

БЗД
Ш 18

Шалай, Ю.П.Макушев

ПРОЕКТИРОВАНИЕ И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЕБАЗА И АЗС



Федеральное агентство по образованию

Государственное образовательное учреждение
высшего профессионального образования
«Омский государственный технический университет»

В. В. Шалай, Ю. П. Макушев

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ И ЭКСПЛУАТАЦИЯ
НЕФТЕБАЗ И АЗС**

Учебное пособие

Омск
Издательство ОмГТУ
2010

УДК 622.692.5+625.748.54+621.645(075)

ББК 65.305.143.22я73

Ш18

Рецензенты:

В. Р. Ведрученко, д-р техн. наук, проф. (ОмГУПС);

В. В. Сыркин, д-р техн. наук, проф. (СибАДИ)

Шалай, В. В.

Ш18 Проектирование и эксплуатация нефтебаз и АЗС: учеб. пособие /
В. В. Шалай, Ю. П. Макушев. – Омск: Изд-во ОмГТУ, 2010. – 296 с.

ISBN 978-5-8149-0825-4

В учебном пособии приведен материал по основным разделам дисциплины «Проектирование и эксплуатация нефтебаз и АЗС». Рассмотрены вопросы от производства нефтепродуктов до их реализации, транспортировка нефтепродуктов трубопроводным, железнодорожным, водным и автомобильным транспортом. Особое внимание уделено снижению потерь нефтепродуктов при эксплуатации нефтебаз и АЗС, их транспортировке, хранению, сливным и наливным операциям. Приведена методика расчета нагревателей нефтепродуктов, даны примеры расчетов.

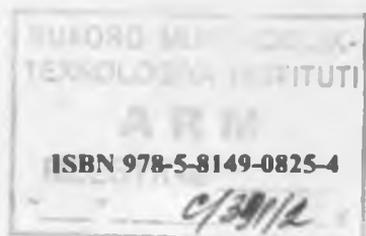
Проанализировано истечение нефтепродуктов через насадки, сифонные трубопроводы, рассмотрены вопросы перевозки, слива топлив, учета количества и качества. Приведены методика выбора объема резервуаров для нефтебаз и АЗС, рассмотрены вопросы защиты от коррозии и молний, автоматического тушения пожара. Отражены вопросы влияния нефтепродуктов на человека и окружающую среду.

Каждый раздел завершается перечнем вопросов для самоконтроля, что позволяет читателю проверить степень усвоения изучаемого материала.

Учебное пособие предназначено для студентов, обучающихся по специальности 130501 «Проектирование, сооружение и эксплуатация газонефтепроводов и газонефтехранилищ», и может быть полезно студентам других родственных специальностей высших учебных заведений, аспирантам, инженерам.

Табл. 81. Ил. 103 Библиогр.: 62 назв.

*Печатается по решению редакционно-издательского совета
Омского государственного технического университета*



УДК 622.692.5+625.748.54+621.645(075)

ББК 65.305.143.22я73

© ГОУ ВПО «Омский государственный
технический университет», 2010

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	6
1. ФИЗИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ЖИДКОСТЕЙ И ГАЗОВ.....	8
2. НЕФТЬ И ЕЕ ПЕРЕРАБОТКА.....	18
3. ОСНОВНЫЕ ВИДЫ ТОПЛИВ.....	29
3.1. Бензины.....	29
3.1.1. Процесс сгорания бензина.....	31
3.1.2. Методика определения октанового числа.....	34
3.2. Дизельные топлива.....	35
3.2.1. Процесс сгорания дизельного топлива.....	39
3.2.2. Методика определения цетанового числа.....	40
3.3. Газообразные топлива.....	43
3.3.1. Сжиженные и сжатые газы.....	43
4. МАСЛА И СМАЗКИ.....	45
4.1. Моторные масла.....	45
4.2. Трансмиссионные масла.....	47
4.3. Пластичные смазки.....	49
5. ЭКОЛОГИЧЕСКАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ.....	52
5.1. Влияние нефтепродуктов на человека и окружающую среду.....	52
5.2. Пожарная и взрывная опасность нефтепродуктов.....	56
6. ТРАНСПОРТ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ.....	61
6.1. Общие сведения о транспорте нефтепродуктов.....	61
6.2. Железнодорожный транспорт.....	61
6.3. Водный транспорт.....	63
6.4. Автомобильный транспорт.....	66
6.5. Правила перевозки опасных грузов автомобильным транспортом.....	70
6.5.1. Общие положения.....	70
6.5.2. Организация перевозок.....	71
6.6. Трубопроводный транспорт.....	82
7. ПЕРЕКАЧКА НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ.....	89
7.1. Гидравлический расчет трубопроводов.....	89
7.2. Расчет на прочность трубопроводов.....	94
7.3. Насосная установка.....	97
7.3.1. Совмещенная характеристика насоса и трубопровода.....	101
7.3.2. Регулирование режимов работы насоса.....	102
7.3.3. Выбор основных параметров центробежного насоса.....	104
7.3.4. Пример расчета колеса центробежного насоса.....	108
7.4. Насосные станции для перекачки нефтепродуктов.....	112

8. СЛИВ НЕФТЕПРОДУКТОВ	11
8.1. Истечение жидкости через отверстия	11
8.2. Истечение жидкости через насадки	11
8.3. Истечение жидкости при переменном напоре	12
8.4. Истечение жидкости через сифонные трубопроводы	12
9. ПОДОГРЕВ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ	12
9.1. Назначение, способы подогрева и теплоносители	12
9.2. Конструкции подогревателей	12
9.3. Основы расчета и выбора теплообменных аппаратов	13
9.3.1. Расчет подогревателей для неподвижных нефтепродуктов	13
9.3.2. Выбор основных параметров теплообменника типа «труба в трубе»	14
9.3.3. Пример расчета теплообменного аппарата типа «труба в трубе»	14
10. НЕФТЕБАЗЫ	14
10.1. Классификация нефтебаз и их размещение	14
10.2. Выбор района для строительства нефтебазы	14
10.3. Выбор площадки под строительство нефтебазы	15
10.4. Генеральный план нефтебазы	15
10.5. Резервуарные парки	15
10.5.1. Общие требования к резервуарным паркам	15
10.5.2. Определение основных размеров вертикальных цилиндрических резервуаров	16
10.5.3. Расчёт на прочность стенок резервуара	16
10.5.4. Дыхательные клапаны резервуаров	17
10.5.5. Вместимость резервуарного парка нефтебазы	17
10.5.6. Расчет количества сливных и наливных устройств	18
10.5.7. Контроль качества нефтепродуктов	18
10.5.8. Молниезащита и автоматическое пожаротушение резервуарных парков	18
11. НОРМИРОВАНИЕ РАСХОДА ТОПЛИВ И СМАЗОЧНЫХ МАТЕРИАЛОВ	193
12. СТАНЦИИ ПО ЗАПРАВКЕ АВТОТРАНСПОРТНЫХ СРЕДСТВ ЖИДКИМИ НЕФТЕПРОДУКТАМИ	196
12.1. Назначение и типы АЗС	196
12.2. Состав сооружений типовых АЗС	199
12.3. Устройство автозаправочных станций	200
12.4. Основные системы АЗС	205
12.5. Топливораздаточные колонки	208
12.5.1. Выбор основных параметров пластинчатого и шестерённого насосов	217
12.5.2. Определение основных размеров раздаточного крана	221

12.6. Генеральный план и технологическая схема АЗС	222
12.7. Планировка АЗС	228
12.8. Прием и выдача нефтепродуктов	240
12.9. Учёт количества и качества нефтепродуктов на АЗС	245
12.10. Меры пожарной безопасности на АЗС	251
12.11. Охрана окружающей природной среды	252
12.12. Информация и документация АЗС	254
13. АВТОМОБИЛЬНЫЕ ГАЗОНАПОЛНИТЕЛЬНЫЕ СТАНЦИИ	257
13.1. Планировка и характеристика газонаполнительных станций	257
13.2. Требования по технике безопасности при заправке газовым топливом	266
14. ХРАНЕНИЕ НЕФТЕПРОДУКТОВ И ИХ ПОТЕРИ	270
14.1. Потери нефтепродуктов от испарения	270
14.2. Уменьшение утечек топлива из резервуаров путем применения хлопушек	282
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	286
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК	290

ВВЕДЕНИЕ

Развитие транспорта связано со значительным ростом потребления нефтепродуктов и газа. Промышленность, транспорт и сельское хозяйство потребляют около 200 сортов нефтепродуктов в виде топлива и масел. Газ используют в металлургии, на электростанциях, в двигателях внутреннего сгорания как наиболее дешевый вид топлива. Бесперебойная работа всех отраслей народного хозяйства зависит от своевременной поставки нефтепродуктов.

Доставка и распределение нефтепродуктов осуществляется трубопроводным, водным, железнодорожным и автомобильным транспортом, а также сеть нефтебаз, газохранилищ, раздаточных станций.

Каждый вид транспорта используется в зависимости от развития соответствующих транспортных путей, объема перевозок, характера нефтегрузов, расположения нефтепромыслов, нефтеперерабатывающих заводов, нефтебаз и основных потребителей. При этом во всех случаях выбора вида транспорта преследуется цель – при минимальных затратах сократить сроки доставки нефти нефтепродуктов.

При выборе вида транспорта во внимание принимаются как его недостатки, так и преимущества. Нельзя пренебрегать и такими факторами, как сезонность работы и расстояние перевозки. Например, водным транспортом, который дешевле железнодорожного, можно перевозить только в навигационный период, автомобильным (в некоторых районах) – до наступления распутицы, железнодорожным и трубопроводным практически круглый год. При перевозках нефтепродуктов на короткие расстояния целесообразно использовать автомобильный транспорт.

Современная нефтебаза – это сложное и многообразное хозяйство. Она включает резервуарные парки, разветвленную сеть трубопроводов, насосное оборудование, наливное и сливное оборудование, лаборатории анализа качества нефтепродуктов. От правильного проектирования и эксплуатации нефтебаз зависит её эффективность.

Автозаправочные станции (АЗС) представляют собой комплекс зданий сооружений, оборудования и предназначены в основном для заправки транспортных средств моторным топливом и маслами.

Красиво оформленные и оборудованные АЗС являются украшением города или автомобильной магистрали. Они проектируются с учетом требований СНиПов, ГОСТов, РД, обеспечивая пожарную безопасность и безопасность жизнедеятельности.

Основными строительными нормами и правилами при проектировании и эксплуатации нефтебаз и АЗС, руководящими документами, государственными стандартами являются: СНиП 2.11.03 – 93 «Склады нефти и нефтепродуктов. Противопожарные нормы», РД 153 – 39.2 – 080 – 01 «Правила технической

эксплуатации автозаправочных станций», РД 153 – 39.4 – 078 – 01 «Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов и нефтебаз», ГОСТ 1510-84 «Нефть и нефтепродукты. Маркировка, упаковка, транспортирование и хранение».

Современные заправочные станции располагаются на автомагистралях, в городах, населенных пунктах и могут производить заправку автотранспорта газом, бензином и дизельными топливами. На заправках можно приобрести расфасованные масла, смазки, специальные жидкости, запасные части. На некоторых АЗС располагаются мойки, станции технического обслуживания, столовые.

В России эксплуатируется более 40 млн. мобильных транспортных машин с двигателями внутреннего сгорания, среди которых около 30 млн. автомобилей. На автомобильный транспорт приходится более 50 % грузовых и пассажирских перевозок. Для обеспечения движения автомобилей и другой техники используют двигатели внутреннего сгорания, которые в качестве топлива используют, в основном, нефтепродукты.

В учебном пособии рассмотрены вопросы от производства нефтепродуктов до их реализации. На пути к потребителю нефтепродукты транспортируются до нефтебаз, сливаются, хранятся, подвозятся к станциям по заправке техники жидким и газообразным топливом.

Современный инженер должен знать новейшие технологии получения качественных топлив, смазочных материалов, отечественную и зарубежную маркировку, эксплуатационные, экологические свойства нефтепродуктов, требования к ним и их анализ; перевозку нефти и нефтепродуктов водным, железнодорожным и автомобильным транспортом; передовой опыт, нормативные документы, способы экономии, правила хранения, учет нефтепродуктов, технику безопасности.

Технически правильная и рациональная эксплуатация нефтебаз и АЗС возможна только хорошо подготовленными специалистами.

В учебном пособии приведены материалы, охватывающие основные разделы курса *«Проектирование и эксплуатация нефтебаз и АЗС»*. Целью учебного пособия является формирование знаний у студентов специальности 130501 «Проектирование, сооружение и эксплуатация газонефтепроводов и газонефтехранилищ» в области проектирования и эксплуатации нефтебаз и АЗС, перевозок нефтепродуктов и их хранения, снижения потерь от испарения, отпуща и их учета, влияния нефтепродуктов на человека и окружающую среду, взрывной и противопожарной безопасности.

1. ФИЗИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ЖИДКОСТЕЙ И ГАЗОВ

Плотность – это физическая величина, характеризующая содержание массы вещества в единице объема. Плотность ($\text{кг}/\text{м}^3$) определяется как отношение массы вещества к единице объема:

$$\rho = m/V. \quad (1)$$

Для воды при $20\text{ }^\circ\text{C}$ плотность равна $1000\text{ кг}/\text{м}^3$, плотность моторного масла – примерно $900\text{ кг}/\text{м}^3$, дизельного топлива – $850\text{ кг}/\text{м}^3$, бензина – $750\text{ кг}/\text{м}^3$. По плотности, приведенной к $20\text{ }^\circ\text{C}$, определяют массу вещества.

Плотность жидких нефтепродуктов (бензина, дизельного топлива, масла) определяют при $20\text{ }^\circ\text{C}$ ареометрами с различной шкалой. По плотности определяют вид нефтепродукта и его массу, что очень важно при получении нефтепродукта большого объема. Методика определения плотности следующая [3, 23].

В стеклянный цилиндр, установленный на прочный горизонтальный стол, осторожно наливают испытуемый нефтепродукт, температура которого не должна отличаться от температуры окружающей среды более чем на $\pm 5\text{ }^\circ\text{C}$. В нефтепродукт медленно и осторожно опускают чистый и сухой ареометр, держа его за верхний конец, до момента его свободной плавучести (рис. 1.1). Отсчет показаний производится по верхнему краю мениска, глаза должны находиться на уровне мениска.

Температуру нефтепродукта определяют по термометру нефтесенсиметра или измеряют дополнительным термометром.

Обработка результатов. Если температура нефтепродукта в момент определения плотности отличалась от $20\text{ }^\circ\text{C}$, необходимо ввести температурную поправку. Тогда плотность, приведенная к $20\text{ }^\circ\text{C}$, будет равна

$$\rho_{20} = \rho_t + k(t - 20), \quad (1.2)$$

где ρ_{20} и ρ_t – плотность нефтепродукта при $20\text{ }^\circ\text{C}$ и при температуре измерения; k – температурная поправка; t – температура испытаний, $^\circ\text{C}$.

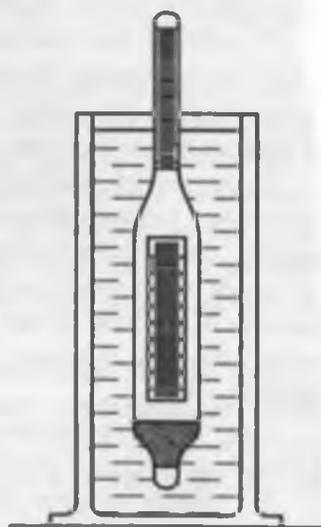


Рис. 1.1. Определение плотности жидкости ареометром

Средняя величина температурных поправок на плотность нефтепродуктов приведена в таблице 1.1.

Таблица 1.1

Температурные поправки к плотности нефтепродуктов

Плотность топлива ρ_{20} , кг/м ³	Поправка, к
710 – 720	0,884
720 – 730	0,870
730 – 740	0,857
740 – 750	0,844
750 – 760	0,831
760 – 770	0,818
770 – 780	0,805
780 – 790	0,793
790 – 800	0,778
800 – 810	0,765
810 – 820	0,752
820 – 830	0,738
830 – 840	0,725
840 – 850	0,712
850 – 860	0,699
860 – 880	0,676
880 – 900	0,655
900 – 920	0,630

Плотность бензинов стандартами не нормируется. Она используется для ориентировочной оценки вида топлива, при пересчете нефтепродуктов из массовых в объёмные единицы, для обеспечения их учета при транспортировках и отпуске при заправке в бак. Плотность основных нефтепродуктов при 20 °С может лежать в следующих пределах:

1. Бензины 726 – 785 кг/м³.
2. Дизельные топлива 830 – 860 кг/м³.
3. Моторные масла 880 – 915 кг/м³.
4. Мазуты 940 – 970 кг/м³.
5. Реактивные топлива 755 – 840 кг/м³.
6. Котельные топлива 870 – 900 кг/м³.

Удельным объемом называют величину, обратную плотности (м³/кг):

$$v = 1/\rho. \quad (1.3)$$

Удельным весом называют вес жидкости (газа), приходящийся на единицу объема (Н/м³):

$$\gamma = G/V. \quad (1.4)$$

Между удельным весом и плотностью существует следующая связь ($g = 9,81 \text{ м/с}^2$ – ускорение свободного падения):

$$\gamma = \rho \cdot g. \quad (1)$$

Давление – это физическая величина, характеризующая интенсивность сил, действующих на поверхность тела. Давление (Н/м^2 , Па) определяется отношением нормальной силы к единице площади:

$$P = F/S \quad (1)$$

1 техническая атмосфера = $1 \text{ кгс/см}^2 = 0,98 \cdot 10^5 \text{ Па} = 0,1 \text{ МПа} = 736 \text{ мм рт. ст.} = 10 \text{ м водяного столба}$. На рис. 1.2 показаны виды давлений.

Давление различают как атмосферное, избыточное, абсолютное, вакуумметрическое. Недостаток давления до атмосферного называют *вакуумметрическим*. Давление больше атмосферного является *избыточным*.

Давление насыщенных паров – давление, при котором жидкость и газ находятся в термодинамическом равновесии, жидкость не испаряется, газ не конденсируется. Его можно определить как *давление*, при котором при данной температуре *жидкость вскипает*.

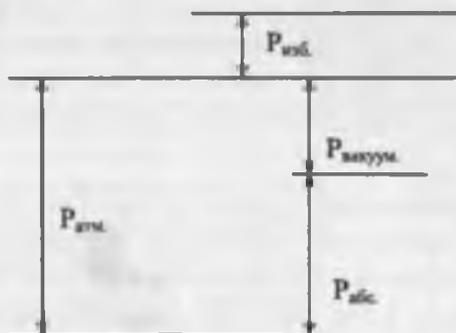


Рис. 1.2. Виды давлений

Для бензинов при температуре $t = 38 \text{ }^\circ\text{C}$ давление насыщенных паров должно быть не более $0,067 \text{ МПа}$ (летний бензин) и не более $0,093 \text{ МПа}$ (зимний). ГОСТ Р 51105 – 97 разделяет бензины на 5 групп по величине давления насыщенных паров (табл. 1.2).

Таблица 1.2

Давление насыщенных паров бензинов

Показатель	Классы				
	1	2	3	4	5
Давление насыщенных паров, кПа	35 – 70	45 – 80	55 – 90	60 – 95	80 – 100

При давлении насыщенных паров устанавливается равновесие между паром и жидкостью, а концентрация паров топлива в воздухе становится максимальной.

Давление насыщенных паров существенно зависит от температуры. В таблице 1.3 показана зависимость давления насыщенных паров от температуры для бензина Аи-80 (760 мм рт. ст. = $1 \cdot 10^5 \text{ Н/м}^2 = 100 \text{ кПа}$).

Таблица 1.3

Зависимость давления насыщенных паров от температуры

Температура, °С	- 40	- 30	- 20	- 10	0	10	20	30	40
Давление насыщенных паров, мм рт. ст.	0	30	50	100	150	230	300	410	550

Прибор для определения давления насыщенных паров топлива (рис. 1.3) состоит из топливной 1 и воздушной 2 металлических камер цилиндрической формы, соединенных между собой резьбой. Воздушная камера, предназначенная для паровой фазы, соединена при помощи резиновой трубки и пружинного зажима (крана) 5 с манометром-вакуумметром 6. При проведении опытов прибор помещается в водяную баню 5, соединенную двумя шлангами 7 с термостатом 8. Заданная температура воды поддерживается термостатом и контролируется по ртутному термометру 4, погруженному в баню до отметки 38 °С, с пределами измерений от 0 до 50 °С и ценой деления шкалы 0,1 градуса [22]. На позиции 9 показана схема заполнения топливной камеры.

Так как давление насыщенных паров зависит от температуры и состояния жидкой и паровой фаз, ГОСТ 1756–52 предусматривает определение этой величины при температуре 38 °С и соотношении фаз 1:4 (жидкость – газ).

Перед началом опыта сосуд рассоединяют, шланг должен быть зажат зажимом. В топливную камеру заливают бензин и *охлаждают его до температуры 0 °С*. Затем соединяют топливную камеру с воздушной. Собранный сосуд поворачивают и сильно встряхивают несколько раз. Приводят сосуд в нормальное положение, опускают его в баню с температурой $t = 38 \text{ °С}$. После погружения сосуда в баню открывают зажим и через 5 мин. определяют давление или разрежение по показанию манометра-вакуумметра.

Указанные выше операции повторяют до тех пор, пока значение давления по манометру не стабилизируется. При стабилизации давления достигается термодинамическое равновесие, когда жидкость (бензин) уже не испаряется, а газ (пар) не конденсируется. Стабилизированное давление и есть *давление насыщенных паров*. При снижении давления жидкие углеводородные топлива могут переходить в газообразное состояние.

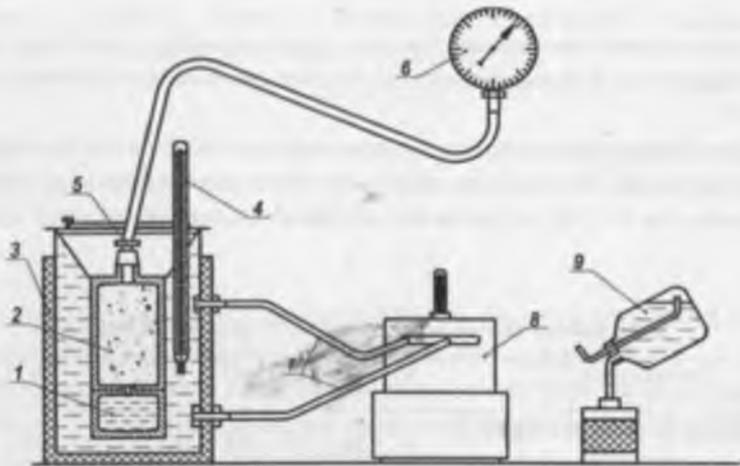


Рис. 1.3. Схема прибора для определения давления насыщенных паров:
 1 – топливная камера; 2 – воздушная камера; 3 – водяная баня;
 4 – термостат; 5 – пружинный зажим; 6 – манометр; 7 – шланги;
 8 – термостат; 9 – схема заполнения топливной камеры

Следует помнить, что если манометр показывает избыточное давление, например, плюс $0,1 \cdot 10^5$ Па, то абсолютное давление будет равно $1,1 \cdot 10^5$. Если вакуумметр показывает установившееся разрежение минус $0,2 \cdot 10^5$ Па, то абсолютное давление равно $0,8 \cdot 10^5$ Па или 80 кПа.

В соответствии с ГОСТ 1756–2000 (ISO – 3007–99) «Нефтепродукты. Определение давления насыщенных паров» давление насыщенных паров определяют с использованием водяной лабораторной бани типа ПЭ–700 и прибора бомб ПЭ–7100 с комплектами манометров марки МТИ–1218.

На рис. 1.4 показан современный прибор для определения давления насыщенных паров. Прибор состоит из манометра с ручкой, которая служит для открытия и его встряхивания, воздушной и топливных камер. В процессе определения давления насыщенных паров прибор находится в водяной бане, в которой поддерживается постоянная температура.

Вязкость – способность жидкости оказывать сопротивление при относительном движении её слоёв. Согласно закону Ньютона сила внутреннего трения между слоями жидкости определяется выражением:

$$T = \mu \cdot S \cdot \Delta v / \Delta x, \quad (1.7)$$

где μ – коэффициент динамической вязкости, ($\text{Н} \cdot \text{с} / \text{м}^2 = \text{Па} \cdot \text{с}$);

S – площадь соприкасающихся слоёв, м^2 ;

$\Delta v / \Delta x$ – градиент скорости, характеризующий относительное изменение скорости между отдельными слоями жидкости, $1/\text{с}$.



Рис. 1.4. Бомба типа ПЭ-7100 для определения давления насыщенных паров

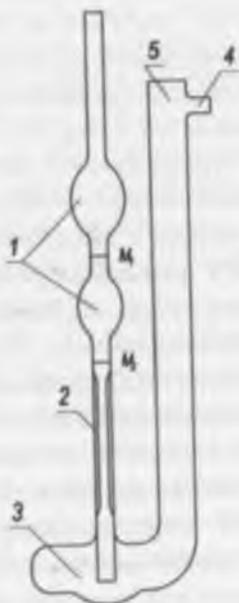


Рис. 1.5. Вискозиметр капиллярный:

- 1 – калиброванные емкости;
- 2 – капиллярная трубка;
- 3 – емкость для нагревания нефтепродуктов;
- 4 – отросток отводной;
- 5 – трубка широкая

Анализ формулы 1.7 показывает, что коэффициент динамической вязкости μ выражает силу внутреннего трения, приходящуюся на единицу площади соприкасающихся слоев при градиенте скорости, равном единице.

Кинематическая вязкость: $\nu = \mu / \rho$, $\text{м}^2/\text{с}$. Для воды: $1 \cdot 10^{-6}$, $\text{м}^2/\text{с}$. Вязкость измеряют в стоксах или сантистоксах ($1 \text{Ст} = 1 \text{см}^2/\text{с}$; $1 \text{сСт} = 1 \text{мм}^2/\text{с}$). Эталоном кинематической вязкости в 1 сСт является дистиллированная вода при 20°C . Вязкость любой жидкости можно определить при помощи капиллярного вискозиметра (см. рис. 1.5). Он представляет собой U-образную прозрачную трубку с капилляром, над которым расположены две шарообразные емкости. В начале и конце нижней емкости расположены метки M_1 и M_2 , по которым определяют время в секундах перетекания жидкости. Например, время $\Delta t = 10 \text{ с}$, а постоянная прибора $C = 0,1 \text{ мм}^2/\text{с}^2$. Кинематическую вязкость в сСт ($\text{мм}^2/\text{с}$) находят по формуле

$$\nu = C \cdot \Delta t = 10 \cdot 0,1 = 1 \text{ мм}^2/\text{с} \text{ или } 1 \text{ сСт.}$$

Определив кинематическую вязкость, $\text{м}^2/\text{с}$, можно оценить *динамическую вязкость*, $\text{Па}\cdot\text{с}$. Для этого величину кинематической вязкости, $\text{м}^2/\text{с}$, умножают на плотность жидкости, $\text{кг}/\text{м}^3$, ($\mu = \nu \rho$).

Кинематическая вязкость в $\text{м}^2/\text{с}$ применяется для оценки зависимости вязкости жидкости от температуры при определении режимов движения (ламинарное или турбулентное) и расчете потерь энергии при движении жидкости местных сопротивлений и по длине.

Для измерения кинематической вязкости в диапазоне 0,3–5000 сСт применяют автоматическое программно-управляемое устройство АКВ – 800 при изменении температур от 15 до 100 $^{\circ}\text{C}$.

Динамическая вязкость, $\text{Н}\cdot\text{с}/\text{м}^2$ ($\text{Па}\cdot\text{с}$), применяется при расчете сил трения, например, между подшипниками скольжения и шейками коленчатого вала двигателя. В холодное время года вязкость моторного масла резко повышается, силы трения достигают величин, при которой затрудняется вращение коленчатого вала и запуск двигателя. При кинематической вязкости моторного масла более 3000 сСт запуск двигателя затруднен.

Расход жидкости или газа – это количество жидкости (газа), протекающее за единицу времени через данное живое сечение. Различают расход объемный ($\text{м}^3/\text{с}$) и массовый ($\text{кг}/\text{с}$).

$$Q = V/t - \text{объемный};$$

$$M = m/t - \text{массовый}. \quad (1)$$

Сжимаемость жидкости (газа) – её способность уменьшаться в объеме при повышении давления. Оценивается коэффициентом объемного сжатия ($\text{м}^2/\text{Н}$):

$$\beta = (1/V) \cdot \frac{\Delta V}{\Delta P}, \quad (1)$$

где V – первоначальный объем системы;

ΔV – изменение объема;

ΔP – изменение давления.

Величина, обратная β , – *модуль упругости*: $K = 1/\beta$. Для воды величина $K = 2 \cdot 10^9 \text{ Н}/\text{м}^2$, нефтепродуктов – $1,35 \cdot 10^9 \text{ Н}/\text{м}^2$ [37].

В любой замкнутой системе (насос, цилиндр) создаваемое давление определяется по формуле:

$$\Delta P = K \cdot \Delta V/V. \quad (1.1)$$

Величину давления ΔP ограничивают при помощи перепускных или предохранительных клапанов. Оптимальная величина ΔP выбирается с учетом значения конструкции исполнительного механизма, например, насоса для перекачки нефтепродукта и создания необходимого давления.

Состав и свойства топлив нефтяного происхождения изменяются в зависимости от температуры и давления. Углеводороды, содержащие от 1 до 4 атомов углерода, при нормальных атмосферных условиях являются газами. При повышении давления молекулы газа укрупняются и переходят в жидкое состояние. Бутан (C_4H_{10}) переходит в жидкое состояние при повышении давления до 0,8 МПа. При понижении давления до величины атмосферного сжиженный бутан переходит в газообразное состояние. Данное свойство газов используется при создании систем питания двигателей, работающих на сжиженном газе (пропан-бутановая смесь газа).

При нормальных атмосферных условиях ($T = 273 \text{ К}$, $P = 760 \text{ мм рт. ст.}$) диаметр молекул газа одинаков и составляет $2 \cdot 10^{-10} \text{ м}$. Массу молекулы малых размеров определить трудно. В 1811 г. итальянский физик Авогадро (1776 – 1856) предположил, что одинаковый объем газа (любого типа) при одинаковом давлении и температуре должен содержать равное количество молекул. Опыты показывают, что 1 грамм атомов Н (водорода) содержит $6 \cdot 10^{23}$ атомов. В 2 граммах H_2 (молекула) содержится $6 \cdot 10^{23}$ молекул. Это специфическое число $6 \cdot 10^{23}$ называется *числом Авогадро*.

Масса молекул газа, кг, содержащая в объеме 22,4 литра при $P = 760 \text{ мм рт. ст.}$ ($1 \cdot 10^5 \text{ Па}$) и $T = 273 \text{ К}$ ($t = 0 \text{ }^{\circ}\text{C}$), называется *молем*.

Моль (молекулярная масса) – количество вещества в определенном объеме. Если количество молекул, равное $6 \cdot 10^{23}$, компактно упаковать, то их объем составит 22,4 литра. Количество молекул, равных $6 \cdot 10^{24}$, займут объем, равный 22,4 м^3 .

Плотность воздуха при атмосферных условиях равна $1,29 \text{ кг}/\text{м}^3$. В объеме, равном 22,4 м^3 , его масса составит 28,9 кг ($1,29 \cdot 22,4 = 28,9$).

Один киломоль воздуха равен 28,9 кг. **Один моль** воздуха составит 0,0289 кг или 28,9 г. **Киломоль** – количество газа, масса которого в кг численно равна его молекулярной массе. В воздухе по массе содержится 23 % (0,23) кислорода O_2 и 77 % (0,77) азота N_2 . Молекулярная масса кислорода 32, азота 28. Молекулярная масса воздуха $m = 0,23 \cdot 32 + 0,77 \cdot 28 = 28,9 \text{ кг}/\text{кмоль}$.

Для полного сгорания 1 кг бензина требуется 14,45 кг воздуха или 0,5 киломолей воздуха. В тепловом расчете двигателя внутреннего сгорания требуемое количество воздуха для сгорания 1 кг топлива определяют в кг или в киломолях.

При определении потерь нефтепродуктов от испарения и «дыханий» резервуаров необходимо знать плотность испарившихся легких фракций. Для этого определяют молекулярную массу испарившегося нефтепродукта в кг/кмоль. В таблице 1.4 показано изменение молекулярной массы нефтяных фракций в зависимости от температуры начала кипения в $^{\circ}\text{C}$.

Изменение молекулярной массы нефтепродукта от температуры

Температура, °С	50-100	101-150	151-200	201-250	251-300	301-350	351-400
Молекулярная масса, кг/кмоль	90	110	130	155	187	220	260

Из анализа таблицы 1.4 видно, что легкие фракции с равными интервалами кипения имеют примерно одинаковую молекулярную массу [59]. С повышением температуры кипения фракций увеличивается и разница в молекулярных массах, так как молекулы становятся тяжелее.

Для бензина марки Аи-80 молекулярная масса равна 110 кг/кмоль, для дизельного летнего топлива – 206 кг/кмоль.

Потери нефтепродукта происходят от испарения самых легких фракций, например пентана C_5H_{12} . Его плотность при 20 °С равна 626 кг/м³, температура кипения плюс 36 °С, молекулярная масса 72 кг/кмоль.

Бензин состоит из различных углеводородов от пентана C_5H_{12} , гексана C_6H_{14} до декана $C_{10}H_{22}$. Пентан, гексан, декан переходят в газообразное состояние, соответственно, при температуре 36 °С, 69 °С и 180 °С. В составе бензина может быть бензол (C_6H_6), толуол (C_7H_8), но их температура кипения достигают 80 °С и 110 °С. При хранении, сливе, наливке потери бензина будут происходить от испарения легких фракций и в первую очередь пентана.

Для определения плотности паров нефтепродукта ρ , воспользуемся формулой Клапейрона – Менделеева, которая устанавливает связь между абсолютным давлением P , Н/м² (Па), абсолютной температурой T , К, объемом V , м³ и массой газа m , кг и газовой постоянной R , Дж/(кг·К):

$$P \cdot V = m \cdot R \cdot T. \quad (1.1)$$

Один кмоль паров нефтепродукта занимает объем $V_\mu = 22,4 \text{ м}^3$. Для кмольного объема 22,4 м³ уравнение состояния газа имеет вид:

$$PV_\mu = m \cdot \frac{8314}{\mu} T; \quad P = \frac{m}{V_\mu} \cdot \frac{8314}{\mu} T \quad \text{или} \quad P = \rho_\gamma \cdot \frac{8314}{\mu} T.$$

Откуда

$$\rho_\gamma = \frac{P \cdot \mu}{8314 \cdot T} \quad (1.2)$$

где μ – молекулярная масса нефтепродукта, кг/кмоль;
8314 Дж/(кмоль·К) – универсальная газовая постоянная.

Таблица

Для примерного нахождения плотности нефтепродукта, который находится в газовом состоянии, используем выражение

$$\rho_\gamma = \mu / 22,4. \quad (1.13)$$

Например, молекулярная масса метана CH_4 равна 16 кг/кмоль. Если данный газ сосредоточить при атмосферных условиях в объеме 22,4 м³, то его плотность будет равна 0,714 кг/м³.

В жидкой фазе плотность метана равна 424 кг/м³. Объем метана в жидком состоянии занимает в 600 раз меньше, чем объем в газовой фазе. Это является важным фактором при транспортировке метана и использовании его в качестве топлива.

Свойства топлив и смазочных материалов условно разделяются на три группы: физико-химические, эксплуатационные и экологические.

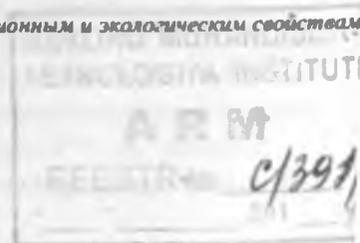
К физико-химическим относят свойства, определяемые в лабораторных условиях, например, плотность, вязкость, испаряемость, теплота сгорания [22].

К эксплуатационным относят свойства, проявляемые непосредственно в двигателе, например, детонационная стойкость бензина, испаряемость, образование нагара, износостойкость деталей.

К экологическим относят свойства, оказывающие влияние на человека и окружающую среду, например, загрязнение воздуха отработавшими газами, пожарную и взрывоопасность опасности.

Контрольные вопросы

1. Что называют плотностью, как она определяется и с какой целью?
2. Что называют удельным весом и удельным объемом?
3. Определение давления, абсолютное, избыточное (манометрическое) и вакуумметрическое давление, единицы величины.
4. Методика определения величины вакуумметрического давления.
5. Что называют давлением насыщенных паров?
6. Кинематическая и динамическая вязкость, единицы величины.
7. Дайте определение объемному и массовому расходам жидкостей или газов?
8. Сжимаемость жидкости или газа.
9. Что называют малем и киломалем?
10. Как определяется плотность жидкого нефтепродукта, находящегося в газовой фазе?
11. Что относят к физико-химическим, эксплуатационным и экологическим свойствам топлива?



2. НЕФТЬ И ЕЕ ПЕРЕРАБОТКА

Нефть – это углеводородное топливо, состоящее в основном из углерода (83 – 87 %), водорода (12 – 14 %) и малого количества серы, кислорода, азота (1 – 3 %) [7, 8, 9, 28].

Нефть (от перс. *просачиваться*) – горючая маслянистая жидкость темного цвета, иногда буро-зеленого цвета, плотностью $\rho = 850 - 900 \text{ кг/м}^3$, теплотой сгорания $42 - 44 \text{ МДж/кг}$ (М – мега (миллион) 10^6).

Нефть содержит парафины от 4 до 8 %. При содержании в нефти более 5 % парафина появляются сложности с её добычей и транспортировкой. При некачественной очистке парафин отлагается на внутренних стенках трубопровода. Высокопарафиновые нефти перед закачкой в трубу нагревают до $70 - 80 \text{ }^\circ\text{C}$ (Мангыштыкские нефти, Казахстан).

Молекулярная масса нефти $190 - 220 \text{ кг/кмоль}$. Температура самовоспламенения $380 - 530 \text{ }^\circ\text{C}$. Температура кипения от 60 до $80 \text{ }^\circ\text{C}$. Температура застывания достигает величины от минус 8 до плюс $10 \text{ }^\circ\text{C}$.

Кинематическая вязкость, $\text{мм}^2/\text{с}$ (сСт), при $20 \text{ }^\circ\text{C}$ $7 - 20$, при $50 \text{ }^\circ\text{C}$ равняется $3 - 9$. Давление насыщенных паров нефти должно быть не более 66650 Па . По содержанию серы нефти подразделяются на 3 класса [57]:

- малосернистые – до $0,6 \%$;
- сернистые от $0,61$ до $1,8 \%$;
- высокосернистые более $1,8 \%$.

Сера в нефти находится в виде сероводорода, меркаптанов и сульфидов. Технология получения топлив из нефти с высоким содержанием серы сложна и требует больших затрат.

Теорию органического происхождения нефти высказал М.В. Ломоносов, который считал, что нефть образовалась в земных глубинах в результате разложения органических остатков растительного и животного происхождения под действием подземного тепла.

За 150 лет (1850 – 2000) из земли было добыто $70 \cdot 10^9 \text{ т}$ нефти. Объем добытой нефти приводят в баррелях (1 баррель = 158, 9 л).

Мировая добыча нефти в 1990 г составила 3100 млн т, а в 2008 г – 5280 млн т. Добыча нефти в России в 1990 г составила 300 млн т (при запасах 20 млрд т). В 2008 г. – 490 млн т.

Объем добычи газа в России за 2009 г составил более 500 млрд м³.

Впервые в России в 1823 г. в городе Моздоке братьями Дубиниными была создана установка для переработки нефти. Основной продукцией был керосин. Установка имела подогреваемый котел с нефтью и холодильник (ёмкость с водой) для конденсации паров топлива.

В нефти до 99 % содержатся углеводороды разнообразного строения: парафиновые, циклопарафиновые (нафтеновые), ароматические. Низшие газобо-

разные парафины сопутствуют нефти (попутный нефтяной газ), частично растворены в ней. В жидких углеводородах растворены также высшие твердые углеводороды.

Нефти, содержащие большое количество парафиновых углеводородов, называют парафиновыми (грозненская, среднеазиатская). Нефти, богатые циклопарафинами, называют нафтеновыми (бакинская). Есть нефть, богатая ароматическими углеводородами (уральская, украинская), ее называют ароматической.

Нефтепродукты – смеси газообразных, жидких и твердых углеводородов различных классов, полученные из нефти и нефтяных газов. К основным группам нефтепродуктов относят: топлива (газы, бензины, лигроины, керосины, соляры, мазуты), масла, консистентные смазки, твердые углеводороды (парафины, церезины), битумы.

Испаряемость характеризуется скоростью перехода топлива из жидкой фазы в газообразную. Нефть не имеет постоянной температуры кипения, так как в ее состав входят различные вещества.

Разделить нефть на отдельные фракции (части), виды топлив (бензин, керосин, газойль, соляр) можно методом прямой перегонки [3, 24]. Нефть нагревают до $380 \text{ }^\circ\text{C}$ и направляют в разделительную (ректификационную) колонну. Колонна имеет диаметр примерно 2 м и высоту 25 м. В колонне есть разделительные тарелки с отверстиями в виде цилиндров. На цилиндры установлены колпачки с прорезями для прохода паров топлив. Самые легкие фракции – пары бензинов – достигают верхних тарелок и там конденсируются и отводятся в отдельные емкости, более тяжелые оседают на нижних тарелках (рис. 2.1, 2.2).

Самая тяжелая фракция (мазут) снова нагревается и направляется в другую колонну, работающую под разрежением. Давление в колонне снижают до $0,1 \text{ атм}$. для того, чтобы мазут кипел и испарялся при меньшей температуре и разделялся на легкие, средние и тяжелые масла (веретенный, машинный, цилиндрический).

Температурные диапазоны выкипания нефтепродуктов.

Бензин $35 - 190 \text{ }^\circ\text{C}$, лигроин $110 - 230 \text{ }^\circ\text{C}$, керосин $140 - 300 \text{ }^\circ\text{C}$, газойль $236 - 330 \text{ }^\circ\text{C}$, соляр $286 - 380 \text{ }^\circ\text{C}$, масла $320 - 500 \text{ }^\circ\text{C}$. При смешении фракций получают топлива для различных видов техники.

Лигроин и керосин – реактивное топливо для самолетов.

Керосин и газойль – легкое дизельное топливо для автомобилей.

Газойль и соляр – дизельное топливо для тракторов.

Соляр – для тепловозов и судовых двигателей.

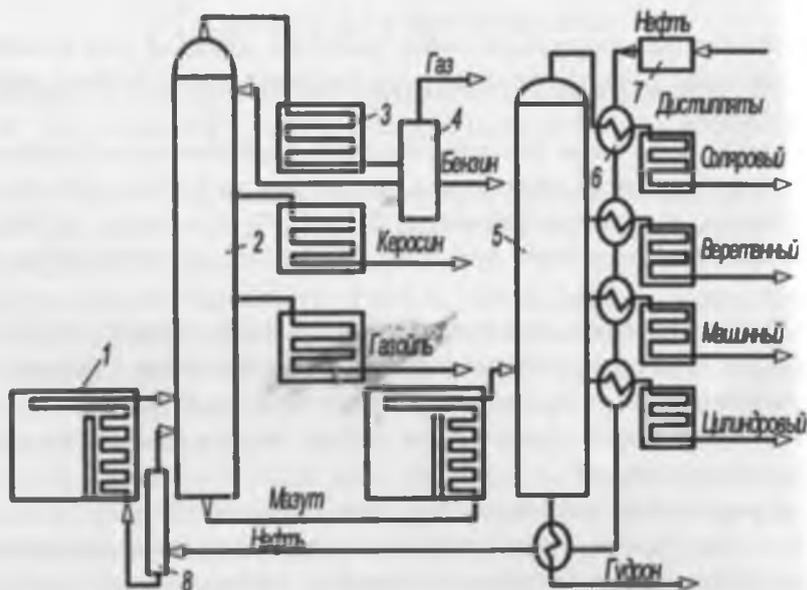


Рис. 2.1. Комплексная атмосферно-вакуумная установка переработки нефти:
 1 – трубчатая печь; 2 и 5 – ректификационные колонны; 3 – холодильник;
 4 – конденсатор-газоотделитель; 6 – теплообменник; 7 – насос;
 8 – испарительная колонна

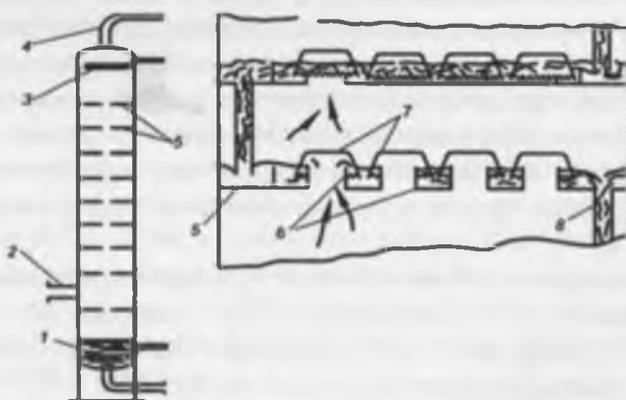


Рис. 2.2. Схема ректификационной колонны и её принцип действия:
 1 – приспособление для подачи водяного пара; 2 – труба (ввод паров нефти
 и её неиспарившейся части); 3 – приспособление для ввода орошения;
 4 – труба для отвода легкокипящих фракций с испарившимся оросителем;
 5 – металлические тарелки; 6 – отверстия в тарелках;
 7 – колпачки с прорезями; 8 – сливная трубка

При прямой перегонке нефти среднего состава можно получить 25 % бензиновых фракций, 10 % керосиновых, 35 % дизельных, 20 % базового масла и около 10 % мазута.

Испаряемость бензина – это одно из главных его качеств. Жидкое топливо горит только тогда, когда оно преобразовано в газообразное состояние. Для оценки испаряемости выполняют фракционную (фракция – часть) разгонку и определяют температуру, при которой испаряются 10, 50 и 90 % топлива по объему ($t_{10\%}$, $t_{50\%}$, $t_{90\%}$).

В таблице 2.1 приведен фракционный состав бензинов, которые согласно их испаряемости разделены на 5 классов (ГОСТ Р. 51105–97).

Таблица 2.1

Испаряемость бензинов

Показатели	Классы				
	1	2	3	4	5
Фракционный состав:					
$t_{10\%}$	75	70	65	60	55
$t_{50\%}$	120	115	110	105	100
$t_{90\%}$	190	185	180	170	160

Бензин, испаряемость которого соответствует первому классу, рекомендуется для южных районов России. Второму и третьему классу – для центральных районов, четвертому – для северных, пятому – для крайнего севера и Арктики.

На рис. 2.3 представлены графики разгонки бензина и дизельного топлива (ДТ).

По величине температуры, при которой испаряется 10 % топлива ($t_{10\%}$), определяют *пусковые качества* бензина. При пуске двигателя в первую очередь воспламеняются от искры легкие фракции топлива.

По значению температуры, при которой испаряется 50 % топлива ($t_{50\%}$), определяют *качество* протекания рабочего процесса двигателя, а также время его прогрева, динамику разгона автомобиля.

По величине температуры $t_{90\%}$ оценивают количество *тяжелых углеводородов*. В случае их неполного сгорания, они способствуют образованию нагара и разжижению моторного масла.

Точки 1 и 6 характеризуют начало кипения или перехода из жидкой фазы бензина и ДТ в газообразную фазу. По точкам 2 и 7 оценивают пусковые качества бензина и ДТ. Точка 3 характеризует качество бензина (скорость прогрева двигателя, его динамику разгона). По точкам 4, 5 и 8 оценивают наличие в топливе тяжелых фракций [22].

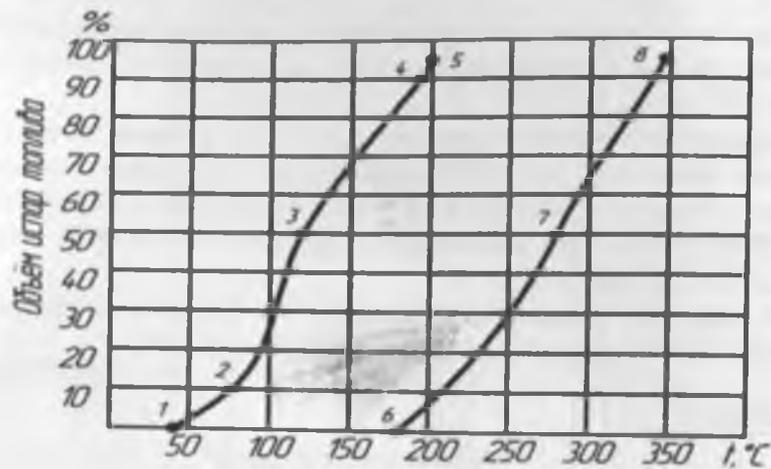


Рис. 2.3. Графики разгонки бензина и дизельного топлива

Основу любого органического вещества составляет углеродный скелет. Он может быть в виде цепи (разветвленной или неразветвленной) или кольца (циклический скелет). К углеродному скелету присоединяются атомы водорода образуя углеводородную молекулу [24, 58].

Углеводороды, входящие в состав нефти, относят к парафиновым, нафтеновым и ароматическим.

Общая формула углеводородов *парафинового ряда* (алканы) имеет вид C_nH_{2n+2} . Они представлены в нефти большим разнообразием: от газообразных (CH_4 – метан, C_2H_6 – этан), жидких (C_8H_{18} – октан) до высокомолекулярных твердых парафинов включительно ($C_{15}H_{32}$ – актодекан). Газообразные содержат от 1 до 4 атомов углерода, они обладают высокой детонационной стойкостью. Соединения, содержащие от 5 до 16 атомов углерода – жидкие вещества, пока гексадекана ($C_{16}H_{34}$) – твердые вещества.

Нафтеновые углеводороды (цикланы) имеют формулу C_nH_{2n} и представлены в виде кольца с пятью атомами углерода C_5H_{10} (циклопентан) и с шестью атомами углерода (C_6H_{12} циклогексан). Циклическое строение напоминает «круговую оборону», а молекулы данного типа обладают высокой детонационной стойкостью, являются желательными для бензинов и зимних сортов дизельных топлив.

Ароматические углеводороды (арены) имеют формулу C_nH_{2n-6} , к ним относят бензол C_6H_6 в виде кольца (шестиугольник) с тремя одинарными и тремя чередующимися двойными. К ароматическим углеводородам относят толуол

C_7H_8 , бутилбензол $C_{10}H_{14}$. Они обладают высокой детонационной стойкостью, рекомендуются для топлив бензиновых двигателей.

В процессе прямой перегонки нефти получается 15 – 25 % бензина с низким октановым числом (ОЧ \approx 60). Для повышения ОЧ применяют: современные технологии переработки нефти (крекинг-процесс, риформинг), высокооктановые добавки и присадки. В процессе крекинга крупные молекулы расщепляются на мелкие, при этом повышается ОЧ. Крекинг происходит при давлении $P = 2 - 5$ МПа и температуре $t = 450 - 500$ °С. Выход высокооктанового бензина составляет примерно 50 %.

Процесс крекинга протекает по следующей схеме.

Например, из гексадекана ($C_{16}H_{34}$) образуется октан (C_8H_{18}), из него бутан (C_4H_{10}) и далее этилен (C_2H_4).



В процессе переработки нефти применяют риформинг (изменяется структура молекулы). Например, цепочное строение молекулы преобразуется в кольцевое.

Процесс расщепления молекул тяжелых углеводородов называют *крекингом*. Крекинг осуществляют путём нагрева обрабатываемого сырья до определенной температуры без доступа воздуха, без катализатора (*термический крекинг*) или в присутствии катализатора (*каталитический крекинг*). Крекинг позволил увеличить выход бензиновых фракций из нефти до 50 – 60 % против 20 – 25 %, получаемых прямой перегонкой.

Термический крекинг происходит при температуре 470 – 540 °С и давлении 2 – 5 МПа. Вместе с расщеплением углеводородов при термическом крекинге протекают процессы синтеза и в результате создаются высокомолекулярные соединения, а также появляются отсутствующие в природной нефти химически неустойчивые непредельные углеводороды. Эти два фактора являются основным недостатком термического крекинга и причиной замены его другими процессами переработки нефти.

К таким процессам относится *каталитический крекинг*, который протекает при тех же температурах, что и термический крекинг, но при давлении, близком к атмосферному, и в присутствии катализатора. В качестве катализатора наибольшее распространение получили твердые алюмосиликатные катализаторы, в состав которых входят окись кремния и окись алюминия. Основной реакцией каталитического крекинга также является расщепление сложных и больших молекул на более легкие с меньшим числом атомов углерода.

Каталитический крекинг осуществляют по различным схемам: с неподвижным слоем катализатора, подвижным сферическим катализатором и с пылевидным, или микросферическим, катализатором.

Гидрокрекинг (деструктивная гидрогенизация) – разновидность каталитического крекинга, проводимого в атмосфере водорода при давлении 20 – 30 МПа и температуре 470 – 500 °С. В этом процессе образующиеся непредельные углеводороды гидрируются и превращаются в предельные. Кроме того, имеющие в сырье сернистые и кислородные соединения, расщепляясь, реагируют с водородом с образованием сероводорода и воды. Сероводород отмывается слабощелочной водой. В результате можно получать высококачественное топливо, нефтяных остатков, углеводородных смол и других веществ.

В промышленных условиях используют и некоторые другие термические процессы переработки. Например, при нагревании нефтяных остатков до 550 °С при атмосферном давлении происходит образование кокса и получают легкие углеводороды, которые можно использовать в качестве топлива. Далее нагревание нефти до температуры 670 – 800 °С (**пиролиз**) ведёт к значительному образованию газообразных углеводородов (этилен, пропилен), из которых в процессе нефтехимического синтеза получают полиэтилен, полипропилен. В процессе пиролиза образуются и жидкие углеводороды, в основном ароматические.

Наиболее перспективным является **каталитический риформинг**. Суть его заключается в ароматизации бензиновых фракций в результате образования нафтеновых и парафиновых углеводородов в ароматические. Нафтеновые углеводороды теряют атом водорода и превращаются в ароматические (реакция ароматизации), парафиновые в результате реакции изомеризации (циклизации) также образуют ароматические углеводороды, отщепляя водород. Одновременно тяжёлые углеводороды расщепляются на более мелкие. Образующиеся при этом непредельные углеводороды гидрируются.

Основным катализатором является алюмоплатина – платины 0,1 – 1,0%. Этот катализатор позволяет осуществлять реформирование при температуре 460 – 510 °С и давлении 4,0 МПа без регенерации в течение нескольких месяцев. Процесс называется **платформинг**.

Сырьё (бензиновая фракция прямой перегонки) нагревается в теплообменниках и нагревательной печи до 380 – 420 °С и поступает в реактор, где при давлении 3,5 МПа и при воздействии алюмокобальтомолибденового катализатора подвергается гидроочистке. Очищенное сырьё после освобождения от сероводорода, углеводородных газов и воды нагревается в печи до 500...520 °С и поступает в реакторы, где под давлением выше 4,0 МПа происходит его реформирование.

Вид топлива зависит от количества углерода в молекуле. Если углерода в молекуле до 4 – это газ, от 4 до 16 – жидкость, более 16 – масла, парафины, твёрдые вещества.

Фракции бензинов выкипают при температуре от 40 до 190 °С и содержат углеводороды от C_3H_{12} до $C_{11}H_{24}$.

На рис. 2.4 показан крекинг-процесс нефти и изменение от температуры ее составляющих (парафиновых 1, нафтеновых 2, ароматических 3).

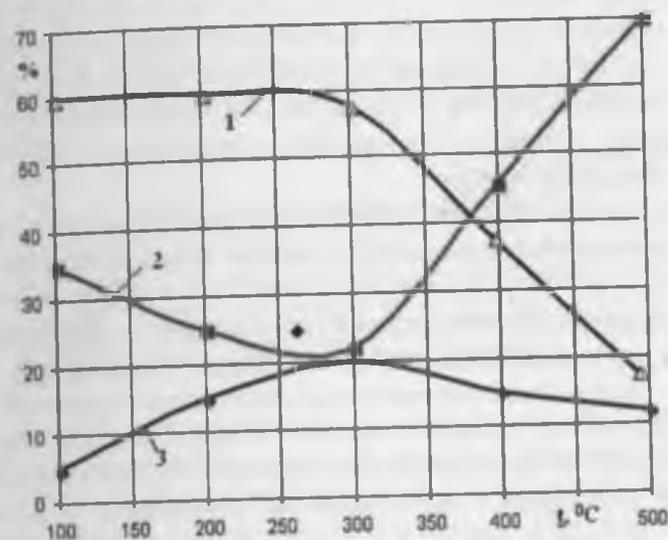


Рис. 2.4. Крекинг-процесс нефти:

1 – парафиновые углеводороды; 2 – нафтеновые; 3 – ароматические

При повышении температуры от 100 до 500 °С (крекинг-процесс для грозненской нефти) парафиновые углеводороды расщепляются и их количество с 60 % уменьшается до 18 %. Нафтеновые углеводороды с 35 % увеличиваются до 70 %, а ароматические с 5 % увеличиваются до 12 %.

На этом эффекте основано получение высокооктановых бензинов. При высокой температуре осколки парафиновых и других углеводородов приобретают кольцевое строение.

Парафиновые углеводороды (30 – 50 %) имеют высокую самовоспламеняемость, из них готовят дизельные топлива. Нафтеновые углеводороды (25 – 75 %) и ароматические (5 – 20 %) обладают детонационной стойкостью (для бензинов).

Примеси нефти. Среди примесей наибольшее влияние на качество топливосмазочных материалов оказывают сернистые и кислородные соединения. Эти соединения оказывают многостороннее влияние на эксплуатационные характеристики двигателей и механизмов и, прежде всего, на их коррозионный износ. Для удаления примесей полуфабрикаты топлив и масел подвергают очистке.

Очистка серной кислотой. Применяется для удаления непредельных углеводородов, асфальтосмолистых веществ, азотистых и сернистых соединений, нафтеновых кислот. Очистке 96 – 98 % раствором серной кислоты подвергают масла. Различают кислотно-щелочную и кислотно-контактную очистки. При

кислотно-щелочной очистке после реакции с кислотой полуфабрикат нейтрализуют натривой щелочью с промывкой водой и просушиванием паром. Остаток в виде смолистой массы (кислого гудрона) удаляется.

Щелочная очистка (очистка натривой щелочью). Применяется для удаления из нефтяных дистиллятов кислородных соединений (нефтяных кислот, фенолов), сернистых соединений (сероводорода, меркаптанов, серы) и для нейтрализации серной кислоты и продуктов её взаимодействия с углеводородами (сульфокислот, эфиров серной кислоты), остающихся в нефтепродукте после сернокислотной очистки.

Образующиеся вещества растворяются в воде и удаляются из очищенного продукта вместе с водным раствором щелочи. Очистка щелочью используется при производстве бензинов, дизельных топлив и некоторых видов масел.

Селективная очистка (очистка при помощи растворителей) основана на различной растворяющей способности некоторых веществ в отношении углеводородов различного строения и неуглеводородных примесей. Применяется для очистки масел. Удаляются асфальтосмолистые соединения, полициклические углеводороды, часть сернистых соединений, непредельные углеводороды.

После селективной очистки (фенолом, фурфуролом, крезолом) получают **рафинат** (очищенное масло) и **экстракт** (растворитель с извлеченными из масла веществами). После удаления растворителя экстракт идет в качестве добавки в трансмиссионные масла, а рафинат – на приготовление масел.

Депарафинизация. Применяется для удаления углеводородов с высокими температурами застывания, в основном парафинового ряда, так как последние при охлаждении переходят в кристаллическое состояние. Депарафинизацию подвергают дизельные топлива и масла.

Один из главных методов депарафинизации – вымораживание, заключающееся в охлаждении полуфабриката до температуры застывания, после чего кристаллы отделяются на фильтрах.

Гидроочистка. Применяется для удаления сернистых, азотистых и кислородных соединений путём восстановления этих соединений водородом при повышенных температурах и давлении в присутствии катализатора в газообразные продукты (сероводород, аммиак) и воду, которые легко удаляются. Гидроочистке подвергают дизельные топлива и моторные масла для удаления серы.

Адсорбционная очистка (контактная очистка, очистка отбеливающими землями). Некоторые высокопористые вещества (**адсорбенты**) способны удерживать на поверхности нежелательные примеси, содержащиеся в нефтепродуктах. Эта очистка распространена при производстве масел и дизельных топлив. Данным способом удаляют смолы, нафтеновые кислоты, кислородосодержащие соединения, сульфокислоты, остатки минеральной кислоты и селективного растворителя. В качестве адсорбентов используют природные глины, силикагель, активированную окись алюминия.

Все перечисленные выше способы очистки применяют для улучшения качества нефтепродуктов, их эксплуатационных свойств. В зависимости от требований к качеству нефтепродукт подвергают очистке одним способом, или двумя, или многими, применяя их в той или иной последовательности.

В таблице 2.2 приведены основные виды эксплуатационных материалов, используемые в двигателях внутреннего сгорания автомобилей, тракторов и другой технике.

Таблица 2.2

Виды эксплуатационных материалов

Топлива	Смазочные материалы
Бензины	Масла моторные
Дизельные топлива	Масла трансмиссионные
Газовые топлива	Пластичные смазки

Бензины применяют в двигателях с внешним смесеобразованием и воспламенением горючей смеси от электрической искры. Горючая смесь готовится в карбюраторах. В последних моделях автомобилей применяют системы впрыска бензина с электронным управлением. При помощи форсунок (инжекторов) под давлением 0,4 – 0,6 МПа (4 – 6 атм.) распыленное топливо подается во впускной коллектор, а далее при открытии впускного клапана – в цилиндр.

Дизельные топлива применяют в двигателях с воспламенением от сжатия. При сжатии воздуха в 17 – 20 раз его температура достигает 500 – 600 °С и впрыскиваемое топливо под давлением 50 МПа и более прогревается, газифицируется, окисляется кислородом воздуха и самовоспламеняется.

Газовые топлива (сжиженные, сжатые) применяют в бензиновых двигателях и дизелях. В бензиновых двигателях смесь газа с воздухом воспламеняется от искры, у газодизелей – от искры или запальной порции дизельного топлива.

Основными компонентами сжиженных газов является пропан C_3H_8 и бутан C_4H_{10} . В состав природного газа в основном входит метан CH_4 .

В двигателях внутреннего сгорания используется газовое топливо, находящееся в баллонах в жидком или газообразном состоянии. В газообразном состоянии природный газ метан сжимают до 20 МПа и при помощи редуктора снижают давление до атмосферного и вместе с воздухом подают в камеру сгорания.

Пропан-бутановая смесь находится в баллонах в жидком состоянии под давлением 1,6 МПа. При понижении давления жидкая смесь переходит в газообразное состояние и поступает вместе с воздухом в камеру сгорания двигателя.

В последнее время стали использовать жидкий метан в качестве топлива. Его охлаждают до минус 160 °С и хранят в специальных криогенных топливных баках с вакуумной изоляцией.

Контрольные вопросы

1. Что называют нефтью, ее состав?
2. Что называют испаряемостью топлива?
3. В чем заключается принцип прямой перегонки нефти?
4. Укажите диапазон выкипания бензиновых фракций.
5. Что называют фракцией?
6. Какие виды топлива получают в результате прямой перегонки нефти?
7. Что такое крекинг-процесс и как он протекает?
8. Что называют парафиновыми, нафтеновыми, ароматическими углеводородами?
9. С какой целью смешивают различные фракции топлива?
10. С какой целью мазут разделяют на различные фракции при давлении меньше атмосферного?
11. Какие виды очистки Вы знаете?

3. ОСНОВНЫЕ ВИДЫ ТОПЛИВ

3.1. Бензины

Бензины принято разделять по их использованию [59]: газовые бензины, бензины растворители, авиационные (Б) и автомобильные (А). Классифицируются бензины также по способу их получения.

Ниже приводится характеристика бензинов, полученных в результате прямой перегонки нефти. Бензин можно получить и из каменного угля или газа.

Газовые бензины – это первые выкипающие фракции бензина, например, от 40 до 50 °С, которые входят в состав пусковых жидкостей (20 – 50 %), применяемых для облегчения запуска двигателей внутреннего сгорания при низких температурах.

Бензины растворители – это фракции бензина прямой перегонки с температурным диапазоном выкипания 70 – 120 °С. Применяют в резиновой, лакокрасочной промышленности. Представителем бензиновых растворителей является БР-2 с плотностью 730 кг/м³ и температурой начала кипения 80 °С.

Авиационные бензины – это фракции нефти, выкипающие до 160 °С. Автомобильные бензины – это фракции нефти, выкипающие до 200 °С.

В соответствии с ГОСТ 2084 – 77 вырабатывались 3 марки бензинов: А-76, Аи-93, Аи-98 с содержанием тетраэтилсвинца. Показатели данных бензинов приведены в таблице 3.1. В обозначении марки бензина буква «А» обозначает автомобильный, 76 – октановое число. Буква «и» указывает, что октановое число определено исследовательским методом.

По ГОСТ Р. 51105–97 выпускаются 4 марки неэтилированных бензинов, показатели которых приведены в таблице 3.2.

Индукционный период определяется с целью оценки допустимого срока хранения нефтепродуктов, и он должен быть не менее 360 мин. Это время испытания образца (100 см³) в объеме кислорода при давлении 0,7 МПа, температуре 100 °С до начала активного поглощения кислорода. Окисление начинается при снижении давления, контролируемого по манометру (ГОСТ–1105–97).

Бензины, полученные прямой перегонкой, практически не содержат ненасыщенных углеводородов, имеют высокую химическую стабильность (большой индукционный период) и возможность длительного хранения. Бензины, полученные при помощи крекинг-процесса, имеют до 50 % ненасыщенных углеводородов, малый индукционный период и срок хранения.

Таблица 3.1

Характеристики бензинов

Показатели	А-76	Аи-93	Аи-98
Октановое число: по моторному методу;	76	85	89
по исследовательскому методу	—	93	98
Содержание тетраэтилсвинца, г/кг, не более	0,41	0,82	0,82
Цвет	Жёлт.	Оранжев.	Синий
Давление насыщенных паров, мм рт. ст., не более	500	500	500
Фракционный состав: начало перегонки, не ниже 35 °С;			
$t_{10\%}$ (10 % испарившегося топлива)			
Л;	70	70	70
З.	55	55	—
$t_{50\%}$ (50 % испарившегося топлива)			
Л;	115	115	115
З.	100	100	—
$t_{90\%}$ (90 % испарившегося топлива)			
Л;	180	180	180
З.	160	160	—
Содержание серы, %, не более	0,1	0,1	0,1

Характеристики бензинов

Показатели	Марки бензина			
	«Нормаль 80»	«Регуляр 91»	«Премиум 95»	«Супер»
1. Октановое число: по моторному методу, по исследовательскому	76	82,5	85	88
2. Концентрация свинца, г/л, не более	80	91	95	98
3. Содержание серы, %, не более	0,01	0,01	0,01	0,01
4. Индукционный период, мин., не менее	0,05	0,05	0,05	0,05
	360	360	360	360

По уровню вредных (загрязняющих) веществ в отработавших газах двигателей бензины по экологической безопасности подразделяются на 2, 3, 4 классы. Концентрации свинца (мг/л) и серы (мг/кг) для 2, 3, 4 классов не должны превышать, соответственно, 10 и 500, 5 и 150, 0 и 50.

3.1.1. Процесс сгорания бензина

Сгорание топлива – это быстрая реакция окисления углеводородов кислородом. При этом образуется вспышка, молекулярные связи разрываются, накапливаемая энергия выделяется в виде теплоты. При сгорании 1 кг топлива выделяется следующее количество теплоты: бензин – $44 \cdot 10^6$ Дж/кг, дизельное топливо – $42 \cdot 10^6$ Дж/кг, метан – $49,7 \cdot 10^6$ Дж/кг.

Балансовые уравнения, показывающие исходные и конечные состояния участвующих в реакциях веществ, называют *стехиометрическими*. Напомним, что атомные и молекулярные массы в граммах химических элементов, участвующих в процессе сгорания топлива, следующие:

$$H = 1, (H_2 = 2); \quad O = 16, (O_2 = 32); \quad C = 12, (C_2 = 24); \quad N = 14, (N_2 = 28).$$

Конечная реакция сгорания водорода и углерода, в результате окисления кислородом, протекает так:



Чтобы сжечь 4 кг водорода (2 кмоль) необходимо затратить 32 кг (1 кмоль) кислорода. При этом выделяется 36 кг водяного пара. Для сгорания 1 кг водорода требуется 8 кг кислорода. Выделяется 125 МДж теплоты и 9 кг воды ($4H + 32O = 36H_2O$ или, сокращая левую и правую части уравнения на 4, получим $1H + 8O = 9H_2O$). У работающего двигателя вода в виде пара выбрасывается в атмосферу.

Чтобы сжечь 12 кг углерода необходимо затратить 32 кг кислорода. При этом выделяется 44 кг двуокиси углерода. Для сгорания 1 кг углерода С требуется $8/3$ кислорода (2,66). Выделяется 34 МДж теплоты и 3,6 кг двуокиси углерода CO_2 ($12C + 32O = 44CO_2$ или, сокращая левую и правую части уравнения на 12, получим $1C + 8/3O = 44/12CO_2$).

Двуокись углерода хорошо пропускает солнечные лучи на Землю, но препятствует охлаждению Земли путем излучения в Космос. Создается своеобразный *парниковый эффект*, который грозит глобальным потеплением и возможными катастрофами.

Окисление – это реакция взаимодействия молекул углеводородного топлива с молекулами кислорода. Если температура воздуха достигает требуемого значения, то *окисление* переходит в процесс *горения*.

В жидком топливе имеют место легкие, средние и тяжелые молекулы. В процессе распыливания топлива легкие фракции уже являются газифицированными и в окружении кислорода воздуха под действием температуры электрической искры воспламеняются, образуя начальную зону пламени (бензиновые двигатели). Далее действует принцип цепной реакции.

Процесс сгорания топлива в координатах $P - \varphi$ показан на рис. 3.1 (φ – угол поворота коленчатого вала). Примерно за 20 – 30 градусов до ВМТ

подаётся искра (в центре искры температура 10000 °С), горючая смесь вытесняется, кривая сгорания отделяется от кривой сжатия.

В процессе эксплуатации двигателей внутреннего сгорания (ДВС) можно наблюдать взрывное (детонационное) сгорание топлива.

Причиной детонации является образование перекисей. Кислород при высокой температуре внедряется в углеводородную молекулу топлива, повышает её способность к самовоспламенению. Детонационному (взрывному) сгоранию подвергается та часть горючей смеси, которая должна сгореть в последнюю очередь (рис. 3.2).

На детонационное сгорание топлива влияют:

1. Степень сжатия (повышение степени сжатия ускоряет детонацию);
2. Угол опережения зажигания (раннее зажигание – усиливает);
3. Сорт топлива (октановое число меньше, детонация больше);
4. Частота вращения коленчатого вала (с уменьшением – возрастает).

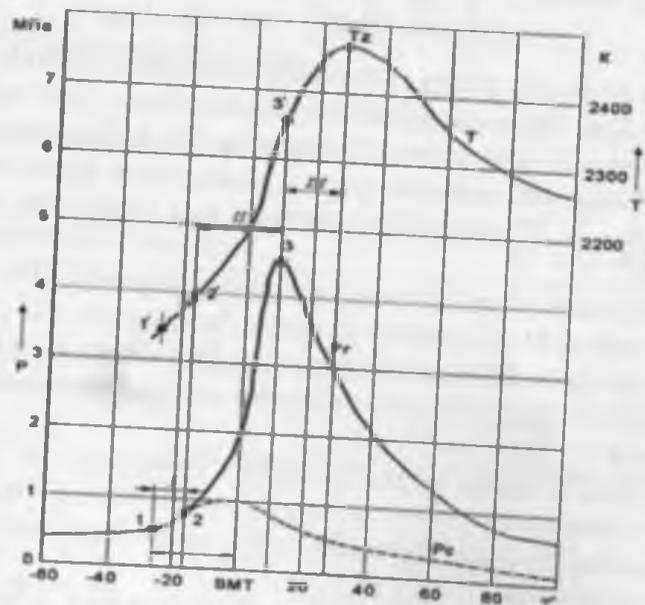


Рис. 3.1. Изменение давления газов в цилиндре (P_c) и температуры (T) в бензиновом двигателе:
1 – начало подачи искры; 2 – отрыв линии сгорания от линии сжатия (начало видимого сгорания); 3 – максимальное давление сгорания

У двигателя с искровым зажиганием процесс сгорания можно условно разделить на три фазы [23]: 1 – *начальный период горения* (сгорает 6 – 8 % топлива от начала подачи искры до начала сгорания топлива и повышения давления); 2 – *основная фаза горения* (80 % топлива); 3 – *догорание*.

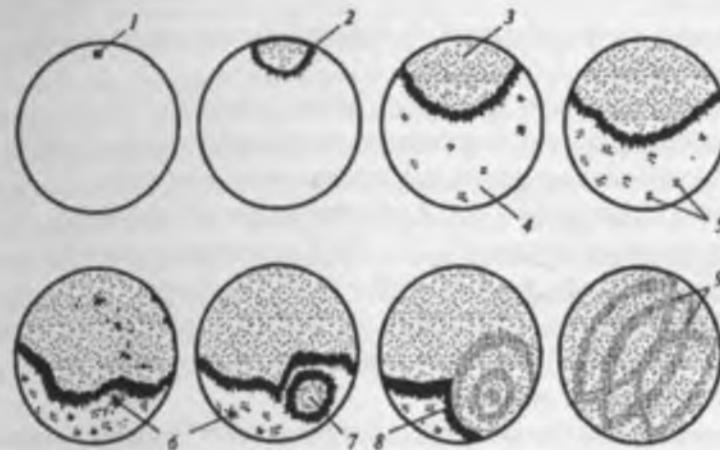


Рис. 3.2. Схема детонационного сгорания топлива:
1 – воспламенение смеси искрой свечи; 2 – фронт горения;
3 – сгоревшая смесь; 4 – несгоревшая смесь; 5 – места с концентрацией перекисей; 6 – очаг самовоспламенения; 7 – образование детонационной волны; 8 – детонационная волна; 9 – отраженные волны

По анализу изменения давления во второй фазе сгорания судят о жесткости процесса сгорания (скорости повышения давления). Двигатель должен работать мягко, без стуков с плавным повышением давления в процессе сгорания топлива.

Нормальный процесс сгорания протекает со скоростью 20 – 50 м/с. В процессе детонации скорость сгорания достигает 2 – 3 тыс. м/с. На осциллограмме процесс сгорания (в зоне третьей фазы) наблюдается в виде затухающих острых пиков. Частота вибраций давления равна частоте слышимых стуков. Звонкие металлические стуки являются результатом отражения ударных волн от стенок цилиндра.

Детонация – процесс быстрого завершения сгорания в результате самовоспламенения части рабочей смеси и образования ударных волн, распространяющихся со сверхзвуковой скоростью.

При детонации резко повышается температура в камере сгорания, что приводит к прогоранию поршней и выпускных клапанов, перегреву и выходу из строя свечей, а при длительной интенсивной детонации – к выходу из строя двигателя. **Внешним признаком детонации** является чёрный дым. Его причина – заброс топлива в зону горения или сгоревшего топлива, где нет кислорода.

3.1.2. Методика определения октанового числа

Октановое число бензинов проверяют моторным и исследовательскими способами.

Октановое число есть показатель детонационной стойкости топливно-воздушной смеси, равноценный процентному содержанию изооктана в той же смеси с гептаном, которая по интенсивности детонации эквивалентна испытываемому топливу.

Установка представляет собой одноцилиндровый двигатель (УИТ) с переменной степенью сжатия (4 – 12). УИТ – универсальная одноцилиндровая установка для испытания топлива. При моторном методе частота вращения вала $n = 900 \text{ мин}^{-1}$ и угол опережения зажигания $\varphi = 20^\circ$. Исследовательский метод $n = 600 \text{ мин}^{-1}$; $\varphi = 13^\circ$. Установка оборудована электронным прибором для измерения интенсивности детонации.

Моторный способ имитирует работу двигателя грузовых автомобилей в форсированных режимах и длительных нагрузках (междугородное движение транспорта).

Исследовательский способ имитирует работу двигателя легкового автомобиля при меньших нагрузках (внутригородское движение).

В качестве эталонных топлив берут **изооктан** C_8H_{18} (ОЧ = 100) и **гептан** C_7H_{16} (ОЧ = 0).

Октановое число определяется сравнительным методом при помощи эталонной смеси, состоящей из октана и гептана. Например, бензин, которому присвоили марку А-76, расшифровывается так: А – автомобильный бензин, октановое число 76, определено моторным методом. Если взять смесь из 76 % изооктана и 24 % гептана, то она по детонационной стойкости будет такой же, как бензин марки А-76.

Рассмотрим последовательность методики определения ОЧ по моторному методу.

1. Одноцилиндровый двигатель прогрет и работает на бензине, ОЧ которого неизвестно. Частота вращения вала двигателя 900 мин^{-1} , угол опережения зажигания, например 20° .

2. Повышаем степень сжатия (уменьшая объем камеры сгорания), добиваясь устойчивой детонации (например, при степени сжатия 8).

3. Отключаем анализируемый бензин и переводим работу двигателя на эталонную смесь с известным октановым числом. Эталонные смеси могут иметь октановые числа от 62 до 98 единиц и состоят из изооктана и нормального гептана. Подбираем эталонную смесь, при которой создаются условия сгорания с устойчивой детонацией. Например, эталонная смесь (76 % изооктана и 24 % гептана), то октановое число анализируемого бензина будет равно 76.

При исследовательском методе двигатель работает с меньшей частотой вращения вала двигателя ($n = 600 \text{ мин}^{-1}$). На данном режиме увеличивается время на протекание процесса сгорания и образования перекисей (очагов самовоспламенения). При наличии очагов самовоспламенения нужно меньше гептана – скорителя детонации. По этой причине ОЧ по исследовательскому методу будет больше ОЧ, определенному по моторному методу.

Октановое число по исследовательскому и моторному методам можно определить при помощи переносного портативного прибора октанометра ПЭ-7300 (экспресс-метод). Прибор ПЭ-7300 позволяет за короткий промежуток времени определить октановые числа бензина по моторному и исследовательскому методам.

Контрольные вопросы

1. Маркировка бензинов. Характеристики бензинов.
2. Что называют октановым числом бензинов?
3. Методика определения октанового числа по моторному и исследовательскому методам.
4. Что представляют эталонные топлива изооктан и гептан?
5. Признаки детонационного (взрывного) сгорания топлива. К каким отрицательным последствиям оно приводит? Способы устранения детонации.
6. Индикаторная диаграмма (изменение давления в цилиндре) бензинового двигателя.

3.2. Дизельные топлива

Основные показатели дизельных топлив (ГОСТ 305-82) приведены в таблице 3.3. В маркировке дизельных топлив указывают его вид, допустимое содержание серы в процентах, температуру вспышки для летнего и температуру замерзания для зимнего (Л – 0,2–50; З – 0,2 минус 35). У арктического топлива указывается только допустимое содержание серы (А – 0,2).

Температура помутнения – это минимальная температура, при которой топливо теряет прозрачность и однородность [7]. Из топлива выделяются кристаллы парафина, образуя сетчатый (сотовый) каркас.

Температура вспышки – это минимумы температур, при которых пары топлива, смешанные с воздухом, воспламеняются от источника пламени (спички).

Температура застывания характеризует потерю подвижности топлива. Если в пробирку стандартных размеров поместить топливо и охладить, оно остается неподвижным в течение 1 мин, при наклоне пробирки на 45° (это и есть температура застывания). При помутнении топлива забиваются фильтры, а при застывании теряется его подвижность в топливопроводах и двигатель прекращает работу. Летние топлива получают из парафиновых, а зимние и арктические – из нафтеновых (циклановых) нефтей.

Характеристики дизельных топлив

Показатели	Л	З	4
Цетановое число, не менее	45	45	45
Фракционный состав, °С			
$t_{50\%}$ не выше,	280	280	280
$t_{96\%}$ (конец перегонки), не выше	360	340	330
Кинематическая вязкость, мм ² /с, при 20 °С	3,0 – 6,0	1,8 – 5,0	1,5
Температура помутнения, °С, не выше, для климатической зоны:			
умеренной;	-5	-25	
холодной	-	-35	
Температура застывания, °С, не выше, для климатической зоны:			
умеренной;	-10	-35	
холодной	-	-45	
Массовая доля серы, %, не более,			
в топливе вида I,	0,2	0,2	0,2
в топливе вида II	0,5	0,5	0,5
Массовая доля меркаптановой серы, %	0,01	0,01	0,01
Температура вспышки (в закрытом тигле), не ниже, для дизелей общего назначения	40	35	30
Концентрация фактических смол, мг/100 см ³ , не более	40	30	30
Кислотность, мг КОН/100 см ³ , не более	5	5	5
Зольность, %, не более	0,01	0,01	0,01
Коэффициент фильтруемости, не более	3	3	3
Плотность, кг/м ³ , при 20 °С, не более	860	840	830

Кислотным числом топлива называют количество миллилитров (см³) 0,1 н-ного калия КОН, необходимого для нейтрализации кислот, содержащихся в 1 см³ топлива.

Чистоту топлива оценивают коэффициентом фильтруемости по ГОСТ 19006-73. Он характеризует присутствие в топливе всех видов загрязнений и представляет собой отношение времени фильтрования через фильтр из бумаги при атмосферном давлении десятой порции перетекаемого топлива к времени фильтрования чистой воды, смолистых веществ. При коэффициенте фильтруемости более 3 снижается срок службы фильтров.

Прибор для определения коэффициента фильтруемости состоит из стеклянной градуированной трубки, сверху которой расположена стеклянная воронка

Таблица

раном, а внизу – разборный корпус фильтра с краном. Перед началом опыта в корпус устанавливается бумажный фильтр. От степени загрязнения бумажного фильтра зависит скорость вытекания топлива и значение коэффициента фильтруемости.

По национальному стандарту российской федерации «Топливо дизельное ЕВРО», ГОСТ 52368 – 2005 стали предъявлять более жесткие требования к содержанию в топливах примесей, например серы.

В условном обозначении топлива указывают его сорт (А, В, С, D, E, F) в зависимости от значений предельной температуры фильтруемости (для класса и температуры помутнения), класс (0, 1, 2, 3, 4) и вид топлива в зависимости от содержания серы (I, II, III).

Пример.

1. «Топливо дизельное ЕВРО по ГОСТ Р 52368-2005, сорт А, вид I». Сорт А имеет предельную температуру фильтруемости 5 °С (помутнения) – топливо летнего, вид I – содержание серы не более 0,35 г на 1 кг топлива.

Топливо должно соответствовать требованиям настоящего стандарта и изготавливаться по технологии, утвержденной в установленном порядке.

По физико-химическим и эксплуатационным показателям топливо должно соответствовать требованиям, указанным в таблице 3.4.

Таблица 3.4

Требования к топливу

Наименование показателя	Значение
1. Цетановое число, не менее	51,0
2. Плотность при 15 °С, кг/м ³	820-845
3. Содержание серы, мг/кг, не более, для топлива:	
вид I	350,0
вид II	50,0
вид III	10,0
4. Температура вспышки в закрытом тигле, °С, не ниже	55
5. Зольность, % (по массе), не более	0,01
6. Содержание воды, мг/кг, не более	200
7. Кинематическая вязкость при 40 °С, мм ² /с	2,0-4,50
8. Фракционный состав:	
при температуре 250 °С, % (по объему), не менее	65
при температуре 350 °С, % (по объему), не менее	85
перегоняется при температуре 360 °С, % (по объему), не менее	95

Топливо для умеренных климатических условий должно соответствовать требованиям, указанным в таблице 3.5.

Под предельной температурой фильтруемости топлива, например, для сорта «С» минус 5 °С, понимается температура, при которой оно теряет подвижность и не проходит через фильтры.

Таблица 3.5

Требования к топливу для умеренного климата

Наименование показателя	Значение для сорта					
	A	B	C	D	E	F
Предельная температура фильтруемости, °С, не выше	5	0	-5	-10	-15	-20

Топливо для холодного и арктического климата должно соответствовать требованиям, указанным в таблице 3.6.

Таблица 3.6

Требования к топливу для холодного и арктического климата

Наименование показателя	Значение для классов				
	0	1	2	3	4
1. Предельная температура фильтруемости, °С, не выше	-20	-26	-32	-38	-44
2. Температура помутнения, °С, не выше	-10	-16	-22	-28	-34
3. Плотность при 15 °С, кг/м ³	800-845	800-845	800-840	800-840	800-840
4. Кинематическая вязкость при 40 °С, мм ² /с	1,50-4,0	1,50-4,0	1,50-4,0	1,40-4,0	1,20-4,0
5. Цетановое число, не менее	49,0	49,0	48,0	47,0	47,0
6. Фракционный состав:					
	до температуры 180 °С, % (по объему), не более	10	10	10	10
до температуры 340 °С, % (по объему), не менее	95	95	95	95	95

Предельная температура фильтруемости (на холодном фильтре) — высокая температура, при которой данный объем топлива не протекает через проволочную сетку (фильтрующую установку) в течение определенного

времени (более 60 с). Топливо полностью не стекает обратно через фильтр в измерительный сосуд.

3.2.1. Процесс сгорания дительного топлива

У дизеля процесс сгорания топлива условно разбивается на четыре фазы (рис. 3.3): 1 — **индукционный период** (период задержки воспламенения, от точки 1 до точки 2); 2 — **период резкого повышения давления** (фаза быстрого сгорания, от 2 до 3); 3 — **период основного горения** (от 3 до 4); 4 — **период догорания**.

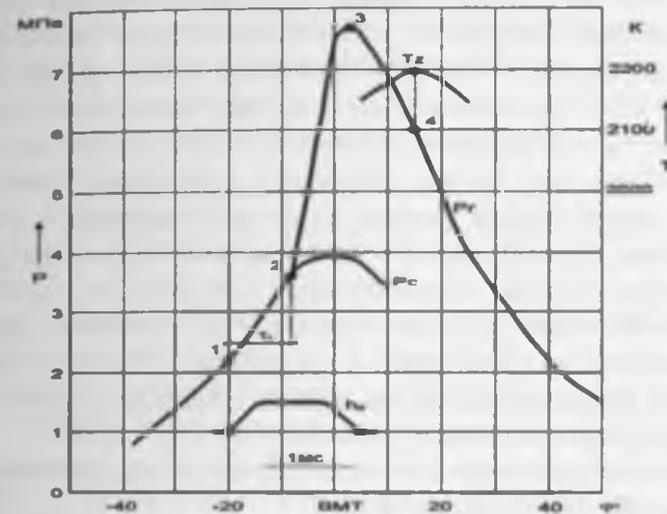


Рис. 3.3. Осциллограммы изменения хода иглы (h_c) и давления газов в цилиндре (P) дизеля Д-440 ($n = 1700 \text{ мин}^{-1}$, $N_e = 66 \text{ кВт}$): 1 — действительное начало подачи топлива; 2 — отрыв линии сгорания от линии сжатия (начало сгорания); 3 — максимальное давление при сгорании топлива; 4 — максимальная температура в цилиндре двигателя (T_z)

Индукционный период (t_i) начинается от момента впрыска топлива до начала горения. Период резкого нарастания давления наблюдается от начала горения до максимального значения давления в цилиндре [23].

Период основного горения продолжается от максимального давления до максимальной температуры в цилиндре двигателя. Процесс сгорания в цилиндре начинается при постоянном объеме, завершается при постоянном давлении.

Периодом задержки воспламенения называется время от начала поступления топлива в камеру сгорания (начало подъема иглы форсунки), до момента, когда в результате химических реакций количество теплоты будет достаточно для прогрева, испарения и воспламенения топлива.

3.2.2. Методика определения цетанового числа

Топливо дизельное должно иметь самовоспламеняемость ($t_{сз} = 250 - 300$ мс) обеспечивающую устойчивую работу двигателя.

Способность дизельного топлива самовоспламеняться оценивается цетановым числом (ЦЧ). Цетан ($C_{16}H_{34}$) – это углеводород с хорошей воспламеняемостью, ЦЧ = 100, α -метилнафталин ($C_{11}H_{10}$) – с плохой воспламеняемостью, ЦЧ = 0.

Цетановое число определяется на специальной одноцилиндровой установке. Частота вращения вала двигателя $n = 900 \text{ мин}^{-1}$; угол опережения впрыска $\theta = 13^\circ$. Топливо подается в камеру сгорания при помощи топливного насоса высокого давления и форсунки. Под действием высокого давления топливо распыляется форсункой и подается в предкамеру, в которой при помощи поршня может изменяться объем и соответственно степень сжатия.

Процесс смесеобразования включает в себя распыливание топлива, смешение с воздухом, нагрев, испарение, окисление и самовоспламенение. Время от момента подачи топлива до его воспламенения – период задержки воспламенения, который зависит от цетанового числа, температуры и давления.

Испытания проводят на одноцилиндровом двигателе серии ИТД-90 с углом совпадения вспышек. Степень сжатия (7-23) изменяется при помощи подвижного поршня, расположенного в предкамере. Установка имеет один цилиндр для хранения исследуемого топлива и два для эталонных топлив.

1. Начало впрыска топлива устанавливают за 13° до ВМТ.
2. Запускают двигатель и, изменяя степень сжатия, добиваются того, чтобы начало сгорания происходило в ВМТ.

3. Исследуемое топливо отключают, двигатель начинает работать на эталонной смеси с известным цетановым числом. Подбранная эталонная смесь должна воспламениться в ВМТ. Если эталонная смесь, состоящая из 40 % цетана, 60 % α -метилнафталина, воспламенилась в ВМТ, то цетановое число исследуемого топлива равно 40.

Цетановое число есть показатель воспламеняемости дизельных топлив, который численно равен процентному содержанию цетана в такой эталонной смеси с α -метилнафталином, которая по воспламеняемости (периоду задержки воспламенения) эквивалентна испытываемому топливу.

Начало подачи топлива и момент воспламенения оцениваются при помощи неоновых ламп, расположенных на маховике. Лампы воспламеняются при подаче напряжения в момент замыкания контактов. Одни контакты замыкаются при подъеме иглы (начало подачи топлива), другие – при повышении давления в момент воспламенения топлива. Угол от первой вспышки до второй есть период задержки воспламенения. Подбирая эталонную смесь из цетана

α -метилнафталина, добиваются равного периода задержки воспламенения (момента совпадения вспышек).

Цетановое число можно определить при помощи переносного портативного прибора октанометра (цетанометра) ПЭ-7300.

Между цетановым и октановым числом, определенным исследовательским методом, существует связь:

$$\text{ЦЧ} = 60 - 0,5 \cdot \text{ОЧ} \quad (3.2)$$

Бензин марки Аи-98 имеет низкое цетановое число (12) и не сможет самовоспламениться в камере сгорания дизеля. Для работы дизеля на бензине используются низкооктановые бензины.

На рис. 3.4 показано изменение жесткости процесса сгорания (С) и удельного расхода топлива (q_c) от величины ЦЧ для дизеля.

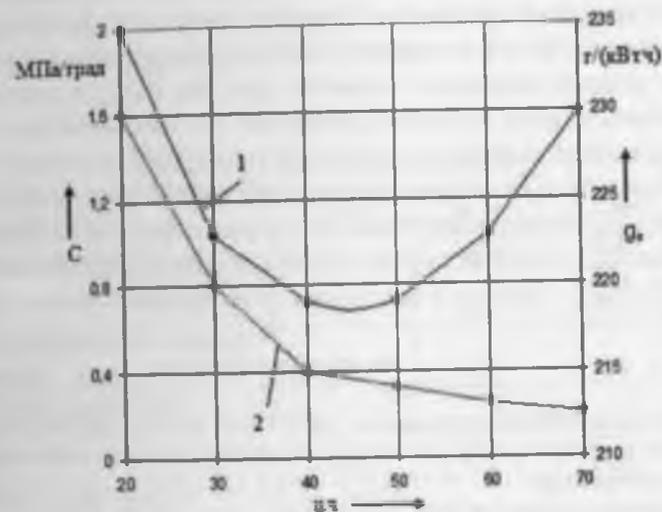


Рис. 3.4. Зависимость жесткости процесса сгорания (кривая 2) и удельного расхода топлива (кривая 1) от значения цетанового числа (ЦЧ)

При цетановом числе менее 40 ухудшаются пусковые качества дизеля, растет жесткость процесса сгорания, увеличивается расход топлива. Это связано с тем, что при малых значениях цетанового числа ухудшается самовоспламеняемость топлива. Вспышка распыленного топлива происходит с опозданием в момент, когда его часть в виде плёнки сконцентрировалась на стенке камеры сгорания. Процесс сгорания нераспыленного топлива ухудшается.

При цетановом числе более 60 улучшаются пусковые свойства дизеля, снижается жесткость процесса сгорания, но расход топлива увеличивается. Увеличение расхода топлива объясняется тем, что при больших цетановых числах скорость воспламенения топлива повышается. Топливо воспламеняется в зоне распылителя. В результате малого периода задержки воспламенения топ-

ливо не успевает распространиться по всему объему камеры сгорания. Но (кислород), поступивший в камеру сгорания, полностью не используется в процессе сгорания. Часть топлива не сгорает, образуется сажа. Топливо, смешанное с воздухом, должно воспламениться в момент, когда передний фронт пламени коснется стенки камеры сгорания.

Оптимальное значение цетанового числа (47 – 55) зависит, главным образом, от способа смесеобразования.

Различают три основных способа смесеобразования.

1. Объемный (КамАЗ) – распыливаемое топливо подается в объем камеры сгорания, жесткость сгорания достигает 0,6 – 1 МПа/град.

2. Пленочный («Икарус») – топливо подается на горячую стенку, испаряется и плавно сгорает. Жесткость снижается до 0,2 – 0,4 МПа/град. Двигатель работает мягко, но неэкономично с плохими пусковыми качествами.

3. Объемно-пленочный (ЗИЛ 645) – часть топлива подается на стенку, часть – в объем камеры сгорания. Жесткость достигает 0,4 – 0,6 МПа/град.

Жесткость процесса сгорания определяется по индикаторной диаграмме на участке резкого повышения давления (см. рис. 3.3). От жесткости сгорания зависят экономичность двигателя, вибрации и стуки. Жесткость процесса сгорания представляет отношение приращения давления на участке резкого повышения давления за один градус поворота коленчатого вала (МПа/град).

Считается, что при повышении давления на один градус поворота коленчатого вала на 0,2 – 0,5 МПа двигатель работает мягко, при повышении давления до 0,6 – 0,9 МПа – жестко, а при повышении давления более 0,9 МПа – очень жестко.

Контрольные вопросы

1. Маркировка дизельных топлив по ГОСТ 305-82 и ГОСТ Р 52368-2005.
2. Характеристики дизельных топлив (цетановое число, температура вспышки, температура помутнения и замерзания).
3. Цетановое число, методика определения.
4. Что представляют эталонные топлива цетан и α -метилнафталин?
5. Какая связь между цетановым и октановым числом?
6. Как влияет цетановое число на жесткость процесса сгорания и экономичность двигателя?
7. Что называется коэффициентом фильтруемости, предельной температурой фильтруемости и кислотным числом?
8. Почему высокооктановые бензины трудно самовоспламеняются и их нельзя использовать вместо дизельного топлива?
9. Почему зимнее дизельное топливо можно использовать летом, а летнее – зимой?
10. Индикаторная диаграмма (изменение давления в цилиндре) бензинового двигателя в фазы сгорания.
11. Индикаторная диаграмма дизельного двигателя, жесткость процесса сгорания в фазы сгорания.

3.3. Газообразные топлива

Широкое применение в технике получили два вида газообразного топлива – сжиженный нефтяной газ (СНГ) и сжатый природный газ (СПГ).

В таблице 3.7 даны характеристики газов, применяемых в качестве топлив в двигателях внутреннего сгорания [3, 33].

3.3.1. Сжиженные и сжатые газы

Автомобильная газобаллонная установка рассчитана на подачу топлива в камеру сгорания под действием давления паров газа в баллоне. Зависимость давления насыщенных паров пропана и бутана мало изменяется от температуры, что позволяет хранить сжиженные газы в баллонах при давлении 1,6 МПа. Для перевода в жидкое состояние пропана и бутана достаточно при 20 °С повысить давление соответственно на 0,8 и 0,2 МПа.

Таблица 3.7

Основные характеристики газов

Параметры	Метан	Этан	Пропан	Бутан
1. Молекулярная формула	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀
2. Молекулярная масса, кг/кмоль	16	30	44	58
3. Относительная плотность газовой смеси по воздуху	0,55	1,05	1,56	2,1
4. Теплотворная способность МДж/кг, МДж/м ³	49,7 33,8	47,1 59,9	45,9 85,6	45,4 111,6
5. Теоретически необходимое количество воздуха для сгорания, кг / кг	17,2	16,8	15,7	15,6
6. Температура самовоспламенения, °С	680–750	650–580	510–580	475–510
7. Октановое число по моторному методу	110	108	105	94

Главным преимуществом пропана и бутана является высокое октановое число, равное 94 и 105 единицам по моторному методу.

В соответствии с ГОСТ 20448–90 выпускается две марки сжиженных газов: СПБТЗ – смесь пропана, бутана, техническая, зимняя; СПБТЛ – летняя (табл. 3.8).

Характеристики сжиженных газов

Содержание газов, %	СПБТЗ	СПБТЛ
Пропан	75	34
Бутан	20	60
Метан, этан, этилен	5	6

При емкости баллонов 50 л их заполняют на 45 л, обеспечивая запас в связи с расширением газа при повышении температуры.

Пропан-бутановая жидкая смесь имеет теплотворную способность, чем бензин, поэтому при переводе двигателя на газ его мощность снижается на 10-20 %.

Пропан-бутановая смесь тяжелее воздуха, и при ее утечках газ будетливаться вниз. Скопление газа может спровоцировать взрыв и пожар.

В качестве топлива используют и сжатый метан (CH_4). Теплота сгорания 1 кг метана – 49,7 МДж, а $1 м^3$ – 33,8 МДж. Теоретически необходимо количество воздуха для сгорания 1 кг газа – 17,2 кг. Температура самовоспламенения – 680–720 °С. Плотность при 20 °С – 0,717 кг/м³. Октановое число, деленное по моторному методу – 110.

Сжатый газ под давлением 20 МПа хранится в баллонах, масса которых в незаполненном состоянии составляет около 100 кг. Использование таких баллонов на легковых автомобилях не рационально. Их используют на грузовых автомобилях и автобусах.

Преимущества работы двигателя на газе.

1. Срок службы моторного масла увеличивается в 2 – 3 раза.
2. Токсичность отработанных газов снижается в 3 – 4 раза.
3. Уменьшается образование нагара в цилиндропоршневой группе.

Недостатки.

1. Мощность двигателя снижается на 10 – 20 %.
2. Работа автомобиля на газе требует герметичной системы. Для обнаружения утечек газа (по запаху) в него добавляется этилмеркаптан C_2H_6 , который имеет неприятный запах.
3. Плохие пусковые качества и пожароопасность.
4. Сложность конструкции системы питания.

Контрольные вопросы

1. Какова причина необходимости замены бензина и дизельного топлива на газ?
2. Преимущества и недостатки применения газа в качестве топлива. Дайте характеристику пропану, бутану и метану.
3. Почему в газовой смеси СПБТЗ больше пропана, чем в СПБТЛ?
4. Как расшифровывается газ СНГ и СПГ?
5. Почему запрещено полное заполнение баллонов сжиженным газом?

4. МАСЛА И СМАЗКИ

4.1. Моторные масла

От качества моторного масла зависят долговечность двигателя, его износ, время запуска. Основная функция, которую выполняют моторные масла, – это снижение трения и износа трущихся деталей двигателя за счет создания на их поверхностях прочной масляной пленки.

Основной характеристикой моторного масла является вязкость. Вязкость масла указывается при 100 °С, так как такой температуры (и выше) оно достигает в процессе работы двигателя. Например, М-10 – моторное масло (М) классом вязкости 10 (вязкость 9,5 – 11,5 сСт при 100 °С) [3, 5].

Затем указывается область применения и условия эксплуатации:

А – для нефорсированных бензиновых и дизельных двигателей;

Б – малофорсированных двигателей;

В – среднефорсированных двигателей;

Г – высокофорсированных двигателей;

Д – высокофорсированных дизелей с наддувом, работающих в тяжелых условиях.

Если масло предназначено для бензиновых двигателей, указывается цифра 1, если для дизелей – 2. Например, М-10Г₁ – моторное масло летнее классом вязкости 10 для высокофорсированных бензиновых двигателей, М-3Г₁ – зимнее, М-3Г₁/10Г₁ – всесезонное.

В отечественной маркировке масел указывается 4 зимних масла (основных), 5 летних и 4 всесезонных (табл. 4.1).

По системе SAE (Общество американских инженеров автомобилистов) применяют зимние, летние и всесезонные масла (табл. 4.1).

Область применения моторных масел по американской системе указывает API (Американский институт нефти):

S – для легковых бензиновых двигателей (сервис);

C – для дизельных двигателей (коммерция);

CF – для дизелей с разделенными камерами сгорания;

CF-4 – для четырехтактных дизелей;

CF-2 – для двухтактных дизелей транспортных средств;

CG-4 – для четырехтактных дизелей, работающих на топливе с содержанием серы до 0,05 %;

CH-4 – для четырехтактных дизельных двигателей, длительно работающих без замены масла;

CD – высокофорсированные двигатели с наддувом;

Характеристики сжиженных газов

Содержание газов, %	СПБТЗ	СПБТЛ
Пропан	75	34
Бутан	20	60
Метан, этан, этилен	5	6

При емкости баллонов 50 л их заполняют на 45 л, обеспечивая запас в связи с расширением газа при повышении температуры.

Пропан-бутановая жидкая смесь имеет теплотворную способность, чем бензин, поэтому при переводе двигателя на газ его мощность снижается на 10-20 %.

Пропан-бутановая смесь тяжелее воздуха, и при ее утечках газ будет литься вниз. Скопление газа может спровоцировать взрыв и пожар.

В качестве топлива используют и **сжатый метан (СН₄)**. Теплота сгорания 1 кг метана – 49,7 МДж, а 1 м³ – 33,8 МДж. Теоретически необходимо количество воздуха для сгорания 1 кг газа – 17,2 кг. Температура самовосгорания – 680-720 °С. Плотность при 20 °С – 0,717 кг/м³. Октановое число, деленное по моторному методу – 110.

Сжатый газ под давлением 20 МПа хранится в баллонах, масса которых в незаполненном состоянии составляет около 100 кг. Использование таких баллонов на легковых автомобилях не рационально. Их используют на грузовых автомобилях и автобусах.

Преимущества работы двигателя на газе.

1. Срок службы моторного масла увеличивается в 2 – 3 раза.
2. Токсичность отработанных газов снижается в 3 – 4 раза.
3. Уменьшается образование нагара в цилиндропоршневой группе.

Недостатки.

1. Мощность двигателя снижается на 10 – 20 %.
2. Работа автомобиля на газе требует герметичной системы. Для предотвращения утечек газа (по запаху) в него добавляется этилмеркаптан С₂Н₆ неприятным запахом.
3. Плохие пусковые качества и пожароопасность.
4. Сложность конструкции системы питания.

Контрольные вопросы

1. Какова причина необходимости замены бензина и дизельного топлива на газ?
2. Преимущества и недостатки применения газа в качестве топлива. Дайте характеристику пропану, бутану и метану.
3. Почему в газовой смеси СПБТЗ больше пропана, чем в СПБТЛ?
4. Как расшифровывается газ СНГ и СПГ?
5. Почему запрещено полное заполнение баллонов сжиженным газом?

4. МАСЛА И СМАЗКИ

4.1. Моторные масла

От качества моторного масла зависят долговечность двигателя, его износ, время запуска. Основная функция, которую выполняют моторные масла, – это снижение трения и износа трущихся деталей двигателя за счет создания на их поверхностях прочной масляной пленки.

Основной характеристикой моторного масла является **вязкость**. Вязкость масла указывается при 100 °С, так как такой температуры (и выше) оно достигает в процессе работы двигателя. Например, М-10 – моторное масло (М) класса вязкости 10 (вязкость 9,5 – 11,5 сСт при 100 °С) [3, 5].

Затем указывается область применения и условия эксплуатации:

- А – для нефорсированных бензиновых и дизельных двигателей;
- Б – малофорсированных двигателей;
- В – среднефорсированных двигателей;
- Г – высокофорсированных двигателей;
- Д – высокофорсированных дизелей с наддувом, работающих в тяжелых условиях.

Если масло предназначено для бензиновых двигателей, указывается цифра 1, если для дизелей – 2. Например, М-10Г₁ – моторное масло летнее классом вязкости 10 для высокофорсированных бензиновых двигателей, М-3Г₁ – зимнее, М-3у/10Г₁ – всесезонное.

В отечественной маркировке масел указывается 4 зимних масла (основных), 5 летних и 4 всесезонных (табл. 4.1).

По системе SAE (Общество американских инженеров автомобилистов) применяют зимние, летние и всесезонные масла (табл. 4.1).

Область применения моторных масел по американской системе указывает API (Американский институт нефти):

- S – для легковых бензиновых двигателей (сервис);
- C – для дизельных двигателей (коммерция);
- CF – для дизелей с разделенными камерами сгорания;
- CF-4 – для четырехтактных дизелей;
- CF-2 – для двухтактных дизелей транспортных средств;
- CG-4 – для четырехтактных дизелей, работающих на топливе с содержанием серы до 0,05 %;
- CH-4 – для четырехтактных дизельных двигателей, длительно работающих без замены масла;
- CD – высокофорсированные двигатели с наддувом;

CC – высокофорсированные двигатели без наддува или с умеренным наддувом;

SL – для двигателей выпуска до 2001 г.;

SE – высокофорсированные бензиновые двигатели;

EC – энергосберегающие масло.

Таблица 4.1

Классы вязкости моторных масел

Классы вязкости (Россия)	SAE	$\nu_{100}^{\circ}\text{C мм}^2/\text{с}$	$\nu_{10}^{\circ}\text{C мм}^2/\text{с}$
3 ₁	5W	Не менее 3,8	<1250
4 ₁	10W	Не менее 4,1	<2600
5 ₁	15W	Не менее 5,6	<6000
6 ₁	20W	Не менее 5,6	<10400
6	20	5,6–7,0	–
8	20	7,0–9,5	–
10	30	9,5–11,5	–
12	30	11,5–13	–
14	40	13–15	–
3 ₁ /8	5W-20	7,0–9,5	<1250
4 ₁ /8	10W-20	7,0–9,5	<2600
5 ₁ /10	15W-30	9,5–11,5	<6000
6 ₁ /14	15W-40	13–15	<10400

Пример обозначения: SAE - 5W/30, API- SE, EC. Всесезонное моторное масло с кинематической вязкостью 10 сСт при 100 °С при отрицательных температурах ведет себя как масло типа 5W (W – зимнее), обеспечивает легкий пуск двигателя до температуры не ниже – 25 °С, предназначено для высокофорсированных бензиновых двигателей, энергосберегающее.

Моторные масла производят по следующей технологии. Мазут кипятят до температуры 450 °С, направляют в ректификационную колонну (см. рис. 2.1), которая работает при давлении 50 мм рт. ст.

Известно, что с понижением давления над жидкостью уменьшается температура кипения. Так, например, углеводород при атмосферном давлении 760 мм рт. ст. имел температуру кипения 500 °С, а при снижении давления до 50 мм рт. ст. его температура кипения уменьшилась до 250 °С. Тяжелые углеводороды будут *испаряться*, а не разлагаться. Появляется возможность разделить по их температурам кипения и получить масла разной вязкости. На этом принципе и основана вакуумная дистилляция мазута.

Нагретый мазут в ректификационной колонне разделяется на дистилляты (легкие, средние, тяжелые). Затем идет их очистка от смолистых соединений

получением рафинатов. Далее рафинаты *депарафинизуются* (удаляется парафин) и получают базовые масла. Затем к базовым маслам добавляют присадки и получают конечный продукт – *товарные масла*.

Дистиллятом называют неочищенную нефтяную фракцию, полученную перегонкой. Полученное масло, например SAE 5W (M-3₁), очищают, затем *депарафинизуют*, добавляют присадки и получают товарные масла. Основные методы очистки: *кислотная* (применение серной кислоты) и *селективная*.

Неочищенное масло смешивается с серной кислотой. Смолистые вещества вступают в реакцию с кислотой, образуя густую, тяжелую массу – кислый гудрон. Гудрон удаляют из бака, в котором остается чистое масло.

При селективной (выборочной) очистке применяют растворитель (фенол, ацетон). Растворяются, например, сернистые соединения при повышении температуры. При понижении температуры сернистые соединения выпадают в осадок.

При депарафинизации масло смешивают со смесью растворителей (толуол, метилэтилкетон). Полученный раствор охлаждают до температуры минус 6 – 12 °С. Кристаллы парафина выпадают в осадок. Удаление парафинов позволяет понизить температуру застывания масел.

Товарные масла с необходимыми эксплуатационными свойствами получают из базовых масел, которые смешиваются между собой с добавлением соответствующих присадок.

Контрольные вопросы

1. С какой целью применяют моторные масла?
2. Отечественная и зарубежная маркировка моторных масел.
3. Расскажите технологию получения товарных масел.

4.2. Трансмиссионные масла

Трансмиссия (лат. *передача*) служит для передачи и изменения крутящего момента вала двигателя на колеса автомобиля. Включает в себя: коробку перемены передач (коробку автоматическую), карданный вал, главную передачу и дифференциал.

Основное назначение трансмиссионных масел – смазка высоконагруженных зубчатых механизмов, подшипников и других узлов силовой передачи автомобиля.

В России в соответствии с ГОСТ 17479–85 (табл. 4.2) производятся трансмиссионные масла пяти групп.

Таблица 4.2

Область применения трансмиссионных масел

Группа масел		Наличие присадок	Область применения
Россия	API		
TM-1	GL-1	Без присадок	Цилиндрические, конические, червячные при α , до 600 МПа, при l масла до 90 °С
TM-2	GL-2	Противоизносная	Прямозубые, конические, червячные до α , 1200 МПа и $l = 120$ °С
TM-3	GL-3	Противозадирные	Те же передачи, что и для TM-1 и TM-2, α , до 2000 МПа и $l = 120$ °С
TM-4	GL-4	Противозадирные с высоким эффектом	Все передачи с l до 130 °С и α , до 2000 МПа
TM-5	GL-5	Противозадирные, противоизносные присадки	Гипоидные передачи α , до 3000 МПа и l до 150 °С

Трансмиссионные масла делятся на 4 основные класса по вязкости (табл. 4.3)

Таблица 4.3

Классы вязкости

Класс вязкости	ν , мм ² /с, при 100 °С	Макс. темп., °С, при $\mu = 150$ Па·с
9	6 – 11	- 45
12	11 – 14	- 35
18	14 – 25	- 18
34	25 – 41	–

По стандартам России и SAE выпускают следующие виды трансмиссионных масел (табл. 4.4).

Таблица 4.4

Виды трансмиссионных масел

Класс вязкости SAE	Россия ГОСТ 174792-85	ν , мм ² /с	
		мин.	макс.
70w, 75w	9	4,1	–
80w, 85w	12	7,0	–
90	18	13,5	24,0
140	34	24	41

В трансмиссионных маслах применяют противоизносные и противозадирные присадки. Отечественная маркировка трансмиссионных масел: Т – трансмиссионное; М – масло; 1, 2, 3, 4, 5 – область применения масел (группа масел). Зарубежная маркировка масел:

W – зимнее масло; GL – главная смазка (General – главный, Lube – масло); 90 – класс вязкости (номер масла, соответствующий вязкости); API – Американский институт нефти (указывает область применения масел); SAE – Общество американских инженеров (указывает класс вязкости масел).

Например, TM-5-18 – трансмиссионное масло, 5-й группы, класс вязкости 18 (вязкость 14 – 25 мм²/с при 100 °С).

API GL-5, SAE 90 – масло трансмиссионное, 5-й группы, класс вязкости 90 (вязкость 13,5 – 24 мм²/с при 100 °С).

Некоторые нефтеперерабатывающие заводы и российские фирмы помимо масел, выпускаемых по ГОСТам и общепромышленным техническим условиям, изготавливают трансмиссионные масла под своей торговой маркой и по собственным техническим условиям.

В качестве примера приведем несколько торговых марок трансмиссионных масел, выпускаемых российскими фирмами (Омский Супер Т, Ангрол Супер Т, Новойл Супер Т). Указанные торговые марки по качеству соответствуют трансмиссионному маслу TM-5-18.

Контрольные вопросы

1. Отечественная и зарубежная маркировка трансмиссионных масел.
2. Укажите классы вязкости трансмиссионных масел.
3. Дайте характеристику присадкам, улучшающим качество трансмиссионных масел (противозадирным, противоизносным).
4. Расшифруйте марки трансмиссионных масел TM-4-18 и GL-4-90.
5. Какую марку отечественного трансмиссионного масла Вы выберете, если температура окружающей среды минус 40 °С?
6. Какие торговые марки трансмиссионных масел Вы знаете?

4.3. Пластичные смазки

Пластичные (консистентные) смазки – это вязкие мази, применяемые для смазки узлов автомобилей (подшипников ступиц передних и задних колес, рессор, резьбовых соединений, гибких валов, шаровых опор, игольчатых подшипников).

Пластичная смазка (ПС) состоит из 80 – 90 % маслянистой основы и 10 – 20 % загустителя (мыла). Пластичные смазки часто называют консистентными (от лат. – густею).

Промышленность России выпускает следующие пластичные смазки:

1. Антифрикционные ПС – для снижения трения в деталях.
2. Защитные или консервационные – для предотвращения коррозии при хранении и эксплуатации.
3. Канатные – для смазки и снижения коррозии стальных канатов.
4. Уплотнительные – для герметичности запорной арматуры.

Маркировка ПС.

1. Антифрикционные:

С – среднесплавкие, t плавления до 70 °С;

О – общего назначения с t плавления до 110 °С;

М – многоцелевые, t от 30 до 130 °С;

Х – химически стойкие;

Н – низкостойкие (морозостойкие), ниже – 40 °С;

Ж – жаростойкие (термостойкие), более 150 °С;

П – приборные;

2. З – защитные;

3. К – канатные;

4. Уплотнительные:

А – арматурные, Р – резьбовые, В – вакуумные.

В обозначении указывается тип загустителя, например:

Ка – кальциевые; Ли – литиевые; На – натриевые.

Рекомендованный температурный диапазон указывается дробью, уменьшенное в 10 раз, в числителе (без знака минус) – минимально допустимая отрицательная температура, в знаменателе – максимальная положительная. Затем указывается класс густоты или консистенции. Например: М Ли М многоцелевая пластичная смазка, приготовлена на литиевом мыле, t от 30 °С до плюс 130 °С, класс густоты – 4.

Основные виды пластичных смазок.

1. Кальциевые пластичные смазки.

1.1. Солидол «С» синтетический, t кипения 55 – 85 °С.

1.2. Графитная смазка УСС – А с добавлением 10 % графита для рессор, болтов крепления. Цвет серебристо-черный.

2. Литиевые ПС водостойкие, термостойкие до 150 °С.

2.1. Литол 24 – для смазки узлов всех типов.

2.2. ШРУС – шарнирная смазка равных угловых скоростей с противозадирной присадкой.

2.3. Смазка № 158 – синего цвета с добавлением фтолационина $C_{32}H_{16}N_6Cu$. Применяется в игольчатых подшипниках, в шариковых подшипниках генераторов.

3. Барисвые ПС. ШРБ-4 – шарнирная смазка, загущенная барисвым мылом, которое не разрушает резину. Цвет коричневый, температура плавления 150 °С. Применяется в шарнирах, шаровых опорах.

4. Углеродистая ПС. ВТВ (вазелин технический волокнистый). Цвет белый, нерастворимый в электролитах, хорошо прилипает к металлу. Применяется для смазки клемм аккумуляторных батарей и консервации.

Характеристики основных пластичных смазок, применяемых на автомобилях, приведены в таблице 4.5. Характеристика дана по пятибалльной системе.

Таблица 4.5

Характеристики пластичных смазок

Тип смазки	Класс густоты	Температурный интервал применения	Катодная стабильность	Испаряемость	Водостойкость	Смазочные свойства	Взаимодействие
Солидол	2	-20 / 65	5	3	4	3	Литол-24
Пресс-солидол	1	-30 / 50	4	3	4	2	Фиол-1
Графитная	2	-20 / 60	5	4	3	4	ШРУС-4
Литол-24	3	-40 / 120	4	4	4	3	ЛСЦ-5
ШРБ-4	2	-40 / 130	4	4	4	4	ШРУС-4
ШРУС-4	2	-40 / 120	4	4	5	5	ШРБ-4

Солидол С синтетический, Литол-24 применяются для смазки узлов трения всех типов; графитная – для рессор, резьбовых соединений; Фиол-1 – для гибких тросов; ЛСЦ-15 – для петель дверей; ШРБ-4, ШРУС-4 – для шарниров и шаровых соединений; ВТВ – для клемм аккумуляторных батарей; № 158 – для игольчатых подшипников.

Контрольные вопросы

1. Что представляют собою консистентные (пластичные) смазки, их состав?
2. Назначение консистентных смазок.
3. Как классифицируются консистентные смазки?
4. Характеристики консистентных смазок по пятибалльной системе.
5. Какая пластичная смазка, указанная в таблице 4.5, является многоцелевой?

5. ЭКОЛОГИЧЕСКАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ

5.1. Влияние нефтепродуктов на человека и окружающую среду

К экологической безопасности относят свойства нефтепродуктов влиять на человека, окружающую среду, например, загрязнение воздуха испарившимся топливом, отработавшими газами двигателей, опасность и взрывоопасность [20].

Нефть считается черным золотом, и государство, владеющее большими запасами нефти и газа, по праву считается богатым. Однако в результате большого количества нефти, ее переработки и использования нефтепродуктов техника человечеством стало ощущать негативные влияния, которые проявляются в следующих областях [19]:

- изменение химического состава атмосферы и ее потепление;
- загрязнение почвы и воды нефтепродуктами;
- токсическое последствие воздействия топлив на людей при непосредственном контакте;
- загрязнение воздушного бассейна парами испарившегося топлива;
- загрязнение воздуха городов токсичными веществами, содержащимися в отработавших газах двигателей;
- пожарная и взрывная опасность топлив.

Двигатели внутреннего сгорания являются основными потребителями углеводородного топлива, при сгорании которого расходуется кислород и выделяется двуокись углерода CO_2 . Концентрация этого вещества в атмосфере постоянно возрастает, что может привести к изменению соотношения поглощенной и отраженной Землей энергией Солнца и вызвать глобальное изменение климата и катастрофы.

Попадание нефтепродуктов в почву вызывает изменение ее структурно-химического и микробиологического состава, что приводит к гибели растений. Восстановление производительной способности загрязненной почвы происходит очень медленно, например, урожайность и качество сельскохозяйственных земель восстанавливаются через 10 лет.

При попадании нефтепродуктов в воду они растекаются, образуя пленку. Небольшие количества нефтепродуктов покрывают громадные площади. Например, 1 т нефти покрывает пленкой 10 км^2 водной поверхности. Это нарушает условия теплообмена водного бассейна с атмосферой, что влияет на климат планеты, вызывает загрязнение и гибель водной растительности и животных организмов.

Большинство нефтепродуктов легко проникает в организм даже через поврежденную кожу, вызывая нарушение обменных процессов.

Для снижения загрязнения атмосферы выбросами углеводородов в районах НПЗ, нефтебаз, АЗС необходимо осуществлять мероприятия по сокращению потерь нефтепродуктов и организации контроля загрязняющих веществ.

Составной частью нефтепроводов, нефтебаз, АЗС являются резервуары для приема, хранения и выдачи нефтепродуктов.

Эксплуатация стальных вертикальных и горизонтальных резервуаров не должна приводить к загрязнению окружающей среды (воздуха, поверхностных вод, почвы) загрязняющими веществами выше допустимых норм.

К числу основных загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу из резервуаров, относятся пары нефтепродуктов, образующиеся вследствие испарения во время приема, хранения и отпуска нефтепродуктов.

При расчетах выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров следует руководствоваться: законом РФ «Об охране окружающей природной среды»; «Методическими указаниями по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров».

Результаты расчетов выбросов из резервуаров используются при учете и нормировании предельно допустимых значений загрязняющих веществ от источников предприятия, технологические процессы которых связаны с закачкой, отпуском и хранением нефтепродуктов в резервуарах.

Предельно допустимым выбросом считается суммарный выброс (НДС) загрязняющего вещества в атмосферу от всех источников данного предприятия.

После установления норм предельно допустимых выбросов (ПДВ), загрязняющих веществ на предприятии должен быть организован контроль, который проводится в соответствии с требованиями нормативных документов ОНД-90 «Руководство по контролю источников загрязнения атмосферы».

Контроль осуществляется силами предприятия либо организациями-соисполнителями на договорной основе.

Места отбора проб воздуха, периодичность и частота отбора, необходимое число проб, методы анализа должны выбираться по согласованию с органами санитарно-эпидемиологической и гидрометеорологической служб.

К числу основных веществ, загрязняющих производственные сточные воды, относятся нефтепродукты, тетраэтилсвинец и взвешенные вещества.

Нормы НДС этих веществ со сточными водами должны устанавливаться в разрешениях на специальное водопользование на основании лицензии и договора пользования водным объектом в соответствии с Водным кодексом РФ.

Для достижения норм НДС загрязняющих веществ со сточными водами необходимо осуществлять мероприятия по уменьшению количества сбрасываемых сточных вод и повышению глубины их очистки.

Во избежание потерь нефтепродуктов от переливов следует применять предохранительные устройства, автоматически прекращающие подачу продукта по достижении заданного уровня в резервуарах или при разгерметизации коммуникаций.

Кроме нефтепродуктов и их паров отрицательное воздействие на человека и окружающую среду оказывают отработавшие газы двигателей внутреннего сгорания.

В процессе сгорания топлива (нефтепродукта) в цилиндрах двигателя образуются токсичные (вредные) вещества:

- окись углерода CO (угарный газ);
- оксиды азота NO, NO₂, N₂O₄, N₂O₅, NO_x;
- несгоревшие углеводороды и продукты их термического разложения.

C_nH_m:

- сажа; оксиды серы SO₂, SO₃; альдегиды.

Окись углерода является продуктом неполного окисления углеводорода, образуется в основном при горении с недостатком воздуха ($\alpha < 1$). Длительное пребывание в среде с концентрацией CO до 650 мг/м³ вызывает потерю сознания. Пребывание в среде с концентрацией более 2000 мг/м³ приводит к отравлениям и возможному смертельному исходу.

Содержащиеся в отработавших газах **углеводороды** C_nH_m (топливо) представляют собой смесь многих химических соединений. Их наличие в отработавших газах вызывает злокачественные опухоли и изменяет наследственность человека.

Альдегиды и другие продукты неполного окисления топлива образуются при нарушении процессов сгорания смеси, связанных с прекращением горения на этапе образования промежуточных продуктов. Это может происходить в зонах камеры сгорания с обеднённой или обогащённой рабочей смесью на режимах запуска или прогрева двигателя.

Сажа является продуктом пиролиза и крекинга топлива. Этот процесс происходит в результате высокотемпературного нагрева топлива при недостатке кислорода.

Образование **оксидов азота** NO_x непосредственно не связано с реакцией горения топлива и обусловлено процессами диссоциации и цепных реакций кислорода и азота в условиях высоких температур и давлений, при которых молекулы азота и кислорода разлагаются на атомы.

Оксиды серы SO₂ и SO₃ появляются в отработавших газах из-за присутствия в топливе, недостаточно очищенных от соединений серы, которые содержатся в нефти. Оксиды серы оказывают вредное влияние на живые организмы, замедляют и даже прекращают рост растительности, увеличивают заболе-

мость и сокращают продолжительность жизни человека. Оксиды серы при соединении с влагой образуют серную и сернистую кислоты, вызывающие повышение кислотности атмосферы и водоёмов, интенсивную коррозию металлических конструкций.

Углеводороды вызывают головокружение, расстройства дыхания и сердечной деятельности.

Оксиды азота провоцируют удушье, отек легких. **Сажа**, твердые частицы способствуют возникновению опухолей.

В таблице 5.1 приведены значения концентрации вредных веществ в отработавших газах дизельных двигателей, находящихся в эксплуатации, и допустимые нормы стандарта ЕВРО [20].

Таблица 5.1

Требования стандарта ЕВРО к концентрации вредных веществ в ОГ

Компоненты	Концентрация вредных веществ в ОГ, г/(кВт.ч)	ЕВРО-3 2000 г.	ЕВРО-4 2005 г.	ЕВРО-5 2008 г.
Оксид углерода	1,5 – 12,0	2,1	1,5	1,5
Углеводороды	1,3 – 8,0	0,6	0,46	0,25
Оксиды азота	10,0 – 30,0	5,0	3,5	2,0
Сажа	0,25 – 2,0	0,1	0,02	0,02

В среднем современный автомобиль в течение года эксплуатации выделяет в окружающую среду до 1000 кг оксидов углерода, более 100 кг углеводородов и 40 кг оксидов азота. Более 80 % токсичных веществ, загрязняющих атмосферу городов, выделяют двигатели внутреннего сгорания. Это приводит к увеличению заболеваемости людей.

Согласно требованиям стандарта ЕВРО-5 (2008 г.) удельные выбросы четырех основных компонентов отработавших газов дизелей, г/(кВт·ч), не должны превышать: углеводороды – 0,25; окиси азота – 2; окиси углерода – 1,5; сажа (твердые частицы) – 0,02. У двигателей, находящихся в эксплуатации, токсичность отработавших газов может превышать допустимые нормы в 5 – 10 раз. Токсичность возрастает при износе цилиндро-поршневой группы, неправильной регулировке топливной аппаратуры, плохом качестве топлива.

Уменьшение выбросов вредных веществ с отработавшими газами может быть достигнуто внедрением регулярного контроля токсичности, использованием инновационных и экономичных регулировок, установкой нейтрализаторов в выпускную систему двигателя, которые бывают с пламенным дожиганием вредных веществ, каталитическими, жидкостными и фильтрующими.

5.2. Пожарная и взрывная опасность нефтепродуктов

Пожарная опасность топлива определяется его огнеопасностью и воопасностью [43]. Пожарная опасность характеризуется следующими факторами качества: температурой вспышки, температурой воспламенения и температуры воспламенения, предельной концентрацией смеси паров топлива с воздухом в пределах которой смесь взрывоопасна (верхний и нижний пределы).

Температурой вспышки нефтепродукта называется минимальная температура, при нагревании до которой над поверхностью образуются смесь паров и воздуха, способная вспыхивать при поднесении открытого пламени (например, огня спички). Она зависит от фракционного состава топлива. Эта температура тем ниже, чем больше в топливе низкокипящих углеводородов и выше давление насыщенных паров. В таблице 5.2 представлены температуры вспышек различных топливосмазывающих материалов. Следует отметить, что любой вид жидкого топлива способен гореть, если он превращен из жидкого в газообразную (путем нагрева) и перемешан с воздухом (кислородом).

Бензин – наиболее опасное жидкое топливо в плане пожарной опасности. Его пары могут вспыхнуть от пламени даже при температуре минус 40 °С. Из-за этой причине температура вспышки бензина не регламентируется ГОСТом.

Температура воспламенения (горения) – это минимальная температура топлива, при которой горючая смесь топлива с воздухом вспыхивает от внешнего источника пламени и продолжает гореть вследствие испарения топлива. Температура воспламенения больше температуры вспышки на 5 – 10 °С.

Температура самовоспламенения – это температура, при которой нагретого топлива, смешанные с воздухом, воспламеняются самостоятельно от постороннего источника пламени. Примерно можно считать, что температура самовоспламенения для дизельных топлив, бензинов и газов, соответствует 250 – 300; 400 – 500; 600 – 700 °С.

Температура вспышки и воспламенения характеризует пожарную опасность топлива, а температура самовоспламенения – способность топлива самостоятельно воспламеняться в цилиндре дизеля и использоваться в качестве топлива.

В стандартах **температуру вспышки** нормируют для ограничения количества фракций с более высоким давлением насыщенных паров. Этот показатель служит в основном для оценки пожарной опасности топлива на испарение, что весьма важно для правильной организации применения и хранения нефтепродуктов.

Верхний и нижний пределы воспламенения газов, паров топлива в смеси с воздухом – значения граничных концентраций в области воспламенения. Значения этих пределов используют при расчёте предельно допустимой взрывоопасности.

концентрации паров топлива и газов в воздухе при работе с применением огня или искрообразующего инструмента.

Таблица 5.2

Температура вспышки нефтепродуктов, °С

Топливо	Температура вспышки в закрытом тигле	Масло	Температура вспышки в открытом тигле
Бензин автомобильный	минус 40	Моторное	190 – 235
		Моторное загущ.	165 – 180
Дизельное топливо	30 – 60	Цилиндровое	300 – 310
Мазут	80 – 100	Индустриальное	120 – 240

В таблице 5.3 приведены показатели пожарной и взрывной опасности бензина, дизельного топлива и моторного масла и сжиженного газового топлива.

Таблица 5.3

Показатели пожарной и взрывной опасности нефтепродуктов

Нефтепродукт	Температура самовоспламенения, °С	Температурный предел взрываемости насыщенных паров в воздухе, °С		Объемная доля предела взрываемых паров в воздухе, %	
		верхний	нижний	верхнего	нижнего
Бензины	300 – 480	– 5	– 40	5,3	0,75
Дизельное топливо	240 – 345	120,0	70,0	–	0,61
Масло моторное	340,0	190,0	150,0	–	–
Пары сжиженных газов	–	–	–	2,0	9,5

В таблице 5.4 приведены физико-химические свойства газообразных топлив, влияющих на взрывную и пожарную опасность (параметры бензина Аи-80 даны для сравнения) [33].

Таблица 5
Параметры газообразных топлива

Параметры	Метан	Этан	Пропан	Бутан	Бензин
1. Молекулярная формула	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀	Смесь
2. Относительная плотность газовой фазы по воздуху	0,55	1,05	1,56	2,1	3,78
3. Критическое давление (абсолютное), МПа	4,58	4,88	4,20	3,6	—
4. Температура кипения при давлении 100 кПа, °С	минус 162	минус 88	минус 42	минус 1	плюс 35-180
5. Температура самовоспламенения, °С	680-750	508-605	510-580	475-510	470-530
6. Критическая температура, °С	-82	+32	+97	+153	—
7. Плотность жидкой фазы, кг/м ³ , при 15 °С	424	540	580	600	735
8. Пределы воспламенения объемные, в %: нижний, верхний	5,0 15	3,2 12,5	2,1 9,5	1,9 8,5	1,5 6,0
9. Коэффициент избытка воздуха, соответствующий нижнему и верхнему пределу воспламеняемости	2,0 0,65	1,82 0,42	1,7 0,4	1,67 0,3	1,18 0,29

По относительной плотности газовой фазы по воздуху можно о местах скопления газов при их утечках и взрывоопасности. Из анализа цы 5.4 следует, что при утечке метана он будет уходить вверх, так как воздуха, а этан, пропан и бутан будут скапливаться внизу.

Критическая температура представляет собой температуру, при которой плотности жидкости и ее насыщенных паров становятся равными и граница раздела между ними исчезает.

Давление насыщенных паров при критической температуре называется **критическим давлением**.

При температуре выше критической вещество может находиться только в газообразном состоянии независимо от внешнего давления.

Так, при критической температуре пропана (+97 °С) и бутана (+153 °С) при небольшом давлении переводятся в жидкое состояние. К примеру, при плюс 20 °С пропан становится жидким при избыточном давлении 0,7 МПа, а бутан – при 0,1 МПа. Поэтому газовая смесь из пропана-бутана хранится

жидком состоянии при давлении до 1,6 МПа при диапазоне температур от плюс 40 до минус 40 °С.

По температуре самовоспламенения судят о возможности воспламенения смеси топлива с воздухом в камере сгорания двигателя. При температуре самовоспламенения топлива более 500 °С его целесообразно применять в двигателях с воспламенением горючей смеси от электрической искры. В газодизельном варианте смесь газа с воздухом можно воспламенить запальной порцией дизельного топлива (15 – 20 мм³ за цикл).

Пределы воспламенения газов характеризуют граничные значения содержания газа (в процентах по объему) в воздухе, при которых еще возможно воспламенение горючей смеси. На воспламеняемость газовой смеси оказывают влияние температура, давление и турбулентность. Обедненные и обогащенные газовые смеси не воспламеняются.

Нижний предел воспламенения сжатого природного газа в смеси с воздухом составляет 5 % от объема. У пропана он составляет 2,1 %, у бутана – 1,9 %. Таким образом, сжатый природный газ менее взрывоопасен. Для того, чтобы он спровоцировал взрыв, его должно накопиться в 2,5 раза больше, чем сжиженного нефтяного газа.

Знание этих пределов важно как для организации рабочего процесса и регулирования подачи топлива в двигателях, так и для определения взрывной, пожарной опасности концентраций в местах хранения и технического обслуживания автомобилей.

Температурный предел воспламенения – температура вещества, при которой его насыщенные пары, смешанные с воздухом, образуют концентрацию, соответствующую пределам воспламенения.

Взрываемость нефти и нефтепродуктов характеризуется величинами нижнего и верхнего пределов взрываемости.

Нижний предел взрываемости – минимальная концентрация газа и паров топлива в воздухе, при которой возможен взрыв. Ниже данного предела из-за избытка воздуха и недостатка паров нефтепродукта не происходит вспышка смеси.

Верхний предел взрываемости – концентрация газа и паров топлива в воздухе, выше которой смесь не взрывается, а горит (взрыва не происходит).

Значение концентрации паров нефтепродукта с воздухом между нижним и верхним пределами взрываемости называют **интервалом взрываемости**. Для некоторых нефтепродуктов интервалы взрываемости составляют: бензин от 0,76 до 8,4 %, керосин от 1,4 до 7,5 %, уайт-спирит от 1,4 до 6,0 %.

Возникновение в топливоздушной смеси **взрывоопасной** концентрации тем вероятнее, чем выше давление насыщенных паров и ниже температура начала кипения. Поэтому взрывоопасность бензина намного выше, чем дизельно-

го топлива. Можно считать правилом, что горение в ёмкостях бензина и росина обязательно сопровождается взрывом.

Если три одинаковых герметичных емкости с равной толщиной частично наполнить дизельным топливом, бензином, газом метаном и горящий костер, то вначале *самовоспламенится* (взорвется) дизельное топливо, затем бензин и газ. Это объясняется тем, что самую низкую температуру самовоспламенения (300 °С) имеет дизельное топливо, затем бензин (450 °С) далее газ (650 °С). Но при поднесении открытого пламени вначале воспламеняется смесь газа с воздухом, затем пары бензина с воздухом и далее пары дизельного топлива с воздухом.

У углеводородных жидкостей высокое электрическое сопротивление бензинов оно составляет $3 \cdot 10^9 - 4 \cdot 10^{11}$ Ом·м. При трении их частиц между собой о стенки трубопроводов, а также о воздух возникают заряды статического электричества величиной до нескольких десятков киловольт. Для воспламенения паров топлива, смешанного с воздухом, достаточно разряда с энергией в несколько киловольт.

Для защиты от разрядов статического электричества применяются заземление токопроводящих элементов оборудования (4 – 6 Ом) и ограничение скорости слива или налива. Скорость в начале налива в емкость не должна превышать 1 м/с, а в процессе наполнения – 5 м/с.

Нефть и нефтепродукты к потребителям транспортируются по нефтегазовым трубопроводам, по воде и суше. По суше нефтепродукты перевозятся железнодорожным и автомобильным транспортом. Так как нефтепродукты взрывоопасны и пожароопасны, то их транспортировка производится по специальным Правилам.

Контрольные вопросы

1. В чём заключаются экологические свойства топливосмазывающих материалов?
2. Какие токсичные вещества входят в состав отработавших газов?
3. Какие вы знаете показатели пожарной и взрывной опасности нефтепродуктов?
4. Что называют температурой вспышки, горения и самовоспламенения?
5. Как воздействуют топливосмазывающие материалы на окружающую среду человека?
6. Укажите допустимые значения отравляющих веществ выхлопных газов по стандарту ЕВРО-5.
7. Почему газ бутан опаснее метана с точки зрения взрывной и пожарной безопасности?
8. Что называют интервалом взрываемости?

6. ТРАНСПОРТ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ

6.1. Общие сведения о транспорте нефтепродуктов

Транспорт (лат. перемещаю) – отрасль, например в нефтяной промышленности, осуществляющая перемещение нефти, нефтепродуктов из мест добычи, хранения, переработки до потребителя.

Транспортировка нефтепродуктов осуществляется железнодорожным, водным, автомобильным, трубопроводным транспортом, а также сетью нефтебаз, газохранилищ.

Вид транспорта применяется в зависимости от состояния транспортных путей, объема перевозок, характера нефтегрузов, расположения нефтепромыслов, нефтеперерабатывающих заводов (НПЗ), нефтебаз и потребителей. При выборе вида транспорта преследуется главная цель – это минимальные затраты на перевозку при сокращении сроков доставки.

При выборе данного вида транспорта учитываются его недостатки и преимущества. Известно, что удельные затраты тем меньше, чем больше мощность транспортной магистрали. Однако нельзя пренебрегать и такими факторами, как сезонность работы и расстояние перевозки. Например, водным транспортом можно перевозить только в навигационный период, а железнодорожным и трубопроводным – круглый год. При перевозках на короткие расстояния используются автомобильным транспортом.

В случае доставки нефтепродуктов на весьма большие расстояния, когда не удается ограничиться одним видом транспорта, приходится передавать нефтегруз с одного вида транспорта на другой. Перемещение грузов несколькими видами транспорта называется смешанными перевозками.

6.2. Железнодорожный транспорт

Железнодорожным транспортом перевозят все виды нефтепродуктов, нефть и сжиженные газы. В общем объеме на его долю приходится около 40 % перевозок. Нефть и нефтепродукты перевозятся по железным дорогам, как правило, в вагонах-цистернах. Только небольшая часть, около 2 %, транспортируется в мелкой таре – в бочках, контейнерах и бидонах. Для транспортировки отдельных видов масел, смазок и небольших партий светлых и темных нефтепродуктов используются крытые вагоны. Отличительная особенность железнодорожных перевозок – это возможность доставки нефтегрузов в любое время года, благодаря чему большинство распределительных баз расположено на железнодорожных магистралях. Однако железнодорожный транспорт имеет суще-

ственные недостатки. К ним относятся: большие капиталовложения при строительстве новых и реконструкции действующих путей; относительно высокие эксплуатационные расходы на перевозку нефти по сравнению с другими видами транспорта (в 2–4 раза дороже водного и трубопроводного).

Нефть и нефтепродукты перевозятся в железнодорожных цистернах подъемностью 25, 50, 60, 90 и 120 т. Наибольшее распространение имеют рехосные цистерны объемом 50 и 60 м³. Вагоны-цистерны формируют в называемые наливными маршрутами. Цистерны оборудуются универсальными сливными приборами. Они устанавливаются в нижней части котла цистерны и обеспечивают полный слив нефтепродукта.

Для ограничения максимально допустимого давления и вакуума в железнодорожных цистернах, сверх которых могут возникнуть опасные напряжения в стенке котла, цистерны снабжают пружинными предохранительными клапанами.

Цистерны, предназначенные для перевозки высоковязких застывающих нефтепродуктов, оборудуют наружными паровыми рубашками или внутренними устройствами для подогрева. Паровая рубашка обеспечивает подогрев (плавление) пограничного слоя застывшего нефтепродукта без разогрева остальной его массы. Цистерны с внутренними подогревателями обычно снабжены наружной теплоизоляцией (цистерны-термосы) для уменьшения тепловых потерь, когда цистерна находится в пути.

Для перевозки битума как весьма тугоплавкого нефтепродукта применяются специальные железнодорожные вагоны, называемые бункерными полуприцепами. Особенность их заключается в том, что они состоят из четырех бункеров, каждый из которых имеет паровую рубашку (объемом по 11,8 м³), установленных на раме вагона. Точки бункера расположены таким образом, что в заполненном состоянии его центр тяжести находится выше этих точек, и бункер легко опрокидывается (при освобождении захватов). Битум вываливается в затвердевшем виде на грузочную площадку, а затем после опорожнения бункер возвращается в первоначальное вертикальное положение.

По железной дороге нефтепродукты перевозят также и в контейнерах. Контейнеры представляют собой небольшие цистерны грузоподъемностью до 5 т. Их устанавливают на железнодорожных платформах и по прибытии на место назначения в заполненном виде перегружают кранами на грузовые автомашины. В цистернах-контейнерах перевозят главным образом масла и смазки. Поскольку масла и смазки имеют высокую вязкость, контейнеры снабжают паровыми рубашками для подогрева нефтепродуктов при их опорожнении.

Слив и налив нефтепродуктов в железнодорожные цистерны, прибывающие на нефтебазу, производятся на специальных сливно-наливных устройствах (эстакадах).

На нефтебазу цистерны подают по подъездным железнодорожным путям, которые примыкают к железнодорожным магистралям у ближайшей станции. В зависимости от характера проводимых операций подъездные железнодорожные пути разделяют на основные, предназначенные для слива и налива нефти и нефтепродуктов; вспомогательные – для разгрузки или погрузки тарных грузов и других вспомогательных материалов; обгонные – для маневровых работ. На основных железнодорожных путях размещают устройства для сливно-наливных операций, которые вместе с ними называются сливно-наливным фронтом.

Нефтепродукты всех видов перевозят по железным дорогам в соответствии с «Правилами перевозок грузов» МПС. Этими правилами предусмотрен порядок формирования железнодорожных цистерн в маршруты, условия перевозок нефтегрузов, подачи железнодорожных маршрутов под слив и налив на эстакады, правила сдачи наполненных маршрутов по железной дороге, нормы времени на погрузочно-разгрузочные операции, а также основные требования к технической эксплуатации.

6.3. Водный транспорт

Водным транспортом перевозят нефть, нефтепродукты и сжиженные газы.

Водный транспорт подразделяется на морской и речной. Он осуществляет перевозку нефти и нефтепродуктов как внутри страны, так и за ее пределами. На долю водного транспорта приходится около 13 % от общего объема перевозок нефтегрузов.

По сравнению с железнодорожным транспортом водный требует меньшего расхода топлива на единицу перевозок, характеризуется небольшой численностью обслуживающего персонала, меньшими затратами металла на единицу грузоподъемности и небольшой собственной массой по отношению к массе перевозимого груза.

Морским транспортом внутри России основные перевозки нефтепродуктов осуществляются в Каспийском, Черном, Азовском, Балтийском, Японском и Охотском морях.

К преимуществам морского транспорта относится низкая себестоимость перевозки нефти за счет использования судов большой грузоподъемности на дальние расстояния.

Речным транспортом доставляются нефтепродукты на многие нефтебазы, расположенные на реках. Протяженность судоходных рек в России составляет около 150 тыс. км.

К преимуществам речного транспорта относится высокая пропускная способность речных путей и возможность перебрасывать флот из одного бассейна в другой. Для отдельных районов Якутии, Тюмени, Омской и Новосибирской областей речной транспорт является основным способом доставки нефтепродуктов.

К отрицательным свойствам речного транспорта можно отнести то, что в зимний период прекращаются речные перевозки. Это приводит к скоплению межнавигационных запасов нефти в перевалочных пунктах или у потребителей. Приходится сооружать крупные резервуарные емкости на промыслах, водных нефтебазах для соответствующего накопления и длительного хранения нефти.

К недостаткам речного транспорта также относятся несоответствие физического расположения сети с наполнением нефтяных грузопотоков, что влияет на расстояние перевозки, и малая скорость нефтеналивных судов по сравнению с другими видами транспорта.

Нефтеналивные суда подразделяют на морские, речные, озерные и пресноводного плавания. Они могут быть самоходными и несамоходными.

Самоходные наливные суда имеют машинные отделения; несамоходные суда (баржи) передвигаются при помощи буксиров различной мощности.

Нефтеналивное судно характеризуется следующими показателями:

1) осадкой судна – глубиной, на которую погружилось судно; осадку судна делят по положению ватерлинии. Ватерлиния делит судно на надводную и подводную части и называется порожней (легкой) ватерлинией, соответствующей порожнему судну; ватерлиния, соответствующая осадке судна с максимальным грузом, называется грузовой ватерлинией;

2) водоизмещением – равным массе воды, вытесненной грузом и корпусом судна до грузовой ватерлинии (при суммарной массе судна и груза);

3) грузоподъемностью – массой транспортируемого груза;

4) дедвейтом – полной массой груза, включающей транспортируемый груз и груз для собственных нужд (вода, топливо, багаж и продовольствие), который может быть принят судном без потери своей плавучести и устойчивости при сохранении скорости хода;

5) устойчивостью – способностью судна не перевертываться, а оставаться в свое положение при крене, в которое оно приводится волной, или неравномерной нагрузкой. Наклон судна в поперечном направлении в сторону одного из его бортов, называется креном, а наклон в продольном направлении, т.е. в сторону носа или кормы – дифферентом;

6) непотопляемостью – способностью судна держаться на воде при повреждении обшивки в корпусе. Она тем больше, чем больше в нем перегородок. Раз-

ных судно на отдельные герметичные отсеки. При отсутствии перегородок каждый груз при крене или дифференте получает возможность перетекать в сторону наклона судна, увеличивая крен за пределы, обеспечивающие устойчивость, что в результате может привести к перевертыванию судна. Во избежание крена загрузку и выгрузку отсеков (танков) производят по определенной очередности.

Танкеры и баржи различаются как по грузоподъемности, так и по их конструкции. По конструктивной схеме нефтеналивное судно представляет собой стальной каркас (с поперечными и продольными связями), к которому крепится обшивка. В корпусе танкера различают три основные части – среднюю, носовую, кормовую.

Средняя часть танкера в связи с пожарной безопасностью отделена от носа и кормы двоякими непроницаемыми переборками, образующими свободную палубу, которая называется коффердамом. Коффердам заливают обычной водой, чтобы создать надежную изоляцию опасной зоны судна от других его частей. Средняя часть танкера при помощи непроницаемых перегородок разделена на отсеки (танки), в которые заливают нефтепродукт. Танки сообщаются между собой через специальные клинкеты, установленные в нижней части перегородок, которые открываются во время налива или выкачки нефтегруза. Управление клинкетами выведено на палубу судна.

Наличие отдельных отсеков повышает устойчивость танкера. При аварии с одним танком (пробойна или пожар) остальные танки остаются в защищенном состоянии.

Для выполнения операций по выкачке нефтегрузов, а также для внутренних перекачек служит насосное (машинное) отделение, которое оборудовано грузовыми насосами. В носовой части имеются сухогрузный трюм для перевозки и нефтепродуктов в таре и сухих грузов, а также отделение для хозяйственных грузов.

Налив и откачка нефтепродуктов производятся по системе трубопроводов, соединяющих машинное отделение с отсеками. При наливке следят, чтобы танки были залиты полностью во избежание самопроизвольного перемещения нефтепродуктов при перекачке танкера. Перемещение нефтепродукта при перекачке может вызвать большие гидравлические удары и вероятность нарушения прочности стенок. На корме размещаются машинное отделение, топливные баки, другие помещения.

Озерно-речные танкеры в отличие от морских имеют меньшую осадку (вследствие малых речных глубин), чем и объясняется их малая грузоподъемность (10–12 тыс. т).

Танкеры не имеют возможности причаливать к берегу и стоят в портах. В этом случае нефтегрузы перегружают на лихтеры, грузоподъемность которых достигает 100 т. Лихтеры бывают самоходные и несамоходные.

Для перевозки вязких нефтепродуктов баржи оборудованы подогретьми, причем пар для этих целей подается с буксира или специальных паронасосных станций.

В настоящее время применяют смешанные перевозки. Разновидностью смешанных перевозок является перевозка руды и нефтепродуктов. Руду загружают в центральный трюм, а нефтепродукты заливают в бортовые цистерны — по одному на каждом борту. У нефтерудовоза нет «холостых» пробегов, неизбежных у танкера или рудовоза. Так, в Швецию они доставляют нефть, а обратно возвращаются с рудой.

При перевозке нефтепродуктов по водным магистралям соблюдают правила Министерства морского и речного флота. Этими правилами предусматривается порядок подготовки судна к наливу, погрузочно-разгрузочным операциям, условия перевозки при различных температурных режимах, требования к герметичности систем и другим мерам технической эксплуатации; устанавливается также порядок замера количества груза и оформления грузовых документов.

6.4. Автомобильный транспорт

Автотранспорт широко используется при перевозках нефтепродуктов от распределительных нефтебаз непосредственно потребителю. Наиболее активно он используется в районах, куда невозможно доставить нефтепродукты железнодорожным или водным путями сообщения. Основное назначение автотранспорта — доставка готовых нефтепродуктов с крупных нефтебаз на мелкие и далее к потребителю. Доставка производится автоцистернами, а также автозаправщиками путем перекачки по местным трубопроводам. На долю автомобильного транспорта приходится около 20 % перевозок нефтегрузов.

Автоцистерны оснащены комплектом оборудования, включающим насос для налива нефтепродукта, дыхательный клапан, стержневой указатель уровня, клиновую быстродействующую задвижку для слива топлива, два клапана с наконечниками и насос с механическим приводом. Объем отдельных автоцистерн достигает 40 м³. Внутри цистерны установлены поперечные и продольные волнорезы для уменьшения силы ударной волны жидкости при движении автомашины.

Для обеспечения пожарной безопасности на автоцистернах установлены огнетушители и устройства для заземления цистерн и шлангов для отвода

статического электричества, которое может образоваться при наливе и сливе нефтепродуктов.

Автоопливозаправщиками называются автоцистерны, оборудованные комплектом насосно-раздаточных устройств. Автозаправщики предназначены для заправки топливом автомашин, а также сельскохозяйственных машин и самолетов.

Автозаправщики обычно монтируют на шасси грузовых машин и оборудуют раздаточным насосом, трубопроводной обвязкой, приемными и раздаточными шлангами, водовоздухоотделителями, фильтрами, счетчиками и другими контрольно-измерительными приборами. Автоопливозаправщики предназначены для хранения и транспортировки светлых нефтепродуктов по всем видам дорог и местности, а также для заправки топливом различной техники.

На рис. 6.1 показаны формы поперечного сечения кузовов-цистерн, а на рис. 6.2 приведены схемы установки цистерн на шасси автомобилей и прицепов [45, 60].

Форма поперечного сечения (рис. 6.1) определяется свойствами перевозимого груза. Прямоугольная форма цистерны (а) обеспечивает наибольший объем перевозимого груза. Цистерна для сжатого газа должна обладать повышенной прочностью, что в наибольшей степени обеспечивает цилиндрическая цистерна с круглым поперечным сечением (б). Эллиптическая форма поперечного сечения (по сравнению с круглой) обеспечивает более низкий центр масс автоцистерны (в).

Способ разгрузки (опорожнения) цистерны выбирается в зависимости от свойств перевозимого груза. Жидкости сливают из цистерн самотеком (под действием гравитационных сил), при помощи насосов или самосвальной разгрузкой. Сжатые или жидкие газы «сливаются» из цистерны под действием собственного давления.

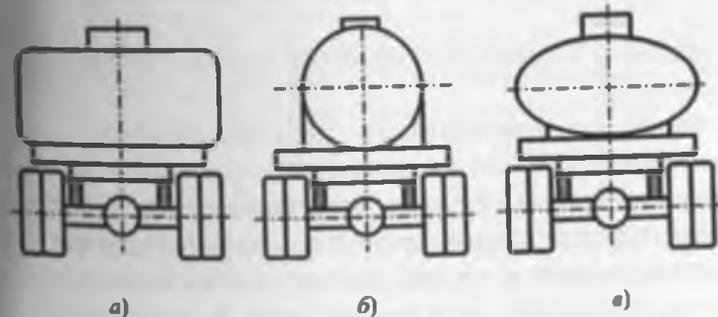


Рис. 6.1. Формы поперечного сечения кузовов-цистерн: а — прямоугольная («чемоданная»); б — круглая; в — эллиптическая

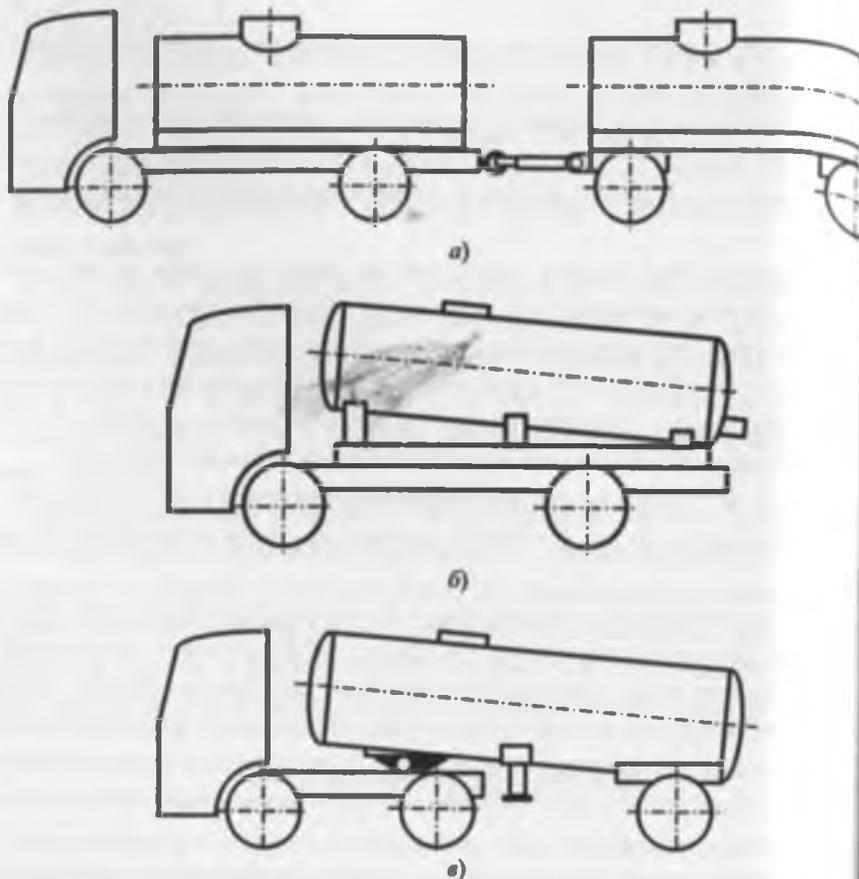


Рис. 6.2. Схемы установки цистерн на шасси автомобилей и прицепов:
 а – прицепной автопоезд-цистерна с горизонтальной установкой цистерн на шасси автомобиля-тягача и прицепа; б – автомобиль-цистерна с наклонной установкой цистерны; в – полуприцеп-цистерна несущей конструкции с наклонной установкой цистерны

В таблице 6.1 приведены основные технические данные автотопливозправщиков (АТЗ).

В обозначении автомобильного топливозаправщика указывается вместимость цистерны, м³ (АТЗ - 4,9).

Прицепы цистерны (ПЦ) и полуприцепы-цистерны (ППЦ) предназначены для транспортировки и кратковременного хранения светлых нефтепродуктов различной плотности и рассчитаны на эксплуатацию в тех же дорожно-климатических условиях, что и базовый тягач. В маркировке прицепов и полуприцепов-цистерн, например, цифрой 17 указана вместимость нефтепродукта в м³, а последняя цифра указывает на количество отсеков в цистерне.

Таблица 6.1

Технические данные топливозаправщиков на базе автомобилей

Базовое шасси	Вместимость цистерны, л	Время заполнения насосом, мин	Время слива самотеком, мин	Глубина всасывания, м
ГАЗ - 3307	4900	15	25	5
УРАЛ - 4320-10	6200	15	25	4,5
ЗИЛ - 433362	6500	15	25	4,5
КамАЗ - 43101	7800	30	45	4,5
УРАЛ - 5557	8600	25	35	4,5
КамАЗ - 53212	11000	20	25	4,5
МАЗ - 5337	11000	25	45	5,5
УРАЛ - 4320 1912 - 30	11800	33	45	4,5
КамАЗ - 53229	17000	45	65	4,5

В таблице 6.2 приведены характеристики цистерн, выполненных в виде прицепов и полуприцепов.

Таблица 6.2

Технические данные прицепов и полуприцепов-цистерн

Прицепы и полуприцепы-цистерны	Вместимость цистерны, л	Время слива насосом, мин	Время слива самотеком, мин	Скорость транспортирования, км/ч
ПЦ - 6,2 - 1	6200	-	25	85
ПЦ - 8,5 - 1	8500	-	30	85
ПЦ - 10,7 - 1	10700	-	35	80
ППЦ - 17 - 2	17000	48	35	80
ППЦ - 24 - 3	24000	35	-	80
ППЦ - 30 - 3	30000	40	-	90
ППЦ - 40 - 4	40000	27	30	80

Автомаслозаправщики предназначены для транспортировки масел с нефтебаз и заправки транспортных средств маслом в стационарных и полевых условиях. Они оборудованы специальным подогревателем для нагрева масла. Маслозаправщик состоит из шасси автомобиля и смонтированного на нем оборудования.

Кроме котла установлены: насос с приводом, фильтр, счетчик, приемные и раздаточные шланги, кабина управления с контрольно-измерительной аппаратурой и средства пожаротушения.

Масло подогревается в котле-цистерне при помощи форсунок. В течение длительного времени температура масла сохраняется благодаря теплоизоляции котла. Во избежание подгорания масла в трубчатке (змеевике) в процессе нагрева масло циркулирует при помощи насоса со скоростью не менее 2 м/с.

Автотранспортом осуществляется также перевозка нефтепродуктов в цистернах и в мелкой таре.

Контейнерами называются емкости небольшого объема (1 – 5 м³), в которых нефтепродукты доставляются потребителю без перекачки в стационарные хранилища. Контейнеры сгружают с машин при помощи кранов. Контейнерные емкости не закрепляются за автомашиной и попеременно могут служить транспортной емкостью и временным хранилищем. Контейнерные перевозки удобны для отдаленных районов и при организации полевых передовых складов. В качестве контейнеров используют металлические или эластичные резиноканевые емкости объемом 2,5 и 4 м³. Их устанавливают обычно в задних отсеках автомобилей типа ГАЗ или ЗИЛ, причем заполняют их непосредственно в кузове автомобиля.

Из мелкой тары наиболее распространены бочки и бидоны. Различают два основных вида бочек – металлические для транспорта жидкого топлива (бензин, керосин и др.) и фанерные (штампованные), используемые в основном для перевозки консистентных смазок. Металлические бочки бывают объемом 50 – 500 л, фанерные – 50 л.

Бидоны применяют двух типов: металлические и фанерные. Металлические бидоны изготавливают из белой жести прямоугольной и цилиндрической формы объемом 5 – 62 л. Металлофанерные бидоны для консистентных смазок изготавливают объемом 16 л, корпус у них фанерный, а днище металлическое штампованное. Эти бидоны, покрытые внутри бензостойким материалом, используются также под масло.

6.5. Правила перевозки опасных грузов автомобильным транспортом

6.5.1. Общие положения

Настоящие Правила [32] устанавливают порядок перевозки опасных грузов автомобильным транспортом на территории Российской Федерации по автомагистралям, дорогам общего пользования, а также ведомственным и частным дорогам, не закрытым для общественного пользования, вне зависимости от принадлежности опасных грузов и транспортных средств, перевозящих эти грузы. Правила обязательны для всех организаций и индивидуальных предпринимателей.

Международные перевозки опасных грузов, в том числе экспортно-импортные и транзитные перевозки опасных грузов по территории Российской Федерации, осуществляются с соблюдением норм и правил, установленных международными конвенциями и межправительственными соглашениями, участницей которых является Российская Федерация. При осуществлении международных перевозок опасных отходов рекомендуется руководствоваться требованиями "Базельской конвенции о контроле за трансграничной перевозкой опасных отходов и их удалением" от 22 марта 1989 года.

В настоящих Правилах (из большого перечня опасных веществ) к опасным грузам относятся только нефть и нефтепродукты (жидкие и газообразные), которые в силу присущих им свойств и особенностей могут при их перевозке создавать угрозу для жизни и здоровья людей, нанести вред окружающей природной среде, привести к повреждению или уничтожению материальных ценностей.

Опасные грузы (нефтепродукты) по требованиям ГОСТ 19433-88 "Грузы опасные. Классификация и маркировка" распределяются на следующие классы:

- 1) легковоспламеняющиеся жидкости (ЛВЖ) – нефть, бензин, дизельное топливо, масла и другие нефтепродукты;
- 2) газы сжатые, сжиженные и растворенные под давлением.

Перевозка "особо опасных грузов" осуществляется в соответствии с настоящими Правилами и с соблюдением специальных требований по обеспечению безопасности, утверждаемыми в порядке, предусмотренном постановлением Правительства Российской Федерации от 23 апреля 1994 года № 372.

6.5.2. Организация перевозок

1. Лицензирование перевозок опасных грузов.

Лицензирование (право, разрешение) перевозок опасных грузов осуществляется в соответствии с действующим законодательством Российской Федерации о лицензировании.

2. Разрешительная система международных перевозок опасных грузов.

Международные перевозки по территории Российской Федерации опасных грузов в виде нефти, жидких и газообразных нефтепродуктов, перевозимых в цистернах, съемных контейнерах-цистернах, батареях сосудов общей вместимостью более 1000 литров, осуществляются по специальным разрешениям, выдаваемым Министерством транспорта Российской Федерации. Разрешение введено в действие с 3 декабря 1999 года приказом Минтранса России № 77 от 14 октября 1999 года.

Свидетельство о допуске транспортного средства к перевозке опасных грузов выдается подразделениями ГИБДД МВД России по месту регистрации транспортного средства после его технического осмотра.

3. Разрешительная система на перевозку «особо опасных грузов»

При перевозке автомобильным транспортом «особо опасных грузов» грузоотправитель (грузополучатель) должен получить разрешение на перевозку от органов внутренних дел по месту его нахождения.

Для получения разрешения на перевозку «особо опасных грузов» грузоотправитель (грузополучатель) подает в органы внутренних дел по месту нахождения груза заявление с указанием в нем наименования опасного груза, количества предметов и веществ, маршрута перевозки, лиц, ответственных за перевозку.

К заявлению прилагаются следующие документы:

– *аварийная карточка системы информации об опасности* [указывает на необходимость применения экстренных мер (КЭМ) при пожаре или утечке (4Э – применять пену, с необходимой эвакуацией людей); класс опасности груза (3 для жидких продуктов); номер по списку ООН (для дизельного топлива 1202); указывает на пожарную и взрывную опасность нефтепродукта; опасность для человека; гасительные средства; меры первой помощи и индивидуальные средства защиты];

– *маршрут перевозки*, разработанный автотранспортной организацией и согласованный с грузоотправителем (грузополучателем);

– *свидетельство о допуске транспортного средства к перевозке опасных грузов.*

Всего количество веществ, указанных в Правилах перевозки опасных грузов, 1450. Каждому опасному веществу по ООН присвоен номер. Например, нефть – 1270, бензин автомобильный – 1203, дизельное топливо – 1202, синтетический – 1223, лигроин – 1255, спирты – 1105, метан – 1971, этилен сжатый – газы сжиженные или сжатые – 1954.

Класс опасности всех жидких нефтепродуктов – 3, а газов – 2. Наиболее опасными являются взрывчатые вещества (динамит, порох). Их класс опасности – 1.

Отметку о разрешении транспортировки «особо опасного груза» ставят на бланке маршрута перевозки (в правом верхнем углу) с указанием даты действия разрешения.

Разрешение выдается на одну или несколько идентичных перевозок, но не более чем на одну партию грузов, перевозимых по установленному маршруту, на срок не более 6 месяцев.

Перевозка «особо опасных грузов» допускается при надлежавшей организации обязательно в сопровождении специально ответственного лица – представителя грузоотправителя (грузополучателя), знающего свойства опасных грузов и умеющего обращаться с ними.

В тех случаях, когда по договору перевозки грузов автомобильным транспортом сопровождение опасного груза возлагается на водителя автомобиля,

сводный должен быть проинструктирован грузоотправителем (грузополучателем) перед отправкой груза по правилам обращения и его перевозки.

4. Оформление перевозок.

Перевозка опасных грузов автомобильным транспортом осуществляется на основании *договора перевозки*, заключаемого в соответствии с действующим законодательством.

5. Подготовка персонала.

За подбор лиц для сопровождения опасных грузов и их инструктаж ответственность несут *руководители автотранспортных организаций*.

В обязанности ответственного лица за сопровождение груза во время транспортировки входит:

- сопровождение и обеспечение охраны груза от места отправления до места назначения;
- инструктаж сотрудников охраны и водителей автомобилей;
- внешний осмотр (проверка правильности упаковки и маркировки груза) и присемка опасных грузов в местах получения груза;
- наблюдение за погрузкой и креплением груза;
- соблюдение правил безопасности во время движения и стоянок автомобилей;
- организация мер личной безопасности персонала, осуществляющего перевозку, и общественной безопасности;
- сдача грузов по прибытии на место назначения.

6. Выбор и согласование маршрута перевозки.

Разработка маршрута транспортировки опасных грузов осуществляется автотранспортной организацией, выполняющей эту перевозку.

Выбранный маршрут подлежит обязательному согласованию с подразделениями ГИБДД МВД России в следующих случаях:

- при перевозке «особо опасных грузов»;
- при перевозке опасных грузов, выполняемой в сложных дорожных условиях (по горной местности, в сложных метеорологических условиях (гололед, снегопад), в условиях недостаточной видимости;
- при перевозке, выполняемой колонной более 3-х транспортных средств, следующих от места отправления до места назначения.

При разработке маршрута транспортировки автотранспортная организация должна руководствоваться следующими основными требованиями:

- вблизи маршрута транспортировки не должны находиться важные крупные промышленные объекты;
- маршрут транспортировки не должен проходить через зоны отдыха, архитектурные, природные заповедники;

– на маршруте транспортировки должны быть предусмотрены места для остановки транспортных средств и заправок топливом.

Маршрут транспортировки не должен проходить через крупные населенные пункты. В случае необходимости перевозки опасных грузов в труднодоступных населенных пунктах маршруты движения не должны проходить через населенные пункты, зрелищных, культурно-просветительных, учебных, дошкольных и других учреждений.

Для согласования маршрута транспортировки опасных грузов автотранспортная организация обязана не менее чем за 10 суток до начала перевозки представить в территориальные подразделения ГИБДД МВД России следующие документы:

– разработанный маршрут перевозки по установленной форме в 3-х экземплярах;

– свидетельство о допуске транспортного средства к перевозке опасных грузов;

– для «особо опасных грузов» дополнительно – специальную инструкцию на перевозку опасного груза, представленную грузоотправителем (грузополучателем), и разрешение на транспортировку грузов, выданное органами исполнительной власти Российской Федерации по месту нахождения грузоотправителя (грузополучателя).

Маршруты перевозок согласовываются с подразделениями ГИБДД МВД России, на обслуживаемой территории которых находятся автотранспортные организации, осуществляющие перевозки опасных грузов или имеющими на учете транспортные средства, перевозящие опасные грузы:

– при прохождении маршрута в пределах одного района, города – с подразделением ГИБДД органа внутренних дел данного района, города;

– при прохождении маршрута в пределах одного субъекта Российской Федерации – с подразделением ГИБДД МВД, ГУВД, УВД данного субъекта Российской Федерации;

– при прохождении маршрута по автомобильным дорогам нескольких субъектов Российской Федерации – с подразделениями ГИБДД МВД, ГУВД, УВД соответствующих субъектов Российской Федерации.

Согласованный с подразделениями ГИБДД МВД России маршрут транспортировки действителен на срок, указанный в разрешении. В случае, если такой срок не указан, опасный груз может перевозиться по согласованному маршруту в течение 6 месяцев со дня согласования.

В случае возникновения обстоятельств, требующих изменения согласованного маршрута, автотранспортная организация обязана согласовать новый маршрут с подразделениями ГИБДД МВД России, где производилось согласование первоначального маршрута.

В этом случае автотранспортная организация оповещает о сроках проведения перевозки и всех непредвиденных изменениях, возникших на пути следования опасного груза, соответствующие подразделения ГИБДД МВД России, расположенные по маршруту.

Первый экземпляр согласованного маршрута перевозки хранится в ГИБДД МВД России, второй – в автотранспортной организации, третий находится во время перевозки груза у ответственного лица, а при его отсутствии – у водителя.

7. Принятие опасных грузов к перевозке.

Принятие опасных грузов к перевозке и сдача их грузополучателю производится по весу, а затаренных – по количеству грузовых мест.

Принятие опасного груза к перевозке осуществляется автотранспортной организацией при предъявлении грузоотправителем паспорта безопасности вещества по ГОСТ Р 50587-93 "Паспорт безопасности вещества (материала). Основные положения. Информация по обеспечению безопасности при производстве, применении, хранении, транспортировании, утилизации".

При принятии опасных грузов к перевозке водитель должен проверить наличие на тарсе специальной маркировки, которая проводится в соответствии с ГОСТ 19433-88 и ДОПОГ (европейское соглашение о международной дорожной перевозке опасных грузов).

8. Организация системы информации об опасности (СИО).

Система информации об опасности (СИО) включает в себя следующие основные элементы:

– *информационные таблицы* для обозначения транспортных средств (размер таблицы 690 x 300 мм, в которой указывается код экстренных мер (КЭМ), например, при тушении пожара, который произошел при возгорании перевозимого дизельного топлива (4Э); номер опасного груза по ООН (1202 для дизельного топлива); знак опасности (пламя, красные полосы огня с белой серединой);

– *аварийную карточку* для определения мероприятий по ликвидации аварии или инцидентов и их последствий;

– *информационную карточку* для расшифровки кода экстренных мер, указанных в информационной таблице;

– *специальную окраску и надписи на транспортных средствах.*

Организация СИО в соответствии с требованиями настоящих Правил возлагается на автотранспортные организации, выполняющие перевозки опасных грузов, и грузоотправителей (грузополучателей).

Практические мероприятия по обеспечению СИО осуществляются автотранспортными организациями совместно с грузоотправителями (грузополучателями).

Информационные таблицы СИО изготавливаются организациями-владельцами опасных грузов и представляются автотранспортным органами для установки спереди и сзади транспортного средства на специальных табличках.

Информационные таблицы (690 x 300) для обозначения перевозимого опасного груза транспортным средством должны изготавливаться по правилам с соблюдением следующих требований (рис. 6.3):

- общий фон таблицы белый;
- фон граф "КЭМ" и "ООН №" оранжевый;
- рамка таблицы, линии разделения граф, цифры и буквы текста выполняются черным цветом;
- наименование граф (КЭМ, ООН №) и надпись в знаке опасности "вещество" выполняются белым цветом;
- рамка знака опасности наносится линией черного цвета толщиной не менее 5 мм на расстоянии 5 мм от кромок знака;
- толщина букв в графах "КЭМ" и "ООН №" равна 15 мм, а на знаке опасности не менее 3 мм;
- рамка и разделительные линии таблицы наносятся толщиной 1,5 мм;
- написание буквенно-цифрового кода экстренных мер производится в любом порядке букв и цифр.

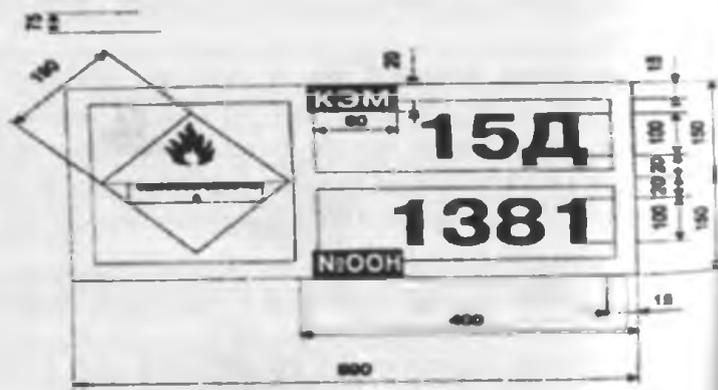


Рис. 6.3. Вид информационной таблицы

Аварийная карточка системы информации об опасности изготавливается организацией-изготовителем опасного груза по единой форме и прилагается к путевому листу.

Аварийная карточка должна находиться у водителя транспортного средства, перевозящего опасные грузы. В случае сопровождения опасного груза

ответственным лицом – представителем грузоотправителя (грузополучателя) – аварийная карточка должна находиться у него.

Информационная карточка СИО изготавливается из плотной бумаги размером 130 мм на 60 мм. На лицевой стороне карточки дается расшифровка информационных таблиц, а на оборотной стороне приведены образцы знаков опасности по ГОСТ 19433-88.

Цифрами обозначен код экстренных мер (КЭМ) при пожаре и утечке, а также информации о последствиях попадания веществ в сточные воды.

Буквами обозначен код экстренных мер (КЭМ) при защите людей. Выбор букв произведен по начальным буквам наиболее характерных слов применяемого кода:

- Д – необходим ДЫХАТЕЛЬНЫЙ аппарат и защитные перчатки;
- П – необходим дыхательный аппарат и защитные перчатки, только при ПОЖАРЕ;
- К – необходим полный защитный КОМПЛЕКТ одежды и дыхательный аппарат;
- Э – необходима ЭВАКУАЦИЯ людей.

В случае возникновения инцидента при перевозке опасных грузов мероприятия по ликвидации инцидента и его последствий осуществляются согласно указаниям, приведенным в аварийной карточке, или коду экстренных мер по информационной таблице СИО.

Полная идентификация перевозимого опасного груза осуществляется согласно нумерации по списку ООН, имеющейся в информационной таблице и аварийной карточке системы информации об опасности, а также в заявке (разовом заказе) на перевозку этого груза.

Кузова транспортных средств, автоцистерны, прицепы и полуприцепы-цистерны, постоянно занятые на перевозках опасных грузов, должны быть окрашены в установленные для этих грузов опознавательные цвета и иметь соответствующие надписи:

- при перевозке метанола транспортное средство (цистерна) окрашивается в оранжевый цвет с черной полосой и оранжевой надписью по обечайке "Метанол – яд!";
- при перевозке веществ, выделяющих при взаимодействии с водой легко воспламеняющиеся газы, транспортное средство окрашивается в синий цвет и наносится надпись "Огнеопасно";
- при перевозке самовозгорающихся веществ нижняя часть транспортного средства (цистерны) окрашивается в красный цвет, верхняя – в белый и наносится надпись черного цвета "Огнеопасно";
- при перевозке легко воспламеняющихся веществ транспортное средство (цистерна) окрашивается в оранжевый цвет и наносится надпись "Огнеопасно";

– при перевозке веществ, поддерживающих горение, транспортное средство (цистерна) окрашивается в желтый цвет и наносится двойная надпись

«Огнеопасно»

«Едкое

вещество»;

– при перевозке едких веществ транспортное средство (цистерна) окрашивается в желтый цвет с черной полосой по обечайке, на которую наносится надпись желтым цветом "Едкое вещество".

Высота букв и надписей, наносимых на транспортные средства, перевозящие опасные грузы, должна быть не менее 150 мм, черного цвета.

9. Проведение погрузочно-разгрузочных работ.

Контроль за погрузочно-разгрузочными операциями опасных грузов на транспортных средствах ведет ответственное лицо – представитель грузоотправителя (грузополучателя), сопровождающий груз.

Загрузка транспортного средства допускается до использования его грузоподъемности. При перевозке «особо опасных грузов» загрузка транспортного средства производится в объеме и порядке, оговоренных в специальных инструкциях, разрабатываемых организациями-изготовителями.

Погрузка, разгрузка и крепление опасных грузов на транспортном средстве осуществляются силами и средствами грузоотправителя (грузополучателя) с соблюдением всех мер предосторожности, не допуская толчков, ударов, чрезмерного давления на тару, с применением механизмов и инструментов, создающих при работе искр.

Погрузочно-разгрузочные работы с опасными грузами производятся только при выключенном двигателе автомобиля, и водитель должен находиться за пределами установленной зоны погрузки-разгрузки, если это оговорено в инструкции грузоотправителя. Исключением являются случаи, когда приведение в действие грузоподъемных или сливных механизмов, установленных на автомобиле, обеспечивается при работающем двигателе.

Погрузочно-разгрузочные операции с опасными грузами должны проводиться на специально оборудованных постах. При этом может осуществляться погрузка-разгрузка не более одного транспортного средства.

Присутствие посторонних лиц на постах, отведенных для погрузки-разгрузки опасных грузов, не разрешается.

Запрещается производство погрузочно-разгрузочных работ с взрывоопасными грузами *во время грозы*.

Погрузочно-разгрузочные операции с опасными грузами, осуществляемые ручным способом, должны выполняться с соблюдением всех мер личной безопасности привлекаемого к выполнению этих работ персонала.

Использование грузозахватных устройств погрузочно-разгрузочных механизмов, создающих опасность повреждения тары и произвольное падение груза, не допускается.

Перемещение бочек с опасными грузами в процессе погрузочно-разгрузочных операций и выполнения складских работ может осуществляться только по специально устроенным подкладкам, трапам и настилам.

Места (посты) для погрузки, выгрузки и перегрузки опасных грузов, а также места для стоянки автомобилей выбираются с таким учетом, чтобы они были не ближе 125 метров от жилых и производственных строений, грузовых складов и не ближе 50 метров от магистральных дорог.

При гололеде территория постов погрузки-разгрузки опасных грузов должна быть посыпана песком.

Заправка автомашин с горючими или взрывоопасными грузами на АЗС общего пользования или ПАЗС производится на специально оборудованной площадке, расположенной на расстоянии не менее 25 м от территории АЗС. Нефтепродукты отпускаются АЗС в металлические канистры (Правила технической эксплуатации стационарных и передвижных АЗС, утвержденные Госкомнефтепродуктом РСФСР 15. 04. 81).

10. Движение транспортных средств.

Ограничение скорости движения автотранспортных средств при перевозке опасных грузов устанавливается ГИБДД МВД России с учетом конкретных дорожных условий при согласовании маршрута перевозки. Если согласование маршрута с органами ГИБДД МВД России не требуется, то скорость движения устанавливается согласно Правилам дорожного движения и должна обеспечивать безопасность движения и сохранность груза.

В случае установления ограничения скорости движения знак с указанием допустимой скорости должен быть установлен на транспортном средстве в соответствии с Правилами дорожного движения.

При перевозке опасных грузов колонной автомобилей должны соблюдаться следующие требования:

- при движении по ровной дороге дистанция между соседними транспортными средствами должна быть не менее 50 м;
- в горных условиях – при подъемах и спусках – не менее 300 м;
- при видимости менее 300 м (туман, дождь, снегопад и т.п.) перевозка некоторых опасных грузов может быть запрещена. Это должно быть указано в условиях безопасности перевозки опасных грузов.

Ответственное за перевозку лицо из числа представителей грузоотправителя-грузополучателя (старший по колонне) обязано находиться в кабине первого автомобиля, а в последнем автомобиле с грузом должен находиться один из представителей (подразделения) охраны, выделяемой грузоотправителем-грузополучателем, если охрана предусмотрена при данной перевозке.

При перевозке «особо опасных грузов» стоянки для отдыха в населенных пунктах запрещены. Стоянки разрешаются в специально отведенных для этого местах, расположенных не ближе чем в 200 метрах от зданий, сооружений и мест скопления людей.

При остановке или стоянке транспортного средства должен быть полностью включен стояночный тормоз, а на уклоне дополнительно установлен противооткатный упор.

Порядок остановок и стоянок (в том числе и в случае ночлега) транспортных средств, перевозящих опасные грузы, указывается в условиях безопасности перевозки.

Запас хода автомобилей, перевозящих опасный груз, без дозаправки топливом в пути должен быть не менее 500 км. В случае перевозки опасного груза на расстояние 500 км и больше автомобиль должен оборудоваться дополнительным топливным баком и заправляться из передвижной автозаправочной станции (АЗС), установка дополнительного топливного бака должна быть согласована с подразделением ГИБДД МВД России по месту регистрации транспортного средства, о чем делается пометка в регистрационном документе. Заправка топливом производится в местах, отведенных для стоянок.

Перевозка «особо опасных грузов» осуществляется с автомобилем сопровождения, оборудованным проблесковым маячком оранжевого и желтого цвета. При необходимости такие транспортные средства могут сопровождаться патрульным автомобилем ГИБДД МВД России. Выделение автомобиля сопровождения обязательно при перевозках «особо опасных грузов», осуществляемых колонной транспортных средств.

Конкретно в каждом случае необходимость выделения и вид сопровождения при перевозке «особо опасных грузов» определяются ГИБДД МВД России при согласовании маршрута.

Автомобиль сопровождения должен двигаться впереди колонны транспортных средств с опасными грузами. При этом по отношению к движению за ним транспортному средству автомобиль сопровождения должен двигаться с уступом с левой стороны, с тем чтобы его габариты по ширине выступали за габариты сопровождаемых транспортных средств.

Автомобиль сопровождения оборудуется проблесковым маячком желтого цвета, включение которого является дополнительным средством информации для предупреждения других участников дорожного движения, но не является преимуществом проезда.

На автомобилях сопровождения и транспортных средствах, осуществляющих перевозку опасных грузов, даже в дневное время должны быть включены фары ближнего света.

Порядок движения автомобилей сопровождения и способы информирования других участников дорожного движения об осуществлении перевозки

опасных грузов указываются ГИБДД МВД России в разделе "Особые условия движения" бланка согласования маршрута.

При перевозке «особо опасных грузов» колонной, состоящей из 5 и более автомобилей, в ее составе обязательно наличие резервного порожнего транспортного средства, приспособленного для перевозки данного вида груза. Резервное транспортное средство должно следовать в конце колонны.

Порядок сопровождения колонны патрульными автомобилями ГИБДД МВД России при прохождении маршрута перевозки по территории двух или более субъектов Российской Федерации определяется органом ГИБДД МВД России, с которым согласован маршрут движения.

11. Совместная перевозка опасных грузов различных классов и опасных грузов с грузами общего назначения.

Совместная перевозка различных классов опасных грузов на одном транспортном средстве (в одном контейнере) разрешается только в пределах правил допустимой совместимости.

12. Перевозка, очистка и ремонт порожней тары.

Перевозка неочищенной после транспортировки опасного груза порожней тары производится в том же порядке, что и перевозка данного опасного груза, в соответствии с требованиями настоящих Правил.

В товарно-транспортной накладной на перевозку порожней тары красным цветом делается отметка о том, какой опасный груз находился до этого в перевозимой таре.

Очистка порожней тары производится силами и средствами грузоотправителя (грузополучателя) с соблюдением мер безопасности и индивидуальной защиты.

Перевозка тары после ее полной очистки осуществляется на общих основаниях как неопасный груз, при этом в товарно-транспортной накладной грузоотправителем (грузополучателем) делается отметка красным цветом "Тара очищена".

Работы по ремонту резервуаров и контейнеров, использующихся для перевозки опасных грузов, производятся только после анализа воздушной среды на содержание ранее перевозимых веществ (грузов).

13. Ликвидация последствий аварий или инцидентов.

Организации-грузоотправители (грузополучатели) разрабатывают план действий в аварийной ситуации с вручением его водителю (сопровождающему) на каждую перевозку, выделяют для практической работы по ликвидации последствий аварий или инцидентов аварийные бригады и организуют для них соответствующую подготовку.

В плане действий в аварийной ситуации по ликвидации последствий аварий или инцидентов устанавливается порядок оповещения, прибытия, действия аварийной бригады и другого обслуживающего персонала, перечень необходи-

мого имущества и инструмента и технология их использования в процессе ликвидации последствий аварий и инцидентов.

В случае необходимости проведения ремонтных работ по устранению неисправностей тары с опасными грузами они осуществляются аварийной бригадой на специально отведенной для этой цели площадке (помещении), размещение которой определяется в плане мероприятий по ликвидации последствий аварий или инцидентов.

В случае дорожно-транспортного происшествия ответственное за перевозку опасного груза лицо руководит действиями водителя и лиц охраны (если имеются), информирует подразделение ГИБДД МВД России и при необходимости вызывает аварийную бригаду.

Аварийная бригада, прибывшая на место аварии или инцидента для ликвидации его последствий должна принять все меры предосторожности индивидуальной защиты, перечисленные в аварийной карточке СИО.

Действия аварийной бригады на месте аварии или инцидента включают:

- обнаружение и удаление поврежденной тары или рассыпанного (того) опасного груза;
- оказание первой медицинской помощи пострадавшим;
- обеспечение в случае необходимости эвакуации водителей и обслуживающего данную перевозку персонала;
- проведение дезактивации, дезинфекции;
- обезвреживание спецодежды и средств индивидуальной защиты;
- оповещение грузоотправителя и грузополучателя о случившемся аварии или инцидентах.

Примечание. Образцы оформления необходимых документов для перевозки опасных грузов на автомобильном транспорте (свидетельство о допуске транспортного средства к перевозке опасных грузов, бланк маршрута перевозки опасного груза, аварийная карточка системы информации об опасности перевозимого груза, информационная карточка с расшифровкой кода экстренных действий при пожаре или взрыве) приводятся в приложении Правил перевозки опасных грузов автомобильным транспортом [32] (Приказ № 77 Минтранса РФ от 14 октября 1999 г.).

6.6. Трубопроводный транспорт

Нефтепродуктопроводы протяженностью более 50 км и диаметром более 219 мм называются магистральными. Магистральные трубопроводы в зависимости от перекачиваемой жидкости соответственно называются: нефтепроводами – при перекачке нефти; нефтепродуктопроводами – при перекачке нефтепродуктов, например, бензина, керосина, дизельного топлива. [47, 56].

Магистральные нефтепроводы и нефтепродуктопроводы и ответвления от них в соответствии со Строительными нормами и правилами (СНиП II-45-75) сооружают диаметром до 1220 мм с избыточным давлением не выше 10 МПа (100 ат). Они предназначаются для транспортировки нефти и нефтепродуктов из районов их добычи, производства или хранения до мест потребления – нефтебаз, пунктов налива и отдельных промышленных предприятий.

Согласно СНиП 2.05.06-85 магистральные нефтепроводы в зависимости от диаметра трубопровода подразделяются на четыре класса: к I классу относятся трубопроводы диаметром 1000 – 1200 мм; ко II классу – трубопроводы диаметром 500 – 1000 мм; к III классу – трубопроводы диаметром 300 – 500 мм; к IV классу – трубопроводы диаметром менее 300 мм.

Первый трубопровод протяженностью 12 км, диаметром 3 дюйма (1 дюйм = 25,4 мм) был построен в 1872 г. и предназначался для перекачки нефти с Бакинских промыслов на бакинские нефтеперегонные заводы.

Протяженность магистральных трубопроводов России составляет около 220 тыс. км. Транспортировка продукции топливно-энергетического комплекса в 2000 г. составила более 30 % общего грузооборота [57].

Нефтепроводы и нефтепродуктопроводы по устройству в принципе одинаковы и состоят из трубопровода и насосных станций, располагаемых вдоль трассы трубопровода. Различаются они только отдельными элементами технологических схем магистрального трубопровода.

Длину трубопровода непосредственно по его трассе измеряют топографической лентой. При предварительных расчетах длину трубопровода можно определять по карте.

Основной задачей транспортировки нефти и нефтепродуктов является их доставка к нефтехранилищам, нефтеперерабатывающим заводам, нефтебазам и заправочным станциям.

Чтобы доставить нефтепродукт из пункта А в пункт Б по трассе с подъемами и спусками, рассмотрим схему, изображенную на рис. 6.4. Насос, установленный в пункте А, должен иметь напор, необходимый для преодоления высоты H_f , потерь энергии на трение по длине трубопровода h и обеспечения требуемого свободного напора на выходе.

Гидравлический уклон i есть тангенс угла α ($tg\alpha = h/L$). Величина L представляет собой проекцию профиля трассы на координатную ось. Величина h представляет собой потери энергии на трение по длине трубопровода на участке переменного профиля АБ. Например, если гидравлический уклон равен 0,002, то на длине горизонтального трубопровода 1000 м теряется 2 м столба (вапора) перекачиваемой жидкости.

Вертикальный отрезок $AC = H_n = H_f + h$ изображает полный напор (H_n), идущий на преодоление высоты подъема (H_f) и всех сопротивлений на указанном участке трубопровода (h). По величине H_n выбирают марку насоса. При

выборе марки насоса важным являются его развиваемый напор, расход и коэффициент полезного действия.

Между давлением P и напором H существует связь $P = \rho \cdot g \cdot H$, где ρ – плотность, кг/м^3 , g – ускорение свободного падения $9,81 \text{ м/с}^2$.



Рис. 6.4. Профиль трассы с линией гидравлического уклона

Линия CDE называется линией гидравлического уклона. В точке D на отрезке CE вертикальный отрезок DF (между линией профиля трассы и линией гидравлического уклона) равен пьезометрическому напору h_D . Отрезок BC – вертикальный отрезок, лежащий между линией гидравлического уклона и горизонталью BD, представляет собой потери напора от трения на пути от начальной точки до точки профиля F.

Линию гидравлического уклона можно представить как ось воображаемого трубопровода, в верхний конец которого жидкость подается насосами, а в нижнем движется самотеком под влиянием собственной тяжести.

По своему назначению нефтепроводы (нефтепродуктопроводы) можно разделить на следующие группы [57]:

промысловые – соединяющие скважины с различными объектами промыслами; новками подготовки нефти на промыслах;

технологические – предназначенные для транспортировки в пределах промышленного предприятия различных веществ – сырья, полуфабрикатов и готовых продуктов;

магистральные – предназначенные для транспортировки товарной нефти и нефтепродуктов (в том числе конденсатов) из района их добычи, хранения или хранения до мест потребления (нефтебаз, перевалочных баз, пунктов приема, цистерн, нефтеналивных терминалов, отдельных промышленных предприятий, нефтеперерабатывающих заводов).

Основным сооружением магистрального нефтепровода является **перекачивающая станция**, которую размещают на начальном участке трубопровода (в районе нефтепромыслов). Она служит для приема нефти с дальнейшей подачей ее в трубопровод.

Промежуточные перекачивающие станции обеспечивают дальнейшее передвижение нефти по трубопроводу, имеют аварийно-ремонтные пункты и устройства линейной и станционной связи.

В состав перекачивающих станций входят: резервуарный парк, устройства для пуска скребков или разделителей, установки для фильтров, а также отдельные емкости для сброса утечек и приема жидкости из предохранительных систем защиты.

Принятая на данном нефтепроводе технология перекачки нефти и нефтепродуктов диктует схему соединения насосов и резервуаров. Среди возможных схем можно выделить три основные [57]: **постанционную, с подключением резервуара, и насос в насос** (рис. 6.5).

Постанционная перекачка характеризуется тем, что нефть поступает в резервуар промежуточной перекачивающей станции до его заполнения, а затем из него откачивают нефть для подачи на следующую станцию (рис. 6.5, а).

Для обеспечения непрерывности работы трубопровода на станциях предусматривается не менее двух резервуаров, причем в один резервуар производится закачка, а из другого одновременно осуществляется откачка для подачи в трубопровод. По этой схеме требуется большее число резервуаров, что связано с усложнением условий эксплуатации и дополнительными затратами. Постанционная перекачка применяется только в отдельных случаях: при наладке нефтепровода, выявлении пропускной способности отдельных его перегонов.

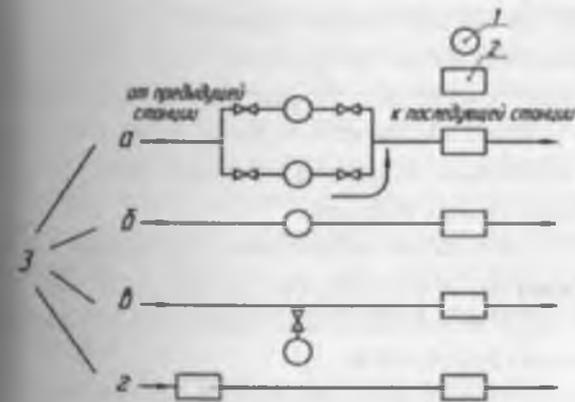


Рис. 6.5. Схемы трубопроводного транспорта: 1 – резервуар; 2 – насосная станция; 3 – системы перекачек: а – постанционная; б – через резервуар; в – с подключенным резервуаром; г – из насоса в насос

На практике чаще применяют **транзитную перекачку** (рис. 6.5, б – г). При такой перекачке поступающий в резервуар продукт немедленно всасывается насосами и перекачивается на следующую станцию. Резервуар одновременно

но включен и на прием продукта предыдущей станции, и на всасывание для дальнейшей его перекачки.

В зависимости от способа включения самого резервуара различают следующие системы транзитной перекачки: через резервуар, с подключением резервуаром, из насоса в насос.

Рассмотрим каждую из этих систем в отдельности. При последовательном включении резервуара жидкость, поступающая с предыдущей станции, прежде чем попасть на прием насосов, проходит через резервуар (рис. 6.5, б). Такие системы транспортировки нефтепродуктов называют перекачкой через резервуар.

Усиленное движение нефтепродукта способствует интенсификации процесса. Перекачка «через резервуар» применяется в случаях необходимости освобождения перекачиваемой жидкости от воздуха и газа до поступления в насос или для отстоя перекачиваемого продукта от воды по ходу перекачки. Рекомендуется для перекачки нефти и светлых нефтепродуктов.

В процессе перекачки (с подключенным резервуаром) жидкость поступает в насосы непосредственно из трубопровода, минуя резервуар, включенного параллельно (рис. 6.5, в). Из трубопровода в резервуар или наоборот жидкость поступает лишь в периоды нарушения согласованности работы перекачивающих станций. Потери от испарения из резервуаров значительно снижаются, так как в резервуары попадает часть перекачиваемого продукта. Основное количество нефтепродукта проходит из начального пункта трубопровода в конечный, не заходя в резервуары промежуточных станций.

Перекачка «из насоса в насос» является наиболее совершенной в отношении предотвращения потерь продукта от испарения (рис. 6.5, г). Недостатком этой схемы является «жесткая» гидравлическая связь всех участков, работающих в данном режиме. Любое изменение на отдельном участке вызывает изменения на всех остальных. Аварийная остановка одного участка ведет к остановке всех последовательных участков.

Основные элементы магистрального трубопровода – сваренные в неразрывную нитку трубы, представляющие собой собственно трубопровод. Трубы защищают от коррозии специальными покрытиями и, как правило, заглубляют в грунт обычно на глубину 0,8 м.

С интервалом 10 – 30 км, в зависимости от рельефа трассы, на трубопроводе устанавливают линейные задвижки для перекрытия участков в случае аварии или ремонта. Магистральные нефтепроводы имеют производительность до 78 млн. т в год.

Для магистральных трубопроводов применяются цельнотянутые стальные трубы диаметром 300 – 1220 мм. Толщина стенок определяется рабочим давлением в трубопроводе, которое может достигать 10 МПа.

В таблице 6.3 приведены характеристики магистральных труб Челябинского трубного завода (ТУ-14-3Р-03-94, ТУ-14-3-1698-90) для рабочих давлений 5,4 – 7,4 МПа [53].

Таблица 6.3

Характеристика магистральных труб

Наружный диаметр, мм	Номинальная толщина стенки, мм	Марка стали	Характеристики материала труб	
			σ_B , МПа	σ_T , МПа
1220	10; 11; 12; 13; 14; 15; 16.	08ГБЮ	510	350
1020	12,5; 12,9; 15,5; 16.	13Г1СУ	540	390
820	8; 9; 10; 11; 12.	13Г2АФ	530	363
720	8; 9; 10; 11; 12; 13; 14.	08ГБЮ	510	350
530	7; 7,5; 8; 9; 10.	17ГС	510	353

Примечание: в марках сталей, приведенных в таблице 6.3, буквами указаны легирующие добавки (Г – марганец, Б – ниобий, Ю – алюминий, А – азот, Ф – ванадий, С – кремний).

В качестве перекачивающих агрегатов *наиболее эффективны центробежные насосы*, так как они легко поддаются синхронизации и автоматическому регулированию. Кроме того, в отличие от поршневых насосов они не дают опасного повышения давления даже при полном закрытии задвижки на нагнетании. **Использование поршневых насосов может привести к тяжелой аварии вследствие недопустимого давления на выходе насосов предыдущей станции.** В этом случае обязательна установка предохранительных клапанов на приеме и выходе, отрегулированных на допустимый избыток давления. Для приема избытка продукта из предохранительных клапанов предусматривают специальные резервуары.

В таблице 6.4 приведены технические характеристики центробежных насосов, используемые при транспортировке по трубам нефти и нефтепродуктов. Максимальный коэффициент полезного действия (КПД max) насосов составляет 0,8 – 0,9. Частота вращения колес насосов соответствует 1480 мин⁻¹. Характеристики насосов даны для перекачиваемой воды при 20 °С.

Техническая характеристика магистральных центробежных насосов

Марка насоса	Диаметр рабочего колеса, мм	Максимальная подача, м ³ /ч	Напор, развиваемый насосом, м, при КПД тах	Максимальная мощность, кВт
НМ-500 - 300	300	500	350	500
НМ-5000 - 210	450	5000	210	2800
НМ-10000 - 210	495	10000	210	5800

Контрольные вопросы

1. Какие вещества являются опасными и особо опасными грузами?
2. В информационной таблице указывается номер опасного груза по ООН, опасности и КЭМ (код экстренных мер). Что указывается в поле информационной таблицы, располагаются данные КЭМ?
3. Что указывается в аварийной карточке перевозимого опасного груза?
4. Какие документы входят в систему информации об опасности (СИО)?
5. В каких местах автомобиля укрепляются информационные таблицы, указывающие опасность перевозимого груза?
6. Какие документы должен иметь водитель, перевозящий опасный груз?
7. Схемы установок цистерн на шасси автомобилей.
8. Технические данные прицепов и полуприцепов-цистерн.
9. В чем преимущества и недостатки трубопроводного транспорта?
10. Схемы трубопроводного транспорта.
11. Дайте характеристику магистральных труб и центробежных насосов.
12. Как определяется высота подъема нефтепродукта на трассе с перепадом высот?

7. ПЕРЕКАЧКА НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ

7.1. Гидравлический расчет трубопроводов

Основной задачей гидравлического расчета является определение диаметра d трубопровода и потери напора h по заданной производительности Q (объемному или массовому расходу).

Расчет вновь проектируемого трубопровода начинают с предварительного выбора диаметра и ориентировочно выбранной скорости движения жидкости [51, 60]. Рекомендуемая скорость в напорном трубопроводе зависит от вязкости нефтепродукта и выбирается в пределах 1 – 2,5 м/с. Чем меньше вязкость нефтепродукта, тем больше его скорость.

Основным свойством жидкости, влияющим на давление и производительность перекачки, является вязкость, характеризующая собой внутреннее трение жидкости. В формулах гидравлики трубопроводов обычно фигурирует кинематическая вязкость, измеряемая в квадратных метрах на секунду ($\text{м}^2/\text{с}$), в стоксах ($\text{см}^2/\text{с}$), или сантистоксах ($\text{мм}^2/\text{с}$).

Динамическая вязкость измеряется в $(\text{Н}/\text{м}^2)\cdot\text{с}$ или Па·с (Паскаль – секунда). Для перевода кинематической вязкости в динамическую ее значение в $\text{м}^2/\text{с}$ необходимо умножить на плотность в $\text{кг}/\text{м}^3$.

По скорости ϑ , диаметру d и кинематической вязкости ν устанавливается безразмерный параметр Рейнольдса Re и характер движения жидкости. Затем определяют коэффициент гидравлического сопротивления λ , потерн напора h и трение в трубопроводе и гидравлический уклон i .

В гидравлике различают два основных режима движения жидкости – ламинарный (спокойный) и турбулентный (вихревой). При ламинарном (лат. *lamina* – лат. *слой*) движении частицы жидкости движутся без перемешивания. Примером ламинарного движения может быть перемещение нефти в трубе. При турбулентном (*turbulentus* – лат. *вихревой*) частицы жидкости движутся с завихрениями, имея сложные траектории. На вихреобразование затрачивается часть энергии потока жидкости, что приводит к большим потерям.

Режим движения жидкости определяют по числу Рейнольдса:

$$Re = \vartheta \cdot d / \nu, \quad (7.1)$$

где ϑ – скорость движения жидкости в трубопроводе, м/с; d – диаметр трубопровода, м; ν – кинематическая вязкость, $\text{м}^2/\text{с}$.

Установлено, что при $Re > 2320$ в трубопроводе кругового сечения всегда имеет место турбулентный режим, а при $Re < 2320$ – ламинарный.

Для труб произвольного сечения вместо диаметра d подставляют значение $4 R_g$. Величина $R_g = \chi / s$ — это гидравлический радиус, равный отношению смоченного периметра χ к площади сечения s . Для трубы круглого сечения смоченный периметр равен $\pi \cdot d$, а площадь сечения $\pi \cdot d^2/4$. Гидравлический радиус R_g будет равен $d/4$.

Перемещение жидкости связано с потерей напора. Потери напора зависят от величины скорости движения жидкости и пропорциональны скорости в квадрате.

Напор — это энергия, отнесенная к единице веса. Напор измеряют в единицах длины (м, см, мм). Различают напор геометрический, пьезометрический и скоростной. Геометрический напор зависит от высоты положения резервуара. При подъеме резервуара с жидкостью плотностью 1000 кг/м^3 на высоту 10 м в шланге (трубопроводе) на плоскости сравнения (у основания) будет действовать избыточное давление $0,98 \cdot 10^5 \text{ Н/м}^2$ (1 атм.). Пьезометрический (пьеzo — греч. *далю*) напор зависит от величины давления, действующего на стенки трубы со стороны жидкости (газа). Пьезометрический напор определяется выражением $P/(\rho \cdot g)$. Скоростной напор зависит от величины средней скорости v и определяется выражением $v^2/2g$.

При перемещении жидкости по трубопроводам насос должен создавать напор, необходимый для преодоления гидравлических сопротивлений по длине трубопровода; местных сопротивлений (вентили, изгибы, повороты); геометрической высоты, равной разности отметок уровней жидкости в начальном и конечном пунктах перекачки, а также на создание скоростного напора (свободного напора на выходе).

Величина потери напора на трение по длине для труб круглого сечения выражается следующим уравнением гидравлики, предложенным учеными Дарси и Вейсбахом в 1755 г. [37, 61]:

$$h = \lambda \cdot \frac{l}{d} \cdot \frac{v^2}{2g},$$

где λ — коэффициент гидравлического сопротивления; v — средняя скорость движения жидкости, м/с; l — длина трубы, м; d — внутренний диаметр трубы, м; $g = 9,81 \text{ м/с}^2$ — ускорение свободного падения.

Потерю напора можно выразить через объемный расход, который определяется выражением:

$$Q = v \cdot F = v \cdot \pi \cdot d^2/4,$$

где F — площадь трубы.

Определив значение $g = 4 \cdot Q / (\pi \cdot d^2)$ и подставив его в выражение 7.2,

$$h = \frac{8 \cdot \lambda \cdot l \cdot Q^2}{\pi^2 \cdot g \cdot d^5} \quad (7.4)$$

Гидравлический уклон:

$$i = \frac{h}{l} = \frac{\lambda g^2}{2dg} = \operatorname{tg} \alpha, \quad (7.5)$$

где λ зависит от режима движения жидкости и от степени шероховатости стенок трубопровода.

Под шероховатостью понимают неровности (выступы) внутренних поверхностей стенок. Различают естественную и эквивалентную шероховатость. Эквивалентная (усредненная) шероховатость Δ равна 0,5 – 0,7 от максимальной величины естественной шероховатости.

Значения эквивалентной шероховатости для стальных и чугунных труб следующие:

1. Стальные новые – 0,02 – 0,1 мм.
2. Стальные, находящиеся в эксплуатации, до 1,0 мм.
3. Чугунные новые – 0,25 – 1,0 мм.
4. Чугунные, находящиеся в эксплуатации, до 1,5 мм.

При расчете потерь напора в стальных трубах нефтепроводов и газопроводов значение эквивалентной шероховатости Δ берут равным 0,1 – 0,2 мм.

Трубопроводы разделяются на гидравлически гладкие и гидравлически шероховатые. Гидравлически гладкими называются трубопроводы, в которых отдельные струи потока, двигаясь параллельно друг другу, плавно обтекают все неровности внутренней поверхности трубы, в результате чего шероховатость не оказывает влияния на сопротивление потока. Такое явление наблюдается при ламинарном режиме. Коэффициент гидравлического сопротивления λ для гидравлически гладких труб зависит от числа Re и не зависит от степени шероховатости стенок труб.

С увеличением турбулентности толщина пограничного слоя уменьшается, становится меньше естественной. Движущийся поток жидкости соприкасается с шероховатостью трубы, и потери напора по длине трубы увеличиваются.

Получаются дополнительные завихрения, создаваемые выступами, за счет которых величина коэффициента гидравлического сопротивления увеличивается. В этом случае коэффициент сопротивления зависит от шероховатости стенок трубопровода и числа Рейнольдса (зона смешанного трения). При дальнейшем увеличении числа Рейнольдса повышается турбулентность потока и, начиная с определенного значения Рейнольдса, коэффициент λ будет зависеть

только от шероховатости труб (квадратичная зона). При перекачке жидкостью квадратичного сопротивления не наблюдается. Он встречается при транспортировке газа. В нефтепроводах чаще встречается режим гидравлического течения с гладкого трения.

Величина коэффициента гидравлического сопротивления при ламинарном режиме, когда $Re < 2320$, зависит только от числа Рейнольдса (от скорости течения). Он зависит от состояния стенок (шероховатости), определяется по формуле Зейля (француз, доктор медицины 1840 г.):

$$\lambda = 64 / Re.$$

Для гидравлически гладких труб коэффициент λ не зависит от шероховатости, а зависит лишь от числа Re и определяется по формуле немецкого ученого Блазиуса (1913 г.):

$$\lambda = 0,3164 \cdot Re^{-0,25}.$$

Для шероховатых труб коэффициент сопротивления зависит от относительной шероховатости Δ/d , числа Рейнольдса и определяется по формуле русского ученого Альтшуля (1952 г.):

$$\lambda = 0,11 \cdot \left(\frac{\Delta}{d} + \frac{68}{Re} \right)^{0,25}.$$

Для труб, по которым движутся нефтепродукты, величина λ лежит в пределах 0,01 – 0,03. Для приближенных расчетов величину λ принимают равной 0,02.

При движении реальной жидкости кроме потерь напора на трение по длине потока могут возникать местные потери напора. В местных сопротивлениях изменяется скорость по величине (сужение, расширение), направлению (поворот) или одновременно по величине и по направлению (тройник). При обтекании турбулентным потоком какой-либо преграды происходит отрыв граничной струи от стенки с образованием вихревых зон. Вихревые зоны образуются вследствие трения транзитной струи с жидкостью, находящейся в мертвых зонах. Деформация потока и вращение жидкости в мертвых зонах происходит за счет энергии основного потока, что и вызывает потерю напора в местных сопротивлениях.

По предложению немецкого ученого Вейсбаха (1806 – 1871 гг.) местные потери напора принято выражать в частях от скоростного напора, называемого за местным сопротивлением

$$h_m = \zeta \cdot \frac{v^2}{2g},$$

где ζ – безразмерный коэффициент или коэффициент местного сопротивления зависит от формы последнего.

Значения коэффициентов местных сопротивлений приводятся в справочной литературе, а величины некоторых из них приведены в таблице 7.1.

Таблица 7.1

Значения коэффициентов местных сопротивлений

Виды местных сопротивлений	Значения коэффициентов местных сопротивлений
1. Фильтры для нефтепродуктов	1,7 – 2,2
2. Угольники с поворотом под прямым углом	1,5 – 2,0
3. Угольники с плавным поворотом под углом 90 градусов	0,12 – 0,15
4. Тройники с соединением потока	2,0 – 3,0
5. Тройники с разделением потока	1,0 – 2,0
6. Обратные клапаны	2,0 – 4,0
7. Вход в трубу без закругления кромок	0,5
8. Выход из трубы больших размеров	1,0
9. Кран	5,0 – 7,0
10. Задвижка при среднем открытии	2,0
11. Задвижка открытая	0,1

Суммарная потеря напора в трубопроводе определяется по формуле

$$\sum H = \sum h + \sum h_m, \quad (7.10)$$

где $\sum h$ – сумма потерь напора на трение по длине в трубе, у которой имеются участки с различными сечениями;

$\sum h_m$ – сумма потерь напора в местных сопротивлениях.

Следует отметить, что потери напора по длине трубы постоянного сечения изменяются пропорционально длине (линейно), а в местных сопротивлениях потери напора изменяются скачком (в конкретном сечении). При нахождении общих потерь на отдельных участках суммируют.

Технологические схемы трубопроводов бывают простыми и разветвленными (сложными). При расчете разветвленных (параллельных) систем необходимо помнить, что расход нефтепродукта до разветвления будет равен расходам, например, движущимся по двум ответвлениям. Определив внутренние диаметры труб (по допустимой скорости и расходу), определяют потери напора по формулам, приведенным выше.

Гидравлический расчет трубопроводов заканчивается определением потерь напора по длине и в местных сопротивлениях. Потери должны быть минимальными, обеспечивая высокую эффективность эксплуатации технологических схем.

Определив диаметр технологического трубопровода, проводят расчет прочности, оценивают толщину стенки и выбирают его марку (сортовой прокат). Затем выбирают тип, размер насоса по требуемой подаче и необходимому напору.

7.2. Расчет на прочность трубопроводов

На рис. 7.1 показана расчетная схема трубопровода 1, который закреплен фланцем 2, закрепленным сварным соединением. Труба имеет внутренний диаметр D с толщиной стенки δ . Наружный диаметр трубы $D_H = D + 2\delta$. Расчетная длина трубы равна внутреннему диаметру $L = D$. Величина расчетного давления P указывается в Н/м^2 .

Расчет трубы на прочность сводится к определению ее толщины при заданном запасе прочности [51]. Стенка трубы деформируется, когда величина растяжения (сжатия) превысит допустимое. Обычно в справочной литературе указывают предел прочности материала стенок трубы при растяжении (временное сопротивление) и предел текучести σ_T .

В таблице 7.2 приведены пределы прочности материалов, из которых изготавливаются трубы [6, 53]. Предел текучести σ_T — напряжение, при котором остаточная деформация образца больше предела упругости. При расчете предел упругости принимается равным пределу текучести. Предел прочности при растяжении σ_B (разрушение с образованием трещин) превышает предел текучести σ_T в 1,5 раза.

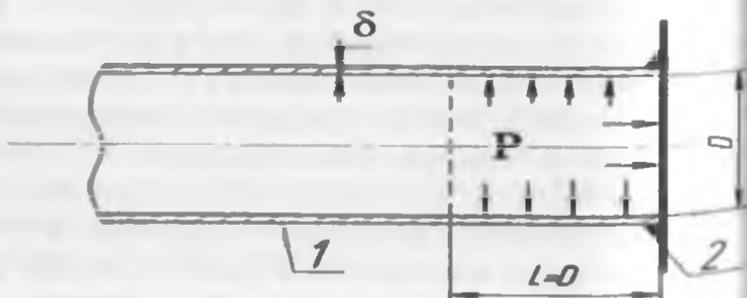


Рис. 7.1. Расчетная схема трубопровода

В марке стали 10Г2 цифра 2 и буква Г обозначают 2 % легирующей добавки марганца. Легирующая добавка улучшает качество стали. Сталь 10 содержит 0,1 % углерода.

При расчете труб ориентировочный внутренний диаметр трубопровода находят по формуле

$$D = \sqrt{4 \cdot Q / \pi \cdot g}, \quad (7.11)$$

где $Q = g \cdot F$ – объемный расход жидкости, м³/с; g – рекомендуемая средняя скорость перекачки нефтепродуктов, м/с (для линии нагнетания 1 – 2,5); $F = \pi \cdot D^2 / 4$ – площадь сечения трубопровода, м².

Полученное значение округляют до ближайшего наружного диаметра бесшовных труб, выполненных по ГОСТ – 550-75 (48, 60, 76, 89, 108, 114, 127, 133, 146, 152, 159, 168, 194, 219 мм).

Таблица 7.2

Характеристика бесшовных труб (ГОСТ 550-75)

Наружный диаметр, мм	Номинальная толщина стенки, мм	Марка стали	Характеристики материала труб	
			σ_B в МПа	σ_T в МПа
48	4; 5	10	334	206
60	4; 5; 6	10 Г2	470	265
76	4; 5; 6; 8	10 Г2	470	265
89	4; 5; 6; 7; 8	10 Г2	470	265
108	4; 5; 6; 7; 8	10 Г2	470	265
114	6; 7; 8; 9; 10; 11	10 Г2	470	265
127	6; 7; 8; 9; 10; 11; 12; 14	10 Г2	470	265
133	6; 7; 8; 9; 10; 11	10 Г2	470	265
146	11	10 Г2	470	265
152	6; 7; 8; 9; 10; 11; 14; 16	10 Г2	470	265
159	6; 7; 8; 9; 10; 11; 14; 16	10 Г2	470	265
168	11; 12	10 Г2	470	265
194	7; 8; 9; 10; 12	10 Г2	470	265
219	8; 9; 10; 11; 12; 14; 16; 18; 20	10 Г2	470	265

Прочность материала при растяжении (сжатии) находят из выражения

$$\sigma_B = N/F_2,$$

где $N = P \cdot F_1 = P \cdot D \cdot D$ – сила, Н, растягивающая трубу на участке F_1 ($L = D$); $F_2 = 2D \cdot \delta$ – площадь сечения трубы, на которую действует растягивающая сила.

Сокращая числитель и знаменатель составляющих выражения σ_B (для удобства расчетов), получим

$$\sigma_B = \frac{PD}{2\delta}.$$

Откуда толщина трубы равна

$$\delta = \frac{PD}{2\sigma_B}.$$

В процессе эксплуатации трубопровода он дополнительно может подвергаться температурным деформациям и гидравлическому удару, который возникает при быстром закрытии задвижек.

При гидравлическом ударе, согласно формуле Н.Е. Жуковского, давление повышается на величину

$$\Delta P = \rho \cdot g \cdot a,$$

где a – скорость звука в нефтепродукте, равная 1000 – 1100 м/с.

При плотности ρ нефтепродукта 900 кг/м³, потерянной скорости звука 1000 м/с величина ΔP составит 900000 Н/м².

Для борьбы с гидравлическим ударом устанавливают на трубопроводе воздушные колпаки, предохранительные клапаны и рекомендуют медленнее закрывать и открывать задвижки.

Расчетное значение σ_{Bp} принимается $(0,4 - 0,6) \cdot \sigma_B$ или $(0,6 - 0,8) \cdot \sigma_B$ для обеспечения запаса прочности трубы в пределах 1,5 – 2,5.

Пример определения толщины трубы.

Дано: диаметр трубы 108 мм (0,108 м), давление в трубе 5 МПа (5 МПа), материал трубы сталь 10Г2, предел прочности материала при растяжении $\sigma_B = 470$ МПа. Расчетное значение $\sigma_{Bp} = 0,5 \sigma_B = 235$ МПа.

$$\delta = PD/2\sigma_{Bp} = 5 \cdot 0,108/2 \cdot 235 = 0,00115 \text{ м или } 1,15 \text{ мм.}$$

Округляем расчетное значение толщины трубы до 4 мм. Запас прочности трубы более 3.

Расчет на прочность крепления фланца (путем сварки или болтов) выполняется по формуле

$$\sigma_B = N/F_C, \quad (7.16)$$

где $N = P \cdot \pi \cdot D^2/4$ – сила, Н, действующая на фланец и отрывающая его; $F_C = \pi \cdot D \cdot \chi$ – площадь сварного соединения (здесь χ – толщина сварного шва, которая принимается равной толщине трубы δ).

При установке задвижек на трубопровод используются болтовые соединения. Расчет на прочность болтов и выбор их количества производится по формуле

$$\sigma_B = N/F_B, \quad (7.17)$$

где $F_B = \pi \cdot D_B^2 \cdot n/4$ – общая площадь поперечных сечений болтов, здесь D_B – диаметр болтов, м, n – количество болтов.

Более точный расчет труб с учетом коэффициента надежности по материалу (1,34 – 1,55) и коэффициента надежности по назначению трубопровода (1,0 – 1,05) приведен в работе [54]. При расчете на прочность стальных трубопроводов необходимо учитывать требования СНиП-2.04.12.86.

7.3. Насосная установка

Насосная установка предназначена для перемещения жидкости и сообщения ей необходимой по величине энергии давления и скорости.

На рис. 7.3 приведена принципиальная схема насосной установки, перекачивающей жидкость из приемного (всасывающего) резервуара 1 в напорный 2. Установка содержит входной фильтр 3, обратный клапан 4, который не пропускает жидкость в обратном направлении и не дает возможности системе самонесом опорожняться.

Всасывающий трубопровод 4 имеет диаметр d_v , обеспечивающий скорость всасывания не более 1 – 1,5 м/с. Если из всасывающего трубопровода полностью удалить воздух, то под действием атмосферного давления (760 мм рт. ст.) и при температуре 20 °С вода поднимется на высоту 10 м. Если пренебречь скоростным напором и потерями на трение и в местных сопротивлениях (ввиду их малости, 0,1 – 0,3 м), то *высоту всасывания* можно определить из выражения:

$$h_{вс} = (P_{ат} - P_{вс})/\rho \cdot g, \quad (7.18)$$

где $P_{ат}$ – атмосферное давление ($1 \cdot 10^5$ Н/м²);
 $P_{вс}$ – абсолютное давление во всасывающей линии.

Для нормальной работы насоса необходимо, чтобы давление P было больше давления парообразования $P_{ПАР}$ (насыщенных паров).

Например, давление $P_{ПАР}$ для нефтепродукта при $38\text{ }^{\circ}\text{C}$ равно $0,7 \cdot 10^5\text{ Н/м}^2$. Выберем $P_{ВС}$ равным $0,8 \cdot 10^5\text{ Н/м}^2$, тогда при плотности ρ , соответствующей 700 кг/м^3 , высота всасывания (согласно формуле 7.18) будет равна примерно 3 м.

Высота всасывания $h_{вс}$ для темных нефтепродуктов составляет 4 – 5 м, для светлых нефтепродуктов (бензин, керосин) высота всасывания выбирается в пределах 3 – 4 м. При высоте всасывания больше допустимой начинается кавитация (образование в жидкости пузырьков) и разрушения лопаток насоса. Для контроля разрежения в линии всасывания используется вакуумметр. Следует помнить, что если вакуумметр показывает $0,3 \cdot 10^5\text{ Н/м}^2$ (недостаток давления до атмосферного) или 0,3 атм., то абсолютное давление в линии всасывания равно $0,7 \cdot 10^5\text{ Н/м}^2$ (0,7 атм.) или 70 кПа.

Высоту всасывания и нагнетания необходимо выбирать в зависимости от вязкости нефтепродукта и давления парообразования. В таблице 7.3 приведены рекомендуемые значения средних скоростей во всасывающей и напорной линиях в зависимости от вязкости нефтепродуктов [18].

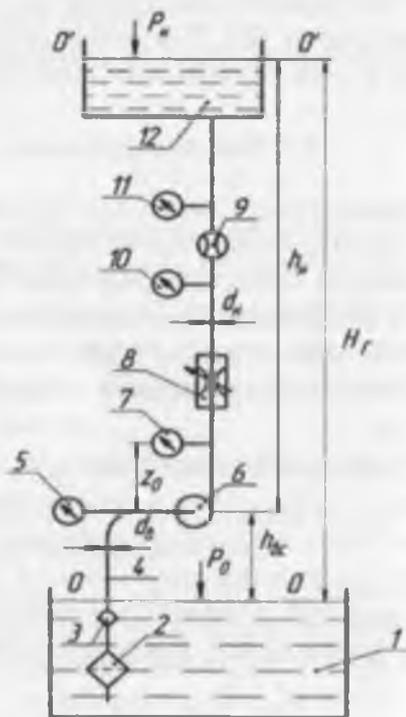


Рис. 7.2. Схема насосной установки

Таблица 7.3

Рекомендуемая средняя скорость в линиях всасывания и нагнетания в зависимости от вязкости нефтепродукта

Кинематическая вязкость, $\text{см}^2/\text{с}$	Средняя скорость в линии всасывания, м/с	Средняя скорость в линии нагнетания, м/с
0,01 – 0,012	1,5	2,5
0,012 – 0,07	1,25	1,75
0,07 – 1,50	1,1	1,2
1,50 – 5,0	1,0	1,1
5,0 – 10,0	0,8	1,0

Основу насосной установки составляет насос с электродвигателем. Для перекачки нефтепродуктов часто используют центробежные насосы, которые просты по конструкции и надежны в работе.

На рис. 7.3 показан разрез консольного центробежного насоса. При вращении вала 5 и рабочего колеса 4 жидкость под действием центробежных сил отбрасывается от центра к периферии, создавая давление. В полости всасывания насоса создается разрежение, заполняемое потоком жидкости (например, из резервуара). Жидкость поступает в полость насоса под действием атмосферного давления.

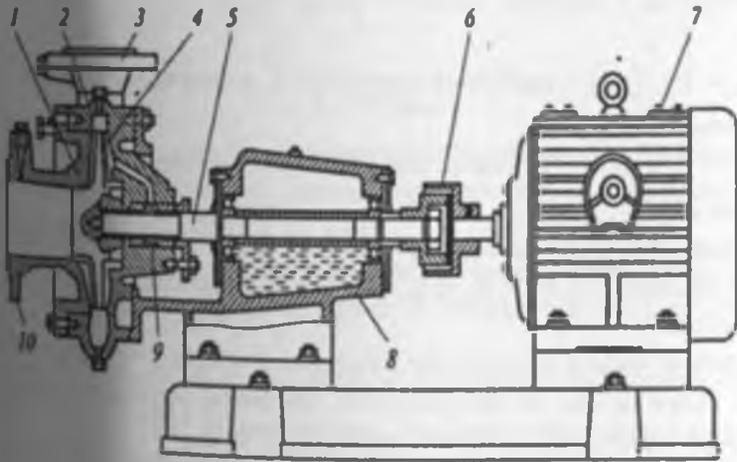


Рис. 7.3. Консольный центробежный насос:

- 1 – корпус; 2 – крышка корпуса; 3 – нагнетательный патрубок; 4 – колесо рабочее;
 5 – вал; 6 – муфта; 7 – электродвигатель; 8 – масляная ванна; 9 – сальниковое уплотнение;
 10 – всасывающий патрубок

Насос 6 (рис. 7.2) перемещает жидкость из линии всасывания в линию нагнетания, которая имеет трубопровод диаметром d_n . Для контроля давления в линии нагнетания установлен манометр 7.

Для изменения подачи насоса установлен дроссель (задвижка) 8. Подача определяется при помощи мерной шайбы 9 и разности показаний манометров 10 и 11. Подача (расход жидкости) может определяться при помощи счетчика, установленного вместо мерной шайбы. Мерная шайба представляет собой фланцевую заглушку с отверстием меньше сечения трубопровода.

Уровень свободной поверхности в приемном резервуаре обозначен $O-O$, а в напорном — O^1-O^1 . Высота нагнетания обозначена через Z_n . Геометрический напор — H_n . Геометрический напор есть расстояние между уровнями $O-O$ и O^1-O^1 . Давление на свободной поверхности в приемном и напорном резервуарах обозначено через P_a и P_n . Расстояние между вакуумметром и манометром определяется величиной Z_m .

Перед началом работы установки всасывающая труба и насос заполняются жидкостью. Во избежание большого пускового момента на валу двигателя включают насос при закрытом дросселе 8.

Напор, развиваемый насосом, — разность удельных энергий при выходе из насоса и входе в него. Если всасывающий и напорный трубопроводы имеют одинаковые диаметры, то скорости движения жидкости в них будут равны. Тогда напор, развиваемый насосом, определится выражением:

$$H_n = Z_o + h_m + h_s,$$

где $h_m = P_m / (\rho g)$ — показание манометра 7, выраженное в метрах столба перекачиваемой жидкости;

$h_s = P_a / (\rho g)$ — показания вакуумметра 5, в метрах столба перекачиваемой жидкости.

Если установка перекачивает воду и манометр при 20°C показывает точное давление $0,2\text{ МПа}$ (2 атм.), то это примерно соответствует напору в 20 м вод. столба.

Подача насоса (расход) регулируется дросселем 8, определяется по показаниям счетчика или по тарировочной диаграмме мерной шайбы (зависит от расхода от перепада давления на шайбе).

Объемную подачу насоса, $\text{м}^3/\text{с}$, можно определить расчетным путем по формуле:

$$Q = \mu \cdot S_{ш} \cdot \sqrt{\frac{2\Delta P}{\rho}},$$

где m — коэффициент расхода мерной шайбы (0,6 – 0,8);

$S_{ш}$ — площадь проходного сечения мерной шайбы, м²;

ΔP — перепад давления на мерной шайбе, Н/м²;

ρ — плотность жидкости (для нефтепродуктов 700 – 950 кг/м³).

Потребный напор — это энергия, которую необходимо сообщить единице жидкости для перемещения ее из приемного (всасывающего) резервуара в напорный. Если P_1 и P_2 равны $P_{атм}}$ то потребный напор равен

$$H_n = H_z + \sum h_n, \quad (7.21)$$

где $\sum h_n$ — сумма потерь во всасывающей и напорной магистралях.

Потребный напор насоса определяют по результатам гидравлического расчета (определение потерь) трубопровода (сети), в которую нагнетается жидкость.

Характеристика сети представляет собой графическую зависимость между напором насоса и сопротивлением трубопровода.

Суммарные потери напора во всасывающей и нагнетательной магистралях находят по формуле:

$$\sum h_n = \sum h + \sum h_n, \quad (7.22)$$

Подставляем вместо h и h_n их значения из уравнений 7.2 и 7.9. Величину средней скорости возьмем из выражения 7.3 ($v = 4 \cdot Q / (\pi \cdot d^2)$), ($v^2 = 14 \cdot Q^2 / (\pi^2 \cdot d^4)$) и после преобразования формулы 7.22 окончательно получим:

$$\sum h_n = k \cdot Q^2, \quad (7.23)$$

где k — постоянный коэффициент, зависящий от значений коэффициента гидравлического сопротивления λ , длины трубы, ее диаметра, количества и значений местных сопротивлений ζ .

Уравнение 7.23 представляет собой характеристику трубопровода (сети). Суммарные потери сети пропорциональны объемному расходу в квадрате.

7.3.1. Совмещенная характеристика насоса и трубопровода

Если на график $H - Q$ нанести (рис. 7.4) характеристику насоса и трубопровода, то совместный график называется совмещенной характеристикой.

Точка пересечения характеристик насоса (1) и трубопровода (2) является **рабочей точкой насоса** (3), которая соответствует потребной подаче Q_n и потребному напору H_n . Рабочая точка определяет максимально возможный расход и напор при работе насоса на данную сеть. При проектировании трубопроводов

и подборе насосов необходимо стремиться к тому, чтобы рабочая точка находилась на ординате максимального КПД.

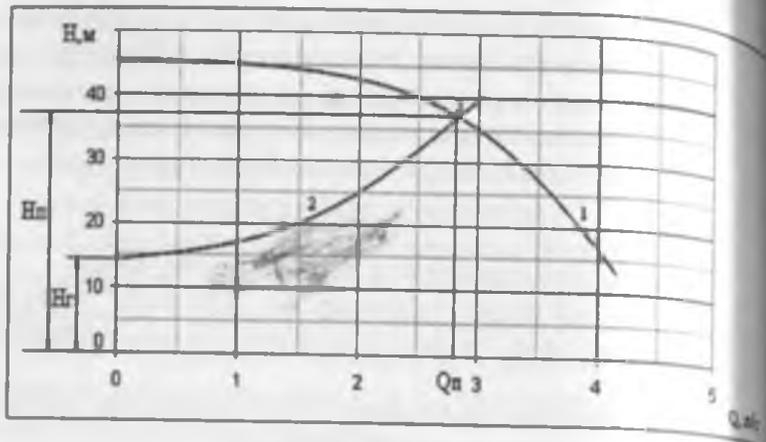


Рис. 7.4. Определение рабочей точки насоса:
1 – характеристика центробежного насоса; 2 – характеристика сети

На рис. 7.4 представлены совмещенные рабочие характеристики насоса и трубопровода. Рабочая характеристика трубопровода (сети) приведена при метрическом напоре, равном высоте подъема жидкости H_g . По величине требуемых (требуемых) значений Q_n и H_n определяют мощность на валу насоса по формуле:

$$N_n = \rho \cdot g \cdot H_n \cdot Q_n / \eta = P_n \cdot Q_n / \eta,$$

где η – полный КПД центробежного насоса (0,7 – 0,9).

Мощность двигателя, приводящего в движение насос, равна

$$N_d = (1,2 - 1,3) \cdot N_n.$$

7.3.2. Регулирование режимов работы насоса

Характеристике насоса и сети (рис. 7.4) соответствует только одна рабочая точка. Между тем требуемая подача может изменяться. Для изменения режима работы насоса центробежного типа изменяют либо характеристику насоса, либо характеристику сети.

Регулирование сети может осуществляться при помощи задвижки (дроселированием). На рис. 7.5 путем изменения проходного сечения задвижки характеристика сети изменяется. Рабочим точкам 1, 2, 3 будет соответствовать требуемый расход Q_1, Q_2, Q_3 .

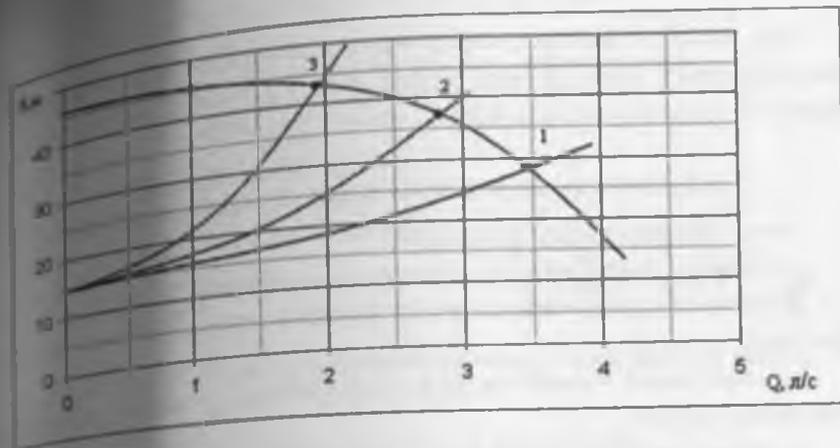


Рис. 7.5. Регулирование насосной установки путем изменения характеристики сети

На рис. 7.6 показано регулирование насосной установки путем изменения частоты вращения насоса. При частотах вращения вала насоса n_1, n_2, n_3 происходит изменение расхода нефтепродукта. Для этой цели необходим двигатель с переменной частотой вращения. Данный способ регулирования сложный, но экономичный.

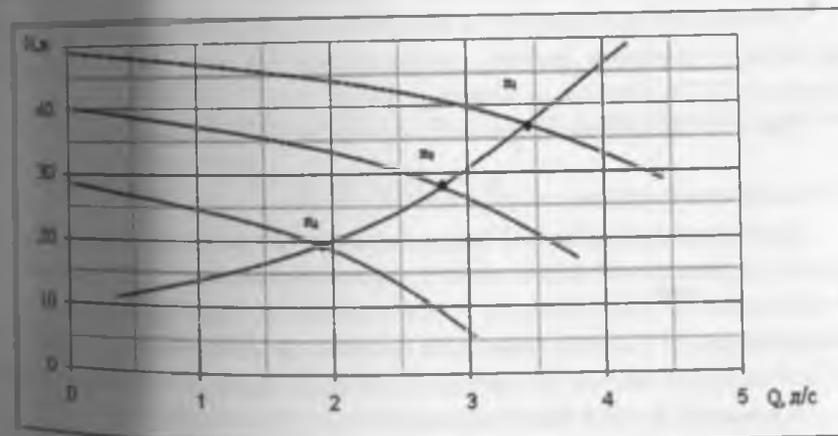


Рис. 7.6. Регулирование насосной установки путем изменения характеристики насоса

При изменении частоты вращения вала насоса с n_1 до n_2 изменяются его главные показатели – расход Q , напор H и мощность N .

Примерные соотношения частот вращения и соотношения расходов, напора и мощности следующие [21]:

$$n_1/n_2 = Q_1/Q_2; n_1^2/n_2^2 = H_1/H_2; n_1^3/n_2^3 = N_1/N_2$$

При расчете и выборе центробежных насосов вначале определяют быстроходности, затем размеры колеса, форму и число лопаток, скорости, определяют КПД, расход, напор и мощность.

7.3.3. Выбор основных параметров центробежного насоса

Центробежные насосы различают:

- 1) по числу рабочих колес – с одним колесом и многоколесные;
- 2) типу лопастного колеса – с открытыми, полузакрытыми и закрытыми колесами;
- 3) числу входа жидкой среды в колесо насоса – с односторонним и двусторонним входом;
- 4) форме лопаток – радиальные (с выходом по радиусу), загнутые назад и загнутые вперед (по направлению вращения);
- 5) способу отвода жидкости – спиральные насосы и турбинные, в которых жидкость из колеса поступает в спиральную камеру через направляющие лопатки, представляющий собой неподвижное колесо с лопатками;
- 6) развиваемому напору – низконапорные (до 20 м), средненапорные (20 – 60 м) и высоконапорные (более 60 м);
- 7) степени быстроходности – тихоходные (40 – 60 мин⁻¹), нормальноходные (80 – 150 мин⁻¹), быстроходные (150 – 300 мин⁻¹).

Степень быстроходности n_s представляет собой число оборотов в минуту эталонного насосного колеса, перекачивающего воду, которое при мощности 0,736 кВт (1 л. с) развивает напор 1 м.

Степень быстроходности насоса определяют из выражения:

$$n_s = 3,65 \cdot n \cdot \sqrt{Q} / H^{0,75}$$

Из анализа формулы 7.27 следует, что при данном числе оборотов в минуту (частоте), увеличении подачи Q , м³/с, и уменьшении напора H (м) величина степени быстроходности n_s увеличивается, и наоборот. По этой причине типы колес с малой быстроходности приспособлены для создания больших напоров при малых подачах, а колеса большой быстроходности (диагональные и осевые) применяются при больших подачах и малых напорах.

В зависимости от величины быстроходности изменяются размеры колеса, причем именно отношение наружного выходного диаметра лопастного колеса к диаметру входа потока жидкости в колесо D_2 .

В таблице 7.4 приведены значения степени быстроходности n_s и отношения D_2 к D_1 для различных типов лопастных колес [21].

Характеристики различных типов лопастных колес

Типы лопастных колес	n_3 , мин ⁻¹	D_2/D_1
1. Центробежные тихоходные	40 – 80	2,5
2. Центробежные нормальные	80 – 150	2,0
3. Центробежные быстроходные	150 – 300	1,4 – 1,8
4. Диагональные	300 – 600	1,1 – 1,2
5. Осевые	600 – 1800	0,6 – 0,8

Теоретический напор, создаваемый колесом центробежного насоса, равен разности напоров на выходе и входе в него

$$H_T = (P_2/\gamma + V_2^2/2g) - (P_1/\gamma + V_1^2/2g) = (P_2 - P_1)/\gamma + (V_2^2 - V_1^2)/2g, \quad (7.28)$$

где P_1 и P_2 – давления жидкости, Па, на входе и выходе из колеса;

V_1 и V_2 – абсолютные скорости, м/с, на входе в колесо и выходе из колеса;

γ – удельный вес жидкости, Н/м³ (для нефтепродукта плотностью 850 кг/м³, $\gamma = 8330$ Н/м³).

В выражение 7.28 входят значения давления P_1 и P_2 , их можно заменить значениями скоростей, используя уравнение Бернулли для течения жидкости в межлопаточных каналах

$$P_1/\gamma + W_1^2/2g = P_2/\gamma + W_2^2/2g - H_w, \quad (7.29)$$

где W_1 и W_2 – относительные скорости (касательные к поверхности лопатки) на входе и выходе из колеса;

$H_w = (U_2^2 - U_1^2)/2g$ – напор, возникающий от работы центробежных сил, здесь U_1 и U_2 – окружные скорости на входе и выходе из рабочего колеса.

На рис. 7.7 показаны планы скоростей на входе (точка 1) и выходе из колеса (точка 2) центробежного насоса.

После подстановки выражения 7.29 в выражение 7.28, преобразуя и сокращая, получим *уравнение Леонардо Эйлера* (1707 – 1783 гг., член Петербургской академии наук) для колес с радиальным входом жидкости

$$H_T = U_2 \cdot V_2 \cos \alpha_2 / g, \quad (7.30)$$

где α_2 – угол между векторами окружной U_2 и абсолютной V_2 скоростями на выходе из колеса;

g – ускорение свободного падения, 9,8 м/с².

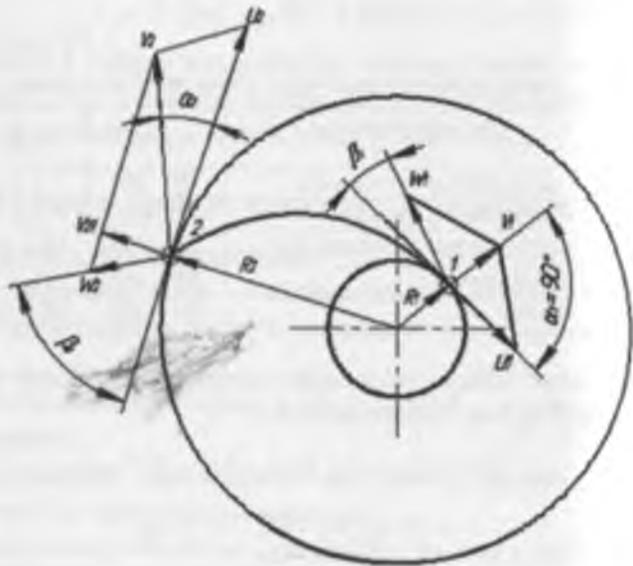


Рис. 7.7. Планы скоростей на входе и выходе из колеса

Для колеса с радиальными лопатками $V_2 \cos \alpha_2 = U_2$ и уравнение 7.20 принимает более простой вид

$$H_T = U_2^2 / g.$$

Значение окружной скорости на выходе из колеса определяют из выражения

$$U_2 = \pi \cdot n \cdot D_2 / 60,$$

где n – частота вращения вала насоса, мин⁻¹ (750, 1500, 3000).

При известных значениях n и D_2 можно определить теоретический напор H_T , создаваемый колесом.

В процессе вращения колеса под действием центробежных сил частицы жидкости перемещаются от центра к периферии. Напор создается рабочим колесом в результате:

- 1) работы центробежных сил $(U_2^2 - U_1^2) / 2g$ – статический напор;
- 2) прироста кинетической энергии абсолютного движения $(V_2^2 - V_1^2) / 2g$ – динамический (скоростной) напор;
- 3) преобразования величины относительной скорости $(W_1^2 - W_2^2) / 2g$ – статический напор.

На рис. 7.8 показаны формы лопаток центробежных машин (направление вращения по часовой стрелке).

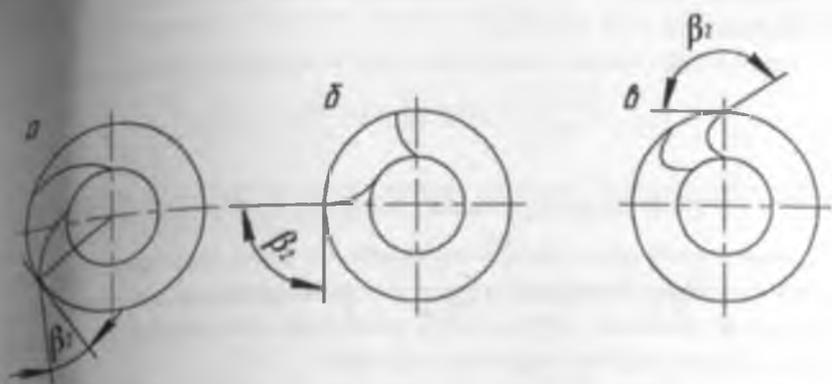


Рис. 7.8. Формы лопаток: а – загнутые назад; б – с радиальным (по радиусу) выходом; в – загнутые вперед

В зависимости от формы лопаток в общем напоре, создаваемом колесом, статический и динамический напор распределяются следующим образом:

- 1) лопатки радиальные – примерно 50 % статический напор и 50 % динамический (применяют в центробежных насосах, дымососах);
- 2) лопатки загнутые назад – преобладает статический напор (применяют в центробежных насосах);
- 3) лопатки загнутые вперед – преобладает динамический напор или энергия скорости (применяют в вентиляторах).

От выбранного количества лопаток и их толщины зависит проходное сечение колеса. Уменьшение проходного сечения на выходе из колеса учитывается коэффициентом стеснения K_2 , который равен 0,85 – 0,95 и определяется выражением

$$K_2 = (\pi \cdot D_2 \cdot b_2 - Z \cdot b_2 \cdot \delta) / (\pi \cdot D_2 \cdot b_2), \quad (7.33)$$

где b_2 – ширина проходной части колеса на выходе, $b_2 = (0,05 - 0,1) D_2$; D_2 – диаметр колеса на выходе; Z – количество лопаток (5 – 13); δ – толщина лопаток ($\delta = 0,1 - 0,3$) b_2 .

Колесо насоса при степени быстроходности 100 – 150 имеет максимальный коэффициент полезного действия при числе лопаток, равных 7 – 11.

Совершенство центробежного насоса оценивают коэффициентом полезного действия (КПД).

Объемный КПД (η_v) учитывает перетекание жидкости из полости нагнетания в полость всасывания через зазоры между корпусом насоса и колесом, равен 0,85 – 0,95.

Гидравлический КПД (η_r) учитывает совершенство проточной части колеса (потери на трение, образование вихрей) и равен 0,85 – 0,95.

Механический КПД (η_M) учитывает потери на трение в подшипниках уплотнениях, равен 0,95 – 0,98.

Общий КПД насоса равен 0,70 – 0,90 и определяется из выражения

$$\eta = \eta_0 \cdot \eta_r \cdot \eta_M$$

7.3.4. Пример расчета колеса центробежного насоса

Марку требуемого насоса выбирают из числа серийных насосов, выпускаемых на отечественных или зарубежных специализированных заводах. На практике встречаются случаи, когда необходим поверочный расчет насоса с целью создания новой конструкции.

Исходные данные. Часовой расход жидкости $Q = 150 \text{ м}^3/\text{час}$, секундный расход $0,0416 \text{ м}^3/\text{с}$; требуемый напор $H = 18 \text{ м}$; частота вращения вала $n = 1450 \text{ мин}^{-1}$; угловая скорость $\omega = \pi \cdot n / 30 = 152 \text{ сек}^{-1}$. Перекачиваемая жидкость – нефтепродукт плотностью 850 кг/м^3 .

На рис. 7.9 показан разрез колеса центробежного насоса.

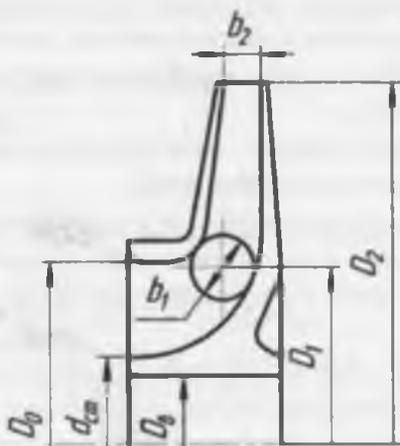


Рис. 7.9. Разрез колеса центробежного насоса

Передача энергии происходит путем силового воздействия лопаток жидкости. За счет вращательного движения и создания центробежной силы частицы жидкости перемещаются от центра к периферии (окраине), приобретая абсолютную скорость до 20 – 80 м/с. Скорость жидкости в трубопроводах гидравлических потерь не превышает 3 – 5 м/с. По этой причине абсолютная скорость жидкости на выходе из колеса снижают в расширяющихся камерах диффузоров. В диффузоре и спиральной камере энергия скорости жидкости переходит в энергию давления.

1. В начале расчета насосного колеса определяем его степень быстроходности [21]

$$n_s = 3,65 \cdot n \frac{\sqrt{Q}}{H^{3/4}} = 3,65 \cdot 1450 \frac{\sqrt{0,0416}}{18^{3/4}} = 124.$$

По степени быстроходности из данных таблицы 7.3 определяем, что колесо нормальное, отношение $D_2/D_1 = 2$.

2. Определяем диаметр канала на входе в колесо без учета диаметра ступицы

$$D_1 = (4 + 4,5) \cdot 10^3 \cdot \sqrt[3]{\frac{Q}{n}} = 4,5 \cdot 10^3 \cdot \sqrt[3]{\frac{0,0416}{1450}} = 138 \text{ мм.}$$

Диаметр канала приблизительно можно определить, найдя площадь F по известному расходу Q и принятой допустимой средней скорости жидкости, равной $1 - 2,5$ м/с.

$$Q = v \cdot F = v \cdot \pi \cdot D_1^2 / 4.$$

Для принятой скорости 2,5 м/с диаметр канала на входе в колесо будет равен 0,145 м.

3. Принимаем объемный КПД (η_0), равный 0,95; гидравлический КПД (η_r), равный 0,9; механический КПД (η_M), равный 0,97, тогда

$$\eta = \eta_0 \cdot \eta_r \cdot \eta_M = 0,95 \cdot 0,90 \cdot 0,97 = 0,83.$$

4. По величине требуемых значений подачи Q и напора H определяем мощность на валу насоса по формуле:

$$N = \rho \cdot g \cdot H \cdot Q / \eta = 850 \cdot 9,8 \cdot 18 \cdot 0,0416 / 0,83 = 7515 \text{ Вт} = 7,5 \text{ кВт.}$$

5. Мощность двигателя, приводящего в движение насос, равна

$$N_d = 1,2 \cdot N = 1,2 \cdot 7,5 = 9 \text{ кВт.}$$

6. Определяем крутящий момент на валу привода насоса

$$M = 9550 \cdot \frac{N}{n} = 9550 \cdot \frac{9}{1450} = 60 \text{ Н} \cdot \text{м.}$$

Для приводного вала выбираем сталь марки 20 с допустимым напряжением кручения $\tau_{кр} = 150 \cdot 10^6 \text{ Н/м}^2$. Момент сопротивления круглого сечения вала $W = 0,2 D^3$.

7. Напряжение вала от его кручения находим из выражения $\tau_{кр} = M/W$.

8. Диаметр вала выбираем по формуле

$$D_B = \sqrt{\frac{M}{0,2\tau_{sp}}} = \sqrt{\frac{60,00}{0,2 \cdot 150 \cdot 10^6}} = 0,013 \text{ м.}$$

С учетом запаса прочности (3-4) и стандартного значения вала его значение 0,05 м.

9. Диаметр ступицы колеса насоса

$$d_{ст} = 1,2D_B = 1,2 \cdot 0,05 = 60 \text{ мм.}$$

10. Определяем скорость на входе в колесо

$$g_0 = 0,06 \cdot \sqrt{Q \cdot n^2} = 0,06 \cdot \sqrt{0,0416 \cdot 1450^2} = 2,7 \text{ м/сек.}$$

11. Уточняем диаметр колеса на входе с учетом диаметра ступицы

$$D_0 = \sqrt{\frac{4Q}{\pi g_0} + d_{ст}^2} = \sqrt{\frac{4 \cdot 0,0416}{3,14 \cdot 2,7} + 0,06^2} = 0,15 \text{ м.}$$

Окончательно имеем

$$g_0 = \frac{4 \cdot Q}{\pi(D_0^2 - d_{ст}^2)} = \frac{4 \cdot 0,0416}{3,14(0,15^2 - 0,06^2)} = 2,8 \text{ м/сек.}$$

12. Выбираем радиус на входе в колесо r_1 , радиальную составляющую лотной скорости g_{1R} (вход в колесо радиальный) и ширину входа в колесо b_1

$$r_1 = 0,8 \frac{D_0}{2} = 0,8 \frac{0,15}{2} = 60 \text{ мм; } g_{1R} = g_0 = 2,8 \text{ м/сек;}$$

$$b_1 = \frac{Q}{2\pi \cdot r_1 \cdot g_{1R}} = \frac{0,0416}{2 \cdot 3,14 \cdot 0,06 \cdot 2,8} = 0,040 \text{ м.}$$

13. На диске колеса имеются лопатки, которые уменьшают площадь и увеличивают скорость жидкости. Увеличение скорости учитывается коэффициентом стеснения K_1

$$K_1 = 0,87; g_{1R}^* = g_{1R} / K_1 = 2,8 / 0,87 = 3,2 \text{ м/сек.}$$

14. Окружная скорость на входном радиусе колеса и угол β_1 на выходе лопатки находятся из выражений:

$$u_1 = \omega \cdot r_1 = 152 \cdot 0,06 = 9,12 \text{ м/сек;}$$

$$\tan \beta_1 = \frac{u_{1R}}{u_1} = \frac{3,2}{9,12} = 0,35; \beta_1 = 18^\circ.$$

15. Определяем требуемый напор с учетом гидравлического КПД

$$H_m = \frac{H}{\eta_s} = \frac{18}{0,9} = 20 \text{ м.}$$

16. Для создания данного напора у колеса с радиальным выходом лопаток окружная скорость должна быть не менее

$$U_2^* = \sqrt{g \cdot H_m} = \sqrt{9,8 \cdot 20} = 14 \text{ м/с.}$$

Для колес с лопатками, загнутыми назад, значение u_2 должно быть увеличено на 30-50%.

$$u_2 = 1,4 \cdot U_2^* = 1,4 \cdot 14 = 20 \text{ м/с.}$$

17. Определяем наружный радиус колеса и его диаметр

$$r_2 = \frac{u_2}{\omega} = \frac{20}{152} = 0,13 \text{ м; } D_2 = 2r_2 = 260 \text{ мм.}$$

18. Из конструктивных соображений принимаем

$$b_2 = 0,7 \cdot b_1 = 0,7 \cdot 0,04 = 0,028 \text{ м.}$$

19. Увеличение радиальной скорости на выходе из колеса учитываем коэффициентом стеснения K_2 , равным 0,9.

$$g_{2R} = \frac{Q}{\pi \cdot D_2 \cdot b_2 \cdot K_2} = \frac{0,0416}{3,14 \cdot 0,26 \cdot 0,28 \cdot 0,9} = 12,3 \text{ м/с.}$$

20. Определив значения радиальной и окружной скорости на выходе из колеса, определим абсолютную скорость по формуле

$$g_2^2 = g_{2R}^2 + u_2^2 = 12,3^2 + 20^2 = 551 \text{ м/с} \quad \text{или} \quad g_2 = 23 \text{ м/с.}$$

Число лопаток на колесе центробежного насоса зависит от его наружного диаметра и может лежать в пределах 5-13. Для рассчитываемого колеса принимаем число лопаток 7.

Расчеты показали, что насосное колесо с радиальным входом, наружным диаметром 0,26 м, с числом лопаток 7, шириной на выходе из колеса 0,028 м, частотой вращения 1450 мин⁻¹ обеспечит часовой расход нефтепродукта 150 м³/час при напоре 18 м.

По данным расчета выбираем марку насоса, изменяя частоту вращения, при необходимости.

Насосный парк нефтебаз или АЗС состоит из нескольких насосов, включенных по определенной схеме. Насосы включают последовательно и параллельно. Для повышения напора в два раза два насоса с одинаковыми характеристиками включают последовательно. Если нужно увеличить подачу нефтепродукта в два раза, то насосы включают параллельно.

В том случае, когда насос с двигателем должен работать круглогодично, параллельно ему монтируется запасная насосная установка. При проведении профилактических работ основного насоса включается запасная установка. Несколько насосных установок, включенных в сеть параллельно, следовательно или смешанно, образуют насосную станцию.

В таблице 7.5 приведены характеристики центробежных консольных насосов, применяемые при перекачке нефтепродуктов (частота вращения 2950 об/мин). В обозначении центробежного насоса, например НК 65/35 - 70, следует понимать, что Н - нефтяной насос; К - консольный; число в числителе - подача в роторе 1 (наружный диаметр кодоша), м³/час; число в знаменателе - подача в роторе 2, м³/час; следующее число - напор, м [53].

Таблица 7.5

Технические характеристики консольных центробежных насосов

Типоразмер насоса	Подача, м ³ /час	Напор, м	Масса насоса, кг
НК 65/35 - 70	65 - 35	70	295
НК 65/35 - 125	65 - 35	125	335
НК 65/35 - 240	65 - 35	240	630
НК 200/120 - 70	200 - 120	70	305
НК 200/120 - 120	200 - 120	120	485
НК 200/120 - 210	200 - 120	210	650
НК 560/335 - 70	560 - 335	70	730
НК 560/335 - 120	560 - 335	120	740
НК 560/335 - 180	560 - 335	180	865

7.4. Насосные станции для перекачки нефтепродуктов

Насосные станции предназначены [18] для перекачки нефтепродуктов при приеме, отпуске и внутрибазовых операциях. Они классифицируются по характеру размещения и виду перекачиваемого нефтепродукта.

По характеру размещения насосные станции делят на стационарные и передвижные. В стационарных насосных станциях (наземных, полуподземных и подземных) оборудование смонтировано на неподвижных фундаментах и связано с резервуарами постоянной жесткой системой трубопроводов. Оборудование передвижных насосных устанавливается на автомашинах, прицепах, вагонах или понтонах (плавучие станции). Передвижные насосные станции используются для перекачки нефтепродуктов там, где нецелесообразно строить стационарную насосную станцию.

По виду перекачиваемых нефтепродуктов насосные станции подразделяются на чистые и смешанные. Чистые насосные станции предназначены для перекачки светлых, темных и смешанных нефтепродуктов.

Наибольшее распространение получили стационарные насосные станции (рис. 7.10), в состав которых входят здания, насосы с приводом и трубопроводной обвязкой, узлы задвижек, детали трубопроводных коммуникаций, контрольно-измерительная аппаратура, вентиляционные устройства, освещение, отопление, водопровод, канализация.

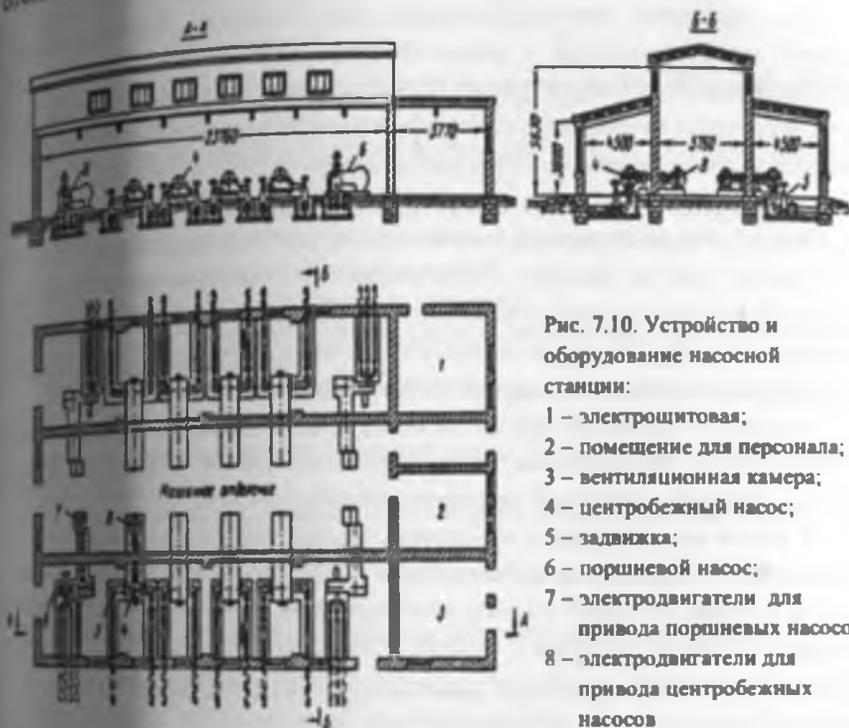


Рис. 7.10. Устройство и оборудование насосной станции:

- 1 – электрощитовая;
- 2 – помещение для персонала;
- 3 – вентиляционная камера;
- 4 – центробежный насос;
- 5 – задвижка;
- 6 – поршневой насос;
- 7 – электродвигатели для привода поршневых насосов;
- 8 – электродвигатели для привода центробежных насосов

Здания насосных станций сооружают из огнестойких материалов с бесчердачными покрытиями. Полы насосных станций покрывают плиткой, бетоном с поверхностным железнением или другими материалами, не впитывающими нефтепродукты и позволяющими легко смыть их. В полах устраиваются стоки, соединяемые с промышленной канализацией через гидравлические затворы. Двери и окна насосных станций проектируют открывающимися наружу.

Ширина проходов между выступающими частями насосов должна быть не менее 1 м. При установке насосов шириной до 0,6 м и высотой до 0,5 м ширину проходов допускается уменьшить до 0,7 м.

При числе основных рабочих насосов не более 5 (на нефтебазах I и II категорий) и не более 10 (на нефтебазах III категории) узлы задвижек могут находиться в одном помещении с насосами. Если узлы задвижек размещаются в отдельной пристройке, то она отделяется от помещения насосной станции не-

сгораемой стеной с пределом огнестойкости 1 ч (R 60) и имеет самостоятельный выход наружу. В помещениях, где располагают узлы задвижек, в помещениях предусматривают лоток для отвода производственных стоков в закрытый сборный лоток.

При расположении узлов задвижек вне зданий расстояние от ближайшей задвижки до стены здания с проемами должно быть не менее 3 м, а для зданий без проемов – 1 м.

Вне помещений насосных станций (или площадок открытых насосных станций) на всасывающих и нагнетательных трубопроводах устанавливаются аварийные задвижки на расстоянии 10 – 50 м от насосной. Допускается использовать в качестве аварийных задвижек сливо-наливных устройств или механических трубопроводов, если они расположены на расстоянии не более 5 м от насосной.

Трубопроводы внутри насосных станций располагают так, чтобы обеспечить доступ для их осмотра и обслуживания. Трубопроводы диаметром до 400 мм обычно укладывают в каналы в полу станции, а больших диаметров – на поверхности пола. В местах прохода труб через внутренние стены насосных станций предусматриваются специальные уплотняющие устройства.

Насосные станции оборудуются естественной вентиляцией с применением дефлекторов, а при перекачке легковоспламеняющихся и горючих жидкостей – приточно-вытяжной механической вентиляцией.

В одном здании следует объединять помещения насосной станции, трансформаторной подстанции напряжением до 10 кВ, распределительных устройств, станции катодной защиты трубопроводов, пункта установки контрольно-измерительных приборов и средств автоматического управления технологическими процессами, ремонтной мастерской и вентиляционной камерой, а также бытовые помещения для обслуживающего персонала. Эти помещения должны отделяться друг от друга несгораемыми стенками с пределом огнестойкости не менее 1 ч (R 60).

Насосы для перекачки нефтепродуктов могут размещаться также внутри помещений и на открытых площадках. Насосные агрегаты для перекачки масел разрешается устанавливать на расстоянии 5 м от резервуаров с маслами.

Расстояние от насосных станций, помещений и площадок узлов задвижек до зданий и сооружений, в которых размещаются производства, где производится открытый огонь, должно составлять не менее 40 м.

Продуктовые насосные станции рекомендуется размещать в наиболее безопасных точках системы трубопроводов нефтебазы для улучшения условий эксплуатации нефтепродуктов.

Умания насосных станций должны быть оборудованы грузоподъемными устройствами, рассчитанными на подъем наиболее тяжелых деталей оборудования или насосных агрегатов, расположенных на фундаментных плитах.

Для привода в движение поршневых и центробежных насосов могут использоваться двигатели внутреннего сгорания и дизель-генераторы.

Контрольные вопросы

1. Чем называют ламинарным и турбулентным режимами движения жидкости и как они определяются?
2. Как определяются потери напора по длине трубопровода и в местных сопротивлениях?
3. По какой формуле определяют прочность материала трубы при растяжении?
4. По какой причине возникает гидравлический удар в трубах? Способы борьбы с ним.
5. Как определяется толщина стенки трубы?
6. Что представляет собой насосная установка?
7. Укажите рекомендуемые значения средней скорости нефтепродукта во всасывающем и напорном трубопроводе.
8. Что называют подачей насоса и как она определяется экспериментальным и расчетным путем?
9. Что называют потребным напором, характеристикой сети и рабочей точкой насоса?
10. Как определяют мощность на валу насоса и мощность двигателя, приводящего в движение насос?
11. Характеристики центробежных насосов, применяемых для перекачки нефтепродуктов.
12. Для какой цели насосы с одинаковыми характеристиками включают параллельно или последовательно?
13. Как изменится подача, напор, мощность при увеличении частоты вращения вала насоса в два раза?
14. Методики выбора основных размеров центробежного насоса.
15. Значимость расчета колеса центробежного насоса.
16. Что представляет собой насосная станция?

8. СЛИВ НЕФТЕПРОДУКТОВ

В процессе слива (налива) нефтепродуктов определяют скорость истечения, расход вытекающей жидкости и время ее истечения. Насадком является короткий патрубок (сопло), присоединенный к отверстию в тонкой стенке имеющей длину $(3 + 4) d_0$ и увеличивающий пропускную способность отверстия. Стенка считается тонкой, если ее толщина $\delta < 0,2 d_0$, где d_0 — диаметр отверстия.

При изучении истечения жидкости через отверстия и насадки рассматривается на коротком отрезке, поэтому сопротивления по длине очень малы и ими пренебрегают. Потерю напора в этом случае можно считать только за счет *местных сопротивлений*.

8.1. Истечение жидкости через отверстия

На рис. 8.1 показано истечение жидкости через отверстие в тонкой стенке

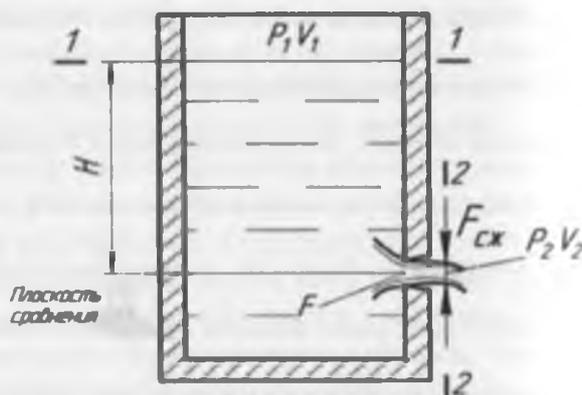


Рис. 8.1. Истечение жидкости из отверстия в тонкой стенке

Рассмотрим вытекание жидкости из открытого сосуда в атмосферу. При истечении жидкости из отверстия на некотором расстоянии от него происходит сжатие струи. Степень сжатия характеризуется *коэффициентом сжатия струи* ϵ , представляющим собой отношение площади сжатого сечения струи $F_{сж}$ к площади отверстия F [61]

$$\epsilon = \frac{F_{сж}}{F}$$

Величина ϵ при истечении жидкости из больших резервуаров через отверстия равна $0,61 + 0,63$.

Обозначим постоянную высоту уровня жидкости над центром отверстия через H . Давление и скорость жидкости в сечении 1-1 через P_1, ϑ_1 , в сечении 2-2 через P_2, ϑ_2 .

Напишем уравнение Бернулли для сечений 1-1, 2-2, приняв коэффициент скорости $\alpha_1 = \alpha_2 = 1$,

$$H + \frac{P_1}{\gamma} + \frac{v_1^2}{2g} = \frac{P_2}{\gamma} + \frac{v_2^2}{2g} + h_{1-2}. \quad (8.2)$$

Пренебрегая скоростью движения жидкости в резервуаре (v_1 в виду ее малости) и учитывая потери напора только в местном сопротивлении, уравнение Бернулли можно записать в виде:

$$H + \frac{P_1}{\gamma} = \frac{P_2}{\gamma} + \frac{v_2^2}{2g} + \zeta \frac{v_2^2}{2g},$$

где ζ - коэффициент местного сопротивления;
 $\gamma = \rho \cdot g$ - удельный вес жидкости, Н/м³.

Откуда

$$v_2 = v_d = \frac{1}{\sqrt{1+\zeta}} \sqrt{2g \left(H + \frac{P_1}{\gamma} - \frac{P_2}{\gamma} \right)},$$

в частном случае, когда $P_1 = P_2 = P_{атм}$

$$v_d = \frac{1}{\sqrt{1+\zeta}} \sqrt{2gH}. \quad (8.3)$$

Теоретическая скорость истечения из отверстия равна

$$v_T = \sqrt{2gH}. \quad (8.4)$$

Отношение действительной скорости истечения жидкости к теоретической называется коэффициентом скорости

$$\varphi = \frac{v_d}{v_T} = \frac{\frac{1}{\sqrt{1+\zeta}} \sqrt{2gH}}{\sqrt{2gH}} = \frac{1}{\sqrt{1+\zeta}}. \quad (8.5)$$

Величина φ показывает, какая часть энергии, которой обладает находящаяся в сосуде жидкость, затрачивается на создание скорости и на преодоление сопротивления (например, $\varphi = 0,97$, 97 % расходуется на создание скорости,

3 % – на потери в местном сопротивлении). Действительная скорость ис-
будет равна $v_D = \varphi \cdot v_T$.

Объемный расход жидкости определяется из выражений

$$Q = F_{сж} \cdot v_D,$$

$$F_{сж} = \varepsilon \cdot F,$$

$$Q = \varepsilon \cdot F \cdot \varphi \sqrt{2g \cdot H}.$$

Обозначим произведение $\varepsilon\varphi$ буквой μ , $\mu = \varepsilon \cdot \varphi$.

Величина μ называется *коэффициентом расхода*.

Окончательно имеем

$$Q = \mu F \sqrt{2g \cdot H}.$$

Обычно μ и ε определяются опытным путем, а коэффициент φ най-
путем вычислений. Например, при $\varepsilon = 0,64$ и $\varphi = 0,97$; $\mu = 0,62$.

Коэффициент расхода есть отношение действительного расхода к те-
оретическому расходу.

Объемный расход жидкости:

$$Q = V/\tau, \text{ м}^3/\text{с},$$

где V – объем жидкости в резервуаре, м^3 ;

τ – время истечения жидкости, с.

Время истечения:

$$\tau = V/Q.$$

Объемный расход можно также определить по формуле

$$Q = g_D \cdot F = g_D \cdot \pi \cdot d_0^2 / 4,$$

откуда, при необходимости, определяется d_0 , g_D или Q .

Чтобы найти массовый расход, необходимо объемный расход умно-
жить на плотность жидкости ($M = Q \cdot \rho$).

8.2. Истечение жидкости через насадки

Для слива (налива) нефтепродуктов часто используют цилиндриче-
ские насадки (рис. 8.2).

Струя жидкости после выхода из сосуда и входа в насадок подвер-
гается некоторому сжатию $d_{сж} = 0,8d$, затем постепенно расширяется и

поперечное сечение. В выходном сечении 2-2 коэффициент сжатия струи $\epsilon = 1$. Коэффициент расхода будет равен коэффициенту скорости $\mu = 0,82$.

Коэффициент расхода насадка больше коэффициента расхода отверстия в тонкой стенке примерно в 1,3 раза. Объясняется это тем, что насадок работает как насос в результате того, что на его входе образуется зона с пониженным давлением (разрежение).

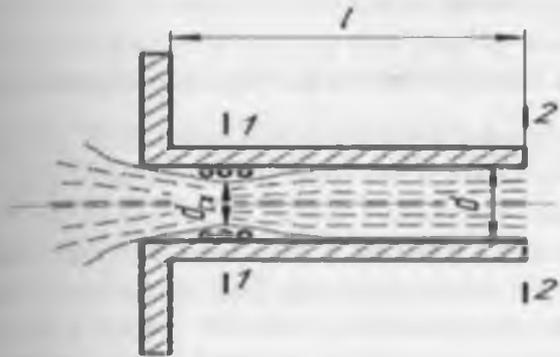


Рис. 8.2. Истечение жидкости из внешнего цилиндрического насадка

При сливе нефтепродуктов из емкостей часто используют насадки с длинными шлангами (рис. 8.3). В данных шлангах (трубопроводах) дополнительно происходят потери напора на трение по длине

$$h = \lambda \cdot \frac{l}{d} \cdot \frac{v^2}{2g}, \quad (8.11)$$

где λ — коэффициент гидравлического сопротивления; v — средняя скорость движения жидкости, м/с; l — длина трубы, м; d — внутренний диаметр трубы, м; $g = 9,81 \text{ м/с}^2$ — ускорение свободного падения.

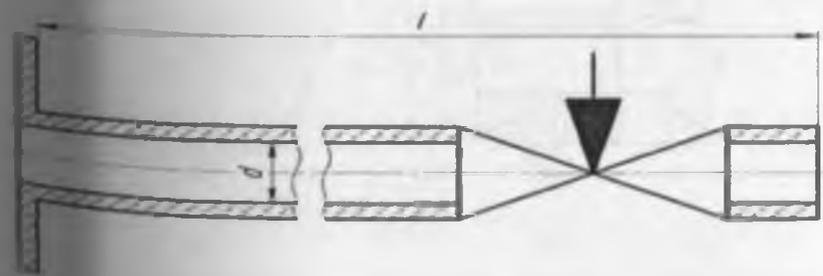


Рис. 8.3. Цилиндрический насадок с трубой, используемый для слива нефтепродуктов

При расчете расхода нефтепродуктов по длинным трубопроводам, учитывающим местные сопротивления, коэффициент расхода находят по формуле

$$\mu = \frac{1}{\sqrt{1 + \lambda \frac{l}{d} + \Sigma \zeta}}$$

Определив μ , зная F и H , находят действительный расход жидкости (тепродукта) и время истечения.

8.3. Истечение жидкости при переменном напоре

Задача об истечении жидкости при переменном напоре обычно сводится к определению времени опорожнения или наполнения всего сосуда в зависимости от начального наполнения, формы и размеров сосуда и отверстия. Такие задачи решают при наполнении и опорожнении резервуаров, цистерн, выемных илищ, бассейнов, шлюзовых камер. Необходимо иметь в виду, что в этих случаях вследствие непрерывного изменения напора, а следовательно и неравномерного изменения скоростей и давлений всегда наблюдается неустановившееся движение жидкости, поэтому при расчетах нельзя использовать уравнение Бернулли.

При решении таких задач полное время истечения жидкости разбивают на бесконечно малые промежутки, в течение каждого напор считают постоянным, а движение жидкости установившимся.

Рассмотрим простейший пример истечения жидкости в атмосферу из донного отверстия площадью s из открытого вертикального цилиндрического сосуда, одинакового по всей высоте поперечного сечения S (рис. 8.4, а).

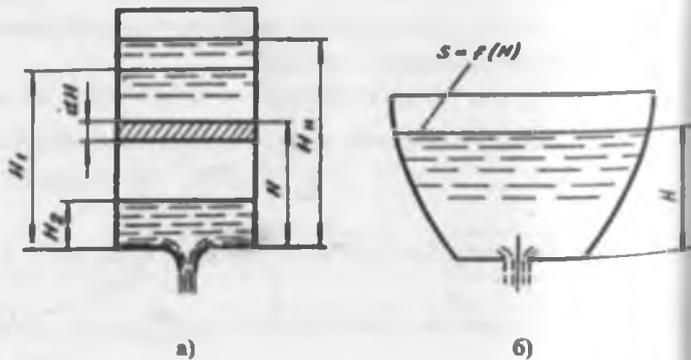


Рис. 8.4. Истечение жидкости при переменном напоре: а – ёмкость с постоянным сечением; б – ёмкость с переменным сечением

Элементарный объем жидкости dV , прошедшей через отверстие за бесконечно малый промежуток времени dt , рассчитывают по формуле

$$dV = \mu s \cdot v \cdot dt = \mu s \sqrt{2gH} dt, \quad (8.13)$$

где H – глубина жидкости в сосуде в данный момент времени;

μs – эффективное проходное (сливное) сечение отверстия.

Глубину H в течение времени dt считают постоянной. В действительности за это время уровень жидкости в сосуде опустится на величину dH и объем жидкости в нем изменится на $dV = -SdH$ (S – площадь жидкости для цилиндрического вертикального резервуара диаметром d , она равна $\pi \cdot d^2 / 4$). Знак «минус» взят потому, что с течением времени глубина H уменьшается и, следовательно, dH будет отрицательной.

Вследствие неразрывности потока

$$\mu s \sqrt{2gH} dt = -SdH,$$

откуда

$$dt = -\frac{SdH}{\mu s \sqrt{2gH}}. \quad (8.14)$$

Полное время опорожнения сосуда определяют в результате интегрирования уравнения (8.14)

$$\int_0^t dt = -\int_{H_0}^0 \frac{SdH}{\mu s \sqrt{2gH}},$$

где H_0 – глубина жидкости в сосуде до начала истечения.

Меняя пределы интегрирования в правой части, принимая коэффициент расхода $\mu = const$ и вынося постоянные за знак интеграла, будем иметь

$$t = \frac{S}{\mu s \sqrt{2g}} \int_0^{H_0} \frac{dH}{\sqrt{H}}.$$

После интегрирования получим выражение [37]

$$t = \frac{2S \sqrt{H_0}}{\mu s \sqrt{2g}}. \quad (8.15)$$

Формула (8.15) применима также к случаю истечения жидкости из отверстия в боковой стенке сосуда. При этом напор H_0 (высоту столба жидкости) рассчитывают от центра отверстия.

В качестве примера задачи на опорожнение сосудов переменной высоты сечения определим время опорожнения железнодорожной цистерны (рис. 8.5), имеющей сливное отверстие A эффективным сечением μs [37]. Если указать на рисунке расположение координатных осей, получим

$$dt = -\frac{Sdz}{\mu s\sqrt{2g \cdot z}}$$

В рассматриваемом случае площадь поперечного сечения сосуда представляет горизонтальную площадь свободной поверхности жидкости, находящейся в цистерне, соответствующую некоторому уровню z :

$$S = 2 \cdot L \cdot x,$$

где L – постоянная длина цистерны; x – переменная величина, зависящая от значения ординаты z (уровня жидкости в цистерне).

Установим эту зависимость. Вертикальное поперечное сечение представляет собой окружность. Ее уравнение, отнесенное к началу координат

$$x^2 + (z - r)^2 = r^2. \text{ Отсюда } x = \sqrt{2 \cdot r \cdot z - z^2}$$

и, следовательно,

$$S = 2L\sqrt{2r \cdot z - z^2}.$$

Подставив полученное значение S в исходное уравнение, найдем

$$dt = -\frac{2L\sqrt{2r \cdot z - z^2} dz}{\mu s\sqrt{2g \cdot z}},$$

$$t = -\int_{2r}^0 \frac{2L}{\mu s\sqrt{2g}} \frac{\sqrt{2rz - z^2} dz}{\sqrt{z}}$$

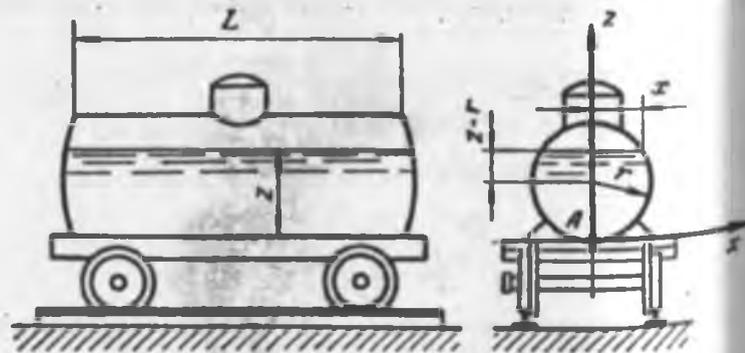


Рис. 8.5. Общий вид железнодорожной цистерны с нефтепродуктом

Вынесем постоянные за знак интеграла и переменим пределы

$$t = \frac{2L}{\mu s\sqrt{2g}} \int_0^{2r} \frac{\sqrt{(2r-z)z} dz}{\sqrt{z}}. \quad (8.19)$$

Сделаем подстановку $2r - z = y$, $-dz = dy$, после несложных преобразований в результате интегрирования получим окончательное выражение для определения времени опорожнения цистерны в секундах

$$t = \frac{8}{3} \frac{L \cdot r^2}{\mu s\sqrt{r} \cdot \sqrt{g}}, \quad t = 0,85 \frac{L \cdot r^2}{\mu s\sqrt{r}}. \quad (8.20)$$

Для железнодорожной цистерны модели 15-890 длиной $L = 10,3$ м, радиусом $r = 1,2$ м эффективным проходным (сливным) сечением отверстия $\mu s = 0,003$ м² (внешний цилиндрический насадок) и объемом бензина 60 м³ время слива в t , согласно уравнению 8.20, составит 4850 с или 1,35 часа.

8.4. Истечение жидкости через сифонные трубопроводы

Трубопроводы, в которых жидкость движется при давлении ниже атмосферного, называют сифонными (сифон от греч. насос). Сифонные трубопроводы, применяемые для слива нефтепродуктов из цистерн, не имеют нижних сливных приборов. При транспортировке в цистернах нефтепродуктов с малой вязкостью (бензины, керосины, дизельные топлива) для предупреждения утечек и потерь топлива в цистернах нет нижних сливных устройств, поэтому топливо сливается через верхний колпак цистерны (верхний слив). Слив нефтепродуктов через горловину цистерны осуществляется сифонным способом.

Вначале нефтепродукт сливается в промежуточный (нулевой) резервуар, а из него насосами подается в хранилище. Для сифонного слива применяют специальные вакуумные установки.

Расчет сифонных трубопроводов осложнен из-за возможности возникновения в них кавитации. Кавитация (от лат. «cavitas» – полость) – явление образования в движущейся жидкости полостей, заполненных паром или газом. Она возникает в тех случаях, когда давление в каком-либо месте потока становится равным давлению насыщенных паров жидкости при данной температуре. При этом нарушается сплошность потока, а при определенных условиях (например, в сифонных трубопроводах) поток может быть разорван и движение жидкости прекратится.

Следовательно, устойчивая работа трубопроводов или гидравлических машин возможна только при отсутствии кавитации, т.е. когда абсолютное дав-

ление в *любом* живом сечении потока будет выше давления насыщенного пара жидкости при данной температуре

$$p > p_n,$$

где p_n – давление насыщенных паров жидкости при данной температуре.

Рассмотрим принципы расчета трубопроводов, работающих под вакуумом на примере сифонного трубопровода.

Сифонным называют самотечный трубопровод, часть которого расположена выше уровня жидкости в сосуде (резервуаре), из которого подается жидкость [37, 61]. Простейшая схема сифонного трубопровода (сифона) в виде изогнутой трубы, соединяющей сосуды 1 и 2, представлена на рис. 8.6. Движение жидкости по трубопроводу осуществляется из верхнего сосуда в нижний за счёт перепада давления (напора) Δz . Величина Δz равна разности расстояний плоскости сравнения до уровня жидкости в сосудах 1 и 2.

Сифонные трубопроводы используют в качестве водосбросов гидротехнических сооружений, для слива нефтепродуктов из цистерн, опорожнения емкостей, при прокладке водоводов через возвышенности. Для приведения сифона в действие его необходимо предварительно заполнить жидкостью. При наличии большей плотности стыков труб сифон продолжает работать как трубопровод, обеспечивая бесперебойное перетекание жидкости из одного сосуда в другой.

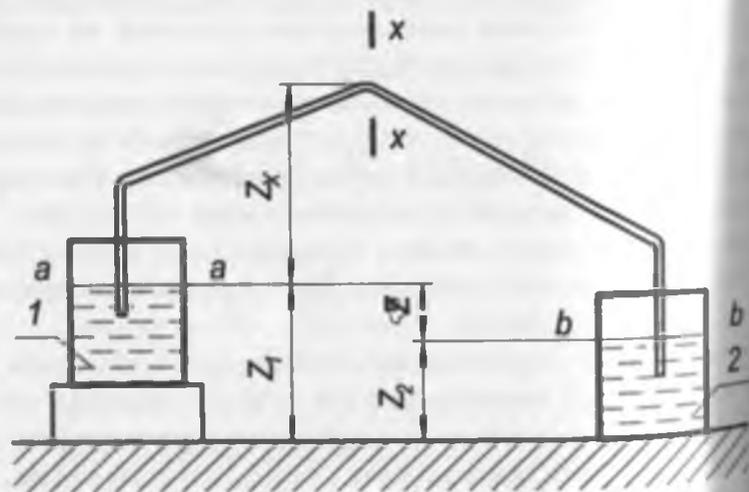


Рис. 8.6. Схема сифонного слива

Гидравлический расчет сифонного трубопровода делят на два этапа: сначала определяют предполагаемый расход, а затем проверяют выполнение условий его работоспособности.

Предполагаемый расход определяют так же, как и в обычном трубопроводе. Расход, полученный в результате расчета, может быть действительным, если условия в сифоне отсутствуют, или мнимым, если условия нормальной работы сифона не выполнены (см. неравенство 8.21).

Для проверки условий работоспособности сифона в нем выбирают сечение, где давление предположительно наименьшее («опасное» сечение). Такое сечение должно быть наиболее приподнято над уровнем жидкости сечения $a-a$ сосуда, а из равно приподнятых (если верхний участок трубопровода горизонтальный) – наиболее от него удаленным. Наиболее приподнятым и «опасным» над уровнем $a-a$ жидкости будет сечение $x-x$ (рис. 8.6).

Составим уравнение Бернулли для начального $a-a$ и конечного $x-x$ живых сечений потока [37]

$$\frac{p_a}{\rho \cdot g} - \left(z_x + \frac{p_x}{\rho g} + \frac{v_x^2}{2g} \right) = h_{a-x}, \quad (8.22)$$

Откуда

$$p_x = \frac{p_a}{\rho \cdot g} - z_x - \frac{v_x^2}{2g} - h_{a-x},$$

$$p_x = \left(\frac{p_a}{\rho g} - z_x - \frac{v_x^2}{2g} - h_{a-x} \right) \rho \cdot g, \quad (8.23)$$

где p_a и p_x – давление жидкости (нефтепродукта) в сечениях $a-a$ и $x-x$;

z_x – вертикальное расстояние от сечения $a-a$ до сечения $x-x$;

v_x – средняя скорость жидкости в трубопроводе (в сечении $x-x$);

h_{a-x} – потери напора на трение в трубе по длине на участке $a-a$ и $x-x$.

Если $p_x > p_n$, сифон будет работать.

При расчете сифонов за величину p_n принимают минимальное значение атмосферного давления в данной местности, а при определении потерь напора h_{a-x} учитывают увеличение эквивалентной шероховатости трубопровода с течением времени.

За величину давления p_n принимают давление насыщенных паров жидкости при максимально возможной для данной местности температуре перекачки. Следовательно, проверка работоспособности сифона ведется в расчете на наименее из возможных условий.

При работающем сифоне теоретический объемный расход жидкости в m^3/c определяется выражением

$$Q = v \cdot F = \sqrt{2 \cdot g \cdot \Delta Z} \cdot F, \quad (8.24)$$

где v – средняя скорость в сифонном трубопроводе, m/c ;

F – площадь сечения трубопровода, м^2 .

Если сливать бензин объемом $V = 60 \text{ м}^3$ из горловины железнодорожной цистерны модели 15-890 при помощи сифонного трубопровода диаметром 10 см в промежуточный резервуар при среднем перепаде напора $\Delta Z = 5 \text{ м}$, то теоретический расход, с учетом уравнения 8.24, составит $0,0077 \text{ м}^3/\text{с}$, время слива – 7790 с или 2,16 часа. Время слива в секундах определяется выражением 8.9 ($t = V / Q$).

Контрольные вопросы

1. Как определить время слива нефтепродукта в с, если известен его объем в м^3 и секундный объемный расход в $\text{м}^3/\text{с}$?
2. Что называется насадком и с какой целью он применяется?
3. Что называют коэффициентом расхода? Чему он равен для отверстия в тонкой стенке, для насадка и сливного трубопровода определенной длины?
4. Как определяется время истечения (вытекания) нефтепродукта при определенном напоре?
5. Что называют сифонным трубопроводом, какова методика его расчета и как применяется при верхнем сливе нефтепродукта?

9. ПОДОГРЕВ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ

9.1. Назначение, способы подогрева и теплоносители

Если светлые нефтепродукты (бензин, керосин) легко транспортируются по трубопроводам в любое время года и операции с ними не вызывают особых затруднений, то операции с темными нефтепродуктами (мазутом, смазочными маслами) вызывают значительные трудности. Объясняется это тем, что темные нефтепродукты при понижении температуры воздуха становятся более вязкими, теряют текучесть и их транспортирование без подогрева становится невозможным.

В таблице 9.1 показано изменение вязкости, мм²/с, от температуры для бензина марки Аи-95 и минерального моторного масла М-6, 10 Г.

Таблица 9.1

Изменение кинематической вязкости нефтепродуктов от температуры

Нефтепродукт, вязкость, мм ² /с	Температура, °С				
	+20	+10	0	-10	-20
Бензин	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9
Моторное масло	100	300	1000	5000	10000

Из анализа таблицы 9.1 следует, что вязкость бензина практически не зависит от температуры, а вязкость масла резко возрастает с понижением температуры и при низких температурах оно нуждается в подогреве.

Подогрев осуществляется при хранении, транспортировке, приёмных и раздаточных операциях.

Подогрев высоковязких и легкозастывающих нефтепродуктов следует производить до температуры, обеспечивающей его кинематическую вязкость не более 600 мм²/с (сСт).

Температура подогрева мазутов не должна превышать 90 °С, а для мазута - 60 °С.

Температура подогрева должна быть ниже температуры вспышки паров нефтепродукта в закрытом тигле, не менее чем на 25 °С.

В качестве теплоносителя следует использовать водяной насыщенный пар или перегретую воду. При соблюдении пожарной безопасности возможно применение электрического подогрева.

Для подогрева нефтепродуктов применяют различные теплоносители: водяной пар, горячую воду, горячие газы и нефтепродукты, электроэнергию.

Наиболее часто применяют водяной пар, обладающий высоким теплосодержанием и теплоотдачей, легко транспортируемый и не представляющий опасности. Обычно используют насыщенный пар давлением 0,3 – 0,4 МПа, обеспечивая нагрев нефтепродукта до 80 – 90 °С.

Горячую воду применяют в тех случаях, когда ее имеется большое количество, так как теплосодержание воды в 5 – 6 раз меньше теплосодержания насыщенного пара.

Горячие газы имеют ограниченное применение, так как они обладают малой теплоемкостью, низким коэффициентом теплоотдачи, а также трудно организовать их сбор; используются лишь при разогреве нефтепродуктов в цистернах и в трубчатых подогревателях на НПЗ.

Электроэнергия – один из эффективных теплоносителей, однако при использовании электронагревательных устройств необходимо соблюдать противопожарные требования. Обнаженная электрическая грелка с нагревательным элементом из вольфрамового волокна способна вызвать воспламенение паров нефтепродуктов. В этой связи электроподогрев применяется для нефтепродуктов с высокой температурой вспышки и главным образом для масел перед сливом их из вагонов-цистерн.

Существует несколько способов подогрева водяным паром: разогрев паром, трубчатыми подогревателями и циркуляционный подогрев.

Подогрев острым (открытым) паром заключается в подаче насыщенного пара непосредственно в нефтепродукт, где он конденсируется, сообщая продукту необходимое тепло. Этот способ применяют в основном для разогрева топочного мазута при сливе из железнодорожных цистерн. Недостатком этого способа – необходимость удаления в дальнейшем воды из обводненного нефтепродукта.

Подогрев трубчатыми подогревателями заключается в передаче тепла пара к нагреваемому продукту через стенки подогревателя. Здесь исключается непосредственный контакт теплоносителя с нефтепродуктом. Пар, поступающий в трубчатый подогреватель, отдает тепло нефтепродукту через стенку подогревателя, а сконденсировавшийся пар отводится наружу, благодаря чему исключается обводнение нефтепродукта.

Циркуляционный подогрев основан на разогреве нефтепродукта в теплообменниках с помощью пара, предварительно подогретым в теплообменниках. Циркуляционный подогрев применяют в основном при обслуживании крупных резервуарных парков, а также железнодорожных цистерн.

9.2. Конструкции подогревателей

По конструкции подогреватели в зависимости от назначения делятся на подогреватели при сливе нефтепродуктов из емкостей, подогреватели при хранении в резервуарах и подогреватели трубопроводов.

Подогреватели при сливе нефтепродуктов различаются по способу подогрева и типу транспортной емкости.

Для подогрева в железнодорожных цистернах применяют следующие подогреватели.

1) Подогреватели острым паром по конструкции представляют собой перфорированные трубчатые шланги, помещенные в толщу жидкости, пар поступает через отверстия в шлангах. Используются только для разогрева мазута, допускающего частичное обводнение.

2) Подогреватели глухим паром подразделяются на переносные и стационарные. Переносные помещают в цистерну только на время разогрева, а по окончании их извлекают (рис. 9.1). Стационарные находятся внутри цистерны постоянно (рис. 9.2). Подогреватели изготавливают из дюралюминиевых труб; состоят из трех секций, помещаемых в цистерну поочередно.

На рис. 9.1 показана цистерна с подогревателем нефтепродукта паром. Паровой подогреватель состоит из трех секций змеевиков — центральной 1 и двух боковых 2. В цистерну опускается вначале центральная секция, а затем заводятся боковые секции.

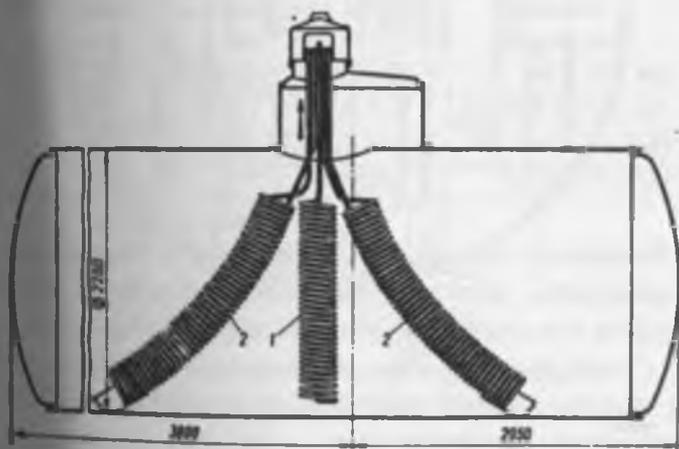


Рис. 9.1. Паровой змеевиковый подогреватель

Электрический подогрев применяют для снижения вязкости темных нефтепродуктов (мазута, масел). Общая мощность электронагревателей достигает 50 - 70 кВт

Расчет электрических нагревателей сводится к определению его мощности

$$P = UI, \quad (9.1)$$

где U — напряжение сети, В; I — сила тока, А.

Время нагрева нефтепродукта в секундах определяется из выражения

$$t = \frac{Q}{I^2 R},$$

где $Q = c_p \cdot M \cdot \Delta t$ – количество теплоты, Дж, необходимое для нагрева продукта массой M , кг, на требуемую величину изменения температуры. Величина c_p – средняя теплоемкость, равная для нефтепродуктов Дж/(кг·К).

Величину тока I находят из выражения 9.1, а сопротивление нагревательного элемента R определяют из выражения U/I .

В таблице 9.2 приведены характеристики ряда нагревательных элементов, используемых для нагрева мазута малых объемов.

Таблица 9.2

Характеристики электронагревательных элементов

Условное обозначение	Шифр	Мощность, кВт	Длина, мм	Ширина, мм
42А 13/1 Р 220	ТЭН-44	1	155	52
78А 13 / 2,5 Р 220	ТЭН-62	2,5	159	117
100А 13/ 3,5 Р 220	ТЭН-82	3,5	273	100
120А 13 /4 Р 220	ТЭН-100	4	250	120

Для безопасного обслуживания аппаратуры и оборудование (распределительные щиты, котел цистерны, железнодорожные пути) надежно заземлены. Электроэнергия включается только после полного погружения электроподогревателя в жидкость. Слив производят после окончания подогрева, выключения электроэнергии и удаления грелки из цистерны, так как при включенной электроэнергии может воспламениться нефтепродукт.

Подогреватели в резервуарах выполняются в виде различных конструктивных форм – змеевиковые и секционные из трубчатых элементов. Для лучшего подогрева их размещают по всему поперечному сечению резервуара. Наиболее часто применяют подогреватели, собираемые из отдельных универсальных секций.

Подогревательные элементы (ПЭ) стандартизированы по размерам, что облегчает их подбор при известной площади нагрева. В таблице 9.3 приведены типы ПЭ и их поверхность нагрева.

Таблица 9.3

Типы нагревателей

Тип	ПЭ-1	ПЭ-2	ПЭ-3	ПЭ-4	ПЭ-5	ПЭ-6
Поверхность нагрева, м ²	1,7	2,06	2,42	3,14	3,86	4,58

Наряду с общим подогревом всего нефтепродукта применяют и так называемый местный подогрев. Местные подогреватели следует располагать поблизости от приемных и раздаточных устройств.

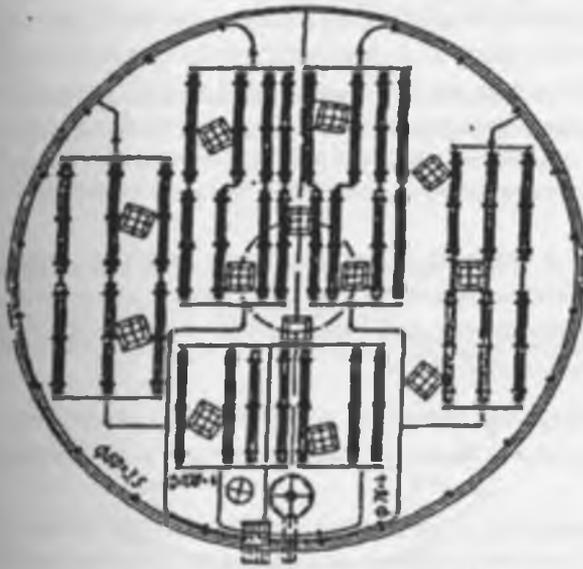


Рис. 9.2. Компоновка секционных подогревателей в резервуаре объемом 5000 м³

При циркуляционном методе подогрева нефтепродукт собирается из нижней части резервуара и насосом прокачивается через внешний подогреватель-теплообменник. В этом случае внутри резервуара устанавливается кольцевой трубопровод и местный подогреватель у заборной трубы. Теплообменники устанавливают индивидуально у каждого резервуара.

В качестве электрических подогревателей применяют гибкие нагревательные элементы в виде отдельных блоков. Они представляют собой (рис. 9.3) эластичную ленту, состоящую из медных и нихромовых проволок, сплетенных в спираль. Для придания влагостойкости ленту покрывают кремнеорганическим лаком, который служит также защитной электроизоляционной оболоч-

кой. Ленту закрепляют на трубопроводе и покрывают снаружи слоем теплоизоляции. Длина ленты зависит от количества последовательно соединенных блоков. Лента снабжена штепсельным разъемом для быстрого подключения к сети.



Рис. 9.3. Электронагревательная гибкая лента ЭНГЛ-180:
1 – штепсельный разъем; 2 – концевая заделка; 3 – герметизирующая обмотка из кремниорганической резины; 4 – стекловолоконная основа; 5 – нагревательные нихромовые жилы; 6 – токоведущие провода

На рис. 9.4 показана схема подогрева стального резервуара при помощи гибких нагревательных элементов [18]. Данная схема применяется в основном для поддержания постоянной температуры нефтепродукта при снижении температуры окружающей среды.

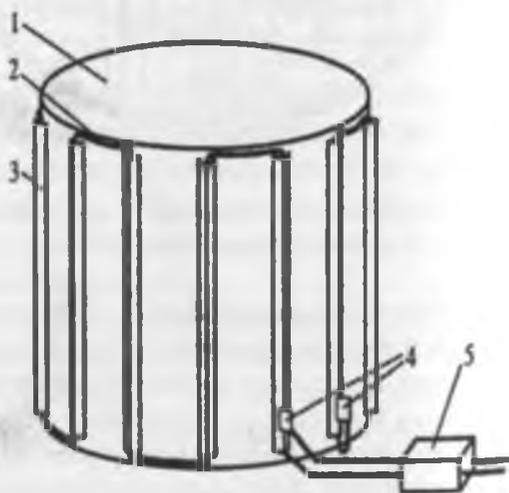


Рис. 9.4. Устройство для электроподогрева стальных резервуаров:
1 – корпус резервуара; 2 – гибкий ленточный подогреватель; 3 – стальной уголок с изоляцией; 4 – контактные пластины; 5 – трансформатор

9.3. Основы расчета и выбора теплообменных аппаратов

Передача теплоты от более нагретого к менее нагретому телу осуществляется тремя видами теплообмена: теплопроводностью, конвективным и лучистым теплообменами. При расчете теплообменных аппаратов передача теплоты осуществляется теплопроводностью.

Теплопроводность — это процесс распространения теплоты в рабочем теле посредством передачи кинетической энергии от более нагретых молекул к менее нагретым.

Поворотный расчет и выбор теплообменного аппарата (теплообменника) производится с целью подогрева нефтепродукта для снижения его вязкости и увеличения текучести. Подогрев осуществляется для неподвижной массы нефтепродукта, кг, или движущегося нефтепродукта с массовым расходом, кг/с.

Количество теплоты Q , Дж, необходимое для нагрева нефтепродукта массой M , кг, на требуемую величину изменения температуры, определяют из выражения [16, 17]:

$$Q = c_p \cdot M \cdot \Delta t, \quad (9.3)$$

где c_p — удельная массовая теплоемкость, Дж/(кг·К); $\Delta t = t_1 - t_2$ — разность температур в начале и конце нагрева нефтепродукта.

При нагреве нефтепродуктов берут среднее значение теплоемкости, равное 2100 Дж/(кг·К).

Определив требуемую величину Q , по заданному времени разогрева нефтепродукта, рассчитывают и выбирают тип нагревательного устройства, его мощность.

Расчет теплообменников непрерывного действия основан на совместном решении уравнений теплового баланса и теплопередачи [17].

В процессе расчета теплообменника обычно определяют тепловой поток Φ , Дж/с (Вт), передаваемый через поверхность теплообмена.

Тепловые потоки, идущие от горячего теплоносителя Φ_1 к холодному нефтепродукту Φ_2 , могут быть определены по формулам:

$$\Phi_1 = c_{p1} m_{n1} (t_1' - t_1''), \quad (9.4)$$

$$\Phi_2 = c_{p2} m_{n2} (t_2' - t_2''), \quad (9.5)$$

где c_{p1} и c_{p2} — изобарные теплоемкости горячего и холодного теплоносителей; m_{n1} и m_{n2} — массовые расходы этих теплоносителей, кг/с; температуры горячего (индекс 1) и холодного (индекс 2) теплоносителей t_1' , t_1'' , t_2' , t_2'' .

При установившемся режиме теплообмена $\Phi_1 = \Phi_2 = \Phi$. При этом равенстве получается баланс теплового потока (уравнение теплового баланса).

Определив требуемое значение теплового потока Φ , находим площадь F поверхности теплообмена горячего теплоносителя (шарля), используя *уравнение теплопередачи*:

$$\Phi = \kappa \cdot F \cdot \Delta t_n,$$

где κ – средний, постоянный для поверхности F коэффициент теплопередачи Вт/(м²·К); Δt_n – средний по поверхности F температурный напор между носителями, °С.

Массовые секундные расходы теплоносителей $m_{1,1}$ и $m_{1,2}$, кг/с, определяются по следующим формулам:

а) если известна площадь *живого сечения* канала теплообменника $F_{сеч}$ и скорость w теплоносителя, а также плотность, то расход определяется *формулой*

$$m_t = \rho \cdot w \cdot F_{сеч};$$

б) если известен тепловой поток и изменение температуры теплоносителя, то расход соответствующего теплоносителя определяется из *выражений (9.4) и (9.5)*

$$m_t = \Phi / [c_p (t' - t'')].$$

Массовый расход нефтепродукта зависит от времени слива-налива. Например, при времени слива, равном 3 часа, для железнодорожной цистерны, держащей 40 000 кг, массовый расход составит $m_t = 3,7$ кг/с (40 000/3/3600).

Для расчета коэффициента теплоотдачи при *турбулентном* режиме течения в трубах и каналах при движении теплоносителя за счет внешней зависимости получена зависимость (*критерий Нуссельта*) [16, 17]

$$Nu_{d_s, ж} = 0,021 \cdot Re_{d_s}^{0,80} \cdot Pr_{ж}^{0,45} \cdot (Pr_{ж} / Pr_c)^{0,25},$$

где индекс « d_s » устанавливает, что в качестве характерного линейного размера берется эквивалентный диаметр канала, равный отношению учетверенной площади поперечного сечения канала $F_{сеч}$ к его периметру π (читается $d_s = 4 F_{сеч} / \pi$), а индекс « $ж$ » – что физические свойства теплоносителя определяются по средней температуре жидкости (газа).

Для трубы круглого сечения $d_s = d$, а для кольцевого канала $d_s = d_e - d_i$, где d_n и d_e , соответственно, наружный и внутренний диаметры.

Если режим движения ламинарный, то

$$Nu_{d_s} = 0,15 \cdot Re_{d_s}^{0,33} \cdot Pr_{ж}^{0,43} \cdot (Pr_{ж} / Pr_c)^{0,25},$$

По формулам 9.9 и 9.10 определяется число Нуссельта для труб любой формы поперечного сечения – круглого, квадратного, прямоугольного, кольцевого.

Для понимания характера приведённой выше зависимости важно знать физический смысл входящих в неё критериев.

Критерий Нуссельта

$$Nu = \alpha \cdot d_s / \lambda = d_s / (\lambda / \alpha) \quad (9.11)$$

Безразмерный критерий Нуссельта есть соотношение термического сопротивления теплопроводности в пограничном слое жидкости к термическому сопротивлению теплоотдачи от жидкости к стенке или наоборот.

Определив критерий Нуссельта, находят значение коэффициента теплоотдачи α , Вт/(м²·К), например, со стороны горячего теплоносителя к стенке по формуле $\alpha = Nu \cdot \lambda / d_s$.

Критерий Рейнольдса: $Re = wd_s / \nu$, (9.12)

где ν – кинематическая вязкость, м²/с.

Критерий Re есть соотношение сил инерции к силам вязкости.

Критерий Прандтля: $Pr = \nu / a$ (9.13)

Безразмерный критерий Прандтля характеризует соотношение вязкости к молекулярной силе в потоке.

Для воды при изменении ее температуры от 30 до 100 °С значение критерия Прандтля меняется от 5,42 до 1,75.

Для водяного пара на линии насыщения при изменении его температуры от 100 до 200 °С критерий Прандтля изменяется незначительно (1,08 – 1,36).

Для масла МС-20 с понижением температуры от 100 до 20 °С кинематическая вязкость, мм²/с, повышается с 20 до 1125, а число Прандтля увеличивается с 315 до 15400.

Более точные значения числа Прандтля для конкретного теплоносителя и его температуры берутся из справочника [17].

Множитель $(P_{2x} / P_{2c})^{0,25}$ представляет собой поправку, учитывающую зависимость физических свойств теплоносителя (в основном вязкости) от температуры и направления теплового потока. Для газов $P_{2x} / P_{2c} \approx 1$.

Коэффициент теплопередачи для плоской стенки и труб с $d_1 / d_2 < 0,5$ определяется по формуле

$$k = 1 / (1/\alpha_1 + \delta / \lambda + 1/\alpha_2), \quad (9.14)$$

где δ – толщина стенки, м; λ – теплопроводность материала стенки, Вт/(м·К) или Вт/[м²·(К/м)];

α_1 и α_2 – коэффициенты теплоотдачи со стороны горячего теплоносителя и со стороны холодного теплоносителя.

Коэффициент теплопроводности λ характеризует способность проводить теплоту. Значение λ характеризует количество теплоты, Дж, которое проходит за 1 секунду (Дж/с – тепловой поток, измеряемый, Вт) 1 квадратный метр поверхности при падении температуры в 1 градус на 1 пути теплового потока, Вт/[м²·(К/м)] или Вт/(м·К).

Путь теплового потока – это, например, толщина стенки трубы, длина сота пластины, м.

Ниже приводятся значения λ , Вт/(м·К), для некоторых материалов, из которых могут быть выполнены отдельные детали теплообменников: сталь 10 – 63; сталь 15 – 54,4; сталь 30 – 50,2; сталь хромистая, перлитная 3Х13 – 25,1; латунь (60 % меди и 40 % цинка) – 106; дюралюминий – 150.

Средний температурный напор. Разность температур горячего и холодного теплоносителей называется температурным напором $\Delta T = T_1 - T_2$. Характер изменения температурного напора вдоль поверхности теплообмена зависит от схемы движения теплоносителей и соотношения водяных эквивалентов $W_1 = c_{p1} m t_1$ и $W_2 = c_{p2} m t_2$. Различают следующие схемы течения теплоносителей: *прямоток, противоток, перекрестный ток, смешанный ток, многотратный перекрестный ток* (рис. 9.5).



Рис. 9.5. Схемы движения теплоносителей

Температурный напор вдоль поверхности теплообмена при прямотоке меняется сильнее, чем при противотоке. Вместе с тем среднее значение температурного напора при противотоке больше, чем при прямотоке. За счет этого при противотоке теплообменник получается компактнее. Поэтому с технической точки зрения всегда следует отдавать предпочтение прямотоку над противотоком.

Средний логарифмический температурный напор определяется по формуле

$$\Delta t_{\text{лог}} = (\Delta t_6 - \Delta t_m) / \ln(\Delta t_6 / \Delta t_m).$$

Среднеарифметический температурный напор

$$\Delta t_{\text{ар.ар}} = (\Delta t_6 + \Delta t_m) / 2 \quad (9.16)$$

тогда больше среднеарифметического. При отношении $\Delta t_6 / \Delta t_m < 2$ температурные напоры отличаются на 2 – 3 %. Здесь Δt_6 и Δt_m , соответственно, наибольшая и наименьшая разность температур между горячим теплоносителем и холодным на входе и выходе из теплообменника.

Площадь поверхности теплообмена. Площадь поверхности теплообмена F определяется после определения коэффициента теплопередачи k и среднего температурного напора $\Delta t_{\text{лог}}$

$$F = \Phi / (k \cdot \Delta t_{\text{лог}}). \quad (9.17)$$

9.3.1. Расчет подогревателей для неподвижных нефтепродуктов

При расчете подогревателей определяют поверхность теплообмена, расход теплоносителя и конструктивные размеры подогревателей. Для этого необходимо знать начальную и конечную температуру подогрева нефтепродукта, его массу или расход.

Оптимальная температура нефтепродукта должна находиться между температурой застывания и температурой вспышки и отвечать условиям наименьшего расхода энергии на подогрев.

Общее количество теплоты, Дж, необходимое для разогрева нефтепродукта, определяют по формуле

$$Q = q_1 + q_2 + q_3, \quad (9.18)$$

где $q_1 = M \cdot c_p \cdot (t_k - t_n)$ – теплота, необходимая для разогрева всей массы нефтепродукта M от начальной t_n до конечной t_k температуры;

c_p – удельная изобарная теплоемкость, Дж/(кг·К);

$q_2 = M_n \cdot \lambda$ – теплота, необходимая на расплавление застывшего нефтепродукта (парафина) в количестве M_n ;

λ – скрытая теплота плавления парафина;

$q_3 = K \cdot F \cdot \tau \cdot (t_{\text{ср}} - t_0)$ – тепловые потери в окружающую среду.

Здесь K – коэффициент теплопередачи от нефтепродукта в окружающую среду, Вт/(м²·К); F – поверхность охлаждения, м²; τ – время разогрева;

$t_{\text{ср}}$ – средняя температура нефтепродукта в резервуаре за время разогрева, °С; t_0 – температура окружающей среды, °С.

Удельная массовая теплоемкость для нефтепродуктов лежит в пределах 1600 – 2500 Дж/(кг·К). Для расчетов принимают среднее значение, равное 2100 Дж/(кг·К).

В таблице 9.4 указаны температура плавления и необходимое значение плотности для плавления 1 кг парафина.

Коэффициент теплопередачи K рассчитывают в зависимости от типа конструкции, толщины стенок, изоляции, способов хранения (наземный, подземный) и также принимают по опытным или справочным данным. При расчетах коэффициент K для стенок наземных металлических резервуаров принимают равным 5 – 7 Вт/(м²·К).

Теплота плавления парафинов

Таблица 9.4

Плотность при 70 °С, кг/м ³	Температура плавления, °С	Теплота плавления, кДж/кг
773	52	163
774	60	172
775	65	184

При расчете потерь теплоты через стенку резервуара за один час коэффициент теплопередачи K , будет иметь единицу величины, кДж/(м²·ч·°С); для металлических неизолированных наземных резервуаров величина $K_0 = 25$, для изолированных – 12,5, для подземных резервуаров – 11,3.

Для наземных резервуаров температуру окружающей среды, °С, принимают равной температуре наружного воздуха, для подземных резервуаров – на 5 °С выше.

Время разогрева и слива нефтепродукта, например мазутов марки М-М-100, зависит от температуры окружающей среды. В теплый период оно соответственно, 3 и 4 ч, а в холодный период (с 15 сентября по 15 апреля) соответственно, 6 и 10 ч.

Суммарное время разогрева и слива железнодорожной цистермы, нагруженной нефтепродуктом, зависит от его кинематической вязкости, температуры застывания и приведено в таблице 9.5 [18].

Таблица 9.5

Суммарное время на разогрев и слив вязких и застывающих нефтепродуктов

Группа нефтепродукта	Кинематическая вязкость при 323 К, мм ² /с	Температура застывания, К	Время разогрева и слива, групп, ч
1	36 – 117	258 – 273	4
2	118 – 190	274 – 288	6
3	199 – 305	289 – 303	8
4	Свыше 305	Свыше 303	10

Среднюю расчетную температуру нефтепродукта t_{cp} определяют по формуле

$$t_{cp} = 0,5 \cdot (t_n + t_k) \text{ при } \frac{t_n - t_0}{t_n - t_0} \leq 2, \quad (9.19)$$

где t_n и t_k — начальная и конечная температура нефтепродукта, °С; t_0 — температура окружающей среды, °С.

Температура окружающей среды для наземных и полуподземных резервуаров

$$t_0 = \frac{t_g \cdot F_g + t_v \cdot F_v}{F_g + F_v}, \quad (9.20)$$

где t_g и t_v — температура грунта и воздуха, окружающих резервуар;

F_g и F_v — поверхности резервуара, соприкасающиеся с грунтом и воздухом.

Тепловой поток (мощность, Вт) необходим для разогрева всей массы нефтепродукта

$$\Phi = \frac{q_1}{\tau} + \frac{q_2}{\tau} + q_3, \quad (9.21)$$

где q_3 — расход тепла, затрачиваемый на потери тепла в окружающую среду.

Поверхность нагрева трубчатых подогревателей (m^2) определяют по формуле

$$F = \frac{\Phi}{K_T \cdot \Delta T_{TH}} \text{ или } F = \frac{\Phi}{K_T \left(\frac{t_n + t_k}{2} - t_{cp} \right)}, \quad (9.22)$$

где F — поверхность нагрева подогревателя; Φ — тепловой поток, кДж/с;

K_T — коэффициент теплопередачи от пара (или другого теплоносителя) к нефтепродукту;

ΔT_{TH} — средняя разность температур между теплоносителем и нефтепродуктом, °С (средний температурный напор);

τ — время разогрева нефтепродукта; t_n и t_k — температура пара и конденсата, °С.

Общую длину L трубы подогревателя при принятом диаметре d находим из выражения

$$L = \frac{F}{\pi \cdot d} \quad (9.23)$$

и, соответственно, число секций n при длине труб в секции l

$$n = \frac{L}{l}. \quad (9.24)$$

Массовый расход m пара (кг/с) на подогрев нефтепродукта

$$m = \frac{\Phi}{i_n - i_k}$$

где i_n и i_k – соответственно, энтальпия пара и конденсата, кДж/кг.

Пример расчета. Определить необходимое количество теплоты Q , требуемое для нагрева паром (см. рис. 9.1) нефтепродукта массой $M = 50000$ кг за 3 часа на величину перепада температуры $\Delta t = 20$ °С, при удельной теплоемкости c_p , равной 2,1 кДж/(кг·К).

По формуле 9.3 находим

$$Q = c_p \cdot M \cdot \Delta t = 2,1 \cdot 50000 \cdot 20 = 2100000 \text{ кДж.}$$

Учитывая, что примерно 30 % теплоты уходит в окружающую среду через стенки цистерны, действительная величина Q будет равна $1,3 \cdot 2100000 = 2730000$ кДж. Потери теплоты в окружающую среду уточняют по формуле 9.4

Мощность парового нагревателя за один час (3600 с)

$$\Phi = Q/\tau = 2730000 / 3600 = 758,3 \text{ кВт.}$$

Так как нагрев нефтепродукта производится в течение 3 часов, то мощность нагревателя составит $758,3 / 3 = 252,7$ кВт.

Нагрев нефтепродукта производится паром. На входе в нагреватель температуру насыщения пара принимаем $t_1 = 130$ °С, что соответствует давлению насыщения $2,7 \cdot 10^5$ Па. Степень сухости насыщенного пара $x = 0,9$. На выходе нагревателя пар конденсируется, его температуру принимаем $t_2 = 100$ °С.

Определим энтальпию влажного насыщенного пара i_n на входе в теплообменник.

$$i_n = i_1^* + r \cdot x = 546,3 + 2174,4 \cdot 0,9 = 2503,3 \text{ кДж/кг.}$$

где i_1^* – энтальпия кипящей жидкости при насыщении $t_n = 130$ °С берется из справочника [28]; r – теплота парообразования при $t_n = 130$ °С.

Энтальпия конденсата $i_k = c_p \cdot t_2 = 4,186 \cdot 100 = 418,6$ кДж/кг.

При известных значениях i_n и i_k по формуле 9.25 определяют требуемый расход пара.

$$m = \frac{\Phi}{i_n - i_k} = \frac{252,7}{2503,3 - 418,6} = 0,12 \text{ кг/с} \quad \text{или} \quad 432 \text{ кг/ч.}$$

9.3.2. Выбор основных параметров теплообменника типа «труба в трубе»

Теплообменники типа «труба в трубе» широко используются при разогреве нефтепродуктов. Преимущество таких теплообменников заключается в простоте конструкции, и они могут быть собраны из стандартных элементов. При необходимости поверхность теплообмена может быть увеличена за счет установки нескольких секций.

На рис. 9.6 показан секционный паровой подогреватель топлива ПТС типа «труба в трубе».

Горячий пар входит через клапан 4, проходит по трубе 7 и выходит через клапан 5 в виде конденсата. Проходя по трубе, пар нагревает ее и отдает тепло через стенки трубы 7 нефтепродукту. Холодный нефтепродукт под действием перепада давления входит в подогреватель через клапан 6, а выходит через клапан 3. Нефтепродукт, проходя через кольцевое сечение подогревателя, увеличивает свою температуру, снижая вязкость и увеличивая текучесть. Массовый расход пара и нефтепродукта регулируется проходными сечениями клапанов.

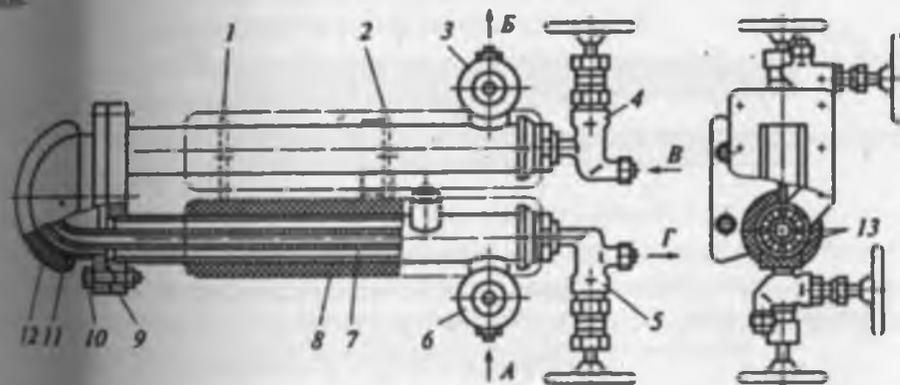


Рис. 9.6. Подогреватель топлива секционный типа ПТС:

- 1 и 2 – опоры неподвижные; 3 – клапан выхода топлива; 4 – клапан входа пара;
- 5 – клапан выхода конденсата; 6 – клапан входа топлива; 7 – труба нагревательная;
- 8 – корпус подогревателя; 9 – фланец корпуса; 10 – болт; 11 – крышка; 12 – изоляция;
- 13 – ребра нагревательной трубки; А и Б – вход и выход нефтепродукта; В – вход пара;
- Г – выход конденсата

На рис. 9.7 показан разрез теплообменника типа «труба в трубе». Горячий теплоноситель движется по внутренней трубе, а нефтепродукт – по кольцевому каналу. Теплота передается от одного теплоносителя к другому через цилиндрическую стенку.

Тепловой поток теплоносителя в трубе определяется из выражения

$$\Phi_1 = c_{p1} m_1 |t_{11} - t_{12}|,$$

в кольцевом канале

$$\Phi_2 = c_{p2} m_2 |t_{21} - t_{22}|,$$

где m_1, m_2 – массовые расходы теплоносителей во внутренней трубе и в кольцевом канале соответственно, кг/с;

t_{11}, t_{12} – температура на входе и выходе внутренней трубы, °С;

t_{21}, t_{22} – температура на входе и выходе кольцевого канала, °С.

При установившемся режиме теплообмена $\Phi_1 = \Phi_2 = \Phi$. При равенстве уравнений 9.26 и 9.27 получается баланс теплового потока.

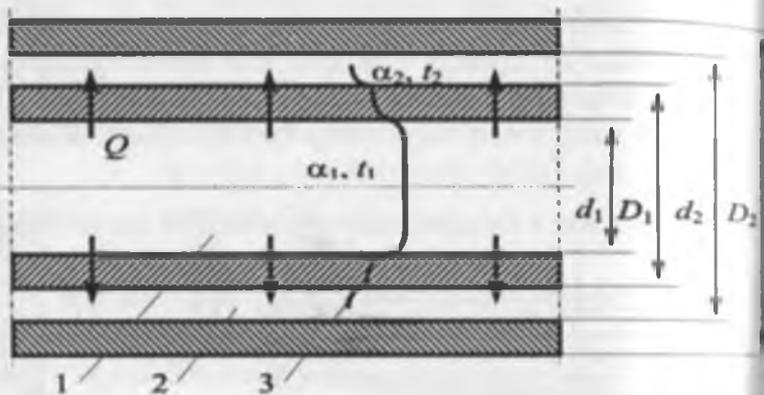


Рис. 9.7. Теплопередача через цилиндрическую стенку: 1 – внутренняя труба; 2 – кольцевой канал; 3 – изменение температуры; d_1 – внутренний диаметр внутренней трубы; D_1 – наружный диаметр внутренней трубы; d_2 – внутренний диаметр кольцевого сечения; D_2 – наружный диаметр кольцевого сечения

По кольцевому каналу движется нефтепродукт, например мазут М-40, который под действием перепада давления, создаваемого насосом, входит в кольцевой канал при температуре 10 °С (t_{21}), а на выходе из кольцевого канала температура должна повыситься до 40 °С (t_{22}). Теплоемкость нефтепродукта составляет 2,1 кДж/(кг·К). Время подогрева 4 ч (14400 с). Масса мазута 20 т. Массовый расход мазута $m_2 = M/t$ составит 1,388 кг/с. Необходимый тепловой поток Φ_2 определяем по формуле 9.27, и он составит 87,4 кДж/с или 87,4 кВт.

Далее выбирают вид теплоносителя (пар, горячая вода, нагретый воздух). Допустим, мы выбрали в качестве теплоносителя горячую воду с температурой на входе в теплообменник 90 °С (t_{11}), а на выходе 50 °С (t_{12}). Удельную теплоемкость воды примем равной 4,18 кДж/(кг·К). По формуле 9.26

определим необходимый массовый расход горячей воды при $\Phi_1 = \Phi_2$, который составит 0,52 кг/с или 1872 кг/ч.

Определив требуемое значение теплового потока Φ для нагрева нефтепродукта, находим необходимую площадь F поверхности горячего теплоносителя (нагревателя), используя уравнение теплопередачи:

$$\Phi = k \cdot F \cdot \Delta t_m, \quad (9.28)$$

где k – средний, постоянный для поверхности F коэффициент теплопередачи, Вт/(м²·К); Δt_m – средний для поверхности F температурный напор между теплоносителями, °С.

Средний температурный напор Δt_m определяют по формулам 9.15 или 9.16. Коэффициент k теплопередачи рассчитывается по формуле:

$$k = \frac{1}{\frac{1}{\alpha_1} + \frac{d_1}{2\lambda_T} \ln \frac{D_1}{d_1} + \frac{d_1}{\alpha_2 D_1}}, \quad (9.29)$$

где α_1 – коэффициент теплоотдачи от теплоносителя, протекающего во внутренней трубе, к внутренней поверхности трубы, Вт/(м²·К);

α_2 – коэффициент теплоотдачи от наружной поверхности трубы к теплоносителю, протекающему в кольцевом канале, Вт/(м²·К);

λ_T – коэффициент теплопроводности материала внутренней (центральной) трубы, Вт/(м·К);

d_1, D_1 – внутренний и наружный диаметры центральной трубы, м.

Для нахождения коэффициентов теплоотдачи α_1 и α_2 по числу Нуссельта необходимо знать теплопроводность материала стенки (λ , Вт/(м·К)) и значение эквивалентного диаметра (d_e , м). Число Нуссельта определяют по формулам 9.9 или 9.10 в зависимости от режима движения.

Определив значение коэффициента теплопередачи k и средний температурный напор Δt , по формуле 9.28 находим площадь нагрева F теплообменного аппарата, м². В зависимости от величины площади нагрева выбираем марку теплообменного аппарата и число секций.

9.3.3. Пример расчета теплообменного аппарата типа «труба в трубе»

Определить поверхность нагрева и число секций теплообменника типа «труба в трубе» (рис. 9.6). Греющая (горячая) вода движется по внутренней (центральной) стальной трубе ($\lambda_c = 45$ Вт/(м·К). Отношение наружного и внутреннего диаметра трубы равно $D_1/d_1 = 35/32$ мм. Температура на входе $t_{c1} = 95$ °С, расход греющей воды $G_1 = 2130$ кг/ч [17].

Нагреваемая вода или нефтепродукт движется противотоком по каналу между трубами и нагревается от температуры $t'_{x2} = 15^\circ\text{C}$. Внутренний диаметр внешней трубы $d_2 = 48$ мм. Расход воды $G_2 = 3200$ кг/ч. Длина одной секции теплообменника $l = 1,5$ м. Передача теплоты через внешнюю поверхность теплообменника пренебрежимо мала.

Решение. Теплоемкость воды $c_{p2} \approx 4,19$ кДж/(кг·К).

Количество передаваемой теплоты [16, 17]

$$Q = G_2 c_{p2} (t'_{x2} - t'_{x1}) = \frac{3200}{3600} \cdot 4,19 (45 - 15) = 111,5 \text{ кВт.}$$

Температура греющей воды на выходе

$$t'_{x1} = t'_{x1} - \frac{Q}{G_1 \cdot c_{p1}} = 95 - \frac{111,5 \cdot 3600}{2130 \cdot 4,19} = 50^\circ\text{C}.$$

Находим средние арифметические значения температур теплоносителей и значения физических свойств воды при этих температурах:

$$t_{x1} = 0,5(t'_{x1} + t'_{x2}) = 0,5(95 + 50) = 72,5^\circ\text{C};$$

при этой температуре $\rho_{x1} = 976$ кг/м³; $\nu_{x1} = 0,403 \cdot 10^{-6}$ м²/сек;

$$\lambda_{x1} = 0,670 \text{ Вт/м·град}; \quad \text{Pr}_{x1} = 2,47;$$

при этой температуре $t_{x2} = 0,5(t'_{x2} + t'_{x1}) = 0,5(15 + 45) = 30^\circ\text{C};$

$\rho_{x2} = 996$ кг/м³; $\nu_{x2} = 0,805 \cdot 10^{-6}$ м²/сек; $\lambda_{x2} = 0,618$ Вт/м·К; $\text{Pr}_{x2} = 5,8$.

Скорости движения теплоносителей:

$$\omega_1 = \frac{4G_1}{\rho_{x1} \cdot \pi \cdot d_1^2 \cdot 3600} = \frac{4 \cdot 2130}{976 \cdot 3,14 (3,2 \cdot 10^{-2})^2 \cdot 3600} = 0,755 \text{ м/сек.}$$

$$\omega_2 = \frac{4G_2}{\rho_{x2} \cdot \pi \cdot (d_2^2 - D_1^2) \cdot 3600} = \frac{4 \cdot 3200}{996 \cdot 3,14 (4,8^2 - 3,5^2) \cdot 10^{-4} \cdot 3600} = 1,06 \text{ м/сек.}$$

Число Рейнольдса для потока греющей воды

$$\text{Re}_{x1} = \frac{\omega_1 d_1}{\nu_{x1}} = \frac{0,755 \cdot 3,2 \cdot 10^{-2}}{0,403 \cdot 10^{-6}} = 6 \cdot 10^4.$$

Режим течения греющей воды турбулентный, и расчет числа Нуссельта коэффициента теплоотдачи выполняем по формуле 9.9.

Число Нуссельта

$$\text{Nu}_{x1} = 0,021 \text{Re}_{x1}^{0,8} \text{Pr}_{x1}^{0,43} (\text{Pr}_{x1}/\text{Pr}_c)^{0,25}.$$

Так как температура стенки неизвестна, то в первом приближении задаем значением

$$t_{c1} \approx 0,5(t_{x1} + t_{x2}) = 0,5(72,5 + 30) = 51,25^\circ\text{C}.$$

При этой температуре $\text{Pr}_{c1} = 3,5$; тогда

$$\text{Nu}_{x1} = 0,021 \cdot (6 \cdot 10^4)^{0,8} (2,47)^{0,43} \left(\frac{2,47}{3,5}\right)^{0,25} = 188.$$

Коэффициент теплоотдачи от греющей воды к стенке трубы

$$\alpha_1 = \text{Nu}_{x1} \frac{\lambda_{x1}}{d_1} = 188 \cdot \frac{0,670}{3,2 \cdot 10^{-2}} = 3940 \text{ Вт/(м}^2 \cdot \text{К)}.$$

Число Рейнольдса для потока нагреваемой воды

$$\text{Re}_{x2} = \frac{\omega_2 d_2}{\nu_{x2}} = \frac{1,06 \cdot 1,3 \cdot 10^{-2}}{0,805 \cdot 10^{-6}} = 1,71 \cdot 10^4,$$

эквивалентный диаметр для кольцевого канала

$$d_s = d_2 - D_1 = 48 - 35 = 13 \text{ мм.}$$

Приняв в первом приближении $t_{c2} \approx t_{c1}$ и, следовательно, $\text{Pr}_{c2} \approx \text{Pr}_{c1} \approx 3,5$, получим:

$$\begin{aligned} \text{Nu}_{x2} &= 0,021 \text{Re}_{x2}^{0,8} \text{Pr}_{x2}^{0,43} (\text{Pr}_{x2}/\text{Pr}_c)^{0,25} = \\ &= 0,021 \cdot (1,71 \cdot 10^4)^{0,8} (5,42)^{0,43} \left(\frac{5,42}{3,5}\right)^{0,25} = 118. \end{aligned}$$

Коэффициент теплоотдачи от стенки трубы к нагреваемой воде

$$\alpha_2 = \text{Nu}_{x2} \frac{\lambda_{x2}}{d_s} = 118 \cdot \frac{0,618}{1,3 \cdot 10^{-2}} = 5620 \text{ Вт/(м}^2 \cdot \text{К)}.$$

Коэффициент теплопередачи

$$\begin{aligned} k &= \frac{1}{\frac{1}{\alpha_1} + \frac{\delta_c}{\lambda_c} + \frac{1}{\alpha_2}} = \frac{1}{\frac{1}{3940} + \frac{1,5 \cdot 10^{-3}}{45} + \frac{1}{5620}} = \\ &= 2150 \text{ Вт/(м}^2 \cdot \text{К)}. \end{aligned}$$

Так как в рассматриваемом случае $\frac{t'_{ж1} - t''_{ж2}}{t'_{ж1} - t'_{ж2}} = \frac{50}{35} < 1,5$, то с достаточной

точностью можно вести расчет по средней арифметической разности температур:

$$\Delta t_g = t_{ж1} - t_{ж2} = 72,5 - 30 = 42,5 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

Плотность теплового потока

$$q = k \cdot \Delta t_g = 2150 \cdot 42,5 = 9,15 \cdot 10^4 \text{ Вт/м}^2.$$

Поверхность нагрева

$$F = \frac{Q}{q} = \frac{111,5}{91,5} = 1,22 \text{ м}^2.$$

Число секций

$$n = \frac{F}{\pi \cdot d_1 \cdot l} = \frac{1,22}{3,14 \cdot 3,2 \cdot 10^{-2} \cdot 1,75} \approx 7.$$

Температуры стенок труб

$$t_{c1} = t_{ж1} - \frac{q}{\alpha_1} = 72,5 - \frac{91500}{3940} = 49,3 \text{ } ^\circ\text{C};$$

$$t_{c2} = t_{ж2} - \frac{q}{\alpha_2} = 30 + \frac{91500}{5620} = 46,3 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

При этих температурах $Pr_{c1} = 3,59$ и $Pr_{c2} = 3,83$ и поправки на физические свойства жидкости по сечению потока имеют следующие значения:

$$\left(\frac{Pr_{ж1}}{Pr_{c1}} \right)^{0,25} = \left(\frac{2,47}{3,59} \right)^{0,25} = 0,91 \text{ (в расчете было принято } 0,92);$$

$$\left(\frac{Pr_{ж2}}{Pr_{c2}} \right)^{0,25} = \left(\frac{5,42}{3,83} \right)^{0,25} = 1,09 \text{ (в расчете было принято } 1,12).$$

Совпадение достаточно точное и можно принять, что $F = 1,22 \text{ м}^2$ и $n = 7$.

Методика расчета теплообменного аппарата при нагреве нефти и не воды изменится (для кольцевого сечения). Вязкость нефти при этом пример масла МС-20, при 20 °С больше вязкости воды в 1125 раз. По этой причине изменится режим движения жидкости (число Рейнольдса). Теплоемкость масла МС-20 при 20 °С составляет 2,043 кДж/(кг·К), а воды – 4,18 кДж/(кг·К). Число Прандтля для воды при 30 °С составляет 5,42, а для масла МС-20 – 7310.

Контрольные вопросы

1. С какой целью подогревают темные нефтепродукты (масла, мазуты)?
2. Почему максимальная температура подогреваемого нефтепродукта должна быть на 15–23 °С ниже температуры вспышки?
3. Какие виды теплоносителей используют при подогреве нефтепродуктов?
4. Какие Вы знаете способы подогрева нефтепродуктов?
5. Типы и конструкции подогревателей для транспортных и стационарных емкостей.
6. Основные формулы, используемые при расчете теплообменников.
7. Выпишите и поясните уравнения теплового баланса и теплопередачи.
8. Дайте определения безразмерным критериям Нуссельта, Рейнольдса и Прандтля.
9. Как определяют коэффициенты теплоотдачи со стороны горячего теплоносителя в стенке (α_1) и от стенки к холодному теплоносителю (α_2)?
10. Что такое коэффициент теплопроводности материала стенки, например стальной трубы, его значение и единицы величины?
11. Как определяется коэффициент теплопередачи, зависящий от толщины стенки, ее теплопроводности, коэффициентов теплоотдачи к стенке от горячего и холодного теплоносителей?
12. Какова последовательность расчета подогрева нефтепродуктов в емкостях (жестяжных цистернах)?
13. Методика расчета теплообменника типа «труба в трубе», в котором движется горячий теплоноситель и холодный (нефтепродукт).
14. Последовательность расчета электронагревательных элементов.

10. НЕФТЕБАЗЫ

10.1. Классификация нефтебаз и их размещение

Нефтебазами называют предприятия, состоящие из комплекса зданий и установок, предназначенных для приема, хранения и отпуска нефтепродуктов потребителям [62].

По назначению нефтебазы бывают самостоятельными предприятиями, производящими прием, хранение и отпуск нефтепродуктов, входящими в состав промышленных, транспортных и других предприятий, предназначенных для снабжения этих хозяйств.

Технологические процессы, осуществляемые на нефтебазах, делятся на основные и вспомогательные.

К основным технологическим процессам относят:

- прием нефтепродуктов на нефтебазу;
- хранение нефтепродуктов в резервуарах и складах;
- налив нефтепродуктов в железнодорожные цистерны, нефтяные суда или перекачка по трубопроводам;
- отпуск нефтепродуктов потребителям в автоцистерны, бочки.

К вспомогательным процессам относят:

- очистку и обезвоживание (осветление) нефтепродуктов;
- регенерацию отработавших масел.

Нефтебазы подразделяются:

- по транспортным связям поступления и отгрузки нефтепродуктов – железнодорожные, водные (морские, речные), трубопроводные, автомобильные и смешанные;
- по номенклатуре хранимых нефтепродуктов – на нефтебазы для хранения легковоспламеняющихся и горючих нефтепродуктов и нефтебазы общего назначения;
- годовому грузообороту – на пять классов (табл. 10.1).

Таблица 10.1

Разделение нефтебаз на классы

Классы нефтебаз	Грузооборот в тыс. тонн в год
1	От 500 и более
2	От 100 до 500
3	От 50 до 100
4	От 20 до 50
5	От 20 и менее

Нефтебазы представляют большую опасность в пожарном отношении. Наиболее пожароопасными объектами являются резервуары. Поэтому

пожароопасности нефтебаз принят суммарный объем резервуарного парка. Расчетная величина в м^3 , а также максимальный объем одного резервуара V_{max} должны в основу деления нефтебаз на категории по пожароопасности [59]:

- I - общий объем резервуарного парка свыше 100 000 м^3 ;
- II - то же от 20 000 до 100 000 м^3 ;
- III А - то же от 10 000 до 20 000 м^3 и $V_{\text{max}} = 5000 \text{ м}^3$;
- III Б - то же от 2000 до 10 000 м^3 и $V_{\text{max}} = 2000 \text{ м}^3$;
- III В - то же до 2000 м^3 включительно и $V_{\text{max}} = 700 \text{ м}^3$.

В зависимости от категории пожароопасности нефтебаз строительными нормами и правилами (СНиП) предусмотрено расстояние до соседних объектов (зданий и общественных зданий):

- I - не менее 200 м; II и III - не менее 100 м.

При выборе земельного участка для сооружения нефтебазы и при размещении объектов на ее территории руководствуются следующими условиями (табл. 10.2).

Таблица 10.2

Размещение зданий и сооружений по зонам на территории нефтебаз

Зоны	Здания и сооружения, размещаемые в пределах зоны
Железнодорожного транспорта и отпуска	Железнодорожные сливные и наливные устройства, насосные, компрессорные, сливные (нулевые) резервуары, хранилища жидкостей в таре, погрузочно-разгрузочные платформы, лаборатории, помещения для рабочих
Железнодорожного транспорта	Причалы, насосные, помещения для рабочих и другие объекты, связанные с разгрузочными и погрузочными операциями.
Резервуарного парка	Резервуары, газосборники, теплообменники, насосные, компрессорные
Производственного назначения зданий и сооружений	Разливочные, расфасовочные, маслосветильные установки, насосные, хранилища жидкостей в таре, наливные колонки, оперативные площадки чистой и грязной тары, автовесы, погрузочные площадки
Подсобные здания и сооружения	Механические и сварочные мастерские, пропарочные установки, электростанции, трансформаторные подстанции, котельные, кузницы, склады материалов, склады топлива, диспетчерские пункты, водонагревательные станции
Административных, бытовых и жилищных	Офисы, проходные, гаражи, здания охраны

10.2. Выбор района для строительства нефтебазы

При выборе района для строительства нефтебазы необходимо учитывать [26].

1. Расстояние от крупных потребителей нефтепродуктов до нефтебазы должно быть наименьшим.
2. Рельеф площадки должен обеспечивать наиболее рациональное размещение всех сооружений нефтебазы. При размещении резервуарного парка необходимо иметь колонки для заправки автоцистерн и эстакады для железнодорожных цистерн.
3. Не должно быть оползней; допустимая нагрузка на грунт должна обеспечивать прочность возводимых сооружений. По химическому составу грунт должен вызывать интенсивной коррозии при нормальной изоляции. Высота уровня грунтовых вод не должна превышать допустимых пределов.
4. Расстояния от нефтебазы до границ соседних предприятий, населенных пунктов должны быть не меньше 100 – 200 м. Вне территории нефтебазы допускается насаждение садов, огородов, лиственных деревьев и размещение открытых складов негорючих материалов, при этом возле ограждения нефтебазы необходимо оставлять свободные полосы шириной 10 м.
5. При расположении нефтебаз вблизи от реки их необходимо размещать по течению реки ниже гидроэлектростанций, гидротехнических сооружений, судостроительно-ремонтных заводов; мостов, пристаней и речных вокзалов на расстоянии не менее 300 м.
6. При сооружении причалов на водных нефтебазах необходимо обеспечить достаточную для подхода судов глубину примыкающей акватории реки и возможно меньшую длину трубопроводов от причала к емкостям нефтебазы.
7. Подъездные железнодорожные пути нефтебазы должны иметь наименьшую длину и выдерживать радиусы закруглений не менее 250 м.
8. Относительно городов и жилых поселков нефтебазы должны размещаться так, чтобы пары нефтепродуктов при господствующих ветрах не попадали на жилые дома, котельные.
9. Вблизи территории нефтебаз должны быть хорошие грунтовые автомобильные дороги, соединяемые с внутрибазовыми дорогами проездами шириной не менее 6 м.
10. Необходимо обеспечить снабжение нефтебазы электроэнергией для производственных и бытовых нужд.
11. При отводе участка следует предусматривать возможность его расширения нефтебазы.

10.3. Выбор площадки под строительство нефтебазы

Помимо экономических условий, определяющих минимальные транспортные расходы по перевозкам потребителям нефтепродуктов, необходимо, чтобы площадка, предназначенная для строительства нефтебазы, отвечала инженерным и геологическим требованиям. Отводимая для нефтебазы территория должна иметь необходимые разрывы между границами участка и соседними сооружениями.

Площадку желательно выбирать с наветренной стороны от населенных пунктов и соседних сооружений, чтобы пары нефтепродуктов не относились на крыши дома, объекты с открытым огнем. Для этого по данным метеорологических станций вычерчивается «роза ветров» района, показывающая повторяемость ветров (в процентах или днях в году) по румбам. Во избежание распространения огня при растекании горящего нефтепродукта по поверхности воды и в санитарным условиям речные нефтебазы следует располагать ниже по течению реки от ближайших населенных пунктов, промышленных предприятий, пристаней, мостов.

Одно из важнейших условий при выборе площадки — удобное примыкание участка к транспортным магистралям.

На самой площадке или вблизи от нее необходимо иметь источник водоснабжения и энергоснабжения для хозяйственных, производственных и противопожарных нужд. Выбираемый участок должен обеспечивать удобный спуск ливневых и канализационных вод, не причиняющий вреда населению. С целью снижения стоимости строительства вблизи площадки нефтебаз желательно иметь строительные материалы и рабочую силу.

По геологическим условиям желательно, чтобы площадка была сложена из твердых пород, способных выдерживать удельную нагрузку не менее 0,1 МПа.

Заболоченные и заливаемые водами территории непригодны для нефтебаз. Так как в первом случае придется проводить дорогостоящие и трудоемкие дренажные работы, а во втором — возводить вокруг участка нефтебазы водозащитную дамбу.

Качественный выбор площадки нефтебазы делается по результатам анализа данных отчета изыскательской партии в составе: начальника, инженера-геолога или инженера-гидрогеолога, инженера-строителя, техника-геодезиста, рабочих для производства разведочных выработок и топографической съемки участка.

10.4. Генеральный план нефтебазы

Генеральный план нефтебазы представляет собой определенное размещение различных объектов на территории, отведенной для строительства. Генеральный (главный) план нефтебазы составляется с учетом всех условий: рельефа, геологических и гидрогеологических особенностей территории, метеорологических условий, номенклатуры нефтепродуктов и особенностей особых условий эксплуатации (противопожарных, санитарных, транспортных).

Топографической основой для разработки генерального плана является ситуационный план с горизонтальной привязкой. С помощью ситуационного плана с привязкой к дорожным путям, автомобильными дорогами и инженерными сетями (водопровод, канализация, линии электропередач) нефтебазы укладываются с транспортными магистралями и соответствующими сетями района. Конец дорожные тупики помимо малой протяженности и удобного привязки к магистрали должны быть проведены с необходимыми уклонами и радиусами кривизны. После привязки сетей приступают к размещению всех объектов по семи зонам. Для облегчения разбивки отдельных объектов на топографический план площадки наносят розу ветров и координатную сетку 100×100 и 50×50 м.

Зона хранения наиболее опасна в пожарном отношении, поэтому ее выделяют в обособленную площадку, доступ на которую разрешается лишь ограниченному кругу людей. Оперативную зону следует располагать ближе к выезду, чтобы потребители не задерживались на территории базы. На участках I и II категорий под оперативную зону отводится специально огороженный участок с самостоятельным въездом и выездом на дороги общего пользования. Объекты зоны вспомогательных технических сооружений отделяют от других зон, так как там производят работы с открытым огнем, а в производственном отношении существует взаимосвязь между ними.

При компоновке зон и отдельных сооружений необходимо добиться максимально возможного сокращения протяженности технологических трубопроводов и инженерных сетей.

Размещению объектов на плане должна предшествовать горизонтальная планировка всей территории нефтебазы.

Все здания и сооружения на генплане должны иметь габаритные размеры и координаты одного из углов.

Вертикальную планировку площадки нефтебазы производят с учетом следующих требований:

- должны быть созданы нормальные условия всасывания насосами;
- по возможности должен быть обеспечен самотечный слив и вывоз лезнодорожных цистерн, налив автоцистерн и мелкой тары;

трубопроводные сети должны быть проложены без «мешков» (резкого изгиба оси трубы в вертикальной плоскости).

Примерный генеральный план перевалочной нефтебазы представлен на рис. 10.1 [18]. Прием нефтепродуктов осуществляют по магистральному нефтепродуктопроводу, а отпуск по железной дороге – вагонами-цистернами.

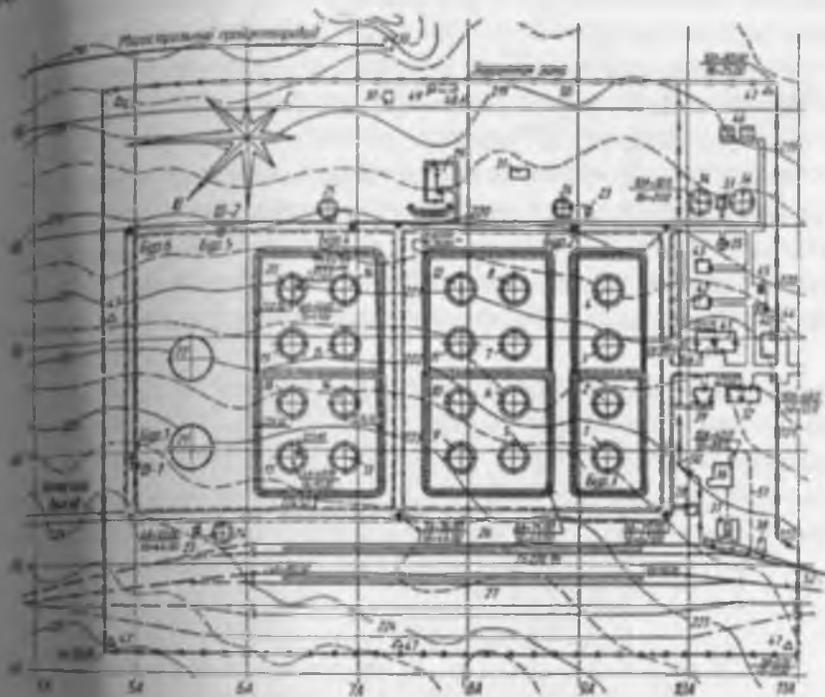


Рис. 10.1. Генеральный план нефтебазы: 1–22 – резервуары; 23 – склад пенопорошка; 24 – водоем; 25 – запасной водоем; 26–27 – железнодорожные наливные эстакады; 28 – площадка для наливинок; 29 – наливная насосная; 30 – узлы приема нефтепродуктов по магистральным трубопроводам; 31 – трансформаторная подстанция; 32 – механическая мастерская; 33 – водоносная; 34 – резервуары для воды; 35 – водонапорная башня; 36 – площадка; 37 – площадка для топлива; 38 – площадка для золь; 39 – обмывочная; 40 – котельная; 41 – пожарное депо; 42 – здание охраны; 43 – телефонная станция; 44 – лаборатория; 45 – склад проб; 46 – вольер для собак; 47 – сторожевой пост; 48 – песколовка; 49 – нефтеловушка; 50 – ограда; 51 – узкоколейка; 52 – железнодорожные линии

Резервуары под номером 1 – 20 типа РВС-5000 имеют общую вместимость 100 000 м³. Резервуар РВС-5000 имеет объем 5000 м³, диаметр 22,8 м, высоту 12 м. По объему резервуарного парка нефтебаза принадлежит ко II категории существующих сооружений (48 и 49), как и требуют нормы проектирования. Сооружения в наиболее низком месте площадки нефтебазы.

На генеральном плане нанесена «роза ветров», длина «лучей» пропорциональна частоте ветра в рассматриваемых направлениях.

Каждая группа наземных резервуаров ограждена замкнутым земляным валом шириной по верху не менее 0,5 м или ограждающей стеной из горючих материалов, рассчитанной на гидростатическое давление разлитой жидкости. Высота обвалования должна быть на 0,2 м выше уровня расчетного объема разлитой жидкости.

Обвалование выполняется с целью предотвращения разлива нефтепродукта по площади нефтебазы из резервуаров в случае их повреждения, особенно при пожарных ситуациях.

На рис. 10.2 приведена часть нефтебазы, в которой резервуары устанавливаются из железнодорожных цистерн. Показана сливная железнодорожная эстакада насосная, эстакада налива нефтепродуктов в автомобильные цистермы, очистных сооружений, склад пенообразователя (для тушения пожара), автомобильная, въездные ворота для железнодорожного транспорта и автотранспорта.

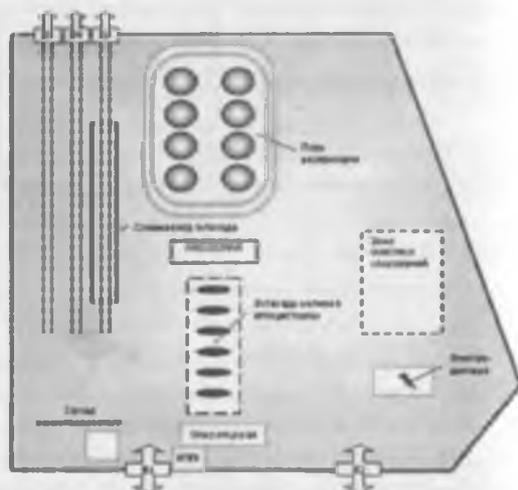


Рис. 10.2. План участка нефтебазы

На железнодорожных эстакадах устанавливают сливные и наливные станки. Они представляют собой устройства для слива нефтепродукта из цистерн или их налива. Станок состоит из опорной вертикальной стойки с комутатором, который может поворачиваться стояк, выполненный из трубы. Стояк представляет собой трубу [59], плавно изогнутую в верхней части, и образует радиус вращения около 3 м. Высота стояка 5,5 м. На конце стояка установлен резиновый рукав длиной 4 м и внутренним диаметром 100 мм.

Наполнение цистерн нефтепродуктами осуществляется под избыточным давлением, создаваемым насосом. Слив свежих нефтепродуктов может осуществляться под разрежением (сифонный способ). Станок имеет патрубок для нижнего слива, вентили, фиксирующее устройство, насос.

После разработки генерального плана приступают к составлению технологического плана и схемы трубопроводов нефтебаз, которые являются основными (исходными) документами для гидравлического расчета трубопроводов.

Технологическая схема представляет собой безмасштабную схему сети трубопроводов (с оборудованием), при помощи которой обеспечивается выполнение всех операций по перекачке жидких нефтепродуктов. Для составления схемы необходимо знать число и объем операций, их одновременность, а также номенклатуру хранимых на нефтебазе нефтепродуктов. При составлении схемы следует учесть, что помимо основных операций по приему и отпуску нефтепродуктов необходимо осуществлять еще и внутрибазовую перекачку любым насосом из резервуара в резервуар в пределах определенной группы нефтепродуктов.

На рис. 10.3 показана технологическая схема перевалочно-распределительной нефтебазы. В состав объектов нефтебазы входят: причальное сооружение I; автоматизированная эстакада II; резервуарный парк светлых нефтепродуктов III, резервуарный парк темных нефтепродуктов IV; узел учета V; камера приема очистного устройства VI; разливочная VII; насосные VIII; нулевой подземный резервуар IX; сливная железнодорожная эстакада X.

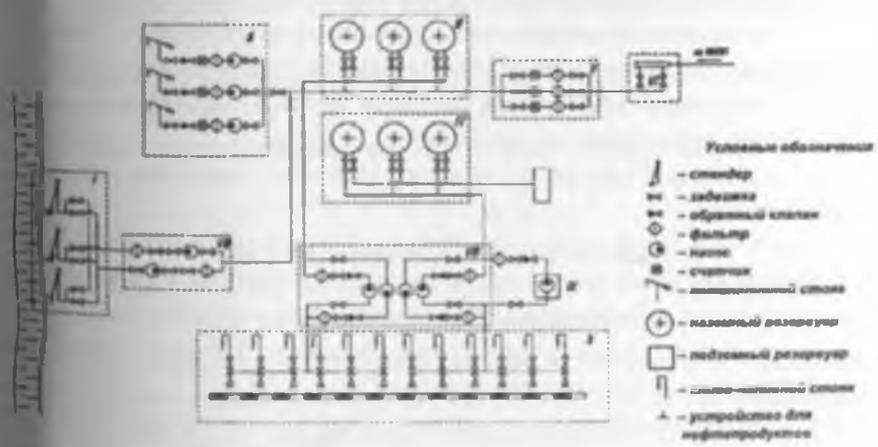


Рис. 10.3. Принципиальная технологическая схема перевалочно-распределительной нефтебазы: I — причальное сооружение; II — автоматизированная эстакада; III — резервуарный парк светлых нефтепродуктов; IV — резервуарный парк темных нефтепродуктов; V — узел учета; VI — камера приема очистного устройства; VII — разливочная; VIII — насосная; IX — нулевой резервуар; X — сливная железнодорожная эстакада

Насосная станция – группа насосных агрегатов, установленных в здании под навесом или на открытой площадке и предназначенных для перекачки нефти и нефтепродуктов.

Эстакада железнодорожная сливо-наливная – сооружение у железнодорожных путей, оборудованное сливо-наливными устройствами, обеспечивающее выполнение операций по сливу нефти и нефтепродуктов из железнодорожных цистерн или их наливу.

Разливочная – сооружение, оборудованное приборами и устройствами, обеспечивающими выполнение операций по наливу нефтепродуктов в бочки.

Нефтеловушка (очистные сооружения) – сооружение для механической очистки сточных вод от нефти и нефтепродуктов.

Стационарная система пенного пожаротушения включает резервуар для воды и пенообразователя, насосную станцию и сеть растворопроводов, соединенных пожарными гидрантами. Средства автоматики включают систему подачи воды при возгорании нефтепродукта.

Нефтебаза может принимать нефтепродукты по магистральному нефтепроводу (только светлые), по железной дороге (светлые и темные). Опора светлых нефтепродуктов производится автомобильным, водным и железнодорожным транспортом, темных нефтепродуктов – по железной дороге в разливочную систему.

Технологический план представляет собой схему, нанесенную в масштабе на генеральный план нефтебазы. По этому плану для каждого трубопровода составляется профиль трассы, который имеет следующие графы:

- в первой прочеркивается сплошной линией профиль земной поверхности и жирной линией указывается положение трубопровода;
- во второй указывается ситуация вдоль трассы трубопровода (насосные, пересечения дорог и т. д.);
- в третьей приводятся красные отметки – требуемые отметки поверхности Земли;
- в четвертой даются фактические отметки поверхности Земли в характерных точках трассы (разность отметок третьей и четвертой граф составляет величину выемки или подсыпки грунта);
- в пятой указываются отметки нижней части трубопровода (при наличии прокладки – отметки дна траншеи);
- в шестой приводятся расстояния между характерными точками трассы, также указываются пикеты через каждые 100 м и километровые столбы;
- в седьмой приводятся уклоны трубопровода и расстояния, на которых этот уклон должен быть выдержан.

Графические материалы нефтеперекачивающих станций с резервуарным парком и магистральных трубопроводов (типовые технические решения для проектирования) приведены в работе [55].

Современные нефтебазы могут быть универсальными (рис. 10.4).

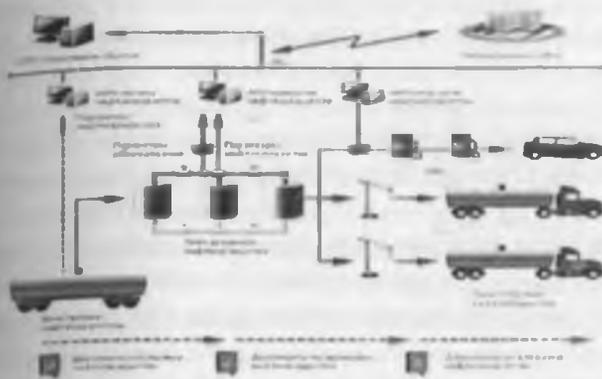


Рис. 10.4. Универсальная нефтебаза

Они имеют устройства для слива топлива из железнодорожных цистерн, откачивают нефтепродукты в автоцистерны, имеют колонки для заправки автомобилей. Процесс учета нефтепродуктов автоматизирован. Для контроля процессов слива и налива нефтепродуктов применяются ПЭВМ с соответствующими программами.

Автоцистерны с нефтепродуктами взвешиваются на весах автомобильных стационарных и передвижных общего назначения грузоподъемностью от 10 до 30 т.

Железнодорожные цистерны взвешиваются на специальных весах в соответствии с ГОСТ 8.424-81.

Масса нефтепродукта определяется как разность между массой брутто и массой тары.

10.5. Резервуарные парки

10.5.1. Общие требования к резервуарным паркам

Резервуарный парк – группа (группы) наземных резервуаров, предназначенных для хранения нефти и нефтепродуктов и размещенных на территории, ограниченной по периметру обвалованием или ограждающей стенкой.

Устройство, техническая эксплуатация, обслуживание и ремонт резервуаров и оборудования должны осуществляться с учетом требований СНиП 11-03-85 «Сооружение промышленных предприятий», СНиП 2.11.03-93 «Хранение нефти и нефтепродуктов. Противопожарные нормы», СНиП 3.03.01-87 «Строительные и ограждающие конструкции», РД 08-95-95 «Положение о системе

технического диагностирования сварных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов», ПБ 03-381-00 «Правила устройства и технической эксплуатации вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов», правила технической эксплуатации нефтебаз», утвержденных Минэнерго России от 19.06.2003 г. № 232.

Минимальное расстояние между резервуарами, расположенными в одной группе, – 30 м (СНиП 2.11.03-93). Резервуары в группе следует располагать более чем в 4 ряда объемом менее 1000 м³, не более чем в три ряда объемом 1000 до 10 000 м³, не более чем в 2 ряда объемом 10 000 и более м³. Расстояние между стенками ближайших резервуаров, расположенных в соседних группах, до 40 м при объеме резервуара до 20 000 м³.

В каждую группу наземных вертикальных резервуаров, расположенных в два ряда и более, должны быть предусмотрены заезды внутрь обвалования для передвижной пожарной техники. При этом планировочная отметка проезжей части заезда должна быть на 0,2 м выше уровня расчётного объема разлитой жидкости.

Для каждого резервуара, находящегося в эксплуатации, должны быть следующие документы:

- а) технический паспорт резервуара;
- б) технический паспорт на понтон;
- в) градуировочная таблица резервуара;
- г) технологическая карта резервуара и схема технологических трубопроводов;
- д) журнал текущего обслуживания;
- е) журнал эксплуатации молниезащиты, защиты от проявления статического электричества;
- ж) схема молниезащиты и защиты резервуара от проявлений статического электричества.

Каждый резервуар должен быть оснащен полным комплектом оборудования, предусмотренным проектом, в зависимости от назначения и условий эксплуатации. В паспорте на резервуар приводятся технические данные и установленное на нем оборудование.

Резервуары оборудуются в соответствии с проектами.

Для стальных вертикальных цилиндрических резервуаров применяются следующее оборудование:

- дыхательные клапаны, предохранительные клапаны;
- стационарные сниженные пробоотборники;
- огневые предохранители, приборы контроля и сигнализации;
- противопожарное оборудование;
- сифонный водоспускной кран, вентиляционные патрубки;
- приемораздаточные патрубки, хлопуши;

— люки-лазы, люки световые, люки измерительные;

— люки-отражатели.

Горизонтальные резервуары оснащаются стационарно встроеным оборудова-

нием: дыхательными клапанами, огневыми предохранителями, измерительными люками, измерительными трубами и другими необходимыми устройствами.

Для контроля давления в резервуарах рекомендуется устанавливать автоматические сигнализаторы предельных значений давления и вакуума и другие приборы.

Резервуары для нефтепродуктов рекомендуется оснащать следующими приборами и средствами автоматики:

— местным и дистанционным измерителями уровня нефтепродукта в резервуаре;

— сигнализаторами максимального оперативного уровня нефтепродукта в резервуаре;

— сигнализатором максимального (аварийного) уровня нефтепродукта в резервуаре;

— дистанционным измерителем средней температуры нефтепродукта в резервуаре;

— местным и дистанционным измерителями температуры нефтепродукта в районе приемно-раздаточных патрубков в резервуаре, оснащенный устройством для подогрева;

— пожарными извещателями автоматического действия и средствами оповещения системы пожаротушения;

— дистанционным сигнализатором загазованности над плавающей крышей;

— сниженным пробоотборником;

— сигнализатором верхнего положения понтона.

На каждый резервуарный парк должна быть составлена технологическая карта по эксплуатации резервуаров с указанием для каждого резервуара:

— типа резервуара, наличия понтона (плавающей крыши);

— номера резервуара по технологической схеме;

— фактической высоты резервуара до верхнего уголка, м;

— фактической высоты резервуара до врезки пеногенератора, м;

— максимально допустимого уровня нефтепродукта, м;

— минимально допустимого уровня нефтепродукта, м;

— максимальной производительности закачки, м³/ч;

— максимальной производительности откачки, м³/ч;

— технологической вместимости резервуара, м³;

— пропускной способности дыхательного клапана, м³/ч;

– пропускной способности предохранительного (гидравлического) на, м³/ч;

- типа и количества дыхательных клапанов;
- типа и количества предохранительных клапанов;
- типа и количества огневых предохранителей;
- средства измерения и контроля уровня;
- средства измерения и контроля температуры;
- средства измерения массы нефтепродукта.

Технологическая карта должна находиться на рабочем месте персонала производящего оперативные переключения и отвечающего за правильное выполнения.

Антикоррозийная защита резервуаров для нефти и нефтепродуктов должна выполняться с учетом требований СНиП 2.03.11-85 «Защита строительных конструкций от коррозии». Выполняют в соответствии с проектом и требованиями антикоррозийной защиты по РД 112-РСФСР-015-89 «Основные требования к антикоррозийной защите объектов проектируемых и реконструируемых предприятий нефтепродуктообеспечения» и ГОСТ 21.513 «Антикоррозийная защита конструкций, зданий и сооружений». Анализируются «рабочие журналы» с учетом конструктивных особенностей резервуаров, условий их эксплуатации и требуемого срока службы.

В процессе эксплуатации резервуара подвергаются коррозии наружная и внутренняя стороны.

Для защиты резервуаров от внутренней коррозии используются защитные покрытия.

Технологический процесс противокоррозионной защиты внутренней поверхности резервуаров лакокрасочными материалами включает следующие операции:

- подготовительные работы;
- подготовку внутренней поверхности резервуара под окраску;
- нанесение лакокрасочного материала и его сушку;
- контроль качества покрытия;
- заделку технологических отверстий и их окраску.

При выборе защитных покрытий следует учитывать степень агрессивности среды воздействия на элементы металлоконструкций внутри резервуара и его наружные поверхности, находящиеся на открытом воздухе.

Для агрессивных сред применяют следующие системы лакокрасочных покрытий:

- грунт ВЛ-08, эмаль ЭП-56;
- шпатлевка ЭП-00-10, эмаль ЭП-773; эмаль ЭП-5116.

Перечень основных документов (ГОСТов, СНиПов, РД). необходим при строительстве, испытании, диагностике, ремонте, зачистке, коррозии.

пожарной безопасности резервуаров, резервуарных парков нефтебаз,
приведены ниже:

1 ГОСТ 25.506-85

Расчет и испытания на прочность. Методы механических испытаний материалов. Определение характеристик трещиностойкости (вязкости разрушения) при статическом нагружении;

2 ГОСТ 380-94

3 ГОСТ 1510-84

Сталь углеродистая обыкновенного качества. Марки; Нефть и нефтепродукты. Маркировка, упаковка, транспортирование и хранение;

4 ГОСТ 2517-85

5 ГОСТ 13196-85

Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб;

Пробоотборники стационарные для резервуаров с нефтью и нефтепродуктами. Тип и основные параметры. Общие требования;

6 ГОСТ 17032-71

Резервуары стальные горизонтальные для нефтепродуктов. Типы и основные размеры;

7 ГОСТ 12.1.004-91

8 ГОСТ 12.1.030-81

ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования;

ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление;

9 ГОСТ 12.1.018-92

ССБТ. Пожаровзрывоопасность статического электричества. Общие требования;

10 ГОСТ 17.23.02-78

Охрана природы. Атмосфера. Правила установления допустимых выбросов вредных веществ промышленными предприятиями;

11 ОСТ 36-75-83

Контроль неразрушающий. Сварные соединения трубопроводов и конструкций. Ультразвуковой метод;

12 СНиП 2.04.12-86

13 СНиП 2.05.06-85

14 СНиП 3.05.05-84

Расчет на прочность стальных трубопроводов;

Магистральные трубопроводы;

Технологическое оборудование и технологические трубопроводы;

15 СНиП II-106-79

Нормы проектирования. Склады нефти и нефтепродуктов;

16 СНиП 12-03-2001

Безопасность труда в строительстве. Общие требования;

17 СНиП 2.02.01-83

18 СНиП 2.03.11-85

19 СНиП 2.04.14-88

20 СНиП 2.09.03-85

Основания зданий и сооружений;

Защита строительных конструкций от коррозии;

Тепловая изоляция оборудования и труб;

Сооружение промышленных предприятий;

21 СНиП 2.11.03-93

Склады нефти и нефтепродуктов. Противопожарные нормы;

22. СНиП 3.02.01-87 Земляные сооружения. Основания и фундаменты;
23. СНиП 3.05.06-85 Электротехнические устройства;
24. СНиП 3.05.07-85 Системы автоматизации. Правила производства и приемки работ;
25. СНиП 23-05-95 Естественное и искусственное освещение;
26. РД 08-95-95 Положение о системе технического диагностирования сварных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов;
27. РД 09-102-95 Методические указания по определению остаточного ресурса потенциально опасных объектов. Поднадзорных Госгортехнадзору России;
28. РД 26-11-8-86 Соединения сварные. Механические испытания;
29. РД 26.260.004-91 Методика прогнозирования ресурса оборудования к изменению его технического состояния;
30. РД 153-112-017-97 Инструкция по диагностике и оценке остаточного ресурса вертикальных стальных резервуаров;
31. РД 09-364-00 Типовая инструкция по организации безопасного проведения огневых работ на взрывоопасных и взрывопожароопасных объектах. Утв. пост. Госгортехнадзору России от 23. 06. 2000 № 39;
32. РД 12-РСФСР-015-89 Основные требования к антикоррозионной защите объектов проектируемых и реконструируемых предприятий нефтепродуктообеспечения;
33. РД 153-39.4-041-99 Правила технической эксплуатации магистральных нефтепродуктопроводов;
34. РД 34.21.122-87 Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений;
35. ПБ 03-381-00 Правила устройства вертикальных цилиндрических стальных резервуаров для нефти и нефтепродуктов. утв. Постановлением Госгортехнадзора России от 27. 09. 00 № 55;
36. ППБ 01-03 Правила пожарной безопасности в Российской Федерации;
37. Инструкция по зачистке резервуаров от остатков нефтепродуктов. Утв. Приказом ОАО «НК «Роснефть» от 28 января 2004 г. № 9.

10.5.2. Определение основных размеров вертикальных цилиндрических резервуаров

На рис. 10.5 показан вертикальный резервуар и эпюра давления от жидкости вдоль стенки. Резервуар находится под постоянным давлением дыхательного клапана (2000 Н/м^2), которое, согласно закону Паскаля, передается во все точки резервуара без изменения. Стенки дополнительно воспринимают давление жидкости, которое изменяется от высоты H и определяется по формуле

$$P = \rho \cdot g \cdot H, \quad (10.1)$$

где ρ — плотность нефтепродукта, кг/м^3 ; g — ускорение свободного падения $9,8 \text{ м/с}^2$.

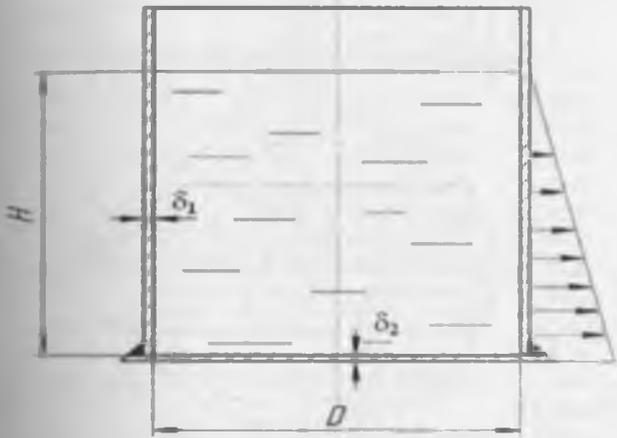


Рис. 10.5. Расчетная схема вертикального резервуара

Для резервуара вертикального стального марки РВС – 1000 с высотой наполнения 8 м и плотностью нефтепродукта, равного 900 кг/м^3 , избыточное давление у основания составит 70560 Н/м^2 . Если учесть наличие дыхательного клапана, поддерживающего давление испарившегося топлива 2000 Н/м^2 , то расчетное избыточное давление у основания резервуара составит 72560 Н/м^2 .

Объем вертикального резервуара зависит от его площади основания $F = D^2 / 4$, где D — внутренний диаметр резервуара и высоты резервуара H_p .

$$V_p = (\pi \cdot D^2 / 4) \cdot H_p = \pi \cdot R_p^2 \cdot H_p, \quad (10.2)$$

где R_p — радиус резервуара.

На рис. 10.6 показана конструкция резервуара РВС-5000. Он представляет собой цилиндрический корпус 1, сваренный из стальных листов размером 1,5 x 6 м, толщиной 4 – 25 мм, со щитовой конической или сферической кровлей. При изготовлении корпуса длинная сторона листов располагается вертикально. Один горизонтальный ряд сваренных между собой листов образует **пояс резервуара**. Соединение поясов может быть стыковое (С) или ступенчатое (нахлесточное Н).

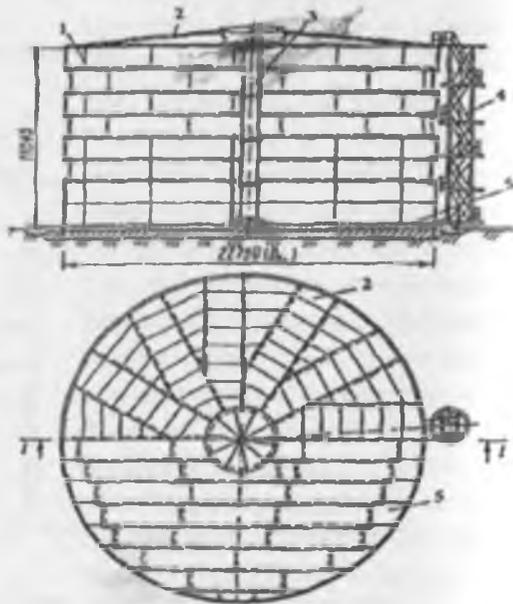


Рис. 10.6. Вертикальный цилиндрический резервуар объемом 5000 м³ со щитовой кровлей: 1 – корпус; 2 – щитовая кровля; 3 – центральная стойка; 4 – шахтная лестница; 5 – днище

Щитовая кровля 2 опирается на центральную стойку 3. Днище резервуара 5 сварное, располагается на песчаной подушке. Обработано битумом для предотвращения коррозии и имеет уклон от центра к периферии для удаления воды.

В таблице 10.3 приведены основные данные по стальным вертикальным цилиндрическим резервуарам для нефти и нефтепродуктов.

Резервуары типа РВС сооружаются объемом от 100 до 100 000 м³ и рассчитаны на избыточное давление около 2000 Па и разрежение около 200 Па (вакуумметрическое давление).

Таблица 10.3

Основные данные по стальным вертикальным цилиндрическим резервуарам для нефти и нефтепродуктов

Нормативный объем, м ³	Диаметр, м	Высота, м	Высота кровли, м		Резервуар без понтона		Резервуар со стальным понтоном		Резервуар с плавающей крышей	
			конической	сферической	Геометрическая вместимость, м ³	Масса, т	Геометрическая вместимость, м ³	Масса, т	Геометрическая вместимость, м ³	Масса, т
100	4,73	5,96	0,12	—	105	5,44	92	7,01	—	—
200	6,63	5,96	0,16	—	206	7,94	182	9,38	—	—
300	7,58	7,45	0,19	—	336	10,57	305	13,26	—	—
400	8,53	7,45	0,21	—	426	12,36	386	15,85	—	—
700	10,43	8,94	0,26	—	764	17,75	704	22,46	—	—
1000	12,33	8,94	0,31	2,5	1066	22,91	984	28,84	—	—
						26,45		32,38	—	—
2000	15,18	11,92	0,38	3,0	2157	44,25	2010	51,44	—	—
						48,56		55,51	—	—
3000	18,98	11,92	0,48	3,0	3370	62,84	3150	74,89	—	—
						67,10		83,46	—	—
5000	22,8	11,92	0,57	3,0	4866	93,44	4380	111,811	—	—
						100,2		8,2	—	—
10000	34,2	11,92	0,65	3,0	10950	200,3	9590	244,8	—	—
						220,2		254,0	—	—
15000	39,9	11,92	0,74	3,5	14900	268,5	13050	322,9	—	—
						295,9		338,4	—	—
20000	45,6	11,92	0,85	4,0	19450	353,8	17050	422,7	—	—
						390,7		440,3	—	—
30000	47,4	17,9	0,98	4,0	29420	597,7	28600	684,1	—	—
40000	53,4	17,9	—	—	38630	778,8	—	—	—	—
50000	60,7	17,9	—	—	47830	959,9	—	—	46460	1075
60000	68,7	17,9	—	—	—	—	99240	—	—	1620

10.5.3. Расчет на прочность стенок резервуара

В процессе эксплуатации резервуара его стенки испытывают напряжение растяжения и сжатия. При заполнении резервуара нефтепродуктом его стенки расширяются от давления столба жидкости и давления в газовом пространстве, величина которого зависит от давления открытия дыхательного клапана (ДК). В процессе слива нефтепродукта резервуар сжимается и давление в

нём становится меньше атмосферного и определяется давлением открытия клапана разрежения (вакуумметрическое давление 200 Па).

Прочность материала цилиндрической части резервуара на единичной высоте ($h = D$) при растяжении находят из выражения

$$\sigma_B = N / F_2,$$

где σ_B – предел выносливости (прочности) материала при растяжении (для стали марки Ст2 – 334 МПа); $N = P \cdot F_1 = P \cdot D \cdot D$ – сила, растягивающая цилиндрическую поверхность резервуара на единичной высоте; $F_2 = 2 \cdot D \cdot \delta$ – площадь сечения металла резервуара на которую действует растягивающая сила.

Сокращая числитель и знаменатель составляющих выражения 10.3 (для упрощения расчетов), получим

$$\sigma_B = \frac{P \cdot D}{2\delta_1},$$

откуда толщина стенки резервуара равна

$$\delta_1 = \frac{P \cdot D}{2\sigma_B}.$$

Для резервуара марки РВС-1000

$$\delta_1 = 72560 \cdot 12,3 / (2 \cdot 334 \cdot 10^6) = 0,0014 \text{ м или } 1,4 \text{ мм.}$$

С учетом запаса прочности (1,5 – 3,0) выбираем $\delta_1 = 4$ мм. Увеличение толщины стенки связано с нагрузкой от веса крыши, температурной деформацией, деформациями от «вдоха» и «выдоха», ветровой нагрузкой и воздействием толчков в результате землетрясения.

В процессе эксплуатации резервуаров возможна деформация его стенки в результате превышения допустимых напряжений или образование трещины в результате «усталости» материала. Ниже даны примеры расчетов на прочность материала стенки стального резервуара, приведенные в работе [56].

Пример расчета стенки резервуара на прочность с учетом хрупкого разрушения. Исходные данные: резервуар РВС-100000; высота стенки $H = 11,92$ м; радиус резервуара $r = 17,1$ м; избыточное давление $p_n = 0,002$ МПа; плотность нефти $\rho = 917,4$ кг/м³; материал – сталь углеродистая, обыкновенная марки СтЗкп (кп – кипящая, наименее раскисленная); расчетное сопротивление (предел выносливости материала) $\sigma_B = 360$ МПа.

Напряжение в первом поясе по СНиП II-23 – 81:

$$\sigma = \frac{[n_1 \cdot g \cdot \rho \cdot (H-x) + n_2 \cdot p_n] \cdot r}{\delta}, \quad (10.6)$$

где σ – кольцевое напряжение, Па; n_1 – коэффициент перегрузки жидкости, $n_1 = 1,1$; H – высота столба жидкости для рассчитываемого пояса, м; x – расстояние от верха резервуара до рассматриваемого пояса, м; n_2 – коэффициент перегрузки в газовом пространстве резервуара, $n_2 = 1,2$; p_n – избыточное давление в газовом пространстве; r – радиус окружности стенки, м; δ – фактическая толщина стенки, 0,011 м.

Напряжение в поясе не должно превышать допускаемого напряжения, определяемого по СНиП II-23 – 81 с учетом хрупкого разрушения:

$$[\sigma] = m \cdot \sigma_{\text{расч}} = \frac{m \cdot \beta \cdot \sigma_B}{\gamma_n}, \quad (10.7)$$

где $[\sigma]$ – допускаемое напряжение, Па; m – коэффициент условий работы стенки, $m = 0,8$; β – коэффициент, учитывающий возможное хрупкое разрушение.

по СНиП II-23 – 81 $\beta = 0,85$; σ_B – расчетное сопротивление стали растяжению, Па; γ_n – коэффициент надежности в расчетах по временному сопротивлению, по СНиП II-23 – 81 $\gamma_n = 1,3$.

Допустимое напряжение $[\sigma]$ в первом приближении можно принять равным (0,4 – 0,6) σ_B или равным пределу текучести при растяжении (для листовой стали ЭСткп толщиной до 20 мм $\sigma_T = 235$ МПа).

Подставляя численные значения в выражения 10.6 и 10.7, получим

$$\sigma = \frac{[1,1 \cdot 9,81 \cdot 917,4(11,92 - 0,3) + 1,2 \cdot 2000] \cdot 17,1}{0,011} = 182,6 \text{ МПа};$$

$$[\sigma] = \frac{0,85 \cdot 0,8 \cdot 360}{1,3} = 188,3 \text{ МПа.}$$

Условие прочности $\sigma \leq [\sigma]$ выполняется.

Пример расчета ресурса стенки резервуара до образования трещины в результате растяжения и сжатия при его наполнении и сливе.

Требуется определить ресурс (число циклов нагружения) резервуара объемом 1000 м³. Исходные данные: диаметр $D = 22,8$ м; высота $H = 12$ м; высота наполнения $H_{\text{нал}} = 10,4$ м; расчетная плотность нефти $\rho = 1000$ кг/м³. Материал – сталь СтЗ, для которой относительное сужение площади поперечного сечения при разрыве $\psi = 0,31$; предел выносливости $\sigma_{-1} = 100$ МПа; предел текучести $\sigma_T = 230$ МПа; остаточная толщина стенки 8 мм.

Определим величину напряжения растяжения в стенке при максимальной нагрузке:

$$\sigma_M = \frac{\rho \cdot g \cdot (H_{\text{max}} - x) \cdot r}{\delta} = \frac{1000 \cdot 9,8 \cdot (10,4 - 0) \cdot 11,4}{0,008} = 144 \text{ МПа}$$

Находим коэффициент концентрации напряжений:

$$K_\sigma = \frac{\sigma_T}{\sigma_M} = \frac{230}{144,4} = 1,59.$$

Вычисляем амплитуду напряжений в расчетной точке:

$$\sigma_a = 0,5 K_\sigma \sigma_M = 115 \text{ МПа}; 2\sigma_a = 2 \cdot 115 = 230 = \sigma_T$$

следовательно, $\sigma_a^* = 230 \text{ МПа}$.

Вычислим число циклов работы резервуара до образования трещины учета коррозионного воздействия по следующей зависимости [56]:

$$N = \frac{1}{4} \left(\frac{1,28 \cdot E \cdot \ln \frac{1}{1-\psi}}{1,28 \cdot K \cdot \sigma_T \frac{1}{\varphi} - \sigma_{-1}} - 1 \right)^2$$

$$N = \frac{1}{4} \left(\frac{1,28 \cdot 2 \cdot 10^5 \cdot \ln \frac{1}{1-0,31}}{1,28 \cdot 2 \cdot 230 \frac{1}{0,8} - 100} - 1 \right)^2 = 5476.$$

В приведенной формуле 10.11 величина $E = 2 \cdot 10^5 \text{ Па}$ – модуль упругости материала, $\psi = 0,31$ – относительное сужение образца, $\sigma_T = 230 \text{ МПа}$ – предел текучести, $\sigma_{-1} = 100 \text{ МПа}$ – предел выносливости, $K = 2$ – коэффициент прочности материала, $\varphi = 0,8$ – коэффициент, учитывающий снижение характеристик металла в результате сварки.

Коэффициент коррозии λ зависит от принятых мер по снижению коррозии и может лежать в пределах $0,02 - 0,1$. Принимаем значение $\lambda = 0,1$ (без принятия мер по снижению коррозии).

Коэффициент влияния окружающей среды определяется выражением

$$\beta_{\text{ср}} = \lambda \cdot \lg N = 0,1 \cdot \lg 5476 = 0,37$$

Остаточный ресурс стенки резервуара до образования трещины с учетом коррозии находим по формуле

$$N_{\text{ср}} = N \cdot (1 - \beta_{\text{ср}}) = 5476 \cdot (1 - 0,37) = 3450$$

При частоте циклов заполнения $m = 300$ раз в год остаточный срок службы резервуара составит:

$$T = \frac{N_u}{m} = \frac{3450}{300} = 11,5 \text{ года.}$$

В 1883 г. академик В.Г. Шухов предложил определять оптимальные размеры резервуаров с учетом минимального расхода металла. Данное решение стало классическим и до сих пор используется при строительстве резервуаров.

Шухов В.Г. предложил строительство резервуаров с переменной по высоте толщиной стенки.

На рис. 10.7 показан резервуар с переменной по высоте толщиной стенок, что снижает расход металла и повышает устойчивость.

Высота резервуара H_p равняется

$$H_p = V_p / \pi \cdot R_p^2. \quad (10.13)$$

Толщину стенки резервуара можно найти из выражения [18]:

$$\delta_1 = \rho \cdot g \cdot H_p \cdot 2 \cdot R_p / 2 \cdot \sigma_n = \rho \cdot g \cdot V_p / (\sigma_n \cdot \pi \cdot R_p). \quad (10.14)$$

Формула 10.14 позволяет установить связь между всеми параметрами резервуара.



Рис. 10.7. Резервуар с переменной по высоте толщиной стенок

Эпюра давлений представлена в виде прямоугольного треугольника. Давление жидкости пропорционально повышается от верхней части резервуара к нижней. Резервуар состоит из трех поясов высотой h_1 , h_2 , h_3 и различной толщиной стенок δ_1 , δ_2 и δ_3 .

Поперечная толщина отдельных листов стенки резервуаров в различных частях, находящихся в эксплуатации, показана в таблице 10.4.

Предельная минимальная толщина листов стенки резервуаров, изготовленных из стали ВСТЗ

Вместимость резервуара, м ³	Марка стали	Номер пояса								
		1	2	3	4	5	6	7	8	
100	ВСТЗ	2,0	2,0	1,5	1,5					
200	ВСТЗ	2,0	2,0	1,5	1,5					
400	ВСТЗ	2,5	2,0	1,5	1,5					
700	ВСТЗ	3,0	2,5	2,0	2,0	1,5	1,5			
1000	ВСТЗ	3,5	3,0	2,5	2,5	2,0	2,0	1,5	1,5	
	09Г2С	3,2	2,4	2,4	2,0	2,0	2,0	1,5	1,5	
2000	ВСТЗ	5,5	5,0	4,0	3,5	3,0	3,0	2,0	2,0	1,5
	09Г2С	4,3	4,2	3,8	3,2	2,8	2,0	2,0	2,0	1,5
3000	ВСТЗ	7,0	6,0	5,0	4,0	3,5	2,5	2,0	2,0	1,5
	09Г2С	5,2	4,8	4,5	3,5	3,0	2,0	2,0	2,0	1,5
5000	ВСТЗ	7,8	6,8	5,9	4,8	3,8	2,7	2,0	2,0	1,5
	09Г2С	6,0	5,3	4,5	3,9	3,5	2,5	2,0	2,0	1,5
10000	ВСТЗ	10,5	10,0	8,5	7,0	5,5	4,0	3,0	3,0	1,5
	09Г2С	9,0	8,0	7,0	6,0	4,8	3,0	3,0	3,0	1,5
20000	09Г2С	12,0	11,0	10,0	9,0	8,0	6,0	6,0	6,0	1,5

10.5.4. Дыхательные клапаны резервуаров

Дыхательные клапаны служат для поддержания допустимого давления в резервуарах в процессе слива, налива нефтепродукта, а также колебания температуры окружающей среды.

Конструктивные параметры механических дыхательных клапанов выбирают расчетным путем, уточняя в процессе доводки и регулировки.

Максимальный расход газов через дыхательный клапан в процессе «выпуска» находят из выражения [53]:

$$Q = q_1 + q_2 + q_3, \tag{10.15}$$

где q_1 – наибольшее поступление жидкости в резервуар, м³/ч;

q_2 – увеличение объема газа в резервуаре за счет нагрева поверхности резервуара, м³/ч;

q_3 – увеличение объема газа в резервуаре при поступлении более теплого нефтепродукта, м³/ч;

$$q_2 = v_t \cdot V_r \cdot \beta, \tag{10.16}$$

здесь β – коэффициент объемного расширения газа;

v_t – скорость нагрева газового пространства (принимается равной 0,0013 К/с);

V_r – максимальный объем газового пространства (принимается равным объему резервуара), м³;

$$q_3 = E \cdot D^2, \quad (10.17)$$

где K — опытный коэффициент, зависящий от разности температур (ΔT) закачиваемого нефтепродукта и газового пространства резервуара (табл. 10.5);
 D — диаметр резервуара, м.

Таблица 10.5

ΔT	5	10	15	20	30	40	50
$E, \text{ м}^3/\text{ч}$	0,074	0,089	0,31	0,47	0,81	1,18	1,62

При работе резервуара на вакуум расход поступающего через клапан воздуха при «вдохе»:

$$Q'_2 = q'_1 + q'_2, \quad (10.18)$$

где q'_1 — расход жидкости из резервуара, $\text{м}^3/\text{ч}$;

q'_2 — уменьшение объема газа в связи с охлаждением, $\text{м}^3/\text{ч}$.

$$q'_2 = v'_1 \cdot V_p \cdot \beta, \quad (10.19)$$

где v'_1 — скорость охлаждения газового пространства (при дожде и ливне принимается равной $8 \cdot 10^{-3} \text{ К/с}$).

Для упрощения расчетов дыхательных клапанов можно использовать следующие формулы [18]. Суммарная пропускная способность, $\text{м}^3/\text{ч}$, для дыхательного клапана в процессе «выдоха» определяется выражением:

$$Q = 2,71 \cdot Q_3 + k_1 \cdot V_p, \quad (10.20)$$

где Q_3 — расход закачиваемого нефтепродукта, $\text{м}^3/\text{ч}$;

$k_1 = 0,026 \text{ час}^{-1}$ — поправка на изменение объема паров нефтепродукта в резервуаре от повышения температуры окружающего воздуха;

V_p — шпигетический объем резервуара, м^3 .

При откачке нефтепродукта из резервуара или снижении температуры окружающего воздуха давление в резервуаре становится меньше атмосферного и резервуар сжимается. Для устранения этого отрицательного явления в дыхательных клапанах устанавливают клапан, который открывается при разрежении, например, 200 Па. Это явление называют «вдохом». При возникновении разрежения в резервуаре клапан открывается и должен обеспечить поступление необходимого атмосферного воздуха, $\text{м}^3/\text{ч}$.

Суммарную пропускную способность клапана вакуумметрического назначения, м³/ч, находят из выражения:

$$Q_B = Q_{OT} + k_2 \cdot V_P,$$

где Q_{OT} – расход откачиваемого нефтепродукта, м³/ч;

$k_2 = 0,22 \text{ час}^{-1}$ – поправка на изменение объема паров нефтепродукта в резервуаре от понижения температуры окружающего воздуха.

Окончательный расчет дыхательного клапана завершается определением его проходного сечения F по формуле:

$$F = Q / \vartheta,$$

где ϑ – допустимая скорость паров нефтепродукта или воздуха при «выдохе» резервуара (1 – 2 м/с).

Определив площадь проходного сечения, находим его характерный диаметр из выражения

$$D_x = \sqrt{4F / \pi}.$$

В таблице 10.6 приведены характеристики дыхательных клапанов, применяемых в резервуарах. Давление открытия прямого дыхательного клапана, работающего на «выдох», составляет, например, 2000 Па, обратного, работающего на «вдох» – 200 Па [53].

Техническая характеристика дыхательных клапанов

Дыхательный клапан	Характерный диаметр, мм	Пропускная способность, м ³ /ч	Типы резервуаров
КД - 100	100	50	РВС-100, 200
КД - 150	150	100	РВС-400, 700
КД - 250	250	300	РВС-500
НКДМ - 350	350	3000	РВС-1000

Основной характеристикой дыхательного клапана является внутренний диаметр, определяющий его проходное сечение, необходимое для пропускания заданного количества паров нефтепродукта при рабочих параметрах эксплуатации (давление, температура, скорость).

Характерным диаметром называют внутренний диаметр присоединения дыхательного клапана к резервуару. Характерные диаметры должны соответствовать ряду условных проходов (СТ СЭВ 254 – 76) в мм – 50, 65, 80, 100, 150, 200, 250, 300, 350, 400, 500.

При необходимости на резервуар устанавливают несколько дыхательных клапанов и предохранительные клапаны, давление открытия которых должно быть выше дыхательных.

Непримерзающий мембранный дыхательный клапан [18] типа НДКМ (рис. 10.8) содержит соединительный патрубок 1 с седлом 2, тарелку 3 с нижней мембраной 4, зажатой между фланцами нижней 5 и верхней 6 частей корпуса. Верхнюю мембрану 8 с дисками 9 и регулировочными грузами 10. Мембранная камера под крышкой 11, в которой имеются отверстия для сообщения камер под крышками с атмосферой при помощи трубки 12. Диски 9 и тарелки 3 соединены цепочками 14. Мембранная камера через импульсную трубку 15 сообщается с газовым пространством резервуара. В нижней части корпуса размещен кольцевой огневой предохранитель 16. Для удобства обслуживания клапан имеет боковой люк 7. Амортизирующая пружина 13 предназначена для устранения ударов затвора.

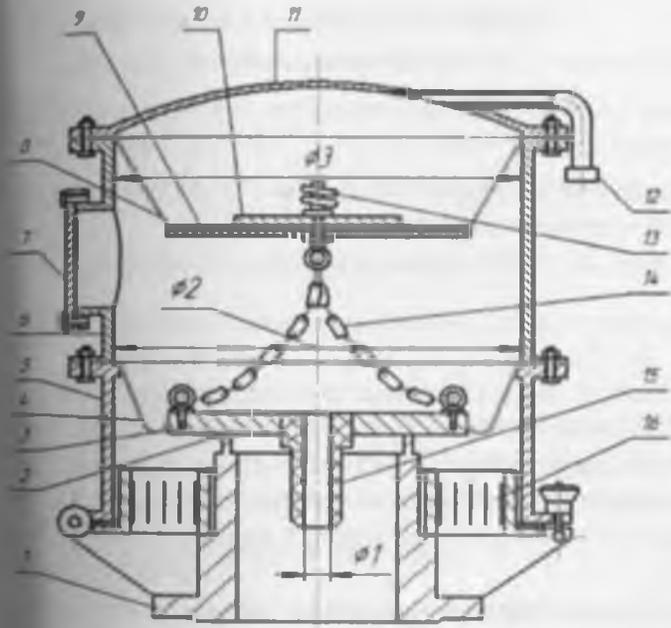


Рис. 10.8 Принцип работы и расчетная схема дыхательного клапана типа НДКМ – 350:

- 1 – соединительный патрубок; 2 – седло; 3 – тарелка; 4 – мембрана;
- 5 – нижняя часть корпуса; 6 – верхняя часть корпуса; 7 – боковой люк;
- 8 – нижняя мембрана; 9 – диски; 10 – регулировочные грузы; 11 – крышка; 12 – трубка;
- 13 – амортизирующая пружина; 14 – цепочки для соединения дисков;
- 15 – импульсная трубка; 16 – огневой предохранитель в виде сетки

Мембрану изготавливают из бензостойкой прорезиненной ткани. Площадь нижней мембраны 4 меньше верхней 8 на величину площади отверстия импульсной трубки 15. Непримерзаемость тарелки к седлу обеспечивается покры-

тием соприкасающихся поверхностей фторопластовой плёнкой. Клапан устанавливается на резервуарах с большой емкостью.

Клапан работает следующим образом. При создании в резервуаре (а также в мембранной камере) разрежения 200 Па, соответствующего пределу срабатывания клапана, тарелка 3 поднимается, и в газовое пространство резервуара поступает атмосферный воздух. При повышении избыточного давления в резервуаре до 2000 Па сила давления на верхнюю мембрану, благодаря большей её площади, больше, чем на нижнюю. Если разность сил превышает вес тарелки 3 и диска 9 с грузом 10, то верхняя мембрана, прогибаясь вверх, увлекает за собой тарелку 3, открывая путь в атмосферу паровоздушной смеси.

Пример выбора дыхательного клапана для процесса «выдоха»

Дано: подача закачиваемого нефтепродукта 30 м³/ч или 0,0083 м³/с. Объем резервуара 700 м³.

Расчет дыхательного клапана начинают с определения его пропускной способности и характерного диаметра.

1. По формуле 10.20 находим необходимую пропускную способность клапана

$$Q = 2,71 \cdot Q_3 + k_1 \cdot V_p = 2,71 \cdot 30 + 0,026 \cdot 700 = 99,5 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Выбираем клапан дыхательный КД – 150 с характерным диаметром 150 мм и пропускной способностью 100 м³/ч.

2. Площадь проходного сечения клапана

$$S = \pi \cdot D^2 / 4 = 3,14 \cdot 0,15^2 / 4 = 0,0176 \text{ м}^2.$$

3. Расход паров нефтепродукта через клапан

$$Q = S \cdot g,$$

откуда скорость истечения

$$g = Q / S = 99,5 / 3600 / 0,0176 = 1,5 \text{ м/с},$$

что не превышает допустимую скорость, равную 1 – 2 м/с.

**Расчет давления открытия дыхательного клапана
для процесса «вдох» и «выдох»**

Проанализируем работу дыхательного клапана НДКМ – 350, конструкция которого позволяет работать на «вдох» и «выдох». Характерный диаметр клапана 350 мм, пропускная способность 300 м³/час. Он имеет две мембраны с различной площадью. На рис. 10.8 показана конструкция и расчетная схема клапана НДКМ – 350, который устанавливается на резервуарах повышенной ёмкости [18].

Внутренний диаметр импульсной трубки принимаем 200 мм (Φ_1). Наружный диаметр мембран 4 и 8 примем по 700 мм (Φ_2 и Φ_3).

1. Площадь мембраны диаметром 0,7 м равна

$$S_1 = \pi \cdot D^2 / 4 = 3,14 \cdot 0,7^2 / 4 = 0,38 \text{ м}^2.$$

2. Рабочая площадь мембраны 4 равна (без площади отверстия импульсной трубки)

$$S_4 = 0,38 - 3,14 \cdot 0,2^2 / 4 = 0,38 - 0,03 = 0,35 \text{ м}^2.$$

3. Сила давления газов, действующая на мембрану, определяется выражением

$$F = \Delta S \cdot \Delta P,$$

где ΔS – дифференциальная площадь мембран, на которую действует избыточное давление;

$\Delta P = 2000 \text{ Н/м}^2$ – перепад давления открытия клапана при избыточном давлении или «выдохе» и 200 Н/м^2 – перепад давления открытия клапана при разрежении или «вдохе» (принимаем в качестве расчетных данных).

Следует напомнить, что гидростатическое давление всегда перпендикулярно к мембране (площадке), на которую оно действует, и не зависит от угла наклона мембраны (формы).

При откачке нефтепродукта в резервуаре возникает давление меньше атмосферного, что может привести к его деформации. Когда вакуумметрическое давление достигнет 200 Н/м^2 , клапан должен открыться и впустить в резервуар атмосферный воздух.

Атмосферное давление действует через огневого предохранитель 16 на мембрану 4.

4. Площадь мембраны 4 (кольцевая поверхность) со стороны атмосферного воздуха равна

$$S_4 = \pi \Phi_3^2 / 4 - \pi D^2 / 4 = 3,14 \cdot 0,7^2 / 4 - 3,14 \cdot 0,4^2 / 4 = 0,26 \text{ м}^2.$$

где D – диаметр тарелки 3 клапана в зоне седла 2.

5. Определим силу, поднимающую тарелку 3 (запорный орган),

$$F_1 = \Delta S \cdot \Delta P = 0,26 \cdot 200 = 52 \text{ Н.}$$

6. Вес груза, прижимающий клапан к седлу, должен быть равен

$$G_1 = F_1 = m_1 \cdot g,$$

откуда масса тарелки 3 будет равна

$$m_1 = F_1 / g = 52 / 9,8 = 5,3 \text{ кг.}$$

Настройка срабатывания клапана в процессе "вдоха" осуществляется с помощью клапанов, расположенными в зоне тарелки 3.

Рассмотрим открытие клапана при избыточном давлении в резервуаре.

7. Сила давления газов на дифференциальную площадку будет равна

$$F_2 = \Delta S \cdot \Delta P = (0,38 - 0,35) \cdot 2000 = 60 \text{ Н.}$$

8. Вес груза, прижимающий клапан к седлу, должен быть равен

$$G_2 = F_2 = m_2 \cdot g,$$

откуда масса груза 10 будет равна

$$m_2 = F_2 / g = 60 / 9,8 = 6,1 \text{ кг.}$$

Тарелка 3 и седло 2 герметично соединяются друг с другом путем прижатия тарелки к седлу. Настройка срабатывания клапана в процессе "выдоха" осуществляется с помощью клапанов, расположенными в зоне тарелки 3 и верхней мембраны 8. В нашем случае масса груза 10 на мембране 8 составит 0,8 кг.

Для эффективной работы дыхательных клапанов они оборудуются эком-отражателями. В процессе «вдоха» вертикальное движение воздушного потока переходит в горизонтальное. Вошедший воздух оттесняет пары нефтепродукта вниз, а сам занимает положение под кровлей [18].

10.5.5. Вместимость резервуарного парка нефтебазы

Полезный объем резервуарного парка для i -го нефтепродукта (например бензина) определяется по формулам [53]:

– для распределительных железнодорожных нефтебаз

$$V_i = Q_i \cdot T_n \cdot K_{ни} \cdot K_{нп} \cdot (1 + \Delta V_i^{см} / 100) / 30;$$

– для речных перевалочных и распределительных нефтебаз с незамерзающими путями

$$V_i = 1,15 \cdot Q_i \cdot K_{ни} \cdot (1 + \Delta V_i^{см} / 100);$$

– для речных нефтебаз с замерзающими путями

$$V_i = 1,15 \cdot Q_i^{мн} \cdot (1 + \Delta V_i^{см} / 100); \quad (10.26)$$

– для трубопроводных нефтебаз

$$V_i = 1,15 \cdot Q_i^{мн} \cdot K_{нп} \cdot (1 - Q_i^{мн} / 8760 \cdot q_{\max}) / N_i, \quad (10.27)$$

где Q_i – среднеемесячное потребление i -го нефтепродукта, m^3 ; T_n – продолжительность транспортного цикла поставок нефтепродуктов, сутки (табл. 10.7); $K_{нп}$ – коэффициент неравномерности подачи цистерн с нефтепродуктом, $K_{нп} = 1,1 - 1,3$; $K_{ни}$ – коэффициент неравномерности потребления нефтепродуктов (табл. 10.8); $Q_i^{мн}$ – межнавигационная потребность в i -ом нефтепродукте; $Q_i^{г}$ – объем i -го нефтепродукта, отбираемого по отводу, $m^3/год$; N_i – годовое число циклов, с которым работает отвод; q_{\max} – максимальный из возможных расходов нефтепродукта в отводе трубопровода, $m^3/ч$.

Таблица 10.7

Зависимость продолжительности транспортного цикла от удаленности поставщика

Расстояние до поставщика, км	400	600	800	1000	1200	1600	2000	2600
T_n , сутки	7	9	11	13	14	15	17	20

Таблица 10.8

Коэффициент неравномерности потребления нефтепродуктов

Характеристика районов потребления	$K_{ни}$	
	Все виды топлива	Масла, смазки
Промышленные города	1,0	1,3
Промышленные районы, где доля потребления промышленностью составляет		
70 %	1,2	1,8
30 %	1,5	2,0
Сельскохозяйственные районы	1,7	2,5

Для более точного определения вместимости резервуарного парка нефтебаз необходимы графики фактического поступления и отгрузки нефтепродуктов за 2–3 года с учетом страхового запаса. Тогда необходимый объем резервуарного парка находится для каждого нефтепродукта

$$V_i = Q_i^{гн} \cdot (\Delta V_i^{\max} - \Delta V_i^{\min} + \Delta V_i^{см}) / 100, \quad (10.28)$$

где $Q_i^{год}$ – годовая реализация i -го нефтепродукта, m^3 ; ΔV_i^{min} , ΔV_i^{max} – минимальные и максимальные остатки i -го нефтепродукта за год, %; $\Delta V_i^{стр}$ – страховой запас i -го нефтепродукта, %.

Нормы страхового запаса для распределительных нефтебаз зависят от географического месторасположения, транспортных связей и принимаются в процентах от среднемесячной потребности нефтепродуктов (табл. 10.9).

Таблица 10.9

Нормы страхового запаса нефтепродуктов

Тип нефтебазы	Месторасположение	Норма запаса, %
Железнодорожные, водные (незамерзающие) пути	Южнее 60° северной широты в европейской части страны	до 20
	Севернее 60° северной широты в европейской части страны, в Сибири, на Урале и Дальнем Востоке	до 50
Водные (замерзающие) пути	–	до 50

Для каждого нефтепродукта должно предусматриваться не менее двух резервуаров.

Геометрический объем резервуара определяется:

$$V_{гг} = V_i / k_m,$$

где k_m – коэффициент использования резервуара, принимается по данным таблицы 10.10.

Таблица 10.10

Рекомендуемые значения коэффициента использования резервуаров

Емкость резервуара, m^3	Значение k_m для типа резервуара		
	без понтона	с понтоном	с плавающей крышей
До 5000 включительно	0,85	0,81	0,80
От 10000 до 30000	0,88	0,84	0,83

Примеры решения задач

Пример 1. [53]. Определить вместимость резервуарного парка нефтебазы для хранения бензина Аи-93 при заданном графике поступления и отгрузки (в процентах от годовой реализации, указанной в таблице 10.11). Среднемесячное потребление бензина составляет 1000 м^3 .

Решение:

1. Рассчитываются месячные остатки и их сумма с нарастающим итогом. Данные заносим в таблицу 10.12.

Таблица 10.11

График поступления и отгрузки нефтепродукта по месяцам

Показатели	Значения показателей, %												
	месяц												
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	всего
Поступление	13	14	11	7	4	3	4	6	8	9	10	11	100
Отгрузка	2	4	6	6	7	13	15	13	12	11	6	5	100

Таблица 10.12

Остатки нефтепродуктов

Показатели	Значения показателей, %											
	месяц											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Месячный остаток	11	10	5	1	-3	-10	-11	-7	-4	-2	4	6
Сумма месячных остатков	11	21	26	27	24	14	3	-4	-8	-10	-6	0

2. Величина страхового запаса нефтепродукта принимается 10 % от среднемесячного потребления $\Delta V_i^{\text{см}} = 10 \%$.

3. Необходимый полезный объем резервуаров находится по формуле (10.20) и с учетом того, что $\Delta V_i^{\text{взм}} = -10 \%$, $\Delta V_i^{\text{взм}} = 27 \%$, определится:

$$V_i = 12000 \cdot [27 - (-10) + 10] : 100 = 5640 \text{ м}^3.$$

4. Выберем два резервуара типа РВС – 5000. Тогда необходимый геометрический объем резервуаров с учетом коэффициента использования емкости $k_u = 0,85$ составит

$$V_{\text{р}} = V_i / k_u = 5649 / 0,85 = 6635,3 \text{ м}^3.$$

Пример 2. Определить необходимый полезный объем резервуарного парка в новой перевалочной нефтебазе, расположенной южнее 60° северной широты в районе, где промышленность потребляет 50 % нефтепродуктов. Среднегодовое потребление дизельного топлива составляет 7000 м³.

Решение:

1. По таблице 10.8 методом интерполяции находится среднее значение $K_{НИ} = 1,35$.

2. По формуле (10.25), принимая $\Delta V_i^{см} = 15\%$, находится значение необходимого объема резервуарного парка для дизельного топлива

$$V_i = 1,15 \cdot 7000 \cdot 1,35 \cdot (1 + 15/100) = 12497,6 \text{ м}^3.$$

10.5.6. Расчет количества сливных и наливных устройств

При доставке нефтепродуктов **железнодорожным транспортом** маршрутов, прибывающих на нефтебазу за сутки, рассчитывается по формуле [53]:

$$N = \frac{G_{сут}}{G_{марш}}, \quad (10.30)$$

где $G_{сут}$ – суточный грузооборот нефтебазы;

$G_{марш}$ – грузоподъемность одного маршрута.

Суточный грузооборот

$$G_{сут} = \frac{G_{год}}{365} \cdot k_1 \cdot k_2, \quad (10.31)$$

Годовой грузооборот нефтебаз:

$$G_{год} = V_{пр} \cdot k_{об}, \quad (10.32)$$

где $k_{об}$ – коэффициент оборачиваемости нефтебазы; k_1 – коэффициент неравномерности завоза и вывоза нефтепродукта, принимается 1 – 2; k_2 – коэффициент неравномерности подачи железнодорожных цистерн, принимается > 1 .

Грузоподъемность маршрута в каждом конкретном случае согласовывается с Министерством путей сообщения, но не превышает 3+4 тыс. тонн.

Необходимое число эстакад определяют по формуле

$$\Xi = \frac{N_n \cdot \tau_3}{24}, \quad (10.33)$$

где τ_3 – время занятия эстакады маршрутом с учетом времени на технологические операции, подачу и уборку цистерн и приготовление маршрута на следующий день, ч.

Время сливо-наливных операций регламентируется «Правилами перевозок наливных грузов наливом в вагонах-цистернах и бункерных полувагонах». В немеханизованных пунктах налив независимо от рода нефтепродуктов проводят для всей одновременно поданной партии цистерн. Для двухосных цистерн и бункерных полувагонов – 2 ч, четырехосных (и более) цистерн и бункерных полувагонов – 3 ч. Слив, независимо от рода нефтепродуктов, проводят для всей поданной партии цистерн: из двухосных цистерн – 2 ч, четырехосных (и более) цистерн – 4 ч.

В механизированных пунктах время налива, независимо от рода нефтепродукта и грузоподъемности цистерн и бункерных полувагонов, составляет 2 ч, слив из двухосных цистерн и бункерных полувагонов – 1 ч 15 мин, из четырехосных (и более) цистерн и бункерных полувагонов – 2 ч.

На нефтебазах при маршрутном сливе-наливом нефтепродукта количество сливо-наливных устройств выбирается в зависимости от расчетного количества наливных маршрутов по таблице 10.13.

Таблица 10.13

Рекомендуемое количество сливо-наливных устройств

Количество маршрутов	Количество сливо-наливных устройств	Примечание
от 0,35 до 1 включительно	на 1/3 маршрута	Распределительная нефтебаза
более 1 до 3 включительно	на 1/2 маршрута	Распределительная нефтебаза
более 3 до 6 включительно	на 1 маршрут	Перевалочная нефтебаза

При операциях с высоковязкими нефтепродуктами в величину m , входит время, требуемое для их разогрева.

В зависимости от выполняемых операций железнодорожные эстакады делятся на наливные (НС) (табл. 10.14) и комбинированные (КС) (табл. 10.15) – наливные и сливные.

Длина железнодорожной эстакады рассчитывается как сумма длин цистерн одного вида плюс 30 м на тупик для расцепки (в целях пожаробезопасности):

$$l_3 = \sum_{i=1}^n a_i \cdot l_i, \quad (10.34)$$

где a_i – количество цистерн одного типа; l_i – длина цистерны.

Основные данные эстакад для налива в железнодорожные цистерны

Показатели	НС-2	НС-3	НС-4	НС-5	НС-6	НС-7	НС-8	НС-9
1. Длина эстакады, м	72	108	144	180	216	252	288	324
2. Число средних звеньев	—	1	2	3	4	5	6	7
3. Число стоек: при 3 коллекторах, при 4 коллекторах	34 44	52 68	70 92	88 116	106 140	124 164	142 188	160 212
4. Число четырехосных цистерн	12	18	24	30	36	42	48	54
5. Грузоподъемность маршрута (по бензину), т	800	1170	1540	1910	2280	2650	3010	3380

Основные сведения об эстакадах для слива и налива светлых нефтепродуктов в железнодорожные цистерны

Показатели	КС-2	КС-3	КС-4	КС-5	КС-6	КС-7	КС-8	КС-9
Длина эстакады, м	72	108	144	180	216	252	288	324
Число средних звеньев	—	1	2	3	4	5	6	7
Число одновременно сливаемых (наливаемых) цистерн	12	18	24	30	36	42	48	54
Грузоподъемность маршрута (по бензину), т	800	1170	1540	1910	2280	2650	3010	3380

Характеристика железнодорожных цистерн дана в таблице 10.16.

Таблица 10.16

Техническая характеристика железнодорожных цистерн

Груз	Модель цистерны	Параметры цистерн			
		Вместимость, м ³		Диаметр, м	Длина, м
		полная	полезная		
Безвязкие и светлые нефтепродукты	15-890	61,2	60,0	2,8	10,3
	15-892				
	15-894				
	15-1443	73,1	71,7	3,0	10,77
	15-1427				
	15-1428				
	15-1547				
15-871	140,0	137,2	3,0	11,194	
15-1500	161,6	156,2	3,2	19,990	
Вязкие нефтепродукты	15-897	62,3	60,3	2,8	20,650
	15-1566	73,2	70,0	3,0	10,520

При перевозке нефтепродуктов водным транспортом число причалов определяется по формуле

$$n_{п} = \frac{\sum \tau_i \cdot G_{год} \cdot K_n}{\tau_{нав} \cdot q_c} \quad (10.35)$$

где $\sum \tau_i$ — суммарное время пребывания судна у причала; $G_{год}$ — количество завоженных (вывозимых) нефтегрузов за навигационный период; $\tau_{нав}$ — коэффициент неравномерности завоза (вывоза), изменяющийся в зависимости от условий художества в пределах 1,2 — 2; q_c — средний тоннаж нефтеналивных судов.

Суммарное время пребывания судна у причала включает в себя время, затрачиваемое на следующие операции:
— подготовительные операции (подход, швартовка, соединение с береговыми трубопроводами): $\tau_1 = 0,5 - 2$ ч;
— выгрузка (загрузка) нефтепродукта:

$$\tau_2 = \begin{cases} K \cdot q / q_n & \text{— при выгрузке} \\ q / q_n & \text{— при загрузке,} \end{cases} \quad (10.36)$$

где K — коэффициент, показывающий, какая часть наливного груза откачивается грузовыми насосами (для маловязких нефтепродуктов $K = 0,25 - 0,97$, для вязких $K = 0,92 - 0,95$); q_n — производительность насосной установки;

— очистка судна от остатков при выгрузке:

$$\tau_3 = \frac{(1-K) \cdot q_c}{q_3} \quad (10.37)$$

где q_3 — подача зачистных насосов;

— подогрев вязких нефтепродуктов перед выгрузкой, время τ_4 задается или выбирается в каждом конкретном случае;

— расединение трубопроводов и расчалка $\tau_5 = 0,5 - 1$ ч.

Данные о нефтеналивных речных судах приведены в таблице 10.17 [53].

При поставках нефтепродуктов автомобильным транспортом расчетное количество наливных устройств, станций налива определяется для каждой марки (сорта) нефтепродуктов по формуле:

$$n_{ст} = \frac{G_{сут} \cdot K_{нп}}{\rho_i \cdot q_{нп} \cdot K_n \cdot \tau_{нп}} \quad (10.38)$$

где $G_{сут}$ — среднее суточное потребление i -го нефтепродукта плотностью ρ_i ; $K_{нп}$ — коэффициент неравномерности потребления нефтепродуктов; $q_{нп}$ — рас-

четная производительность наливных устройств, $\text{м}^3/\text{ч}$; K_n – коэффициент использования наливных устройств, $K_n = 0,7$; $\tau_{\text{рн}}$ – количество часов работы наливных устройств в сутки.

Основные показатели речных танкеров и нефтерудовозов

Показатели	Номер проекта					
	1754А	P77	1553	558	1577	587
Грузоподъемность, т	1000	2150	2700	4500	4800	3000
Грузовые насосы: марка число подача, $\text{м}^3/\text{ч}$ напор, м	ЦСП-57	ЦСП-57	8НДВ	10НД-6х1	10НД-6х1	6НД-6х1
	2	2	2	2	2	2
	130	148	500	500	500	300
	55	71,5	33	55	55	40
Размеры, м: длина, ширина	86,7	108,8	119,9	132,6	132,6	118,1
	12,99	15,10	13,42	16,75	16,90	13,46
Осадка с грузом	1,6	2,5	3,5	3,6	3,5	3,3

На рис. 10.9 показана конструкция сливного и наливного устройства для железнодорожных цистерн [59].

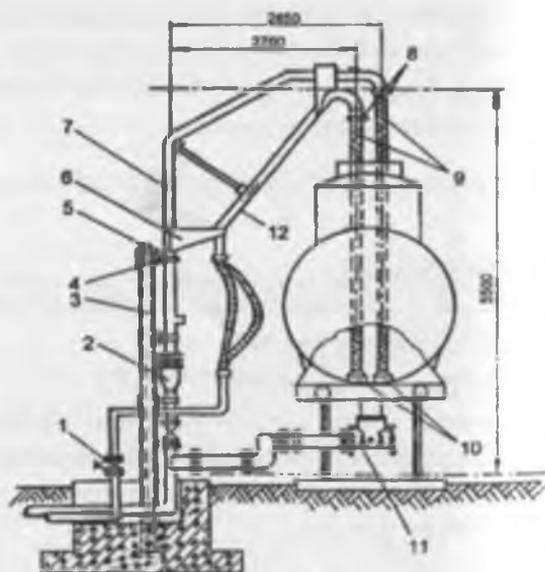


Рис. 10.9. Сливо-наливной стояк для верхнего и нижнего слива и налива нефтепродуктов
 1 – вентиль; 2 – поворотное устройство с сальниковой набивкой; 3 – вторичный вентиль;
 4 – хомут; 5 – стопор-ограничитель; 6 – косынка; 7 – стояк; 8 – соединительная труба
 со стояком; 9 – шланг (рукав); 10 – наконечник; 11 – установка нижнего слива;
 12 – зачистной трубопровод

В цистерну при сливе продукта опускаются два рукава, рассчитанные на равную пропускную способность, что позволяет максимально выбрать остатки нефтепродукта. Кроме того, стояк дополнительно оборудован установкой нижнего слива, герметически соединенной со сливным прибором цистерны и коллектором. При этом имеется устройство, гарантирующее предохранение продукта как в процессе слива из цистерны, так и после слива или налива. При эксплуатации данного стояка (станка) приведенная схема может быть использована для слива и налива вязких нефтепродуктов с путевым подогревом.

Примеры расчетов

Пример 4. Определить количество сливо-наливных устройств и выбрать тип эстакады для приема 180 000 т дизельного топлива в год на нефтебазе, расположенной в сельском районе. Плотность дизтоплива принять равной 0,84 т/м³. Доставка топлива железнодорожным транспортом.

Решение:

- 1 Принимаем $K_1 = 1,1$. По таблице 10.8 находим $K_2 = K_{1м} = 1,7$ [53].
- 2 Среднесуточный грузооборот топлива находим по формуле (10.31):

$$G_{\text{см}} = \frac{180000 \cdot 1,1 \cdot 1,7}{365} = 922 \text{ т/сут.}$$

- 3 Полагая грузоподъемность маршрута равной $G_m = 1170$ т, находим расчетное число маршрутов по формуле (10.30):

$$N_m = \frac{922}{1170} = 0,78 \text{ (1/сут.)}$$

- 4 Время занятия эстакады маршрутом в наихудшем случае (четырёхосные цистерны модели 15-1500) составляет 3 часа. Поэтому необходимое число эстакад по формуле (10.33)

$$Э = \frac{1 \cdot 3}{24} = 0,125$$

Число эстакад принимаем равным 1.

Так как $0,35 < 0,78 < 1$, то в соответствии с таблицей 10.13 количество сливо-наливных устройств должно обеспечивать одновременный слив 1/3 маршрута (модель цистерн 15-150 объемом 156 м³, табл. 10.16). Количество устройств (станков) для слива и налива нефтепродукта:

$$n_s = \frac{1}{3} \cdot \frac{922}{0,84 \cdot 156} = 2,34 \approx 3$$

10.5.7. Контроль качества нефтепродуктов

Для контроля качества получаемых нефтепродуктов лаборатории нефтебаз должны иметь необходимые измерительные приборы [38].

В таблице 10.19 приведена комплектация лабораторий нефтебаз по основным видам оборудования и приборов для определения качества нефтепродуктов [26].

Таблица 10.19

Комплектации лабораторий нефтебаз контрольно-измерительными приборами

Наименование приборов и оборудования	Классы нефтебаз по грузообороту				
	1	2	3	4	5
1. Набор ареометров типа АН для измерения плотности нефтепродуктов в диапазоне 650 – 1070 кг/м ³	+	+	+	+	+
2. Набор термометров с диапазоном от -35 до +200 °С	+	+	+	+	+
3. Набор вискозиметров капиллярных типа ВПЖ с диаметрами от 0,3 до 3,5 мм с термостатом	+	+	+	+	+
4. Аппарат для определения фракционного состава нефти и нефтепродуктов типа АРНП-1, ГОСТ 2177-82	+	+	+	+	+
5. Прибор-автомат для определения температуры вспышки в закрытом тигле АТВ-1М ГОСТ, 6356 - 93	+	+	+	+	+
6. Автомат для определения температуры застывания дизельных топлив ЛАЗ-93, ГОСТ 20287-97	+	+	-	-	-
7. Прибор для определения содержания серы ПОС-77, ГОСТ 8489-85	+	+	+	+	+
8. Переносной прибор для анализа октанового или цетанового числа топлива	+	+	+	+	+
9. Песистромтр для анализа густоты пластичных смазок ПП-1МС, ГОСТ 5346, ISO 6299	+	+	+	-	-
10. Прибор для определения температуры каплепадения нефтепродукта Капля-1, ГОСТ 5346, ISO 6299	+	+	+	-	-
11. Автомат для определения давления насыщенных паров моторных топлив	+	+	-	-	-
12. Автомат для оценки содержания воды в нефтепродукте	+	+	+	+	+

Для безвишнев важным является плотность, испаряемость, отсутствие серы, октанового числа. Для дизельных топлив важным является вязкость (0,6 вСт при 20 °С), цетановое число (не менее 47), температура самовоспламенения, допустимое содержание серы. Качество моторных масел оценивают по его вязкости при 100 °С, индексу вязкости, наличию присадок.

Контрольно-измерительное оборудование совершенствуется. В последние варианты приборов используются автоматика, электроника, микропроцессорная техника. Длительность контроля сократилась, а качество и точность повысились.

На рис. 10.10 показан анализатор содержания серы в нефти и нефтепродуктах АСЭ-1. Содержание серы в нефтепродуктах определяется в соответствии с ГОСТ Р 51947-2002. Принцип действия прибора – энергодисперсионный анализ рентгеновской флуоресценции серы. Время измерения одного образца нефтепродукта до 1 мин.



Рис. 10.10. Анализатор содержания серы в нефтепродуктах АСЭ-1

На рис. 10.11 показан октанометр ПЭ-7300 с дополнительной программой определения цетанового числа в дизельных топливах. При помощи данного прибора за 1 – 2 мин определяют октановое число бензина моторным и исследовательским методами.



Рис. 10.11. Октанометр типа ПЭ-7300

Лаборатории нефтебаз, кроме указанных в таблице 10.19 приборов и оборудования, могут иметь вытяжные шкафы типа ШВ-2РА, столы гитровальные, весовые, столы лабораторные, шкафы сушильные, термостаты, магнитные мешалки, электронные весы, хроматографы, приборы для автоматического измерения вязкости и плотности нефтепродуктов, набор колб, цилиндров, пробирников.

10.5.8. Молниезащита и автоматическое пожаротушение резервуарных парков

В соответствии с назначением резервуарные парки нефтеперекачивающих станций и нефтебаз, согласно Правилам устройства электроустановок, относятся к зонам класса В – 1г, подлежат оборудованию устройствами молниезащиты не ниже II категории и должны быть защищены от прямых ударов молнии, ее вторичных проявлений и статического электричества [39, 56].

Защита от прямых ударов молнии резервуарных парков нефтеперекачивающих станций (НПС) и нефтебаз (НБ) должна выполняться отдельно стоящими стержневыми или тросовыми молниеотводами. Не допускается использование стержневых молниеотводов, установленных на крышах резервуаров. Отдельно стоящие стержневые молниеотводы выполняются из стали любой марки сечением не менее 100 мм^2 и длиной не менее 200 мм и защищаются от коррозии оцинкованием или покраской.

Конструктивное исполнение устройств защиты от ударов молний определяется проектом.

В зону защиты молниеотвода резервуаров должны входить газоотводные и дыхательные трубы, дыхательные клапаны резервуаров и пространство над обрезами дыхательных труб, ограниченное полусферой с радиусом 5 м. Для вертикальных стальных резервуаров со стационарной крышей, с понтоном и плавающей крышей, а также для железобетонных резервуаров, расположенных в группах, зона защиты должна определяться границами обвалования.

Тросовые молниеприемники должны быть выполнены из стальных многопроволочных канатов сечением не менее 35 мм^2 .

При техническом обслуживании проверяется целостность и защищенность от коррозии доступных обзором частей комплексной системы защиты и контактов между ними. Особое внимание обращается на состояние мест соединения элементов заземляющего устройства.

При уменьшении сечения элементов заземляющих устройств (вследствие коррозии, надлома, оплавлений) больше чем на 30 % необходимо заменять их полностью либо заменять отдельные дефектные места.

Болтовые контактные соединения проверяются измерением переходного сопротивления (не более $0,05 \text{ Ом}$).

Устройства защиты от прямых ударов молнии, ее вторичных проявлений, молнии от статического электричества и заноса высокого потенциала должны быть испытаны, приняты и введены в эксплуатацию до начала заполнения резервуара нефтью.

На складах нефти и нефтепродуктов необходимо предусматривать пожаротушение воздушно-механической пеной и водяное охлаждение резервуаров.

Основным средством тушения пожаров в резервуарах является пена средней и низкой вязкости, подаваемая на поверхность горящей жидкости.

Обеспечение пожарной безопасности резервуарных парков в последние годы связывают с новой системой тушения пожаров, когда пену низкой кратности подают в основание резервуара, непосредственно в горящую жидкость.

Система подслоного пожаротушения пожаров в резервуарах – это совокупность специального оборудования, пенообразователя и технологии, позволяющая генерировать, транспортировать и вводить пену низкой кратности в слой горючего или подтоварную воду через проем в стенке резервуара через систему пенных насадок [56], что позволяет обеспечивать быстрое тушение пожара (рис. 10.12).



Рис. 10.12. Тушение пожара при помощи пены, автоматически подаваемой на поверхность горящего факела через нефтепродукт, находящийся в резервуаре

На рис. 10.13 показана система подслоного подвода пены к горящему факелу в резервуаре.

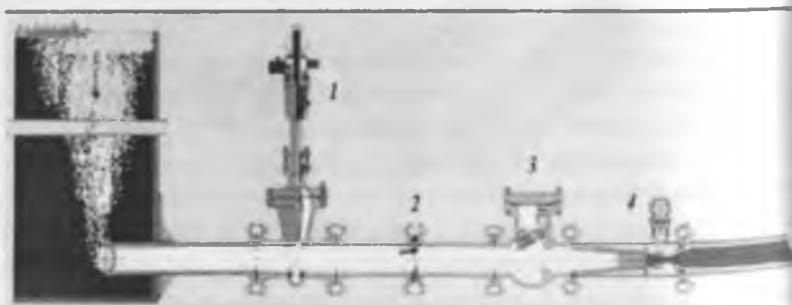


Рис. 10.13. Система подслоного тушения пожара в резервуаре
 1 – задвижка подачи пены в резервуар (показана в открытом состоянии);
 2 – предохранительная мембрана; 3 – обратный клапан;
 4 – высоконапорный пеногенератор

Данная система может быть реализована только при использовании специального фторсодержащего пленкообразующего пенообразователя. Пена не должна смешиваться с нефтью, а пеногенераторы должны образовывать пену при отрицательной температуре окружающей среды и при наличии противодавления нефти со стороны резервуара.

Система автоматического пожаротушения резервуарного парка включает:

1) насосную пожаротушения, состоящую из основных и резервных насосов для подачи огнетушащего средства; баков-дозаторов для хранения пенообразователя и дозирования требуемой пропорции раствора пенообразователя в воде; системы управления, предусматривающей автоматический, дистанционный и ручной пуск установки, а также автоматическое отключение через 10 мин ее работы:

2) трубопроводы с пожарными гидрантами; водопроводы;

3) резервуары противопожарного запаса воды;

4) пеногенераторы низкой, средней, высокой кратности, а также камеры низкратной пены для защиты кольцевого зазора между понтоном и стенкой вертикальных стальных резервуаров с понтоном (плавающей крышей);

5) системы обнаружения пожара (автоматические и ручные пожарные извещатели, приемно-контрольные приборы и станции, преобразующие сигнал пожарных извещателей в команды по включению установки, систем защиты резервуарного парка и оповещению дежурного персонала).

Автоматические установки пенного пожаротушения должны соответствовать требованиям нормативных документов, а также внутриведомственной документации, утвержденной в установленном порядке. Установка должна обеспечивать время срабатывания с инерционностью, не превышающей 3 мин. Время тушения пожара не должно превышать 10 мин. На каждую автоматическую установку пенного пожаротушения должен быть заведен паспорт, который заполняется и ведется лицом, ответственным за техническое состояние установки. На резервуаре должно быть не менее двух пеногенераторов.

Оперативный контроль эксплуатационных параметров и работы оборудования установок автоматического пожаротушения осуществляется автоматизированными системами управления технологическим процессом, а также персоналом нефтеперекачивающих станций.

Система технического обслуживания и ремонта предусматривает выполнение работ по техническому обслуживанию, ремонту, диагностированию и замене оборудования специализированными подразделениями предприятий или ремонтным персоналом НПС, а также сторонними организациями, имеющими лицензию на данный вид деятельности и допуск к ремонтным работам оборудования для тушения пожаров.

Автоматические установки пенного пожаротушения должны проходить 3 вида проверок и испытаний:

- 1) проверка работоспособности – ежемесячно;
- 2) испытание в автоматическом режиме – 1 раз в год;
- 3) комплексное испытание – 1 раз в 5 лет.

Применение систем подслоного пожаротушения позволяет ликвидировать горение нефти в резервуаре, несмотря на наличие закрытых сверху участков поверхности горения. Эффективность действия системы пожаротушения практически не зависит от времени развития пожара, поскольку пена автоматически подается к очагу горения.

Контрольные вопросы

1. На какие классы подразделяются нефтебазы по годовому грузообороту в тысячах тонн?
2. Как делятся нефтебазы на категории пожароопасности по суммарному объему резервуарного парка?
3. Что учитывается при выборе района для строительства нефтебазы?
4. Выбор места для строительства нефтебазы.
5. Что называют генеральными планами нефтебазы?
6. Технологическая (гидравлическая) схема нефтебазы.
7. Что представляет собой технологический план?
8. Как определяется общая, необходимая вместимость резервуарного парка нефтебазы?
9. Расчет необходимого количества сливных (наливных) устройств.
10. Технические характеристики железнодорожных и автомобильных цистерн.
11. Основные показатели речных танкеров.
12. Какими приборами оборудуются лаборатории нефтебаз для контроля качества принимаемых нефтепродуктов?
13. Как выполняется молниезащита резервуаров для хранения нефтепродуктов?
14. Как организована подслоная система тушения пожара при автоматическом выделении пены?
15. Методика определения размера дыхательного клапана, работающего на пропуск «вдыха» и «выдыха».

11. НОРМИРОВАНИЕ РАСХОДА ТОПЛИВ И СМАЗОЧНЫХ МАТЕРИАЛОВ

В процессе проектирования автозаправочных станций (АЗС) необходимо иметь спрос на моторные, трансмиссионные масла, дизельные топлива (легкое, тяжелое, арктическое), бензины с различным октановым числом (80, 91, 95, 98). Для определения спроса определяют количество находящихся в эксплуатации (в данном районе) легковых и грузовых автомобилей.

Оценив число и марки автомобилей, зарегистрированных в данном районе и проходящих транзитом по автотрассе, определяют количество заправок в сутки или мощность АЗС (250, 500, 750, 1000). Определив требуемую мощность АЗС, выбирают вместимость и количество резервуаров.

В среднем можно принять, что в бак легкового автомобиля заправляют 30 л бензина, а грузового – 70 л (среднее значение 50 л). При работе двигателя на дизельном топливе (автобусы, грузовые автомобили) средняя заправка составляет 100 л. Более точные значения расхода топлива определяются по методике, изложенной ниже. Расход топлива зависит от типа автомобиля, мощности его двигателя, пройденного пути, дорожных условий, массы перевозимого груза [23]. Нормы расхода топлив и смазочных материалов на автомобильном транспорте для легковых, грузовых автомобилей, автобусов отечественного и зарубежного производства приведены в руководящем документе Р 3112194-0366-03.

Норма расхода моторных и трансмиссионных масел устанавливается на 100 л общего расхода топлива. В таблице 11.1 приведены нормы эксплуатационных материалов для легковых и грузовых автомобилей.

Таблица 11.1

Норма расхода эксплуатационных материалов

Марка	Мот. масло, кг	Трансмиссионное масло, кг	Специальное масло, кг	Пластичные смазки, кг
ВАЗ	0,6	0,1	0,03	0,1
«Масвиш»	1,8	0,15	0,05	0,1
ГАЗ	1,8	0,15	0,05	0,1
ЗИЛ	2,2	0,3	0,1	0,2
БазАЗ	2,8	0,4	0,15	0,35

На автомобильном транспорте применяют следующие виды норм расхода топлива [25]:

- 1) *линейные* – определяют расход топлива в процессе передвижения автомобиля или автомобиля с грузом;
- 2) *на работу спецоборудования* (например, печь отопления – 3 л/ч);

3) на единицу выполненной работы (спецмашины, например, асфальтоукладчик на базе автомобиля ГАЗ – 53А – 6 л/ч).

Линейные нормы расхода устанавливаются для каждой марки автомобиля и подразделяются на два основных вида: базовая норма на 100 км пробега автомобиля в литрах; норма на 100 т км транспортной работы, учитывающая дополнительный расход топлива при движении автомобиля с грузом.

В таблице 11.2 приведены линейные нормы расхода бензина на 100 км пробега для некоторых отечественных и зарубежных легковых автомобилей.

Для легковых автомобилей нормируемое значение расхода топлива с учетом пробега и условий эксплуатации определяется по формуле

$$Q_n = 0,01 \cdot H_n \cdot S \cdot (1 + 0,01 \cdot D), \quad (11.1)$$

где Q_n – нормируемый расход топлива, л;

H_n – линейная норма расхода, л/100 км;

S – пробег автомобиля, км;

D – коэффициент, %, учитывающий условия эксплуатации.

Таблица 11.2

Нормы расхода на 100 км пробега

Тип автомобиля	Линейная норма, л /100 км
ВАЗ – 2109	8
ВАЗ – 2111	7,6
ГАЗ – 24-60	13
«Москвич» 2140, 2141	10
УАЗ – 469	16
Audi 80. 1.6	8,5
BMW 316 i 1.6	7,7
Ford Mondeo 2.0	10,7

Значение коэффициента D в зависимости от работы автомобиля в городе с численностью населения до 0,25 млн – 10 %; от 0,25 до 1,0 млн – до 15 %; от 1,0 до 3,0 млн – до 20 %; более 3,0 млн – до 25 %.

Если автомобиль эксплуатируется в зимнее время: центральные районы – до 10 %; северные – до 15 %; крайний север – до 20 %.

Работа в тяжелых дорожных условиях – до 20 %, работа автомобиля в качестве автобуса с высадкой пассажиров – до 10 %.

Для автомобиля ВАЗ 2109, прошедшего за один день 300 км в летний период, в городе с населением 1,5 млн расход топлива, согласно уравнению 11.1 в данным таблицы 11.2, составит 28,8 л.

Для отечественных и зарубежных грузовых автомобилей линейная норма расхода топлива и нормы расхода на перевоз груза приведены в таблице 11.3.

Таблица 11.3

Норма расхода топлива для грузовых автомобилей

Тип автомобиля	Линейная норма, л /100 км	Норма на перевоз груза, л /100 т·км
ГАЗ – 53-27	25	2
ЗИЛ – 130 АН	31	2
ЗИЛ – 131 НВ	41	2
КамАЗ – 4310	31	1,3
КамАЗ – 5320	25	1,3
Magirus 290 D 26 L	34	1,3
Tatra 111 R	33	1,3
Avia A – 20 H	11	1,3
Avia A – 30 N	13	1,3

Расход топлива при транспортировке груза находят по формуле:

$$Q_T = Q_L + 0,01 \cdot N_T \cdot M_T \cdot S_T \cdot (1 + 0,01 \cdot D), \quad (11.2)$$

где Q_L – линейный расход топлива на пробег автомобиля с учетом условий эксплуатации (формула 11.1), л;

N_T – норма расхода топлива на перевозку груза (1,3 л дизели, 2,0 л бензиновые двигатели на 100 т · км);

M_T – масса груза, т;

S_T – пробег автомобиля с грузом, км.

Для специальных машин дополнительно учитывают норму на работу. Например, для разбрасывателя песка КО – 105 на базе ЗИЛ – 130 линейная норма на пробег составляет 34 л/100 км (проезд до места работы), а норма на работу – 43 л/100 км (расход на передвижение и выполнение работы по разбросу песка).

Контрольные вопросы

1. Что называют линейной нормой расхода топлива? Укажите его значение для грузовых автомобилей.
2. Как определяется линейная норма расхода топлива для грузового автомобиля?
3. Как определяется линейный расход топлива на работу спецоборудования?
4. Как определяется для спецмашин линейная норма расхода топлива на передвижение и норма на выполненную работу?
5. От каких параметров зависит выбор мощности АЗС?

12. СТАНЦИИ ПО ЗАПРАВКЕ АВТОТРАНСПОРТНЫХ СРЕДСТВ ЖИДКИМИ НЕФТЕПРОДУКТАМИ

12.1. Назначение и типы АЗС

Автозаправочная станция – это разновидность малой распределительной нефтебазы, обеспечивающей топливом автомобили [40].

Автозаправочная станция (АЗС) – комплекс зданий, сооружений и оборудования, ограниченный участком площадки и предназначенный для заправки транспортных средств (кроме гусеничного транспорта) моторным топливом и маслом.

На АЗС организуется продажа масел, консистентных смазок, запасных частей, принадлежностей к автомобилям и другим транспортным средствам, прием от владельцев индивидуального транспорта отработанных масел и мазутой тары из-под нефтепродуктов, техническое обслуживание, а также оказание сервисных услуг по обслуживанию автотранспорта.

АЗС подразделяются на станции *общего* пользования, на которых осуществляется заправка любых автомобилей, независимо от их вида собственности и ведомственной принадлежности, и станции *ведомственные*, осуществляющие заправку автомобилей только определенных предприятий, организаций, фирм. На первых станциях осуществляется розничная торговля топливом за деньги либо по безналичной системе платежей. На вторых производится бесплатная отпуск топлива с осуществлением его строгого учета по каждому потребителю (например, заправка автомобилей автотранспортного предприятия).

Автозаправочные станции общего пользования обычно располагаются в местах наибольшего скопления автомобилей: у автостоянок, в местах пересечения дорог, на автомагистралях.

Ведомственные автозаправочные станции обычно располагаются на территории тех предприятий, автомобили которых они заправляют. При их организации используются местные условия этих предприятий, поэтому их конструкция зачастую отличается от конструкций станций при одинаковых требованиях к ним.

По количеству оказываемых услуг АЗС подразделяются на собственно автозаправочные станции, осуществляющие только заправку автотранспорта топливом и маслами, и автозаправочные комплексы (АЗК), на которых помимо заправки топливом и маслами осуществляется его техническое обслуживание, мойка, расположены магазины по продаже запчастей, расфасованных нефтепродуктов, кафе и рестораны, кемпинги и прочие объекты для оказания услуг по обслуживанию автотранспорта и его владельцев и пассажиров.

Принята следующая классификация АЗС.

Традиционная автозаправочная станция – АЗС с подземным расположением резервуаров для хранения топлива, технологическая схема которой характеризуется разнесением резервуаров и топливораздаточных колонок (ТРК).

Модульная автозаправочная станция – АЗС с надземным расположением резервуаров для хранения топлива, технологическая схема которой характеризуется разнесением ТРК и контейнера хранения топлива, выполненного как единое заводское изделие.

Модульные АЗС, расположенные вне населенных пунктов и предприятий, подразделяются на два типа: тип А – общая вместимость резервуаров от 40 до 100 м³; тип Б – не более 40 м³.

Передвижная автозаправочная станция – АЗС, предназначенная для розничной продажи топлива, мобильная технологическая система которой установлена на автомобильном шасси, прицепе или полуприцепе и выполнена как единое заводское изделие.

Контейнерная автозаправочная станция – АЗС с надземным расположением резервуаров для хранения топлива, технологическая система которой характеризуется размещением ТРК в контейнере хранения топлива, выполненном как единое заводское изделие.

Топливораздаточный пункт – АЗС, размещается на территории предприятия и предназначен для заправки транспортных средств этого предприятия.

Многотопливная автозаправочная станция – АЗС, на территории которой предусмотрена заправка транспортных средств двумя или тремя видами топлива, среди которых допускается жидкое моторное топливо (бензин и дизельное топливо), сжиженный газ (пропан – бутан) и сжатый природный газ.

Автомобильная газонаполнительная компрессорная станция – АЗС, на территории которой предусмотрена заправка баллонов топливной системы: грузовых, специальных и легковых автомобилей сжатым природным газом, используемым в качестве их моторного топлива.

Автомобильная газозаправочная станция – АЗС, на территории которой предусмотрена заправка баллонов грузовых, специальных и легковых автомобилей сжиженным газом (сжиженным пропан-бутаном), используемым в качестве их моторного топлива.

Стационарные АЗС располагаются в населенных пунктах и на автодорогах. По производительности они делятся по числу заправок в часы пик – 57, 100, 135, 170 автомобилей в час.

Контейнерные АЗС (КАЗС) располагаются на автомагистралях, туристических маршрутах, в автохозяйствах, на промышленных и сельскохозяйственных предприятиях, платных автостоянках, в гаражных кооперативах, а также в других местах сосредоточения автотранспорта.

Передвижные АЗС (ПАЗС) размещают в местах сосредоточения автотранспорта, моторных лодок и катеров, сельскохозяйственной техники, на ту-

ристических автомаршрутах, территориях стационарных АЗС в период заправки и ремонта резервуаров.

Доставка моторных топлив на АЗС осуществляется автомобильным или в редких случаях, железнодорожным и трубопроводным транспортом. Автозаправочные станции подчиняются нефтебазам, комбинатам обслуживания, производственным объединениям, акционерным обществам, а также частным предприятиям и владельцам.

Строительство АЗС может вестись как по типовым проектам, так и по индивидуальным. Технические характеристики типовых автозаправочных станций даны в таблице 12.1 [18].

Таблица 12.1

Технические характеристики типовых автозаправочных станций

Типы автозаправочных станций	Количество заправок в сутки	
	250...500	500...1000
1. Типовые АЗС (без пунктов технического обслуживания автомобилей)		
1.1 Площадь земельного участка, га	0,35...0,4	0,4...0,5
1.2 Количество заправочных постов, шт.		
– топливо	5...6	8...10
– масло	4	4
1.3 Количество резервуаров		
– для топлива (по 25 м ³)	5...6	8...10
– для масла (5 м ³)	4	4
1.4 Номера типовых проектов	503...204 503...205	503...202 503...203
2. Типовые автозаправочные станции с пунктами технического обслуживания автомобилей		
2.1 Площадь земельного участка, га	0,4...0,45	0,47...0,55
2.2 Количество заправочных постов, шт.		
– топливо	3...8	10...12
– масло	4	4
2.3 Количество резервуаров		
– для топлива (по 25 м ³)	3...8	10...12
– для масла (5 м ³)	4	4
– для отработанных масел (5 м ³)	1	1
2.4 Потребляемая электрическая мощность, кВт		
– освещение	2...7,4	6,0...7,4
– силовая	3,9...19	20...21
– отопление	7,3...25	25
– нагрев воды	12	12
2.5 Номера типовых проектов	3793 3794	3795 3796

При организации АЗК с пунктами технического обслуживания автомобилей, мойками, пунктами сервисного обслуживания потребителей, магазинами площадью земельного участка под строительство таких станций увеличивается по сравнению с указанной в таблице 12.1 на величину площади, необходимой для размещения дополнительных зданий и сооружений, а также подъездных путей к ним и дополнительных стоянок для автомобилей.

12.2. Состав сооружений типовых АЗС

На АЗС и АЗК обязательными являются: здание операторной, сооружения для очистки сточных вод, сооружения для размещения технологического оборудования (сооружения для установки и обслуживания резервуаров, короба для прокладки трубопроводов и кабелей, эстакады для слива нефтепродукта), информационные табло с указанием ассортимента отпускаемых нефтепродуктов, оказываемых услуг и видов обслуживаемого транспорта.

На АЗС могут размещаться следующие служебные и бытовые здания (помещения) для персонала АЗС: администрации, приема лица, службы охраны, санузлов, кладовых для спецодежды, инструмента, запасных деталей, приборов и оборудования.

На АЗК, кроме того, должны быть построены здания для размещения пунктов технического обслуживания автомобилей и пунктов сервисного обслуживания потребителей (магазин сопутствующих товаров, кафе, рестораны, санузлы).

При этом здания и сооружения АЗК имеют следующие особенности:

- помещения операторных, станций технического обслуживания автомобилей (СТОА), кафе-баров, магазинов сопутствующих товаров, санузлов и т.п. могут располагаться в одном или нескольких зданиях;

- помещения, здания и сооружения АЗК могут оснащаться системами автоматического пожаротушения;

- закрытые пространства очистных сооружений АЗК могут оснащаться сигнализаторами взрывоопасных концентраций паров топлива;

- площадки для установки автоцистерн могут оснащаться сооружениями для отвода и сбора крупных проливов нефтепродуктов;

- территории зоны АЗС, СТОА, трансформаторных подстанций могут иметь ограждения.

На территории АЗС с наземными резервуарами, наряду с помещениями для персонала АЗС, допускается предусматривать помещение магазина сопутствующих товаров без торгового зала.

При этом указанные помещения должны быть выполнены в конструкциях, соответствующих степени огнестойкости основного здания, отделяться от по-

помещения сервисного обслуживания водителей, пассажиров или их транспортных средств противопожарными перегородками и перекрытиями,

Не допускается объединять в едином здании:

– помещения сервисного обслуживания транспортных средств и помещения сервисного обслуживания водителей и пассажиров;

– помещения магазина, в котором предусмотрена продажа легко воспламеняющихся и горючих жидкостей, и помещения общественного питания.

В зданиях сервисного обслуживания транспортных средств допускается предусматривать не более трех постов технического обслуживания.

Здания и сооружения, расположенные на территории АЗС, должны быть I, II или III степени огнестойкости, как правило, одноэтажные. Допускается проектирование двухэтажных зданий общей площадью не более 150 м², в которых отсутствуют складские помещения для легко воспламеняющихся и горючих жидкостей.

Конструкции зданий и материалы для их строительства должны применяться в соответствии со степенью их огнестойкости.

С целью ускорения сроков строительства и его удешевления применяется блочно-панельный способ возведения зданий, когда целые блоки здания или их элементы поставляются на строительную площадку с максимальной заводской готовностью.

На территории АЗС должны быть установлены указатели расположения средств и систем пожаротушения и могут быть размещены художественно оформленные витрины и рекламные плакаты. Такое оформление должно выполняться по специальным дизайнерским проектам.

12.3. Устройство автозаправочных станций

На рис. 12.1 показана схема стационарной АЗС, имеющей подземное размещение резервуара, снабженной огневыми предохранителями [2, 18].

Резервуар 2 полностью заглублен в землю так, что его наивысший уровень находится на расстоянии не менее 0,2 м от поверхности земли. Крепится резервуар к бетонному основанию (фундаменту) 1 с помощью металлических стоек 15. При отсутствии грунтовых вод в месте размещения резервуара возможна его установка без фундамента, прямо на песчаную подушку. В крышке горловины резервуара размещены: приемная 7, всасывающая 11, мерная 9 и воздушная 5 трубы. Приемная труба 7 своим наружным концом выведена в наружный люк 3 и сообщается с ним через топливный фильтр 6. Внутренний конец приемной трубы расположен ниже обратного клапана 14 всасывающей трубы 11 в так называемом «мертвом» остатке бензина, который создает гидравлический затвор. Он предохраняет поступление воздуха в резервуар при его испарении и служит одновременно для огневой защиты.

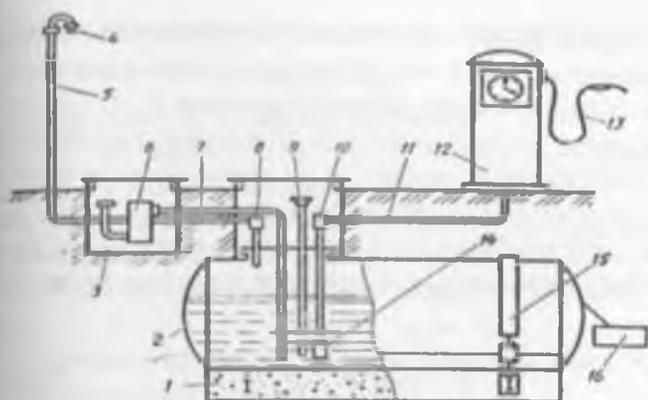


Рис. 12.1. Стационарная АЗС: 1 – бетонное основание (фундамент); 2 – резервуар для топлива; 3 – приемный люк для топлива; 4 – огневой предохранитель воздушной трубы; 5, 7, 11 – воздушная, приемная и всасывающая трубы; 6 – топливный фильтр; 8, 10 – угловые огневые предохранители воздушной и всасывающей труб; 9 – мерная труба; 12 – раздаточная колонка; 13 – раздаточный шланг; 14 – обратный клапан с фильтром; 15 – хомут для крепления резервуара; 16 – устройство для заземления

Топливный фильтр 6 снабжен также сетчатым фильтром, находящимся во впускном патрубке, выполняющем роль огневого предохранителя. Угловые огневые предохранители 8 и 10 установлены в воздушной 5 и всасывающей 11 трубах. Кроме того, конец воздушной трубы, выведенный в атмосферу, также имеет огневой предохранитель 4 (гаситель пламени).

Внутри мерной трубы 9 расположен шуп с нанесенными делениями, которые в объемных единицах указывают степень наполнения резервуара. В современных АЗС процесс контроля уровня топлива и его учет выполняется при помощи автоматических устройств.

Одним из них является переносной электронный уровнемер «Hermetic», который предназначен для учета нефтепродуктов в резервуарах. Уровеньмер «Hermetic», называемый еще погружной рулеткой, обеспечивает одновременное измерение уровня жидких сред и температуры. Весит прибор около 4 кг и имеет точность измерения уровня ± 2 мм, питается от батареи напряжением в 9 вольт.

Всасывающая труба 11 наружным концом соединена с раздаточной колонкой 12. В целях предохранения всего оборудования АЗС от разряда статического электричества резервуар 2 для топлива имеет заземляющее устройство 16. Огневые предохранители, устанавливаемые в трубопроводах оборудования станции, представляют из себя так называемую латунную сетку, имеющую от 144 до 220 ячеек на 1 м^2 . Ее помещают между фланцами защищаемой трубы в два слоя с зазором 3 – 5 мм.

Расстояния от раздаточных колонок нефтепродуктов до зданий и сооружений предприятий (СНиП 2.11.03-93 «Склады нефти и нефтепродуктов. Противопожарные нормы») следует принимать не менее, м:

- 1) до стен без проемов зданий I, II, III степеней огнестойкости – 3;
- 2) до стен с проемами зданий I, II, III степеней огнестойкости – 9;
- 3) до стен зданий IV, V степеней огнестойкости – 18.

На рис. 12.2 показаны технологические схемы АЗС с горизонтальным и вертикальным расположением резервуаров и монтажные параметры оборудования [31].

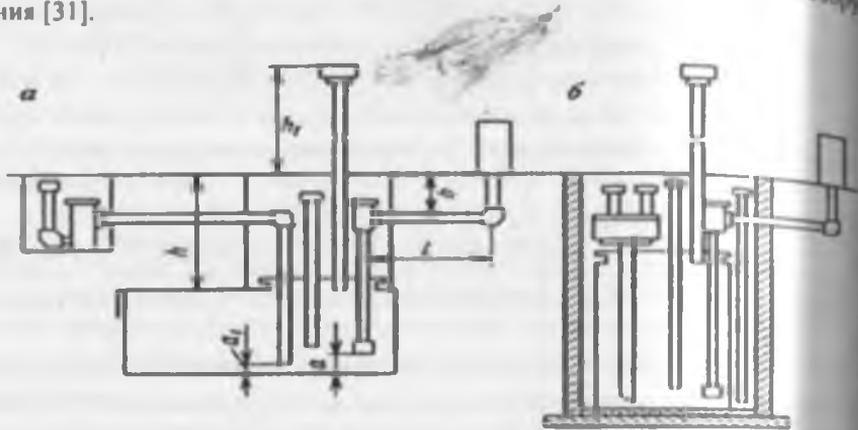


Рис. 12.2. Принципиальная технологическая схема АЗС:
а – с горизонтальным резервуаром; б – с вертикальным резервуаром

Монтажные размеры оборудования АЗС

Расстояние от конца приемного клапана до дна резервуара а, мм.....	150
Расстояние от дна сливной трубы до дна резервуара а ₁ , мм.....	100
Заглубление резервуара (крышки горловины), не более h, мм.....	1200
Заглубление технологических трубопроводов, не менее b, мм.....	200
Расстояние от колонки до резервуара с топливом, не более L, мм.....	30000
Расстояние от поверхности земли до «дыхательного» клапана резервуара, не менее h ₁ , мм.....	2500
Давление открытия дыхательного клапана, МПа.....	0.01 - 0.025
Минимальный уклон технологических трубопроводов к резервуарам (% от длины):	
Сливного.....	0.5
Всасывающего.....	0.2
Вентиляционного.....	0.2

Полный объем цилиндрического вертикального резервуара

$$V = \pi \cdot D^2 / 4 \cdot h, \quad (12.1)$$

где D – внутренний диаметр; h – высота резервуара.

В таблице 12.2 приведены технические характеристики резервуаров, применяемых на АЗС для хранения топлива.

В таблице 12.3 приведены величины емкостей топливных баков легковых, грузовых автомобилей и автобусов. По средней расчетной вместимости топливного бака и числа заправок в сутки определяется необходимая емкость резервуаров АЗС.

Схемы генеральных планов АЗС должны учитывать следующие основные технологические требования:

- возможность заправки топливом автотранспорта с левосторонним, правосторонним и двухсторонним расположением топливных баков;
- независимый подъезд автотранспорта к заправочным колонкам;
- минимальную протяженность коммуникаций топлива;
- оптимальные радиусы поворота для автотранспорта;
- достаточную зону отстоя для машин, ожидающих заправку;
- возможность контроля мест заправки оператором из здания АЗС.

Выбор вместимости резервуаров и их количества зависит от мощности АЗС, которая характеризуется количеством заправок в сутки (250, 500, 750, 1000), видом топлива (бензин, дизельное топливо), емкостью топливного бака.

Стационарные АЗС, кроме количества заправок в сутки, характеризуются способностью производить число заправок в час в период максимального скопления автомобилей (часы «пик»). Для 250 – это 57 заправленных автомобилей, для 500 – 100, для 750 – 135, для 1000 – 170.

Параметры резервуаров для хранения нефтепродуктов приведены в таблице 12.2 [30, 60].

Таблица 12.2

Технические характеристики резервуаров для хранения нефтепродуктов

Номинальная вместимость, м ³	Наружный диаметр, мм	Длина, мм; Высота, мм	Толщина стенки, мм	Масса, кг
Горизонтальные				
5	1846	2036 (длина)	3	446
10	2220	3100	4	980
25	2760	4278	4	1886
50	2870	8480	4	3369
Вертикальные				
5	1788	2018 (высота)	4	473
10	2223	2579	4	840
15	2806	2519	4	1140
25	3186	3218	4	1750

В таблице 12.3 приведена вместимость топлива в баках легковых, грузовых автомобилей и автобусов. Коэффициент использования емкости топливных баков автомобилей составляет 0,2 – 0,4. Водители заправляют бак, когда в нем находится примерно 30 – 50 % топлива. Из 100 автомобилей, находящихся в эксплуатации, – 80 легковых и 20 грузовых. В среднем за одну заправку в баке автомобиля заливают 75 л бензина (при емкости топливных баков от 30 до 450 л). Учитывая, что в баке перед заправкой находится до 30 % топлива, то средняя заправка составляет примерно 50 литров бензина. Можно предположить, что для АЗС мощностью 500 заправок в сутки одним видом топлива, например бензином, емкость цистерны должна соответствовать не менее 25000 л или 25 м³.

Таблица 12.3

Вместимость топливных баков автомобилей

Тип автомобиля	Грузоподъемность, т	Емкость бака, л
Легкие грузовики	2,5	100
Средние грузовики	5,0	150
Тяжелые грузовики	10,0	450
Автобусы	3 – 8	300
Легковые автомобили	0,5	45

При заправке дизельным топливом средняя заправка составляет примерно 100 л.

Емкость топливного бака должна обеспечивать бесперебойную работу трактору не менее 10 – 12 часов, а автомобилю – пробег в тяжелых дорожных условиях не менее 300 – 400 км.

Часовой расход топлива для трактора определяется из выражения

$$G_v = q_c \cdot N_e, \quad (12.2)$$

где q_c – удельный расход топлива, кг/(кВт·ч), для дизельных двигателей он составляет 0,2 – 0,23; N_e – мощность двигателя на номинальном режиме, кВт.

Затраты топлива на 100 км пробега автомобиля определяются по методике, изложенной в разделе 11 данного учебного пособия (нормы расхода топлива).

Время, затрачиваемое на заправку одного автомобиля, принимается для бензина 3 мин, для дизельного топлива – 5 мин. Одной бензоколонкой за 1 час времени можно заправить до 15 легковых автомобилей [1, 18].

Более подробные данные о средnezаправочной дозе автомобилей и времени заправки в мин приведены в таблице 12.4. Подача насосов топливных заправочных колонок принята равной 40 л/мин.

Таблица 12.4

Время одной заправки различных автомобилей в минутах

Тип автомобиля	Средняя заправочная доза, л	Время одной заправки, мин
Грузовые и специальные бензиновые	60	3
Грузовые с дизельными двигателями	100	4,5
Автобусы общего пользования	150	6
Легковые автомобили	22	2

Мощность АЗС и их количество в данном регионе зависят от числа автомобилей, тракторов, комбайнов, дорожной и другой техники. В России эксплуатируется более 35 млн. автомобилей.

В г. Омске в 2005 году было зарегистрировано 238 500 автомобилей и автобусов. Число легковых автомобилей составило 200 000, грузовых – 30 000, автобусов – 8 500 штук.

Основным видом топлива для автомобилей пока является бензин (60 – 70 %), затем дизельное топливо (20 – 30 %) и газ (10 – 20 %). Трактора и комбайны работают в основном на дизельном топливе.

12.4. Основные системы АЗС

Для обеспечения работы АЗС и ее противопожарной безопасности она должна иметь требуемое количество резервуаров определенной емкости, наливные устройства, заправочные колонки, угловые огневые предохранители, дыхательные клапаны, заземление [31].

На рис. 12.3, 12.4, 12.5, 12.6 показаны схемы установки резервуара для хранения нефтепродукта, его наливное устройство, конструкции дыхательных клапанов и гасителя пламени.

Схема установки вертикального резервуара показана на рис. 12.3.

Резервуар оснащен следующими устройствами: сливным – для приема нефтепродукта из автоцистерн; всасывающим – для подачи нефтепродуктов из резервуара к заправляющим колонкам; замерным (зондовым) – для измерения уровня жидкости; дыхательным – для сообщения резервуара с атмосферным воздухом.

Герметичность резервуаров проверяют избыточным давлением воздуха, равным 0,025 МПа, в течение 3 мин или гидравлическим, превышающим в 1,25 раза рабочее давление.

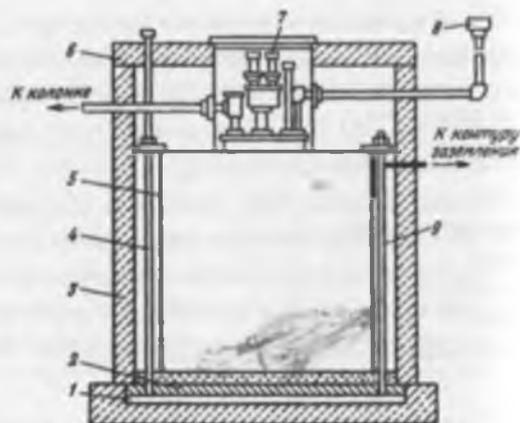


Рис. 12.3. Схема установки вертикальных резервуаров на АЗС:

- 1 – швеллер; 2 – основание; 3 – железобетонный колодец; 4 – зондовая труба;
 5 – резервуар; 6 – перекрытие; 7 – сливное устройство; 8 – дыхательный клапан;
 9 – тяги крепления резервуара

Объем топлива в цилиндрическом резервуаре внутренним диаметром D и высотой залитого топлива h находят из выражения

$$V_T = 0,785 \cdot D^2 \cdot h.$$

(12.3)

Общий вид наливного устройства изображен на рис. 12.4.

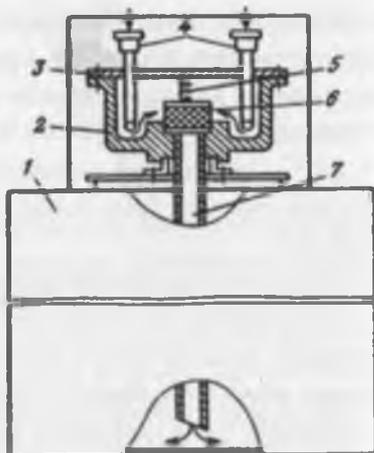


Рис. 12.4. Схема наливного устройства с двумя приемными патрубками.

- 1 – резервуар; 2 – корпус; 3 – крышка; 4 – приемные патрубки;
 5 – прижимная пружина; 6 – фильтр; 7 – сливная труба

Для снижения простоя АЗС при сливе нефтепродуктов в резервуары ис-

пользуются:

- одновременный слив нефтепродукта несколькими шлангами в один резервуар (применение сливных устройств новой конструкции);
- перекачку нефтепродуктов при помощи насосных установок автоцистерн или АЗС;
- плановый завоз нефтепродуктов в часы их минимальной загрузки (ночное время);
- автоматизацию контроля полноты слива нефтепродукта из автоцистерны и замера уровня нефтепродукта в резервуарах.

Конструкция дыхательного клапана автомобильной цистерны показана на рис. 12.5. Клапан снижает потери бензина от испарения, открывается под действием избыточного давления 2000 – 20000 Па, величина которого зависит от толщины стенок, прочности материала, объема резервуара. В комбинированных дыхательных клапанах кроме клапана, открывающегося под избыточным давлением, имеется второй клапан, который открывается под действием разрежения. При вакуумметрическом давлении, при котором клапан открывается, составляет 200 – 1000 Па. Чем больше объем резервуара, тем меньше давление срабатывания клапана избыточного давления и разрежения. Снижение давления связано с прочностью резервуара.

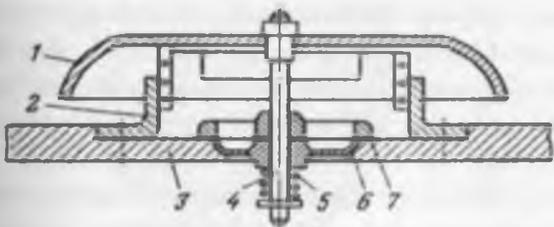


Рис. 12.5. Конструкция дыхательного клапана автомобильной цистерны:

- 1 – крышка; 2 – уголок; 3 – корпус; 4 – шток; 5 – пружина;
- 6 – клапан; 7 – груз

Чтобы клапан не примерзал к седлу при отрицательных температурах, соприкасающиеся поверхности покрывают фторопластовой пленкой.

Кроме дыхательных клапанов в резервуарах устанавливают предохранительные клапаны. Давление открытия данных клапанов выше на 10 % давления открытия дыхательных клапанов.

Угловой предохранитель (рис. 12.6) состоит из корпуса 1, фильтра 2, пружины 3, крышки 4, прижима 5. Через мелкую латунную сетку фильтруются

нефтепродукты, поступающие из резервуара в топливораздаточные колонки. Теплоемкость этой сетки, ее малое проходное сечение обеспечивают гашение пламени в случае его возникновения в трубопроводе.

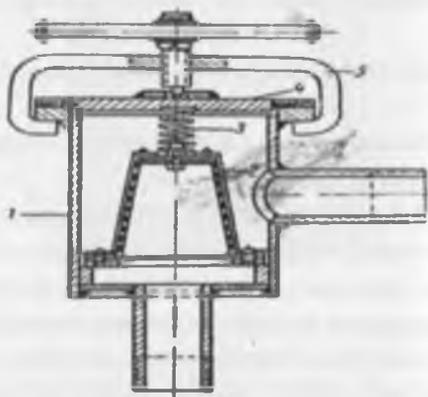


Рис. 12.6. Угловой предохранитель (гаситель пламени):
1 – корпус; 2 – сетка; 3 – пружина; 4 – крышка; 5 – прижим

12.5. Топливораздаточные колонки

Для выдачи топлива и масел потребителям применяются топливораздаточные, смесераздаточные и маслораздаточные колонки различных конструкций. Основной задачей колонок является выдача потребителям задаваемых доз топлива или масла с требуемой точностью (погрешность отпуска дозы не должна превышать $\pm 0,5\%$).

На АЗС и АЗК используются, в основном, топливораздаточные колонки управляемые дистанционно с помощью специальных пультов дистанционного управления либо с помощью специальных автоматизированных систем, в том числе и систем безналичного отпуска нефтепродуктов.

Несмотря на многообразие конструктивных исполнений, все типы и модели топливораздаточных колонок имеют общие узлы и детали. Работу колонок можно рассмотреть (рис. 12.7) на примере топливораздаточной колонки модели ИТК-40 (подача 40 л/мин) с электромеханическим задающим устройством, выпускаемой Серпуховским заводом «Нефтсаппаратприбор» [4].

Рассмотрим схему (рис. 12.7) топливораздаточной колонки и ее принцип действия. Задается требуемое количество топлива, при этом включается электродвигатель 15 колонки. Под действием разрежения, созданного ротационным насосом 3, топливо из резервуара поступает по трубопроводу через

фильтр 4 и нижний обратный клапан 2, фильтр 4 в роторно-шиберный насос. Жидкость подает жидкость в отделитель газа 5, верхний обратный клапан 6, поршневой счетчик жидкости 11, поворотный прозрачный индикатор 12, раздаточный рукав, кран 13 и в бак автомашины.

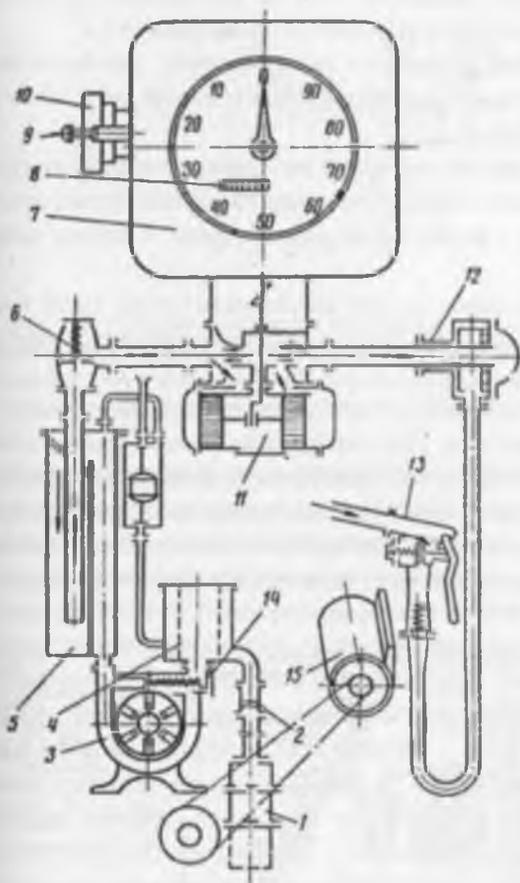


Рис. 12.7. Принципиальная схема топливораздаточной колонки модели ИТК-40

При поступлении жидкости в газоотделитель скорость протекания ее резко снижается, одновременно происходит изменение направления потока, в результате которого из жидкости выделяются воздух и пары топлива. Воздух скапливается в верхней полости корпуса газоотделителя и через жиклер, вместе с некоторой частью жидкости, и сливную трубку попадает в поплавковую камеру, где воздух и пары через воздушную трубку выходят в атмосферу, а часть жидкости

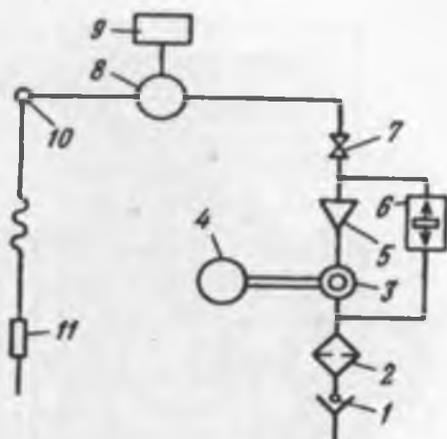


Рис. 12.9. Гидравлическая схема прямоточной бензоколонки:

- 1 – обратный клапан; 2 – фильтр; 3 – насос пластинчатый; 4 – электродвигатель;
- 5 – газодельитель; 6 – поплавковая камера; 7 – клапан электромагнитный; 8 – счетчик;
- 9 – счетное устройство; 10 – индикатор; 11 – кран раздаточный

На рис. 12.10 показано устройство поршневого измерителя объема топлива (1). Поступательное движение поршня вместе с кулисой, на которой он жестко закреплен, преобразуется во вращательное движение вала. Кулиса (франц. – паз) имеет вырез, в котором движется кривошип коленчатого вала.

Вращение коленчатого вала с золотником дает возможность заполнять поочередно каждый из четырех цилиндров, одновременно вытесняя топливо из противоположного цилиндра (два поршня закреплены на одной кулисе). Вращательное движение коленчатого вала измерителя объема передается через соединительную муфту на вал датчика расхода топлива.

Для тарировки счетчика (рис. 12.11) нужно поочередно снять крышки, специальным ключом ослабить гайки и поворотом винта по часовой стрелке установить минимальный ход поршня, при этом наблюдают за вращением коленчатого вала счетчика жидкости по движению стрелок счетного устройства; в таком положении количество жидкости будет уменьшено.

Поворотом регулировочного винта против часовой стрелки обеспечивается увеличение объема выталкиваемого топлива. Такая регулировка возможна потому, что кривошип коленчатого вала входит в прорези кулисы с зазором, равным 2 мм. Тарировку нужно производить поочередно всеми четырьмя регулировочными винтами: поворот одного винта против часовой стрелки на $\frac{1}{4}$ оборота прибавляет, а по часовой стрелке убавляет объем на 25 мл. После тарировки нужно закрыть крышки упора и проверить показания счетчика жидкости по стрелке II разряда вместимостью 10 л.

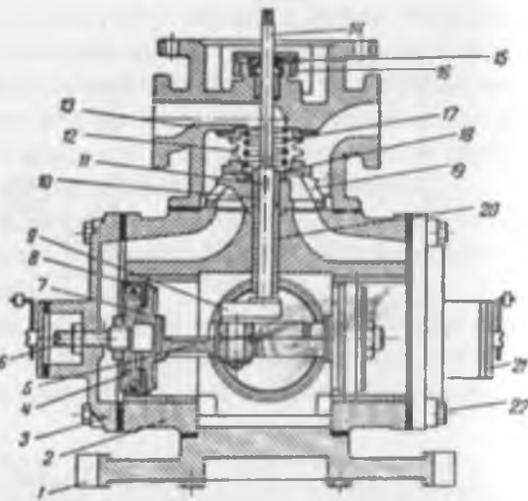


Рис. 12.10. Поршневой счетчик жидкости: 1 – крышка нижняя; 2 – корпус измерителя; 3 – крышка боковая; 4 – кольцо прижимное; 5 – кулиса; 6 – винт регулировочный; 7 – поршень; 8 – манжета; 9 – коленчатый вал; 10 и 20 – втулки; 11 – шпонка; 12 – сильфон; 13 – корпус золотника; 14 – валик; 15 – манжета уплотнительная; 16 – гайка; 17 – шруц; 18 – кольцо уплотнительное; 19 – золотник; 21 – крышка упора кулисы; 22 – болт М8

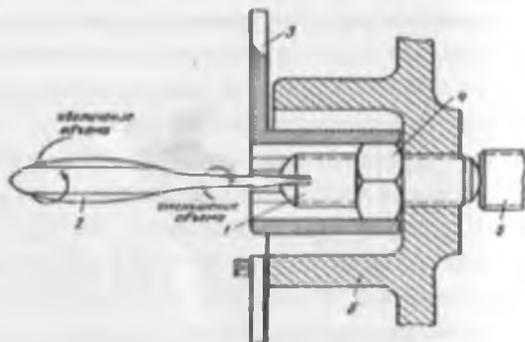


Рис. 12.11. Тарировка поршневого счетчика жидкости: 1 – регулировочный винт; 2 – отверстие; 3 – специальный ключ; 4 – гайка М10; 5 – кулиса; 6 – боковая крышка

Рассмотрим краткую характеристику отдельных узлов гидравлической схемы раздаточной колонки. Клапан всасывающий (рис. 12.12) устанавливается в начале линии выдачи внутри резервуара и служит для предотвращения слива топлива из линии выдачи обратно в резервуар при выключении насоса (выключателя раздаточной колонки (ТРК)).

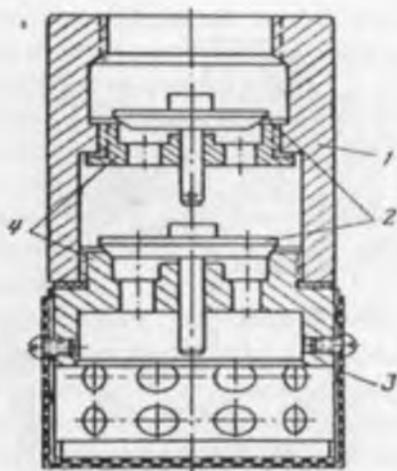


Рис. 12.12. Всасывающий (обратный) клапан:
1 – корпус; 2 – клапаны тарельчатого типа; 3 – фильтр; 4 – седло

Всасывающий клапан монтируется на расстоянии 120 – 200 мм от дна резервуара, что обеспечивает поступление в раздаточную колонку чистого нефтепродукта. Клапан открывается под действием разрежения, создаваемого насосом во всасывающем трубопроводе. При прекращении работы насоса давление топлива в трубопроводе и резервуаре выравнивается и клапаны 2, под действием собственного веса, садятся на седла 4.

Фильтр предназначен для предохранения гидравлической системы колонок от попадания посторонних твердых частиц, что может привести к износу и поломке насоса и неточному замеру объема нефтепродукта. Различают фильтры грубой очистки (размер твердых частиц более 80...100 мкм) и тонкой очистки (размер твердых частиц до 20 мкм). В фильтрах применяются либо сетки, либо разнообразные фильтрующие материалы.

Насос топливораздаточной колонки предназначается для перекачки топлива из резервуаров АЗС в баки автомашин. Наибольшее применение получили насосы роторно-шнберного (пластинчатого) типа (рис. 12.13).

Ротор расположен эксцентрично относительно статора, образуя камеру всасывания и нагнетания [1]. В роторе имеются пазы, в которых находятся пластинки (лопатки). Под действием центробежных сил пластинки выдвигаются из пазов ротора. При расширении объема происходит процесс всасывания, а при сужении – нагнетание. Перепускной клапан поддерживает постоянное давление в полости нагнетания (например, 0,2 МПа).

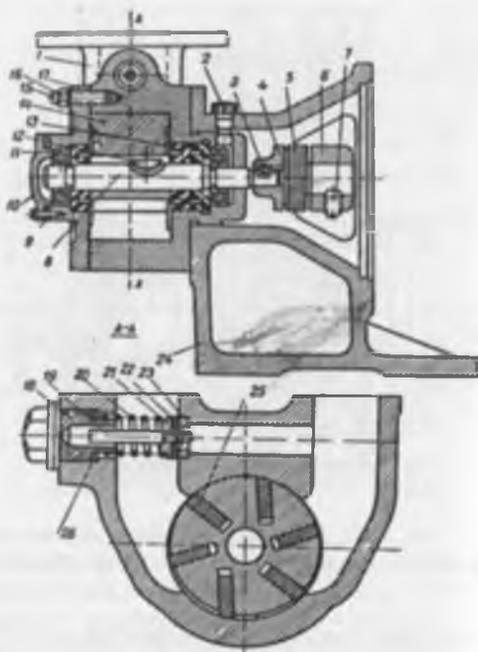


Рис. 12.13. Бензонасос пластинчатого типа: 1 – корпус; 2 – маслѐнка; 3 и 12 – шпонки сегментные; 4 и 6 – полумуфты; 5 – звездочка; 7 – винт стопорный; 8 – вал; 9 – прокладка; 10 – крышка; 11 – подшипник шариковый; 13 – манжет уплотнительная; 14 – ротор; 15 – шпилька; 16 – гайка; 17 – крышка; 18 – пробка; 19 – шток; 20 – пружина клапана; 21 – шайба специальная; 22 – тарелка клапана; 23 – сегмент; 24 – стойка; 25 – лопатки; 26 – шайбы регулировочной пружины

Газоотделители топливораздаточных колонок предназначены для отделения от топлива воздуха, который может раствориться в нем при сливе топлива в резервуары.

В поплавковой камере происходит конденсация паров топлива, осаждение частиц топлива, унесенного вместе с паровоздушной смесью, и выброс загрязненного воздуха и паров в атмосферу.

Клапан электромагнитный – устройство для снижения расхода в конце выдачи дозы с целью завершения работы колонки на малом расходе, что значительно повышает точность отпуска дозы. Различают клапаны электромагнитные одинарного или двойного действия.

Клапаны одинарного действия только снижают расход топлива в конце выдачи дозы. Клапаны двойного действия дополнительно после окончания выдачи дозы полностью перекрывают трубопровод.

Измеритель объема предназначен для измерения количества выдаваемого топлива. С ним связано отсчетное устройство, которое дает цифровую информацию о количестве отпущенного топлива.

Отсчетные устройства могут быть различных конструкций: механические стрелочные, механические роликовые, электронно-механические, электронные.

В гидравлической системе колонок обычно перед выходом раздаточного рукава устанавливается индикатор со стеклянным колпачком или окном, через которое можно наблюдать за потоком топлива, выходящего из колонки, и контролировать его загазованность.

Раздаточные рукава колонок выполняются обычно резинотканевыми. В последнее время стали применять рукава из полимерных материалов. Работа раздаточных рукавов осуществляется в сложных условиях, часто происходят их перегибы, скручивания, возможны наезды на них колесами управляемых автомобилей. Поэтому на качество рукавов, устанавливаемых на колонки, необходимо обращать особое внимание.

Для удобства потребителей выполняются конструкции колонок, имеющих два раздаточных рукава, работающих от одной измерительной системы. В этом случае при выдаче топлива через один рукав второй блокируется специальным клапаном.

Находят широкое применение конструкции колонок, имеющих в одном корпусе две насосно-измерительные системы, работающих самостоятельно, каждая на свой раздаточный рукав. Такими колонками может осуществляться отпуск топлива двух сортов. Отсчетное устройство такой колонки либо двойное, либо одинарное с блокировкой.

С целью обеспечения выдачи топлива нескольких сортов одной колонкой применяются многорукавные колонки (4 – 6 рукавов) с самостоятельными гидравлическими системами, работающими на свои рукава. Такие колонки представляют сплошные агрегаты, позволяющие сокращать площади, необходимые для установки колонок [18].

На выходных концах раздаточных рукавов устанавливаются раздаточные краны или «пистолеты». Они могут быть автоматическими и механическими. Краны имеют выходные патрубки, которыми они вставляются в топливные баки управляемых автомашин. Открытие кранов осуществляется вручную, нажатием на специальные рычаги. В зависимости от силы давления на рычаг регулируется степень открытия крана. В автоматических кранах при наполнении топливного бака до верхнего уровня, когда топливо достигает патрубка крана, происходит его автоматическое закрытие. В неавтоматических кранах закрытие осуществляется вручную. В этом случае существует риск перелива бака и разлива топлива на землю, что нежелательно с экологической и противопожарной точки зрения.

Первым представителем отечественных топливораздаточных колонок была колбовая колонка модели 318 с ручным приводом.

В настоящее время отечественные колонки выпускают в городах Воронеж, Ливны, Серпухово. Конструктивно они отличаются расходом (50 и 100 л/мин) способностью заправлять одним или различными видами топлива.

Для примера приведем характеристику широко распространенной ТРК «Нара» серии 2000 с расходом 50 л/мин. Минимальная доза выдачи – 2 л. Это одинарные топливораздаточные колонки с механическим или электрическим счетчиком разового учета топлива. Элементы облицовки ТРК серии 2000 (передние, задние, боковые панели) выполнены из тонкой листовой стали, покрытой синтетической грунтовкой и эмалью. Все панели съемные.

Узлы ТРК монтируются на каркасе из стального уголка. Измеритель объема топлива состоит из четырех поршней, выполненных из алюминия, имеет золотниковый распределитель. Для уплотнения поршней используются кожаные манжеты. Отсчетное устройство: роликового типа – для ТРК «Нара-27М1», стрелочного типа – для ТРК «Нара-27М1С», электромагнитного типа – для ТРК «Нара-27М1Э».

ТРК «Нара-27М1Э» отличаются современным внешним видом и комплектуются электромеханическим табло. Мощность двигателя – 0,55 кВт. Гидравлическая часть – бензонасос, газоотделитель, поплавковая камера, фильтр грубой очистки. Раздаточный рукав длиной 5 м, заправочный кран могут быть ручного или автоматического действия.

ТРК серии 4000 характеризуются блочно-модульной компоновкой, при которой устройство отображения информации и измерительная часть выполнены отдельными блоками, соединенными между собой коммуникациями.

ТРК серии 6000 – колонки повышенной производительности. Примером такой ТРК является «Нара 61-16». Отличительная особенность ТРК этой серии – наличие насосного агрегата производительностью 100 л/мин, в остальном узлы и внешний вид унифицированы с ТРК серии 4000. ТРК серии 6000 рекомендуется использовать для заправки грузового транспорта.

Количество заправочных колонок Z_K , установленных на АЗС, определяется по формуле

$$Z_K = \beta \cdot F / N, \quad (12.4)$$

где β – поправочный коэффициент мощности АЗС, равный, соответственно, для АЗС-250 – 1,5; АЗС-500 – 1,25; АЗС-750 – 1,17; АЗС-1000 – 1,12;

F – количество заправок в сутки;

N – мощность АЗС, выраженная количеством возможных заправок в сутки (250, 500, 750, 1000).

Количество колонок для АЗС-500 определяется выражением

$$Z_K = 1,25 \cdot F/N. \quad (12.5)$$

На АЗС могут располагаться колонки для заправки бензином «Нормаль 80», «Регуляр 91», «Премиум 95», «Супер 98», а также дизельным топливом.

При определении необходимого количества АЗС для обеспечения всего автомобильного парка города, округа, области, края или республики используются следующие данные:

- наличие, размещение и использование автомобилей по городам и населенным пунктам в рассматриваемый период и в перспективе;
- учет количества автомобилей, прибывающих в населенный пункт и проходящих транзитом, нуждающихся в заправке;
- существующая сеть автомобильных дорог, их структура по типам покрытий, протяженность и интенсивность движения автомобилей по ним;
- наличие и размещение нефтебаз и их развитие в перспективе;
- наличие, размещение и пропускная способность АЗС;
- среднее количество топлива для разовой заправки автомобиля, а также суточный расход топлива по сортам.

Потребная численность АЗС определяется последовательным расчетом среднесуточного контингента автомобилей, нуждающихся в заправке, суточного расхода топлива на заправку, периода обращения автомобилей для заправки и числа заправок в сутки.

12.5.1. Выбор основных параметров пластинчатого и шестеренного насосов

На рис. 12.13 показан общий вид роторного пластинчатого насоса для подачи бензина или дизельного топлива в мерное устройство и раздаточный кран (спиртолет). Насос должен обеспечить надежную подачу топлива, например 50 литров в минуту, при избыточном давлении 0,15 – 0,25 МПа.

Подача насоса зависит от его конструктивных параметров, частоты вращения и степени износа, которая определяется объемным КПД.

Рабочий объем пластинчатого насоса представляет собой количество жидкости, см³, подаваемой насосом за один оборот при атмосферных условиях.

Для пластинчатого насоса однократного действия рабочий объем равен

$$V_p = b \cdot e \cdot (\pi \cdot D - Z \cdot l), \quad (12.6)$$

где b – осевая ширина ротора; e – эксцентриситет; D – диаметр статора; Z – число лопаток; l – толщина лопатки.

Для бензоколонки Нара-27М1 бензонасос пластинчатого типа имеет рабочий объем, равный $V_p = 3 \cdot 1 \cdot (3,14 \cdot 11,5 - 8 \cdot 0,35) = 100 \text{ см}^3$.

Действительная подача насоса зависит от его частоты вращения и объемного КПД

$$Q_d = V_p \cdot n \cdot \eta_o, \quad (12.7)$$

где n – частота вращения вала насоса в мин^{-1} ; η_o – объемный КПД насоса (0,7 – 0,9), учитывающий перстекание жидкости из полости нагнетания в полость всасывания через боковые (торцевые) и радиальные зазоры.

При $\eta_o = 0,9$ и частоте вращения 600 и 700 мин^{-1} величина Q_d соответствовала 54 и 63 л/мин. При $\eta_o = 0,7$ величина Q_d снизилась до 42 и 47 л/мин. Частота вращения насоса зависит от частоты вращения электродвигателя и передаточного числа клиноременной передачи (2 – 5).

Требуемое давление на выходе из насоса обеспечивается регулируемым перепускным клапаном при помощи прокладок 26 путем изменения силы пружины 20 (см. рис. 12.13). Пружина перепускного клапана выполнена из стали марки 65Г с диаметром проволоки 2,5 мм, внутренним диаметром 22 мм, длиной 64 мм, шагом 8 мм и жесткостью 20 Н/мм.

Перепускной клапан имеет тарелку 22, прижатую к седлу 23 пружинной 20. Диаметр тарелки 30 мм, а перепускного отверстия 20 мм. Расчет клапана заключается в определении жесткости пружины при известном давлении перепуска и площади отверстия, закрываемой клапаном. Для расчета клапана используется выражение

$$F_{ж} = F_{п}; \quad P \cdot \pi \cdot D_k^2 / 4 = C \cdot \Delta, \quad (12.8)$$

где $F_{ж}$ – сила, Н со стороны давления жидкости; $F_{п}$ – сила со стороны пружины; P – давление, Н/м^2 , действующее на клапан со стороны жидкости; D_k – диаметр клапана, закрывающий перепускное отверстие, м; C – жесткость пружины, Н/м; Δ – величина сжатия пружины, м.

При P , равном $2 \cdot 10^5 \text{ Н/м}^2$, и диаметре $D_k = 0,02 \text{ м}$; при Δ , равной 0,002 м величина C составляет 20000 Н/м или 20 Н/мм.

На рис. 12.14 показана характеристика насоса объемного типа (пластинчатого, шестеренного) и характеристика перепускного клапана. Наклонная линия 1–2 представляет собой характеристику насоса, а линия 2–3 – характеристику клапана. Наклон линии 1–2 зависит от объемного КПД (степени износа деталей насоса). В точке 2 клапан открывается, поддерживая заданное давление. В точке 3 рабочий объем V_p равен нулю, насос работает «на себя» и подача жидкости прекращается.

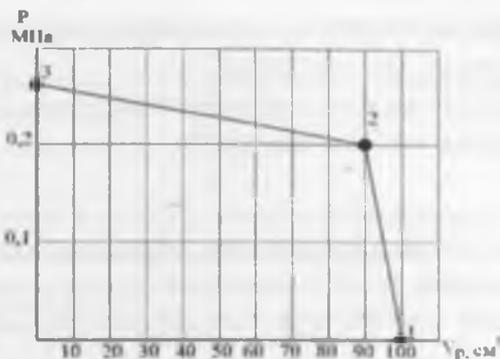


Рис. 12.14. Характеристика насоса объемного типа

В шлангозаправочных колонках, а также в процессе перскачки вязких нефтепродуктов применяют шестеренные насосы. Они просты по конструкции, надежны и долговечны. Представляют собой две шестерни одинаковых размеров, вращающиеся в разные стороны.

На рис. 12.15 показан шестеренный насос. При вращении шестерен в полости всасывания 3 образуется разрежение, куда движется жидкость под действием атмосферного давления. Жидкость поступает во впадины шестерен и перемещается в зону нагнетания 2. Шестерни входят в зацепление 1 и выталкивают жидкость, находящуюся во впадинах колес. Величина давления на выходе из насоса поддерживается перепускным клапаном, конструкция которого представлена на рис. 12.13, и может достигать 16 МПа. Шестеренные насосы могут перекачивать жидкость с кинематической вязкостью от 5 до 1000 мм²/с.

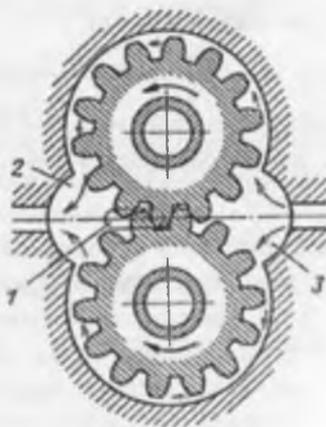


Рис. 12.15. Разрез шестеренного насоса

Насосы шестеренные (НШ) выпускают с различными рабочими объемами 4; 6,3; 10; 25; 32; 50; 67; 100; 160; 250 см³.

В таблице 12.5 приведены характеристики насосов с рабочими объемами 32, 50, 67, 100, 160 см³ и КПД, равным 0,85.

Таблица 12.5

Характеристики шестеренных насосов

Показатели	Марки насосов				
	НШ-32	НШ-50	НШ-67	НШ-100	НШ-160
Рабочий объем, см ³	31,5	48,8	68	98,8	162
Давление номинальное, МПа	14	14	16	14	14
Частота вращения, мин ⁻¹	1500	1500	1500	1500	1500
Номинальная подача, л/мин	45	70	96	140	230
Масс, кг	6,8	7,4	17,5	17,5	40,3

При подаче нефтепродуктов применяются шестеренные фланцевые насосы (ШФ) с подачей от 0,4 до 36 м³/ч (от 6 до 600 л/мин), с давлением на выходе от 0,4 до 2,5 МПа, с частотой вращения 1430 мин⁻¹ [18]. Например, шестеренный фланцевый насос ШФ 2-25 при частоте вращения 1430 мин⁻¹ обеспечивает подачу жидкости 2 м³/ч (33 л/мин) при давлении 25 кгс/см² (2,5 МПа). Рабочий объем данного насоса равен 25 см³.

Если объем зуба равен объему впадины, то за один оборот вала насоса переместится следующее количество жидкости:

$$V_p = \pi \cdot D_n^2 \cdot b \cdot h, \quad (12.9)$$

где V_p – рабочий объем шестеренного насоса; D_n – диаметр начальной окружности; b – ширина зуба; h – высота зуба, равная $2m$ (m – модуль зуба, $m = D_n/2z$ здесь z – число зубьев колеса).

Действительная подача насоса

$$Q_d = V_p \cdot n \cdot \eta_o, \quad (12.10)$$

где n – частота вращения вала насоса, мин⁻¹; η_o – объемный КПД насоса, равный 0,7 – 0,9.

12.5.2. Определение основных размеров раздаточного крана

Раздаточный кран (рис. 12.16), являющийся замыкающим звеном бензоколонки, должен быть удобным в обращении, легким, без подтекания топлива, безопасным, красивым в оформлении и соответствующим всем требованиям эргономики.

Раздаточные краны имеют различные конструктивные решения, но выполняют одну функцию: наполнение бака топливом. Время заправки зависит от емкости бака и расхода жидкости через кран. Время, затрачиваемое на заправку одного автомобиля, принимается для бензина равным 3 мин, для дизельного топлива — 5 мин.

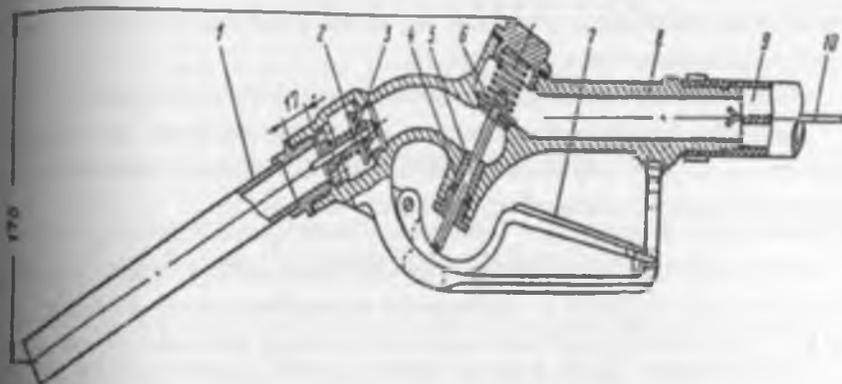


Рис. 12.16. Разрез раздаточного крана: 1 — сливная труба; 2 — гайка отсечного клапана; 3 — отсечной клапан; 4 — сальник; 5 — шток; 6 — клапан с пружиной; 7 — рычаг; 8 — корпус; 9 — рукав; 10 — провод заземления

При заправке дизельным топливом объем средней заправки составляет примерно 100 л, а бензином — 50 л.

Раздаточный кран имеет отсечной (обратный) клапан 3, который открывается и закрывается автоматически под действием давления жидкости. Открывается клапан 3 под действием давления более 0,05 МПа, а закрывается при давлении менее 0,05 МПа. Отсечной клапан предохраняет раздаточный кран от обратного течения жидкостью и заполнения воздухом. Регулируется клапан гайкой 2, которая изменяет длину пружины и ее силу.

Клапан 6 открывается воздействием на шток 5 путем нажатия на рычаг 7. Открытие клапана происходит ручным способом, а закрытие — автоматически под действием пружины при снятии усилия с рычага 7. Подбор площади клапанной поверхности и параметров пружин производится по методике, изложенной в п. 12.5.1.

В некоторых конструкциях раздаточных кранов применяются клапаны, которые автоматически прекращают подачу жидкости (топлива) при наполнении бака, устраняя разлив топлива.

Для устранения статического электричества и возможного искрообразования корпус раздаточного крана выполняется из алюминиевого сплава и надежно заземлен.

Объемный расход жидкости равен

$$Q = V/t; \quad Q = g \cdot F; \quad V = g \cdot F \cdot t, \quad (12.11)$$

где Q – объемная подача насоса, например, 50 л /мин или 0,000833 м³/с; V – средний объем заправки, м³; t – время заправки, с; g – средняя скорость вытекающей жидкости из раздаточного крана, м/с; F – площадь выходного сечения раздаточного крана, м².

По уравнениям 12.11, задаваясь значением Q , можно определить g , F или t .

Задаваясь допустимой скоростью истечения жидкости из раздаточного крана ($g = 1,5$ м/с) и зная подачу насоса, можно определить площадь сечения и внутренний диаметр сливной трубы раздаточного крана

$$F = Q/g = 0,000833 / 1,5 = 0,000555 \text{ м}^2 \text{ или } 2,6 \text{ см}^2.$$

Так как $F = \pi \cdot D_K^2 / 4$, то $D_K = \sqrt{4 \cdot F / \pi} = \sqrt{4 \cdot 2,6 / 3,14} = 1,83 \text{ см}.$

При скорости 1,5 м/с диаметр сливной трубы D_K равен 1,83 см. Время наполнения бака с объемом 50 литров (0,05 м³) при подаче топлива равном 50 л/мин, составит 1 мин, а 100 литров – 2 мин.

Время заправки автомобиля включает время, необходимое для подъезда к заправочной колонке, установку крана в заливную горловину бака, время расчета за топливо и наполнения бака топливом.

12.6. Генеральный план и технологическая схема АЗС

Генеральный план – это часть проекта, комплексно решающая планировку, размещение зданий и сооружений, технологических коммуникаций и инженерных сетей на территории, благоустройство, а также размещение АЗС внутри населенного пункта, в промышленном или автотранспортном узле [62]. Он должен быть увязан с проектами планировки того населенного пункта, в котором АЗС будет расположена, а также с планировкой и застройкой ближайших микрорайонов населенного пункта, с ближайшими автомагистралями. В нем должны быть учтены перспективы развития административного района.

На рис. 12.17 показана схема генерального плана АЗС.

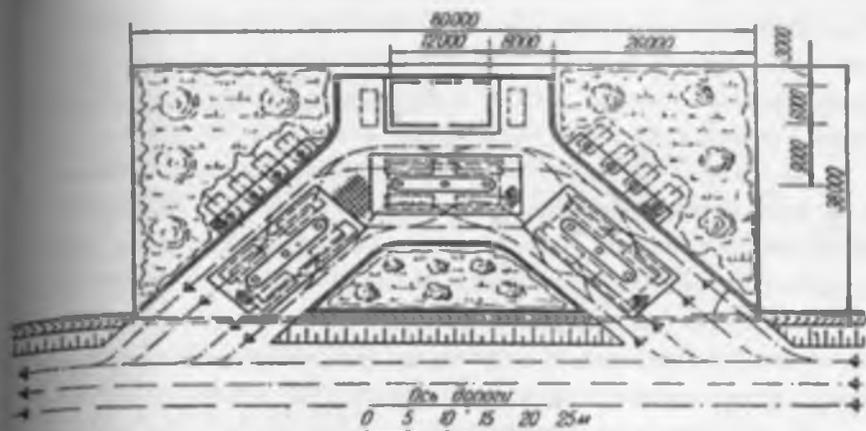


Рис. 12.17. Схема генерального плана АЗС

При правильной генеральной планировке АЗС создаются наиболее благоприятные эксплуатационные, пожаробезопасные и экологические условия.

Технологические требования определяют в большей степени взаимное расположение основных производственных объектов, а мощность (количество заправок в сутки) – общую площадь АЗС и объем резервуарного парка. Противопожарные и санитарные нормы определяют минимально допустимые расстояния от АЗС до объектов, к ней не относящихся.

Топографические данные (рельеф площадки) учитываются при разработке технологической части проекта. АЗС обычно располагаются как можно удобнее для потребителей и как можно ближе к ним. Это либо автодороги с большими автомобильными потоками, либо стоянки автотранспорта, либо районы расположения гаражей, либо места какого-либо другого скопления автомобилей, чтобы уменьшить, по возможности, расстояние, которое необходимо преодолеть автотранспорту до автозаправочной станции.

Площадка, намечаемая под строительство автозаправочной станции, должна в равной степени отвечать целому ряду требований в техническом, пожарном, санитарно-эпидемиологическом отношении. Площадка должна иметь удобные подъезды как для бензовозов, доставляющих топливо на станцию, так и автотранспорта, въезжающего на территорию станции для заправки. Вокруг площадки должна быть организована санитарно-защитная зона. Расстояния от границ площадки до соседних жилых и промышленных застроек должны быть

выполнены по нормам санэпиднадзора и пожарного надзора. Места расположения АЗС у дорог обозначаются дорожными знаками.

На территории должны быть установлены указатели направления движения транспортных средств с ограничением скорости движения. В местах, предназначенных для проезда, должны быть установлены запрещающие знаки и дорожные знаки. Установка дорожных знаков согласовывается с ГИБДД.

На АЗС должны быть установлены знаки о расположении пожарного гидранта, водозаборных колодцев или пожарного гидранта, габаритные знаки на АЗС, имеющих навесы. Информационно-управляющие плакаты для водителей должны быть размещены на видных местах.

АЗС должна располагаться преимущественно с подветренной стороны по отношению к жилым, производственным и общественным зданиям (сооружениям).

Не допускается размещение АЗС на путепроводах и под ними, а также на плавсредствах.

Планировка АЗС с учетом размещения на их территории зданий и сооружений должна исключать возможность растекания аварийного пролива топлива за пределы территории АЗС, так и за ее пределы.

На въезде и выезде с территории АЗС необходимо выполнять подогретые участки высотой не менее 0,2 м или дренажные лотки, отводящие загрязненные нефтепродуктами атмосферные осадки в очистные сооружения АЗС.

Единичная вместимость резервуаров или камер (при использовании многокамерного резервуара с двойными перегородками между камерами) АЗС, расположенных на территории населенных пунктов, не должна превышать 10 м³, а вне населенных пунктов – 20 м³.

В таблице 12.6 приведены нормы и правила размещения АЗС [26].

Расстояние от края площадки для автомобильных цистерн до наземного технологического оборудования, конструкций навесов и технологических шахт подземных резервуаров должно быть не менее 2 м. Если окружающее пространство технологических шахт, подземных резервуаров заполнено негорючим материалом, то указанное расстояние не нормируется.

При наличии на АЗС ограждения оно должно быть продуваемым и выполненным из негорючих материалов.

Движение транспортных средств по территории АЗС должно быть односторонним. При этом должны быть предусмотрены отдельные въезд и выезд.

Нормы, правила размещения АЗС

Показатели и условия	Значение	Основание
1. Расстояние от АЗС с резервуарами для жидкого топлива до границ участков общественных зданий и учреждений, м, не менее	50	СНиП II-07.01-89
2. Расстояние между заправочными островками: при подъезде автомобилей в один ряд; при подъезде автомобилей в два ряда	Ширина автомобиля плюс 1 м, но не менее 3 м Удвоенная ширина автомобиля плюс 1,5 м, но не менее 7 м	СНиП II.09.05-90
3. Расстояние от топливораздаточных колонок, м: до здания АЗС II степени огнестойкости; до здания АЗС III степени огнестойкости; до подземных резервуаров для нефтепродуктов	 4 7 4	СНиП II.09.05-90
4. Заправочные островки и площадки для резервуаров должны возвышаться над проезжей частью территории АЗС, м, и выполняться из бетона	0,15	СНиП II.09.05-90
5. Очистные установки АЗС должны включать маслоуловители, грязеуловители, отстойники		
6. Защитительная полоса между территорией АЗС и проезжей частью дороги должна быть, м, не менее	2	СНиП II.09.05-90
7. На подъездах к территории АЗС должны быть установлены дорожные сигнальные знаки		
8. Территория АЗС в ночное время должна быть освещена в соответствии с нормами		

Все подъезды и проезды на территории станции, а также отмостки у зданий операторской и других служб должны быть заасфальтированы. Места стоянки автомобилей у заправочных островков и сами заправочные островки должны иметь бетонное покрытие. Площадка должна быть ровной и иметь централизованной сбор сточных вод с целью дальнейшей их очистки или сброса в систему водоотведения.

Территория станции должна быть освещена по действующим в настоящее время нормам. Места заправки и слива нефтепродуктов могут быть оборудованы дополнительным освещением. Территория станции должна иметь ограждение по периметру.

Не допускается озеленение территории АЗС кустарниками и деревьями, выделяющими при цветении хлопья, волокнистые вещества или опушенные семена.

При размещении АЗС вблизи посадок сельскохозяйственных культур, по которым возможно распространение пламени (зерновые, хлопчатник), вдоль

прилегающих к посадкам границ АЗС должно предусматриваться возмещение крытие, выполненное из материалов, не распространяющих пламя по своей поверхности, или вспаханная полоса земли шириной не менее 5 м.

Технологическая схема типовой АЗС показана на рис. 12.18 [18].

В соответствии со схемой топливо на АЗС завозится бензовозами и сливается через герметичные быстроразъемные муфты и фильтры. Сливные устройства установлены на специальной площадке. Сливные трубопроводы проложены подземно с уклоном в сторону резервуаров. Для обеспечения слива топлива без его перелива на территорию АЗС предусмотрен аварийный резервуар, объем которого должен не менее чем на 40% превышать объем используемого бензовоза топлива автоцистерн. Аварийный резервуар оснащается тем же оборудованием, что и резервуары для топлива. В данном случае для приема топлива установлены четыре стальных горизонтальных цилиндрических резервуара. Спуск топлива осуществляется шестью заправочными колонками, которые установлены по две на трех островках.

Подача нефтепродуктов к заправочным колонкам осуществляется через технологические трубопроводы. Они должны быть надежны, долговечны, герметичны, а также должны обеспечивать течение нефтепродуктов при малых потерях напора.

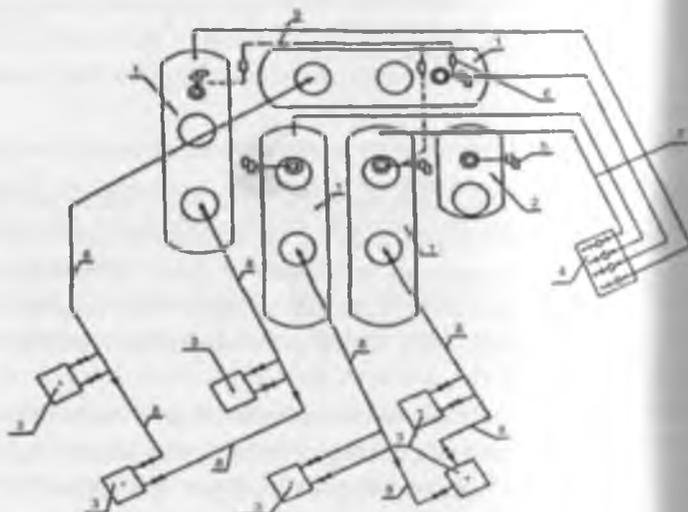


Рис. 12.18. Технологическая схема типовой АЗС: 1 — резервуар для топлива; 2 — резервуар аварийный; 3 — заправочные колонки; 4 — площадка для установки приборов; 5 — дыхательный клапан; 6 — огневой предохранитель; 7 — линия циркуляции; 8 — линия выдачи; 9 — линия рециркуляции

Технологические трубопроводы АЗС для нефтепродуктов и их паров должны удовлетворять следующим требованиям:

- выполняться из металла либо из материалов, имеющих соответствующий сертификат для транспортировки нефтепродуктов;
- соединения фланцев осуществлять по принципу "шип-паз";
- соединения трубопроводов должны обеспечивать их надежность в условиях длительной эксплуатации.

Соединения подземных трубопроводов выполняются сваркой, за исключением мест присоединения фланцевой или муфтовой арматуры и фланцевых заглушек. Фланцевая, муфтовая арматура, фланцевые заглушки располагаются в колодцах, которые должны быть засыпаны песком.

Подземные трубопроводы для топлива и его паров следует располагать на глубине не менее 0,4 м в заглубленных лотках или в металлических кожухах, исключающих проникновение топлива (при возможных утечках) за их пределы. Лотки следует заполнять негорючим материалом, металлические кожухи с обеих сторон должны герметично заделываться.

Допускается использование для нескольких ТРК одного общего трубопровода подачи нефтепродуктов из одного резервуара (для напорных ТРК) или нескольких трубопроводов из разных резервуаров к одной ТРК, при условии наличия на таких трубопроводах запорной арматуры перед каждой ТРК и каждым резервуаром.

Все фланцевые соединения трубопроводов, арматуры и оборудования должны быть плотно соединены через прокладки из материалов, устойчивых к воздействию нефтепродуктов и окружающей среды.

Подземные участки трубопроводов должны быть подвергнуты антикоррозионной защите в соответствии с требованиями государственных стандартов, подземные участки должны быть окрашены.

Сливные устройства должны обеспечивать герметичность соединения трубопроводов АЗС со сливными рукавами автоцистерн.

На АЗС находится схема технологических трубопроводов с обозначением запорной арматуры и другого оборудования.

Технологические трубопроводы (наземная часть), арматура и устройства ежедневно осматриваются ответственным лицом, с целью выявления утечек топлива. Нарушения герметичности следует немедленно устранять, в соответствии с производственными инструкциями. Запрещается эксплуатация негерметизированных трубопроводов.

В состав работ по обслуживанию трубопроводов входят:

- внешний осмотр наружных трубопроводов и соединений;
- проверка крепления трубопроводов в технологических шахтах;
- очистка арматуры и ее окраска;

- внесение записей в эксплуатационную документацию;
- проверка состояния уплотнений в соединительных устройствах;
- очистка и продувка огневых преградителей.

При техническом обслуживании запорной арматуры контролируется отсутствие утечки топлива через сальниковые уплотнения, состояние соединительных фланцев и прокладок, наличие полного комплекта болтов, гаек и шпильки, целостность маховиков и надежность крепления. В случае тяжелой коррозии шпильки 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 подлежат испытаниям на герметичность. Эту операцию рекомендуется совмещать с очисткой резервуаров. Трубопровод, не выдержавший испытаний на герметичность, подлежит замене.

После монтажа или ремонта технологический трубопровод должен быть испытан на герметичность и прочность.

12.7. Планировка АЗС

Автозаправочные станции (АЗС) представляют собой комплекс, включающий здание, островки с раздаточными колонками, островки с резервуарами и площадки для обслуживания автотранспорта. Современные АЗС дополнительно имеют магазин с расфасованными нефтепродуктами, запчасти и инструменты для срочного ремонта автомобиля и помещения для диагностики и технического обслуживания.

Хранение легковоспламеняющихся жидкостей в мелкой таре разрешено в объеме, необходимом для 5-суточной торговли. Запасы технических жидкостей для автотранспорта в торговом зале (операторной) не должны превышать 20 расфасованных единиц.

На рис. 12.19 – 12.22 показаны варианты планирования АЗС, а на рис. 12.23 и 12.24 – вид и разрез раздаточного крана.

АЗС следует рассматривать как сооружения, выполняемые с соблюдением всех строительных правил и противопожарных норм. Они должны быть достаточно выразительными в архитектурном отношении, удачно вписаны в окружающую их местность.



Рис. 12.19. Общий вид заправочной станции



Рис. 12.20. Въезд на заправочную станцию



Рис. 12.21. Заправочная станция с навесом



Рис. 12.22. Расположение заправочных колонок



Рис. 12.23. Заправочные краны

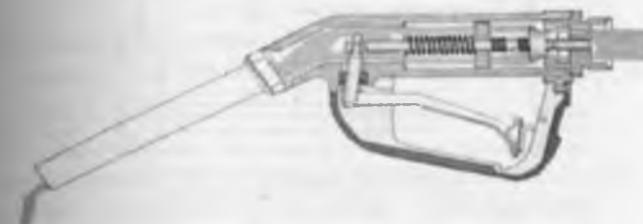


Рис. 12.24. Разрез заправочного крана

Техническая характеристика АЗС для заправки автотранспорта приведена в таблице 12.7 [31].

Таблица 12.7

Техническая характеристика АЗС для заправки автотранспорта

Показатели	Проект								
	503-204	503-203	503-202	3794	3795	3796	69/11	РД-1	РС-1
Число заправок в сутки	500	750	1000	500	750	1000	500	1000	750
Занимаемый земельный участок, м ²	2700	3000	3600	4000	4700	5000	2500	3000	2500
Площадь здания АЗС, м ²	89	89	89	72	72	72	36	72	54
Число и тип аппаратов вместимостью, м ³ :									
25 для топлива	6	8	10	8	10	12	4	10	8
5 для масла	4	4	4	4	4	4	2	4	4
1 для отработанного масла	-	-	-	1	1	1	-	1	1
Число автоматов:									
бензиновых	6	8	10	8	10	12	4	8	6
для дизельного топлива:									
Ав-100	1	1	2	1	2	2	-	1	1
Ав-110	2	3	4	3	4	4	2	3	2
Ав-120	1	1	1	1	1	1	1	1	1
для жидкого топлива	2	3	3	3	3	5	-	3	2
для газодизельных колонок	4	4	4	4	4	4	-	3	3

Планировочные схемы АЗС на различное число заправок в сутки показаны на рис. 12.25 – 12.28 [31].

Ориентировочно можно считать, что общая площадь АЗС, соответствующая на 500 заправок должна составлять не менее 1500 м², на 750 – 3000 м², на 1000 – 4000 м².

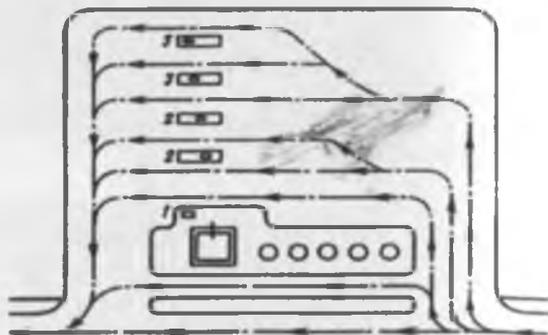


Рис. 12.25. Планировочная схема АЗС на 500 заправок в сутки:
1 – бензин Аи-80; 2 – бензин Аи-98; 3 – дизельное топливо

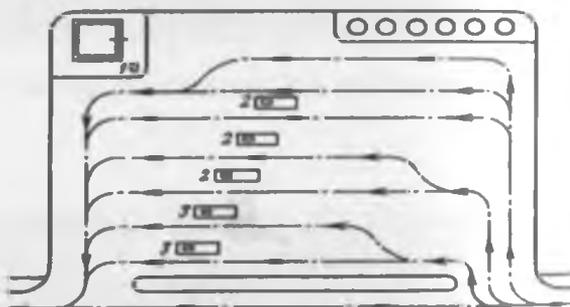


Рис. 12.26. Планировочная схема АЗС на 750 заправок в сутки:
1 – бензин Аи-92; 2 – бензин Аи-98; 3 – дизельное топливо

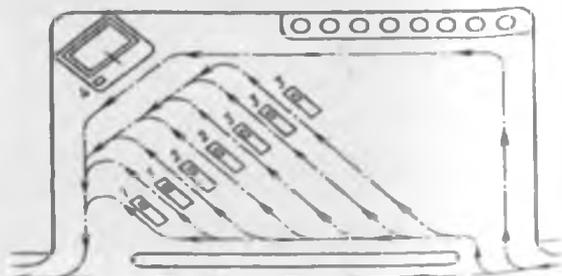


Рис. 12.27. Планировочная схема АЗС на 1000 заправок в сутки:
1 – бензин Аи-92; 2 – бензин Аи-95; 3 – дизельное топливо; 4 – бензин Аи-98

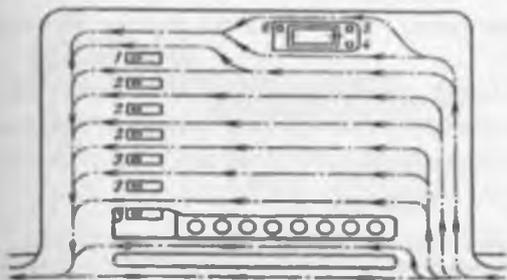


Рис 12.28. Планировочная схема универсальной АЗС для заправки всех видов автотранспорта: 1 – бензин Аи-80; 2 – бензин А-92; 3 – дизельное топливо; 4 – бензин АИ-95; 5 – бензин АИ-98; 6 – топливная смесь

В целях расширения сферы обслуживания личного автотранспорта существуют и проектируются АЗС с пунктами технического обслуживания автомобилей (рис. 12.29 – 12.30).

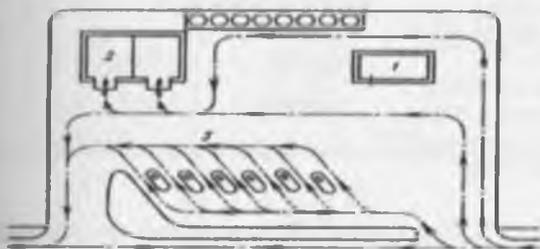


Рис 12.29. Планировочная схема АЗС с пристроенным пунктом технического обслуживания автомобилей: 1 – здание АЗС; 2 – пункт технического обслуживания автомобилей; 3 – заправочные островки

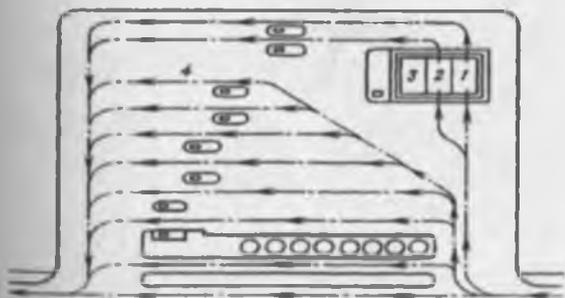


Рис 12.30. Планировочная схема АЗС со встроенным пунктом технического обслуживания автомобилей: 1 – мойка; 2 – пункт техобслуживания; 3 – операторная и торговый зал; 4 – заправочные островки

Пункты технического обслуживания автомобилей на АЗС должны иметь оборудование для наружной мойки и смазки автомобилей, приборы для регу-

лировки ходовой части, а также средства диагностики технического состояния автомобилей.

Для нормальной работы и отдыха работников АЗС планировка здания должна соответствовать строительным нормам и правилам (СНиП). Технические характеристики зданий АЗС приведены в таблице 12.8.

Техническая характеристика зданий АЗС различных категорий

Показатели	Категория		
	I	II	III
Полезная площадь, м ²	36	27	18
Распределение площади, м ² :			
операторная;	9	9	9
склад;	4,5	4,5	2,25
разделка;	4,5	4,5	4,5
санузел;	2,25	2,25	2,25
комната отдыха	9	—	—
Планировочный модуль, м	1,5x1,5	1,5x1,5	1,5x1,5
Высота потолка, м	2,5	2,5	2,5
Общая высота здания АЗС, м	3,15	3,15	3,15
Расчетная температура, °С	±30	±30	±30
Расчетная снеговая нагрузка, МПа	10	10	10
Ветровая нагрузка, МПа	3	3	3

На рис. 12.31 а, б, в, г показана индивидуальная планировка АЗС с магазином по проекту Белгипрогаз г. Минск.



Рис. 12.31а. Общий вид магазина



Рис. 12.31б. Вид магазина

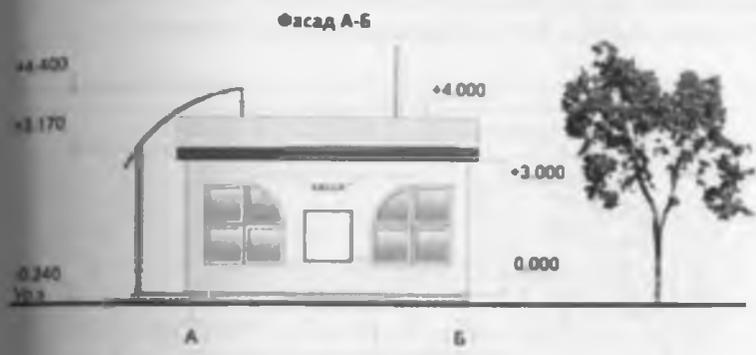


Рис. 12.31в. Вид магазина сбоку



Рис. 12.31г. Планировка здания АЗС

В плане здания АЗС указаны под номером 1 тамбур входа (2,3 м²), 2 – торговый зал (24,0 м²), 3 – кабинет директора (4,0 м²), 4 – топочная (5,5 м²), 5 – коридор (6,5 м²), 6 – служебное помещение (3,0 м²), 7 – тамбур (4,0 м²), 8 – узел (3,0 м²).

На рис. 12.32 представлен генеральный план АЗС с экспликацией зданий и сооружений (табл. 12.9), основными показателями по генеральному плану (табл. 12.10), составом проекта, основными конструктивными решениями здания и сооружений АЗС, с планировкой помещения оператора и торгового зала и технико-экономическими показателями. На рис. 12.33 показано здание оператора с торговым залом.

Мощность АЗС – 500 заправок в сутки. Расчетный объем реализации нефтепродуктов в год – 7080 т. В том числе бензин Аи-80 – 2160 т, Аи-92 – 840 т, Аи-95 – 840 т, Аи-98 – 840 т, дизельное топливо – 2400 т.

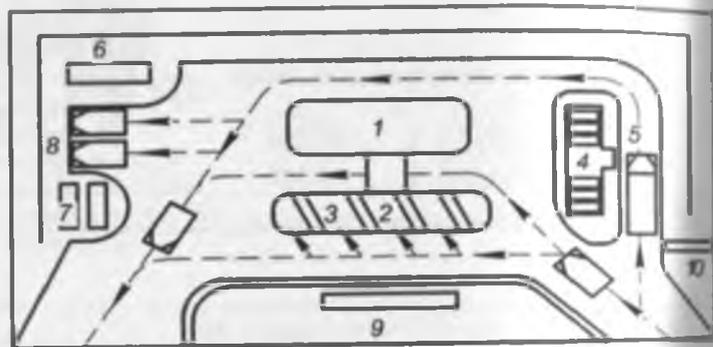


Рис. 12.32. Схема генерального плана АЗС

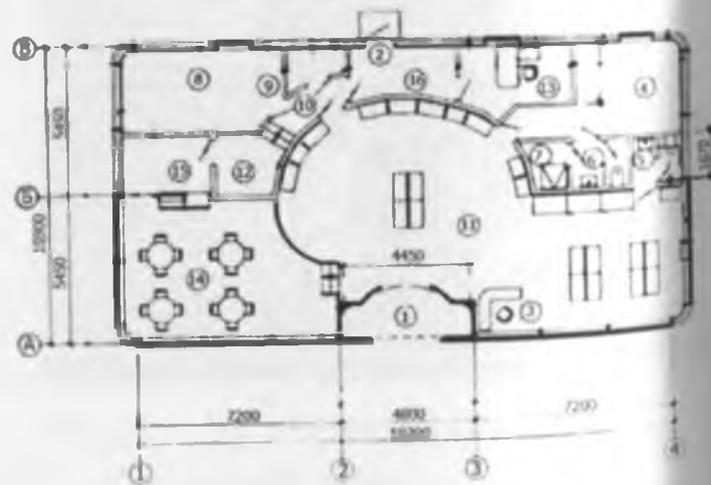


Рис. 12.33. Здание оператора с торговым залом

Таблица 12.9

Экспликация зданий и сооружений

Номер по ген. плану	Наименование
1	Здание оператора с торговым залом
2	Навес над топливораздаточными колонками и зданием оператора
3	Заправочные островки
4	Резервуарный парк
5	Площадка слива топлива
6	Резервуар загрязненных и очищенных стоков
7	Резервуары противопожарного запаса воды и набор пенных огнетушителей
8	Площадка для стоянки автотранспорта
9	Флагштоки
10	Информационный стенд

Таблица 12.10

Основные показатели по генеральному плану

№	Наименование	Ед. изм.	Показатели
1	Площадь участка АЗС	га	0,48
2	Площадь застройки	га	0,09
3	Площадь внутриплощадочных автопроездов	га	0,23
4	Площадь тротуаров, пешеходных дорожек	га	0,03
5	Плотность застройки	%	19

Состав проекта АЗС

1. Здание оператора с торговым залом, м (10,9 x 20,5):

- фундаменты;
- электросиловое оборудование;
- электроосвещение;
- телефонизация;
- система охранно-пожарной сигнализации;
- отопление (электрические радиаторы масляные);
- система вентиляции и кондиционирования воздуха;
- внутренние инженерные коммуникации БИК (включая узел учета воды);
- торговое и сервисное оборудование, мебель;
- рекламное оформление.

2. Навес над ТРК, м (7,2 x 32,74), и переходной навес к зданию оператора, м (5,5 x 13,2):

- фундаменты;
- лагместоки;
- электрический обогрев водостока;

- основание под топливораздаточные колонки (ТРК);
- ТРК с системой контрольно-измерительных приборов;
- рекламное оформление.

3. Резервуарный парк:

- резервуары топлива емкостью 40 (20 + 20) м³;
- аварийный резервуар топлива емкостью 16 м³;
- навесное оборудование;
- технологические трубопроводы.

4. Наружное оборудование:

- каналы для технологических трубопроводов;
- камера сливных устройств;
- защита зданий и сооружений от удара молний;
- информационный стенд;
- флагштоки.

5. Внутриплощадочные и инженерные сети:

- освещение территории площадки;
- сети ливневой канализации с устройством дождевых приемных устройств вокруг навеса и канализационных приемных колодцев;
- резервуар загрязненных и очищенных стоков емкостью 60 м³;
- резервуары противопожарного запаса воды емкостью 2 x 60 м³;
- очистные сооружения;
- сети бытовой канализации с устройством колодцев;
- сети хозяйственного питьевого водопровода с устройством водопроводных колодцев и установкой пожарного гидранта;
- электрические кабельные сети;
- слаботочные сети.

6. Благоустройство площадки:

- асфальтобетонное покрытие проездов и площадок;
- бетонное покрытие площадки слива топлива;
- плитные тротуары;
- озеленение;
- ограждение территории.

Основные конструктивные решения зданий и сооружений АЗС

1. Здание оператора с торговым залом, м (10,9 x 20,5):

- каркас – металлический;
- фундаменты – столбчатые монолитные;
- стены – панели типа «сэндвич»;
- перегородки – гипсокартонные, армокирпичные;
- кровля – мягкая, рулонная;

- степень огнестойкости здания – III;
- категория здания по пожарной опасности «Д»;
- общая площадь здания – 223,45 м².

2. Навес над ТРК, м (7,2 x 32,73):

- каркас – металлический;
- подшивной потолок – алюминиевый профиль;
- кровля – из профилированного настила;
- колонны – сдвоенные;
- фундаменты – столбчатые монолитные;
- категория огнестойкости – III;
- площадь застройки – 235,65 м².

3. Переходный навес к зданию оператора, м (5,5 x 13,2):

- каркас – металлический;
- подшивной потолок – алюминиевый профиль;
- кровля – из профилированного настила;
- категория огнестойкости – III;
- площадь застройки – 72,60 м².

В таблицах 12.11 и 12.12 приведены значения площади участков здания оператора с торговым залом и технико-экономические показатели АЗС.

Таблица 12.11

Экспликация помещений

№	Наименование	Площадь, м ²
1	Тепловой тамбур	6,7
2	Вестибюль	6,0
3	Рабочее место оператора	7,0
4	Комната персонала	16,5
5	Санузел для посетителей	3,1
6	Санузел для персонала	3,4
7	Душевая	2,4
8	Подсобное помещение	17,0
9	Электрощитовая	2,6
10	Коридор	3,7
11	Торговый зал магазина	84,8
12	Подсобное помещение	4,7
13	Администрация	9,2
14	Торговый зал, кафетерий	36,0
15	Помещение кафетерия	7,4
16	Тамбур	7,2

Таблица 12.12

Технико-экономические показатели АЗС

№ п.п.	Наименование	Ед. измер.	Показатели
1	Площадь участка	га	0,48
2	Мощность АЗС	зап./сутки	500
3	Расчетный объем реализации нефтепродуктов, в том числе:	тонн/год	7000
3.1	бензин Аи-98		840
3.2	бензин Аи-95		840
3.3	бензин Аи-92		2160
3.4	бензин Аи-80		2400
3.5	дизельное топливо		
4	Количество двухпродуктовых топливораздаточных колонок	шт.	4
5	Количество топливных резервуаров	шт.	6
6	Объем одного резервуара	м ³	25
7	Общий объем резервуаров	м ³	150
8	Численность обслуживающего персонала	чел.	12
9	Площадь торгового зала	м ²	84,8
10	Потребность в энергетических ресурсах:		
10.1	электрическая (потребляемая мощность)	кВт	76,5
10.2	вода на хозяйственные и питьевые нужды	м ³ /сутки	0,6
11	Продолжительность строительства	месяц	3

12.8. Прием и выдача нефтепродуктов

Нефтепродукты могут поступать на АЗС всеми видами транспорта: автомобильным, железнодорожным, трубопроводным, водным.

Автоцистерны после их заполнения нефтепродуктом на нефтезаправочном пункте подлежат пломбированию ответственным лицом (руководителем АЗС). Схема пломбировки должна соответствовать технической документации на автоцистерну. *Пломбируются:*

- горловина (горловины);
- сливной вентиль (сливная задвижка).

В случае оборудования автоцистерны насосом пломбируется сливной вентиль (задвижка), находящаяся между емкостью и насосом. Установленные пломбы должны полностью исключать возможность открытия люка, крышки люка, снятия маховика со шпинделя сливного вентиля (задвижки), снятия маховика со шпинделя сливного вентиля (задвижки).

Пломбы должны иметь четкий, не нарушенный оттиск пломбира организации-управителя.

Автоцистерны оборудуются [40]:

— типовопожарным инвентарем и средствами пожаротушения в соответствии с действующими нормами;

— первичными рукавами из маслбензостойких материалов, не имеющими трещин;

— первичными рукавами с наконечниками из необразующих искр материалов, обеспечивающими герметичное соединение с приемными устройствами трубопроводов.

Автоцистерны поверяются в установленном порядке, имеют свидетельства о поверке (паспорта). Доставка нефтепродуктов автоцистернами без свидетельства об их поверке или с истекшим сроком очередной поверки не допускается.

Прием нефтепродуктов в резервуары АЗС из автоцистерны проводится не менее чем двумя работниками.

При подготовке к сливу нефтепродуктов оператор:

— открывает задвижку для присама нефтепродукта в резервуар аварийного разлива;

— 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 вербента, песка и др.);

— организует установку автоцистерны на площадку для слива нефтепродукта;

— проверяет время следования автоцистерны от нефтебазы и делает отметку времени прибытия на АЗС;

— проверяет сохранность и соответствие пломб на горловине и сливном устройстве (сливной задвижке) автоцистерны;

— проверяет уровень заполнения автоцистерны (прицепа) "по планку".

С помощью водочувствительной ленты или пасты убеждается в отсутствии воды.

Выбирает пробу, измеряет температуру и плотность нефтепродукта в соответствии с данными (объем, плотность), указанными 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 заподозренным 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-х метров от места слива нефтепродуктов;

– контролирует действия водителя.

Действия водителя [40]:

– 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

тарно-транспортной накладной составить акт на недостачу в трех экземплярах, из которых первый приложить к сменному отчету, второй – вручить водителю, третий – представителю поставщика нефтепродукты, а третий остается на АЗС. О недостатке нефтепродукта делается соответствующая отметка на всех экземплярах товарно-транспортной накладной.

Запрещается производить прием нефтепродуктов в следующих случаях:

- при неисправности технического и технологического оборудования АЗС;
- неисправности сливного устройства автоцистерны;
- неисправности заземляющего устройства автоцистерны;
- отсутствии товарно-транспортных документов либо их неправильном оформлении;
- наличии в нефтепродукте воды и любого рода примесей;
- несоответствии или отсутствии документов, подтверждающих качество нефтепродуктов;
- выявлении недостачи нефтепродукта в автоцистерне до согласования с руководством АЗС и составления соответствующего акта;
- во время грозы.

Возможность приема нефтепродуктов в случае выявления недостачи, вызванной нарушением времени следования автоцистерны до АЗС, неполным наполнением или иными причинами определяется руководством организации-владельца или руководством АЗС.

Порядок выполнения операций и требований при приеме нефтепродуктов регламентируется: при приеме по отводам от нефтепродуктопроводов, водным транспортом, железнодорожным транспортом, технологическим трубопроводам с нефтебаз в соответствии с действующей нормативно-технической документацией.

На принятый по трубопроводу нефтепродукт составляется акт в двух экземплярах, который подписывается членами комиссии. Один экземпляр акта представляется в бухгалтерию организации-поставщика, второй остается на АЗС и прилагается к сменному отчету.

Количество принятого в резервуары АЗС нефтепродукта фиксируется в журнале учета поступивших нефтепродуктов и в сменном отчете.

Нефтепродукты, расфасованные в мелкую тару, транспортируются в упаковке, исключающей разлив нефтепродуктов, порчу тары и этикеток.

При приеме нефтепродуктов, расфасованных в мелкую тару, работник АЗС проверяет число поступивших мест, соответствие трафаретов данным, указанным в товарно-транспортной накладной, наличие паспортов и сертификатов качества.

При приеме нефтепродуктов по трубопроводу и от наливных судов обязательно представление данных о партии и сертификатов качества.

Выдача нефтепродуктов на АЗС осуществляется только через топливно-маслораздаточные колонки в баки транспортных средств или тару потребителей, а также путем продажи расфасованных нефтепродуктов.

Образцы расфасованных нефтепродуктов выставляются в витрине или на специальных стендах для ознакомления потребителей с ассортиментом и розничными ценами.

Запрещается выдача нефтепродуктов в пластиковую и стеклянную тару.

При заправке транспортных средств на АЗС должны соблюдаться следующие правила:

- оператор контролирует расположение транспортных средств. Расположение транспортных средств в ожидании заправки должно обеспечивать возможность их аварийной эвакуации с территории АЗС;

- заправка транспортного средства осуществляется в порядке общей очереди. Внеочередное обслуживание предусмотрено для специального выезда порта (скорая помощь, милиция, пожарная охрана), автомобилей под управлением инвалидов войны и труда, Героев России;

- 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 метров от ТРК;

- автомобили к ТРК должны подъезжать своим ходом;

- загрязненные или случайно облитые нефтепродуктами части автомобилей, мотоциклов и мотороллеров после заправки до пуска двигателя 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 автомобилем должно быть 3 метра, а находящимися в очереди – не менее 1 метра;

- при заправке транспортные средства должны располагаться на территории в районе ТРК таким образом, чтобы в случае возникновения аварийных ситуаций имелась возможность прекращения заправки и немедленной их эвакуации 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 транспортных средств;

– требует от водителя, управляемого 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, предупреждает возможные разливы нефтепродуктов и принимает меры к их устранению;
- обеспечивает соблюдение водителями и пассажирами транспортных средств правил пожарной безопасности.

В целях контроля работы ТРК, МРК во время передачи смены проводится контрольная проверка погрешности ТРК, МРК с помощью поверенных мерников II разряда.

Перед проведением проверки контрольно-кассовую машину устанавливают в режим «технологические операции» или «отпуск в кредит», чтобы в кассовом чеке и фискальной памяти регистратора значение стоимости отпущенного нефтепродукта через ТРК (МРК) не фиксировалось.

После проведения проверки нефтепродукт из мерника сливают в резервуар с составлением акта, который вместе с чеком прилагают к сменному отчету.

Если значение погрешности ТРК (МРК) выходит за пределы основной допустимой погрешности, то проводят регулировку или, при необходимости, ремонт ТРК (МРК).

12.9. Учёт количества и качества нефтепродуктов на АЗС

Учет количества нефтепродуктов на АЗС осуществляется в соответствии с действующей нормативной документацией по учету нефтепродуктов на АЗС.

Приказом (распоряжением) по организации для обеспечения учета нефтепродуктов на АЗС определяются:

- порядок (система) организации учета нефтепродуктов;
- материально-ответственные лица из числа персонала АЗС;
- лица, осуществляющие контроль за организацией, порядком и правильностью осуществления учета нефтепродуктов;
- состав инвентаризационной комиссии;
- периодичность проведения инвентаризации и порядок предоставления результатов;
- порядок учета нефтепродуктов, находящихся в технологических трубопроводах

Учет нефтепродуктов на АЗС осуществляется:

- по валичкино в резервуарах (учитывается количество нефтепродуктов по каждому резервуару и суммарно по нефтепродуктам каждой марки);

- результатам отпуска через топливораздаточные, маслораздаточные колонки;
- наличию в технологических трубопроводах;
- фактическому наличию фасованных нефтепродуктов;
- документам, отражающим движение нефтепродуктов.

Порядок передачи смены

При приеме и передаче смены операторы (передающие смену и принимающие смену) совместно выполняют следующее:

- снимают показания суммарных счетчиков всех топливораздаточных и маслораздаточных колонок;
- определяют объем нефтепродуктов, реализованных за смену;
- по результатам измерений уровня (объем определяется по градуированной таблице или показаниям автоматических устройств), плотности и температуры определяют количество (массу) остатков продукта, находящихся в каждом резервуаре АЗС:
- определяют количество расфасованных в тару нефтепродуктов и других товаров;
- передают по смене остатки денег, талонов и иные материальные ценности;
- проводят контроль погрешности каждой ТРК (МРК).

При выполнении ремонтных, зачистных работ по резервуарам, когда требуется его освобождение от нефтепродуктов, для ликвидации и предотвращения аварийных ситуаций допускается перемещение (перекачка) нефтепродуктов в другие резервуары АЗС с идентичной маркой нефтепродукта. Перемещения нефтепродуктов оформляются актом, утверждаемым руководителем организации, и отражаются в сменном отчете.

Топливо, поступающее с нефтебаз на АЗС, должно соответствовать определенным требованиям: отсутствие воды, механических примесей, соответствующее октановое число, допустимое содержание серы, класс испаряемости для бензинов и цетановое число для дизельных топлив. Для дизельных топлив важным является его температура застывания (летнее, зимнее, арктическое). Полный анализ качества топлив выполняется в лабораториях нефтебаз. В АЗС проводится выборочный анализ главных качеств топлив, например, октанового числа бензина.

При помощи пробоотборника (рис. 12.34) отбирают топливо с различной глубины резервуара. Пробоотборник опускается на определенную глубину и закрытой крышкой. Затем при помощи поводка (цепи) крышка открывается и топливо заполняет полость отборника. В закрытом состоянии пробоотборник с топливом поднимают и делают необходимые анализы.

Для анализа нефтепродуктов АЗС должна быть оснащена термометрами, ареометрами, вискозиметрами, приборами для определения воды и механических примесей, переносным прибором ПЭ-7300 для определения октанового и цетанового числа бензинов и дизельных топлив, анализатором серы АСЭ-1.



Рис. 12.34. Общий вид пробоотборника

В перспективе топливозаправщики АЗС должны быть оборудованы приборами, позволяющими после слива нефтепродукта определять его объем, массу и характеристику (октановое или цетановое число, содержание серы, воды).

Для определения количества отпускаемого нефтепродукта топливозаправочные колонки имеют объемные счетчики жидкости. Действие объемных счетчиков основано на принципе вытеснения жидкости из цилиндра поршнем. Так как объем жидкости, вытесняемой поршнем, является строго определенной величиной (например, 500 см^3), то, отмечая число ходов (оборотов) поршня, можно с достаточной точностью измерить отпускаемое количество нефтепродукта.

Для проверки точности измерения раздаточных колонок в процессе эксплуатации и после ремонта, а также при тарировке резервуаров на АЗС применяют образцовые металлические мерники. Образцовые мерники имеют вместимость в литрах – 5, 10, 20, 50, 100, 200, 500, 1000, 2000, 5000. Мерники изготавливаются из искробезопасных материалов – нержавеющей стали или медных сплавов.

Для измерения объемного количества топлива в резервуарах АЗС иногда применяют метрштоки. Метршток или измерительная рейка представляет собой цельное или телескопическое устройство, соединенное в три звена стальными жесткими трубами, на которых нанесены миллиметровые деления. Звенья труб раздвигаются и механически закрепляются защелками с пружинами.

ми. Для удобства пользования метрштоком на верхнем звене имеется рукоятка. Наружный и внутренний диаметр труб следующий – 30 x 28, 27 x 25, 24 x 22 мм. На конце метрштока (для устранения искрообразования) закрепляют наконечник из цветного металла. Длина метрштока в рабочем состоянии 3 м, в сложенном виде – 1 м.

Для измерения уровня топлива в цистернах нефтебаз и АЗС применяют автоматические системы на основе емкостных или индуктивных датчиков. Емкостные системы измеряют колебания электрической емкости между датчиком и корпусом резервуара. Индуктивные системы определяют уровень топлива в резервуаре за счет регистрации изменения индуктивности катушки, смонтированной в поплавке. Поплавок поднимается и опускается при изменении уровня нефтепродукта в резервуаре.

На рис. 12.35 показана конструкция автоматического измерения объема (количества) нефтепродукта в резервуаре [31].

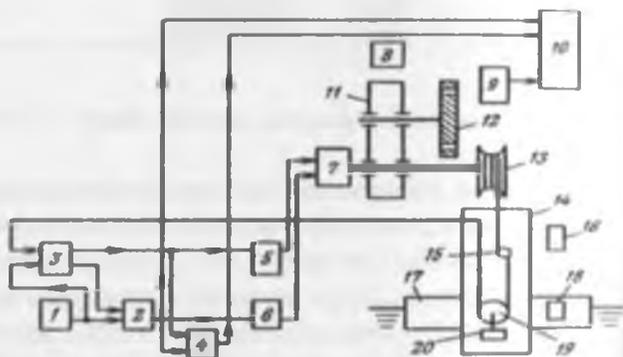


Рис. 12.35. Структурная схема автоматического уровнемера: 1 – клавиш «Пуск»; 2 – триггер пуска; 3 – двухпозиционный счетчик; 4 – триггер разрешения счета; 5 – реле реверса; 6 – реле пуска; 7 – электродвигатель; 8 – светозлучающий датчик; 9 – фототранзистор; 10 – счетчик импульсов; 11 – редуктор; 12 – перфорированный диск; 13 – мерный барабан; 14 – диамангнитный корпус; 15 – магнитоуправляемый контур; 16 – магнит начала отсчета; 17 – поплавок; 18 – магнит конца отсчета; 19 – рычаг; 20 – противовес

В последнее время на предприятиях нефтепродуктообеспечения внедряются автоматизированные системы измерения и учета количества нефтепродуктов в резервуарных парках. Это системы «Радиус-М», «Кор-Вел», «Квант», АСУИ УИР [18].

Перспективными информационно-измерительными системами определения количества топлива в резервуарах нефтебаз и АЗС являются радиолокационные системы.

радиолокационный принцип измерений применяется в уровнемере инфо-

радиолокационной измерительной системы «Зонд-01».

Измерения в радиолокационной системе производят за счет регистрации отраженных от поверхности нефтепродукта эхосигналов микроволновой частоты и расчете уровня нефтепродукта по задержке отраженного сигнала. Обслуживание таких систем не представляет особых трудностей, так как в них отсутствуют движущиеся части.

Хорошей альтернативой для замены устаревших систем измерения уровня в резервуарах на основе поплавковых (буйковых) уровнемеров являются радарные уровнемеры типа УЛМ-11 и УЛМ-31.

На рис. 12.36 показан радиолокационный уровнемер (радар) для резервуаров различных типов [56]. Измерительный радар излучает и принимает радиоволны, измеряя уровень содержимого резервуара. Отличительной особенностью измерения уровня нефтепродукта и его количества является то, что радар располагается вне резервуара, что упрощает его обслуживание.



Рис. 12.36. Резервуар с измерением уровня нефтепродукта радиолокационным способом

Объёмный метод учета нефтепродукта производится счетчиками, которые позволяют осуществлять учет непосредственно движущегося потока нефтепродукта. Счетчики измеряют суммарное количество нефтепродукта и воспроизводят результат измерения на механических или электронных указателях.

Существует несколько типов счетчиков, отличающихся по принципу действия: объёмные (ПРСН-100-1.6, ПРСН-150-1.6), вихревые (СЖ-100-1.6, СЖ-150-6.3), винтовые (ВЖУ-100-1.6, ВЖУ-150-6.4), турбинные (Турбоквант, НОРД-М-100-25), ультразвуковые.

На рис. 12.37 показан турбинный расходомер (счетчик). Ротор, помещенный в корпус, вращается в подшипниках, которые при помощи опор (пластин) крепятся к корпусу счетчика [56].

Нефтепродукт, проходя через полость счетчика, обтекает криволинейные лопатки ротора и приводит его во вращательное движение. Частота вращения ротора (турбины) зависит от скорости потока, что и позволяет определять расход в трубопроводе. Объемный расход определяется произведением средней скорости потока на живое сечение полости счетчика.



Рис. 12.37. Общий вид турбинного расходомера

Для преобразования частоты вращения ротора в потоке используют магнитный датчик. В датчике взаимодействует постоянный магнит, закрепленный на вращающихся лопатках, и катушка индуктивности, закрепленная на внешней части корпуса. При вращении ротора и магнита в катушке (соленоиде) наводится электродвижущая сила. Частота импульсов в катушке пропорциональна частоте вращения ротора и, соответственно, расходу нефтепродукта. Амплитудное значение напряжения датчика усиливается, преобразуется и на экране счетного устройства определяется значение расхода нефтепродукта с погрешностью до 0,3 %.

Массовый метод измерения нефтепродуктов в таре или транспортных средствах осуществляется путем взвешивания на весах.

Для взвешивания нефтепродуктов в таре применяют весы общего назначения грузоподъемностью до 3000 кг, шкальные и циферблатные. Нефтепродукты в мелкой таре взвешиваются на настольных весах с пределами взвешивания от 5 до 20 кг.

Автоцистерны с нефтепродуктами взвешиваются на весах автомобильных стационарных и передвижных общего назначения грузоподъемностью от 10 до 30 т.

Железнодорожные цистерны взвешиваются на специальных весах в соответствии с ГОСТ 8.424-81. Масса нефтепродукта определяется как разность между массой брутто и массой тары.

12.10. Меры пожарной безопасности на АЗС

К легковоспламеняющимся жидким нефтепродуктам относят авиационные и автомобильные бензины, керосин и арктическое дизельное топливо (класс пожарной опасности 1 и 2). К горючим нефтепродуктам относят дизельное топливо летнее и зимнее, масло и пластичные смазки (класс пожарной опасности 3 и 4).

Пожары на автозаправочных станциях могут возникнуть от следующих причин:

- от искр и открытого огня в районе заправочных островков, площадок для резервуаров и в помещениях АЗС (от выхлопа автомашин, курения, искр от печей);
- от неисправности электропроводки освещения, электродвигателей колонок, нагревательных приборов, фонарей;
- самовозгорания обтирочного материала;
- искры, возникающей при ударе стали о сталь (при ремонте оборудования и зачистке резервуаров);
- разрядов статического электричества, возникающего при перекачке нефтепродуктов, и от грозового разряда.

Во избежание пожаров и взрывов на АЗС следует соблюдать следующие правила:

- сливать нефтепродукты в резервуары следует «закрытым» способом и при наличии в системе гидравлического затвора; во время слива запрещается отпускать нефтепродукты через колонки, присоединенные к заполняемому резервуару;
- шланги сливных шлангов должны быть из неискрового материала и иметь заземление;
- до полного слива нефтепродукта из автоцистерны водитель и оператор АЗС должны находиться у резервуара;
- автоцистерна во время слива должна быть надежно присоединена к заземляющему устройству станции;
- запрещается заправка автомобиля с работающим двигателем.

При хранении нефтепродуктов необходимо строго соблюдать противопожарные правила [40, 43]:

1. Курить в складских помещениях категорически воспрещается.
2. В помещениях, где хранятся нефтепродукты, нельзя пользоваться открытым пламенем.
3. При хранении нефтепродуктов образуются пары, которые должны удаляться путем проветривания (вентиляции).

4. Помещение необходимо оборудовать противопожарным инвентарем (пенными огнетушителями, ящиками с сухим и чистым песком, кошмой) и аварийной сигнализацией.

5. При возникновении пожара нефтепродукты нельзя заливать водой, так как горящий нефтепродукт растекается по поверхности воды и пламя увеличивается.

Все огнеопасные вещества, находящиеся вблизи очага пожара, немедленно убрать. Приточно-вытяжную вентиляцию следует быстро отключить.

Для ликвидации огня нужно прекратить доступ воздуха к горящему предмету. Закрыть горящее место кошмой, засыпать песком, при обильном выделении необходимо применить пенные огнетушители.

На АЗС для тушения пожара используют специальную технику и устройства с обильным выделением пены. Вода используется не для тушения пожара от жидких нефтепродуктов, а для охлаждения резервуаров.

На АЗС разрабатывается и утверждается в установленном порядке План локализации и ликвидации аварий и пожаров.

12.11. Охрана окружающей природной среды

При эксплуатации нефтебаз и автозаправочных станций должны выполняться экологические требования, определенные природоохранным законодательством и действующими нормативными техническими документами по охране окружающей среды. Производственная деятельность нефтебаз и АЗС не должна приводить к загрязнению окружающей природной среды (воздуха, поверхностных вод, почвы) вредными веществами выше допустимых норм.

Основными источниками выделения загрязняющих веществ на нефтебазах и АЗС являются:

- резервуары с нефтепродуктами (испарения нефтепродуктов - "большие и малые дыхания");
- топливораздаточные колонки (испарения при заполнении бензобаков автомобилей);
- объекты очистных сооружений (испарения нефтепродуктов и сбросы сточных вод (после очистки) в систему канализации);
- аварийные и непреднамеренные разливы нефтепродуктов на территории нефтебаз и АЗС;
- герметичности технологического оборудования и коммуникаций;
- выбросы отработавших газов автотранспорта;
- отходы при очистке резервуаров.

Для уменьшения выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из источников загрязнения АЗС рекомендуется [40]:

– поддерживать в полной технической исправности резервуары, их герметичность, технологическое оборудование и трубопроводы;

– поддерживать техническую исправность дыхательных клапанов, своевременно проводить их техническое обслуживание и соответствующие регулировки;

– обеспечивать герметичность сливных и замерных устройств, люков смотровых и сливных колодцев, в том числе и при проведении операций слива нефтепродуктов в процессе их хранения;

– осуществлять слив нефтепродуктов из автоцистерн только с применением герметичных быстроразъемных муфт (на автоцистерне и резервуаре АЗС);

– не допускать переливов и разливов нефтепродуктов при заполнении резервуаров и заправке автотранспорта;

– поддерживать в исправности счетно-дозировочные устройства, устройства для предотвращения перелива, системы обеспечения герметичности процесса слива, системы автоматизированного измерения количества сливаемых нефтепродуктов в единицах массы (объема), а также устройства трубопровода после окончания операции слива.

Охрана поверхностных вод осуществляется с учетом установленных требований в соответствии с законодательством Российской Федерации.

Сбор поверхностно-ливневых сточных вод обеспечивается со всей площади АЗС путем прокладки ливневой канализационной сети или создания соответствующих уклонов территории для направления стока на очистные сооружения.

АЗС и нефтебазы оснащаются очистными сооружениями. Состав очистных сооружений и необходимое качество очистки производственных сточных вод обосновываются с учетом места их сброса.

Смена фильтрующих материалов, а также удаление уловленных нефтепродуктов и осадка из очистных сооружений производится по мере необходимости, в зависимости от соблюдения установленных нормативов ПДС.

Территория АЗС в районе возможных утечек, потерь нефтепродуктов должна иметь твердое водонепроницаемое покрытие, огражденное по периметру бортиком высотой 200 мм. Территория должна иметь уклон в сторону лотков или колодцев. Покрытие территории должно быть выполнено из материала, обеспечивающего максимально эффективный сбор проливов нефтепродуктов специальными средствами и защиту почв и подпочвенных грунтовых вод от загрязнения нефтепродуктами.

Площадка АЗС должна быть оборудована инженерными устройствами (сооружениями) по перехвату максимально возможной аварийной утечки нефтепродуктов в случае разгерметизации топливной емкости автоцистерны.

Объем аварийной емкости предусматривается больше номинальной вместимости автоцистерны, поставляющей нефтепродукты на АЗС.

ф) приказы руководства организации о назначении лиц, ответственных за эксплуатацию АЗС, эксплуатацию электрооборудования, метрологическое обеспечение;

х) документы о регистрации контрольно-кассовых машин в налоговых органах.

По решению владельца АЗС допускается ведение на АЗС дополнительной документации по учету товарно-материальных ценностей и эксплуатации АЗС.

Контрольные вопросы

1. Общие сведения об АЗС, их классификация.
2. Назначение и устройство АЗС, основное и вспомогательное оборудование, стандарты в структуре АЗС.
3. Схемы АЗС с вертикальными и горизонтальными резервуарами.
4. Укажите основные характеристики резервуаров АЗС.
5. Монтажные размеры оборудования АЗС.
6. Как определяется мощность АЗС (количество заправок в сутки)?
7. Основные системы АЗС – газовые устройства, газовые предохранители, дымавсасывательные клапаны, мерные устройства, заправочные колонки, заземление
8. Устройство топливозаправочных колонок, расчет их количества для АЗС определенной мощности.
9. Эксплуатация оборудования АЗС.
10. Генеральный план и технологическая схема АЗС.
11. Нормы и правила размещения АЗС.
12. Планировка АЗС (индивидуальные и типовые проекты).
13. Проектные и эксплуатационные расчеты АЗС.
14. Техническая характеристика типовых зданий АЗС.
15. Индивидуальное строительство зданий АЗС.
16. Принцип действия турбинного расходомера.
17. Принцип действия радиолокационного уровнемера.
18. Меры пожарной безопасности на АЗС.
19. Порядок приема и выдачи нефтепродуктов на АЗС.
20. Информация и документация АЗС.
21. Охрана окружающей природной среды.

13. АВТОМОБИЛЬНЫЕ ГАЗОНАПОЛНИТЕЛЬНЫЕ СТАНЦИИ

Рациональным решением проблемы обеспечения топливом автомобильного транспорта при условии непрерывного роста автомобильного парка и объема перевозок в стране является использование в качестве топлива сжатых природных газов (СПГ) и сжиженных нефтяных газов (СНГ).

В двигателях внутреннего сгорания кроме бензина, дизельного топлива используют сжатые и сжиженные газы. В качестве сжатого газа применяют природный метан CH_4 , сжиженных газов – пропан-бутановую смесь или жидкий метан. Сжатый газ используют в грузовых автомобилях и тракторах. На рис. 13.1 показано газохранилище и пункт выдачи газа.



Рис. 13.1. Хранение и выдача газа

Запасы источников природных газов позволяют создать разветвленную сеть станций по заправке газобаллонных автомобилей, что сокращает потребность в дорогостоящих жидких нефтепродуктах и снижает негативные экологические последствия их использования.

13.1. Планировка и характеристика газонаполнительных станций

Автомобильные газонаполнительные станции (АГНС) по своей организационно-технической структуре относятся к системе снабжения автотранспорта моторным топливом. На рис. 13.2 и 13.3 показаны виды газозаправочных станций.

Снабжение газобаллонных автомобилей сжатым природным газом предусматривает создание базовых стационарных автомобильных газонаполнительных компрессорных станций (АГНКС) и передвижных автогазозаправщиков (ПАГЗ).



Рис. 13.2. Газозаправочная станция



Рис. 13.3. Открытая газозаправочная станция

При создании сети стационарных АГНКС в первую очередь необходимо соблюдать условие близкого расположения станции к магистральному газопроводу или газопроводу-отводу, по которым природный газ поступает с мест его получения и переработки. К дополнительным требованиям при размещении АГНКС следует отнести возможность подвода инженерных коммуникаций (воды, электроснабжения) и соблюдение требований пожарной охраны и безопасности труда. Стационарные АГНКС в целях их безопасной эксплуатации и обслуживания воздушного бассейна города размещают на автомобильных магистралях за городской чертой.

Автомобильные стационарные газонаполнительные компрессорные станции (АГНКС) сжатого газа в зависимости от производительности и условий эксплуатации подразделяются следующим образом:

- производительностью 40 – 50 тыс. м³ в сутки, размещающиеся за городской чертой на магистральных шоссе;
- производительностью 20 – 30 тыс. м³ в сутки, размещающиеся за городской чертой на магистральных шоссе средних городов;
- производительностью 10 – 20 тыс. м³ в сутки, для размещения за городской чертой на автодорогах в средних и мелких населенных пунктах.

Техническая характеристика стационарных АГНКС

Производительность, заправок в сутки.....	500
Объем средней заправки, м ³	100
Потребляемая мощность одного компрессора, кВт.....	125
Число компрессоров.....	5
Число газозаправочных колонок.....	8
Объем аккумуляторов газа (два аккумулятора), в м ³	18
Площадь земельного участка, в га.....	0,67
Коэффициент загрузки компрессоров.....	0,5
Списочное число обслуживаемых автомобилей с газобаллонным оборудованием.....	1120

Передвижные автогазозаправщики производительностью 1000 – 4000 м³ за один рейс используются преимущественно для заправки городских газобаллонных автомобилей, удаленных от стационарных АГНКС.

Передвижные автогазонаполнительные станции представляют собой автопоезд, состоящий из автомобиля-тягача и полуприцепа, на котором смонтирована газобаллонная установка с блоками выдачи газа автомобилям и заправки самого автозаправщика.

Метано-заправочная станция автомобильного типа (МЗС-АТ-2000-25) предназначена для заправки автомобильной и сельскохозяйственной техники газообразным метаном в отдаленных местах от стационарных автозаправочных станций.

Метановоз-заправщик в комплекте с прицепом одновременно перевозит 72 баллона со сжатым метаном (СН₄) до давления 19,6 МПа (196 кгс/см²).

Метановоз-заправщик состоит из транспортной базы автомобиля ЗИЛ-130 с двухрядной кабиной. Во второй кабине установлен пульт управления, что позволяет обслуживать данный метановоз в любых климатических условиях.

Так как в баллонах передвижных автогазозаправочных станций (ПАГЗ) остается значительное количество остаточного газа, который нельзя использовать для заправки баллонов автомобилей, для увеличения степени опорожнения баллонов ПАГЗ применяют компрессорный или эжекторный способы отбора газа.

АГНКС комплектуются оборудованием для производства и хранения газообразного топлива, которое размещается в производственно-технологическом

корпусе станции и вне его на площадке, а также оборудованием для постов выдачи газа, которое устанавливается на автозаправочной площадке (рис. 13.4). Заправочные посты для обеспечения безопасности отделены друг от друга бетонными перегородками [31].

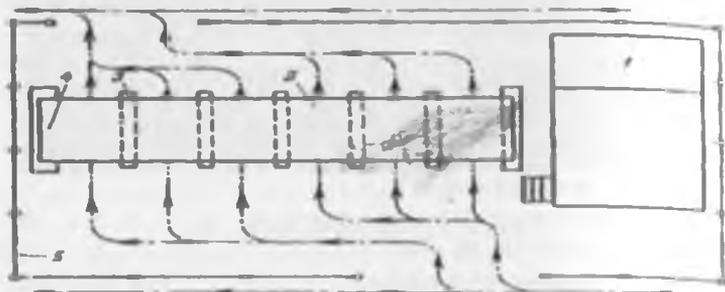


Рис. 13.4. Планировочная схема АГНКС: 1 – производственный корпус; 2 – автогазонаполнительные посты; 3 – бетонные перегородки; 4 – навес; 5 – металлическая ограда станции

Принятая на АГНКС ступенчатая заправка автомобильных баллонов (рис. 13.5) состоит в том, что закачка газа осуществляется через два или более аккумулятора. В каждом аккумуляторе поддерживается своё давление газа и баллоны автомобиля заправляются из этих аккумуляторов поочередным подключением, начиная с низкого давления и кончая аккумулятором с самым высоким давлением [31].

На каждой газозаправочной колонке имеется шланг высокого давления со специальной головкой для присоединения к газобаллонной системе автомобиля.

Основными технологическими процессами на АГНКС управляются дистанционно со щита управления. Станции должны быть оборудованы системами отопления, вентиляции, водоснабжения, связи, а также системой сигнализации опасности.

Автогазозаправочные станции (АГЗС) служат для заправки газобаллонных автомобилей сжиженным газовым топливом.

Газозаправочная колонка (рис. 13.6) имеет арматуру для раздачи газа при ручном управлении, для продувки заправочных линий, датчики давления и температуры газа, обеспечивающие возможность дистанционной регистрации показаний и автоматического управления заправкой, систему световой сигнализации наполненности баллонов.

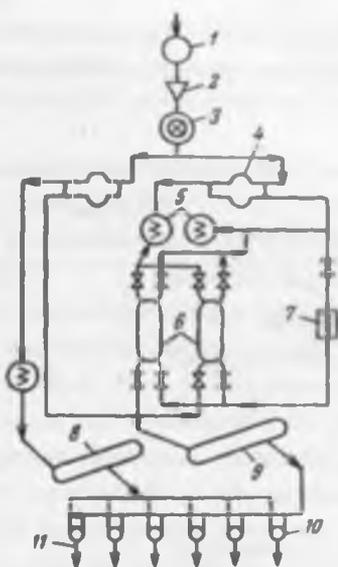


Рис. 13.5. Технологическая схема АГНКС: 1 – расходомер; 2 – фильтр; 3 – сепаратор; 4 – компрессоры; 5 – многоступенчатые концевые холодильники; 6 – адсорбер для газа; 7 – подогреватель; 8 – аккумулятор низкого давления; 9 – аккумулятор высокого давления; 10 – трехходовые краны; 11 – заправочные шланги

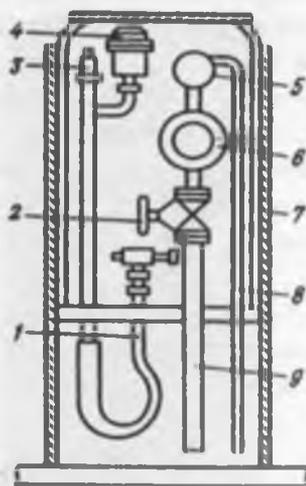


Рис. 13.6. Принципиальная схема колонки для заправки газобаллонных автомобилей сжиженным газом: 1 – заправочный шланг; 2 – вентиль; 3 – клапан предохранительный; 4 – водоотделитель; 5 – насос; 6 – электродвигатель; 7 – кожух; 8 – переливная труба; 9 – всасывающая труба

В таблице 13.1 приведены технические характеристики АГЭС, предназначенные для заправки автомобилей сжиженной пропан-бутановой смесью газа.

Техническая характеристика АГЭС

Таблица 13.1

Показатели	Проект	
	503-136	1815
Номинальная производительность, заправки/сут.	600	700
Средняя заправочная доза, л	200	200
Площадь земельного участка, м ²	5500	6400
Число резервуаров для газа вместимостью, м ³ :		
– 25;	4	4
– 5	1	1
Число колонок:		
слива газа из автоцистерн;	2	2
для заправки автомобилей	4	4
Число компрессоров	2	2
Максимальное давление в трубопроводе, МПа	1,6	1,6

На рис. 13.7 показана колонка для заправки сжиженным газом автомобилей. Колонка фиксирует количество в литрах сжиженного топлива и его стоимость.



Рис. 13.7. Колонка для заправки автомобилей сжиженным газом

Для снабжения газобаллонных автомобилей сжиженным газом предусмотрены **кустовые** базы сжиженного газа и автомобильные газонаполнительные станции (АГНС). Транспортируют сжиженный газ в железнодорожных и автомобильных цистернах.

Кустовые базы предназначены для приемки сжиженного газа с места его производства, хранения и снабжения им АГНС. В отличие от АГНС кустовые базы располагают более мощным перекачивающим и разливающим оборудованием и парком автоцистерн.

На кустовых базах выполняют следующие технологические операции: слив сжиженного газа из железнодорожных цистерн в стационарные резервуары; хранение запаса сжиженного газа; разлив сжиженного газа из стационарных резервуаров в автоцистерны; техническое обслуживание оборудования и автоцистерн. Для выполнения указанных операций на кустовых базах предусматриваются: железнодорожный тупик с эстакадой для слива и налива топлива; склад сжиженного газа; блоки производственных и вспомогательных помещений; гараж с открытой стоянкой автоцистерн; колонки для наполнения автоцистерн сжиженным газом, а специальных резервуаров – водой (на случай пожара).

Наличие мощных кустовых баз сжиженного газа позволяет создать широкую сеть АГНС. В зависимости от экономических затрат и структуры газоснабжения могут быть выбраны три типа размещения резервуарного парка АГНС: стационарный, полустационарный и передвижной. В нашей стране наибольшее распространение получили стационарные и передвижные АГНС.

Размещение **стационарных** АГНС на территории города (района) производится с учетом дислокации парка газобаллонных автомобилей и сокращения числа пробегов автомобилей для заправки сжиженным газом. АГНС располагают вблизи АТП (в основном в промышленно-складских и коммунальных зонах города), а также на магистралях и улицах с интенсивным движением автомобильного транспорта.

При выборе территории для размещения АГНС следует учитывать, что резервуары для хранения сжиженного газа представляют определенную пожарную опасность. При строительстве и эксплуатации газовых заправочных станций необходимо учитывать СНиП-II-37-76, а также Правила безопасности в газовом хозяйстве.

АГНС (рис. 13.8) включает в себя хранилище сжиженного газа из четырех резервуаров; насосно-компрессорное отделение, колонки для перекачки газа из автоцистерн в резервуары станции, колонки для заправки газом газобаллонных автомобилей, систему автоматической сигнализации опасности, сантехнические, электрические и другие системы [2].

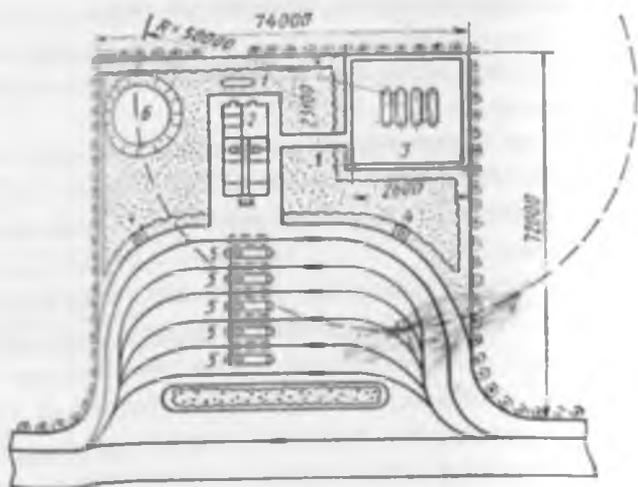


Рис. 13.8. Генеральный план стационарной АГНС: 1 – промежуточная емкость; 2 – производственное отделение; 3 – хранилище газа; 4, 5 – сливные и наполнительные колонки; 6 – резервуар с водой для пожаротушения

При размещении оборудования АГНС следует выполнить следующие требования. Максимальный объем группы резервуаров со сжиженным газом АГНС, расположенной на ее территории, не должен превышать 100 м^3 , а объем одного резервуара – 25 м^3 (СНиП 11-37-76).

Минимальное расстояние от резервуаров с газами составляет: до здания насосно-компрессорного отделения и установок испарения и смешивания газов – 10 м; до колонок для заправки и перекачивания газов – 20 м.

На АГНС сжиженного газа производится заправка автомобилей, учет отпущенного газа, хранение его запаса и слив из баллонов автомобилей. Кроме того, АГНС осуществляет надзор за техническим состоянием автомобильных газовых баллонов. Стационарные АГНС выполнены по типовому проекту, разработанному институтом МосгазНИИпроект. Эти станции имеют подземные резервуары общей емкостью 100 м^3 и технологическое оборудование, обеспечивающее прием, хранение, перекачку и учет сжиженного газа. Перемещение сжиженного газа производится вихревыми насосами С-5/140 производительностью $5 \text{ м}^3/\text{ч}$.

Для перемещения паров сжиженного газа и создания в емкости избыточного давления применяют компрессор АВ-15; давление, обеспечиваемое компрессором – 1,2 МПа. Как показала практика, компрессор включается периодически и за 8 ч работы насосов его работа в общей сложности составляет не более 2 ч.

Для наполнения автомобильных газовых баллонов сжиженным газом предназначены пять наполнительных колонок, каждая из которых снабжена

идангами с присоединительными устройствами и счетчиками УИЖГ-20 расхода газа.

Передвижные АГНС размещаются также на стационарных площадках. Площадки для передвижных АГНС, имеющих объем резервуаров для сжиженного газа до 12 м³, должны находиться на определенных расстояниях от общественных, жилых и промышленных зданий и сооружений, железной дороги, общей сети, а также стоянок автомобилей и автомобильных дорог. Выбор площадки обуславливается и удобством въезда (выезда) автомобилей. Они также должны быть оборудованы твердым покрытием, иметь предупреждающие надписи («Осторожно, газ!», «Не курить!») и обеспечивать энергоснабжение для станции и освещение территории в темное время суток. Кроме того, на площадках предусматривается место заземления станции для снятия статического электричества.

Передвижные газонаполнительные станции модели ЦП ПЗ-12-885 разработаны на базе стационарных станций и представляют собой автоцистерну безрамной конструкции с автомобилем-тягачом ЗИЛ-130В1. В верхней части цистерны установлены два предохранительных клапана; в центре заднего днища расположен предназначенный для внутреннего осмотра емкости люк, в крышке которого находятся контрольно-измерительные приборы. В задней части автоцистерны на подрамнике смонтировано технологическое оборудование, позволяющее заправлять цистерну сжиженным газом, сливать газ в стационарные емкости и заправлять автомобильные баллоны. Сжиженный газ перемещается с помощью центробежного насоса С-5/140 с электроприводом и двух электрических испарителей сжиженного газа. Раздача газа в автомобильные баллоны производится через счетчик УИЖГ-20. Резервуар и другие элементы цистерны закрывают кожухом, предохраняющим их от нагревания солнечными лучами. Поверхности кожуха и цистерны окрашивают в светло-серый или серебристый цвет; вдоль цистерны наносят красную полосу и делают надпись «Пропан, огнеопасно». Техническая характеристика газонаполнительной станции ЦП ПЗ-12-885 приведена ниже.

Техническая характеристика газонаполнительной станции ЦП ПЗ-12-885

Полесная нагрузка, кгс	5100
Геометрическая емкость цистерны, м ³	12
Полесная емкость цистерны, м ³	10,2
Рабочее давление в цистерне, МПа	1,8
Количество постов заправки автомобилей	1
Мощность энергообеспечения, кВт:	
электродвигателя	8
испарителей	10
Время заправки баллона емкостью 100 л, мин	6
Количество автомобилей, закрепленных на газобаллонной станции	200

Природный газ метан используется в сжатом (20 МПа) состоянии и жидком. Для превращения газообразного метана в жидкое состояние его охлаждают до минус 160 °С и хранят в специальных криогенных емкостях. Емкость для хранения и питания топливом двигателей автомобилей состоит из двух цилиндрических резервуаров с вакуумной термозоляцией между ними. Вместимость газового сосуда составляет 100 л. В сосуд (бак) заливают 90 л сжиженного метана, что эквивалентно объему газа при нормальных условиях 60 м³. Сжиженный газ занимает объем в 600 раз меньше, чем газообразный.

В баке газ хранится без потерь в течение пяти суток – так называемое бездренажное хранение. За это время сжиженный газ должен быть использован. Рабочее давление в баке 0,5 МПа. Тепло окружающей среды нагревает бак, жидкий метан испаряется и давление в баке увеличивается. Когда оно достигнет величины 0,57 МПа, срабатывают предохранительные клапаны и газ (в паровой фазе) выбрасывается в окружающую среду [15, 33].

Стационарная автомобильная, газовая криогенная заправочная станция состоит из здания оператора с блоком автоматического управления; заправочной колонки сжиженным природным газом; криогенной емкости для накопления и хранения сжиженного метана; технологического блока, в котором газ очищают от двуокиси углерода, паров воды и содержит компрессорный блок. В компрессорный блок газ поступает под давлением 0,25 МПа, сжимается до давления 20 МПа, очищается от масла и капельной влаги. В процессе снижения давления газ охлаждается и переходит в жидкое состояние.

Из операторской комнаты, оснащенной блоком управления, по команде оператора сжиженный газ под давлением 0,25 МПа подается по раздаточному трубопроводу, оснащенный вакуумной многослойной теплоизоляцией, к заправочной колонке, а от нее – в газовый баллон автомобиля. Максимальный заправочный объем сжиженного природного газа – 90 л. Время одной заправки примерно 15 мин.

13.2. Требования по технике безопасности при заправке газовым топливом

Заправлять автомобили, работающие на газе, разрешается только на стационарных автомобильных газонаполнительных компрессорных станциях (АГНКС) или на передвижных газозаправщиках (ПАГЗ) в соответствии с «Правилами технической эксплуатации и безопасного обслуживания оборудования автомобильных газонаполнительных компрессорных станций».

При заправке газобаллонных автомобилей (ГБА) категорически запрещается [33]:

- курить и пользоваться открытым огнем;
- производить какой-либо ремонт автомобиля или газобаллонного оборудования, подтягивать гайки или соединения трубопроводов, вентилей, редукто-

рон и других узлов, находящихся под давлением, переключать двигатель с одного вида топлива на другой;

- стучать металлическими предметами по аппаратуре;
- выполнять заправку путем переливания или пересдачи газов из одного баллона в другой.

Заправку газобаллонных автомобилей осуществляет непосредственно оператор-наполнитель или водитель ГБА под наблюдением оператора-наполнителя.

Въезд ГБА в заправочный бокс должен производиться по разрешению оператора-наполнителя или по указанию соответствующей световой сигнализации.

На территории заправочной станции водитель обязан соблюдать Правила дорожного движения. При этом скорость движения не должна превышать 5 км/ч. Расстояние между заправляемым и ожидающим своей очереди ГБА должно быть не менее 15 м.

Заправка производится при отсутствии в ГБА пассажиров.

Перед началом заправки водитель должен:

- остановить двигатель, включить стояночный ручной тормоз;
- вынуть ключ из замка зажигания, покинуть кабину;
- надеть защитные рукавицы или перчатки;
- открыть капот, багажник и люк моторного отсека;
- снять защитный колпачок с заправочного устройства.

Заправка сжатым природным газом (СПГ).

Перед въездом на территорию заправочной станции водитель должен предъявить дежурному оператору-наполнителю удостоверение на право вождения газобаллонного автомобиля и паспорт на баллоны.

Перед началом заправки водитель под наблюдением оператора-наполнителя обязан:

- отключить бортовую электрическую сеть (массу);
- проверить положение запорной арматуры и давление газа по манометру на газозаправочной колонке. При этом вентили подачи газа и дроссель должны быть открыты, вентиль на свечу закрыт и давление газа равно нулю;
- подсоединить шланг газозаправочной колонки к наполнительному вентилю газобаллонной установки автомобиля;
- открыть наполнительный и баллонные вентили газобаллонной установки автомобиля и закрыть магистральный вентиль;
- подать оператору сигнал о готовности автомобиля к заправке нажатием соответствующей кнопки на заправочной колонке и покинуть территорию заправочного бокса;
- произвести заправку до давления 19,6 МПа;
- по окончании заправки, после сброса давления в шланге «на свечу», отсоединить его от автомобиля.

Затем водитель должен убедиться на слух в герметичности ГБО и правильности работы контрольно-измерительной аппаратуры и включить бортовую электрическую сеть (массу).

Оператор-наполнитель, получив сигнал о готовности автомобиля к заправке, должен произвести заправку баллонов автомобиля газом путем соответствующих переключений ключей управления (при дистанционном режиме) или нажать кнопку на пульте управления (при автоматическом режиме работы газозаправочных колонок).

При случайной разгерметизации наполнительного шланга следует немедленно перекрыть наполнительный вентиль, чтобы воспрепятствовать выходу газа из баллонов автомобиля.

В случае аварийной ситуации независимо от режима заправки необходимо нажать кнопку «Авария» на газораздаточной колонке (такая же кнопка имеется и на пульте управления оператора).

Во избежание попадания воздуха в баллоны необходимо оставлять в них остаток газа с избыточным давлением не менее 0,5 МПа.

При ручном способе заправки автомобиля оператор-наполнитель после подсоединения заправочного шланга и открытия наполнительного и баллонного вентилей (магистральный вентиль закрыт) обязан дополнительно:

- проверить остаточное давление газа в газобаллонной установке автомобиля;
- открыть вентиль на газозаправочной колонке и произвести заправку баллонов автомобиля газом до давления 19,6 МПа;
- закрыть вентиль подачи газа на газозаправочной колонке;
- открыть вентиль «на свечу»;
- убедиться по манометру, установленному на заправочной колонке, что давление газа в шланге равно нулю;
- закрыть вентиль «на свечу»;
- оператор-наполнитель ставит в известность водителя об окончании заправки и количестве заправленного газа.

Заправка газом сжиженным нефтяным (ГСН).

Перед заправкой водитель должен предъявить дежурному оператору-наполнителю паспорт или талон на баллоны.

Перед началом заправки водитель под наблюдением оператора-наполнителя обязан:

- проверить максимальное давление на колонке, которое не должно превышать 1,6 МПа;
- проверить положение запорной арматуры;
- подсоединить шланг с заправочной струбиной газозаправочной колонки к наполнительному или заправочному устройству;
- открыть наполнительный вентиль на баллоне ГБА;

• оператор-наполнитель или водитель под наблюдением оператора должен произвести заправку баллонов автомобиля газом путем открытия вентиля на заправочном шланге;

• водитель не должен стоять во время наполнения баллонов около наполнительного шланга;

• при случайной разгерметизации соединения заправочного наполнительного шланга немедленно перекрыть наполнительный вентиль, чтобы воспрепятствовать выходу газа;

• во время заправки на баллонах старого образца необходимо контролировать уровень заправки через контрольный вентиль;

• по окончании заправки после срабатывания клапана - отскакателя, или поступления газа в контрольном вентиле закрыть вентиль струбины на шланге и заправочный, или наполнительный вентиль на баллоне;

• отсоединить шланг с заправочной струбиной, применяя меры предосторожности при выходе остатков газа.

По окончании заправки СИГ и ГСН водитель газобаллонного автомобиля должен:

• убедиться, что баллоны заполнены;

• произвести расчет за отпущенный газ;

• накрутить пробку на наполнительный вентиль или надеть защитный колпачок на заправочный узел;

• медленно открыть расходный или магистральный вентиль;

• убедиться на слух в герметичности газовой аппаратуры и в правильности работы контрольно-измерительных приборов;

• запустить двигатель и выехать с территории заправки.

Если после окончания заправки двигатель при пуске дает перебои («хлопки»), то его следует немедленно заглушить, а затем отбуксировать на 15 м от газонаполнительной колонки.

Контрольные вопросы

1. Перечислите природные и нефтяные газы, используемые в качестве топлива в двигателях автомобилей.
2. При какой величине давления хранят жидкую пропан-бутановую смесь?
3. При какой отрицательной температуре метан переходит из газообразного состояния в жидкое (давление атмосферное)?
4. Почему запрещена палкая заправка баллоном сжатым газом?
5. Требуется ли по технике безопасности при заправке автомобилей газовым топливом.

14. ХРАНЕНИЕ НЕФТЕПРОДУКТОВ И ИХ ПОТЕРИ

14.1. Потери нефтепродуктов от испарения

Экономия топлива заключается в сокращении потерь при перевозке, перекачке, хранении на складах, при заправке техники топливом, умелом вождении автомобилей, поддержании их в технически исправном состоянии.

Потери нефтепродуктов могут быть *количественные и качественные*. Количественные потери увеличивают расход нефтепродуктов, повышают стоимость эксплуатации машин, качественные – изменяют свойства нефтепродуктов.

Количественные потери наблюдаются при разливе, разбрызгивании и утечках нефтепродуктов, через краны, фланцевые и муфтовые соединения на всех этапах транспортировки, хранения, заправки и применения.

Для снижения количественных потерь необходимо немедленно исправлять замеченные неполадки. Потери от испарения составляют до 75 % от общих потерь.

Нефтепродукты в зависимости от физико-химических свойств, испарения, обуславливающих их естественную убыль, распределены по семи группам [59] (табл. 14.1). К первой группе относят бензины, к седьмой – битумы.

Таблица 14.1

Распределение нефтепродуктов по группам

Группа	Наименование нефтепродукта
1	Бензин автомобильный, ГОСТ 2084-77, ГОСТ Р51105-97
2	Бензин-растворитель, ГОСТ 433-76 Бензин авиационный, ГОСТ 1012-72 Бензин авиационный, Б-70, ТУ 38-101913-82 Топливо для реактивных двигателей Т-2, ГОСТ 10227-86
3	Бензин-растворитель, ГОСТ 3134-82 Масло вакуумное, БМ-6 Топливо для реактивных двигателей, кроме Т-2, ГОСТ 10227-86 Керосин для технических целей
4	Керосин осветлительный Топливо дизельное «Зимнее» «Арктическое», ГОСТ 305-82 Этилбензол технический, ГОСТ 9386-77
5	Масло АМГ-10 (МГ-15В), ГОСТ 6794-75 Топливо дизельное «Летнее» ГОСТ 305-82 Топливо нефтяное для газотурбинных установок, ГОСТ 10433-75 Топливо печное бытовое, ТПБ, ТУ38 001 162-73
6	Мазуты всех марок Масла смазочные всех марок. Нефти разные
7	Битумы твердые. Разные твердые нефтепродукты

Потери нефтепродуктов от испарения бывают при хранении, отпуске и приёмке, перевозках, заправках и других операциях.

В резервуарах, заполненных нефтепродуктами, всё время происходят сложные процессы испарения, что приводит к потерям нефтепродуктов.

Потери топлив неизбежны при так называемых «дыханиях» резервуаров [14, 19]. Различают малое «дыхание», наблюдаемое из-за разности температур дня и ночи, и большое «дыхание», например при наполнении резервуаров нефтепродуктами.

В резервуаре, имеющем некоторое количество продукта, газовое пространство заполнено паровоздушной смесью. Количество нефтепродукта (массовое, кг) в этой паровоздушной смеси равно

$$M = \rho \cdot V, \quad (14.1)$$

где ρ – плотность паров нефтепродукта (0,3 – 0,6 кг/м³);

V – объем газового пространства, м³.

Всякое выталкивание паровоздушной смеси из газового пространства резервуара в атмосферу сопровождается потерями нефтепродукта. Они происходят по следующим причинам:

1) *Потери от вентиляции газового пространства.* Если в крыше резервуара имеются в двух местах отверстия, расположенные на некотором расстоянии H по вертикали, то более тяжелые бензиновые пары будут выходить через нижнее отверстие, а атмосферный воздух будет входить через верхнее отверстие. Установится естественная циркуляция воздуха и бензиновых паров в резервуаре, образуются так называемые газовые сифоны.

Объемная потеря газа в единицу времени (м³/с) в результате работы газового сифона определится уравнением

$$Q = \mu \cdot F \cdot \sqrt{2 \cdot \frac{P}{\rho_c}}, \quad (14.2)$$

где μ – коэффициент расхода отверстия; F – площадь отверстия; P – перепад давления, под действием которого происходит истечение

$$P = H \cdot (\rho_c - \rho_a) \cdot g, \quad (14.3)$$

здесь H – высота между отверстиями; ρ_c и ρ_a – плотность, соответственно, паровоздушной смеси и воздуха (например, 1,6 и 1,2 кг/м³); g – ускорение свободного падения.

Потери от вентиляции могут происходить через открытые люки резервуаров путем простого выдувания бензиновых паров ветром. Поэтому люки необходимо тщательно герметизировать.

2) *Потери от больших «дыханий»* – от вытеснения паров нефтепродуктов из газового пространства закачиваемым нефтепродуктом. Нефтепродукт, поступая в резервуар, сжимает паровоздушную смесь до давления, на которое установлена арматура. Как только давление станет равным расчетному давлению дыхательного клапана, из резервуара будут выходить пары нефтепродукта, начнется большое «дыхание» («выдох»). Если давление газа в резервуаре большой ёмкости превысит допустимое, например 2000 Па, то возможно разрушение его конструкции.

При откачке нефтепродукта из резервуара происходит обратное явление: как только вакуум в резервуаре станет равным вакууму, на который установлен дыхательный клапан, в газовое пространство начнет входить атмосферный воздух – происходит «вдох».

3) *Потери от «обратного выдоха»*. Вошедший в резервуар воздух начнет насыщаться парами нефтепродукта. Количество газов в резервуаре будет увеличиваться; поэтому по окончании «вдоха», спустя некоторое время, из резервуара может произойти «обратный выдох» – выход насыщающейся газовой смеси.

4) *Потери от насыщения газового пространства*. Если в пустой резервуар, содержащий только воздух, залить небольшое количество нефтепродукта, последний начнет испаряться и насыщать газовое пространство. Паровоздушная смесь будет увеличиваться в объеме, и часть ее может покинуть резервуар.

5) *Потери от малых «дыханий»* происходят в результате следующих причин:

а) из-за повышения температуры газового пространства в дневное время (при нагреве солнечными лучами). Паровоздушная смесь стремится расширяться, концентрация паров нефтепродукта повышается, давление растет. Когда давление в резервуаре станет равным давлению, на которое установлен дыхательный клапан, он открывается и из резервуара начинает выходить паровоздушная смесь – происходит «выдох». В ночное время из-за снижения температуры часть паров конденсируется, паровоздушная смесь сжимается, в газовом пространстве создается вакуум, дыхательный клапан открывается и в резервуар входит атмосферный воздух – происходит «вдох»;

б) из-за снижения атмосферного давления. При этом разность давлений атмосферного и в газовом пространстве резервуара может превысить предел давлений, на который установлен дыхательный клапан, он откроется и произойдет «выдох» (барометрические малые «дыхания»). При повышении атмосферного давления может произойти «вдох».

Потери топлива при «малых дыханиях» зависят от объема залитого топлива V_m , изменения температуры Δt и коэффициента объемного расширения β при изменении температуры на 1°C .

При повышении температуры объем нефтепродукта увеличивается и определяется по формуле:

$$\Delta V = V_m \cdot (1 + \beta \cdot \Delta t). \quad (14.4)$$

В результате увеличения объема топлива на величину ΔV пары топлива, находящиеся в резервуаре, вытесняются в атмосферу, способствуя потерям нефтепродукта. В таблице 14.2 приведены значения коэффициента объемного расширения β на 1°C нефтепродуктов в зависимости от плотности при 20°C .

Таблица 14.2

Зависимость коэффициента объемного расширения от плотности

Плотность	β	Плотность	β
0,70 – 0,72	0,001255	0,84 – 0,86	0,000831
0,72 – 0,74	0,001183	0,86 – 0,88	0,000782
0,74 – 0,76	0,001118	0,88 – 0,90	0,000734
0,76 – 0,78	0,001054	0,90 – 0,92	0,000688
0,78 – 0,80	0,000995	0,92 – 0,94	0,000645
0,80 – 0,82	0,000937	0,94 – 0,96	0,000604
0,82 – 0,84	0,000882	0,96 – 0,98	0,000564

Снижение потерь от малых дыханий достигается уменьшением колебания температуры газового пространства. В результате исследований установлено, что средняя температура парового пространства в резервуаре выше средней температуры наружного воздуха на $2 - 8^\circ\text{C}$ для вертикальных и на $1 - 10^\circ\text{C}$ для горизонтальных резервуаров.

Потери топлива от «больших дыханий» (при заполнении резервуара топливом) с 1 м^3 вытесняемой паровоздушной смеси составляют летом до $0,6 \text{ кг}$, зимой – $0,4 \text{ кг}$.

Уменьшить потери от испарения при больших «дыханиях» резервуара можно проведением следующих мероприятий:

- 1) уменьшением различных перекачек нефти внутри нефтебазы;
- 2) заполнением резервуара снизу под уровень находящегося в резервуаре продукта, что снижает на $30 - 40\%$ потери по сравнению с наливом открытой струей сверху;
- 3) установкой на крыше резервуаров возвращающих адсорберов, в которые улавливается нефтепродукт, находящийся в паровоздушной смеси;
- 4) применением газгольдера, компрессора, насоса, возвращающего пары топлива обратно в резервуар;

5) установкой газовых труб, с помощью которых соединяют между собой резервуары, предназначенные для хранения одного сорта нефтепродуктов (при заполнении одного резервуара паровоздушная смесь будет вытесняться в другой, а не теряться в атмосфере);

6) запрещением проветривать резервуар перед заполнением.

В качестве примера рассмотрим расчет потерь автомобильного бензина при различных способах налива автомобильной цистерны АЦ-8,5-255Б [53]. Эксплуатационный закачиваемый объем цистерны $V_{\text{ИК}}$ составляет $8,5 \text{ м}^3$ при диаметре $D = 1,22 \text{ м}$.

Давление насыщенных паров бензина $P_s = 101320 \text{ Па}$ (33 кПа), температура бензина 295 К , его температура начала кипения 319 К , расход налива $Q = 40 \text{ м}^3/\text{ч}$. Налив ведется при атмосферном давлении, равном давлению в газовом пространстве $P_s = P_r = 101320 \text{ Па}$.

Решение.

1. *Продолжительность налива цистерны равна* $V_{\text{ИК}}/Q$

$$\tau_H = \frac{8,5}{40} = 0,213 \text{ ч.} \quad (14.5)$$

Легкие фракции бензина из жидкого состояния переходят в газообразное, повышая его потери при хранении, сливе, наливе. При $25 \text{ }^\circ\text{C}$ в объеме 1 м^3 может находиться до $0,8 \text{ кг}$ испарившегося бензина.

Для определения плотности паров бензина ρ_y , воспользуемся формулой Клапейрона-Менделеева:

$$P \cdot V = m \cdot R \cdot T, \quad (14.6)$$

где P – абсолютное давление, $\text{Н}/\text{м}^2$ (Па); T – абсолютная температура, К ; V – объем, м^3 ; m – масса газа, кг ; R – газовая постоянная, $\text{Дж}/(\text{кг} \cdot \text{К})$.

Одни кмоль паров бензина занимает объем, равный $V_\mu = 22,4 \text{ м}^3$. Для кмолья объемом $22,4 \text{ м}^3$ уравнение состояния газа примет вид

$$P V_\mu = m \cdot \frac{8314}{\mu} T. \quad \text{Откуда } \rho_y = \frac{P \cdot \mu}{8314 \cdot T}, \quad (14.7)$$

где μ – молекулярная масса легких фракций бензина ($72 \text{ кг}/\text{кмоль}$); $8314 \text{ Дж}/(\text{кмоль} \cdot \text{К})$ – универсальная газовая постоянная.

К легким фракциям бензина можно отнести пентан (C_5H_{12}) с молекулярной массой $72 \text{ кг}/\text{кмоль}$ и температурой начала кипения $36 \text{ }^\circ\text{C}$.

2. *Плотность паров бензина*, находящихся в воздухе, при температуре налива определим по формуле

$$\rho_y = \frac{101320 \cdot 72}{8314 \cdot 295} = 3 \text{ кг}/\text{м}^3.$$

3. Потери нефтепродукта (бензина) при заполнении транспортной ёмкости определим по формуле

$$G_T = k_T \cdot V_{\text{м}} \cdot \rho_p \cdot (P_s / P_T) \quad (14.8)$$

Величина коэффициента k_T , при заполнении цистерны сверху открытой струёй, зависит от времени заполнения, способа налива и определяется из выражения

$$k_T = (0,7 + \sqrt[3]{\tau_H})^{-1} = (0,7 + \sqrt[3]{0,213})^{-1} = 0,771; \quad (14.9)$$

$$G_T = 0,771 \cdot 8,5 \cdot 3 \cdot \frac{32857}{101320} = 6,3 \text{ кг.}$$

Плотность паровой смеси будет равна $6,3 / 8,5 = 0,74 \text{ кг/м}^3$.

При наливке бензина сверху или снизу закрытой струёй:

$$k_T = 0,85 \cdot \alpha_T \cdot \sqrt{\tau_H},$$

где α_T – коэффициент, учитывающий высоту H_E (равную диаметру) наливасмой ёмкости [53]:

$$\alpha_T = \begin{cases} 1 \text{ при } H_E \leq 1 \text{ м;} \\ 1/H_E \text{ при } H_E > 1 \text{ м,} \end{cases}$$

$$\alpha_T = \frac{1}{1,22} = 0,82; \quad k_T = 0,85 \cdot 0,82 \cdot \sqrt{0,213} = 0,322;$$

$$G_T = 0,322 \cdot 8,5 \cdot 3 \cdot \frac{32857}{101320} = 2,6 \text{ кг.} \quad (14.10)$$

Плотность паровой смеси будет равна $2,6 / 8,5 = 0,3 \text{ кг/м}^3$.

Из результатов расчёта видно, что по сравнению с наливом открытой струёй налив бензина под уровень (закрытой струёй) в рассматриваемом случае позволяет *сократить потери в 2,4 раза* ($6,3 / 2,6$).

Рекомендуется также проводить ряд других мероприятий для уменьшения потерь нефтепродуктов от испарения: хранение легкоиспаряющихся жидкостей в подземных резервуарах, в вертикальных наземных резервуарах, окрашенных в светлые цвета, отражающие солнечные лучи и обеспечивающие меньшее нагревание нефтепродукта.

Потери увеличиваются при большой поверхности испарения, поэтому для уменьшения потерь выгоднее хранить нефтепродукт в большей ёмкости, чем в нескольких малых ёмкостях.

Качественные потери происходят при длительном хранении топлива, от загрязнения и обводнения нефтепродуктов в результате внутренних химических превращений.

Для устранения потерь необходимо следить за правильным оснащением автоцистерн, своевременным проведением сервиса, нельзя допускать переливания цистерн, разлива нефтепродуктов.

При хранении топлив при высокой температуре происходит интенсивное окисление с образованием смол. Окисление происходит под действием кислорода, которого в воздухе 21 % по объему. При повышении температуры на 10 °С скорость окисления увеличивается в 3 раза.

В результате окисления октановые числа бензинов снижаются, уменьшается и теплотворная способность. Например, бензол C_6H_6 до окисления имел теплотворную способность 42 МДж/кг, а после окисления кислородом (20 %) превратился в фенол C_6H_6O с теплотворной способностью 32 МДж/кг. Чем больше окислено топливо, тем меньше в нем запаса теплоты.

На рис. 14.1 показано изменение теплотворной способности (Н) бензола в результате его окисления. Теплотворная способность – это количество теплоты, Дж, выделяющейся при полном сгорании одного кг топлива.

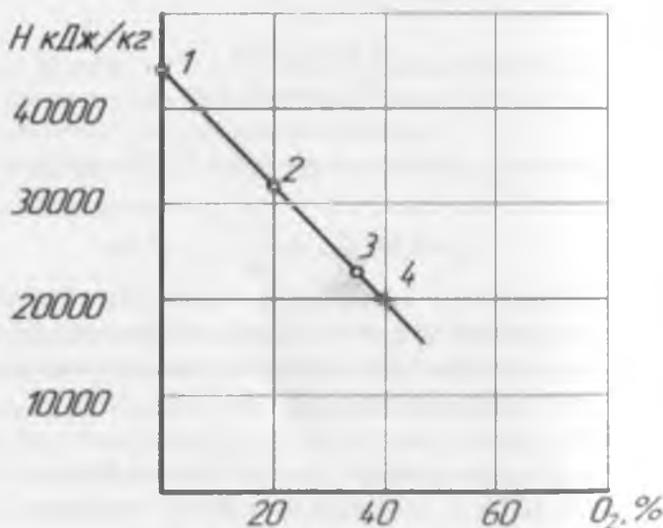


Рис. 14.1. Изменение теплотворной способности бензола C_6H_6 (точка 1) в зависимости от степени окисления:

2 – фенол C_6H_6O ; 3 – гидрохинон $C_6H_6O_2$; 4 – пирогаллол – $C_6H_6O_3$

Если бензин хранится в наземных резервуарах, то их необходимо окрашивать в белый цвет. Он отражает солнечные лучи от поверхности резервуара, и нагрев уменьшается. Черный цвет «притягивает» солнечные лучи, увеличивая нагрев топлива.

В таблице 14.3 показано влияние цвета, применяемого при окраске резервуаров, на образование смолистых веществ при хранении нефтепродуктов.

Таблица 14.3

Влияние цвета окраски резервуаров на образование смолистых веществ в топливе при его хранении, мг на 100 см³

Срок хранения нефтепродукта	Белый цвет	Черный цвет
Начало эксперимента	4	4
Срок хранения 2 месяца	5	6
Срок хранения 6 месяцев	10	25
Срок хранения 12 месяцев	20	60

От степени заполнения резервуара топливом зависит содержание смол в топливе. Например, при полном заполнении резервуара и 25 % заполнении содержанием смол за 10 месяцев хранения увеличилось, соответственно, в 4 и 20 раз. Увеличение содержания смол приводит к образованию нагара в цилиндрах двигателя, снижает его мощность.

Цвет резервуара влияет на потери бензина от нагрева лучами солнечного света и испарения. В таблице 14.4 указаны потери бензина за год хранения в зависимости от цвета резервуара.

Таблица 14.4

Потери бензина в зависимости от цвета резервуара

Цвет резервуара	Коэффициент отражения	Потери, %	Цвет резервуара	Коэффициент отражения	Потери, %
Черный	—	1,24	Голубой	0,85	0,56
Серый	0,47	1,03	Светло-кремовый	0,88	0,45
Алюминиевый	0,67	0,83	Белый	0,90	0,42

Срок хранения бензина зависит от индукционного периода, который представляет промежуток времени в минутах, в течение которого испытываемый бензин объемом 100 см³, находящийся в замкнутой системе в среде кислорода при давлении 0,7 МПа и температуре 100 °С, не подвергается окислению. Окисление начинается при снижении давления (масса кислорода уменьшается), контролируемого по манометру. По ГОСТ Р1105-97 индукционный период

должен быть не менее 360 мин, что соответствует сроку хранения бензина до 6 месяцев.

Допустимые сроки хранения нефтепродуктов приведены в таблице 14.5

Таблица 14.5

**Срок хранения эксплуатационных материалов
в центральной климатической зоне**

<i>Виды эксплуатационных материалов</i>	<i>Сроки хранения</i>
Бензин – наземный резервуар	1 год
Бензин – заглубленный резервуар	1,5 года
Дизельное топливо	4 года
Масла всех типов, антифризы, тормозные жидкости	3 года
Пластичные смазки (Литол – 24)	5 лет

Срок хранения бензинов в южных районах снижается в 2 раза. Бензин нужно хранить в емкостях, залитых топливом до требуемого уровня. С одного квадратного метра поверхности можно потерять за месяц хранения следующее количество топлива:

- Бензин – наземное хранение 2 кг;
- заглубленное хранение 0,5 кг;
- Дизельное топливо 0,01 кг;
- Масла 0,06 кг;
- Смазки 0,005 кг.

В таблице 14.6 указаны потери бензина за год в зависимости от степени заполнения резервуара.

Таблица 14.6

Влияние степени заполнения резервуара на потери бензина за год

Степень заполнения, %	Потери, %, в климатической зоне		Степень заполнения, %	Потери, %, в климатической зоне	
	средней	южной		средней	южной
90	0,3	0,4	60	1,6	2,3
80	0,6	0,9	40	3,6	5,2
70	1,0	1,5	20	9,6	13,9

Для снижения потерь топлива от испарения в резервуарах устанавливаются дыхательные клапаны, которые открываются при избыточном давлении

0,01 – 0,02 МПа в резервуарах ёмкостью до 40 м³ (автомобильные цистерны) и 0,001 – 0,002 МПа в стационарных резервуарах ёмкостью до 100 000 м³.

Для снижения потерь нефтепродуктов от испарения производят газовую обвязку резервуаров малой ёмкости (рис. 14.2) с применением дыхательных клапанов повышенного давления (до 0,01 МПа).

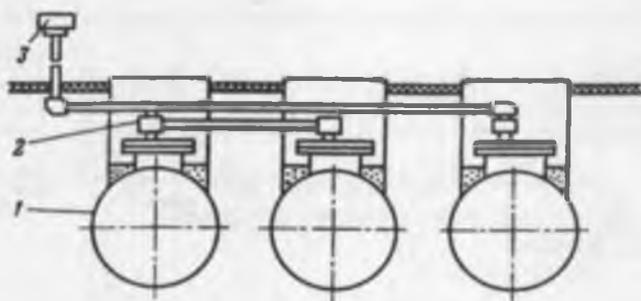


Рис. 14.2. Схема газовой обвязки резервуаров АЗС:
1 – резервуары; 2 – предохранители угловые; 3 – клапан дыхательный

Газовую обвязку целесообразнее выполнять с применением конденсатосборника (рис. 14.3). В этом случае необходимо, чтобы операция заполнения одних резервуаров совпадала по времени с опорожнением других. Паровоздушная смесь из заполняемых резервуаров не вытесняется в атмосферу, а поступает в опорожняемые резервуары [18]. Часть паровоздушной смеси конденсируется в сборнике 8.

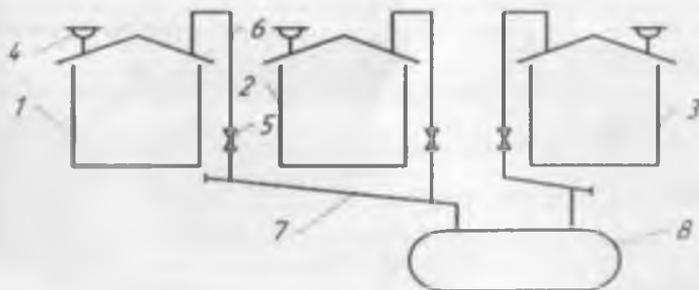


Рис. 14.3. Схема газовой обвязки со сборником конденсата:
1, 2, 3 – резервуары с одинаковыми нефтепродуктами; 4 – дыхательный клапан;
5 – подвижка; 6 – отвод; 7 – коллектор; 8 – конденсатосборник

Газоуравнительная система отличается от газовой обвязки наличием конденсатосборника и газгольдера (рис. 14.4). Они служат для того, чтобы аккумуля-

ливать часть паровоздушной смеси при несовпадении операций закачки – выкачки. Благодаря этому сокращаются потери нефтепродуктов по сравнению с газовой обвязкой, изображенной на рис. 14.3. Газгольдер 3 (англ. *держатель газа*) – стационарное стальное сооружение для приема и хранения газовых фракций нефтепродукта.

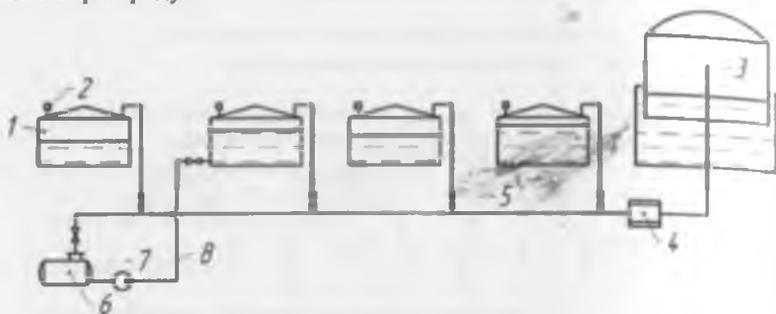


Рис. 14.4. Газоуравнительная система парка резервуаров: 1 – резервуар; 2 – дыхательный клапан; 3 – газгольдер; 4 – регулятор давления; 5 – сборный газопровод; 6 – конденсатосборник; 7 – насос для откачки конденсата; 8 – конденсатопровод

На рис. 14.5 показана система, которая накапливает паровоздушную смесь выходящую из резервуаров, в мягких резервуарах-газгольдерах. При помощи компрессора газообразная фаза нефтепродукта преобразуется в жидкость и направляется в сборник конденсата. При помощи насоса конденсат откачивается в резервуар. В данной системе пары топлива не загрязняют окружающую среду, а полностью возвращаются в резервуар в жидком состоянии.



Рис. 14.5. Схема преобразования паровоздушной смеси в жидкости и ее возврат в резервуар

Для снижения потерь нефтепродуктов от испарения применяют плавающие понтоны, которые закрывают более 95 % поверхности («зеркала») нефтепродукта. Понтоны бывают металлические и синтетические.

Важным узлом понтона является уплотнительный затвор между ковром понтона и стенкой резервуара. Конструкция уплотнения может быть мягкой и жесткой. Мягкие затворы изготавливают в виде оболочек с наполнителями (жидкость, воздух), пористого эластичного материала или резиноканевых материалов (рис. 14.6).

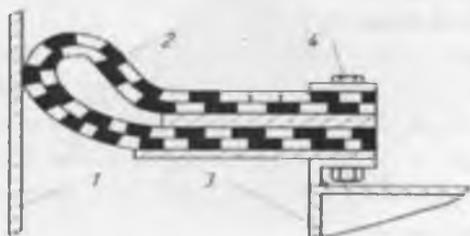


Рис. 14.6. Схема мягкого затвора петлевого типа: 1 — стенка резервуара; 2 — гибкий уплотнительный элемент; 3 — корпус понтона; 4 — детали крепления

Для снижения загрязнения атмосферы выбросами углеводородов в районах НПЗ, нефтебаз необходимо осуществлять мероприятия (табл. 14.7) по сокращению потерь нефтепродуктов из резервуаров [42].

Таблица 14.7

Способы сокращения потерь нефтепродуктов от испарения

Наименование мероприятия	Сокращение потерь, %
1. Оснащение резервуаров понтонами, имеющими большую емкость и оборачиваемость	80 – 90
2. Оборудование резервуаров со светлыми нефтепродуктами, имеющих большую оборачиваемость, дисками-отражателями	20 – 30
3. Герметизация резервуаров и дыхательной арматуры, своевременный профилактический ремонт трубопроводов и запорной арматуры	30 – 50
4. Окраска наружной поверхности резервуаров покрытиями с низким коэффициентом излучения	27 – 45
5. Одновременная окраска внутренней и внешней поверхностей резервуара	30 – 65
6. Герметизация налива в транспортные средства с использованием установки улавливания и рекуперации паров нефтепродуктов из резервуаров	80 – 90

Для эффективной работы дыхательных клапанов иногда применяются диски-отражатели (рис. 14.7). В процессе «вдоха» вертикальное движение воздушного потока переходит в горизонтальное. Вошедший воздух оттесняет пары нефтепродукта вниз, а сам занимает положение под кровлей [18]. Эффективность дисков-отражателей ограничивается временем, равным $20 + 30$ часов с момента выкачки и закачки нефтепродукта. При увеличении указанного интервала в результате диффузии пары нефтепродуктов перемешиваются с воздухом, заполняя пространство резервуара, что приводит к потерям нефтепродукта при очередном его заполнении.

Таким образом, потери нефтепродуктов можно уменьшить при использовании подземного хранения, окраске в белый цвет наземных резервуаров, использования понтонов, применения дыхательных клапанов, заполнения резервуаров под уровень, полным (допустимым) заполнением резервуаров, высокой герметичностью резервуаров, дыхательных и предохранительных клапанов, устранением утечек топлива.

Утечки светлых нефтепродуктов можно дополнительно снизить за счет применения хлопушек.

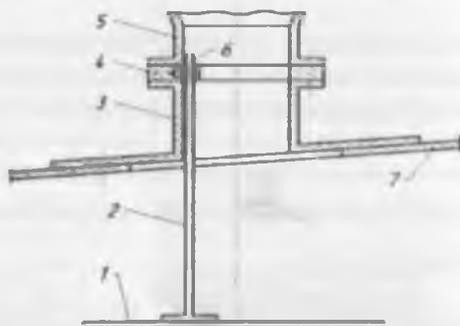


Рис. 14.7. Диск-отражатель: 1 – диск; 2 – стойка; 3 – монтажный патрубок; 4 – фланец; 5 – дыхательный клапан; 6 – болт для крепления стойки к фланцу; 7 – крыша резервуара

14.2. Уменьшение утечек топлива из резервуаров путем применения хлопушек

Хлопуши (хлопушки) устанавливают внутри вертикальных резервуаров на приёмно-раздаточном патрубке. Они служат для налива и слива нефтепродуктов, а также для дополнительной защиты от возможных утечек нефтепродукта из резервуара при неисправности запорной арматуры. Хлопуша имеет корпус с

наклонным срезом (рис. 14.8) и плотно прилегающей к нему крышкой, соединенной с корпусом рычажным механизмом. При наполнении резервуара струя нефтепродукта, обладая энергией скорости и давлением, приподнимает крышку хлопуши. При остановке перекачки крышка хлопушки под действием собственного веса опускается на свое место, плотно закрывая трубу.



Рис. 14.8. Общий вид хлопуши

При выдаче нефтепродукта из резервуара крышка хлопуши открывается принудительно при помощи вращающегося барабана с намотанным на него тросом.

Крышка хлопуши изготавливается из искробезопасного материала (алюминиевого сплава). Хлопуши с условным проходом 80 мм изготавливаются без перепуска нефтепродукта в полость между задвижкой и крышкой. Хлопуши с условным проходом более 80 мм изготавливают с перепуском нефтепродукта, что позволяет снизить усилие открытия крышки хлопуши. Рекомендуемое избыточное давление в деталях хлопуши не более 0,2 МПа.

Хлопуша состоит из корпуса 1, крышки 2, пробки 3, рычага большого 4 и рычага малого 5 (рис. 14.9). К петле малого рычага 5 крепится тросик, второй конец которого зафиксирован на механизме управления хлопушей (механический привод барабана). При перекачке нефтепродукта крышка хлопуши поднимается механизмом управления, обеспечивая свободный проход. В случае отказа запорных устройств или аварии крышка хлопуши может быть опущена механизмом, перекрывая проход нефтепродукта в трубопровод. На приемных патрубках обычно хлопуша открывается потоком закачиваемой жидкости. Плотность прилегания крышки хлопуши к её корпусу обеспечивается полимерным покрытием затвора.

На крышку хлопуши действует давление паровоздушной смеси, ограничиваемое дыхательным клапаном (2000 Па), и давление от столба жидкости высотой H , м ($\rho \cdot g \cdot H$).

В зависимости от объема резервуаров нефтебаз (табл. 14.9) приёмно-раздаточные устройства могут иметь различные условные диаметры (от 150 до 500 мм).

Таблица 14.9

Рекомендуемые значения диаметра приёмно-раздаточного устройства и производительности нефтепродукта при закачке-выкачке от величины объема резервуара

Номинальный объем резервуара, м ³	Условный диаметр приёмно-раздаточного устройства, мм	Максимальная производительность при закачке-выкачке, м ³ /ч
1000	150	100
	200	200
	250	300
2000	200	200
	250	250
	300	300
3000	250	250
	300	300
	350	400
5000	350	700
	400	870
	500	1300

Рекомендуемая производительность нефтепродукта в процессе закачки-выкачки должна быть в пределах от 100 до 1300 м³/ч. При больших значениях производительности (скорости движения нефтепродукта) возможно образование статического электричества.

По условному диаметру приёмно-раздаточного устройства подбирают марку хлопуши.

Контрольные вопросы

1. Что такое количественные и качественные потери нефтепродуктов?
2. Какими способами уменьшают потери топлива при испарении?
3. Что называют «малым» и «большим дыханием» емкости, заполненной топливом?
4. Что называют коэффициентом объемного расширения?
5. В какой цвет окрашивают емкости при наружном хранении топлива?
6. Укажите сроки хранения нефтепродуктов?
7. Влияние цвета и уровня наполнения резервуаров на потери топлива при хранении?
8. Как определить потери топлива при различных способах налива?
9. В какой последовательности по потерям от испарения располагаются нефтепродукты?
10. Способы уменьшения потерь нефтепродуктов от испарения в резервуарах.
11. Приведите схемы газовых обвязок резервуаров.
12. Назначение и принцип действия хлопуши.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Нефть транспортируется от места её промысла к нефтесборным пунктам, головным сооружениям (резервуары, насосные, противопожарные системы, пункты подогрева) и конечному распределительному пункту. Далее нефть может быть направлена к наливным пунктам и нефтеперерабатывающим заводам. На пути к потребителю нефтепродукты транспортируются до нефтебаз, сливаются, хранятся, подвозятся к станциям по заправке техники.

Материалы, представленные в учебном пособии, последовательно изложены в 14 главах. Пособие имеет введение, основную часть, заключение и библиографический список.

1. В первой главе рассмотрены *«Физические свойства жидкостей и газов»*. Первоначальная характеристика жидкости или газа дается по их плотности, температуре, давлению, сжимаемости, молекулярной массе, вязкости, давлению насыщенных паров. Знание физических и химических свойств необходимо специалисту в процессе приёма, отпуска и проведения анализа нефтепродукта.

2. Во второй главе *«Нефть и ее переработка»* указаны состав, свойства нефти и процесс ее переработки. Из нефти получают топлива – бензин, лигроин, керосин, газойль, соляр, мазут, моторные и трансмиссионные масла, пластичные смазки и другие продукты. Для получения бензинов с высоким октановым числом используют крекинг-процесс (расщепление молекул топлива) и риформинг (изменение структуры молекулы) под действием высокой температуры и давления.

3. В третьей главе *«Основные виды топлив»* приведены сведения о бензинах, дизельных топливах, газообразных топливах. Даны характеристики и маркировка бензинов, дизельных топлив, газообразных топлив (метана, пропановой и бутановой смеси). Особое внимание уделено методике определения октанового числа бензинов и цетанового числа дизельных топлив. Первое характеризует способность бензина сгорать без детонации (взрыва), второе – способность дизельного топлива самовоспламеняться. Специалист, работающий на АЗС, обязан знать, что представляет собой октановое и цетановое числа топлив и способы их определения. Рассмотрены особенности процессов сгорания топлив в бензиновых и дизельных двигателях. При полном сгорании 1 кг бензина выделяется 3 кг двуокиси углерода, которая хорошо пропускает солнечные лучи на Землю, но препятствует её охлаждению путем излучения теплоты в Космос. Создается своеобразный *парниковый эффект*, который грозит глобальным потеплением и возможными катастрофами. Потребление топлив легковыми автомобилями будет ограничено допустимым расходом на 100 км не более 5 – 6 литров.

4. В четвертой главе «*Масла и смазки*» дана отечественная и зарубежная маркировка моторных, трансмиссионных масел и пластичных смазок, приведена технология производства масел. По данной марке, например моторного масла, специалист должен определить его назначение, вязкость, температурный рабочий диапазон, способность пуска двигателя при отрицательных температурах.

5. В пятой главе «*Экологическая безопасность*» определено влияние нефтепродуктов на человека и окружающую среду, показана пожарная и взрывная опасность жидких и газообразных топлив. Пожар (взрыв) может произойти от пламени или искры при опасной концентрации паров нефтепродукта с воздухом.

6. В шестой главе «*Транспорт нефти и нефтепродуктов*» даны общие сведения о транспорте нефтепродуктов. Доставка нефтепродуктов осуществляется трубопроводным, железнодорожным, водным и автомобильным транспортом, а распределение – сетью нефтебаз, газохранилищ, раздаточных станций. В общем объеме перевозок нефти и нефтепродуктов на долю железнодорожного транспорта приходится около 40 %, трубопроводного – 30 %, автомобильного – 20 %, водного – 10 %.

Приведены правила перевозки опасных грузов (в том числе и нефтепродуктов) автомобильным транспортом.

7. В седьмой главе «*Перекачка нефти и нефтепродуктов*» изложена методика гидравлического и прочностного расчётов магистральных трубопроводов, приведен сортамент и характеристики труб, рассмотрена насосная установка, способы её регулирования, дан выбор основных параметров центробежного насоса, приведён пример его расчёта. Дан анализ насосного парка нефтебаз, АЗС и станций для перекачки нефтепродуктов.

8. В восьмой главе «*Слив нефтепродуктов*» приведены расчетные формулы для определения расхода вытекающей жидкости, скорости и времени истечения. Рассмотрено истечение нефтепродуктов через отверстия, насадки, сифонные трубопроводы. Приведены примеры расчетов времени истечения нефтепродукта из железнодорожной цистерны модели 15-890 через цилиндрический насадок и сифонный трубопровод.

9. В девятой главе «*Подогрев нефти и нефтепродуктов*» показано назначение подогрева и виды теплоносителей. Рассмотрены конструктивные особенности подогревателей, их расчет и выбор. Приведен пример расчета теплообменника типа «труба в трубе».

10. В десятой главе «*Нефтебазы*» рассмотрены вопросы проектирования и особенности эксплуатации нефтебаз.

Нефтебазы разделяются на пять классов по годовому грузообороту и на три категории по пожароопасности. К самой опасной первой категории относятся нефтебазы с общим объемом резервуаров свыше 100 000 м³.

Приведены требования для выбора района и площадки под строительство нефтебазы. Дан пример генерального (главного) плана нефтебазы, технологической схемы трубопроводов с запорной арматурой и оборудованием. Приведены требования к резервуарным паркам и указан перечень основных документов (ГОСТов, СНиПов, РД), необходимых при строительстве, испытании, диагностике, ремонте, зачистке, коррозионной защите, пожарной безопасности резервуаров, резервуарных парков нефтебаз.

Дана методика расчета на прочность вертикальных цилиндрических резервуаров, приведены данные для выбора стальных, вертикальных, цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов объемом от 100 до 100 000 м³. Дано устройство, технические характеристики дыхательных клапанов, методика и примеры расчетов.

Приведены формулы для определения вместимости резервуарного парка нефтебазы, даны примеры расчетов. Рассмотрена методика определения количества сливных и наливных устройств, приведена их конструкция для железнодорожных цистерн, дан расчет.

Рассмотрен контроль качества нефтепродуктов. Для экспресс-анализа октанового и цетанового числа бензина и дизельных топлив предложен прибор типа ПЭ-7300, а серы – анализатор АСЭ-1.

Рассмотрены защита от молний и автоматическое пожаротушение резервуарных парков. Наиболее эффективным способом тушения пожара является автоматически подаваемая пена на поверхность горящего факела через нефтепродукт, находящийся в резервуаре.

11. В одиннадцатой главе *«Нормы расхода топлив и смазочных материалов»* приведены нормы расхода топлив для легковых и грузовых автомобилей, а также масел и смазок. Нормирование расхода топлив автомобилей данного района позволит определить требуемое количество заправок или мощность АЗС.

12. В двенадцатой главе *«Станции по заправке автотранспортных средств жидкими нефтепродуктами»* рассмотрены вопросы проектирования и эксплуатации автозаправочных станций (АЗС).

АЗС представляют собой комплекс зданий, сооружений, оборудования и предназначены в основном для заправки транспортных средств моторным топливом и маслами.

Рассмотрено назначение, типы, состав и устройство АЗС. Приведены характеристики резервуаров для хранения нефтепродуктов, устройство топливораздаточных колонок. Дана методика выбора основных размеров насосов для подачи топлива и масла и раздаточного крана.

Приведены характеристики типовых АЗС. Дан пример генерального плана АЗС, технологической схемы трубопроводов с запорной арматурой и оборудо-

ванием. Приведены примеры планировок АЗС, включающие мойки, станции технического обслуживания, магазины, столовые.

В качестве примера рассмотрена АЗС мощностью 500 заправок в сутки, реализующая четыре вида бензина и дизельное топливо общим объемом 7080 тонн в год. АЗС имеет торговый зал с магазином, кафетерий. Приведена схема генерального плана АЗС и дана планировка здания оператора с торговым залом.

Рассмотрены особенности приёма и выдачи, учет количества и качества нефтепродуктов. Приведены меры противопожарной безопасности на АЗС.

13. В тринадцатой главе «*Автомобильные газонаполнительные станции*» показано, что кроме бензина и дизельного топлива для питания двигателей внутреннего сгорания широко используют газообразное топливо. По этой причине увеличивается число строящихся газонаполнительных станций.

Приведена планировка и характеристика газонаполнительных станций, показана принципиальная схема колонки для заправки автомобилей сжиженным газом, дан её общий вид. Показан генеральный план стационарной автомобильной наполнительной станции сжиженного газа. Особое внимание уделено требованиям по технике безопасности при заправке газовым топливом.

14. В четырнадцатой главе «*Хранение нефти и их потери*» показано, что до 75 % от общих потерь составляют потери от испарения, которые происходят при больших и малых «дыханиях» резервуаров, зависят от способов налива, цвета резервуара, степени заполнения, наземного или подземного хранения, наличия дыхательных клапанов, понтонов, дисков-отражателей. Утечки нефтепродуктов зависят от герметичности резервуаров, запорной арматуры, соединений трубопроводов и наличия хлопущек в резервуарах.

Учебное пособие содержит справочные материалы, необходимые формулы и примеры расчетов, что позволит студентам выполнять расчёты по курсовым и дипломным проектам. Пособие предназначено для студентов, обучающихся по специальности 130501 «Проектирование, сооружение и эксплуатация газонефтепроводов и газонефтехранилищ», и может быть полезно инженерам, работникам нефтебаз и АЗС.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Бутков П.П. Заправочные станции и пункты / П.П. Бутков. – Л.: Издательство «Недра», 1967. – 312 с.
2. Бурлаев Ю.В. Устройство, обслуживание и ремонт топливной аппаратуры автомобилей / Ю.В. Бурлаев, О.А. Мартиров, Е.В. Кленников. – М.: Высш. шк., 1987. – 88 с.
3. Васильева Л.С. Автомобильные эксплуатационные материалы: учебник для вузов / Л.С. Васильева. – М.: Наука-Пресс. 2003. – 421 с.
4. Воробьев М.А. Эксплуатация и ремонт оборудования автозаправочных станций / М.А. Воробьев, В.К. Красников, К.В. Ратмиров. – Издательство «Недра», М.: 1966. – 216 с.
5. Гнатченко И.И. Автомобильные масла, смазки, присадки: справочное пособие / И.И. Гнатченко [и др.]. – М.: ООО «Издательство АСТ», 2000. – 360 с.
6. Гжиров Р.И. Краткий справочник конструктора: справочник / Р.И. Гжиров. – Л.: Машиностроение, Ленинградское отделение, 1983. – 464 с.
7. ГОСТ 26098-84. Нефтепродукты. Термины и определения.
8. ГОСТ 2517-85. Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб.
9. ГОСТ 1510-84. Нефть и нефтепродукты. Маркировка, упаковка, транспортирование и хранение.
10. ГОСТ 19433-88. Грузы опасные. Классификация. Маркировка.
11. ГОСТ-Р-50913-96. Автомобильные транспортные средства для транспортировки и заправки нефтепродуктами.
12. ГОСТ 25371 – 97. Нефтепродукты. Методы расчета индекса вязкости.
13. ГОСТ 20772-81. Устройства присоединительные для технических средств заправки, перекачки, слива-налива, транспортирования и хранения нефти и нефтепродуктов. Типы. Основные параметры и размеры. Общие технические требования.
14. ГОСТ 25560-82. Устройства дыхательных цистерн для нефтепродуктов. Технические условия.

15. Золотницкий В.А. Автомобильные газовые топливные системы / В.А. Золотницкий. – М.: АСТ. Астрель, 2007. – 127 с.

16. Ерохин В.Г. Основы термодинамики и теплотехники: учебник для техникумов / В.Г. Ерохин, М.Г. Маханько, П.И. Самойленко. – М.: Машиностроение, 1980. – 224 с.

17. Краснощеков Е.А. Задачник по теплопередаче / Е. А. Краснощеков, А.С. Сукомел. – М.: Энергия, 1975. – 264 с.

18. Коршак А.А. Нефтебазы и АЗС: учеб. пособие / А.А. Коршак, Г.Е. Корабейников, Е.М. Муфтахов. – Уфа: Дизайн полиграф сервис, 2006. – 416 с.

19. Каня В.А. Автомобильные эксплуатационные материалы: курс лекций для студентов специальности 190601 «Автомобили и автомобильное хозяйство» / В.А. Каня. – Омск: Изд-во СибАДИ, 2006. – 192 с.

20. Кессельман Г.С. Защита окружающей среды при добыче, транспорте и хранении нефти и газа / Г.С. Кессельман, Э.А. Махмудбеков. – М.: Недра, 1981.

21. Ломакин А.А. Центробежные и осевые насосы / А.А. Ломакин. – М.: Машиностроение, 1966. – 362 с.

22. Макушев Ю.П. Лабораторный практикум по автомобильным эксплуатационным материалам: учеб. пособие / Ю.П. Макушев. – Омск: Изд-во СибАДИ, 2006. – 69 с.

23. Макушев Ю.П. Автомобильные эксплуатационные материалы: учеб. пособие / Ю.П. Макушев. – Омск: Изд-во СибАДИ, 2006. – 59 с.

24. Мозговой И.В. Технология производства нефти и газа: курс лекций / И.В. Мозговой, Г.М. Давидан, Л.Н. Олейник, А.Г. Нелин. – Омск.: Изд-во ОмГТУ, 2006. – 304 с.

25. Нормы расхода топлив и смазочных материалов на автомобильном транспорте. Руководящие документы Р 3112194 – 0366 – 03. – Москва, 2003. – 63 с.

26. Нормы технологического проектирования предприятий по обеспечению нефтепродуктами (нефтебаз). ВНТП 5-95. – Минэнерго России: Волгоград, 1995. – 124 с.

27. Нормы технологического проектирования объектов сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений (ВНТП 3-85). – М.: Миннефтепром, 1985.

28. Нефтепродукты: справочник. – М.: Химия, 1966. – 776 с.
29. Обельницкий А.М. Топливо, смазочные материалы и охлаждающие жидкости / А.М. Обельницкий [и др.]. – М.: ИПО «Полиграм», 1997. – 267 с.
30. Пектемиров Г.А. Справочник инженера нефтебаз / Г.А. Пектемиров. – М.: Государственное научно-техническое издательство нефтяной и горно-топливной литературы, 1962. – 325 с.
31. Плитман И.Б. Справочное пособие для работников автозаправочных и автомобильных газонаполнительных станций / И.Б. Плитман. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: «Недра», 1990. – 156 с.
32. Правила перевозки опасных грузов автомобильным транспортом. Приказ № 77 Министерства транспорта РФ от 14. 10. 1999 г.
33. Панов Ю.В. Установка и эксплуатация газобаллонного оборудования автомобилей: учеб. пособие / Ю.В. Панов. – 2-е изд. – М.: Издательский центр «Академия», 2006. – 160 с.
34. Проектирование и эксплуатация нефтебаз: учебник для вузов / С.Г. Едигаров, В.М. Михайлов, А.Д. Прохоров. – М.: Недра, 1982. – 280 с.
35. Правила технической эксплуатации нефтебаз. – М.: Недра, 1986. – 168 с.
36. Ривкин С.Л. Термодинамические свойства воды и водяного пара: справочник / С.Л. Ривкин, А.А. Александров. – М.: Энергоатомиздат, 1984. – 80 с.
37. Рабинович Е.З. Гидравлика: учебник для техникумов / Е.З. Рабинович, А.Е. Евгеньев. – 3 изд., перераб. и доп. – М.: Недра, 1987. – 224 с.
38. Рыбак Б.М. Анализ нефти и нефтепродуктов / Б.М. Рыбак. – М.: Гос-топтехиздат, 1962. – 888 с.
39. РД 153 – 39. 4 – 03. Регламент по проектированию и эксплуатации комплексной защиты резервуарных парков нефтеперекачивающих станций и нефтебаз ОАО «АК ТРАНСНЕФТЬ» от воздействия опасных факторов молний, статического электричества и искрения.
40. РД 153 – 39.2 – 080 – 01. Правила технической эксплуатации автозаправочных станций.
41. РД 08 – 95 – 95. Положение о системе диагностирования сварных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов.

42. РД 153 – 39.4 – 078 – 01. Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов и нефтебаз.
43. СНиП 2.11.03 – 93. Склады нефти и нефтепродуктов. Противопожарные нормы. – М.: Госстрой, 1993.
44. СНиП 11. 106 – 79. Нормы проектирования. Склады нефти и нефтепродуктов. – М.: Госстрой, 1979.
45. Савельев Б.В. Автотранспортные средства. Начальные сведения: учеб. пособие / Б.В. Савельев. – Омск: Изд-во СибАДИ, 2007. – 92 с.
46. СНиП 2.01.07 – 85. Нагрузки и воздействия. – 1987.
47. СНиП 2.04.06 – 85. Магистральные трубопроводы. 1986.
48. СНиП 2.04.08 – 87. Газоснабжение. – М.: Строительное издательство, 1989.
49. СНиП 2.04.12 – 86. Расчет на прочность стальных трубопроводов.
50. СНиП 3. 01 – 09. Приемка в эксплуатацию законченных строительством объектов.
51. Справочное руководство по расчетам трубопроводов / В.М. Агапкин, С.Н. Борисов, Б.Л. Кривошеин. – М.: Недра, 1987.
52. Топлива, смазочные материалы, технические жидкости. Ассортимент и применение / под ред. В.М. Школьников. – М.: Химия, 1978. – 432 с.
53. Транспорт и хранение нефти и газа в примерах и задачах: учеб. пособие / под общ. ред. Ю.Д. Земенкова. – СПб.: Недра, 2004. – 544 с.
54. Тугунов П.И. Типовые расчеты при проектировании и эксплуатации нефтебаз и нефтепроводов: учеб. пособие для вузов / П.И. Тугунов [и др.] – Уфа: ООО «Дизайн-Полиграф Сервис», 2002. – 658 с.
55. Типовые технические решения по проектированию. Нефтеперекачивающие станции с резервуарным парком в системе магистральных трубопроводов ОАО «АК ТРАНСНЕФТЬ». Графические материалы. – Москва, 2007. – Кн. 1, 2.
56. Трубопроводный транспорт нефти: учебник для вузов: в 2 т. / С.М. Вайнштук [и др.]; под общ. ред. С.М. Вайнштока. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2004. – Т. 2. – 621 с.

57. Трубопроводный транспорт нефти: учебник для вузов: в 2 т. / Г.Г. Васильев [и др.]; под общ. ред. С.М. Вайнштока. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2002. – Т. 1. – 407 с.

58. Химмотология: учебник для вузов / А.А. Гурьев, И.Г. Фукс, В.Л. Лашхи. – М.: Химия, 1986. – 367 с.

59. Хранение нефти и нефтепродуктов: учеб. пособие / под общ. ред. Ю.Д. Земенкова. – 2-е изд., перераб. и доп. – Тюмень: Издательство «Вектор Бук», 2003. – 536 с.

60. Цистерны (устройство, эксплуатация, ремонт): справочное пособие / В.К. Кубенко, А.П. Никодимов, Г.К. Жилин. – М.: Транспорт, 1990. – 151 с.

61. Чугаев Р.Р. Гидравлика: учебник для вузов / Р.Р. Чугаев. – Л.: «Энергия», 1975. – 600 с.

62. Шишкин Г.В. Справочник по проектированию нефтебаз / Г.В. Шишкин. – Л.: Недра, Ленингр. отд-ние, 1978. – 216 с.

Учебное издание

Шалай Виктор Владимирович

Макушев Юрий Петрович

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ И ЭКСПЛУАТАЦИЯ
НЕФТЕБАЗ И АЗС**

Учебное пособие

Редактор Е. С. Воронкова
Компьютерная верстка, дизайн обложки – Е. В. Беспалова

ИД № 06039 от 12.10.2001 г.

Сводный темплан 2010 г.
Подписано в печать 08.02.10. Формат 60×84 ¹/₁₆. Бумага офсетная.
Отпечатано на дупликаторе. Усл. печ. л. 18,25 . Уч.-изд. л. 18,25.
Тираж 100 экз. Заказ 98.

Издательство ОмГТУ. 644050, г. Омск, пр. Мира, 11; т. 23-02-12
Типография ОмГТУ