;
- с кольцевым расположением отсеков.

По первому варианту крыша состоит из прямоугольных коробов, располагаемых на плане крыши в радиальном направлении. Пространство между коробами заполняется на монтаже листовыми вставками по нижней и верхней декам, образуя монтажные отсеки. По второму варианту крыша состоит из верхней и нижней дек, соединяемых серией концентрических колец, образующих кольцевые отсеки. Наружный отсек разделяется радиальными переборками на кольцевые короба.

Выбор конструктивного решения и типа плавающей крыши (однодечной или двудечной) осуществляется на основании анализа вопросов металлоемкости, сроков изготовления и монтажа, надежности эксплуатации.

Плаву́честь плава́ющей кры́ши должна обеспечиваться ее герметичностью со стороны продукта, а также герметичностью входящих в конструкцию крыши коробов и отсеков. Каждый короб или отсек плавающей крыши в верхней части должен иметь смотровой люк с легкоъемной крышкой для контроля возможной потери герметичности короба или отсека. Конструкция крышки и высота обечайки смотрового люка должны исключать попадание дождевой воды или снега внутрь короба или отсека.

Доступ на плавающую крышу должен обеспечиваться лестницей, которая автоматически следует любому положению крыши по высоте. Одним из рекомендуемых типов применяемых лестниц является кату́чая лестница, которая имеет верхнее шарнирное крепление к стенке резервуара и нижние ролики, перемещающиеся по направляющим, установленным на плавающей крыше (путь кату́чей лестницы).

*Горизонтальные стальные резервуары* (рис. 4.8) РГС предназначены для подземного и наземного хранения светлых и темных нефтепродуктов с плотностью до  $10 \text{ кН/м}^3$  при внутреннем избыточном давлении в газовом пространстве  $0,04 \text{ мПа}$  – для плоских днищ и  $0,07 \text{ мПа}$  – для конических днищ, а также вакууме  $0,001 \text{ мПа}$ .

Резервуар РГС – стальная конструкция в виде цилиндра с плоским, коническим или сферическим днищем. Для большей устойчивости и прочности горизонтальные стальные цилиндрические резервуары укрепляют специальными рёбрами жёсткости, вмонтированными в боковые стены. При необходимости таким же образом усиливается и днище резервуара. Устанавливают их над землей на опорах или под землей на глубину не более чем на  $1,2 \text{ м}$  от поверхности земли. На опорах горизонтальные резервуары устанавливают в том случае, когда требуется самотечная выдача нефтепродукта или когда затруднена подземная установка вследствие высокого стояния грунтовых вод. Толщина стенок стальных горизонтальных резервуаров должна быть свыше  $4 \text{ мм}$ . Горизонтальные резервуары для нефтепродуктов производят из высококачественной стали марок AISI304, СТЗСП5, AISI321 и 09Г2С, а также нержавеющей стали технического применения.

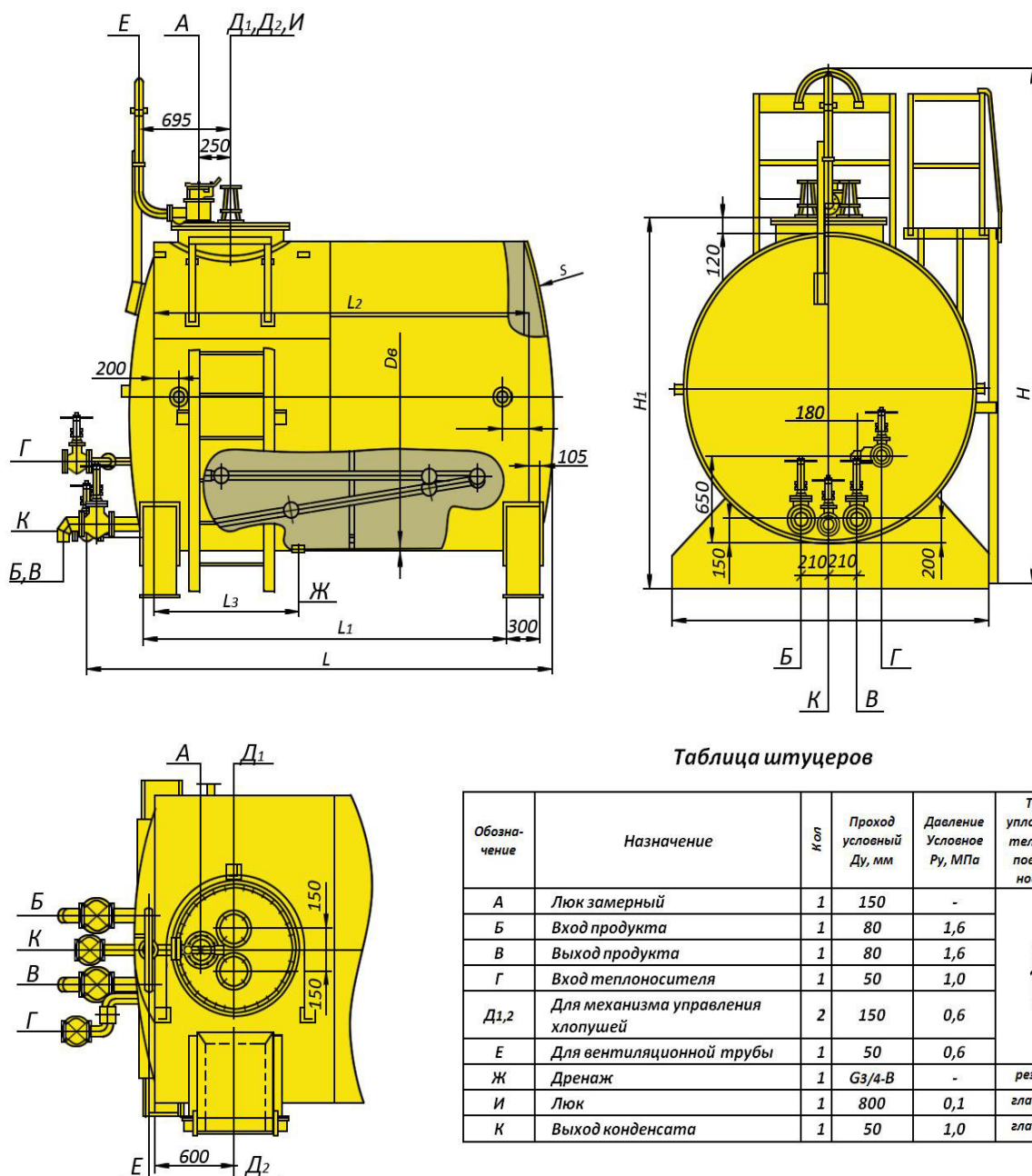


Рис. 4.8. Общий вид горизонтального стального резервуара

В 50-е гг. XX в. был разработан стандартный ряд резервуаров по объему, включающий в себя 3, 5, 10, 25, 50, 75 и 100 м<sup>3</sup>. Сегодня сооружают и нестандартные резервуары объемом 20, 60, 200, 300, 500 и 1 000 м<sup>3</sup>. Горизонтальные резервуары для нефтепродуктов применяют в основном на нефтебазах и автозаправочных станциях.

Характеристики горизонтальных стальных резервуаров приведены в табл. 4.9.

**Характеристики основных типов  
стальных горизонтальных резервуаров**

№ п/п	Тип резервуара	Толщина стенки, мм	Диаметр резервуара, мм	Длина, мм	Масса, кг
1	РГС - 10	5	2 162	3 500	1 900
2	РГС - 15	5	2 100	3 600	2 450
3	РГС - 25	4	2 900	4 800	2 800
4	РГС - 30	6	3 172	4 950	3 650
5	РГС - 40	4	2 900	7 500	4 300
6	РГС - 50	6	3 164	10 930	5 650
7	РГС - 60	6	2 900	10 104	6 730
8	РГС - 75	6	3 180	13 000	7 590
9	РГС - 100	8	3 250	13 000	11 730

Цилиндрический горизонтальный резервуар конструктивно состоит из следующих частей: опорной части, корпуса и оборудования. Опорная часть имеет различные варианты:

- для наземных и подземных резервуаров – уплотненная песчаная подушка, верхний слой которой пропитывают горячим битумом;

- для наземных и надземных резервуаров: седловидные железобетонные опоры; железобетонные или стальные опорные стойки, устанавливаемые на столбчатых фундаментах.

Корпус изготавливают из нескольких колец (обечаек) диаметром не более 3,25 м. Их соединяют между собой сваркой встык или внахлест. Толщину цилиндрической и торцевых стен корпуса рассчитывают на прочность и устойчивость. Сверху резервуар РГС имеет дыхательный клапан, люк-лаз и замерный люк, а для большего удобства при обслуживании дополнительно оборудуется лестницей и площадкой. В нижней части ёмкости подключаются все необходимые трубопроводы.

Резервуары для дизтоплива (топливные емкости) рассчитаны:

- на рабочее давление внутри корпуса до 0,04 МПа – для резервуаров с плоскими днищами и до 0,07 МПа – для резервуаров с коническими днищами;

- на температуру хранения продукта от +90 до –60 °С;

- на сейсмичность до 7 баллов.

В зависимости от способа установки резервуары стальные горизонтальные цилиндрические подразделяются на:

- надземные (РГСн);
- подземные (РГСп).

Для приема, хранения и выдачи нефтепродуктов в составе традиционных и блочных АЗС используют резервуары стальные горизонтальные цилиндрические двустенные РГСД. Резервуары РГС в зависимости от способа установки также подразделяют на:

- ° надземные (РГСДн);
- ° подземные (РГСДп).

*Неметаллические резервуары* – такие резервуары, у которых несущие конструкции выполнены из неметаллических материалов. К неметаллическим резервуарам в основном относятся железобетонные и резервуары резиноканевых или синтетических материалов, применяемых преимущественно в качестве передвижных емкостей.

*Железобетонные резервуары* (рис. 4.9) по виду хранимого нефтепродукта подразделяются на резервуары для мазута, нефти, масел и светлых нефтепродуктов.

Поскольку нефть и мазут практически не оказывают химического воздействия на бетон и обладают способностью за счет своих тяжелых фракций и смол тампонировать (кольматировать) мелкопористые материалы, уменьшая со временем их просачиваемость и проницаемость, при их хранении в железобетонных резервуарах не требуется специальной защиты стенок, днищ и покрытия резервуаров. При хранении смазочных материалов во избежание их загрязнения внутренние поверхности резервуаров защищают различными покрытиями или облицовками. То же относится и к резервуарами для светлых легкоиспаряющихся нефтепродуктов, которые, обладая незначительной вязкостью, легко фильтруются через бетон. Кроме того, покрытие в данном случае должно обладать повышенной герметичностью (газонепроницаемостью) с целью уменьшения потерь от испарения.



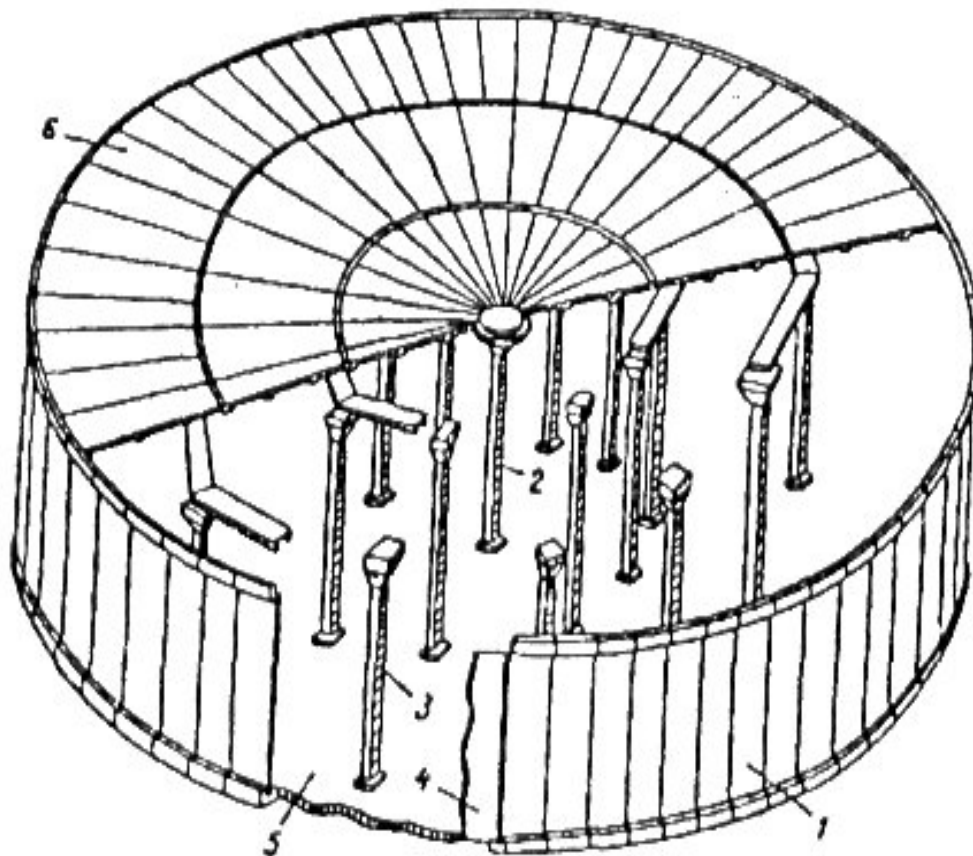


Рис. 4.9. Общий вид сборного цилиндрического железобетонного резервуара:  
 1 – боковые панели; 2 – центральная опорная колонна;  
 3 – периферийная опорная колонна; 4 – металлическая облицовка; 5 – монолитное железобетонное днище; 6 – крыша

Железобетонные резервуары, кроме экономии металла, обладают еще рядом технологических преимуществ. При хранении в них подогреваемой вязкой нефти и нефтепродуктов медленнее происходит их остывание за счет малых теплопотерь, а при хранении легкоиспаряющихся светлых нефтепродуктов уменьшаются потери от испарения, так как резервуары при подземной установке менее подвержены солнечному облучению. Резервуары этого типа по форме в плане сооружают круглыми и прямоугольными. Наиболее экономичны резервуары круглой формы, однако резервуары прямоугольной формы более просты в изготовлении.

*Каплевидные резервуары* (рис. 4.10) применяют для хранения легкоиспаряющихся нефтепродуктов с высокой упругостью паров.



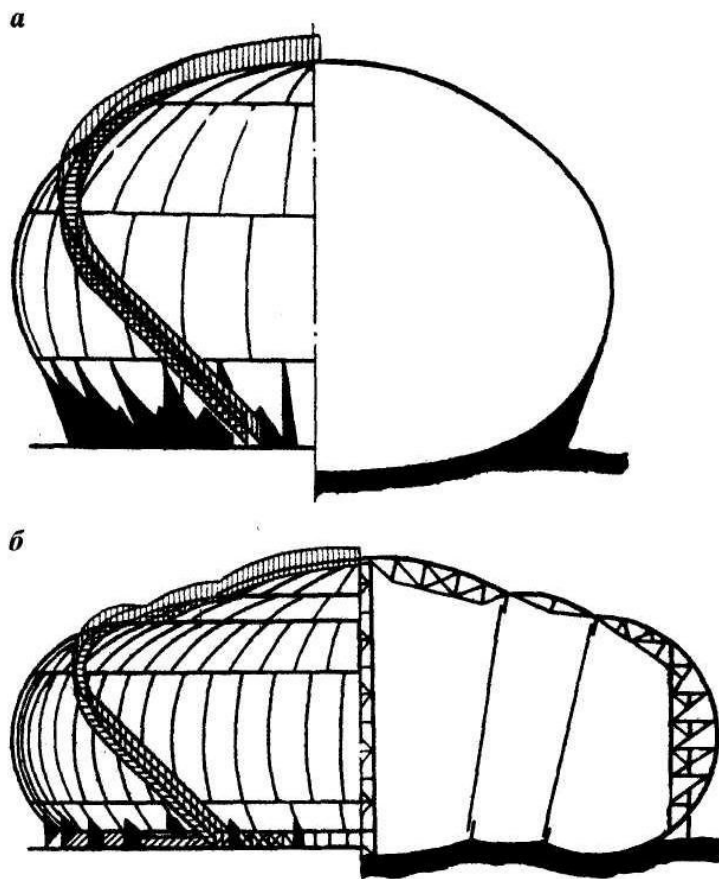


Рис. 4.10. Каплевидные резервуары:  
*а* – гладкий; *б* – многоторовый

Оболочке резервуара придают очертание капли жидкости, свободно лежащей на несмачиваемой плоскости и находящейся под действием сил поверхностного натяжения. Благодаря такой форме резервуара создаются условия, при которых все элементы поверхности корпуса под действием давления жидкости растягиваются примерно с одинаковой силой, испытывая одни и те же напряжения, что обеспечивает минимальный расход стали на изготовление резервуара.

В связи с тем, что каплевидные резервуары рассчитывают на внутреннее давление в газовом пространстве 0,04 – 0,2 МПа и вакуум 0,005 МПа, легкоиспаряющиеся нефтепродукты хранятся почти полностью без потерь от малых «дыханий» и пары выпускают в атмосферу главным образом при наполнении резервуаров.

В зависимости от характера изготовления оболочки различают два основных типа этих резервуаров: гладкие и многоторовые. К каплевидным относятся резервуары с гладким корпусом, не имеющим изломов. Такие резервуары, рассчитанные на давление 0,075 МПа,

сооружают объемом 5 000 – 6 000 м<sup>3</sup>. Резервуары, корпус которых образуется пересечением нескольких оболочек двойной кривизны, называются многокупольными или многоторовыми. Резервуары этого типа сооружаются объемом 500 – 20 000 м<sup>3</sup>, они рассчитаны на давление до 0,37 МПа.

#### 4.4. Хранение газа. Подземные хранилища газа

Газовое хранилище – природная или искусственная ёмкость для резервирования больших объёмов газа и регулирования его подачи в соответствии с неравномерностью газопотребления. Газовые хранилища сооружаются вблизи трассы магистральных газопроводов и потребляющих центров.

Различают: *наземные газовые хранилища* (рис. 4.11) – газгольдеры (низкого, среднего и высокого давления), предназначенные для хранения избыточного газа, поступающего в период минимального (ночного) потребления и выдачи его в городскую сеть в период максимального (дневного) потребления; *подземные поверхностные газовые хранилища* – участки газопроводов от последней компрессорной станции до газораспределительной станции, используемые для выравнивания неравномерности потребления газа в течение суток и недели; *подземные газовые хранилища*, называемые обычно подземными хранилищами газа (ПХГ), создаются в естественных и искусственных подземных резервуарах. В отличие от газгольдеров ПХГ обеспечивают сглаживание сезонной неравномерности газопотребления. Наибольшее значение имеют ПХГ, способные вмещать сотни млн м<sup>3</sup> газа и более. Особый тип газового хранилища – *изотермические хранилища сжиженного газа*, предназначенные для покрытия так называемых пиковых нагрузок, т.е. при необходимости ускоренного отбора газа. В районах, где невозможно создание подземных хранилищ газа (ПХГ), но существует значительная неравномерность газопотребления, размещают *хранилища сжиженных природных газов* (СПГ) [37].



Рис. 4.11. Наземное газовое хранилище (газгольдер)

Подземное хранилище газа (ПХГ) – это комплекс инженерно-технических сооружений в пластах-коллекторах геологических структур, горных выработках, а также в выработках-емкостях, созданных в отложениях каменных солей, предназначенных для закачки, хранения и последующего отбора газа, который включает участок недр, ограниченный горным отводом, фонд скважин различного назначения, системы сбора и подготовки газа, компрессорные цеха.

ПХГ сооружаются вблизи трассы магистральных газопроводов и крупных газопотребляющих центров для возможности оперативного покрытия пиковых расходов газа. Они создаются и используются с целью компенсации неравномерности (сезонной, недельной, суточной) газопотребления, а также для резервирования газа на случай аварий на газопроводах и для создания стратегических запасов газа. Всего в мире действует более 600 подземных хранилищ газа общей активной емкостью порядка 340 млрд м<sup>3</sup>.

По режиму работы подземные хранилища газа делятся на базисные и пиковые. *Базисное хранилище* находится в циклической эксплуатации в таком режиме, который характеризуется небольшими отклонениями производительности в течение суток при закачках и отборах газа от среднемесячных показателей производительности. *Пи-*

*ковое ПХГ* работает в пиковом технологическом режиме, который отличается приростами производительности относительно показателей среднемесячных значений. Кроме того, подземные хранилища могут быть разделены по своему назначению, здесь выделяют районные, базовые и локальные ПХГ. *Базовые хранилища* характеризуют объемом газа до нескольких десятков миллиардов кубических метров, а также производительностью в несколько сотен миллионов кубических метров за сутки. Эти хранилища имеют региональное значение, влияют на газотранспортную систему и предприятия. *Районное хранилище* – здесь объем активного газа до нескольких миллиардов кубических метров, а производительность – порядка нескольких десятков миллионов кубических метров в день. Оно имеет районное значение, оказывает влияние на потребителей, а также участки газотранспортной системы. *Локальное подземное хранилище* имеет локальное значение, а область влияния ограничена отдельными потребителями. Объем активного газа – до нескольких сотен миллионов кубических метров и с производительностью в несколько миллионов кубических метров в день.

Различают *пористые* и *полые подземные резервуары*. К пористым относятся истощённые газовые, газоконденсатные, газонефтяные и нефтяные месторождения, водоносные пласты, а также залежи негорючих газов. В пределах одного такого ПХГ может быть одна или несколько залежей с хранимым газом. К полым подземным резервуарам относятся полости, создаваемые в отложениях каменной соли (пластах, массивах, куполах, штоках), в непроницаемых или практически непроницаемых горных породах (гипс, ангидрит, гранит, глина и др.), в заброшенных шахтах, карьерах и других горных выработках, в плотных горных породах специальными методами (рис. 4.12).

Наиболее распространены ПХГ в истощённых газовых или газонефтяных месторождениях, создаваемые путём закачки газа через скважины в истощённый продуктивный пласт, и ПХГ в водоносных пластах, где вода из порового пространства вытесняется закачиваемым через скважину газом (рис. 4.13).

ПХГ в пористой среде представляют собой искусственные залежи, эксплуатируемые циклически. Определяющие параметры для ПХГ в пористой среде: проницаемость, мощность и глубина залегания пласта-коллектора, объём порового пространства, который может быть заполнен газом, наличие герметичной покрышки под пластом-коллектором, а также активность водонапорной системы.

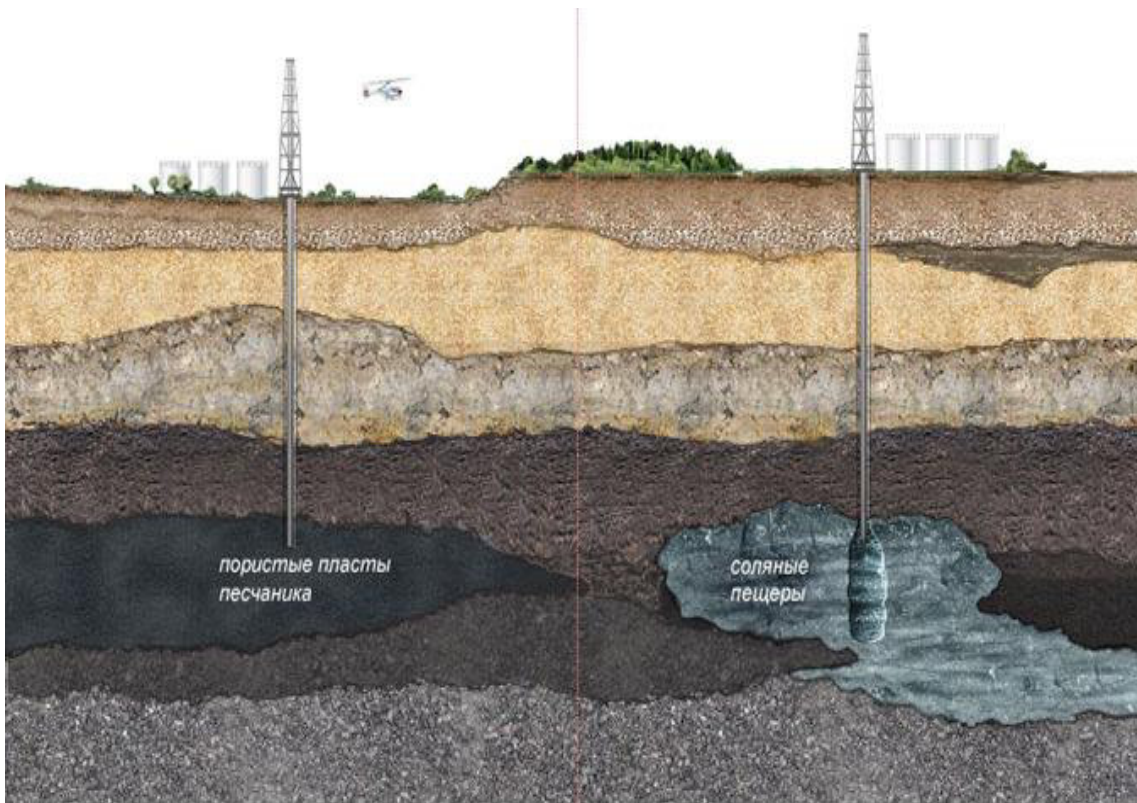


Рис. 4.12. Схемы подземных хранилищ газа в пористых и полых подземных резервуарах

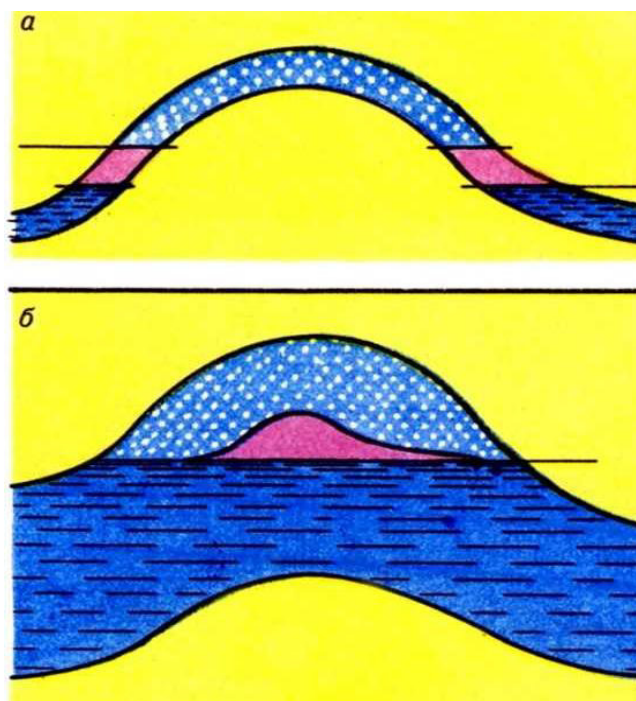


Рис. 4.13. Схемы подземных хранилищ газа:  
 а – в истощённых газонефтяных месторождениях;  
 б – в водоносных пластах

Из всех типов ПХГ в непроницаемых горных породах наиболее распространены газовые хранилища в отложениях каменной соли, образуемые вымыванием полости в соляном пласте путём нагнетания в него воды с последующей закачкой в полость газа через ту же скважину. Глубины залегания чаще всего 100 – 1 000 м. Пригодность объекта для создания хранилища определяется герметичностью, прочностью и устойчивостью отложений каменной соли и инертностью её по отношению к хранимому продукту, энергозатратами на размыв. Методы размыва – циркуляционный, струйный.

Технологический процесс создания подземной выработки включает:

- закачку нерастворителя [химический инертный по отношению к каменной соли жидкий или газообразный рабочий агент с плотностью, меньшей чем у растворителя (нефтепродукты, воздух, природный газ, инертные газы)] в кровлю обрабатываемого интервала;

- закачку растворителя (пресная вода или слабоминерализованный рассол) для растворения поверхности каменной соли в интервале заложения выработки;

- отбор образующегося строительного рассола на поверхность;

- периодическое изменение обрабатываемого интервала каменной соли.

При разработке регламента строительства подземной выработки через одну технологическую скважину рекомендуется принимать следующие технологические схемы [50]:

- «послойная» – отработка выработки осуществляется в направлении снизу вверх с перемещением внешней рабочей колонны на каждом этапе (рис. 4.14);

- «сближенный противоток» – отработка выработки осуществляется в направлении снизу вверх с заглубленной водоподачей без перемещения внешней рабочей колонны (рис. 4.15);

- «с накоплением нерастворителя» – отработка выработки осуществляется в направлении сверху вниз без перемещения внешней рабочей колонны на сближенном противотоке с постепенным накоплением нерастворителя в верхней части выработки (рис. 4.16);

- «комбинированная» – нижняя часть выработки, создается по технологии «послойной» или «сближенный противоток», а верхняя – по технологии «с накоплением нерастворителя» (рис. 4.17);



▪ «затопленных струй» – подача растворителя осуществляется в нижнюю часть выработки через специальные насадки заданной геометрии (рис. 4.18);

▪ «без нерастворителя» – отработка осуществляется по всей высоте выработки без применения нерастворителя (рис. 4.19);

▪ «многоярусная» – отработка нижней выработки, осуществляется по одной из вышеуказанных технологий, а верхней – путем подачи растворителя через перфорированную основную колонну (рис. 4.20);

▪ «технология, совмещающая строительство и эксплуатацию подземных резервуаров» – отработка осуществляется в две стадии: на первой стадии по одной из вышеуказанных технологий формируется выработка до 50 – 60 % от проектного объема и вводится в эксплуатацию, на второй стадии увеличение выработки производится в процессе эксплуатации путем вытеснения хранимого газа пресной воды (рис. 4.21);

▪ «технология создания резервуаров тоннельного типа» осуществляется двумя схемами:

- по первой (схема с последовательно отступающими участками, рис. 4.22) выработка создается через вертикальную и горизонтальную скважины ступенями в пределах горизонтального участка скважины;

- по второй (рис. 4.23, циркуляционная схема) выработка создается через две вертикальные скважины, имеющие между собой сообщающийся канал, циркуляцией растворителя между скважинами.

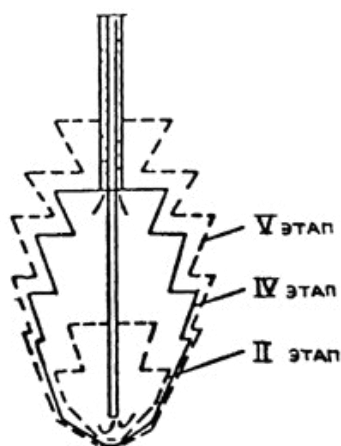


Рис. 4.14. Схема отработки с использованием «послойной» технологии

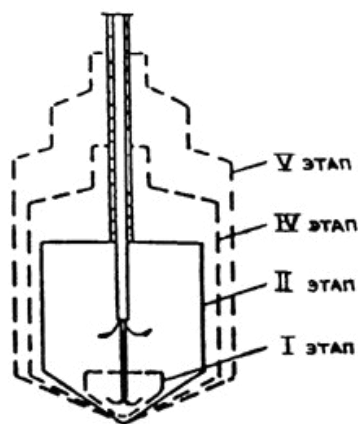


Рис. 4.15. Схема отработки с использованием «сближенного противотока»

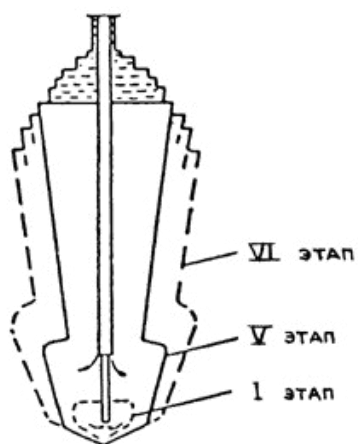


Рис. 4.16. Схема обработки с использованием технологии «с накоплением нерастворителя»

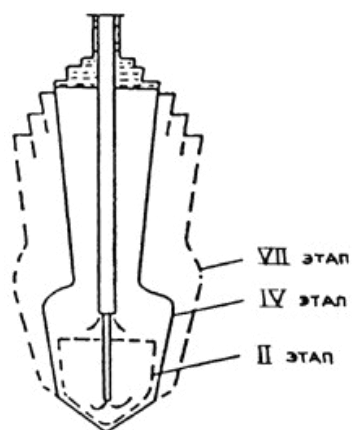


Рис. 4.17. Схема обработки с использованием «комбинированной» технологии

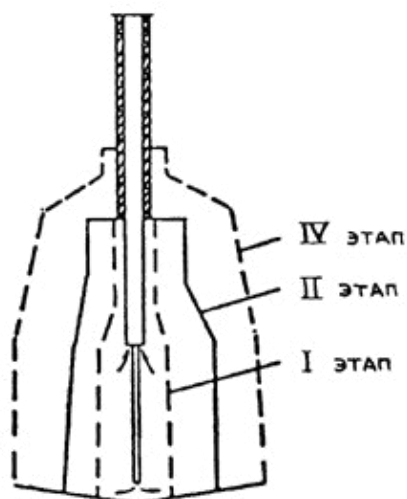


Рис. 4.18. Схема обработки с использованием технологии «затопленных струй»

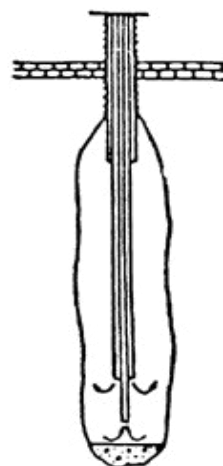


Рис. 4.19. Схема обработки с использованием технологии «без нерастворителя»

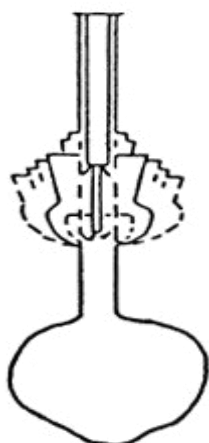


Рис. 4.20. Схема обработки с использованием «многоярусной» технологии

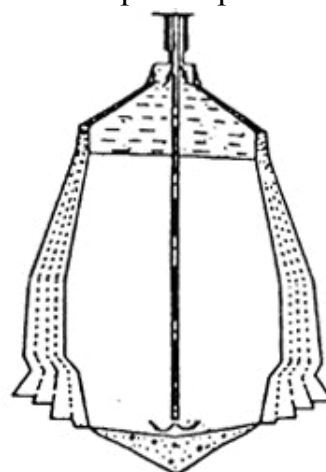


Рис. 4.21. Схема обработки с использованием технологии, совмещающей строительство и эксплуатацию резервуаров



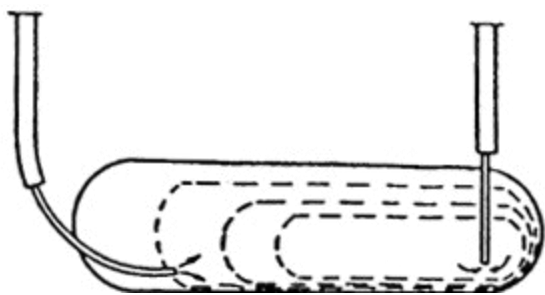


Рис. 4.22. Схема обработки с последовательно отступающими участками



Рис. 4.23. Циркуляционная схема обработки

Образующийся в процессе строительства подземных выработок строительный рассол необходимо в первую очередь использовать путем:

- ◆ передачи рассола рассолопотребляющим предприятиям;
- ◆ получения соли естественной или искусственной выпаркой рассола.

При отсутствии возможности утилизации рассола рекомендуется удалять его с площадки строительства ПХГ одним из следующих способов:

- сбросом рассола в соленосные поверхностные акватории;
- передачей рассола на нефтяные месторождения для использования в системе заводнения;
- закачкой рассола в отработанные горные выработки; закачкой рассола в глубокие поглощающие водоносные горизонты в соответствии с установленным порядком пользования недрами для захоронения вредных веществ, отходов производства, сброса сточных вод.

В систему инженерных сооружений ПХГ входят скважины для закачки и отбора газа, компрессорная станция, система газопроводов, установки охлаждения, осушки и очистки газа (сепараторы, фильтры, абсорберы и адсорберы). Скважины ПХГ оборудуются автоматическими забойными клапанами для исключения возможности открытого фонтанирования. Важное условие успешного создания и эксплуатации ПХГ – сохранение его герметичности, т.е. предупреждение возможных утечек газа в основном в вышележащие проницаемые пласты.

## Контрольные вопросы и задания

1. Сформулируйте основные положения хранения нефти и газа.
2. Каково устройство нефтебаз?
3. От чего зависят нормы запаса нефтепродуктов на нефтебазах?
4. Какие бывают резервуары для хранения нефти и нефтепродуктов?
5. Расскажите о конструкции понтона резервуаров для хранения нефтепродуктов.
6. В чем заключаются различия резервуаров с плавающей крышей от резервуаров с понтоном?
7. Какие требования необходимо соблюдать при хранении газа?
8. Какие бывают подземные хранилища газа?
9. Сформулируйте классификацию технологических схем строительства скважин подземных хранилищ газа.

## 5. РЕАЛИЗАЦИЯ НЕФТЕПРОДУКТОВ И ГАЗА. АВТОЗАПРАВОЧНЫЕ СТАНЦИИ

### 5.1. Общие положения об АЗС

АЗС предназначены для обеспечения потребителей нефтепродуктами. На АЗС осуществляются следующие технологические процессы: прием, хранение, выдача (отпуск) и учет количества нефтепродуктов. Дополнительно на АЗС реализуют смазки, специальные жидкости, запасные части к автомобилям и другим транспортным средствам, а также оказывают услуги владельцам и пассажирам транспортных средств.

Наличие зданий, сооружений, помещений для оказания сервисных услуг на территории АЗС должно быть отражено в проекте автозаправочной станции. Типовой генеральный план АЗС приведен на рис. 5.1. При оказании сервисных услуг должны выполняться требования соответствующих нормативных технических документов.

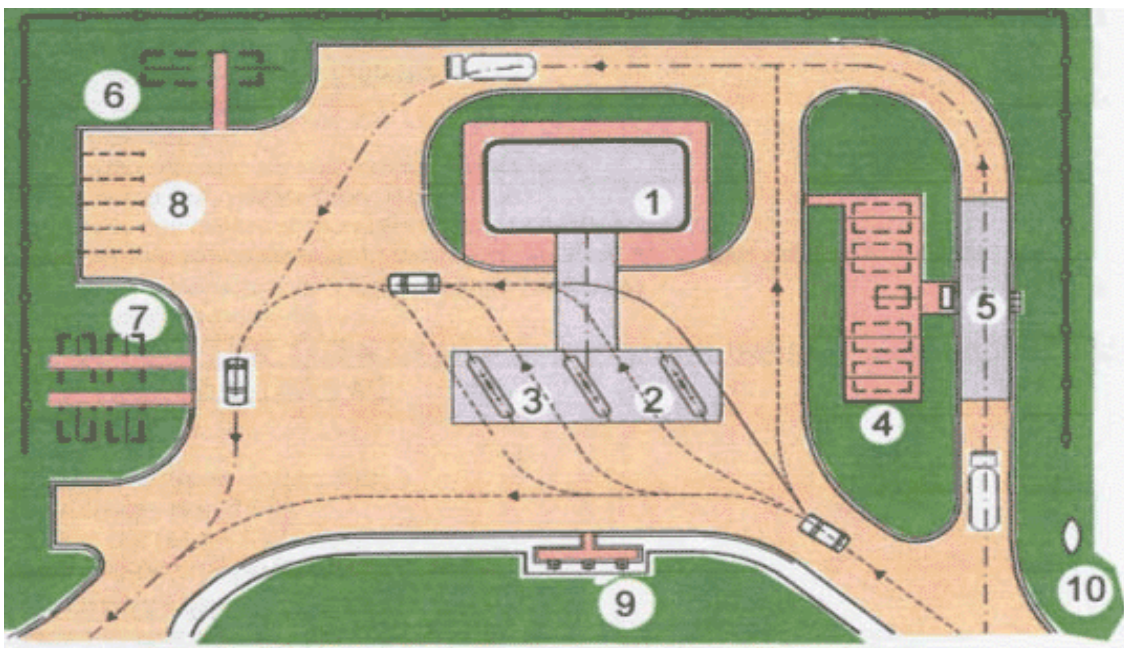


Рис. 5.1. Генеральный план автозаправочной станции:  
1 – здание операторной с торговым залом; 2 – навес над топливораздаточными колонками; 3 – заправочные островки;  
4 – резервуарный парк; 5 – площадка слива топлива;  
6 – резервуар загрязненных и очищенных стоков;  
7 – резервуары противопожарного запаса воды;  
8 – площадка для стоянки автотранспорта;  
9 – флагштоки; 10 – информационная стена

Территория АЗС должна соответствовать согласованному в установленном порядке проекту. Проезжая часть территории АЗС должна иметь твердое покрытие и быть в исправном состоянии, обеспечивать свободный подъезд автотранспорта к каждой топливо-раздаточной колонке, сливным устройствам, пожарным водоемам, местам выгрузки тарных грузов. Территория АЗС оборудуется канализационной системой, обеспечивающей отвод и сбор загрязненных нефтепродуктами ливневых и талых вод с поверхности проезжей части, локализацию разливов при сливе и отпуске нефтепродуктов. На территории АЗС выделяют и оборудуют места сбора материалов, использованных при устранении последствий разлива нефтепродуктов, а также выделяют места для установки мусоросборников. АЗС оборудуется устойчивой телефонной или радиосвязью. Для обеспечения общения дежурного персонала с потребителями в пределах территории АЗС оборудуют громкоговорящей связью. АЗС укомплектовывают материалами и средствами для ликвидации возможных аварийных ситуаций в соответствии с утвержденным планом ликвидации аварий. В зимнее время проходы и проезды на территории АЗС регулярно очищают от снега и льда [52].

Обслуживание и ремонт технологического оборудования АЗС проводят в соответствии с инструкциями заводов-изготовителей и системой технического обслуживания и ремонта. Эксплуатация оборудования не может осуществляться при обнаружении в процессе технической проверки, монтажа или эксплуатации несоответствия требованиям нормативных и эксплуатационных документов. Обслуживание и ремонт технологического оборудования АЗС проводят организациями или специалистами, имеющими право на обслуживание данного вида оборудования.

При производстве ремонтных работ на территории АЗС котлованы, ямы, траншеи, должны быть надежно ограждены. По окончании ремонтных работ покрытие территории должно быть восстановлено. При выполнении ремонтных работ на территории АЗС в котлованах, ямах, траншеях осуществляется контроль за состоянием воздушной среды в них. В случае обнаружения паров нефтепродуктов работы необходимо прекратить до полной дегазации котлована и анализа состояния воздушной среды в нем.

В случае ограждения территории АЗС ограждающие конструкции должны быть продуваемые и выполнены из негорючих материалов.

На территории АЗС устройство подземных помещений, подпольных пространств под зданиями и сооружениями, а также подземных сооружений (туннелей, каналов и т.п.) запрещается. Пряжки для ТРК, кабельные колодцы, технологические колодцы должны быть засыпаны негорючим материалом. Стоянка транспортных средств на территории АЗС запрещена, кроме парковок и стоянок, определенных проектом.

Доставка нефтепродуктов на АЗС может осуществляться автомобильным, железнодорожным, трубопроводным или водным транспортом. Нерасфасованные нефтепродукты отпускаются в баки автотранспортных средств и тару потребителей исключительно через топливо- и маслораздаточные колонки.

Эксплуатация и ремонт резервуаров, предназначенных для приема и хранения нефтепродуктов, осуществляются в соответствии с действующими правилами технической эксплуатации металлических резервуаров и инструкциями по их ремонту. Резервуар оснащается оборудованием в полном соответствии с проектом и должен находиться в исправном состоянии. Эксплуатация неисправного резервуара или с неисправным оборудованием запрещена.

Гидравлические испытания резервуаров (вновь введенных, реконструируемых, после ремонта) проводятся путем полного их заполнения водой с выдержкой в заполненном состоянии в течение 72 ч и контролем уровня. Допускается проведение гидравлического испытания другими инертными жидкостями. По результатам испытаний составляется акт в произвольной форме и утверждается техническим руководителем.

В целях исключения разлива нефтепродуктов вследствие переполнения резервуара максимальный объем заполнения не должен превышать 95 % его вместимости. Для этой цели на сливной трубопровод должен устанавливаться отсечной клапан, отрегулированный на 95 % заполнения.

Резервуары подвергаются периодическим зачисткам в соответствии с требованиями государственных стандартов:

- не реже одного раза в год – для масел с присадками;
- не реже одного раза в два года – для остальных масел, автомобильных бензинов, дизельных топлив.

Резервуары подвергаются очистке: при ремонтах и перед выполнением работ по их калибровке, при смене марок хранимых нефтепродуктов и по мере необходимости.

Техническое обслуживание и ремонт резервуаров осуществляются по графику, утвержденному руководителем (техническим руководителем) организации.

Оборудование резервуаров подвергается профилактическим осмотрам:

- дыхательные клапаны периодически осматривают в соответствии с инструкцией завода-изготовителя, но не реже двух раз в месяц в теплое время года и не реже одного раза в десять дней при отрицательной температуре окружающего воздуха; в зимний период необходимо также регулярно очищать их от инея и льда, не допуская уменьшения зазора между тарелкой и стенкой корпуса клапана;

- ежемесячно (ежедневно) производят осмотр ответственные работники АЗС сливного оборудования, технологических колодцев резервуаров с целью выявления разгерметизации соединений, восстановления окраски, очистки от мусора.

Дыхательные клапаны подлежат проверкам на срабатывание. Периодичность проверок – два раза в год, через 6 месяцев. Время выполнения проверок выбирается таким образом, чтобы обеспечить их выполнение в летний и зимний периоды года. Технические требования по срабатыванию дыхательных клапанов – в соответствии с документацией завода-изготовителя. Запрещается работа по выдаче топлива при снятом дыхательном клапане. Все подвижные и неподвижные соединения резервуара герметично уплотняются. Сообщение с атмосферой внутреннего пространства резервуара осуществляется через дыхательный клапан. Проверка герметичности газового пространства резервуаров совмещается с проверками срабатывания дыхательной арматуры.

Сливной трубопровод устанавливается нижним срезом не выше 100 мм от нижней точки резервуара и имеет срез (скос) под углом 30 – 45°, направленный в сторону ближайшего днища (стенки резервуара).

## **5.2. Раздаточные колонки**

*Топливораздаточные колонки* (ТРК) (рис. 5.2) предназначены для измерения объема и выдачи топлива при заправке транспортных средств и в тару потребителя [10]. Класс точности ТРК должен быть не более 0,25. *Маслораздаточные колонки* (МРК) (рис. 5.3) предна-

значены для измерения объема и выдачи масел в тару потребителя. Класс точности МРК должен быть не более 0,5.



Рис. 5.2. Внешний вид топливораздаточной колонки



Рис. 5.3. Внешний вид маслораздаточной колонки

ТРК и МРК являются средствами измерения объема топлива и подлежат государственной поверке: первичной – при выпуске из производства или после ремонта и периодической – в процессе эксплуатации в установленном порядке. Установка, монтаж, техническое обслуживание колонок должны осуществляться лицами, имеющими специальную подготовку по их обслуживанию.

Не допускается эксплуатация ТРК и МРК:

- ° с погрешностью, превышающей установленную в описании типа данного средства измерений;
- ° при отсутствии или с нарушенными пломбами госповерителя;
- ° при наличии подтекания топлива из-за негерметичности агрегатов, узлов и соединений;
- ° с техническими неисправностями или отступлениями от правил технической эксплуатации, определенных заводом-изготовителем;
- ° с нарушениями конструкции колонки, описанной в эксплуатационной документации.

Принципиальная гидравлическая схема ТРК приведена на рис. 5.4.

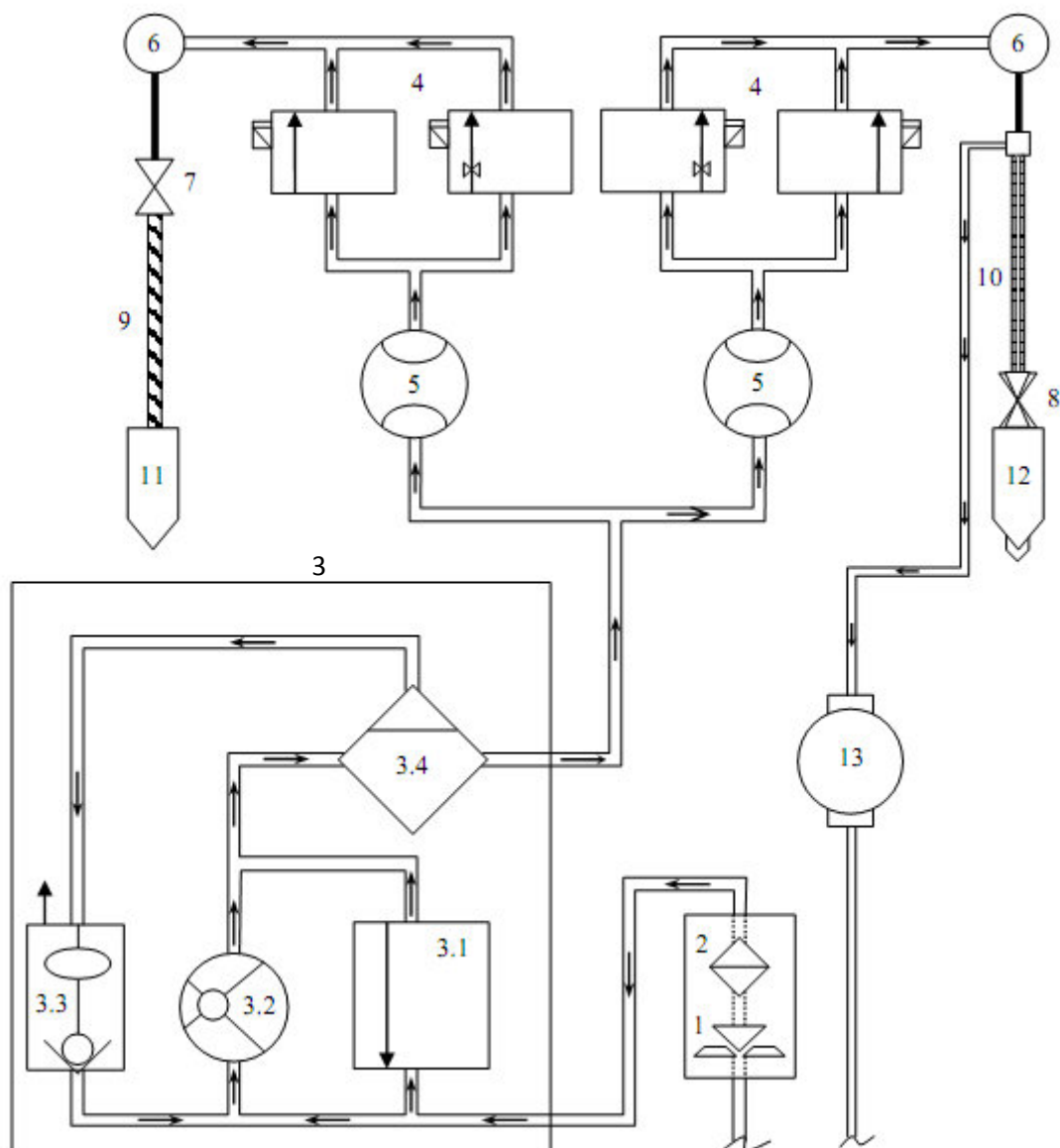


Рис. 5.4. Схема принципиальная гидравлическая ТРК:  
 1 – клапан приемный; 2 – фильтр; 3 – насосный моноблок: 3.1 – камера низкого давления; 3.2 – помпа; 3.3 – поплавковая камера;  
 3.4 – сепаратор воздуха; 4 – клапан электромагнитный;  
 5 – измеритель объема с генератора импульсов; 6 – индикатор воздуха;  
 7 – разрывная муфта; 8 – коаксиальная разрывная муфта;  
 9 – рукав раздаточный; 10 – рукав раздаточный коаксиальный;  
 11 – кран раздаточный; 12 – кран раздаточный коаксиальный;  
 13 – помпа возврата паров

Принципиальная гидравлическая схема высокопроизводительной ТРК приведена на рис. 5.5.



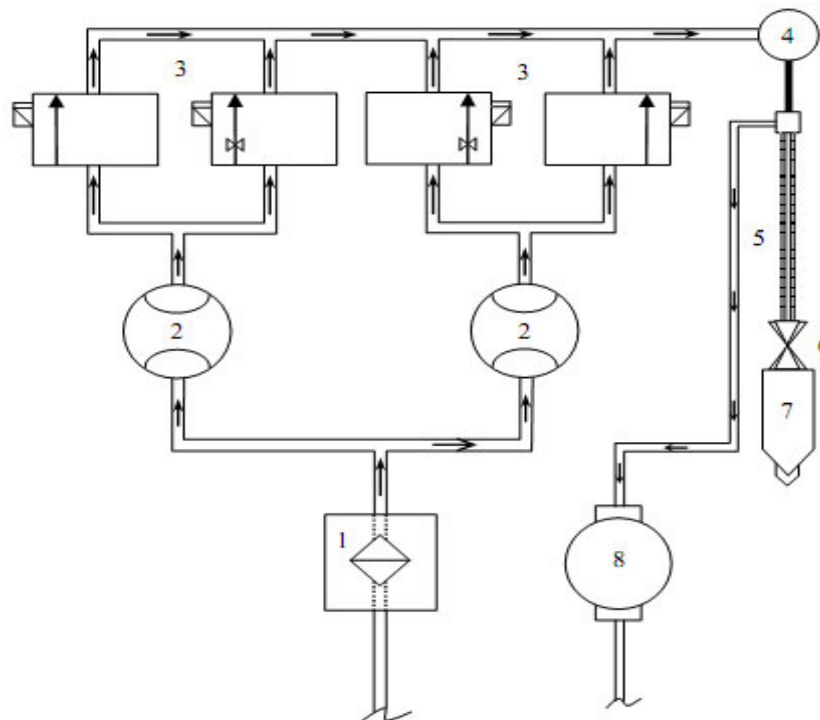


Рис. 5.5. Схема принципиальная гидравлическая высокопроизводительной ТРК:

- 1 – фильтр; 2 – измеритель объема с генератора импульсов; 3 – клапан электромагнитный; 4 – индикатор воздуха; 5 – рукав раздаточный; 6 – разрывная муфта; 7 – кран раздаточный; 8 – помпа возврата паров

При выборе ТРК нужно учитывать ряд факторов. Одинарные топливораздаточные колонки спроектированы специально для обслуживания до одного автомобиля в каждый момент времени. Если же АЗС функционирует близ шоссе и цены обуславливают спрос, то экономически целесообразно использование двойной топливораздаточной колонки. Двойные ТРК предназначены для обслуживания до двух автомобилей в одно и то же время. Использование на АЗС таких топливораздаточных колонок позволит сократить автомобильные очереди за топливом, а также увеличит пропускную способность автозаправочной станции, а следовательно, ее прибыль.

Раздаточные колонки бывают с ручным и электрическим приводом. В случае электрического привода механизмами ТРК автоматически обеспечивается прекращение подачи топлива после выдачи требуемого объема, который устанавливается задающим устройством.

Различают ТРК и по способу управления. ТРК с управлением от местного задающего устройства имеют внешний дисплей и набор

кнопок, при помощи которых клиент сам устанавливает вид и литраж выдаваемой порции топлива. Литраж порции топлива, выдаваемой раздаточной колонкой с управлением от дистанционного задающего устройства, задается оператором. Существуют и ТРК с комбинированным управлением, т. е. одновременно с управлением от задающего устройства и с местным ручным управлением.

По способу размещения топливораздаточные колонки делятся на стационарные, жестко закрепленные на определенном месте АЗС и переносные (мобильные ТРК). Колонки могут выдавать как однокомпонентное топливо, так и образовывать топливную смесь. Кроме того, у каждой топливораздаточной колонки определен номинальный расход топлива – 25, 40, 50, 80, 100 или 160 л. В зависимости от качества исполнения устанавливается основная погрешность раздаточной колонки.

В целях предотвращения разливов и проливов на АЗС должны использоваться ТРК, оснащенные раздаточным краном с автоматическим прекращением выдачи топлива при полном заполнении бака транспортного средства.

*Газораздаточные колонки (ГРК)* предназначены для измерения объемного количества сжиженного углеводородного газа (пропан-бутановой смеси, LPG, СУГ), выдаваемого в процессе заправки транспортных средств, и являются устройствами, на которые распространяются особые условия с точки зрения безопасности, метрологии и охраны окружающей среды.

Колонка (рис. 5.6) состоит из двух соединенных между собой блоков: гидравлического блока и блока индикации и управления.

Гидравлический блок расположен в нижней части колонки. Он состоит из корпуса и гидравлической системы. Корпус гидравлического блока является основным несущим элементом колонки. Он служит для соединения всех составных частей колонки и защиты элементов гидравлической системы от атмосферных воздействий. Корпус состоит из основания, вертикальной стойки, крышки и двух съемных дверей. Корпус имеет разборную конструкцию. Детали корпуса соединены между собой болтами с гайками. Поверхности деталей корпуса имеют защитно-декоративное лакокрасочное покрытие.

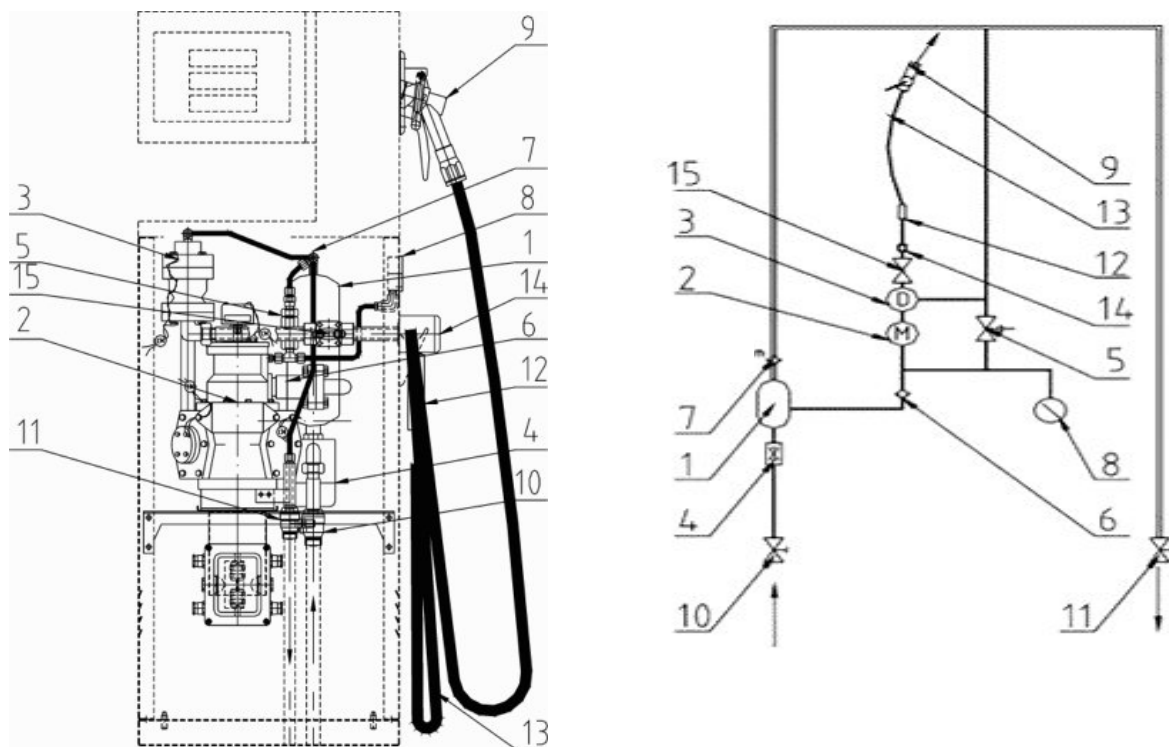


Рис. 5.6. Основные узлы и гидравлическая схема газораздаточной колонки:

- 1 – сепаратор; 2 – измеритель; 3 – дифференциальный клапан;
- 4 – фильтр; 5 – предохранительный клапан; 6, 7 – обратные клапаны;
- 8 – манометр; 9 – раздаточный пистолет; 10, 11 – запорные вентили;
- 12 – разрывная муфта; 13 – шланг; 14 – смотровой индикатор;
- 15 – электромагнитный клапан

Гидравлическая система расположена внутри корпуса гидравлического блока. Она служит для транспортирования СУГ из трубопровода АГЗС в баллоны заправляемого транспортного средства и преобразования его количества в электрический сигнал, необходимый для функционирования информационного блока. Корпусные части, дверки, крышки ГРК изготовлены из окрашенной или нержавеющей листовой стали толщиной 0,8 – 1 мм. Каждая ГРК оснащена высоконадежной гидравлической системой. На поршневом измерителе установлен генератор импульсов. В нижней части модуля гидравлической системы на кронштейне измерителя установлен измерительный узел, состоящий из собственно измерителя, фильтра, сепаратора, обратного клапана жидкой фазы и предохранительного клапана газообразной фазы. Предохранительный клапан отрегулирован на давление 1,6 МПа

и предотвращает превышение максимального рабочего давления путем перекачки жидкой фазы обратно в резервный бак.

На выходе из измерителя установлен дифференциальный клапан, поддерживающий повышенное давление жидкой фазы СУГ в измерителе объема по отношению к давлению паровой фазы и останавливающий поток жидкой фазы СУГ при выравнивании уровней давления паровой и жидкой фаз. Измерительный узел укомплектован на входе запорным шаровым краном G 3/4". После прохождения через измеритель и дифференциальный клапан качаемое топливо направляется через смотровое отверстие и защитную муфту в раздаточный шланг и через пистолет подается в баллон автомобиля. Возможные газообразные составляющие отделяются в сепараторе и возвращаются в обратный трубопровод, соединенный с резервуаром. Составной частью обратного трубопровода является шаровый кран G 1/2". Давление заправки можно контролировать по манометру.

Вращающийся четырехпоршневой измеритель – горизонтального типа с вертикальным кривошипным валом. Жидкость поступает в верхнюю часть измерителя и распределяется к каждому поршню через поворотную задвижку, закрепленную на кривошипном валу. Поршни под воздействием давления перемещаются в мерных цилиндрах и это движение кривошипный вал преобразует в движение вращательное (1 оборот вала измерителя равен 0,5 дм<sup>3</sup>). Оптоэлектронный генератор импульсов регистрирует это движение, преобразует его в электрические импульсы, которые далее обрабатываются электронным счетчиком. Измеренная жидкость отводится через поворотную задвижку и кривошипный вал. Калибровка измерителя проводится регулировочным маховиком, установленным на крышке мерного цилиндра. Ошибка измерения может быть устранена путем настройки хода поршня. Если повернуть маховик по направлению часовой стрелки, поставляемый объем уменьшится; если в противоположном направлении, – объем увеличится. Один шаг поворота маховика изменяет настройку на 0,08 % от выдаваемого объема. Точность измерения проточного измерителя лежит в диапазоне ± 1 % поставляемого объема.

Электромагнитный клапан служит для уменьшения скорости потока СУГ через измеритель объема на последнем литре выдаваемой дозы и затем полного перекрытия потока в момент окончания выдачи. В случае аварийной ситуации позволяет отключить колонку дистанционно (с пульта или компьютера).

Шланг с раздаточным пистолетом и разрывной муфтой служит для соединения колонки с баллоном заправляемого транспортного средства. Конструкция разрывной муфты обеспечивает перекрытие потока газа в колонке в случае повреждения шланга, его разрыва или отрыва от колонки.

Качаемая среда (LPG) подается насосом, установленным вне колонки, протекает через шаровой кран и фильтр в сепаратор. Если жидкость содержит газообразные составляющие, они будут отделены и возвращены из верхней части сепаратора через обратный трубопровод (который должен быть при работе ГРК открыт) в резервуар. К обратному трубопроводу присоединена зона газообразной фазы дифференциального клапана. Из сепаратора жидкость течет через обратный клапан в поршневой измеритель и через дифференциальный клапан, электромагнитный клапан и смотровое отверстие с защитной муфтой в раздаточный шланг с пистолетом.

ГРК – это комплексное оборудование, которое должно выполнять ряд сложных функций. Поэтому до ввода в эксплуатацию нужно выполнить очистку баков, трубопроводных линий и проверить чистоту топлива (загрязнение фильтров в ГРК нельзя считать причиной для гарантийного ремонта). Еще до ввода в эксплуатацию нужно выполнить проверку электрической распределительной сети и проверку правильности схемы соединения, чтобы предотвратить поражение электрическим током и обеспечить взрывобезопасность.

### **5.3. Особенности эксплуатации контейнерных АЗС**

Автозаправочная станция, в которой технологическое оборудование, предназначенное для приема, хранения и выдачи нефтепродуктов, смонтировано в заводских условиях в отдельные функциональные блоки или единый блок, называется *контейнерной АЗС* (КАЗС). КАЗС изготавливают в заводских условиях в строгом соответствии с технической документацией, согласованной и утвержденной в установленном порядке.

КАЗС устанавливают на площадках, имеющих твердое негорючее покрытие, стойкое к воздействию нефтепродуктов и их паров. Слив топлива из автоцистерны через замерный люк строго запрещается. Все металлические нетоковедущие части КАЗС, которые могут оказаться под напряжением, заземляют в соответствии с Правилами устройства электроустановок. ТРК (МРК) располагают с учетом

обеспечения свободного доступа для их технического обслуживания, управления и обзора информации отсчетного устройства с расстояния до 4 м при освещенности площадки в соответствии с действующими нормами.

Перед началом работы КАЗС (при некруглосуточной работе) необходимо:

- \* открыть двери и закрепить их в фиксаторах контейнера хранения нефтепродуктов;

- \* подготовить к применению противопожарный инвентарь и средства пожаротушения;

- \* произвести визуальную проверку герметичности соединений трубопроводов и ТРК, в случае обнаружения течи нефтепродукта устранить неполадки или в обязательном порядке проинформировать работника, ответственного за эксплуатацию АЗС, для принятия мер. Эксплуатация КАЗС с течью нефтепродуктов запрещается;

- \* визуально убедиться в исправности заземления корпуса блока хранения нефтепродуктов и находящегося внутри него оборудования;

- \* визуально убедиться в отсутствии внутри и вокруг блока хранения нефтепродуктов посторонних предметов, сухой травы, бумаг, промасленных тряпок и пр.;

- \* включить электропитание электрооборудования в операторном блоке.

Запрещается прием нефтепродуктов из автоцистерн при неплотном соединении вентилях и трубопроводов, при подтеках.

При некруглосуточном режиме работы КАЗС по окончании рабочего времени необходимо отключать электропитание всей АЗС.

На ведомственных КАЗС, осуществляющих заправку только автотранспортных средств, принадлежащих организации, по талонам или раздаточным ведомостям, допускается использование ТРК (МРК) с местным управлением. На таких КАЗС допускается отсутствие здания (блока, модуля, контейнера) операторной с постоянным рабочим местом оператора. В этом случае операторы размещаются в служебных или административных помещениях организации и имеют возможность пользоваться санитарно-бытовыми устройствами объекта, на территории которого располагается КАЗС.

Слив нефтепродукта из автоцистерны в резервуар осуществляется через перекачивающий насос и сливную муфту, которыми оборудуются КАЗС. Использование насоса автоцистерн для наполнения указанных резервуаров запрещается.

## 5.4. Прием нефтепродуктов

Нефтепродукты могут поступать на АЗС всеми видами транспорта: автомобильным, железнодорожным, трубопроводным, водным. Возможна комбинация видов поставок нефтепродуктов (суда – трубопровод – АЗС, ж/д цистерны – трубопровод – АЗС). Технологическая схема приема нефтепродуктов на АЗС должна быть отражена в проекте АЗС.

Автоцистерны после их заполнения нефтепродуктом на нефтебазе (складе топлива и т.д.) в обязательном порядке подлежат пломбированию ответственным лицом грузоотправителя. После заполнения пломбируются:

- горловина (горловины);
- сливной вентиль (сливная задвижка).

В случае оборудования автоцистерны насосом пломбируется вентиль (задвижка), находящийся между емкостью и насосом. Установленные пломбы должны полностью исключать возможность открытия люка, вращения или открытия сливного вентиля (задвижки), снятия маховика со штока сливной задвижки. Пломбы должны иметь четкий, не нарушенный оттиск пломбира организации-грузоотправителя.

Прием нефтепродуктов в резервуары АЗС из автоцистерны проводится не менее чем двумя работниками.

При подготовке к сливу нефтепродуктов оператор:

- ◆ открывает задвижку для приема нефтепродукта в резервуар аварийного пролива;
- ◆ закрывает задвижку на трубопроводе отвода дождевых вод в очистные сооружения с площадки для автоцистерны;
- ◆ обеспечивает место слива нефтепродуктов первичными средствами пожаротушения;
- ◆ принимает меры к предотвращению разлива нефтепродуктов, локализации возможных последствий случайных или аварийных разливов нефтепродуктов (наличие сорбента, песка и др.);
- ◆ организует установку автоцистерны на площадку для слива нефтепродукта;
- ◆ проверяет время следования автоцистерны от нефтебазы и делает отметку о времени прибытия на АЗС;
- ◆ проверяет сохранность и соответствие пломб на горловине и сливном вентиле (сливной задвижке) автоцистерны;

♦ проверяет уровень заполнения автоцистерны (прицепа) «по планку». С использованием водочувствительной ленты или пасты убеждается в отсутствии воды, отбирает пробу, измеряет температуру и плотность нефтепродукта в ней, убеждается в соответствии данных (объем, плотность), указанных в товарно-транспортной накладной, данным, полученным при контроле нефтепродукта в автоцистерне. Регулирование расхождений полученных результатов осуществляется в соответствии с документом по учету нефтепродуктов;

♦ убеждается в исправности технологического оборудования, трубопроводов, резервуаров, правильности включения запорной арматуры и исправности устройства для предотвращения переливов;

♦ прекращает заправку транспорта через ТРК, связанную с заполняемым резервуаром до окончания слива в него нефтепродукта из автоцистерны; измеряет уровень и определяет объем нефтепродукта в резервуаре;

♦ принимает меры для исключения возможности движения автотранспорта на расстоянии ближе 3 м от места слива нефтепродуктов;

♦ контролирует действия водителя.

Действия водителя:

– устанавливает автоцистерну на площадку для слива нефтепродуктов;

– выключает двигатель автоцистерны;

– присоединяет автоцистерну (прицеп) к заземляющему устройству;

– контролирует исправность технологического оборудования автоцистерны (сливные устройства, сливные рукава, заземление);

– присоединяет рукава автоцистерны к сливному устройству.

В ходе и по завершении слива нефтепродуктов в резервуары АЗС необходимо:

° снять пломбы с горловины и сливного вентиля;

° открыть горловину настолько, чтобы был обеспечен доступ атмосферного воздуха в пространство над нефтепродуктом;

° начало слива, характеризующееся заполнением сливных рукавов и приемных трубопроводов, выполнять при малом расходе с постепенным его увеличением по мере заполнения трубопроводов;

° выполнить слив нефтепродуктов из автоцистерны;



° обеспечить постоянный контроль за ходом слива нефтепродукта и уровнем его в резервуаре, не допуская переполнения или разлива;

° по завершении слива оператор лично убеждается в том, что нефтепродукт из автоцистерны и сливных рукавов слит полностью;

° отсоединить сливные рукава;

° после отстоя и успокоения нефтепродукта в резервуаре (не менее чем через 20 мин) произвести измерение уровня и определить объем фактически принятого продукта по градуировочной таблице;

° внести в журнал поступления нефтепродуктов, в сменный отчет и товарно-транспортную накладную данные о фактически принятом количестве нефтепродукта;

° при отсутствии расхождения между фактически принятым количеством (в тоннах) нефтепродукта и количеством (в тоннах), указанным в товарно-транспортной накладной, расписаться в накладной, один экземпляр которой остается на АЗС, а три экземпляра возвращаются водителю, доставившему нефтепродукты. При выявлении несоответствия поступивших нефтепродуктов товарно-транспортной накладной составить акт на недостачу в трех экземплярах, из которых первый приложить к сменному отчету, второй – вручить водителю, доставившему нефтепродукты, третий остается на АЗС. О недостаче нефтепродукта делается соответствующая отметка на всех экземплярах товарно-транспортной накладной.

Запрещается производить прием нефтепродуктов в следующих случаях:

- при неисправности технического и технологического оборудования АЗС;

- при неисправности сливного устройства автоцистерны;

- при неисправности заземляющего устройства автоцистерны;

- при отсутствии товарно-транспортных документов либо их неправильном оформлении;

- во время грозы;

- при наличии в нефтепродукте воды и любого рода примесей;

- при несоответствии или отсутствии документов, подтверждающих качество нефтепродуктов;

- при выявлении недостачи нефтепродукта в автоцистерне до согласования с руководством АЗС и составления соответствующего акта.

При приеме нефтепродуктов по трубопроводу и от наливных судов обязательно представление данных о партии и сертификатов качества.

### **5.5. Выдача нефтепродуктов**

Выдача нефтепродуктов на АЗС осуществляется только через топливо- или маслораздаточные колонки в баки транспортных средств или тару потребителей, а также путем продажи расфасованных нефтепродуктов.

При заправке транспортных средств на АЗС должны соблюдаться следующие правила:

- \* оператор контролирует расположение транспортных средств. Расположение транспортных средств в ожидании заправки должно обеспечивать возможность аварийной их эвакуации с территории АЗС;

- \* заправка транспортного средства осуществляется в порядке общей очереди за исключением особых случаев;

- \* во время заправки двигатель заправляемого автомобиля выключается;

- \* мотоциклы и мотороллеры следует подавать к ТРК с заглушенными двигателями. Остановку и пуск двигателей производить на расстоянии не ближе 15 м от ТРК;

- \* автомобили к ТРК должны подъезжать своим ходом;

- \* загрязненные или случайно облитые нефтепродуктами части автомобилей, мотоциклов и мотороллеров после заправки до пуска двигателей должны быть протерты водителями насухо;

- \* случайно или аварийно пролитые на землю нефтепродукты должны быть немедленно засыпаны песком с последующим его удалением в специально выделенные контейнеры (емкости);

- \* расстояние между стоящим под заправкой и следующим за ним автомобилями 3 м, а между находящимися в очереди должно быть не менее 1 м;

- \* при заправке транспортные средства должны располагаться на территории в районе ТРК таким образом, чтобы в случае возник-

новения аварийных ситуаций имелась возможность прекращения заправки и немедленной эвакуации их в безопасное место;

\* перед заправкой автобусов пассажиры покидают салоны вне территории АЗС.

Оператор АЗС во время выдачи нефтепродуктов:

- обеспечивает постоянный контроль за выполнением правил заправки автотранспортных средств;

- требует от водителя заправляемого транспорта выполнения правил заправки транспортных средств и правил поведения при нахождении на территории АЗС;

- осуществляет постоянный контроль за работой ТРК;

- визуально контролирует места заправки транспортных средств, предупреждая возможные разливы нефтепродуктов и принимая меры к устранению;

- обеспечивает соблюдение водителями и пассажирами транспортных средств правил пожарной безопасности.

### **Контрольные вопросы и задания**

1. Сформулируйте основные положения реализации нефтепродуктов и газа.

2. Сформулируйте общие положения об АЗС.

3. В чем заключаются сходства и различия раздаточных колонок АЗС и ГАЗС?

4. В чем заключаются особенности эксплуатации контейнерных АЗС?

## **6. СЕРВИС ОБОРУДОВАНИЯ. КОНТРОЛЬ КАЧЕСТВА НЕФТИ, НЕФТЕПРОДУКТОВ И ГАЗА В УСЛОВИЯХ ЭКСПЛУАТАЦИИ**

### **6.1. Основные положения технического обслуживания и ремонта нефтеперекачивающих станций**

*Системой технического обслуживания и ремонта по фактическому техническому состоянию (ТОР по техническому состоянию) называется техническое обслуживание и ремонт (ТОР), заключающееся в регламентных остановках и ремонтах, производимых в соответствии с регламентом, а также в контроле технического состояния оборудования, осуществляемом с установленной периодичностью между регламентными остановками и обслуживанием (или ремонтом) в зависимости от этого состояния.*

Техническое обслуживание и ремонт по фактическому техническому состоянию представляет собой совокупность правил по определению режимов и регламента диагностирования оборудования и принятию решений о необходимости его обслуживания, замены или ремонта на основе информации о фактическом техническом состоянии. При данной стратегии обслуживания и ремонта оборудование эксплуатируется до предотказового состояния.

Таким образом, в основе метода ТОР по техническому состоянию заложен принцип предупреждения отказов оборудования, систем и их элементов при условии обеспечения максимально возможной наработки их до замены и минимально возможных затрат на ТОР [32].

Система технического обслуживания и ремонта по фактическому техническому состоянию требует разработки методов и средств диагностирования, обладающих большой информативностью. Такую базу технической диагностики экономически целесообразно применять в первую очередь для основного оборудования НПС – насосных агрегатов. Причем для насосных агрегатов, определяющих надежность и экономичность работы НПС, необходимо проводить контроль и анализ уровня вибрации, температуры, утечек, параметров напора, КПД, потребляемой мощности.

Эти величины (кроме КПД) должны контролироваться автоматизированной системой. В виде исключения допускается временный

контроль параметров портативными (переносными) приборами с определенной периодичностью.

На основе контроля и анализа вибрации как наиболее информативного метода обнаружения неисправности определяются глубина развития дефектов, причина их появления, прогнозируется ресурс работы или время работы оборудования до ремонта.

Если вибродиагностика в первую очередь решает задачи повышения надежности оборудования, то параметрическая диагностика насосных агрегатов способствует достижению более экономичных эксплуатационных параметров. В основу *параметрической диагностики* положены оценка напора, мощности и КПД насоса и агрегата в целом, определение причин, вызывающих ухудшение данных параметров, разработка и реализация мероприятий по улучшению или восстановлению напорной и энергетической характеристики насоса, определение тенденции их изменения по мере наработки.

Этот метод диагностики необходимо использовать на начальной стадии работы агрегата, чтобы выявить дефекты заводского характера, монтажа и ремонта, а также в период эксплуатации для своевременного обнаружения и оценки причин, ухудшающих рабочие параметры насоса или электродвигателя и в целом насосного агрегата.

В ряде случаев приобретение, установка и обслуживание диагностических средств для вспомогательного оборудования дороже, чем проведение ремонта по графику ППР (т.е. для вспомогательного оборудования минимум приведенных затрат на единицу наработки при планово-предупредительной системе ТОР меньше, чем минимум приведенных затрат для ТОР по техническому состоянию).

С другой стороны, оперативный контроль технического состояния должен обеспечивать высокую безотказность и предотвращать внезапные отказы. Поэтому область применения стратегии обслуживания и ремонта с контролем параметров целесообразно ограничить системами и оборудованием, которые по соображениям безотказной работы всей НПС не могут быть допущены к эксплуатации до отказа (т.е. ограничить тем оборудованием, отказ которого приведет к остановке всей НПС или опасной аварийной ситуации).

При выборе оборудования для перевода на ТОР по техническому состоянию следует учесть и «возрастной» состав оборудования. Необходимость ограничения срока службы оборудования НПС обуславливается его физическим и моральным износом, повышением отказов, снижением технико-экономических характеристик и требуемой

надежности. В связи с тем, что ресурсы и условия эксплуатации деталей, узлов, агрегатов оборудования отличаются друг от друга, при любой стратегии ТОР вводится система (вид) ремонтов (текущий, средний, капитальный).

В системе ППР виды ремонта осуществляются в определенной последовательности, а при ремонте по техническому состоянию – в зависимости от результатов диагностирования.

*Текущий ремонт* (ТР) – это ремонт, выполняемый для обеспечения или восстановления работоспособности изделия и состоящий в замене (или) восстановлении отдельных частей.

*Средний ремонт* (СР) – ремонт, выполняемый для восстановления исправности и частичного восстановления ресурса изделий с заменой или восстановлением составных частей ограниченной номенклатуры и контролем технического состояния частей, выполняемого в объеме, установленном в нормативно-технической документации.

*Капитальный ремонт* (КР) – это ремонт, выполняемый для восстановления исправности и полного или близкого к полному восстановлению ресурса изделия с заменой или восстановлением любых его частей, включая базовые.

Время между двумя последовательно проведенными ремонтами называется *межремонтным периодом*.

В промежутках между периодическими ремонтами осуществляется межремонтное *техническое обслуживание* (ТО) машин, основная цель которого заключается в предупреждении отказов и ликвидации последствий недопустимых отказов. Межремонтное обслуживание включает периодические осмотры машин.

При любой стратегии ремонта объемы восстановительных работ и фактические сроки службы деталей и узлов должны определяться ремонтным персоналом вне зависимости от того, насколько ему известны средние значения и рассеивание сроков службы. Отсутствие информации о надежности элементов изделия ведет к недоиспользованию сроков службы (для гарантии узлы ремонтируются значительно чаще, чем это необходимо) или к повышенной вероятности отказов изделия в межремонтный период и большому объему unplanned ремонтов.

Система технического обслуживания и ремонта по фактическому техническому состоянию (ТОР по техническому состоянию) основывается на проведении профилактических, восстановительных и

диагностических работ через интервалы времени (наработки), определенные по фактическим показателям надежности, результатам предыдущих диагностических контролей, значениям параметров оценки работоспособного состояния данного вида оборудования с учетом срока службы каждой единицы оборудования.

В системе технического обслуживания и ремонта по фактическому техническому состоянию проводятся: техническое обслуживание; диагностические контроли, в том числе оперативный, плановый, неплановый; ремонт по фактическому состоянию в объеме текущего, среднего и капитального ремонта; регламентные остановки.

Для ТОР по техническому состоянию обязательными являются:

- ° проведение диагностических обследований с оценкой работоспособности оборудования и прогнозированием дальнейшей эксплуатации;

- ° выполнение ремонтных работ по результатам диагностических обследований;

- ° ведение нормативной, исполнительной, оперативной (эксплуатационной) баз данных, формирование периодических сводок по наработке оборудования, ведение базы данных отказов, хранение в электронном виде документации по организации и выполнению ремонтных работ на уровнях предприятий нефтепроводного транспорта.

Выполнение условий реализации ТОР по состоянию является обязательным в первую очередь для того оборудования и систем НПС, которые с точки зрения безопасной эксплуатации не могут быть допущены к эксплуатации до отказа, а по экономическим соображениям – к эксплуатации до выработки установленного межремонтного периода.

С целью выделения основных объектов НПС, подвергаемых первоочередному обязательному контролю, диагностическому обследованию и ремонту, все механотехнологическое оборудование НПС разделено на три условные категории.

Первая категория – оборудование, которое с точки зрения безопасной эксплуатации и по экономическим показателям не может быть допущено к эксплуатации до отказа, а следовательно, переводится на систему ТОР по техническому состоянию: магистральные и подпорные насосы; трубопроводная арматура; системы маслоснабжения, охлаждения; система приточной вентиляции; система подачи воздуха в камеры уплотнения беспромвальной установки магистральных насосных агрегатов; система откачки утечек; блок гашения удар-

ной волны; блок регуляторов давления; система пожаротушения; система предохранительных клапанов; блок фильтров-грязеуловителей; технологические трубопроводы; промышленная канализация.

Вторая категория – оборудование, которое по экономическим показателям переводится на систему ТОР по техническому состоянию по мере необходимости: система водоснабжения и фекальной канализации, очистные сооружения; котлы и котельно-вспомогательное оборудование, тепловые сети; камеры пуска и приема скребка; компрессоры.

Третья категория – оборудование, которое по экономическим показателям нецелесообразно переводить на систему ТОР по техническому состоянию: емкости подземные, топливные; здания и сооружения при обязательных обходах; водоснабжение в случае наличия резервных емкостей запаса воды.

Руководство предприятий обязано обеспечить условия, необходимые для первоочередного перевода оборудования первой категории на систему ТОР по фактическому техническому состоянию (обеспечение приборами контроля и диагностики, контроль за ведением журналов регистрации сведений о работоспособном состоянии оборудования, разработка и внедрение инструкций и методик диагностирования оборудования, обеспечение автоматизированного контроля и сбора информации по надежности и т.д.).

В переходный период, т.е. до внедрения ТОР по состоянию, для оборудования второй и третьей условных категорий система технического обслуживания и ремонта оборудования НПС основывается на выполнении восстановительных работ через заранее определенные по фактическим показателям надежности интервалы времени (наработки) – плановая система ТОР. При этом ТО, ТР, СР, КР выполняются в плановом порядке на основании графиков, составленных в соответствии с ремонтным циклом и показателями надежности. При отклонениях параметров работы оборудования, регистрируемых установленными контрольно-измерительными приборами или полученных в результате проведения оперативных контролей, оборудование выводится в неплановый ремонт.

Система телемеханики, автоматизации и АСУ должна обеспечивать надежный контроль, измерение и регистрацию технологических параметров перекачки и эксплуатационных параметров оборудования и систем, которые используются для принятия решения о необходимости ремонта.



Исполнителями плановых диагностических контролей являются бригада диагностики (с соответствующей диагностической аппаратурой) базы производственного обслуживания [БПО (ЦБПО)], или эксплуатационно-ремонтный персонал НПС, имеющий допуск к работе с диагностической аппаратурой, или стороннее предприятие, имеющее лицензию на проведение работ по диагностике на объектах НПС.

Исполнителями оперативного контроля являются дежурный персонал и инженерно-технические работники (ИТР) НПС.

Анализ изменения контролируемых параметров осуществляется главными специалистами предприятий с использованием базы данных по номенклатуре и начальным параметрам работы оборудования.

В случае резкого изменения постоянно контролируемых (оператором или приборами телеметрии) параметров проводится unplanned диагностический контроль с последующим решением о выводе в ремонт данного оборудования. Решение о выводе в ремонт механоэнергетического оборудования принимается старшим инженером НПС по согласованию с главным механиком или главным энергетиком предприятия.

Неплановый диагностический контроль осуществляется также в случае, если по результатам оперативного контроля выносится решение о предполагаемом развитии дефекта. Анализ изменения контролируемых параметров проводится с учетом возможных изменений режимов перекачки. Необходимость проведения unplanned контроля определяет старший инженер НПС после оповещения диспетчера центрального диспетчерского пункта (ЦДП).

Исполнителями unplanned диагностического контроля являются эксплуатационно-ремонтный персонал НПС, бригада диагностики БПО (ЦБПО).

Исполнителями ремонта оборудования являются эксплуатационно-ремонтный персонал НПС, ремонтная бригада БПО (ЦБПО) или сторонней организации, имеющей право на производство ремонтных работ на НПС.

Ремонт по фактическому техническому состоянию осуществляется по результатам планового (unplanned) диагностического контроля.

Исполнителями работ во время регламентной остановки являются эксплуатационно-ремонтный персонал НПС, бригада диагно-

стики или выездная ремонтная бригада БПО (ЦБПО). Регламентная остановка проводится независимо от результатов последнего диагностического контроля для оборудования, у которого подошел срок регламентных работ, оговоренных в других действующих документах.

Старший инженер НПС обязан обеспечить условия для проведения диагностического контроля оборудования, определенного планом диагностических контролей, подготовить ремонтный персонал НПС для этого или вызвать бригаду диагностики. Результатом работы бригады диагностики является заключение о работоспособности или неработоспособности диагностируемого оборудования. Если оборудование работоспособно, бригада должна дать прогноз о предполагаемом времени работы оборудования без отказа или времени следующего диагностического контроля, оформить акт о результатах диагностического контроля. Если оборудование неработоспособно, бригада диагностики должна указать предполагаемые дефекты и причины неработоспособного состояния и совместно со старшим инженером НПС определить объем ремонта, оформить акт о результатах диагностического контроля.

Решение о выводе неработоспособного оборудования в ремонт принимается старшим инженером НПС совместно с главным специалистом соответствующей службы нефтепроводного управления (НУ) линейной производственно-диспетчерской станции (ЛПДС).

Определение сложности и трудоемкости ремонта осуществляется после проведения диагностического контроля, решения о выводе данного оборудования в ремонт и определения предполагаемого объема работ. По предполагаемому объему работ оборудование выводят в текущий, средний или капитальный ремонт. Вид ремонта устанавливается по предполагаемому объему работ, но не по периодичности.

Если в объеме ремонта предусматривается разборка оборудования, то бригада диагностирования проводит контроль параметров, оценка которых возможна только при разборке, и корректирует предполагаемый объем ремонта. На основании вынесенных решений старший инженер НПС после согласования с БПО (ЦБПО) или НУ (ЛПДС) вызывает ремонтную бригаду БПО (ЦБПО).

При наличии резервного работоспособного оборудования срок ремонта допускается переносить по согласованию с соответствующими службами. Ответственность за перенос срока ремонта несут старший инженер НПС и главный механик НУ (ЛПДС). При достижении оборудованием срока регламентной остановки старший инже-

нер НПС обязан по согласованию с руководством НУ (ЛПДС) и БПО (ЦБПО) вывести данное оборудование из работы и передать его для проведения диагностического контроля и регламентных работ исполнителям.

Срок регламентной остановки разрешается переносить в пределах месяца по заключению службы ТОР БПО (ЦБПО) лишь с письменного разрешения главного инженера НУ (ЛПДС) и в случае, если продолжение работы данного оборудования не представляет опасности возникновения аварийной ситуации.

Ответственность за выполнение оперативного контроля работоспособного состояния оборудования НПС, измерение диагностируемых параметров, предварительную обработку диагностической информации, решение задач прогнозирования, сбора данных по отказам и наработкам оборудования НПС, учет издержек на восстановление работоспособности, регламентные остановки и диагностирование, взаимодействие со службами НУ (ЛПДС) и БПО (ЦБПО), реализацию технических решений несет старший инженер НПС или по его указанию руководители соответствующих служб НПС.

Основным документом в организации технического обслуживания и ремонта по фактическому техническому состоянию является годовой (с разбивкой по кварталам и месяцам) график периодичности ТО, плановых диагностических контролей и регламентных остановок (или плановых ремонтов в случае обслуживания оборудования по системе ППР). Ответственность за организацию, своевременность проведения, качество технического обслуживания, диагностических контролей и ремонта оборудования несут начальники соответствующих служб НПС, БПО и главные специалисты НУ (ЛПДС). Общий контроль за выполнением ТОР оборудования объектов МН осуществляют главные специалисты предприятий.

Годовой график составляется на каждый вид оборудования за 2 месяца до окончания текущего календарного года инженерами соответствующих служб НПС совместно с начальниками соответствующих участков БПО (ЦБПО), визируется главными специалистами БПО (ЦБПО) и утверждается главным инженером НУ (ЛПДС). Исходными данными для составления графиков периодичности ТО, плановых диагностических контролей и регламентных остановок являются показатели надежности каждого типа оборудования, информация о предусмотренных ранее ТО, диагностических контролях, регламентных остановках, наработке и количестве пусков.

При реализации системы ТОР по фактическому техническому состоянию для оборудования, оставляемого на обслуживании по планово-предупредительной системе, устанавливают периодичность оценки (проверки) технического состояния, равную межремонтной наработке, а для оборудования, обслуживаемого по фактическому техническому состоянию, – допускаемое значение контролируемого параметра и межконтрольную наработку.

Межконтрольную наработку, а следовательно, и периодичность диагностического контроля можно устанавливать различными способами. Периодичность контролей может быть жесткой и гибкой. При жесткой системе последовательность проверок определена заранее и в процессе эксплуатации не изменяется. При гибкой системе срок очередного контроля устанавливается в ходе диагностического процесса, т.е. решение о проведении следующего контроля принимается после анализа результатов предыдущего контроля на основании прогнозных оценок надежности параметров с учетом наработки и фактических эксплуатационных показателей.

Так как на первоначальном этапе перевода системы на обслуживание и ремонт по фактическому техническому состоянию опыт прогнозных оценок не накоплен, то следует говорить о жесткой системе проверок. В этом случае межконтрольная наработка регламентируется и остается неизменной в процессе всего времени эксплуатации.

Для обеспечения достаточной надежности работы оборудования, обслуживаемого по фактическому техническому состоянию, значение межконтрольной наработки должно быть не больше, чем значение наработки на отказ узла с самым большим значением параметра потока отказов, т.е. определение объема и сроков выполнения ТОР базируется на методе «слабейшего звена». Для выбора «слабейшего звена» диагностируемого оборудования следует воспользоваться данными по отказам, провести определение элементов оборудования и систем, лимитирующих надежность НПС. Например, обобщенные причины отказов насоса по данным различных предприятий приведены в табл. 6.1.

**Усредненные значения отказов основных  
элементов насосных агрегатов**

Причины отказов	НМ 10000-210	НМ 7000-210	НМ 3600-210
Отказы торцовых уплотнений насоса	31	36	38
Отказы подшипниковых узлов	26	13	19
Отказы вспомогательных систем	19	14	18
Прочие причины	24	37	25

Из анализа приведенных данных ясно, что «слабейшим звеном» насоса следует считать торцовое уплотнение. Так как межконтрольный период должен быть не больше наработки на отказ «слабейшего звена», то следующим этапом определения периодов между контролями является рассмотрение средних наработок между отказами оборудования из-за отказов отдельных его узлов (в том числе и «слабейшего звена»). Рекомендованная периодичность диагностических контролей уточняется в зависимости от наработки с начала эксплуатации оборудования.

Объем работ при проведении плановых диагностических контролей равен сумме объемов работ по определению каждого диагностируемого параметра с учетом вида применяемого диагностического оборудования и объема работ при проведении текущего ремонта. Объем работ, проводимых во время регламентных остановок, равен сумме объемов работ по определению каждого диагностируемого параметра (до разборки и после нее), работ при проведении ТО, разборки и сборки оборудования и работ, регламентированных другими действующими документами. Если для оценки технического состояния оборудования недостаточно существующих контролируемых параметров, то должны быть приняты меры по разработке дополнительных методик и инструкций оценки технического состояния оборудования.

С внедрением новых методов диагностирования объем контролируемых параметров должен пересматриваться. С пересмотром объема контролируемых параметров должны быть внесены коррективы в существующие нормы трудоемкости плановых диагностических контролей.

Диагностирование технического состояния основывается на сравнении базовых и фактических характеристик оборудования, полученных за определенный период времени.

*Базовыми характеристиками* являются характеристики, полученные после монтажа нового (или после капитального ремонта) и доводки эксплуатируемого оборудования. Эти характеристики могут отличаться от паспортных из-за несоответствия производственных размеров деталей конструктивным, износа элементов проточной части и рабочих органов насоса, погрешности пересчета характеристик насоса с воды на перекачиваемую жидкость (нефть) и др.

*Фактическими (текущими) характеристиками* являются характеристики, получаемые в данный период времени (в процессе эксплуатации).

При переходе к техническому обслуживанию и ремонту по фактическому техническому состоянию оборудования прежде всего уточняются (а в отдельных случаях снимаются новые) базовые характеристики оборудования на головных и промежуточных НПС. При этом должно вводиться ограничение эксплуатации насосных агрегатов с пониженным КПД. Износ деталей щелевого уплотнения рабочего колеса в процессе эксплуатации насоса приводит к увеличению радиального зазора в щелевом уплотнении и вследствие этого к снижению объемного КПД насоса, ухудшению характеристик насоса (напорной и энергетической), а следовательно, к увеличению расхода потребляемой электроэнергии. При контроле КПД насоса и проведении своевременных мероприятий по его восстановлению до начального базового сокращается расход потребляемой электроэнергии от 2,5 до 13 % в зависимости от типоразмера насоса. Для насоса типа НМ 10000-210, ТОР которого осуществляется по техническому состоянию, при снижении КПД на 2 % необходимо проведение своевременных ремонтных мероприятий с целью предотвращения дальнейшего его падения. В случае проведения ремонтных мероприятий, связанных с восстановлением деталей щелевого уплотнения, снижение расхода потребляемой электроэнергии для одного насоса НМ 10000-210 может составлять 700 тыс. кВт·ч в год.

Диагностические контроли, техническое обслуживание и ремонтные работы проводятся по графикам через интервалы времени (наработки) с учетом инструкций по эксплуатации конкретного вида оборудования, фактических показателей надежности, срока службы каждой единицы оборудования и ее фактического технического со-

стояния. Фактическое техническое состояние определяется по результатам технических осмотров, диагностических контролей, дефектоскопии деталей при ремонтах и освидетельствовании, показаниям контрольно-измерительных приборов.

Таблица 6.2

**Периодичность технического обслуживания, ремонтов  
и диагностического контроля магистральных, подпорных  
и вспомогательных насосов**

Тип насоса	Периодичность, не более, ч				
	ТО	Планового диаг- ностического контроля	ТР	СР	КР
НМ 125-550 - НМ 710-280	500	2 500	5 000	10 000	20 000
НМ 1250-260 - НМ 5000-210	600	3 000	6 000	12 000	24000
НМ 7000-210 - НМ 10000-210	600	3 000	6 000	12 000	36 000
НГПНА 3600-120	800	3 000	-	12 000	36 000
16НД-10х1-24НД-14х1	700	2 100	4 200	8 400	33 600
НПВ 1250-60 - НПВ 5000-120	400	2 000	4 000	12 000	24 000
НЦН-Е	700	2 500	4 200	8 400	25 200
12НДсН- 20НДсН	700	2 100	4 200	8 400	20 000
1Д200-90-1Д315-71	700	-	4 200	-	25 200
ЦНС 38- ЦНС 300	500	-	5 000	-	10 000
ЭЦВ 4 - ЭЦВ20	420	-	4 200	-	25 200
СМ 125-80-315/4 (ФГ 81/31)	600	-	4 200	-	25 200
12НА-9х4, 12 НА-22'6	600	-	4 200	-	25 200
НОУ 50-350, НВН 50-350	400	-	2 000	-	4 000
ГНОМ 25-20, ГНОМ 10-10	250	-	1 250	-	2 500

*Примечания:*

1. Для насосов, имеющих малую наработку в течение года (менее 500 ч), ТО проводится не реже 1 раза в 6 месяцев.

2. Плановый диагностический контроль (вибродиагностика) вспомогательных насосов осуществляется 1 раз в 3 месяца.

3. В таблице указана периодичность среднего ремонта насосов, вал которых имеет наработку менее 50 000 ч. При наработке валов от 50 000 до 72 000 ч периодичность среднего ремонта насосов должна соответствовать периодичности дефектоскопии валов, приведенной в табл. 6.2.

При эксплуатации оборудования производятся:  
 - диагностический контроль (оперативный, плановый, внеплановый);

- техническое обслуживание;
- плановые текущий, средний, капитальный ремонты;
- ремонт по фактическому техническому состоянию.

Периодичности технического обслуживания, диагностического контроля и ремонтов насосов приведены в табл. 6.2 [4].

Периодичность дефектоскопического контроля валов магистральных подпорных насосов приведена в табл. 6.3.

Таблица 6.3

**Периодичность дефектоскопического контроля валов магистральных и подпорных насосов**

Тип насоса	Периодичность дефектоскопического контроля, ч	
	при наработке вала до 50 000 ч	при наработке вала от 50 000 до 72 000 ч
НМ 125-550 - НМ 710-280	10 000	5 000
НМ 1250-260 - НМ 5000-210	12 000	6 000
НМ 7000-210 - НМ 10000-210	12 000	6 000
24DVS-D	12 000	6 000
16НД-10х1-24НД-14х1	8 400	4 200
НПВ 1250-60 - НПВ 5000-120	12 000	8 000
Вортингтон 26QLCM/2	15 000	10 000
12НДсН - 20НДсН	16 800	8 400

К типовым работам технического обслуживания и ремонтов магистральных, подпорных и вспомогательных насосов относятся:

- ° визуальный контроль герметичности стыков крышки с корпусом, мест соединений с технологическими и вспомогательными трубопроводами, уплотнений вала, места сопряжения корпуса вертикального подпорного насоса со стаканом;
- ° проверка состояния фланцевых и резьбовых соединений;
- ° проверка технического состояния муфты, контроль наличия и качества смазки в зубчатых муфтах, при необходимости замена смазки;
- ° проверка состояния подшипников, измерение радиальных зазоров между валом и вкладышем подшипников, натяга крышек радиально-



упорного подшипника и подшипника скольжения, при необходимости замена;

- демонтаж узла торцовых уплотнений, промывка, визуально-измерительный контроль, установка в насос. При наличии дефекта замена на новый комплект торцовых уплотнений (в сборе);

- проверка состояния надежности крепления и стопорения втулок вала, радиально-упорных подшипников;

- замена ротора (если срок проведения дефектоскопии или списания совпадает с временем выполнения ремонта или выявлен дисбаланс);

- дефектация деталей резьбовых соединений, при необходимости замена болтов, шпилек и гаек со смятой или сорванной резьбой;

- визуально-измерительный контроль корпусных деталей. Обязательному измерительному контролю подлежат места сопряжения уплотнительных колец с корпусом, посадки деталей подшипниковых узлов, места расположения импеллеров, втулок, камер торцовых уплотнений, а также толщина стенки спирального отвода корпуса по периферии (над рабочим колесом);

- контроль засоренности и очистка фильтра на линии подвода нефти к гидростатическим подшипникам;

- проверка исправности и герметичности запорной арматуры, обратных и предохранительных клапанов, при потере герметичности замена прокладок или дополнительная затяжка болтов (гаек), фланцевых соединений;

- проверка центровки насосного агрегата;

- демонтаж подлежащего капитальному ремонту насоса, монтаж нового (или заранее отремонтированного) насоса;

- чистка приемка скважины, откачка воды;

- ремонт насоса на специализированном предприятии.

Кроме того, выполняются все работы, предусмотренные документацией заводов-изготовителей насосов.

Все детали и узлы, поставляемые для ремонта, подвергаются входному контролю, в ходе которого осуществляются:

- проверка паспортов и сертификатов, наличие в них обозначения (номера), даты, свидетельства о приемке;

- измерение при помощи универсального и специального измерительного инструмента посадочных размеров;

- внешний осмотр на отсутствие трещин, забоин, задиров, надрывов, вмятин, заусениц на поверхности деталей;

- визуальный осмотр шероховатости обработанных поверхностей (при признаках большой шероховатости контроль профилометром или сравнением с образцами шероховатости);
- внешний осмотр качества швов сварных соединений;
- проверка состояния резьбы и деталей резьбовых соединений;
- контроль основных размеров ротора согласно паспорту (формуляру), результатов балансировки и дефектоскопии, наработки и количества пусков;
- контроль наличия смазки зубчатых муфт, проверка состояния рабочих элементов пластинчатых и упругих втулочно-пальцевых муфт;
- визуальный контроль технического состояния блоков радиально-упорных подшипников, самих подшипников, втулки, кольца. Контроль посадочных размеров, сопоставление их с паспортными и посадочными размерами элементов насоса;
- визуальный контроль качества заливки подшипников скольжения, контроль соответствия номера и размеров подшипника требуемым технической документацией на насос;
- проверка основных размеров торцовых уплотнений, качества притирки пар трения, состояния резиновых уплотнений, упругости пружин торцовых уплотнений, наличия в паспорте данных стендовых испытаний с указанием материала пары трения, размеров колец, испытательного давления, контроль уплотнительных материалов.

В ходе ремонта осуществляется контроль отдельных операций.

При укладке ротора в корпус насоса рабочее колесо должно занимать симметричное положение относительно спирали корпуса. Положение ротора в радиальном направлении контролируется по замерам зазоров в щелевых уплотнениях рабочего колеса, зазоров между валом и втулками. Перед установкой крышки насоса проверяется легкость проворачивания ротора от руки; вращение должно быть свободным, без заеданий. Все прокладки должны быть без надрывов и трещин. При сборке секционного насоса проверяется осевой зазор между ротором и статором при установке каждого рабочего колеса. При сборке насоса осуществляется контроль плавности вращения радиально-упорного подшипника скольжения. После окончания сборки насоса производятся проверка герметичности маслосистемы насоса и опрессовка внутренней полости насоса с технологическими нефтепроводами при повышенном давлении.

После выполнения среднего и капитального ремонтов и обкатки определяются эксплуатационные характеристики (зависимость напора и КПД от подачи) и параметры (вибрация и температура подшипников насоса), которые сравниваются со значениями, замеренными до вывода агрегата в ремонт, составляется заключение о качестве ремонта. Полученные характеристики являются базовыми и служат основой для оценки технического состояния насосного агрегата при дальнейшей его эксплуатации.

## **6.2. Основные положения технического обслуживания и ремонта резервуаров**

Операторы, обслуживающие резервуары и резервуарные парки, обязаны хорошо знать устройство и назначение каждого резервуара, схему расположения трубопроводов и назначение всех задвижек, чтобы безошибочно делать необходимые переключения при эксплуатации резервуаров, наиболее ответственные операции – это наполнение и опорожнение. Расход нефти при наполнении или опорожнении резервуара не должен превышать суммарной пропускной способности установленных на резервуаре дыхательных, а также предохранительных или вентиляционных патрубков. Скорость наполнения или опорожнения резервуаров с понтонами или плавающими крышами должна быть такой, чтобы скорость подъема понтона не превышала 3,5 м/ч. Если по измерениям уровня нефти в резервуаре или по другим данным обнаружено, что нормальное наполнение или опорожнение резервуара нарушено, немедленно должны быть приняты меры к выяснению причины нарушения и к ее устранению. В необходимых случаях перекачка должна быть остановлена [46].

Открытие и закрытие резервуарных задвижек должно быть плавное. При наличии электроприводных задвижек с местным или дистанционным управлением должна быть предусмотрена сигнализация, указывающая положение запорного устройства задвижек.

Одновременные операции с задвижками во время перекачки по отключению нового резервуара запрещаются. Действующий резервуар должен быть выведен из перекачки только после того, как будут полностью закончены операции с задвижками по вводу в перекачку нового резервуара. Одновременное автоматическое переключение задвижек в резервуарном парке допускается при условии защиты тру-

бопроводов от повышения давления в случае неправильного переключения задвижек.

При наполнении резервуара необходимо строго следить за высотой уровня нефти, чтобы не допустить перелив нефти или подъем понтона выше верхнего крайнего положения. Уровень нефти должен быть установлен с учетом ее расширения от нагревания. Обычно нефтяные резервуары не заполняют до верха на 3 – 5 %. При опорожнении резервуаров, оборудованных подогревателями, необходимо следить, чтобы уровень жидкости над подогревателем был не менее 0,5 м, так как действующий оголенный подогреватель создает пожарную опасность.

В резервуарах могут наблюдаться течи в корпусе или днище, вызванные деформацией металла, некачественной сваркой или другими причинами. Поэтому при вступлении на дежурство старший по смене должен обеспечить обход резервуаров. При осмотре сварных резервуаров особое внимание должно быть уделено вертикальным швам нижних поясов корпуса, швам приварки нижнего пояса к днищу, швам окраин днища и прилегающим участкам основного металла. При появлении трещин в швах или основном металле днища действующий резервуар должен быть немедленно опорожнен и защищен. При появлении трещин в швах или основном металле стенки действующий резервуар должен быть опорожнен полностью или частично в зависимости от способа его ремонта.

Визуальный осмотр поверхности понтона необходимо проводить ежемесячно, а плавающие крыши – ежедневно с верхней площадки резервуара. В верхнем положении понтон осматривают через световой люк, в нижнем положении – через люк-лаз в третьем поясе резервуара. При осмотре необходимо следить за тем, нет ли отпотин нефтепродукта на ковре понтона и в коробках; за плотностью прилегания затвора к стенке резервуара, к центральной стойке и к кожуху пробоотборника. При обнаружении на ковре понтона нефти ее необходимо удалить и выяснить причину неисправности. В случае нарушения герметичности ковра понтона или коробок резервуар должен быть опорожнен и выведен на ремонт.

При осмотре резервуарного оборудования необходимо следить за состоянием прокладочных колец и шарнира замерного люка, плавностью движения и плотностью посадки тарелок дыхательных клапанов, качеством и уровнем масла в гидравлических предохранительных клапанах, чистотой сетки этих клапанов, ходом хлопушки, нали-

чием и исправностью диафрагмы пеносливной камеры, чистотой пакетов с гофрированными пластинами огневых предохранителей, положением приемного отвода сифонного крана (в нерабочем состоянии он должен быть в горизонтальном положении).

Резервуары необходимо периодически очищать от осадков парафина и механических примесей. Особенно интенсивное накопление осадков происходит в резервуарах, в которых хранится малосмолистая парафинистая нефть. Сроки зачистки должны быть определены в зависимости от вида нефти, но не реже 1 раза в два года. Зачистку резервуаров должен осуществлять специально обученный и подготовленный персонал, допущенный медицинской комиссией. При зачистке резервуаров рекомендуется применить механизированные средства, гидромониторы и парожеткеры.

Мобильные комплексы очистки (МКО) резервуаров конструктивно изготавливаются на базе автомобильного шасси в виде контейнера, в котором размещаются емкости для технического моющего средства (ТМС), машинное отделение и емкости под отмытый нефтепродукт (рис. 6.1).



Рис. 6.1. Мобильный комплекс очистки резервуаров

После откачки топлива до уровня невыбираемого остатка раствор ТМС подается на танкомоечную машину, размещенную в очищаемом резервуаре. Форсунки машины под давлением 0,8 – 1,0 МПа вращаются в двух плоскостях, струя раствора образует внутри резервуара сферу диаметром до 24 м, размывает отложения и отделяет их от поверхности. Одновременно с процессом отмыва происходит откачивание образовавшейся эмульсии в гидроциклон, расположенный в

емкости ТМС. В гидроциклоне происходит первичное отделение отмытых механических примесей, поступивших из зачищаемого резервуара. Из гидроциклона примеси поступают в резервную емкость, а эмульсия подается в емкость ТМС, в лабиринтах которой за счет физико-химических свойств ТМС происходит разделение эмульсии на нефтепродукт и рабочий раствор. Отделившийся нефтепродукт, пройдя через систему фильтров, по наклонному топливопроводу поступает в емкость для отмытого нефтепродукта и в последующем возвращается заказчику. Технологический процесс мойки продолжается до полной очистки поверхностей резервуара от нефтяных загрязнений [47].

Технические моющие средства должны обладать следующими основными качествами:

- высокой моющей способностью;
- сочетанием эмульгирующей и деэмульгирующей способностей, что позволит использовать водный раствор реагента по замкнутому циклу;
- возможностью многократного использования водного раствора с реагентом в моечном цикле;
- экологической безопасностью при производстве работ.

При использовании парожетктора к нему прикрепляют зачисткой шланг. В эжектор подают пар под давлением 0,6 – 0,7 МПа. Осадок, засасываемый в эжектор, разогревают струей пара, превращают в легко перекачиваемую массу и удаляют из резервуара.

Гидромонитор – моечная машина, в которую подают моечную жидкость под давлением 0,8 – 1,2 МПа. Моечная жидкость при помощи брандспойтов моечной машины вращается в горизонтальной и вертикальной плоскостях, при этом она омывает внутреннюю поверхность резервуара. Такой метод очистки основан на гидродинамическом и физико-химическом воздействии струи моющего раствора на осадки. Под действием раствора осадок размягчается, уменьшается его сила поверхностного натяжения, он распределяется в моечной жидкости, образуя неустойчивую эмульсию, которую откачивают из резервуара.

Особое внимание при зачистке резервуара, в котором хранилась сернистая нефть, должно быть уделено пирофорным отложениям. Пирофорные отложения образуются вследствие воздействия на железо и его окислы сероводорода и состоят в основном из сернистого железа. Пирофорные отложения способны к самовозгоранию при

невысоких температурах. Объясняется это тем, что пирофорные отложения при контакте с кислородом воздуха быстро окисляются, что сопровождается разогревом, это может явиться причиной взрывов и пожаров.

При зачистке резервуара, в котором хранилась сернистая нефть, необходимо пропаривать резервуар в течение 24 ч. Водяной пар подают с такой интенсивностью, чтобы внутри резервуара все время поддерживалось давление несколько выше атмосферного. Это можно контролировать по выходу водяного пара через дыхательные клапаны на крыше резервуара. Пропарку следует производить при закрытом нижнем люке, а конденсат спускать в канализацию через спусковую трубу. При этом:

а) если имеется необходимое дозировочное оборудование, в процессе пропарки в резервуар следует вводить небольшое количество воздуха, обеспечивающее медленное окисление пирофорных отложений до 6% кислорода в паровоздушной смеси;

б) при отсутствии дозировочных устройств по окончании пропарки резервуар необходимо заполнить водой, а затем уровень воды постепенно снижать со скоростью 0,5 – 1 м/ч, что обеспечивает медленное окисление пирофорных отложений по мере их высыхания.

Сбрасывать пирофорные отложения в канализацию запрещается. Во избежание самовозгорания извлекаемые из резервуара пирофорные отложения должны поддерживаться во влажном состоянии до удаления из зоны хранения нефти в специально отведенное место. Каждый резервуар должен периодически подвергаться текущему, среднему и капитальному ремонту.

Техническое обслуживание (ТО) резервуарного парка заключается в периодическом осмотре, плановой организации и своевременном проведении регламентных работ по самим резервуарам, их оборудованию, приборам и системам, а также по трубопроводам обвязки резервуаров, системе пожаротушения резервуарного парка. ТО проводится согласно инструкциям заводов-изготовителей, отраслевым руководящим документам и инструкциям по эксплуатации резервуаров, оборудования, приборов, систем, разработанным с учетом конкретных условий предприятия или его филиалов.

Обход и осмотр резервуаров и резервуарного парка должен осуществляться по графику и инструкциям, утвержденным главным инженером филиала предприятия, с записью в журнале осмотров и ремонта резервуаров и отметкой об устранении недостатков:

- ◆ ежедневно обслуживающим персоналом в соответствии с должностными инструкциями;
- ◆ еженедельно лицом, ответственным за эксплуатацию резервуарных парков;
- ◆ ежемесячно руководством станции, нефтебазы;
- ◆ ежеквартально (выборочно) комиссией производственного контроля (КПК) структурного подразделения;
- ◆ один раз в год (выборочно) комиссией производственного контроля (КПК) предприятия.

Текущий ремонт резервуара выполняют не реже 1 раза в шесть месяцев без освобождения его от нефти. При этом проверяют техническое состояние корпуса, крыши резервуара и оборудования, расположенного снаружи. Замеченные неисправности устраняются также в процессе эксплуатации.

При текущем ремонте стальных вертикальных резервуаров выполняются следующие работы:

- ремонт кровли, верхних поясов стенки с применением эпоксидных или иных клеевых соединений;
- ремонт сифонных кранов;
- набивка сальников задвижек;
- ремонт отмостки;
- ремонт заземления;
- окраска;
- подтяжка болтов;
- замена кассет на огневых предохранителях;
- ремонт прочего оборудования, расположенного с внешней стороны резервуара, который может быть выполнен без вывода резервуара из эксплуатации.

При текущем ремонте железобетонных резервуаров выполняются следующие виды работ:

- ремонт кровли резервуара нанесением торкрет-раствора, торкрет-бетона или укладкой бетона по арматурной сетке (армирование конструктивное), а также защита бетона путем пропитки его или покраски различными составами;
- набивка сальников задвижек;
- ремонт заземления;
- замена кассет на огневых предохранителях.



Средний ремонт резервуаров проводят не реже 1 раза в два года, при этом полностью сливают нефть, зачищают и дегазируют их, газовое пространство заполняют негорючими (дымовыми) газами. Внутреннюю и внешнюю поверхности очищают от продуктов коррозии, проверяют техническое состояние корпуса днища и крышки, заваривают коррозионные раковины и отверстия с приваркой накладок, проверяют сварные швы, проверяют и ремонтируют резервуарное оборудование, окрашивают и испытывают резервуар на прочность и герметичность.

Капитальный ремонт резервуара следует проводить по мере необходимости. Срок проведения капитального ремонта назначают на основании результатов проверок технического состояния, осмотров при текущих ремонтах резервуара и его оборудования, а также осмотров во время зачисток резервуара от загрязнений и нефтяных остатков. При капитальном ремонте выполняют все работы, предусмотренные средним ремонтом, а также заменяют дефектные листы корпуса, днища и крыши, исправляют положение резервуара (при неравномерной осадке), ремонтируют основание, исправляют или заменяют оборудование.

### **6.3. Основные положения технического обслуживания технологических трубопроводов АЗС и ГАЗС**

Технологические трубопроводы (наземная часть), арматура и устройства ежемесячно (ежедневно) осматриваются ответственным лицом с целью выявления утечек топлива. Нарушения герметичности следует немедленно устранять в соответствии с производственными инструкциями. Запрещается эксплуатация разгерметизированных трубопроводов [52].

В состав работ по техническому обслуживанию трубопроводов входят:

- ° внешний осмотр наружных трубопроводов и соединений;
- ° проверка крепления трубопроводов в технологических шахтах;
- ° очистка арматуры и окраска ее;
- ° внесение записей в эксплуатационную документацию;
- ° проверка состояния уплотнительных прокладок в соединительных устройствах;

° очистка и продувка огневых преградителей (по мере необходимости).

При техническом обслуживании запорной арматуры контролируется отсутствие утечки топлива через сальниковые уплотнения, состояние соединительных фланцев и прокладок, наличие полного комплекта болтов, гаек и шпилек, целостность маховиков и надежность крепления. В случае тяжелого хода шпинделя запорной арматуры и потери герметичности сальникового уплотнения набивка должна заменяться или уплотняться при соблюдении мер безопасности. Неисправная и негерметичная арматура подлежит внеочередному ремонту или замене. Один раз в год паровоздушные трубопроводы технологической системы должны продуваться воздухом с целью очистки от осадков внутренней поверхности трубопровода. Не реже одного раза в пять лет технологические трубопроводы подвергаются испытаниям на герметичность. Эту операцию рекомендуется совмещать с зачисткой резервуаров. Трубопровод, не выдержавший испытаний на герметичность, подлежит замене. После монтажа или ремонта технологический трубопровод должен быть испытан на герметичность и прочность.

#### **6.4. Очистки внутренней полости магистральных нефтепродуктопроводов**

Виды очистки внутренней полости магистрального нефтепродуктопровода (МНПП) подразделяются на следующие виды:

- первичная;
- периодическая;
- преддиагностическая;
- целевая (внеочередная).

Первичная очистка полости МНПП проводится с целью удаления строительного мусора, грязи, посторонних предметов, оставшихся после строительно-монтажных работ, внутритрубных отложений: песка, глины, окалины, ржавчины, продуктов коррозии металла труб, скоплений воды и газозооушной смеси. Первичной очистке подвергаются вновь вводимые в эксплуатацию и длительно эксплуатирующиеся МНПП, по которым ранее не пропускались очистные устройства [46].

Периодическая очистка проводится с целью восстановления пропускной способности МНПП и сохранения качества перекачиваемых по ним нефтепродуктов.

Преддиагностическая очистка МНПП выполняется при подготовке их к диагностированию внутритрубными инспекционными приборами (ВИП).

Целевая очистка МНПП производится при снижении объемов и качества перекачиваемых по ним нефтепродуктов между периодическими очистками, а также после проведения капитального ремонта и реконструкции, перед гидравлическими испытаниями, консервацией и демонтажом.

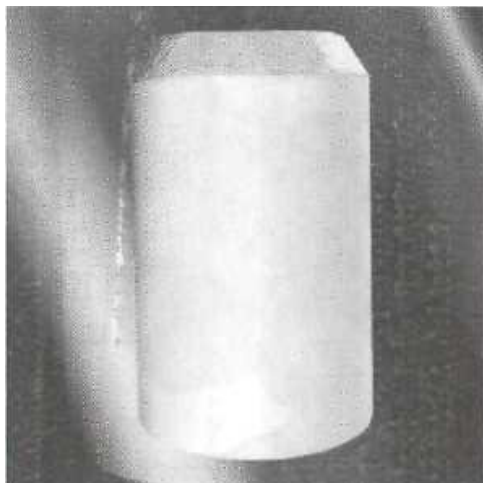


Рис. 6.2. Поролоновое очистное устройство

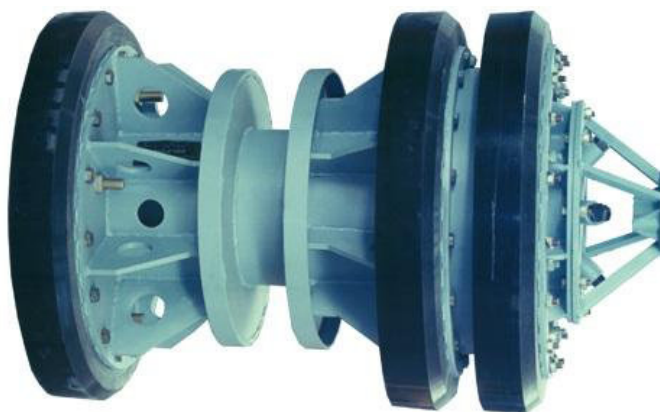


Рис. 6.3. Очистное устройство с эластичными чистящими манжетами

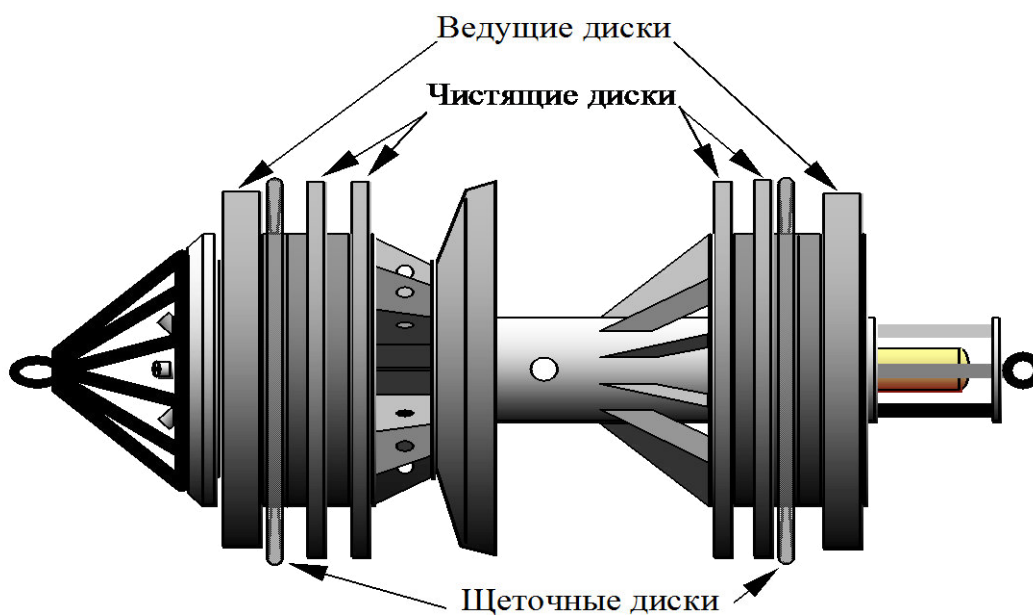


Рис. 6.4. Очистное устройство с жесткими чистящими элементами

Очистка полости МНПП осуществляется следующими способами:  
– увеличением скорости потока перекачиваемых нефтепродуктов;  
– использованием средств очистки.

Способ очистки МНПП с использованием средств очистки заключается в разрушении и вытеснении из полости труб различного рода загрязнений и отложений механическими устройствами и гелевыми поршнями.

К средствам очистки полости МНПП относятся:

- механические очистные устройства;
- очистные гелевые поршни.

Возможно использование комбинированных средств очистки комбинации механического очистного устройства и очистных гелевых поршней.

К механическим очистным устройствам относятся:

◦ пенополиуретановые (поролонные) очистные устройства (рис. 6.2);

◦ очистные устройства с эластичными чистящими манжетами (рис. 6.3);

◦ очистные устройства с жесткими чистящими элементами (рис. 6.4);

◦ переходные поршни;

◦ скребки-калибры.

К очистным гелевым поршням относятся:

◆ очистные гелевые поршни с механическими поршневыми ограничителями;

◆ очистные гелевые поршни без механических поршневых ограничителей.

Средства очистки должны удовлетворять следующим основным требованиям:

▪ сохранять эффективность очистки МНПП на большой протяженности;

▪ иметь низкую стоимость;

▪ обеспечивать возможность контроля их местоположения в МНПП;

▪ иметь полный комплект разрешительной и эксплуатационной документации.

Периодичность, способы и средства очистки выбираются в соответствии со стандартом [46] в зависимости от технических и техно-

логических характеристик, конструктивных особенностей, условий эксплуатации нефтепровода, опыта предыдущих очисток, степени их загрязненности и характера загрязнений. Очистку полости нефтепровода выполняют при положительных температурах воздуха. Очистку нефтепровода проводят при снижении их пропускной способности на 3%, а также при увеличении удельных энергозатрат на 2%. Периодичность очистки может определяться на основе технико-экономических расчетов, основанных на минимизации энергозатрат на перекачку.

Перед запуском на предприятии обязательно организовывается входной контроль очистного или диагностирующего устройства. Перед запасовкой очистного устройства проверяется его готовность к пропуску по нефтепроводу в соответствии с инструкцией по его эксплуатации. Схема узла запуска очистного устройства приведена на рис. 6.5.

Запуск ОУ производится в следующей последовательности (см. рис. 6.5):

- \* исходное положение задвижек камеры пуска: задвижки 5, 7, 12, вантузные задвижки 6, дренажная задвижка 9 закрыты, задвижка 4 открыта; и. п. очистного устройства: открыть задвижку 9 дренажной линии, освободить камеру пуска от нефтепродукта;

- \* закрыть задвижку 9 дренажной линии;

- \* открыть концевой затвор 8;

- \* провести естественную вентиляцию камеры пуска;

- \* провести анализ газовой среды в камере пуска и в рабочей зоне;

- \* при обнаружении превышения допустимой концентрации паров нефтепродукта провести продувку камеры пуска;

- \* провести запасовку очистного устройства 13, при необходимости использовать подъемный механизм и запасочные устройства камеры пуска-приема очистного устройства;

- \* закрыть концевой затвор камеры пуска;

- \* открыть задвижку 7, затем задвижку 5 и заполнить камеру пуска нефтепродуктом при закрытой задвижке 12, для выпуска газовой смеси открыть вантузы 6 камеры;

- \* закрыть задвижки 5 и 7 и вантузные задвижки 6 после заполнения камеры и выравнивания давлений до и после задвижки 12, контроль давлений осуществляется манометрами 3;

\* открыть задвижку 12, затем задвижку 7, плавно прикрыть задвижку 4;

\* после фиксации локатором 11 и сигнализатором 2 прохождения очистного устройства через выходную задвижку 12 камеры пуска и тройник полностью открыть задвижку 4, закрыть задвижки 7, 12;

\* положение задвижек камеры пуска после запуска очистного устройства: задвижки 5, 7, 12, вантузные задвижки 6, дренажная задвижка 9 закрыты, задвижка 4 открыта.

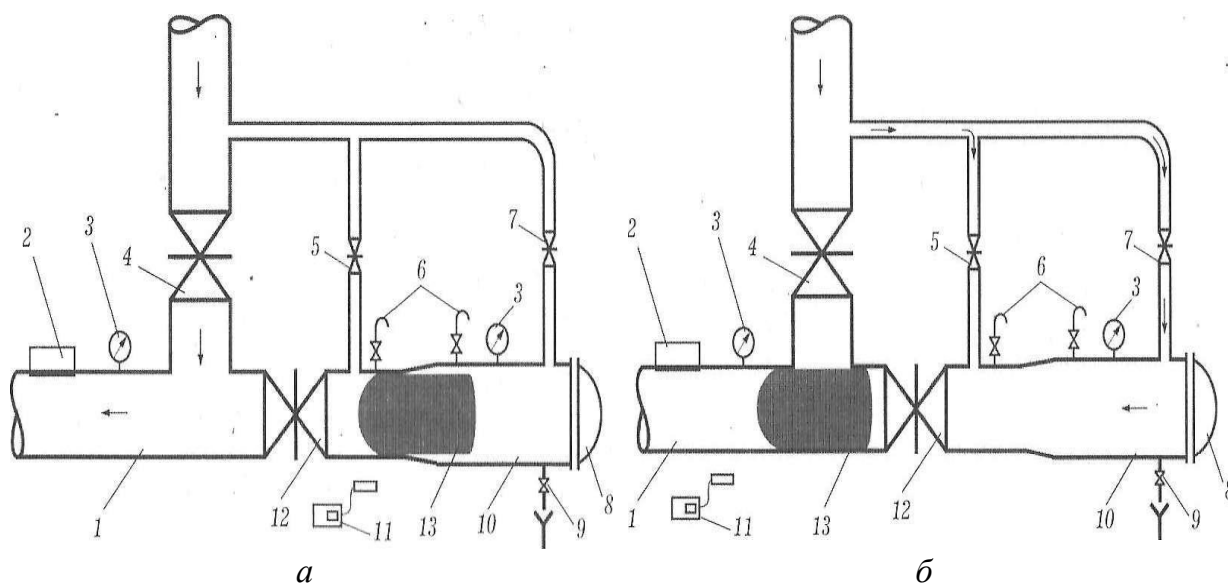


Рис. 6.5. Схема узла запуска очистного устройства:

*а* – подготовка очистного устройства к запуску; *б* – запуск очистного устройства; 1 – МНПП; 2 – сигнализатор прохождения очистного устройства; 3 – манометр; 4 – задвижка на выходе перекачивающей станции; 5, 7 – байпасные задвижки камеры пуска-приема ОУ; 6 – вантузы; 8 – концевой затвор камеры пуска-приема ОУ; 9 – дренажная задвижка; 10 – камера пуска-приема очистного устройства; 11 – локатор; 12 – задвижка на выходе камеры пуска-приема очистного устройства; 13 – очистное устройство

В процессе эксплуатации необходимо контролировать форму и состояние чистящих дисков. Износ кромки чистящего диска не должен быть более 50% от его номинальной толщины. Допускается повторное использование чистящих дисков, износ которых составляет 50% или менее номинальной толщины, при этом диски необходимо перевернуть.

Для обеспечения сопровождения средств очистки по трассе нефтепровода должны быть подготовлены бригады сопровождения, персонал которых должен быть обучен работе с приборами для обна-

ружения местонахождения очистного устройства (локаторами). Для контроля движения средств очистки по нефтепроводу должны быть подготовлены переносные приборы. Контроль движения очистного устройства по нефтепроводу в зависимости от условий трассы осуществляется непрерывно с сопровождением его по трассе или поэтапно с регистрацией прохождения очистным устройством контрольных (маркерных) пунктов.

Схема узла приема очистного устройства приведена на рис. 6.6.

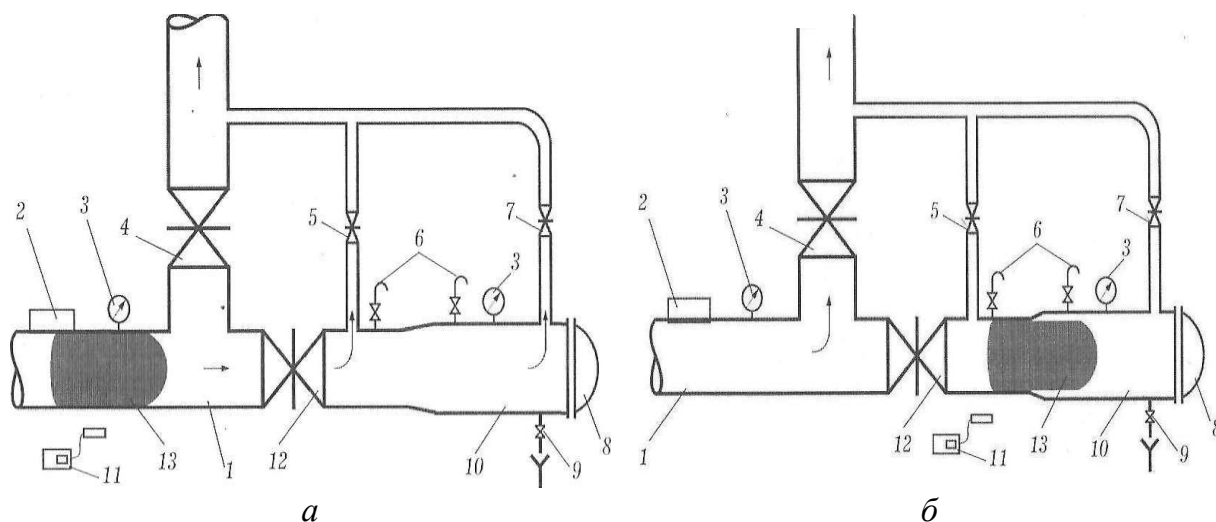


Рис. 6.6. Схема узла приема очистного устройства:

*а* – подготовка к приему очистного устройства; *б* – прием очистного устройства; 1 – МНПП; 2 – сигнализатор прохождения очистного устройства; 3 – манометр; 4 – задвижка на приеме перекачивающей станции; 5, 7 – байпасные задвижки камеры пуска-приема очистного устройства; 6 – вантузы; 8 – концевой затвор камеры пуска-приема очистного устройства; 9 – дренажная задвижка; 10 – камера пуска-приема очистного устройства; 11 – локатор; 12 – задвижка на входе камеры пуска-приема очистного устройства; 13 – очистное устройство

Прием очистного устройства проводится в следующей последовательности (рис. 6.6, *а*, *б*):

° исходное положение задвижек камеры приема: задвижки 5, 7, 12 открыты, задвижка 4, вантузные задвижки 6, дренажная задвижка 9 закрыты;

° проконтролировать локатором 11 и сигнализатором 2 прохождение очистного устройства через тройник и входную задвижку 12 камеры (см. рис. 6.6, *б*);

° перемещением локатора вдоль камеры убедиться, что ОУ полностью вошло в камеру приема;

° открыть задвижку 4 и последовательно закрыть задвижки 5, 12 (см. рис. 6.6, б).

В случае установки на очистное устройство электромагнитного передатчика для определения его местонахождения очистное устройство должно находиться в заполненной нефтепродуктом камере приема в течение 35 – 40 мин для автоматического отключения передатчика и обеспечения взрывобезопасного состояния.

Извлечение очистного устройства из камеры приема выполняется в следующей последовательности (см. рис. 6.6, б):

- подключить кабель заземления к запасовочному устройству камеры;
- открыть задвижку 9 дренажной линии и освободить камеру приема от нефтепродукта;
- открыть концевой затвор 8 приемной камеры;
- провести вентиляцию камеры приема;
- провести анализ газовой среды в приемной камере и в рабочей зоне;
- в случае обнаружения превышения допустимой концентрации паров нефтепродукта провести продувку камеры приема;
- удалить внутритрубные отложения, находящиеся в камере приема очистного устройства;
- установить перед камерой лоток для приема очистного устройства на опоры таким образом, чтобы его задняя часть находилась вплотную к открытому торцу камеры, а дно лотка находилось на одном уровне с дном камеры;
- для предотвращения искрообразования рабочие поверхности камеры приема и лотка обильно смазать солидолом;
- медленно вытянуть очистное устройство из камеры приема в лоток и закрепить;
- лоток с очистного устройства удалить от камеры приема за пределы опасной зоны;
- камеру приема очистить от остатков внутритрубных отложений;
- закрыть концевой затвор камеры 8;
- положение задвижек камеры после приема и извлечения очистного устройства: задвижка 4 открыта, задвижки 5, 7, 12, вантузные задвижки 6, дренажная задвижка 9 закрыты.



Первичный осмотр очистного устройства после очистки МНПП для определения его целостности проводится в соответствии с руководством по его эксплуатации; при этом необходимо определить количество загрязнений на поверхности очистного устройства и в камере приема. Все элементы очистного устройства очищаются от загрязнений, щетки очистного устройства должны быть очищены от отложений по всей длине. Количество вынесенных отложений и повреждений очистного устройства, обнаруженные во время его осмотра и очистки, должны быть отмечены в акте приема очистного устройства. После очистки и детального осмотра очистного устройства необходимо нанести на щетки тонкий слой консистентной или консервационной смазки для предотвращения появления ржавчины. При необходимости ремонт очистного устройства выполняется в соответствии с требованиями инструкции по его эксплуатации.

### **6.5. Технологический процесс ремонта нефте- и газопроводов**

Ремонтные работы на нефтепроводах и газопроводах аналогичны, главное отличие заключается в том, что огневые работы на газопроводах проводятся без полного освобождения от газа аварийных участков с остаточным давлением газа. На нефтепроводах и нефтепродуктопроводах такие работы можно проводить только после полного освобождения аварийных участков от остатков нефти или нефтепродукта и их дегазации. В отдельных случаях возможно проведение огневых работ без дегазации трубопровода, но при этом в трубопроводе должны прорубаться безогневым способом специальные окна, через которые по обе стороны окна должны быть установлены герметичные пробки. Обычно в этом случае применяется кляп с глиняной пробкой. После этого проводятся работы по разрезанию трубы или варке катушек или наложению заплаток и т.д.

Ремонтируемый участок газопровода (за исключением подводной части дюкеров) до начала работ должен быть подвергнут внеочередному техническому обследованию приборными методами. Выявленные утечки газа и повреждения изоляционного покрытия должны быть устранены. Результаты технического обследования и выполненных работ должны быть оформлены соответствующим актом.

Подготовительные работы должны выполняться в соответствии с требованиями проектной документации, «Правилами безопасности в газовом хозяйстве», технологическими картами [51].

Перед началом работ по восстановлению изношенных газопроводов должны быть проведены следующие подготовительные работы:

- ◆ разбивка трассы и намеченных к вскрытию котлованов с привязками их к постоянным ориентирам и оформлением акта с приложением схемы привязок;

- ◆ вскрытие котлованов согласно проектной документации;

- ◆ прокладка в случае необходимости временных газопроводов (байпасов) для бесперебойного снабжения газом потребителей на время производства работ;

- ◆ отключение предназначенных к ремонту участков газопроводов (в том числе и отводов от них);

- ◆ тщательная очистка отключенных участков от загрязнений с проверкой степени очистки и возможности осуществления работ на всем подготовительном участке газопровода с помощью видеокамеры.

Для восстановления (реконструкции) и капитального ремонта изношенных подземных стальных газопроводов применяют:

1. На территории поселений и городских округов:

- при давлении до 0,3 МПа включительно – протяжку в газопроводе труб из полиэтилена ПЭ 80 и ПЭ 100 с коэффициентом запаса прочности не менее 2,6 без сварных соединений, или соединенных с помощью деталей с ЗН, или соединенных сваркой встык с использованием сварочной техники высокой степени автоматизации;

- при давлении свыше 0,3 до 0,6 МПа включительно – протяжку в газопроводе труб из полиэтилена ПЭ 80 и ПЭ 100 с коэффициентом запаса прочности не менее 3,2 без сварных соединений или соединенных с помощью деталей с закладными нагревателями или сваркой встык с использованием сварочной техники высокой степени автоматизации;

- при давлении до 1,2 МПа включительно – облицовку очищенной внутренней поверхности газопроводов синтетическим тканевым шлангом на специальном двухкомпонентном клее при условии подтверждения в установленном порядке их пригодности для этих целей на указанное давление или в соответствии со стандартами (техническими условиями), область применения которых распространяется на данное давление.

2. Вне поселений и городских округов:

- ° при давлении до 0,6 МПа включительно – протяжку в газопроводе труб из полиэтилена ПЭ 80 и ПЭ 100 с коэффициентом запаса

са прочности не менее 2,6 без сварных соединений или соединенных с помощью деталей с ЗН или сваркой встык с использованием сварочной техники высокой степени автоматизации;

° при давлении свыше 0,6 до 1,2 МПа включительно – протяжку в газопроводе труб из полиэтилена ПЭ 100 с коэффициентом запаса прочности не менее 2,0 без сварных соединений или соединенных с помощью деталей с ЗН или сваркой встык с использованием сварочной техники высокой степени автоматизации. Пространство между полиэтиленовой трубой и стальным изношенным газопроводом (каркасом) давлением свыше 0,6 до 1,2 МПа включительно должно быть заполнено (при наличии такой возможности) по всей длине уплотняющим (герметизирующим), например пенным, материалом;

° при давлении до 1,2 МПа включительно – облицовку очищенной внутренней поверхности газопроводов синтетическим тканевым шлангом на специальном двухкомпонентном клее при условии подтверждения в установленном порядке их пригодности для этих целей на указанное давление или в соответствии со стандартами (техническими условиями), область применения которых распространяется на данное давление.

При протяжке применяют полиэтиленовые трубы без защитной оболочки, с защитной оболочкой, с соэкструзионными слоями.

Для восстановления (реконструкции) и капитального ремонта изношенных подземных стальных газопроводов вне и на территории поселений и городских округов допускаются другие технологии реконструкции: протяжка полиэтиленовых труб короткими патрубками, соединяемыми между собой в длинномерную трубу, уменьшенную в диаметре, протяжка тонкостенных профилированных труб SDR 21 и SDR 26, прокладка полиэтиленовых труб вместо изношенных стальных путем их разрушения или иные технологии при условии подтверждения в установленном порядке их пригодности для этих целей на указанное давление.

Восстановление и капитальный ремонт изношенных стальных газопроводов допускается проводить без изменения давления, с повышением или понижением давления по сравнению с давлением в действующем газопроводе.

При этом допускается сохранять:

\* пересечения восстанавливаемых участков с подземными коммуникациями без установки дополнительных футляров;

\* глубину заложения восстанавливаемых газопроводов;

\* расстояния от восстанавливаемого газопровода до зданий, сооружений и сетей инженерно-технического обеспечения по его фактическому размещению, если не изменяется давление в восстановленном газопроводе или при повышении давления в восстановленном газопроводе до 0,3 МПа.

Восстановление изношенных стальных газопроводов с возможностью повышения давления до высокого допускается, если расстояния до зданий, сооружений и сетей инженерно-технического обеспечения соответствуют требованиям, предъявляемым к газопроводу высокого давления.

Соотношение размеров полиэтиленовых и стальных труб при реконструкции методом протяжки выбирают исходя из возможности свободного прохождения полиэтиленовых труб и деталей внутри изношенных стальных и обеспечения целостности полиэтиленовых труб. Концы реконструированных участков между новой полиэтиленовой и изношенной стальной трубами должны быть уплотнены.

Технологические операции при ремонте нефтепровода с заменой труб путем укладки в совмещенную траншею вновь прокладываемого трубопровода рядом с заменяемым с последующим демонтажом последнего выполняют в два этапа.

На первом этапе работы выполняют в следующей последовательности:

- уточнение положения трубопровода;
- снятие плодородного слоя почвы, перемещение его во временный отвал;
- разработка совмещенной траншеи;
- планировка отвала грунта со стороны движения ремонтно-строительной колонны (РСК);
- сварка одиночных труб в секции на трубосварочной базе;
- вывоз секций труб на трассу и раскладка их на бровке траншеи;
- сварка секций труб в нитку (допускается сварка одиночных труб в нитку на бровке траншеи);
- очистка, нанесение изоляционного покрытия;
- укладка трубопровода в траншею;
- частичная засыпка уложенного трубопровода грунтом;
- очистка внутренней полости трубопровода;
- испытание на прочность и герметичность;

- подключение электрохимзащиты;
- отключение заменяемого и подключение (врезка) нового участка к действующему нефтепроводу.

На втором этапе работы выполняют в следующей последовательности:

- опорожнение, промывка заменяемого трубопровода;
- подъем, очистка от старого изоляционного покрытия и укладка трубопровода на бровку траншеи;
- резка трубопровода на части;
- транспортирование труб к месту складирования;
- засыпка траншеи минеральным грунтом;
- техническая рекультивация плодородного слоя почвы.

При капитальном ремонте нефтепровода с заменой труб путем укладки вновь прокладываемого трубопровода в отдельную траншею в пределах существующего технического коридора коммуникаций технологические операции выполняют в два этапа.

На первом этапе работы выполняют в следующей последовательности:

- закрепление трассы вновь прокладываемого трубопровода на местности;
- снятие плодородного слоя почвы, перемещение его во временный отвал, планировка полосы трассы в зоне движения РСК;
- сварка одиночных труб в секции на трубосварочной базе;
- вывоз секций труб на трассу и раскладка их вдоль будущей траншеи;
- сварка секций труб в нитку (допускается сварка одиночных труб в нитку на бровке траншеи);
- разработка траншеи;
- очистка, нанесение и контроль качества изоляционного покрытия;
- укладка трубопровода в траншею;
- присыпка трубопровода и засыпка траншеи минеральным грунтом;
- очистка внутренней полости трубопровода;
- испытание на прочность и герметичность;
- подключение электрохимзащиты;
- отключение заменяемого и подключение (врезка) нового участка к действующему нефтепроводу;

° техническая рекультивация плодородного слоя почвы.

На втором этапе работы выполняют в следующей последовательности:

- ◆ уточнение положения заменяемого трубопровода;
- ◆ опорожнение, промывка отключенного участка трубопровода;
- ◆ снятие плодородного слоя почвы и перемещение его во временный отвал;
- ◆ вскрытие трубопровода до нижней образующей;
- ◆ подъем, очистка от старого изоляционного покрытия и укладка трубопровода на бровку траншеи;
- ◆ засыпка траншеи минеральным грунтом;
- ◆ резка трубопровода на части;
- ◆ транспортировка труб к месту складирования;
- ◆ техническая рекультивация плодородного слоя почвы.

При капитальном ремонте с заменой труб путем демонтажа заменяемого трубопровода и укладки нового в прежнее проектное положение технологические операции выполняют в два этапа.

На первом этапе работы выполняют в следующей последовательности:

- ◆ уточнение положения заменяемого трубопровода;
- ◆ снятие плодородного слоя почвы, перемещение его во временный отвал;
- ◆ вскрытие трубопровода до нижней образующей;
- ◆ отключение трубопровода;
- ◆ опорожнение, промывка заменяемого трубопровода;
- ◆ подъем, очистка от старого изоляционного покрытия и укладка трубопровода на бровку траншеи;
- ◆ резка трубопровода на части;
- ◆ транспортировка труб к месту складирования.

Одновременно с демонтажом заменяемого трубопровода производится сварка новых одиночных труб в секции на трубосварочной базе.

На втором этапе работы выполняют в следующей последовательности:

- \* доработка или разработка траншеи;
- \* вывоз секций на трассу и раскладка их на бровке траншеи;
- \* сварка секций труб в нитку;
- \* очистка, нанесение изоляционного покрытия;

- \* укладка трубопровода в траншею;
- \* присыпка трубопровода и засыпка траншеи минеральным грунтом;
- \* очистка внутренней полости трубопровода;
- \* испытание на прочность и герметичность;
- \* подключение электрохимзащиты;
- \* подключение (врезка) нового участка к действующему нефтепроводу;
- \* техническая рекультивация плодородного слоя почвы.

**Вскрытие траншей нефтепроводов и газопроводов.** Перед началом земляных работ по вскрытию траншеи должно быть уточнено положение и заглубление трубопровода на трассе при помощи трубоискателя, стального шупа или рытья шурфов, затем по оси трубопровода забиваются пикеты, на которых указывается глубина заложения труб в данном месте. Рытье траншей небольшой длины при ремонте трубопровода рекомендуется производить одноковшовыми экскаваторами, а при ремонте участков длиной более 100 м и укладке параллельных ниток – роторным экскаватором.

При вскрытии траншеи экскаватором над верхом трубопровода должен оставаться слой грунта не менее 0,4 м, который далее разрабатывается вручную. Вынимаемый грунт необходимо складывать с одной стороны траншеи не ближе 0,5 м от бровки, другую сторону траншеи необходимо оставлять свободной для производства ремонтных работ: поднятия и укладки трубы, работы строительных механизмов, производства сварочных и изоляционных работ и так далее.

**Определение состояния изоляции.** Состояние изоляции трубопровода определяется по данным электрометрических измерений и осмотров в контрольных шурфах. Способ производства ремонтных работ принимается после составления дефектной ведомости. На проведение работ составляется Проект организации работ (ПОР). В ПОР указываются участок трубопровода, дефекты, сроки ремонта, объемы ремонтных работ и последовательность их проведения, применяемые механизмы, а также профиль трассы, уровень грунтовых вод и другие параметры.

*Работы по ремонту* выполняются, как правило, следующими способами.

На участках протяжением до 100 м ремонт производится обычно в траншее. При этом трубопровод вскрывается участками по 10 м. Через каждые 10 м оставляются опорные грунтовые перемишки дли-

ной 3 м и высотой 0,4 м от верха трубы. Ремонт изоляции в местах грунтовых перемычек производится после окончания ремонта и засыпки десятиметровых участков. Однако этот способ широко применять не рекомендуется, так как нарушается постель под трубопроводом и ее практически невозможно восстановить в прежнем виде даже при тщательной трамбовке грунта. Это означает, что в дальнейшем возможна просадка трубопровода.

На участках протяженностью более 100 км ремонт производится как в траншее, так и с подъемом газопровода из траншеи.

*При проведении ремонтных работ в траншее* грунт в зависимости от его прочности вынимается на полную глубину траншеи или до половины диаметра трубы. После освобождения трубопровода от грунта его поднимают на лежки трубоукладчиком. Расстояние в свету между дном траншеи и трубопроводом должно быть примерно 25 – 30 см.

*При проведении ремонтных работ на бровке траншеи* участок трубопровода вскрывается до половины диаметра трубы, затем вырезается газовой резкой и поднимается на поверхность земли и укладывается на лежках на бровке траншеи. Концы вырезанного участка трубопровода заглушаются временными заглушками для предотвращения попадания в него грунта и посторонних предметов. На оставшиеся в грунте концы газопровода наваривают заглушки, рассчитанные на максимальное давление, которое необходимо при стравливании газа на данном участке.

*Параллельная укладка новых труб.* Участок газопровода, равный намеченному к ремонту, сваривается, изолируется и испытывается на поверхности земли. Затем на расстоянии 4 – 5 м от действующего газопровода новый участок укладывается в новую параллельную траншею. После выпуска газа из газопровода заменяемый участок вырезают, а к концам выреза подсоединяют концы нового участка газопровода.

*Подъем участка* очищенного от грунта трубопровода из траншеи выполняется одним или несколькими трубоукладчиками. При подъеме трубопровода из траншеи сначала поднимается один его конец и под него подкладываются поперек траншеи усиленные лежки из бревен диаметром не менее 20 см. Затем постепенно таким же образом поднимается и укладывается на лежки весь ремонтируемый участок. Расстояние между лежками обычно принимается от 5 до 10 м в зависимости от ширины траншеи, прочности грунта и диаметра тру-



бопровода. Концы лежек должны выходить за края траншеи не менее чем на 0,75 м с каждой стороны. После того как трубопровод поднят на лежки, его сдвигают в сторону на 2 м от кромки траншеи и укладывают на ремонтные лежки длиной 1 – 1,5 м, на которых в дальнейшем производят ремонтные работы трубы и изоляции.

**Чистка труб от старой изоляции.** После вскрытия участка трубопровода и освобождения его от грунта с трубы необходимо как можно быстрее снять старую изоляцию, не допуская ее нагрева солнцем. Удаление изоляции производится групповыми скребками при помощи троса и небольшой лебедки, закрепляемой на трубе, а также ручными скребками. Однако скребками битум удалить полностью невозможно, поэтому остатки битума смывают техническим керосином с последующей протиркой поверхности трубы ветошью. Расход технического керосина составляет примерно 350 – 360 г на 1 м<sup>2</sup> поверхности трубы.

Требования при ремонте трубопроводов к квалификации сварщиков, к качеству сварных швов, марке электродов, металлу катушек и труб, изоляции предъявляются такие же, как и при строительстве трубопроводов. Толщина стенок навариваемых муфт, заплат и хомутов должна быть близкой к толщине стенок ремонтируемых труб. Перед наваркой заплат наиболее глубокие групповые каверны должны обязательно заправляться электросваркой. Края заплат и муфт должны выходить за пределы каверн на 30 – 35 мм.

**Установка хомутов.** Металлические хомуты устанавливаются на поврежденные места в качестве временной меры в целях ускорения работ. К таким дефектам относятся свищи, одиночные каверны и небольшие непрогрессирующие трещины в целях ускорения работ, уменьшения потерь газа или нефти, а также в случаях, когда их устранению с применением электросварки мешают грунтовые или поверхностные воды. Хомуты применяются двух видов – с галтелью посередине для накладки на сварные швы и плоские.

Первые ставят для перекрытия свищей и трещин на сварных стыках, вторые – на свищи и трещины на гладкой поверхности трубы. Для создания герметичности между стенкой трубы и хомутом на дефектное место под хомут ставится прокладка. Обычно применяются прокладки из листового свинца, из красной меди или паронита. Если свищи образовались во вмятинах, то рекомендуется накладывать сначала мягкие прокладки по форме впадины до полного ее заполнения, после чего перекрывать их мягкой прокладкой большего размера и

зжимать хомутом. Во время очередного планового ремонта хомуты должны сниматься, а дефектные места завариваться.

*Заварка свищей и трещин.* Если установка хомута по характеру свища или трещины невозможна или имеется достаточно времени для проведения сварочных работ, то свищ или трещина заваривается. Перед сваркой дефектное место должно быть вырублено с разделкой фаски. Если вокруг свища стенка трубы ослаблена коррозией, то дефектное место можно с помощью электросварки заплавить и наварить сверху заплату. Ослабленные коррозией участки трубы вырезают и в это место вваривают катушку. Если коррозия поражает до 20 % поверхности по периметру трубопровода, то допускается на этом месте устанавливать усиленную муфту.

*Вваривание катушек.* Кроме указанных выше случаев, катушки в трубопровод ввариваются также при полном разрыве стыков и расхождении концов трубы более 1,5 мм; при разрыве стыков; нарушении соосности трубы; при разрыве стыков с повреждением основного металла трубы; при разрывах продольных сварных стыков; при разрывах труб в местах, ослабленных снаружи почвенной коррозией или внутренней коррозией, и других случаях. Длина катушек должна быть не менее 0,8 диаметра трубы. Обычно катушки изготавливаются в цеховых условиях и их запас хранится в ремонтных бригадах и усадьбах обходчиков.

*Чистка труб перед нанесением грунтовки.* После заварки каверн, наварки заплат, муфт и замены бракованных участков производится очистка поверхности газопровода. Наилучшим способом очистки труб при ремонте является пескоструйный, который обеспечивает надлежащую (до металлического блеска) чистоту поверхности, хорошо удаляет ржавчину из больших и малых каверн. Обычно пескоструйный способ очистки сочетается с ручным с помощью металлических щеток.

Испытание отремонтированного участка трубопровода при капитальном ремонте с заменой труб на прочность и герметичность проводится после полной готовности всего участка: установки арматуры и приборов, приварки катодных выводов, засыпки минеральным грунтом.

Испытание отремонтированного участка следует проводить гидравлическим (водой, незамерзающими жидкостями), пневматическим (воздухом) или комбинированным (воздухом и водой) способа-

ми. Нефтепроводы следует испытывать, как правило, гидравлическим способом.

Трубопровод подвергается циклическому гидравлическому испытанию на прочность. Количество циклов должно быть не менее трёх, а величина испытательного давления в каждом цикле в нижней точке трубопровода – не более гарантированного заводом испытательного давления, но не менее  $1,1 P_{раб}$  в верхней точке. Время выдержки трубопровода под испытательным давлением должно составлять не менее 24 ч. Нефтепровод считается выдержавшим испытание на прочность и проверку на герметичность, если за время испытания трубопровода на прочность труба не разрушилась, а при проверке на герметичность давление осталось в пределах допустимых норм и не были обнаружены утечки. При разрыве, обнаружении утечек визуально, по звуку или с помощью приборов участок трубопровода подлежит ремонту и повторному испытанию на прочность и проверке на герметичность.

После окончания испытаний и проверки на герметичность следует удалить воду из участка трубопровода с помощью разделителей, перемещаемых под давлением воздуха. Испытанный на прочность и проверенный на герметичность вновь проложенный участок трубопровода следует подключить к основной магистрали и заполнить нефтью. Вытесняемый воздух следует удалять через вантузы.

Участок магистрального газопровода после выполнения капитального ремонта и перед его подключением к действующему газопроводу подлежит испытанию на прочность и проверке на герметичность гидравлическим (водой, незамерзающей жидкостью) или пневматическим (воздухом, газом) способом. Испытание участка на прочность и герметичность производится после завершения монтажа арматуры и приварки катодных выводов. Перед проведением испытаний участка газопровода проводится очистка его полости, которая выполняется промывкой, продувкой, вытеснением загрязнений в потоке жидкости пропуском или протягиванием очистного устройства с последующей установкой заглушек на концах очищенного участка для предотвращения повторного загрязнения газопровода.

При ремонте участков газопроводов общей протяженностью до 36 м методом замены труб или врезкой «катушек» допускается испытания проводить проходным рабочим давлением газа, а свар-

ку стыков следует выполнять в соответствии с требованиями, предъявляемыми к сборке, сварке и контролю гарантийных сварных соединений.

Приемка отремонтированного участка газопровода осуществляется в соответствии с действующим законодательством и требованиями нормативных документов.

## **6.6. Техническое обслуживание автоцистерн**

Перед выпуском на линию и по прибытии с линии все автоцистерны подвергаются контролю технического состояния на контрольном пункте (КП) автохозяйства механиком и водителем [19].

При этом проверяются:

- ° состояние агрегатов, узлов, механизмов, приборов и деталей базового шасси, влияющих на безопасность движения;
- ° наличие, состояние и крепление средств пожаротушения, шанцевого инструмента, ЗИП;
- ° герметичность гидравлической тормозной системы, а на автоцистернах, оборудованных пневматической тормозной системой, – герметичность пневмосистемы;
- ° состояние крепления специального оборудования к базовому шасси;
- ° состояние цистерны;
- ° исправность электрооборудования и КИП;
- ° наличие заглушек на всех трубопроводах, исправность рукавов;
- ° состояние средств защиты от статического электричества и заземляющих устройств;
- ° исправность дыхательных клапанов;
- ° состояние крышки наливного люка (наличие и состояние уплотнений, скоб, рычагов, нажимного винта);
- ° состояние пеналов, ящичков, замков и шарниров дверей;
- ° состояние элементов системы информации об опасности (СИО).

При работе на линии водитель обязан следить за работой всех агрегатов, систем, механизмов, узлов, приборов и деталей, включая специальное оборудование, обращая при этом особое внимание на исправность заземляющих устройств, герметичность систем, приме-

няя безопасные приемы управления транспортным средством (автопоездом).

Техническое обслуживание специализированного оборудования автоцистерн проводится при ТО подвижного состава транспортного средства. ТО бывает: ежедневное, первое, второе, сезонное.

Ежедневное ТО включает контрольно-осмотровые, заправочные, уборочно-моечные работы.

В объем работ первого ТО (ТО-1) входят все работы, предусмотренные ежедневным обслуживанием. Кроме того, необходимо:

- проверить состояние сальников и уплотнительных колец насоса, коробки отбора мощности, вентиля слива отстоя и при необходимости подтянуть сальники или заменить их;

- проверить состояние крепления коробки отбора мощности и шарниров карданного вала и при необходимости подтянуть крепежные детали;

- проверить огнетушители на соответствие паспортным данным;

- проверить внешним осмотром крепление кабелей и узлов электрооборудования;

- проверить состояние приборов, при истечении срока их освидетельствования приборы заменить;

- произвести смазку узлов и механизмов автоцистерны в соответствии с картой смазки;

- проверить состояние всех сливных пробок насоса и коммуникаций;

- проверить состояние окрашенных поверхностей и при необходимости восстановить поврежденные места;

- промыть керосином отстойник;

- проверить чистоту сетки дыхательного клапана;

- проверить исправность средств защиты от статического электричества и заземляющих устройств;

- устранить выявленные неисправности.

В объем второго ТО (ТО-2) входят все работы, предусмотренные ТО-1. Кроме того, необходимо:

- \* проверить состояние крепления датчика измерителя тахометра (на автоцистернах, где он установлен);

- \* осмотреть покрытие на внутренней поверхности цистерны и крепления узлов и деталей внутри нее;

- \* промыть внутреннюю полость цистерны, коммуникаций и арматуры;

- \* произвести полную разборку, промывку, осмотр и сборку дыхательного клапана;
- \* проверить регулировку перепускного и дыхательного клапанов;
- \* проверить работу пневматической системы;
- \* проверить работу насоса, высоту всасывания и напора при нулевой производительности;
- \* проверить работоспособность и регулировку ограничителя наполнения цистерны и указателя уровня нефтепродукта;
- \* проверить работу электрооборудования;
- \* проверить полноту слива нефтепродукта из насоса и коммуникаций;
- \* проверить работу звуковой и световой сигнализации при наполнении цистерны;
- \* проверить состояние и правильность показаний всех приборов;
- \* осмотреть ящики, пеналы, технологический отсек с пультом управления цистерны;
- \* устранить выявленные неисправности.

В сезонное обслуживание входят работы ТО-2. Кроме того, необходимо:

- проверить герметичность цистерны и состояние покрытия ее внутренних и внешних поверхностей, при необходимости освежить надписи на цистерне;
- прочистить и промыть все сливные трубопроводы, штуцера и пробки;
- проверить состояние рукавов;
- проверить состояние электрического и пневматического оборудования, заземляющих устройств и средств пожаротушения;
- проверить наличие, состояние и укладку ЗИП;
- заменить все изношенные прокладки в коммуникациях и на сливных патрубках;
- заменить смазку в соответствии с картой смазки;
- проверить и подтянуть крепления в труднодоступных местах;
- устранить выявленные неисправности.

## 6.7. Контроль качества нефтепродуктов. Общие требования и определения

*Контроль и обеспечение сохранения качества нефтепродуктов* – комплекс мероприятий, осуществляемых при подготовке и проведении операций по приему, хранению, транспортированию и отпуску нефтепродуктов с целью предотвращения реализации некондиционных нефтепродуктов.

Нефтепродукт, поступающий в организацию нефтепродуктообеспечения или отпускаемый организацией нефтепродуктообеспечения, сопровождается паспортом качества на партию согласно образцу. Ответственным в организации нефтепродуктообеспечения за осуществление мероприятий по контролю и обеспечению сохранения качества нефтепродуктов является должностное лицо, назначенное распорядительным документом организации [11, 12].

Испытания нефтепродуктов в зависимости от их назначения подразделяют на приемосдаточные, контрольные, в объеме требований нормативного документа и арбитражные.

Для оценки качества нефтепродукта и контроля за изменением его свойства используют единичные показатели, от которых зависит надёжная и экономичная эксплуатация техники.

*Показатель качества нефтепродукта* – количественная характеристика одного или нескольких свойств нефтепродукта, определяющих его качество.

*Арбитражный анализ* – установление соответствия качества нефтепродукта требованиям нормативных документов, проводимое в независимой лаборатории при возникновении разногласий в оценке качества между потребителем и поставщиком. Независимая лаборатория выбирается по согласованию заинтересованных сторон. При проведении арбитражного анализа могут присутствовать заинтересованные стороны.

*Арбитражная проба* – контрольная проба, используемая для проведения арбитражного анализа.

*Донная проба* – это точечная проба нефтепродукта, отобранная со дна резервуара (емкости транспортного средства) переносным металлическим пробоотборником, который опускается до дна резервуара (емкости). Донная проба в объединенную пробу не включается, а анализируется отдельно.

*Исправление (восстановление) качества нефтепродукта* – доведение показателя (-лей) качества некондиционного нефтепродукта до требований нормативного документа за счет смешения его с той же маркой кондиционного нефтепродукта, имеющего соответствующий запас качества.

*Контроль точности проведения испытаний нефтепродуктов* – совокупность организационных мероприятий, средств и методов испытаний, средств и методов контроля точности испытаний и объектов контроля, взаимосвязанных единой целью, – обеспечением единства измерений и требуемых метрологических характеристик методов испытаний.

*Контрольная проба* – часть точечной или объединенной пробы нефтепродукта, которая используется для выполнения анализа.

*Лабораторные испытания (анализ* – оценка соответствия качества контрольной пробы нефтепродукта требованиям нормативного документа, проводимая в условиях лаборатории с использованием стандартных методов испытаний по установленному при аккредитации перечню показателей качества.

*Объединенная проба* – проба нефтепродукта, составленная из нескольких точечных проб, отобранных в соответствующем порядке и объединенных в указанном соотношении.

*Паспорт качества нефтепродукта* – документ, устанавливающий соответствие численных значений показателей качества нефтепродукта, полученных в результате лабораторных испытаний.

*Приемосдаточный анализ* – оценка соответствия качества нефтепродукта по установленному перечню показателей марке и данным, приведенным в паспорте качества поставщика (при приеме) или журнале анализов (при отпуске), а также требованиям нормативного документа на нефтепродукты.

*Стандартный метод испытания* – метод испытания нефтепродуктов по определению показателя качества, на который дается ссылка в разделе «Технические требования» нормативного документа на конкретную марку нефтепродукта. Если метод испытания стандартизован, т.е. на него разработан стандарт вида «Методы испытаний», то в разделе «Технические требования» дается ссылка на номер стандарта. Если метод испытания не стандартизован, то в разделе «Методы испытаний» нормативного документа на нефтепродукт приводится полный текст этого метода испытания.



*Точечная проба* – проба, отобранная за один прием. Она характеризует качество нефтепродукта в одном тарном месте (бочке, бидоне, канистре и др.), или на определенном заданном уровне в резервуаре (транспортном средстве), или в определенный момент времени при отборе из трубопровода.

*Экспресс-анализ* – оценка качества нефтепродукта, проводимая с использованием экспресс-метода. Данные экспресс-анализа нельзя использовать для предъявления претензии, оформления паспорта качества нефтепродукта или записи в журнал анализов. Если экспресс-анализ показал, что нефтепродукт некондиционный, то эти данные необходимо проверить лабораторными испытаниями.

*Экспресс-метод* – метод испытания, позволяющий с установленной вероятностью за более короткое время, чем стандартный метод, определить показатель качества нефтепродукта и принять решение о необходимости проверки его в лабораторных условиях.

## **6.8. Изменение свойств нефтепродуктов при хранении**

Прежде чем нефтепродукты и горючесмазочные материалы дойдут до транспортных средств, им предстоит пройти множество процедур, а именно: транспортировку трубопроводом, доставку железнодорожным, водным способом или перевозку бензовозами, хранение и перекачку. Все эти процедуры ведут к потерям и ухудшению основных свойств нефтепродуктов. Изменение качества зависит от транспорта и ответственности персонала, перевозящего нефтепродукты с базы хранения и НПЗ до бензобаков транспорта. Основное влияние на надёжность работы транспорта оказывают: образование смол, осадков, образование механических загрязнений в топливе, появление в масле и смазках примесей и воды [12].

Испарения практически нет, если хранить нефтепродукты в закрытых резервуарах, оно наблюдается, если хранение негерметично. Чаще всего испарение происходит при приёме, выдаче, перекачке и заправке транспорта. Испарение влияет не только на потери объёмов топлива, но и на фракционный состав. В основном испарению подвержен автомобильный бензин, имеющий низкую температуру кипения. Дизельное топливо испаряется намного меньше, масла и смазки в соответствующих условиях хранения практически не испаряются. В первую очередь в результате испарения топлива улетучиваются лёгкие фракции, это приводит к утяжелению фракционного состава,

ухудшению пусковых свойств, неполному сгоранию, дымному выхлопу, увеличению нагароотложений и ускорению износа трущихся деталей двигателя. Благодаря этому у неэтилированного бензина снижается октановое число, а у этилированного увеличивается концентрация тетраэтилсвинца с одновременным уменьшением количества этилбромидов (выносителя свинца), в результате чего образование свинцовистых отложений в камере сгорания идёт более интенсивно. Повышение температуры конца кипения топлива ведёт к неполному его испарению, что сопровождается проникновением его в картер двигателя и разжижением смазочного масла.

Снижения потерь от испарения можно добиться при соблюдении следующих мероприятий:

- \* уменьшении газового пространства при хранении за счёт более полного заполнения резервуаров топливом;

- \* снижении колебаний температуры газового пространства за счёт окраски резервуаров в светлые тона, сооружении защитных экранов, а также если нефтепродукты хранятся под землёй;

- \* содержании в исправном состоянии арматуры топливной ёмкости (дыхательные клапана, прокладки, крышки), обеспечивающей их герметичность. Необходимо также уменьшить количество перекачек топлива. Наливать нефтепродукты в ёмкости рекомендуется только закрытым способом;

- \* не допускается выдача топлива через люки резервуаров.

Смолистые осадки образуются при сложном физико-химическом процессе, это зависит от внешних условий хранения: температуры хранения, длительности хранения, процента заполненности резервуара, взаимодействия с металлами. Смолистые вещества, которые содержатся в топливе, в рабочем состоянии двигателя оседают во всасывающем тракте, на клапанном механизме, в камере сгорания, на поршневых кольцах, распылителях форсунок и т.д. Всё это влияет на мощность, а также на экономичность двигателя, повышает угар масла, возрастает износ двигателя, часто происходит и поломка. Для того чтобы снизить смолообразование в нефтепродуктах, их необходимо хранить в подземных ёмкостях и следить за исправностью всех систем резервуара.

Загрязнение происходит также вследствие попадания мусора в нефтепродукты из окружающей среды, при заполнении нефтепродуктами плохо защищённых ёмкостей, при перекачке топлива и масел по загрязнённым трубопроводам, из-за образования нерастворимых про-

дуктов окисления малостабильных компонентов топлива и масел при применении их в узлах и механизмах. Механические примеси включают пыль и песок, имеющие более высокую твёрдость, чем металлы, и вызывающие увеличение износа трущихся деталей.

Загрязнение нефтепродуктов механическими примесями из окружающей среды происходит при «больших» и «малых» дыханиях в топливной ёмкости и баках транспорта, а также при их открытии. Топливо сильно загрязняется во время перелива на нефтебазах, особенно если в воздухе большое содержание пыли; при использовании грязных шлангов и при заправке транспортных средств открытым способом. Концентрация механических примесей в бензине может достигать 40 – 60 г/т, а в дизельных топливах – 100 – 150 г/т, бывает и 400 – 500 г/т. Загрязнение моторных и трансмиссионных масел механическими примесями при работе транспорта происходит за счёт недостаточного уплотнения узлов и агрегатов и недостаточной очистки масла. Для предотвращения чрезмерного накопления механических примесей в масле при работе техники его периодически заменяют в сроки, предусмотренные правилами эксплуатации.

Обводнение нефтепродуктов образовывается за счёт конденсации влаги в воздухе при хранении, транспортировке, перекачке, если резко понижается температура топлива или при попадании воды из окружающей среды. Во время осадков (дождь, снег) вода попадает в нефтепродукты сквозь открытые или неуплотнённые люки, сломанные крышки ёмкостей или дыхательных клапанов. Вода существенно изменяет свойства топлива: повышает вязкость, ухудшает низкотемпературные свойства, повышает температуру помутнения, снижает прокачиваемость и фильтруемость, ухудшает распыливание, испарение и горение, что снижает КПД двигателя, увеличивает коррозионность топливной системы питания. Зимой при замерзании воды образуются кристаллы льда, которые мешают подаче ГСМ.

Обводнение влияет на моторные масла с присадками. Даже малое содержание воды (0,1 – 0,2%), которая попала в масло, понижает процент присадки (до 40 – 50%) благодаря оседанию её в осадок. Во время работы техники и механизмов, особенно двигателя, физико-химические свойства масла непрерывно ухудшаются, что обусловлено процессами окисления, срабатыванием присадок, накоплением кислых и нерастворимых продуктов и механических примесей. В результате увеличиваются масса отложений в реактивных масляных центрифугах и износ деталей.

## 6.9. Анализ качества нефтепродуктов

Анализы нефтепродуктов в лаборатории проводят в соответствии с требованиями стандартов на методы испытаний. Для быстрой оценки пригодности нефтепродукта к применению могут быть использованы простые способы контроля качества. Эти методы менее точны, но позволяют быстро оценить показатели качества топлива и смазочных материалов. Качество нефтепродуктов можно оценить визуально: по цвету, прозрачности, вязкости, наличию загрязнений и воды путём сравнения их с эталонными образцами, которые целесообразно иметь на всех заправочных пунктах.

Бензин и керосин – это прозрачные жидкости. Мутность указывает на их обводнённость или загрязнённость. Появление окраски от жёлтой до светло-коричневой свидетельствует о наличии смолистых веществ и смешении с продуктами других марок. Дизельное топливо имеет окраску от светло-жёлтой до светло-коричневой, увеличение интенсивности окраски свидетельствует об увеличении содержания фактических смол.

Вискозиметр (от лат. *viscosus* – вязкий) – прибор для определения динамической или кинематической вязкости вещества. В системе единиц СГС и в СИ динамическая вязкость измеряется соответственно в пуазах (П) и паскаль-секундах (Па·с), кинематическая – соответственно в стоксах (Ст) и квадратных метрах на секунду ( $\text{м}^2/\text{с}$ ).

Наиболее распространены вискозиметры капиллярные, с падающим шариком, ротационные, ультразвуковые.

Определение вязкости *капиллярными вискозиметрами* основано на законе Пуазёйля и состоит в измерении времени протекания известного количества (объёма) жидкости или газа через узкие трубки круглого сечения (капилляры) при заданной разнице давления. Чаще всего жидкость из резервуара вытекает под действием собственного веса: в таком случае вязкость пропорциональна разнице давлений между жидкостью, вытекающей из капилляра, и жидкостью на том же уровне, вытекающей из очень толстой трубки. Если течение жидкости в приборе осуществляется только под действием тяжести (например, в вискозиметре Уббелюде), то при работе капиллярного вискозиметра определяется кинематическая вязкость. С помощью капиллярного вискозиметра измеряются вязкости от 10 мкПа·с (газы) до 10 кПа·с.

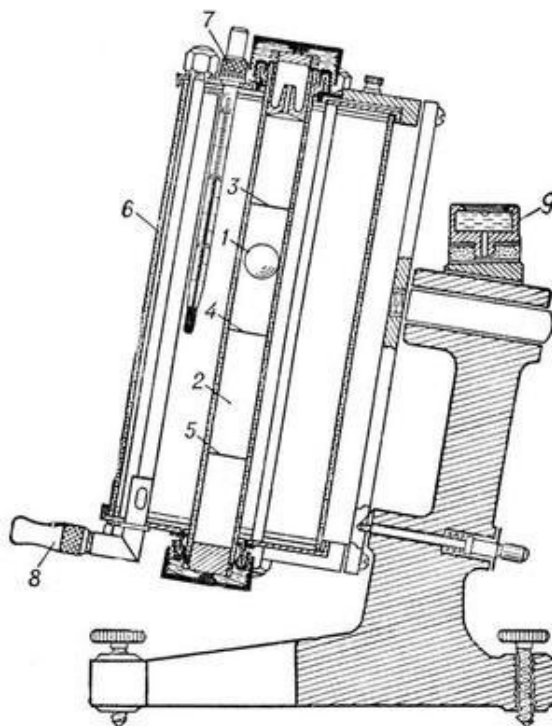
Вискозиметр Гепплера (рис. 6.7) относится к *вискозиметрам с движущимся в исследуемой среде шариком*. Действие вискозиметра

Гепплера основано на законе Стокса о шарике, падающем в неограниченно вязкой среде.

Вискозиметр Гепплера представляет собой трубку, выполненную из прозрачного (или непрозрачного) материала, в которую помещается вязкая среда. Вязкость определяется по скорости прохождения падающим шариком промежутков между метками на трубке вискозиметра, исходя из формул метода падающего шарика вискозиметрии.

Рис. 6.7. Вискозиметр Гепплера со «скользящим» шариком:

- 1 – шарик; 2 – трубка с жидкостью;
- 3, 4, 5 – кольцевые метки на трубке;
- 6 – термостатирующая жидкостная баня;
- 7 – термометр; 8 – штуцер для присоединения прибора к термостату;
- 9 – уровень



Помимо вискозиметров, позволяющих выразить результаты измерений в единицах динамической или кинематической вязкости, существуют *вискозиметры для измерения вязкости жидкостей в условных единицах*. Такой вискозиметр представляет собой сосуд с калиброванной сточной трубкой, вязкость оценивается по времени истечения определённого объёма жидкости. Например, с помощью вискозиметров типов ВЗ-1 и ВЗ-4, предназначенных для исследования лаков и красок, вязкость выражают в секундах, а с помощью вискозиметра типа ВУ (Энглера) (рис. 6.8) для нефтепродуктов – в градусах Энглера. Перевод условных единиц в единицы вязкости Международной системы единиц ( $\text{н}\cdot\text{с}/\text{м}^2$  и  $\text{м}^2/\text{с}$ ) возможен, но неточен.

В ротационных вискозиметрах (рис. 6.9) исследуемая вязкая среда находится в зазоре между двумя соосными телами (цилиндры, конусы, сферы, их сочетание), причём одно из тел (ротор) вращается,

а другое неподвижно. Вязкость определяется по крутящему моменту при заданной угловой скорости или по угловой скорости при заданном крутящем моменте. Ротационные вискозиметры применяют для измерения вязкости смазочных масел (при температурах до  $-60\text{ }^{\circ}\text{C}$ ), нефтепродуктов, расплавленных силикатов и металлов (до  $2\ 000\text{ }^{\circ}\text{C}$ ), высоковязких лаков и клеев, глинистых растворов и т.д. Относительная погрешность наиболее распространённых ротационных вискозиметров лежит в пределах 3 – 5%.

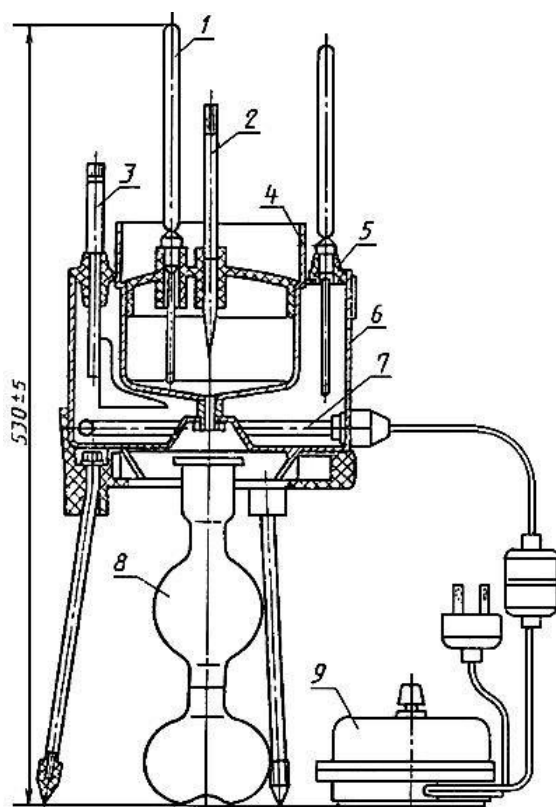


Рис. 6.8. Вискозиметр типа ВУ:

- 1 – термометр; 2 – стержень;
- 3 – мешалка; 4 – резервуар;
- 5 – крышка; 6 – ванна;
- 7 – нагреватель;
- 8 – измерительная колба;
- 9 – регулятор мощности



Рис. 6.9. Ротационный вискозиметр

Действие *ультразвуковых вискозиметров* основано на измерении скорости затухания колебаний в пластинке из магнитострикционного материала, погруженной в исследуемую среду. Колебания возникают от коротких (длительность 10 – 30 мкс) импульсов тока в

катушке, намотанной на пластинку. При колебаниях пластинки в этой же катушке наводится ЭДС, которая убывает со скоростью, зависящей от вязкости среды. При уменьшении ЭДС до некоторого порогового значения в катушку поступает новый возбуждающий импульс. Вязкость среды определяют по частоте следования импульсов.

Наличие загрязнений в дизельном топливе можно определить фильтрованием (бумажный фильтр из белой, синей и красной лент или технической фильтровальной бумаги). Для этого фильтр складывают в виде конуса, устанавливают в воронку и через него пропускают 1 л топлива. Если топливо не загрязнено, фильтр остаётся чистым. При незначительном загрязнении грязевое пятно на фильтре имеет диаметр 1 – 2 см, а при большем диаметре пятна в топливе содержится недопустимое количество механических примесей.

При определении загрязнённости масла его нагревают до 50 – 60 °С, тщательно перемешивая. Затем наносят две-три капли масла на фильтровальную бумагу, на которой хорошо видны загрязнения. Чистое масло даёт равномерно окрашенное пятно. Капли можно наносить также на чистое стекло.

Для определения содержания примесей используют индикаторы загрязнения жидкостей (ИЗЖ), с помощью которых можно оперативно получить информацию о процентном содержании примесей, сопоставить результат с допустимыми значениями по ГОСТ 17216-2001 «Промышленная чистота. Классы чистоты жидкостей» и эксплуатационной техдокументацией путевых машин.

Индикатор состоит из датчика-щупа двух исполнений: 1) с одним фотодиодом инфракрасного спектра излучения; 2) модернизированный с дополнительным встроенным датчиком температуры, блоком электроники и блоком питания. Индикатор позволяет проводить контроль загрязнений в диапазоне от «0,00» до «2,00» %. Показания индикатора «0,00» применительно к гидравлическому маслу соответствуют классу чистоты не хуже тринадцатого, а «2,00» – двадцать второго. Индикаторы ИЗЖ портативны, просты в обращении, не требуют специальных лабораторных условий, дополнительного оборудования, высокой квалификации персонала.

Наличие воды в масле и топливе определяют способом отстаивания в пробирке: вода оседает в нижнем слое. Присутствие воды в масле можно определить, нагревая его в пробирке до 105 – 120 °С. Образование пены, потрескивание и вибрация пробирки говорят о наличии в масле воды. Для контрольного осмотра пробу нефтепродукта

из пробоотборника или сливного крана сливают в колбу (мензурку, стакан, пробирку, банку) либо несколько капель капают на стекло и определяют наличие механических примесей и воды – в проходящем свете, визуально.

Качество пластичных смазок можно оценить по цвету, водостойкости, жировому пятну, однородности и наличию механических примесей. Для графитной смазки цвет чёрный или чёрно-зелёный, для смазки № 158 – синий. Водостойкость: смазки «Литол-24», солидолы и УНИОЛ водостойки и не омыляются; консталин, смазки 1-13, ЯНЗ-2 неводостойки и в воде намыливаются.

Жировое пятно определяют следующим образом: комочек смазки диаметром 5 мм помещают на фильтровальную бумагу и разогревают на плите или другом источнике тепла. Смазки низкоплавкие – пушечная ПВК, вазелин – при температуре 60 – 70 °С плавятся полностью, оставляя ровное светло-жёлтое или коричневое пятно. Солидолы образуют пятно с мягким остатком в средней части фильтра. Как правило, остаток живых солидолов светло-коричневого цвета, а синтетических – коричневого. Тугоплавкие смазки – «Литол-24», УНИОЛ, консталин, смазки 1-13 – не плавятся, но оставляют вокруг комочка масляный ореол.

### **6.10. Пробоотборники. Общие требования к отбору проб нефти, нефтепродуктов и газа**

*Пробоотборники* используются для отбора проб нефти, газа или иной жидкости из резервуаров, трубопроводов, железнодорожных и автомобильных цистерн, подземных ёмкостей, технологических колонн, нефтеналивных танков на морских судах.

В зависимости от конструкции пробоотборники подразделяются на:

- точечные, предназначенные для забора проб с одного заданного уровня или в некий момент времени прохождения продукта по трубопроводу;
- многоуровневые, позволяющие брать пробы сразу с нескольких уровней резервуара, что особенно часто находит применение на нефтебазах и заправочных станциях (АЗС);
- донные;
- автоматические, позволяющие накапливать пробу в течение некоторого периода времени или по мере прохождения партии продукта по трубопроводу (так называемая объединенная проба).



Для отбора проб из резервуаров нефти и нефтепродуктов на них устанавливают стационарные пробоотборники (рис. 6.10) [14] или используются переносные, ручные пробоотборники (рис. 6.11).

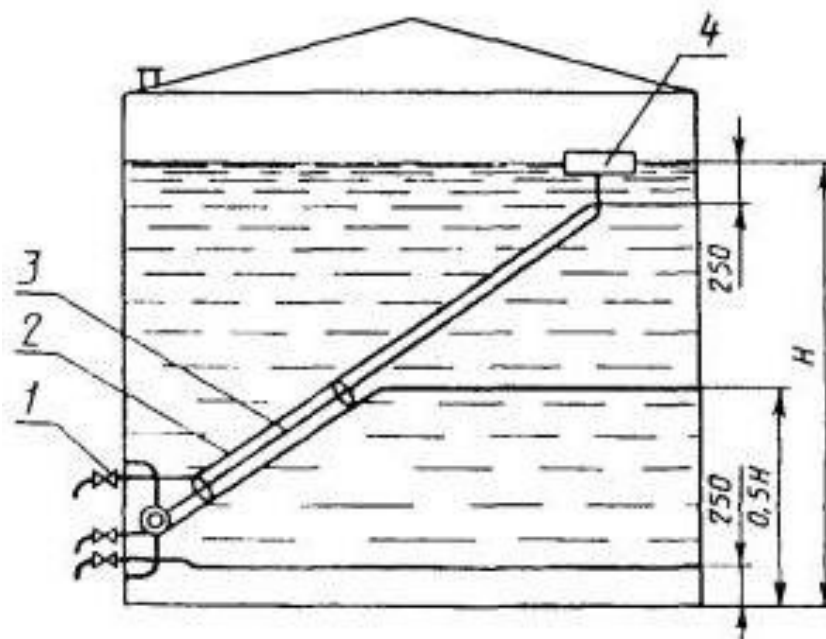


Рис. 6.10. Стационарный пробоотборник для отбора точечных проб с трех уровней: 1 – кран; 2 – пробозаборные трубки; 3 – несущий рычаг; 4 – поплавок

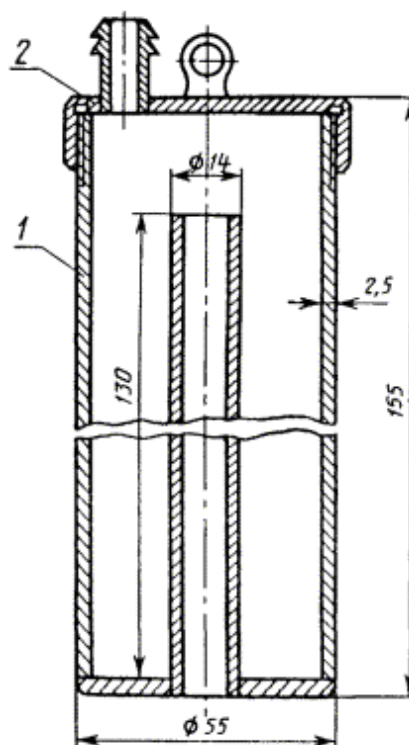


Рис. 6.11. Металлический переносный пробоотборник:  
1 – корпус с входным патрубком;  
2 – крышка со штуцером

На рис. 6.12 приведена схема автоматического пробоотборника для отбора проб из магистрального трубопровода, отбирающего пробу пропорционально расходу жидкости, или периодически при помощи автоматических приборов или пробоотборных кранов.

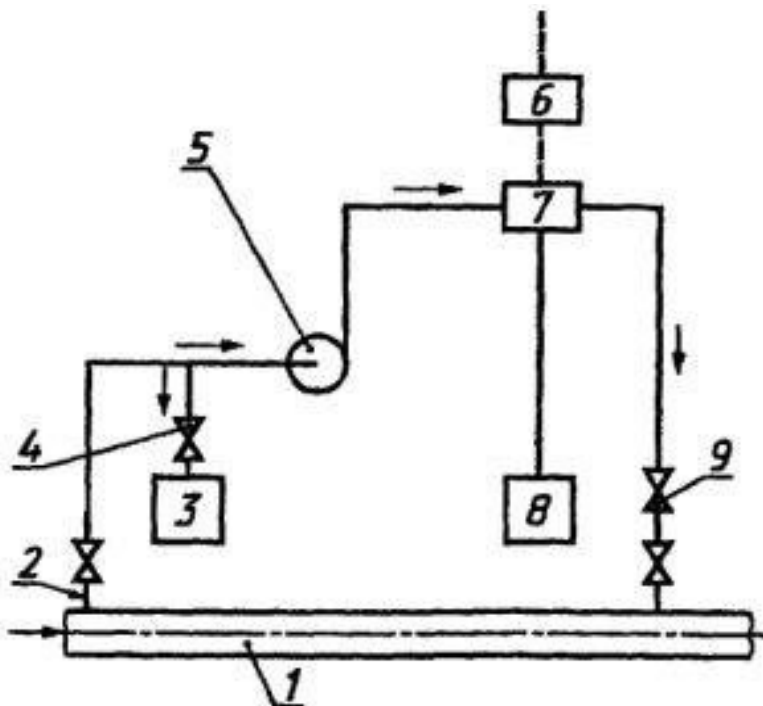


Рис. 6.12. Схема отбора проб из трубопровода:  
 1 – трубопровод; 2 – пробозаборное устройство;  
 3, 8 – пробозаборники; 4 – кран для ручного отбора проб; 5 – насос; 6 – регулятор;  
 7 – запорное устройство; 9 – обратный клапан

Для автоматического отбора проб из трубопровода необходимо обеспечить постоянное движение части перекачиваемого продукта по обводной линии от основного трубопровода 1. Пробу отбирают из обводного контура без прекращения движения жидкости. Схема предусматривает также ручной способ отбора проб через пробоотборный кран.

Контейнер для проб не должен каким-либо образом изменять состав газа или влиять на отбор газовых проб. Материалы, клапаны, уплотнения и другие элементы контейнера для проб следует выбирать, имея в виду сохранность компонентного состава пробы.

*Контейнеры для отбора проб газа* обычно изготавливают из стекла (для очень низких давлений, избыточное давление ниже 0,2 МПа), нержавеющей стали, сплавов титана или алюминия. Специ-

альные внутренние покрытия для металлических контейнеров обеспечивают минимальную химическую активность к соединениям серы. Именно такие покрытия и должны использоваться. Если контейнеры являются недостаточно герметичными по вакууму, то они должны быть оборудованы не менее чем двумя клапанами, позволяющими проводить продувку газовой пробой. Поверхность контейнера, контактирующая с газом, должна быть свободна от смазки, масла или любого другого загрязняющего продукта. Для исключения адсорбции поверхности следует тщательно очищать. Для вентилях рекомендуется использовать мягкие уплотнительные прокладки вместо седел типа металл-металл.

Баллоны с подвижным поршнем (рис. 6.13) изготавливают из металлической трубы с выточенной и полированной внутренней поверхностью.

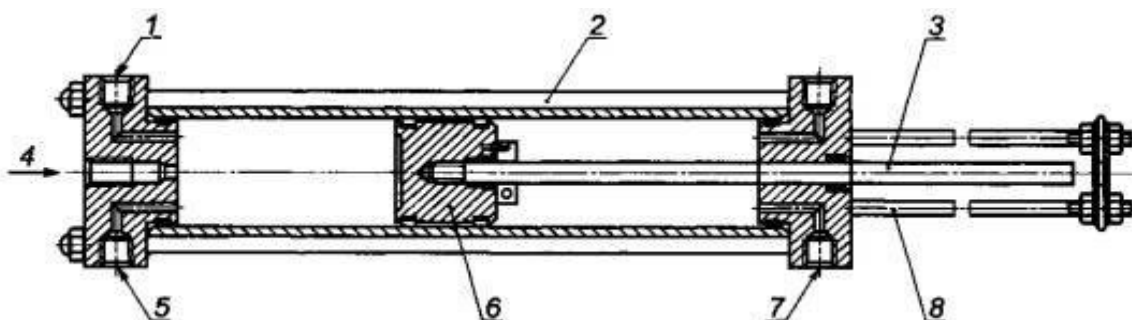


Рис. 6.13. Баллон с подвижным поршнем:  
 1 – отверстие сброса; 2 – стяжные болты; 3 – индикаторный стержень; 4 – проба; 5 – отверстие для манометра и клапана;  
 6 – поршень; 7 – предварительная заправка;  
 8 – штатив-ограничитель  
 (стержень поршня выдвигается на 80 %)

Баллон предпочтительно снабжать съемными концевыми колпаками, чтобы обеспечить доступ для удаления и ремонта подвижного поршня. В колпаках высверливают отверстия и делают выводы с резьбой для клапанов, манометров и клапанов сброса.

*Пробы нефтепродуктов* из резервуаров, трубопроводов, транспортных средств и тары для установления соответствия их требованиям действующих стандартов и технических условий должны отбираться в количествах, установленных в стандартах и технических условиях на нефтепродукты.

Весь инвентарь, предназначенный для отбора, хранения и пе-

ренокки проб, должен быть чистым. Пробы, предназначенные для составления средней пробы, отбираются одним пробоотборником без ополаскивания их перед каждым погружением в нефтепродукт.

Во избежание потерь легких фракций пробы бензинов перед проведением анализов должны охлаждаться в водяной бане при температуре 0 – 20 °С с одновременным перемешиванием. Перед отбором пробы из резервуара нефтепродукт должен отстояться, затем из резервуара должна удалиться подтоварная вода.

Для отбора проб жидких нефтепродуктов из резервуаров, трубопроводов, мелкой тары должны применяться пробоотборники, марки которых указаны в перечне государственного стандарта.

Пробы мазеобразных и порошкообразных нефтепродуктов отбираются с помощью специальных щупов или трубок, имеющих продольный вырез по всей длине.

Для отбора проб твердых нефтепродуктов применяют нож (для плавких нефтепродуктов) или лопату (для неплавких нефтепродуктов).

Для проведения анализа нефтепродуктов применяются усредненные пробы, отобранные с разных уровней.

Основным назначением процедуры *отбора пробы природного газа* является получение представительной пробы газа. Существуют два метода отбора проб: прямой и косвенный. При прямом методе проба выводится из потока и прямо направляется на вход аналитического блока. При косвенном методе проба хранится до того, как она направляется на вход аналитического блока. Основными типами косвенного метода отбора являются точечный отбор и последовательный отбор.

Информация о показателях качества природного газа может быть представлена в виде усредненных или предельных значений. Оборудование, используемое для отбора проб природного газа высокого давления, должно регулярно проверяться и проходить при необходимости переосвидетельствование в соответствии с эксплуатационной документацией. Оборудование должно удовлетворять соответствующим условиям отбора проб, например давлению, температуре, коррозионной активности, скорости потока, химической совместимости, вибрации, тепловому расширению и/или тепловому сжатию.

Стеклянные пипетки не должны подвергаться воздействию давления. При транспортировании и хранении на баллоны следует устанавливать концевые колпаки, если они предусмотрены. Баллоны

должны выдерживать испытательное давление в 1,5 раза выше рабочего давления. Баллоны должны быть защищены от повреждения во время транспортирования и хранения. Необходимо использовать транспортировочные ящики или картонные коробки, подходящие для баллонов конкретного типа. Баллоны должны сопровождаться этикетками или сопроводительной документацией с соответствующей информацией.

Все требования к баллонам распространяются и на пробоотборники. Периодичность осмотра и проверки герметичности указана в эксплуатационной документации.

Постоянные пробоотборные линии должны быть соответствующим образом закреплены. К соединениям, которые в процессе эксплуатации могут быть повреждены, необходимо обеспечить легкий доступ для проверки герметичности. Выходы должны быть снабжены двумя запорными клапанами и выпускным вентилем. Когда баллоны не используют, к фитингам должны быть подсоединены концевые колпаки.

Применение гибких трубок высокого давления должно быть ограничено, необходимо строго следовать инструкциям производителя по их безопасному применению. Пробоотборные линии газа могут забиваться твердыми или жидкими загрязнителями. При попытке «повторного открытия» таких линий следует соблюдать особые меры предосторожности. Выполнять такую работу может только квалифицированный персонал.

Пробоотборные линии должны иметь отсекающие клапаны, размещенные максимально близко к источнику потока. Пробоотборный зонд должен быть оборудован отсекающим клапаном. При отборе проб должно применяться разрешенное электрическое оборудование. Запрещается использовать оборудование, при применении которого может возникать статическое электричество. Запрещается также применять оборудование или инструменты, вызывающие искрение.

**Отбор проб из железнодорожных и автомобильных цистерн.** Из железнодорожной и автомобильной цистерны отбирается одна проба с уровня, расположенного на высоте  $1/3$  диаметра цистерны от ее дна.

Из железнодорожных маршрутов с одной партией нефти и нефтепродуктов пробы должны отбираться с каждой четвертой цистерны и составлять среднюю пробу. При этом соотношение объемов точечных проб должно устанавливаться с учетом объемов цистерн, из которых отбирались пробы.

**Отбор проб из вертикальных резервуаров.** Определение качества нефтепродуктов в вертикальном резервуаре должно выполняться из средней пробы, которая составляется путем смешения точечных проб, отобранных с трех уровней нефтепродукта в резервуаре:

- 1-й уровень – на 200 мм ниже зеркала нефтепродукта;
- 2-й уровень – середина уровня нефтепродукта;
- 3-й уровень – на 250 мм от днища резервуара.

Средняя проба составляется смешением точечных проб в пропорции 1:3:1 для нефтепродуктов и в соотношении 1:6:1 для нефти. При применении пробоотборников типа ПСР пробу можно отбирать одной порцией.

**Отбор проб из горизонтальных резервуаров.** Определение качества нефтепродуктов в горизонтальном резервуаре также должно выполняться из средней пробы.

При диаметре резервуара более 2 500 мм пробы должны отбираться также с трех уровней:

- 1-й уровень – на 200 мм ниже зеркала нефтепродукта;
- 2-й уровень – середина уровня нефтепродукта;
- 3-й уровень – на 250 мм от днища резервуара.

Средняя проба составляется смешением точечных проб в пропорции 1:6:1.

При диаметре резервуара 2 500 мм и менее, а также резервуаров диаметром более 2 500 мм, заполненных до половины высоты, пробы должны отбираться с двух уровней:

- 1-й уровень – середина уровня нефтепродукта;
- 2-й уровень – на 250 мм от днища резервуара.

Средняя проба составляется смешением точечных проб в пропорции 3 : 1.

**Отбор проб из нефтепроводов и нефтепродуктопроводов.** Для отбора проб нефти и нефтепродуктов из нефтепроводов и продуктопроводов на них устанавливаются стационарные пробоотборники.

Пробы должны отбираться при обеспечении двух условий:

- \* только в процессе перекачки жидкости;
- \* скорость жидкости на входе в пробоотборник должна быть равной средней линейной скорости потока жидкости в трубопроводе.

Широкое применение нашли пробоотборники с трубками Пито – трубками с загнутыми навстречу потоку жидкости концами. При однородном потоке жидкости для отбора пробы устанавливают одну

трубку Пито – трубку с загнутым под углом  $90^\circ$  концом навстречу потоку, расположенную по оси трубопровода.

При неоднородном потоке жидкости число трубок устанавливается в зависимости от диаметра трубопровода:

- одна – при диаметре до 100 мм;
- три – при диаметре от 100 до 400 мм;
- пять – при диаметре свыше 400 мм.

В пробоотборном устройстве из пяти трубок Пито открытые загнутые концы трубок устанавливают по вертикальному сечению трубопровода в следующем порядке:

- ° одну трубку диаметром  $d_1$  по оси трубопровода;
- ° две трубки диаметром  $d_2$  по вертикали по обе стороны от оси трубопровода на расстоянии  $0,4$  радиуса трубопровода;
- ° две трубки диаметром  $d_3$  по вертикали по обе стороны от оси трубопровода на расстоянии  $0,8$  радиуса трубопровода.

Соотношение диаметров входных отверстий трубок должно быть равным  $d_1 : d_2 : d_3 = 6:10:13$ .

**Отбор проб из газопроводов.** Местом отбора точечных проб из газопровода, промыслового и технологического коллектора служит штуцер, снабженный запорным вентилем, или манометрический штуцер, расположенный в верхней части горизонтального участка или на вертикальном участке трубопровода.

Перед отбором проб пробоотборную линию продувают газом в течение 1 – 2 мин до полного удаления остаточного газа (воздуха) и конденсирующихся веществ. Выходной конец пробоотборной линии присоединяют к верхнему вентилю контейнера, установленного вертикально. При полностью открытом верхнем и частично открытом нижнем вентилях продувают контейнер в течение 10 – 15 мин со скоростью газа 2 – 3  $\text{дм}^3/\text{мин}$ , закрывают нижний вентиль пробоотборника, в течение 1 – 2 мин выравнивают давление в нем до давления в месте отбора, закрывают полностью верхний вентиль пробоотборника и вентиль на пробоотборной линии. Освободив одну из накидных гаек пробоотборной линии, сбрасывают давление и отсоединяют пробоотборник.

Контейнер проверяют на герметичность поочередным погружением вентиля в сосуд с водой или способом мыльной пленки. Вентили высушивают и по возможности закрывают предохранительными колпаками (гайками). Пробу маркируют.

При отборе больших объемов газа (определение теплоты сго-

рания газа, плотности и др.) пробы отбирают в стальные баллоны объемом до 40 дм<sup>3</sup> способом сухой продувки и заполнением, не превышая допускаемого давления.

### **Контрольные вопросы и задания**

1. Сформулируйте основные положения технического обслуживания и ремонта нефтеперекачивающих станций.
2. В чем заключается техническое обслуживание и ремонт резервуаров для хранения нефтепродуктов?
3. Какие работы проводятся при техническом обслуживании технологических трубопроводов АЗС и ГАЗС?
4. Как производится очистка внутренней полости магистральных нефтепродуктопроводов?
5. Сформулируйте основные положения технологического процесса ремонта нефтепроводов и газопроводов.
6. В чем заключается техническое обслуживание автоцистерн?
7. Как производится контроль качества нефтепродуктов?
8. Какие факторы приводят к изменению свойств нефтепродуктов при их хранении?
9. Каким образом проводится анализ качества нефтепродуктов?
10. Расскажите о конструкциях пробоотборников нефти, нефтепродуктов, газа.
11. Какие существуют требования к отбору проб нефти, нефтепродуктов и газа?



## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данном учебном пособии рассмотрены наиболее важные вопросы, связанные с рассмотрением устройства, принципа действия основного оборудования и установок, используемых для нефтепродуктообеспечения и газоснабжения. Несомненно, научно-технический прогресс, в том числе и в данных отраслях, способствует модернизации и обновлению имеющейся техники. В пособии показаны перспективы развития конструкций имеющегося оборудования, сервисных работ при его эксплуатации. Также приведены современные методики расчета основных элементов и узлов, требования стандартов и других нормативных документов, регламентирующих проведение работ по техническому обслуживанию и ремонту.

## Библиографический список

1. *Алиев, Р.А.* Трубопроводный транспорт нефти и газа / Р.А. Алиев, В.Д. Белоусов, А.Г. Немудров, В.А. Юфин, Е.И. Яковлев. – М. : Недра, 1988. – 368 с.
2. *Арзунян, А.С.* Сооружение нефтегазохранилищ / А.С. Арзунян, В.А. Афанасьев, А.Д. Прохоров. – М. : Недра, 1986. – С. 365.
3. *Белоусов, В.Д.* Трубопроводный транспорт нефти и газа / В.Д. Белоусов, Э.М. Блейхер, В.А. Юфин, Е. И. Яковлев. – М. : Недра, 1978. – 408 с.
4. *Бочарников, В.Ф.* Справочник мастера по ремонту нефтегазового технологического оборудования / В.Ф. Бочарников. – М. : Инфра-Инженерия, 2008. – 1152 с.
5. *Волков, М.М.* Справочник работника газовой промышленности / М.М. Волков, А.Л. Михеев, К.А. Конев. – М. : Недра, 1989. – 267 с.
6. ГОСТ 18917-82. Газ горючий природный. Методы отбора проб. – Введ. 1982-06-25. – М. : Изд-во стандартов, 1982. – 5 с.
7. ГОСТ 30319.1-96. Газ природный. Методы расчета физических свойств. Определение физических свойств природного газа, его компонентов и продуктов его переработки. – Введ. 1997-07-01. – М. : Изд-во стандартов, 1997. – 12 с.
8. ГОСТ 8.346-2000. Государственная система обеспечения единства измерений. Резервуары стальные горизонтальные цилиндрические. Методика поверки. – Введ. 2001-04-23. – М. : Изд-во стандартов, 2001. – 56 с.
9. ГОСТ 19433-88. Грузы опасные. Классификация и маркировка. – Введ. 1990-01-01. – М. : Изд-во стандартов, 1990. – 46 с.
10. ГОСТ 9018-89. Колонки топливораздаточные. Общие технические условия. – Введ. 1990-07-01. – М. : Изд-во стандартов, 1990. – 11 с.
11. ГОСТ 33-2000 (ИСО 3104-94). Нефтепродукты. Прозрачные и непрозрачные жидкости. Определение кинематической вязкости и расчет динамической вязкости. – Введ. 2001-03-27. – М. : Изд-во стандартов, 2001. – 15 с.

12. ГОСТ 1510-84. Нефть и нефтепродукты. Маркировка, упаковка, транспортирование и хранение. – Введ. 1986-01-01. – М. : Изд-во стандартов, 2001. – 9 с.

13. ГОСТ 2517-85. Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб. – Введ. 1987-01-01. – М. : Изд-во стандартов, 2003. – 25 с.

14. ГОСТ 13196-85. Пробоотборники стационарные для резервуаров с нефтью и нефтепродуктами. Типы и основные параметры. Общие технические требования. – Введ. 2013-08-01. – М. : Изд-во стандартов, 2013. – 8 с.

15. ГОСТ 27768-88. Топливо дизельное. Определение цетанового индекса расчетным методом. – Введ. 1989-01-01. – М. : Изд-во стандартов, 1988. – 3 с.

16. ГОСТ 305-82. Топливо дизельное. Технические условия. – Введ. 1983-01-01. – М. : Изд-во стандартов, 1983. – 4 с.

17. ГОСТ 1667-68. Топливо моторное для среднеоборотных и малооборотных дизелей. Технические условия. – Введ. 1968-07-01. – М. : Изд-во стандартов, 1968. – 4 с.

18. ГОСТ 10433-75. Топливо нефтяное для газотурбинных установок. Технические условия. – Введ. 1976-07-01. – М. : Изд-во стандартов, 1975. – 4 с.

19. ГОСТ Р 50913-96. Автомобильные транспортные средства для транспортирования и заправки нефтепродуктов. Типы, параметры и общие технические требования. – Введ. 1996-06-10. – М. : Изд-во стандартов, 1995. – 14 с.

20. ГОСТ Р 8.569-98. Государственная система обеспечения единства измерений. Автоцистерны для жидких нефтепродуктов. Методика поверки. – Введ. 1998-07-23. – М. : Изд-во стандартов, 1998. – 31 с.

21. ГОСТ Р 51858-2002. Нефть. Общие технические условия. – Введ. 2002-07-01. – М. : Изд-во стандартов, 2002. – 8 с.

22. ГОСТ Р 54802-2011. Нефтяная и газовая промышленность. Компрессоры поршневые газовые агрегатированные. Технические требования. – Введ. 2013-06-01. – М. : Изд-во стандартов, 2013. – 7 с.

23. ГОСТ Р 53737-2009. Нефтяная и газовая промышленность. Поршневые компрессоры. Общие технические требования. – Введ. 2009-12-15. – М. : Изд-во стандартов, 2009. – 162 с.

24. ГОСТ Р 54104-2010. Перспективные производственные технологии. Классификация и оценка соответствия продукции, работ и услуг для предприятий нефтяной и газовой промышленности. – Введ. 2011-12-01. – М. : Изд-во стандартов, 2011. – 16 с.

25. ГОСТ Р 54961-2012. Системы газораспределительные. Сети газопотребления. Общие требования к эксплуатации. Эксплуатационная документация. – Введ. 2013-01-01. – М. : Изд-во стандартов, 2012. – 50 с.

26. ГОСТ Р 54983-2012. Системы газораспределительные. Сети газораспределения природного газа. Общие требования к эксплуатации. Эксплуатационная документация. – Введ. 2013-01-01. – М. : Изд-во стандартов, 2012. – 78 с.

27. ГОСТ Р 51906-2002. Соединения резьбовые обсадных, насосно-компрессорных труб и трубопроводов и резьбовые калибры для них. Общие технические требования. – Введ. 2003-01-01. – М. : Изд-во стандартов, 2002. – 53 с.

28. ГОСТ Р 52755-2007. Топливо жидкое композитное. Технические условия. – Введ. 2007-10-11. – М. : Изд-во стандартов, 2007. – 13 с.

29. ГОСТ Р 52079-2003. Трубы стальные сварные для магистральных газопроводов, нефтепроводов и нефтепродуктопроводов. Технические условия. – Введ. 2003-06-09. – М. : Изд-во стандартов, 2003. – 42 с.

30. ГОСТ ИСО ISO 10715:1997. Газ природный. Руководство по отбору проб. – Введ. 2010-01-01. – М. : Изд-во стандартов, 2010. – 59 с.

31. ГОСТ ISO 3183-2012. Трубы стальные для трубопроводов нефтяной и газовой промышленности. Общие технические условия. – Введ. 2014-01-01. – М. : Изд-во стандартов, 2012. – 53 с.

32. *Давлетьяров, Ф.А.* Нефтепродуктообеспечение / *Ф.А. Давлетьяров, Е.И. Зоря, Д.В. Цагарели.* – М. : Математика, 1998. – 660 с.

33. *Едигаров, С.Г.* Проектирование и эксплуатация нефтебаз и газохранилищ / С.Г. Едигаров, С.А. Бобровский. – М. : Недра, 1983. – 367 с.

34. *Закожурников, Ю.А.* Транспортирование нефти, нефтепродуктов и газа : учебное пособие / Ю.А. Закожурников. – Волгоград : Ин-Фолио, 2010. – 432 с.

35. *Закожурников, Ю.А.* Хранение нефти, нефтепродуктов и газа : учебное пособие / Ю.А. Закожурников. – Волгоград : Ин-Фолио, 2010. – 432 с.

36. *Коротаев, Ю.П.* Подготовка газа к транспорту / Ю.П. Коротаев, Б.И. Гвоздев, А.И. Гриценко, Л.М. Саркисян. – М. : Недра, 1973. – 240 с.

37. *Кязимов, К.Г.* Основы газового хозяйства / К.Г. Кязимов, В.Е. Гусев. – М. : Высшая школа, 2000. – 464 с.

38. *Маляр, Ф.М.* Предупредительный надзор при проектировании и строительстве предприятий нефтяной и газовой промышленности / Ф.М. Маляр, Д.А. Радько. – М. : Недра, 1985. – 328 с.

39. *Мановян, А.К.* Технология первичной переработки нефти и природного газа / А.К. Мановян. – М. : Химия, 2001. – 568 с.

40. *Мацкин, Л.А.* Эксплуатация нефтебаз / Л.А. Мацкин, И.Л. Черняк, М.С. Илембитов. – М. : Недра, 1975. – 392 с.

41. *Мустафин, Ф.М.* Машины и оборудование газонефтепроводов : учебное пособие для вузов / Ф.М. Мустафин, Н.И. Коновалов, Р.Ф. Гильметдинов. – 2-е изд., перераб. и доп. – Уфа : Изд-во УГНТУ, 2002. – 384 с.

42. *Несговоров, А.М.* Контроль количества и качества нефтепродуктов / А.М. Несговоров, Ю.А. Фролов, В.Н. Муфтахов, А.И. Буланов. – М. : Недра, 1995. – 156 с.

43. *Никищенко, С.Л.* Нефтегазопромысловое оборудование / С.Л. Никищенко. – Волгоград : Ин-Фолио, 2008. – 416 с.

44. *Пектемиров, Г.А.* Справочник инженера нефтебаз / Г.А. Пектемиров. – М. : ГНТИ НиГТЛ, 1962. – 327 с.

45. Правила технической эксплуатации магистральных газопроводов / Газпром. – М. : ОАО «Газпром», 2000. – 63 с.

46. Правила технической эксплуатации магистральных нефтепродуктопроводов / ЦНИЛ. – М. : Недра, 1988. – 85 с.

47. Правила и инструкции по технической эксплуатации металлических резервуаров и очистных сооружений / ЦНИЛ. – М. : Недра, 1977. – 464 с.

48. Правила технической эксплуатации резервуаров. Инструкции по их ремонту / ЦНИЛ, ВНИИмонтажспецстрой. – М. : Недра, 1988. – 265 с.

49. Правила технической эксплуатации нефтебаз / Роснефть. – М. : ОАО НК «Роснефть», 1997. – 150 с.

50. РД 39-1.10-083-2003. Положение о системе технического диагностирования оборудования и сооружений энергохозяйства ОАО «Газпром». – Введ. 2003-12-26. – М. : Газпром, 2013. – 12 с.

51. РД 39-00147105-015-98. Правила капитального ремонта магистральных нефтепроводов. – Введ. 1998-09-01. – Уфа : Минтопэнерго РФ, 1998. – 148 с.

52. РД 153-39.2-080-01. Правила технической эксплуатации автозаправочных станций. – Введ. 2001-11-01. – М. : Минэнерго РФ, 2001. – 92 с.

53. *Строганов, Л.В.* Механика мелких трещин и надежность элементов трубопроводов / Л.В. Строганов, В.А. Скоробогатов. – М. : НВП «ИНЭК», 2007. – 234 с.

54. *Чирсков, И.Г.* Строительство магистральных трубопроводов : справочник / И.Г. Чирсков. – М. : Недра, 1991. – 328 с.

*Учебное издание*

Виктория Николаевна Кузнецова

ОБОРУДОВАНИЕ  
НЕФТЕПРОДУКТООБЕСПЕЧЕНИЯ  
И ГАЗОСНАБЖЕНИЯ

Учебное пособие

\*\*\*

Редактор И.Г. Кузнецова

\*\*\*

Компьютерную вёрстку  
выполнила Т.И. Кукина

\*\*\*

Подписано к печати 14.08.2014  
Формат 60×90 1/16. Бумага писчая  
Оперативный способ печати  
Гарнитура Times New Roman  
Усл. п. л. 17,5  
Тираж 80 экз. Заказ № \_\_\_\_  
Цена договорная

Редакционный отдел ИПЦ СибАДИ  
644080, г. Омск, ул. 2-я Поселковая, 1

---

Отпечатано в отделе оперативной полиграфии ИПЦ СибАДИ  
644080, г. Омск, пр. Мира, 5