Документ подписан простой электронной подписью
Информация о владельце:
ФИО: Клочков Юрий Сергеевич
Должность: Ректор
Дата подписания: 15.10.2026 14:37:50
Уникальный программный ключ:
3beb265d5d589e7ff4c954946f3ad99a1e70ac12

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное бюджетное образовательное
учреждение высшего образования
«ТЮМЕНСКИЙ ИНДУСТРИАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
Институт транспорта

Кафедра «Транспорт углеводородных ресурсов»

ПРОЕКТИРОВАНИЕ И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЕБАЗ И РЕЗЕРВУАРНЫХ ПАРКОВ

Методические указания по выполнению курсового проекта для обучающихся специальности 21.03.01 Нефтегазовое дело направленность «Управление и эксплуатация объектов транспорта и хранения углеводородов»
всех форм обучения
Часть 2

Составители
М. Ю. Земенкова,
доктор технических наук
А.У. Якупов
кандидат технических наук
Ю. Д. Земенков,
доктор технических наук
А.В.Рябков,
кандидат технических наук

Тюмень
ТИУ
2024

Проектирование и эксплуатация нефтебаз и резервуарных парков: методические указания по выполнению курсового проекта для обучающихся специальности 21.03.01 Нефтегазовое дело направленность «Управление и эксплуатация объектов транспорта и хранения углеводородов» всех форм обучения/сост. Земенкова М. Ю., Якупов А.У., Земенков Ю. Д., Рябков А. В.; Тюменский индустриальный университет. – Тюмень: Издательский центр БИК ТИУ, 2024. – 35 с.

Методические указания рассмотрены и рекомендованы к изданию на заседании кафедры транспорта углеводородных ресурсов
«27» марта 2024 года, протокол № 9.

Аннотация

Методические указания по выполнению курсовых проектов предназначены для обучающихся специальности 21.03.01 Нефтегазовое дело направленность «Управление и эксплуатация объектов транспорта и хранения углеводородов».

Приведены материалы и инструкции для выполнения курсовых проектов по проектированию нефтебаз, газохранилищ, заправочных станций.

Изложены основные методики расчета, справочные материалы, примеры расчетов и построений. Представлены основные требования к структуре, содержанию курсовых проектов, к оформлению и их защите.

СОДЕРЖАНИЕ

1 Рекомендации по подбору оборудования……. 4
1.1. Подбор насосного оборудования……. 4
1.2. Подбор электродвигателей насосов……..… 7
1.3. Подбор дыхательного клапана……. 7
2. Расчет технологических трубопроводов…….. 9
2.1. Гидравлический расчет трубопроводов…….. 9
2.2. Механический расчет трубопроводов……. 13
2.3. Гидравлический расчет разветвленных трубопроводных коммуникаций…… 14
3. Расчет эстакад……. 15
3.1. Расчет автомобильной эстакады…….. 15
3.2. Расчет железнодорожной эстакады…….. 17
3.3. Самотечный слив и налив нефтепродуктов…… 18
3.4. Гидравлический расчет сифонных трубопроводов…… 24
4. Расчет причалов…….. 26
4.1. Количество причалов…… 26
4.2. Слив танкеров и барж……. 27
5. Технологическая схема объекта…… 30
5.1. Технологическая схема нефтебазы…….. 30
5.2. Технологическая схема газового хранилища……. 32
5.3. Технологическая схема АЗС…… 33

1 РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ПОДБОРУ ОБОРУДОВАНИЯ

Эксплуатация технологических трубопроводов нефтебаз невозможна без использования насосной станции, которая является важнейшим объектом нефтебазы и предназначена для внутрибазовых перекачек нефти и нефтепродуктов.

Для перекачки нефти и нефтепродуктов на нефтебазах используют центробежные, поршневые и шестерёнчатые насосы. При необходимости применяют вакуумные насосы и эжекторы. Наибольшее распространение на нефтебазах получили центробежные и поршневые насосы. Центробежные насосы отличаются небольшой массой и простотой эксплуатации. Для них требуются более легкие фундаменты, и они могут соединяться с электродвигателем без промежуточных редукторов.

Оборудование стационарных насосных станций, включающих насосы с трубопроводной обвязкой, задвижки, обратные клапана, перепускные устройства, двигатели для привода насосов с пусковыми и защитными устройствами, КИП и системы управления размещаются, как правило, в зданиях, сооружаемых в соответствии с требованиями СНиП 106-79 и оборудованных средствами противопожарной защиты, вентиляцией, освещением и отоплением. Если число основных рабочих насосов на насосной станции не более пяти для нефтебаз первой категории, то задвижки системы управления для переключения технологических трубопроводов, собранные в блоки, разрешается размещать в одном помещении с насосами.

1.1. Подбор насосного оборудования

На нефтебазах в качестве основных насосов используют центробежные насосы двустороннего входа, предназначенные для перекачивания нефтепродуктов: сырой нефти, автомобильного и авиационного бензина, дизельного топлива температурой от 278 до 318 К (от +5 до +45 °С).

Подбор насосов удобнее всего проводить по производительности приёмо-раздаточного устройства (ПРУ) резервуара (табл. 1.2).

На резервуарах одного номинального объема могут устанавливаться ПРУ с различным условным диаметром. Все варианты заносятся в таблицу, после чего выбирается ПРУ с наиболее подходящими условным диаметром и производительностью.

После выбора ПРУ, по его производительности подбираются возможные варианты насосно-силовых агрегатов. Результаты заносятся в таблицу. Для компоновки насосной станции целесообразно использовать насосы типа НД (табл. прил. 1.1).

Для окончательного выбора насосно-силового агрегата производиться его проверка на всасывающую способность (1.1).

$$\Delta h_{доп} \geq |H_s|, \qquad (1.1)$$

где $\Delta h_{доп}$ – допустимый кавитационный запас для нефтепродукта, *м*;

H_s – допустимая высота всасывания насоса, *м*.

$$H_s = \frac{P_a - P_s}{\rho \cdot g} - \Delta h_{доп} - \frac{\vartheta_{вх}^{\ 2}}{2 \cdot g}, \quad (1.2)$$

где H_s – допустимая высота всасывания насоса, *м*; P_a – давление барометрическое, *Па*; P_s – давление насыщенных паров, *Па*; ρ– плотность нефтепродукта при самой низкой температуре воздуха, *кг/м*^{3}; $\vartheta_{вх}$ – скорость жидкости во входном патрубке, *м/с*; g – ускорение свободного падения, *м*^{2}*/с*;

Скорость жидкости во входном патрубке выбирается в зависимости от вязкости нефтепродуктов (табл. 1.4).

Таблица 1.1

Характеристики насосов типа НД

Марки насоса	D, мм	Марка элктро-двиг.	Параметры эл. двиг. кВт/об	Насос Q/H	Доп. кав. зап., м
1	2	3	4	5	6
6НДв-Б	405	КО51-4 ВАО82-4	75/1500 55/1500	325/49	5,0
6НДв-Б	380			300/44	5,2
6НДв-Б	360			250/40	5,5
8НДв-Нм	525	ВАО2-280М6	110/1000	500/38,5	5,5
8НДв-Нм	500			450/34,5	6,2
8НДв-Нм	470			450/29,0	6,5
8НДв-Нм	525	ВАО2-315М4	250/1500	600/92,0	3,2
8НДв-Нм	500			600/82,0	3,5
8НДв-Нм	470			580/71,0	3,7
12НДС-Нм	460	ВАО2-280М6	110/1000	800/28,0	5,2
12НДС-Нм	430			750/24,6	5,4
12НДС-Нм	400			700/20,5	5,4
12НДС-Нм	460	ВАО2-315М4	250/1500	1200/65,0	3,6
12НДС-Нм	430			1150/56,0	4,0
12НДС-Нм	400			1100/47,0	4,2
14НДС-НМ	540	ВАО2-315М6ВАО2-280L6	160/1000 132/1000	1100/40,0	5,0
14НДС-НМ	510			1000/36,0	5,2
14НДС-НМ	480			900/31,0	5,4

Таблица 1.2

Характеристики приемо-раздаточных устройств

Условный диаметр ПРУ, мм	Пропускная способность для нефти и нефтепродуктов, $м^3/ч$	Пропускная способность для темных нефтепродуктов, $м^3/ч$
ПРУ-250	300-450	170-300
ПРУ-300	400-600	250-400
ПРУ-350	600-850	350-500
ПРУ-400	700-1100	450-700
ПРУ-500	1100-1750	700-1100
ПРУ-600	1500-2500	1100-1750
ПРУ-700	2200-3500	1750-2500

Таблица 1.3

Характеристики нефтепродуктопроводов

Продуктопроводы			Нефтепроводы		
Годовая производительность млн. *т.*	Рабочее давление, $кГ/см^2$	Наружный диаметр, *мм*	Годовая производительность млн. *т.*	Рабочее давление, $кГ/см^2$	Наружный диаметр, *мм*
0,7-0,9	90-100	219	6-8	55-65	529
1,3-1,6	75-85	273	10-12	55-65	630
1,8-2,3	65-75	325	14-17	50-60	720
2,5-3,2	55-65	377	20-24	50-60	820
3,5-4,8	55-65	426	25-32	45-55	920
6,8-8,5	55-65	529	35-45	45-55	1020

Таблица 1.4

Зависимость скорости от вязкости нефтепродуктов

Кинематическая вязкость нефтепродукта, $v \cdot 10^{-6}$ м /с	Средняя скорость, м/с	
	всасывание	нагнетание
1,0-11,4	1,5	2,5
11,4-28,4	1,3	2,0
28,4-74,0	1,2	1,5
74,0-148,2	1,1	1,2
148,2-444,6	1,0	1,1
444,6-889,2	0,8	1,0

1.2. Подбор электродвигателей насосов

Подбор электродвигателей производиться по требуемой мощности, определяемой по формуле (4.3):

$$N = K_з \cdot \frac{\rho \cdot g \cdot Q \cdot H}{\eta_{нас} \cdot \eta_{дв} \cdot 3600}, \quad (1.3)$$

где ρ– плотность нефтепродукта при самой низкой температуре воздуха, *кг/м*^{3}; g – ускорение свободного падения, *м*^{2}*/с*; Q – максимальная производительность, которую имеет насос при его эксплуатации, *м*^{3}*/ч*; H – напор насоса соответствующий максимальной производительности, *м*; $\eta_{нас}$ – КПД насоса; $\eta_{дв}$ – КПД электродвигателя, должно равняться КПД насоса; $K_з$ – коэффициент запаса мощности, принимается в размере 1,15 для двигателей мощностью < 500 кВт.

1.3. Подбор дыхательного клапана

Дыхательный клапан устанавливают на резервуарах с маловязкими нефтепродуктами для поддержания давления и вакуума в определенных пределах. Он предназначен для сокращения потерь нефтепродуктов от испарения в резервуаре и для предотвращения его разрушения.

Исходя из условия прочности и устойчивости конструкции резервуаров дыхательные клапаны рассчитаны на давление 200 мм вод. ст. и вакуум 25 мм вод. ст. Дыхательный клапан типа ДК состоит из корпуса, внутри которого расположены седла и тарелки, образующие два затвора: один для работы на давление (верхний), а другой - для работы на вакуум (нижний). При работе клапана тарелки перемещаются по направляющим штокам с помощью грузов. Наружные отверстия клапанов закрыты сетками. Для создания непримерзающих поверхностей на каждой тарелке клапана прижимной гайкой закрепляется фторопластовая пленка, седла изолируются фторопластом, штоки обертываются фторопластовыми пластинами и устанавливаются в направляющих фторопластовых трубках.

При превышении расчетного давления паровоздушной смеси, дыхательный клапан выпускает часть смеси и таким путем доводит давление до расчетной величины, а в случае образования в резервуаре разряжения выше расчетного впускает в резервуар атмосферный воздух и тем самым поддерживает расчетный вакуум. Работа клапана основана на том, что при достижении расчетного перепада давления (вакуума), определяемого весом груза и площадью сечения седла, тарелка поднимается над седлом и открывает проходное сечение клапана, соединяя паровоздушное пространство резервуара с атмосферой.

При подборе дыхательного клапана обратите внимание на то, что на нефтебазах применяются клапаны типа ДК и КД с диаметрами условного прохода 50, 100, 150, 200, 250 и 300 мм и пропускной способностью (соответственно) 25, 70, 135, 235, 295 и 600 м^3/ч, а также клапаны типа СМДК и

НДКМ. Все они предназначены для эксплуатации в различных условиях, поэтому прежде чем выбрать тот или иной тип дыхательного клапана, рекомендуем подробно изучить его конструкцию и назначение.

В настоящее время выпускаются дыхательные клапаны, у которых кассета огневого предохранителя встроена в корпус клапана (типа СМДК), рассчитанные на давление до 200 мм вод. ст. и вакуум до 25 мм вод. ст. Непримерзающий мембранный клапан типа НДКМ применяют для резервуаров с давлением в газовом пространстве до 200 мм вод. ст. и вакуумом 100 мм вод. ст.

От клапанов типа КД клапаны типа НДКМ отличаются большей (в 3-5 раз) пропускной способностью при одинаковом диаметре патрубка, что позволяет сократить число клапанов, устанавливаемых на резервуарах.

Дыхательные клапаны резервуаров подбирают по пропускной способности и допускаемому перепаду давления.

Максимальный расход газов через дыхательный клапан:

$$Q = q_1 + q_2 + q_3 + q_4, \quad (1.4)$$

где q_1 – наибольшее поступление жидкости в резервуар, $м^3/ч$; q_2 – увеличение объема газа в резервуаре за счет нагрева поверхности резервуара $м^3/ч$; q_3 - увеличение объема газа в резервуаре при поступлении более теплой жидкости, $м^3/ч$; q_4 - увеличение объема газа в резервуаре за счет испарения жидкости, $м^3/ч$.

$$q_2 = \upsilon_t \cdot V_г \cdot \beta, \quad (1.5)$$

где β – коэффициент объемного расширения газов (1/273 $К^{-1}$); υ_t – скорость нагрева газового пространства (принимается равной 0,0013 К/с)· $V_г$ – максимальный объем газового пространства (принимается равным объему резервуара), $м^3$.

$$q_3 = E \cdot D^2, \quad (1.6)$$

где E – опытный коэффициент, зависящий от разности температур (ΔT) закачиваемого нефтепродукта и газового пространства резервуара (табл. 1.5); D – диаметр резервуара, $м$.

Таблица 1.5

ΔT	5	10	15	20	30	40	50
E,м/ч	0,074	0,089	0,31	0,47	0,81	1,18	1,62

$$q_4 = 1{,}3 \cdot D^2 \quad (1.7)$$

При работе резервуара на вакуум расход поступающего через клапан воздуха:

$$Q_в' = q_1' + q_2', \quad (1.8)$$

где q_1' - расход жидкости из резервуара, $м^3/ч$; q_2' - уменьшение объема газа в связи с охлаждением, $м^3/ч$.

$$q_2' = \upsilon_t' \cdot V_г \cdot \beta, \quad (1.9)$$

где υ_t' - скорость охлаждения газового пространства (при дожде и

ливне принимается равной $8 \cdot 10^{-3}$ К/с);

По большему значению $Q_з$ или $Q_в$ подбирают по каталогу клапан необходимого размера. Если требуемая пропускаемая способность не может быть удовлетворена одним клапаном, то подбирают несколько клапанов меньшего размера.

2. РАСЧЕТ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ТРУБОПРОВОДОВ

2.1. Гидравлический расчет трубопроводов

Цель гидравлического расчета - обеспечение заданной производительности перекачки. Исходными данными являются: расход, физические свойства нефтепродуктов, профиль и план трассы, а также технологическая схема с указанием всех местных сопротивлений и длин отдельных участков трубопроводов.

Гидравлический расчет ведется для самых неблагоприятных условий эксплуатации трубопровода и для самых удаленных и высокорасположенных точек коммуникаций и объектов.

При расчете следует обратить внимание на то, что один и тот же трубопровод может быть, как всасывающим, так и нагнетательным.

Гидравлический расчет технологических трубопроводов следует начинать с определения наружного диаметра трубопровода (2.1).

$$D = \sqrt{\frac{4 \cdot Q}{\pi \cdot \vartheta}}, \tag{2.1}$$

где Q – производительность ПРУ резервуара, *м³/ч*; ϑ – скорость движения жидкости в трубопроводе, *м/с*.

После этого принимается ближайший больший диаметр по сортаменту и определяется внутренний диаметр трубопровода (2.2):

$$D_{вн.} = D_{нар} - 2 \cdot \delta, \tag{2.2}$$

где $D_{нар.}$ – наружный диаметр трубопровода, *мм*; δ – толщина стенки трубопровода, *мм*.

Далее определяется фактическая скорость движения жидкости в трубопроводе (2.3):

$$\vartheta = \frac{4 \cdot Q}{\pi \cdot D_{вн.}^2}, \tag{2.3}$$

где Q – производительность ПРУ резервуара, *м³/ч*; $D_{вн}$ – внутренний диаметр трубопровода, *мм*;

Следующим этапом выполнения гидравлического расчета является определение режима течения жидкости.

Для определения режима течения находятся число Рейнольдса (2.4) и его предельные значения (2.5), (2.6).

$$Re = \frac{V \cdot D_{вн.}}{\nu}, \quad (2.4)$$

где $D_{вн.}$ – внутренний диаметр трубопровода, *мм*; V – фактическая скорость в трубопроводе, *м/с*; ν – вязкость при минимальной температуре, *м²/с*.

$$Re_I = \frac{10 \cdot D_{вн.}}{\Delta_э}, \quad (2.5)$$

где $\Delta_э$ – эквивалентная шероховатость, *мм.*

$$Re_{II} = \frac{500 \cdot D_{вн.}}{\Delta_э}, \quad (2.6)$$

Если Re < 2000 в трубопроводе наблюдается ламинарный режим течения и λ является функцией только Re. В этом случае используется формула Стокса (2.7):

$$\lambda = \frac{64}{Re} \quad (2.7)$$

При Re > 3000 ламинарный режим переходит в турбулентный. В пристенном слое нефти, однако, сохраняется ламинарный подслой, покрывающий шероховатость труб. С увеличением Re толщина подслоя уменьшается и при $Re=Re_I$ толщина подслоя становится равной е.

Таким образом, при $3000 < Re < Re_I$ $\lambda=f(Re)$ и эта зона турбулентного режима получила название зоны гидравлически гладких труб

λ определяется в этой зоне по формуле Блазиуса (2.8).

$$\lambda = \frac{0{,}3164}{Re^{0{,}25}} \quad (2.8)$$

Далее имеет место зона смешанного трения, где Re = f(Re, ε). В настоящее время в этой зоне λ определяется из формулы Альтшуля (2.9)

$$\lambda = 0{,}11\left(\frac{68}{Re} + \frac{\Delta_э}{D}\right)^{0{,}25}, \quad (2.9)$$

При $Re > Re_{II}$ влияние числа Рейнольдса становится незначительным и λ = f(ε), трубопровод переходит в квадратичную зону. По формуле Шифринсона (2.10).

$$\lambda = 0{,}11\left(\frac{\Delta_э}{D}\right)^{0.25} \quad (2.10)$$

Далее находятся коэффициенты местных сопротивлений. Вычисляется сумма коэффициентов местных сопротивлений для наихудшего случая, т.е. когда наибольшее число задвижек, тройников, поворотов и т.д.

Потери напора по длине трубопровода с учетом местных сопротивлений находятся по формуле Дарси-Вейсбаха (2.11):

$$h = \left(\lambda \cdot \frac{l}{D_{вн.}} + \sum \xi \right) \cdot \frac{\vartheta^2}{2 \cdot g}, \quad (2.11)$$

где: ϑ – фактическая скорость в трубопроводе, *м/с*; l – длинна участка трубопровода, *м*; λ – коэффициент гидравлического сопротивления; g – ускорение свободного падения, *м/с*^{2}; ξ – коэффициент местных сопротивлений (см.табл.).

После расчета потерь напора по длине трубопровода определяется высота взлива в резервуаре (2.12), после чего определяется необходимый напор, развиваемый насосами при внутрибазовой перекачке на линии нагнетания (2.13).

$$H_{взл.} = k_з \cdot H_р, \quad (2.12)$$

где $H_р$ – высота резервуара, *м* (табл.); $k_з$ – коэффициент заполнения резервуара.

$$H_{насоса} = h_{наг.} + H_{взл.} + \Delta z, \quad (2.13)$$

где $h_{наг.}$ – потери напора по длине нагнетательного трубопровода, *м*; $H_{взл.}$ – высота взлива в резервуаре, *м*; Δz – разность геодезических отметок конца и начала трубопровода, *м.*

Завершающим этапом гидравлического трубопровода является определение необходимой высоты всасывания насоса (2.14).

$$H_S \geq |h_0 - \Delta z - h_{вс.}|, \quad (2.14)$$

Δz – разность геодезических отметок конца и начала трубопровода, *м*; h_0 – минимальный напор вначале всасывающего трубопровода, *м* (h_0 принимается равным 0,8 м).

Таблица 2.1

Значение абсолютной эквивалентной шероховатости

Трубы	Состояние трубы	$K_э$, мм
бесшовные стальные	новые и чистые	0,01-0,02
стальные сварные	новые и чистые	0,03-0,12
асбоцементные	новые	0,05-0,1
бетонные	новые, из предварительно напряженного бетона	0-0,05
	новые, центробежные	0,15-03

Таблица 2.2

Коэффициенты местных сопротивлений при турбулентном режиме

Наименование сопротивления	ζ
Вход в трубу с острыми краями	0,50
Вход в трубу, если она вдается внутрь резервуара	1,00
Угольник с углом поворота 45^0	0,44
Угольник с углом поворота 90^0	1,32
Тройник	0,32
Задвижка открытая	0,15
Фильтр для светлых нефтепродуктов	1,70
Фильтр для темных нефтепродуктов	2,20
Колено плавное с углом поворота 90^0	0,23
Плавный переход	0,26
Внезапное расширение потока	1,00

Таблица приложения 2.3

Трубы стальные из низколегированных сталей

$Д_{нар}$, *мм*	Толщина стенки, *мм*	
	бесшовные горяче-деформированные ГОСТ 8732-78	электросварные, холодно-деформированные ГОСТ 10707-80
25; 28; 32; 38; 42; 45; 50	2,5; 2,8; 3,0; 4,0; 4,5; 5; 5,5; 6; 7; 8	1; 1,2; 1,4; 1,5; 1,6; 1,8; 2,0; 2,2; 2,5
54; 57; 60; 63,5; 68; 70; 73; 76	3; 3,5; 4; 4,5; 5; 5,5; 6; 7; 8; 9; 10	1,4; 1,5; 1,6; 1,8; 2,0; 2,2; 2,5; 2,8; 3,0; 3,2; 3,5
83; 89; 95; 102	3,5; 4; 4,5; 5; 5,5; 6; 7; 8; 9	2,5; 2,8; 3,0; 3,2; 3,5
108; 114; 121; 127; 133	4; 4,5; 5; 5,5; 6;÷9; 11÷14	
140; 146; 152; 159	4,5; 5; 5,5; 6; 7; 8; 9; 10; 11; 12-16	
168; 180; 194	5; 5,5; 6; 7; 8; 9; 10; 11÷18	
203; 219; 245; 273; 299; 325	6÷18	
351; 377; 402; 426; 450; 480	8÷18	

Таблица 2.4

Коэффициенты местных сопротивлений при ламинарном режиме

Наименование сопротивления	ζ
Вход в трубу с острыми краями	0,75
Вход в трубу, если она вдается внутрь резервуара	1,50
Угольник с углом поворота 45^0	0,70
Угольник с углом поворота 90^0	1,60
Тройник	0,38
Задвижка открытая	0,19
Колено плавное с углом поворота 90^0	0,27
Плавный переход	0,30
Внезапное расширение потока	1,77

Таблица 2.5

Трубы из углеродистых сталей

$Д_{нар}$, мм	Марка стали	Толщина стали, *мм*
Сварные прямошовные трубы		
426	Сталь обыкновенная ВСт4сп5	7; 8; 9
426	Сталь углеродистая 0,8; 10; 15; 20	7; 8; 9
325	Сталь обыкновенная ВСт3сп5	8
273	Сталь обыкновенная ВСт2сп5	7; 8
219		6; 7; 7,6
168		6; 7
114		4
Сварные спирально-шовные трубы		
377	ВСт3сп5	6
325	ВСт3сп5	5; 6
273	ВСт3Гпс5	4,5; 5

2.2. Механический расчет трубопроводов

Механический расчет технологических трубопроводов производится на температурные напряжения и на напряжения от изгиба в холодную, когда труба изгибается под собственным весом без нагрева.

В редких случаях производится расчет трубопроводов на внутреннее давление, т.к. трубы изготавливаются на довольно высокие давления, (которых в трубопроводах нефтебаз практически не бывает). Проведём проверочный расчёт толщины стенки трубы.

Определяется минимальная толщина стенки технологических трубопроводов (2.2.1).

$$\delta_{min} = \frac{n_1 \cdot P \cdot D_н}{2 \cdot (n_1 \cdot P + R_1)}, \quad (2.2.1)$$

где n_1 – коэффициент надежности по нагрузке; P – рабочее давление в

трубе, *МПа* (Обычно на нефтебазах давление не превышает 16 кгс/см^2, т. е. Р =1,631 МПа.); $D_н$ – наружный диаметр трубопровода, *м*; R_1 – расчетное сопротивление материала трубы, *МПа* (2.2.2).

$$R_1 = R_{н1} \cdot \frac{m_0}{k_1 \cdot k_н}, \qquad (2.2.2)$$

где k_1 – коэффициент надежности по материалу; m_0 – коэффициент условий работы; $k_н$ – коэффициент надежности по назначению трубопровода.

Далее сравниваются толщина стенки трубопровода, принятая по сортаменту при гидравлическом расчете (δ) с минимальной толщиной стенки (δ_{min}). Механический расчет считается завершенным, если $\delta \geq \delta_{min}$.

2.3. Гидравлический расчет разветвленных трубопроводных коммуникаций

Насосные и компрессорные станции обычно имеют сложную систему трубопроводов, и один или несколько насосов или компрессоров могут одновременно обслуживать несколько трубопроводов и резервуаров.

При работе насоса на один или несколько последовательно соединенных трубопроводов требуемая подача насоса $Q_н$ принимается равной заданной пропускной способности такого трубопровода. Суммарная характеристика *Q-H* последовательно соединенных нескольких трубопроводов получается сложением напоров.

При работе насоса на несколько параллельно соединенных и одновременно работающих трубопроводов требуемая подача насоса принимается равной сумме пропускных способностей этих трубопроводов. При этом суммарная характеристика этих трубопроводов получается сложением подач.

На примере рассмотрим работу центробежного насоса на параллельные трубопроводы: центробежный насос из резервуара *а* (рис. 2.1) перекачивает нефтепродукт в резервуары *б* и *в*.

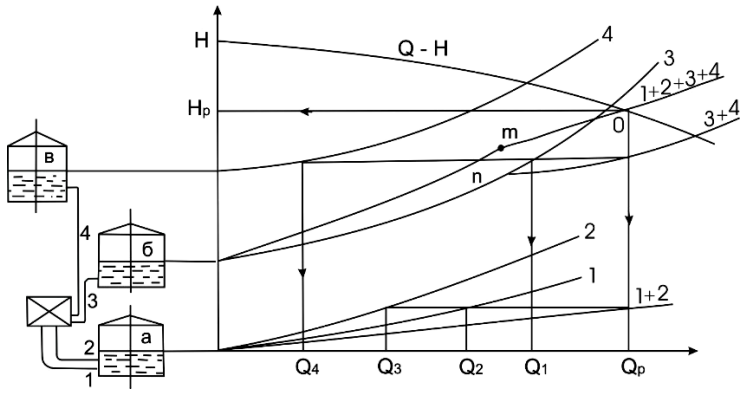


Рис. 2.1. Построение совмещенной характеристики при работе насоса на параллельные трубопроводы

Поскольку трубопроводы *1* и *2* работают параллельно, их суммарная характеристика *1+2* строится горизонтальным сложением от уровня нефтепродукта в резервуаре *а.* Характеристику параллельно работающих трубопроводов *3+4* строят от соответствующих уровней в резервуарах *б* и *в*, а их суммарную характеристику *3+4* находят горизонтальным сложением.

Полная характеристика системы трубопроводов *1+2+3+4* находится вертикальным сложением характеристик *1+2* и *3+4*, как для последовательно работающих трубопроводов. Точка пересечения *0* характеристики *Q-H* насоса с характеристикой *1+2+3+4* трубопроводов определяет фактическую подачу насоса Q_p и напор H_p. Снося по вертикали рабочую точку *0* на характеристики *1+2* и *3+4*, а с них – по горизонтали на характеристики *1, 2, 3, 4,* определим фактическую пропускную способность отдельных трубопроводов (Q_1, Q_2, Q_3, Q_4). Если окажется, что рабочей будет точка *m*, то нефтепродукт в резервуар *в* поступать не будет, и перекачка будет производиться только в резервуар *б*. Если рабочей окажется точка *n*, то нефтепродукт в резервуар *б* будет подаваться насосом и самотеком из резервуара *в*.

3. РАСЧЕТ ЭСТАКАД

3.1. Расчет автомобильной эстакады

Налив нефтепродуктов в автоцистерны может осуществляться как через верхнюю горловину, так и через нижний патрубок автоцистерны (верхний и нижний налив). Наливные устройства могут быть одиночные и объединенные в группы. Они могут быть как с ручным, так и с автоматизированным управлением.

Станция налива состоит из 4-12 наливных «островков», расположенных под навесом. Каждый «островок» оборудуется одним или двумя наливными устройствами.

При поставках нефтепродуктов автомобильным транспортом расчетное количество наливных устройств, станции налива определяется для каждой марки (сорта) нефтепродуктов по формуле (3.1.1)

$$n_{ну} = \frac{G_{сутi} K_{нв}}{\rho_i \cdot q_{ну} \cdot K_и \cdot \tau_{рн}}, \qquad (3.1.1)$$

где $G_{сутi}$ – среднее суточное потребление *i*-го нефтепродукта плотностью ρ_i; $K_{нв}$ – коэффициент неравномерности потребления нефтепродуктов; $q_{ну}$ – расчетная производительность наливных устройств, $м^3/ч$; $K_и$ – коэффициент использования наливных устройств, $K_и$ = 0,7; $\tau_{рн}$ – количество часов работы наливных устройств в сутки.

Далее определяется необходимое количество автоцистерн (3.1.2).

$$n_{авто} = \frac{G_{сут}}{G_{авто}}, \qquad (3.1.2)$$

где $G_{авто}$ – грузоподъемность автоцистерны, *т* (табл.3.1)

Таблица 3.1

Технические характеристики некоторых автомобилей-цистерн для транспортировки светлых нефтепродуктов

Показатель	АЦМ-4-157К	АЦ-4-131	АЦ-4,3-131	АЦ-5,5-4320	АЦ-8.5-255Б	АЦ-9.5-255Б	АЦ-10-260
1	2	3	4	5	6	7	8
Базовое шасси	ЗИЛ-157К	ЗИЛ-131	ЗИЛ-131	Урал-4320	КрАЗ-255Б	КрАЗ-255Б	КрАЗ-260
Габаритные размеры:							
длина	6754	6856	6856	7684	8795	8990	9260
ширина	2268	2455	2455	2550	2755	2750	2722
высота	1497	2480	2480	2680	3250	3165	3230
Вместимость цистерны, $м^3$:							
эксплуатационная	4,0	4,1	4,4	5,5	8,5	9,5	10,0
геометрическая	4,080	4,220	4,320	5,620	8,730	9700	10,369
Время заполнения цистерны с помощью своего насоса, мин.	12	12	12	18	22	20	22
Время слива нефтепродукта из цистерны, мин:							
с помощью своего насоса	10	12	12	18	10	12	11
самотеком	15	8	8	15	40	30	45
Цистерна:							
форма	Эллиптическая						
Размеры цистерны, мм							
длина	2620	2625	2735	3680	3830	4030	4300
малая ось эллипса	950	1050	1100	1200	1220	1240	1630
большая ось эллипса	2100	1000	1900	2050	2170	2170	2170
толщина обечайки	3	3	4	3	3	3	3
толщина днища	4	4	6	4	4	4	4

Продолжение таблицы 3.1

1	2	3	4	5	6	7	8
Материал	Ст3	Ст3	АМг-3М	АМг-3М	Ст3	Ст3	Ст3

Толщина покрытия, мкм	80... 170	80... 170	-	-	80...170	80...170	80...170
Горловина цистерны:							
количество, шт.	1	1	1	1	1	1	1
диаметр, мм	600	600	600	600	640	1000	1600
Диаметр наливного люка, мм	300	300	300	300	300	300	300
Насос:							
марка	СВН-80	СВН-80	СВН-80	СВН-80	СЦН-60	СЦН-60М	СЦН-60М
подача, м3/ч	30	30	30	30	60	75	75
Рукава:							
длина, м	3;9	3;9	3;9	3;9	3; 4,25	3	3;9
диаметр, мм	65; 25	75; 38	75; 38	75; 38	75; 75	75	75; 38
количество, шт.	3;2	3;2	3;2	3;2	1;2	2	2; 1
тип разъемного соединения	ТК-75	ТК-75	ТК-75	ТК-75	ТК-75	ТК-75	ТК-75
Дыхательный клапан (давления):	РС-25	РС-38	РС-38	РС-38	ТК-75	РС-38	-
тип	Шариковый		Комбинированный		Механический, пружинный	Тарельчатый	
количество, шт.	2	1	1	1	1	1	2
регулируемое давление, МПа	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01		0,01
Дыхательный клапан (вакуума):	-	-	-	-	Механический пружин.	-	-
тип				-	1	-	-
количество, шт.				-	0,005	-	-
регулируемое разряжение, МПа							

3.2. Расчет железнодорожной эстакады

При доставке нефтепродуктов железнодорожным транспортом число

маршрутов, прибывающих на нефтебазу за сутки, рассчитывается по формуле (3.2.1):

$$N = \frac{G_{сут}}{G_{марш}}, \qquad (3.2.1)$$

где $G_{сут}$ – суточный грузооборот нефтебазы (3.2.2); $G_{марш.}$ – грузоподъемность одного маршрута.

$$G_{сут.} = \frac{G_{год}}{365} \cdot k_1 \cdot k_2, \qquad (3.2.3)$$

где $G_{год}$ – годовой грузооборот нефтебазы (3.2.3); $k_{об}$ – коэффициент оборачиваемости нефтебазы; k_1 – коэффициент неравномерности завоза и вывоза нефтепродукта, принимается равным 1÷2; k_2 – коэффициент неравномерности подачи железнодорожных цистерн, принимается > 1.

$$G_{год} = V_{рп} \cdot k_{об.}, \qquad (3.2.3)$$

Грузоподъемность маршрута в каждом конкретном случае согласовывается с Министерством путей сообщения, но не превышает 3÷4 тыс. тонн.

Необходимое число эстакад определяют по формуле

$$Э = \frac{N_м \cdot \tau_Э}{24}, \qquad (3.2.4)$$

где $\tau_Э$ – время занятия эстакады маршрутом, ч.

Время сливно-наливных операций регламентируется «Правилами перевозок жидких грузов наливом в вагонах-цистернах и бункерных полувагонах». В немеханизированных пунктах налив независимо от рода нефтепродуктов проводят для всей одновременно поданной партии цистерн, двухосных цистерн и бункерных полувагонов – 2 ч, четырехосных (и более) цистерн и бункерных полувагонов – 3 ч. Слив независимо от рода нефтепродуктов также проводят для всей одновременно поданной партии цистерн: из двухосных цистерн – 2ч, четырехосных (и более) цистерн – 4ч.

В механизированных пунктах налив независимо от рода нефтепродукта и грузоподъемности цистерн и бункерных полувагонов осуществляют за 2 ч; слив из двухосных цистерн и бункерных полувагонов – за 1 ч 15 мин, из четырехосных (и более) цистерн и бункерных полувагонов – за 2 ч.

При операциях с высоковязкими нефтепродуктами в величину $\tau_Э$ входит время, требуемое для их разогрева.

Длина железнодорожной эстакады рассчитывается как сумма длин цистерн одного вида плюс 30 м на тупик для расцепки (в целях пожаробезопасности):

$$l_Э = \sum_{i=1}^{n} a_i l_i, \qquad (3.2.5)$$

где a_i – количество цистерн одного типа, *шт.*; l_i – длина цистерны одного типа, *м*.

3.3.Самотечный слив и налив нефтепродуктов

Турбулентный режим истечения

Если слив из цистерны происходит при турбулентном режиме течения (параметр Рейнольдса >2000),то время слива определяется по формуле:

$$\tau_T = \tau_0 \left[\left(\frac{2}{k^2} - 1 \right) E\left(k, \frac{\pi}{2} \right) - \left(\frac{2}{k^2} - 2 \right) F\left(k, \frac{\pi}{2} \right) \right], \quad (3.3.1)$$

где *F*-эллиптический интеграл первого рода; *E*-эллиптический интеграл второго рода.

Эллиптические интегралы *F* и *E* берутся при модуле $k = \sqrt{\frac{aD}{b}}$ и амплитуде $\frac{\pi}{2}$. Значения τ_0, *a* и *b* определяются по формулам, приведенным в табл. 5.3.

В формулах приняты следующие обозначения:

μ- коэффициент расхода; *f* - площадь поперечного сечения трубопровода; *d*-диаметр сливного трубопровода; D_1 - диаметр котла цистерны; D_2 - диаметр горизонтального резервуара-приемника; L_1 - длина котла цистерны; L_2 - длина горизонтального резервуара-приемника; F_2 - площадь зеркала нефтепродукта в вертикальном резервуаре – приемнике.

Время слива при турбулентном режиме истечения можно определить по упрощенной формуле:

$$\tau_T = \frac{3\pi}{8k_c} \tau_0 \left(1 - \sqrt{1 - k^2} \right), \quad (3.3.2)$$

где k_c–коэффициент, определяемый по графику (рис.3.1).

Коэффициент расхода при сливе под уровень жидкости определяется по формуле:

$$\mu = \frac{1}{\sqrt{\lambda \frac{l}{d} + \sum \zeta}}; \quad (3.3.3)$$

при сливе в атмосферу через сливной трубопровод или непосредственно через патрубок коэффициент расхода

$$\mu_0 = \frac{1}{\sqrt{1 + \lambda \frac{l}{d} + \sum \zeta}}, \quad (3.3.4)$$

где λ-коэффициент гидравлического сопротивления; *l*-длина трубопровода; *d*-диаметр трубопровода; $\Sigma\zeta$-сумма коэффициентов местных сопротивлений трубопровода и сливного прибора.

Коэффициент гидравлического сопротивления λ при турбулентном режиме истечения изменяется в сравнительно узких пределах. Поэтому определение коэффициента расхода производится в следующем порядке. Так как истечение нефтепродукта из цистерны при турбулентном режиме происходит, как правило, в области действия закона Блазиуса, задаются значением λ в пределах 0,017-0,042 и подставляют в формулу. Затем определяют начальную $\omega_н$ и конечную $\omega_к$ скорости истечения нефтепродукта из цистерны по формулам:

$$\omega_н = \mu\sqrt{2g\left(H + D_1 - z_2^0\right)}$$
$$\omega_k = \mu\sqrt{2g\left(H - z_{2k}\right)} \quad , \qquad (3.3.5)$$

где z_2^0 - возможный уровень нефтепродукта над концом сливного трубопровода в резервуаре – приемнике в начале слива; z_{2k} -тот же уровень в конце слива.

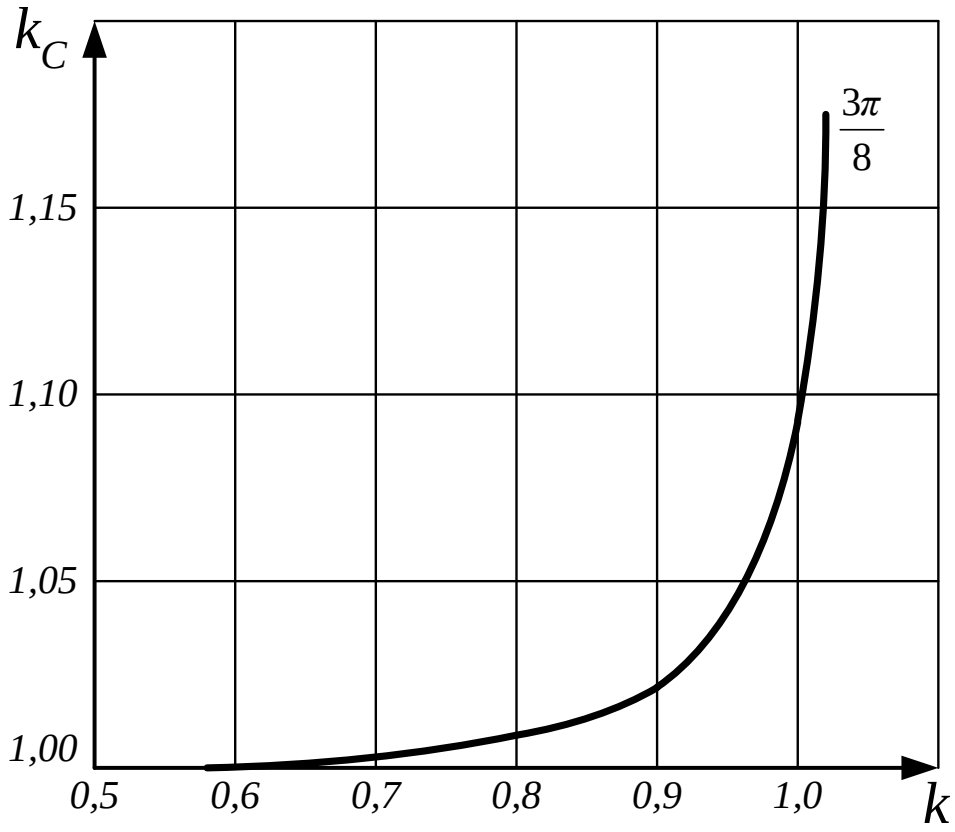


Рис. 3.1. *Кривая зависимости коэффициента* k_c от k.

Таблица 3.2

Коэффициенты местных сопротивлений при турбулентном режиме

Наименование сопротивления	ζ
Вход в трубу с острыми краями	0,50
Вход в трубу, если она вдается внутрь резервуара	1,00
Угольник с углом поворота 45^0	0,44
Угольник с углом поворота 90^0	1,32
Тройник	0,32
Задвижка открытая	0,15
Фильтр для светлых нефтепродуктов	1,70
Фильтр для темных нефтепродуктов	2,20
Колено плавное с углом поворота 90^0	0,23
Плавный переход	0,26
Внезапное расширение потока	1,00

По найденным скоростям истечения определяют начальное и конечное значения параметра Рейнольдса, и по формуле Блазиуса подсчитывают $\lambda_н$ и $\lambda_к$. Принятая в начале величина λ должна соответствовать среднеарифметическому $\lambda_н$ и $\lambda_к$.

Когда слив нефтепродукта начинается при наличии z_2^0, значение H – уменьшается на эту величину.

Значения коэффициентов местного сопротивления при турбулентном режиме можно принимать по табл. 11.16.

Гидравлическое сопротивление шлангов учитывается в формуле для потери напора коэффициентом $\lambda_{шл}$=0,10.

Ламинарный режим истечения

Время слива при ламинарном режиме истечения определяется по основной формуле:

$$\tau_л = A\left\{\frac{\pi\nu\alpha}{d}\left[\frac{2-k^2}{2k^2}-\frac{\sqrt{1-k^2}}{k^2}\right]+\frac{2}{3}\beta\sqrt{2gb}*\left[\left(\frac{2}{k^2}-1\right)E\left(k,\frac{\pi}{2}\right)-\left(\frac{2}{k^2}-2\right)F\left(k,\frac{\pi}{2}\right)\right]\right. \quad (3.3.6)$$

или по упрощенной формуле

$$\tau_л = \frac{\pi}{4k_c}A\left[\frac{\nu\alpha}{2d}\ln\frac{1}{1-k^2}+\beta\sqrt{2gb\left(1-\sqrt{1-k^2}\right)}\right] \quad (3.3.7)$$

Здесь ν - коэффициент кинематической вязкости нефтепродукта. Коэффициенты α и β для ламинарного режима связаны с приведенной длинной трубопровода и параметром Рейнольдса следующим образом:

$$\frac{l_{пр}}{d} = \alpha + \beta\,\mathrm{Re}_T \quad , \quad (3.3.8)$$

где приведенная длина трубопровода $l_{пр}$ есть сумма геометрической длины трубопровода l и длины, эквивалентной местным сопротивлениям $l_м$:

$$l_{пр} = l + l_м = l + \frac{d}{\lambda}\sum\zeta, \qquad (3.3.9)$$

а теоретический параметр Рейнольдса

$$\mathrm{Re}_T = \frac{\mathrm{Re}}{\mu} \qquad (3.3.10)$$

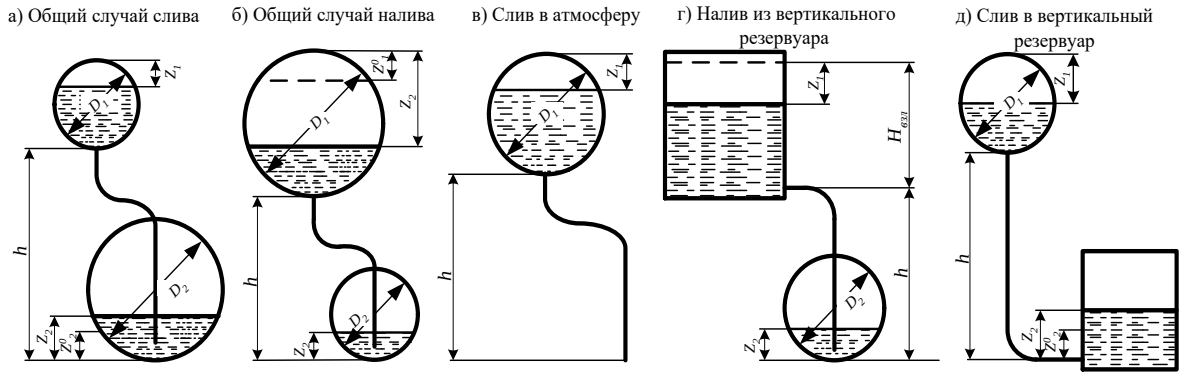


Рис. 3.2. Схемы самотечного слива и налива

Если теперь построить график уравнения (3.3.10) в координатах $\frac{1_{пр}}{d} - \mathrm{Re}_T$, то прямая отсечет на оси $\frac{l_{пр}}{d}$ отрезок α, равный геометрической длине трубопровода l, выраженной числом диаметров трубопровода: $\alpha = \frac{l}{d}$.

Тангенс угла наклона прямой выражается величиной β: $\beta = \frac{l_{пр} - l}{d\,\mathrm{Re}_T} = \frac{\sum\zeta}{\lambda\,\mathrm{Re}_T}$.

Таким образом, величина α определяется геометрическими размерами трубопровода, а β - числом и характером местных сопротивлений трубопровода.

При ламинарном режиме течения местные сопротивления зависят не только от их типа, но и от числа Рейнольдса. Коэффициенты местных сопротивлений ζ при *Re*=2000 можно принимать по таблице 3.2.

Таблица 3.2

Коэффициенты местных сопротивлений при ламинарном режиме

Наименование сопротивления	ζ
Вход в трубу с острыми краями	0,75
Вход в трубу, если она вдается внутрь резервуара	1,50
Угольник с углом поворота 45^0	0,70
Угольник с углом поворота 90^0	1,60
Тройник	0,38
Задвижка открытая	0,19
Колено плавное с углом поворота 90^0	0,27
Плавный переход	0,30
Внезапное расширение потока	1,77

Таблица 3.3

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

Таблица 3.4

Расчетные формулы для различных случаев самотечного налива и слива нефтепродукта

а)	б)	в)	г)	д)
$\tau_0 = \frac{4L_1D_1\sqrt{b}}{3\mu f a\sqrt{2g}}$	$\tau_0 = \frac{4L_2D_2\sqrt{b}}{3\mu f a\sqrt{2g}}$	$\tau_0 = \frac{4L_1D_1\sqrt{b}}{3\mu a\sqrt{2g}}$	$\tau_0 = \frac{4L_1D_1\sqrt{b}}{3\mu a\sqrt{2g}}$	$\tau_0 = \frac{4L_1D_1\sqrt{b}}{3\mu a\sqrt{2g}}$
$A = \frac{256L_1D_1}{\pi g d^2 a}$	$A = \frac{256L_2D_2}{\pi g d^2 a}$	$A = \frac{256L_1D_1}{\pi g d^2}$	$A = \frac{256L_1D_1}{\pi g d^2 a}$	$A = \frac{256L_1D_1}{\pi g d^2 a}$
$a = 1 + \frac{D_1L_1}{D_2L_2}$	$a = 1 + \frac{D_2L_2}{D_1L_1}$	$a = 1$	$a = 1 + \frac{\pi D_1L_1}{4F_2}$	$a = 1 + \frac{\pi D_1L_1}{4F_2}$
$b = H + D_1 - z_2^0$	$b = H + H_{взл}$	$b = H + D_1$	$b = H + D_1 - z_2^0$	$b = H + D_1 - z_2^0$
$k = \sqrt{\frac{aD_1}{b}}$	$k = \sqrt{\frac{aD_2}{b}}$	$k = \sqrt{\frac{D_1}{b}}$	$k = \sqrt{\frac{aD_1}{b}}$	$k = \sqrt{\frac{aD_1}{b}}$
$\chi_{KP} = \frac{z_{1KP}}{D_1}$	$\chi_{KP} = \frac{z_{2KP}}{D_2}$	$\chi_{KP} = \frac{z_{1KP}}{D_1}$	$\chi_{KP} = \frac{z_{1KP}}{D_1}$	$\chi_{KP} = \frac{z_{1KP}}{D_1}$

Таблица 3.5

Техническая характеристика железнодорожных цистерн

Груз	Модель цистерны	Параметры котла			
		Вместимость, м^3		Диаметр, м	Длина, м
		полная	полезная		
Бензин и светлые нефтепродукты	15-890 15-892 15-894	61,2	60,0	2,8	10,300
	15-1443 15-1427 15-1428	73,1	71,7	3,0	10,770
	15-1547	85,6	83,9	3,2	11,194
	15-871	140,0	137,2	3,0	19,990
	15-1500	161,6	156,2	3,2	20,650
Вязкие нефтепродукты	15-897	62,3	60,3	2,8	10,520
	15-1566	73,2	70,0	3,0	10,770

Таблица 3.6

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	НС-10
Длина эстакады, м	72	108	144	180	216	252	288	324	360
Число средних звеньев	-	1	2	3	4	5	6	7	8
Число стояков: при трех коллекторах	34	52	70	88	106	124	142	160	178
при четырех коллекторах	44	68	92	116	140	164	188	212	236
Число четырехосных цистерн	12	18	24	30	36	42	48	54	60
Грузоподъемность маршрута (по бензину), т	800	1170	1540	1910	2280	2650	3010	3380.	3750

3.4.Гидравлический расчет сифонных трубопроводов

Сифонным трубопроводом *называется трубопровод, часть которого располагается выше уровня откачиваемой жидкости в емкости*. Сифонные трубопроводы используются при верхнем сливе маловязких нефтепродуктов через горловину железнодорожных цистерн.

Нормальная работа сифонного трубопровода возможна при условии, когда остаточное давление в любой его точке больше давления насыщенных паров сливаемого нефтепродукта при температуре перекачки. В противном случае нарушается сплошность потока нефтепродукта.

Расчет сифонного трубопровода сводится к ***построению графиков остаточных напоров и вакуумов,*** в результате которого определяется правильность выбора диаметров отдельных участков этого трубопровода по средним скоростям (υ=1,5÷2,5 м/с).

Для построения графиков остаточных напоров и вакуумов необходимо предварительно подсчитать гидравлические сопротивления отдельных участков сливной коммуникации. Графики строят для наиболее неблагоприятного случая, когда атмосферное давление наименьшее, температура наибольшая, а уровень нефтепродукта в цистерне наинизший.

Сначала вычерчивают сливную коммуникацию в масштабе, а затем вверх от зеркала нефтепродукта (см. рис. 3.3) откладывают отрезок, равный

$$H_a = \frac{P_a}{\rho \cdot g}, \qquad (3.4.1)$$

где P_a – минимально возможное атмосферное давление, Па; ρ – плотность нефтепродукта, кг/м^3; g – ускорение свободного падения, м/с^2.

Потери напора на каждом участке складываются из потерь напора на трение и на преодоление высотных отметок.

Остаточный напор в любой точке коммуникации определяется из уравнения

$$h_x = H_a - \Delta Z_{ax} - \sum_{i=1}^{i=n} h_{ri} \quad , \qquad (3.4.2)$$

где ΔZ_{ax} – разность нивелирных отметок начальной точки *a* трубопровода и точки *x*; $\sum_{i=1}^{i=n} h_{ri}$ – сумма потерь напора на трение на участках трубопровода, расположенных до рассматриваемой точки *x*.

Ломаная линия, соединяющая точки *a′, b′, c′, d′, e′, f′* есть линия падения напора в сливной коммуникации. Любая ордината между линией падения напора и коммуникацией представляет остаточный напор в данной точке трубопровода.

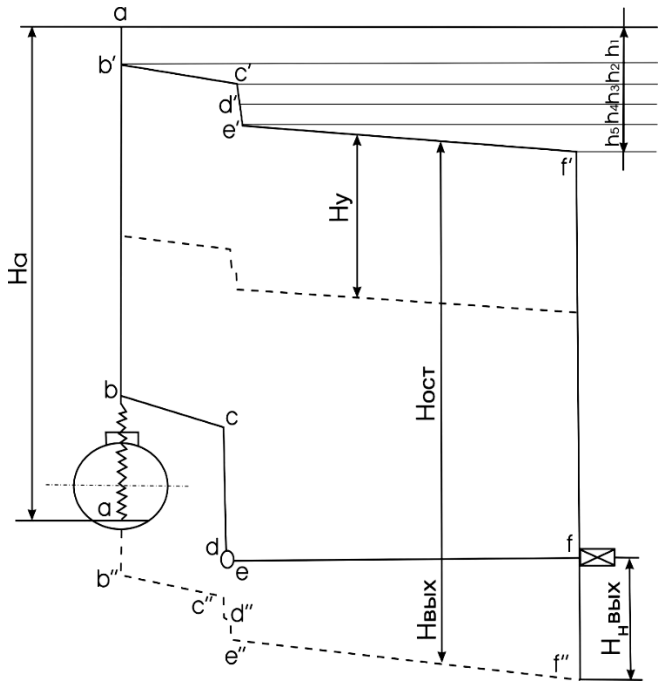


Рис. 3.3. График остаточных напоров и вакуумов:

ab – участок гибкого шланга; *bc* – горизонтальный или наклонный участок сливного стояка; *cd* – вертикальный участок сливного стояка;

de – коллектор; *ef* – отводная труба от коллектора к насосу

Линию упругости паров откладывают ниже и эквидистантно линии падения напора на расстоянии $H_y = P_y/\rho g$, где P_y – давление упругости, паров сливаемого нефтепродукта для самой высокой температуры для данной местности. Если линия упругости паров не пересекает линию коммуникации, то система запроектирована правильно и слив осуществляется нормально. Если линия упругости паров пересекает коммуникацию, то образования газовых пробок в трубопроводе можно избегать одним из следующих методов:

- Изменением конфигурации сливного стояка.
- Увеличением диаметра отдельных участков коммуникации.
- Уменьшением длины последнего участка коммуникации.
- Заглублением насосной станции.
- Применением погружного эжектора, с помощью которого уменьшается высота всасывания.

Если линию падения напора отложить под уровень нефтепродукта, то получится линия вакуума *a''b''c''d''e''f''*. Любая ордината, проведенная между линией вакуума и линией коммуникации. представляет собой величину разряжения в данной точке коммуникации. Ордината *ff''* характеризует разряжение, которое должен создать насос для выкачки нефтепродуктов с заданной производительностью. Если линия вакуума пересекает коммуникацию, то это означает, что участки трубопровода, лежащие ниже линии вакуума, находятся под избыточным давлением.

4. РАСЧЕТ ПРИЧАЛОВ

4.1. Количество причалов

Транспортировка наливных грузов по водным коммуникациям осуществляется с помощью нефтеналивных судов, которые, в зависимости от способа передвижения, подразделяются на самоходные (морские и речные танкеры) и несамоходные (лихтеры и речные баржи).

Погрузочно-разгрузочные работы производятся на причалах.

При перевозке нефтепродуктов водным транспортом число причалов определяют по формуле (4.1):

$$n_{П} = \frac{\sum \tau_i G_{год} K_{н}}{\tau_{нав} q_{c}}, \qquad (4.1)$$

где $\sum\tau_i$ – суммарное время пребывания судна у причала; $G_{год}$ – количество завозимых (вывозимых) нефтегрузов за навигационный период $\tau_{нав}$; $K_н$ – коэффициент неравномерности завоза (вывоза), изменяющийся в зависимости от условий судоходства в пределах 1,2...2; q_c – средний тоннаж нефтеналивных судов (табл.).

Время пребывания судна у причала включает в себя время, затрачиваемое на следующие операции:

– подготовительные операции (подход, швартовка, соединение с береговыми трубопроводами): τ_1 = 0,5...2 ч;

– выгрузка (загрузка) нефтепродукта (4.2):

$$\tau_2 = \begin{cases} K \cdot q_c / q_н & – при выгрузке \\ q_c / q_н & – при\ загрузке \end{cases} \qquad (4.2)$$

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); $q_н$ – производительность насосной

установки, *м³/ч*;

– зачистка судна от остатков при выгрузке (4.3):

$$\tau_3 = \frac{(1-K)\cdot q_c}{q_3}, \qquad (4.3)$$

где q_3 – подача зачистных насосов (табл.);

– подогрев вязких нефтепродуктов перед выгрузкой: τ_4 задается или выбирается в каждом конкретном случае;

– разъединение трубопроводов и расчалка τ_5 = 0,5...1 ч.

4.2.Слив танкеров и барж

При выгрузке нефтепродукта из нефтеналивного судна грузовыми насосами средний расход слива Q_c находится из условия, что заполняется наиболее удаленный от причала резервуар.

Величина Q_c находится решением квадратного уравнения

$$\left[\frac{b}{n_н^2}+\frac{8}{\pi^2 g}\left(\sum_1^{n_1}\lambda_i\frac{l_i}{d_i^5}+\sum_1^{n_2}\frac{\zeta_i}{d_i^4}\right)\right]Q_c^2-\frac{a}{n_н}Q_c+Z_E-Z_c+H_p-H_0=0 \qquad (4.2.1)$$

где H_0, a, b – коэффициенты, описывающей напорную характеристику грузового насоса; $n_н$ – количество параллельно работающих насосов; λ_i – коэффициент гидравлического сопротивления i-го участка трубопроводной коммуникации, имеющего диаметр d_i и протяженность l_i; n_1 – число участков разного диаметра; n_2 – число местных сопротивлений; ξ_i – коэффициент местного сопротивления; Z_E, Z_C – нивелирная высота соответственно днища заполняемого резервуара и уровня нефтепродукта в судне; H_p – уровень нефтепродукта в заполняемом резервуаре.

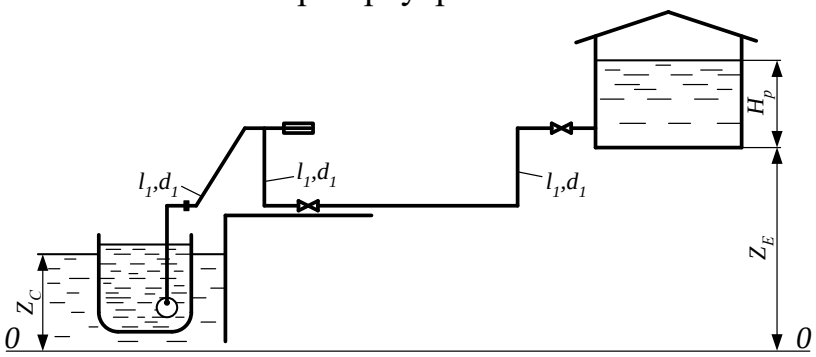


Рис. 4.1. *Схема выгрузки нефтепродукта из нефтеналивного судна*

Ориентировочно можно принять Z_c равным высоте нижнего горизонта вод, а H_p – половине высоты резервуара.

Так как λ_i зависит от расхода, то величина Q_c находится методом последовательных приближений. Для облегчения решения данной задачи удобно представить

$$\lambda_i = \lambda_1 \cdot \left(\frac{d_i}{d_1} \right)^m \tag{4.2.2}$$

где λ_1 – коэффициент гидравлического сопротивления на участке диаметром d_1.

Соответственно формула (6.1) принимает вид:

$$\left[\frac{b}{n_н^2} + \frac{8}{\pi^2 g} \left(\frac{\lambda_1}{d_1^m} \sum_1^{n_1} \frac{l_i}{d_i^{5-m}} + \sum_1^{n_1} \frac{\zeta_i}{d_i^4} \right) \right] Q_c^2 - \frac{a}{n_н} Q_c + Z_E - Z_c + H_p - H_0 = 0 \tag{4.2.3}$$

Подбор зачистных насосов (если их нет на судне) производится по необходимому расходу слива

$$Q_{c.тр} = \frac{V_{сл}}{\tau_{сл}^{треб}} \tag{4.2.4}$$

и необходимому напору

$$H_c = \frac{8 Q_{c.тр}^2}{\pi^2 g} \left(\sum_1^{n_1} \lambda_i \frac{l_i}{d_i^5} + \sum_1^{n_1} \frac{\zeta_i}{d_i^4} \right) + Z_E - Z_c + H_p \tag{4.2.5}$$

где $V_{сл}$ – объем сливаемого нефтепродукта;

$\tau_{сл}^{треб}$ – требуемое время слива судна.

Выбор температуры подогрева производится таким образом, чтобы выполнялось неравенство

$$H_{вак} \geq h + h_м + \Delta Z + \frac{P_S}{\rho g} \tag{4.2.6}$$

где $H_{вак}$ – вакуумметрическая высота всасывания насосов; h – потери напора на трение, по длине всасывающего трубопровода; $h_м$ – суммарные потери напора на местных сопротивлениях всасывающего трубопровода; ΔZ – разность нивелирных высот всасывающего патрубка насоса и уровня нефтепродуктов в емкости; P_S – давление насыщенных паров нефтепродукта при температуре перекачки.

При проектных расчетах ориентировочный внутренний диаметр трубопроводов находится по формуле

$$d_0 = \sqrt{\frac{4 Q_c}{\pi W_0}} \tag{4.2.7}$$

где W_0 – ориентировочная средняя скорость перекачки нефтепродукта.

Найденные ориентировочные значения диаметров округляются в большую сторону до ближайшего значения. При правильно выбранных размерах трубопроводной коммуникации общее время слива нефтепродуктов должно быть меньше нормативного. Расчет принудительного нижнего слива железнодорожных цистерн выполняется аналогично, однако, при расчете Q_c по (4.2.3) необходимо учитывать наличие сливного прибора.

Таблица 4.1

Основные показатели морских танкеров

Показатели	«Олег Кошевой»	«Казбек»	«Прага»	«Лисичанск»	«София»	«Крым»
Дедвейт, т	4696	11800	30720	34640	49370	150000
Техническая скорость, км/ч	18,5	23,7	34,6	33,1	31,5	31,5
Число насосов	2	4	3	3	4	3
Подача насоса, $м^3/ч$	500	250	750	1100	750	5000
Напор грузового насоса, м	100	100	80	100	100	80

Таблица 4.2

Основные показатели речных танкеров и нефтерудовозов

Показатели	Номер проекта					
	1754А	Р77	1553	558	1577	587
Грузоподъемность, т	1000	2150	2700	4 5000	4800	3000
Грузовые насосы:						
марка	ЦСП-57	ЦСП-57	8НДВ	10НД-6х1	10НД-6х1	6НДВБ
число	2	2	2	2	2	2
подача, $м^3/ч$	130	148/74	500	500	500	360
напор, м	55	71,5/143	33	55	55	47
Размеры, м:						
длина	86,7	108,8	119,9	132,6	132,6	110,2
ширина	12,99	15,10	13,42	16,75	16,90	13,40
осадка с грузом	1,6	2,5	3,5	3,6	3,5	3,3

Таблица 4.3

Нормы страхового запаса нефтепродуктов

Тип нефтебазы	Месторасположение	Норма запаса, %
Железнодорожные, водные (незамерзающие пути)	Южнее 60^0 северной широты в европейской части страны	до 20
	Севернее 60^0 северной широты в европейской части страны, в Сибири, на Урале и Дальнем востоке	до 50
Водные (замерзающие пути)	-	до 50

Таблица 4.4

Основные показатели нефтеналивных барж

Показатели	Номер проекта и тип баржи								
	Р27	168Б	459Н	428	403Б	248А	504	«Велик-кан»	«Алдан»
Класс перевозимого нефтепродукта	III, IV	I,II	I, II	I , II, III	I	I	I	II, III, IV	IV
Грузоподъемность, т	3000	3909	2050	6000	3700	200	40	11750	10000
Подача, $м^3$/ч:									
погрузки	1000	1000	1200	1000	1000	-	-	1200	1200
выгрузки	800	800	800	1000	800	-	-	600	600
Размеры, м:									
длина	111,2	109,0	78,35	137,7	110,8	40,65	25,9	177,5	165,4
ширина	20,5	16,48	14,44	19,5	16,48	7,33	5,63	24,6	22,6
осадка с грузом	2,6	2,9	2,28	3,05	2,85	1,11	0,75	3,6	35,6

5. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ СХЕМА ОБЪЕКТА

При проектировании объектов технологического назначения необходимо руководствоваться соответствующими объекту актуальными «Нормами технологического проектирования».

5.1.Технологическая схема нефтебазы

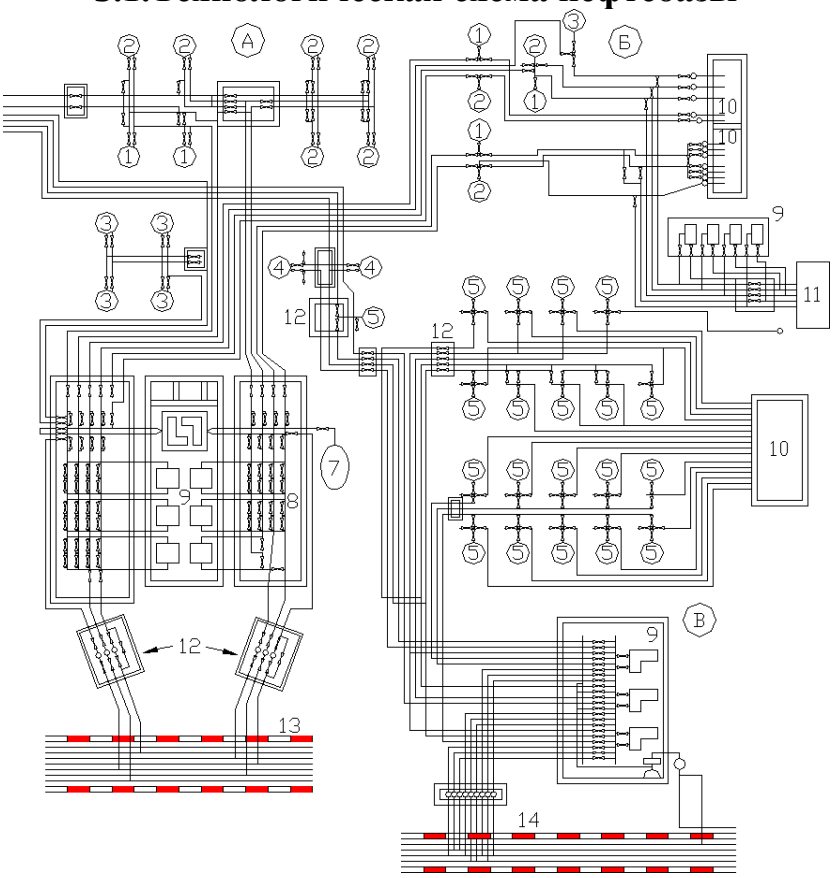


Рис. 5.1. Технологическая схема нефтебазы:

А – основной блок, Б – раздаточный блок светлых нефтепродуктов,В – раздаточный блок темных нефтепродуктов; 1, 2, 3, 4, 5, 6 – резервуары для дизельного топлива, автобензина, керосина, масел, моторных топлив, авиабензинов (соответственно); 7 – резервуары для утечек; 8 – помещения для задвижек; 9 – НС, 10 – разливочная, 11 – автоэстакада, 12 – манифольды; 13, 14 – железнодорожные эстакады для светлых и темных нефтепродуктов

В соответствии с «Нормами» схема технологических трубопроводов для нефтебаз должна иметь минимальное количество трубопроводов и запорной арматуры и обеспечивать:

1. включение и выключение любого насоса, задвижки и отключение участка трубопровода без остановки других насосов;
2. одновременную работу нескольких насосов для выполнения операций по перекачке нефтепродуктов на нефтебазе.
3. взаимозаменяемость насосов для соответствующих групп нефтепродуктов;
4. опорожнение трубопроводов;
5. исключение смешения нефтепродуктов.

Для составления технологической схемы необходимо иметь: данные по грузообороту объекта с разбивкой по отдельным группам продуктов и одновременность проведения технологических операций, а также перспективы развития объектов.

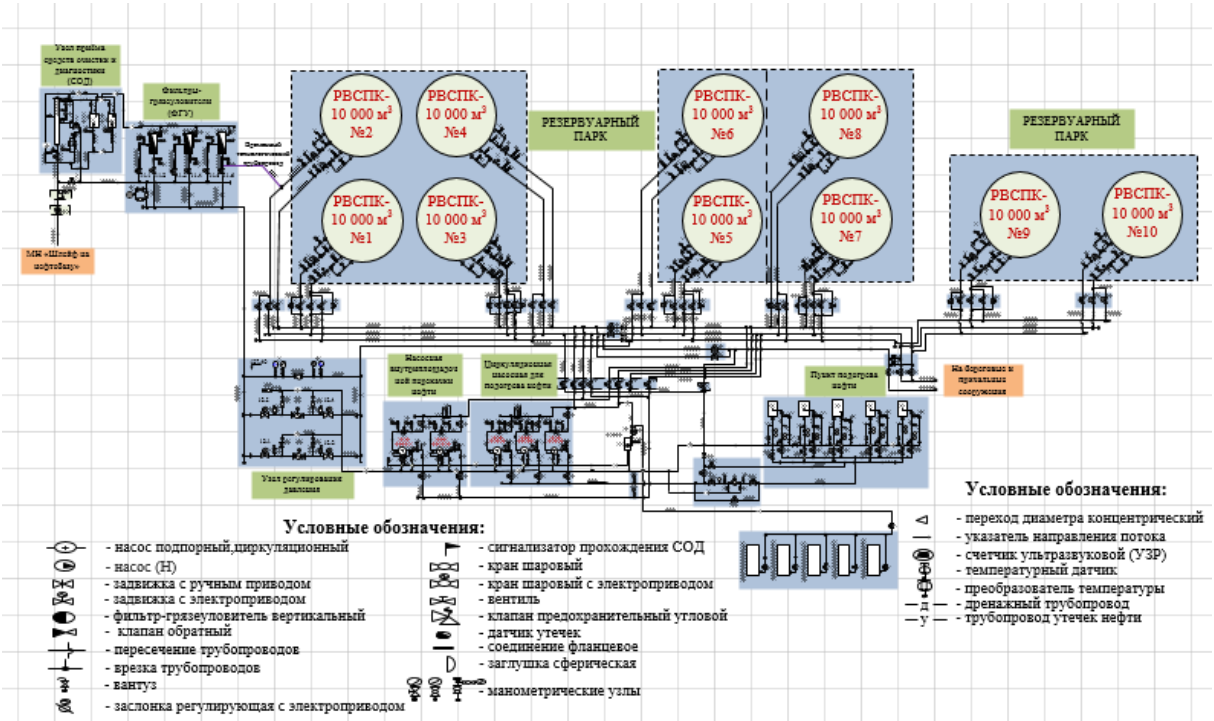


Рис. 5.2. Пример технологической схемы нефтебазы

Для нефтебаз технологическая схема должна обеспечить внутрибазовую перекачку из резервуара в резервуар любым насосом в пределах определенной группы нефтепродуктов с сохранением их качества и количества и предусматривать возможность перекачки по одному трубопроводу нефтепродуктов одной группы, близких по своим физико-химическим свойствам.

5.2.Технологическая схема газового хранилища

Технологическая схема зависит от типа газового хранилища.

Например, при проектировании технологической схемы ***газонаполнительной станции*** следует описать основные узлы станции и хранилища, их функции и обосновать подбор основного оборудования.

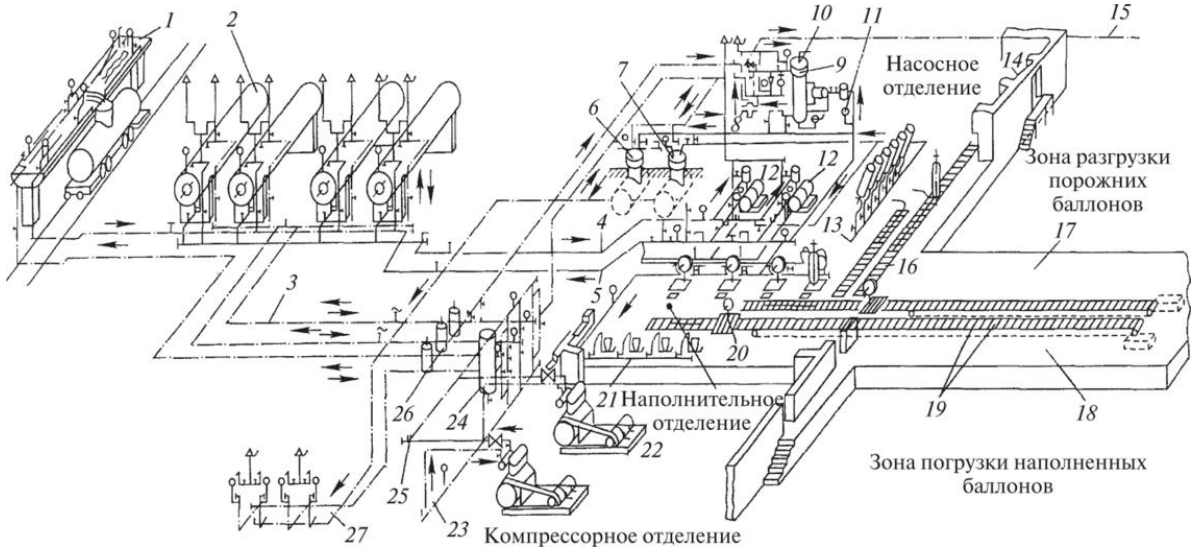


Рис. 5.3. Технологическая схема ГНС с надземной установкой резервуаров:
1 — сливная эстакада; *2* — база хранения; *3* — электропривод; *4* — всасывающий коллектор; *5* — напорный коллектор; 6— расходный резервуар испарителя; 7— резервуар неиспарившихся остатков; *8*— сбросный клапан; *9* — испаритель; *10*— подвод теплоносителя (пар 0,2 МПа); *11* — отвод конденсата; /2—насосы; *13* — сливная рампа баллонов; *14*— отделение мойки, освидетельствования и окраски баллонов; *15* — трубопровод в котельную; *16* — участок разбраковки баллонов; *17*— склад-навес для порожних баллонов; *18*— склад-навес для наполненных баллонов; *19*— напольные загрузочный и разгрузочный транспортеры; *20*— участок контроля баллонов; *21* — участок заполнения мелких баллонов; *22*— компрессор; *23* — всасывающий коллектор; *24*— маслоотделитель; *25*— напорный коллектор; *26*— конденсатосборник; *27*— колонки для наполнения автоцистерн



Рис. 5.4. Резервуарный парк газового хранилища



Рис. 5.5. План ГНС

5.3.Технологическая схема АЗС

Технологическая схема АЗС зависит от ее типа и включает комплекс сооружений согласно нормам проектировании.

Традиционная автозаправочная станция (рис.5.6) - АЗС, технологическая система которой предназначена для заправки транспортных средств только жидким моторным топливом и характеризуется подземным расположением резервуаров и их разнесением с ТРК.

*Многотопливная автозаправочная станци*я - АЗС, на территории которой предусмотрена заправка транспортных средств двумя и более видами топлива, среди которых допускается жидкое моторное топливо (бензин и дизельное топливо), СУГ (сжиженный пропан-бутан) и КПГ (в том числе регазифицированный).

Топливозаправочный пункт - АЗС, размещаемая на территории предприятия и предназначенная для заправки только транспортных средств этого предприятия.

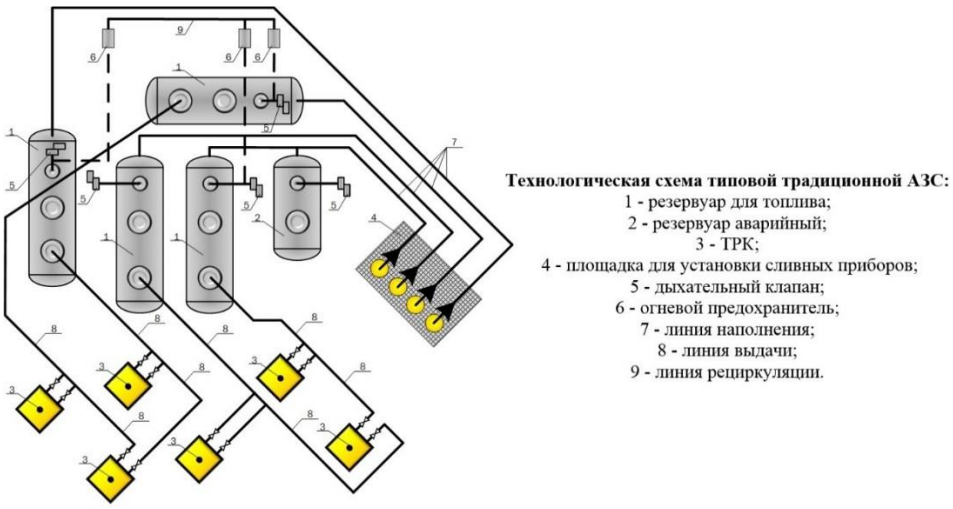


Рис. 5.6. Принципиальная технологическая схема АЗС

Блочная автозаправочная станция - АЗС, технологическая система которой предназначена для заправки транспортных средств только жидким моторным топливом и характеризуется подземным расположением резервуаров и размещением ТРК над блоком хранения топлива, выполненным как единое заводское изделие.

Модульная автозаправочная станция - АЗС, технологическая система которой предназначена для заправки транспортных средств только жидким моторным топливом и характеризуется надземным расположением резервуаров и разнесением ТРК и контейнера хранения топлива, выполненного как единое заводское изделие.

Контейнерная автозаправочная станция - АЗС, технологическая система которой предназначена для заправки транспортных средств только жидким моторным топливом и характеризуется надземным расположением резервуаров и размещением ТРК в контейнере хранения топлива, выполненном как единое заводское изделие.

Передвижная автозаправочная станция жидкого моторного топлива (ПАЗС) - АЗС, предназначенная, в том числе, для розничной продажи только жидкого моторного топлива, технологическая система которой установлена на автомобильном шасси, прицепе или полуприцепе и выполнена как единое заводское изделие.

Автомобильная газонаполнительная компрессорная станция (АГНКС) - АЗС, технологическая система которой предназначена только для заправки баллонов топливной системы транспортных средств, а также сосудов аккумулятора газа ПАГЗ (МЭГК) КПГ.

Автомобильная газозаправочная станция (АГЗС) - АЗС, технологическая система которой предназначена только для заправки баллонов топливной системы транспортных средств СУГ.

Передвижная автомобильная газонаполнительная станция - АЗС, технологическая система которой предназначена только для заправки баллонов

топливной системы транспортных средств КПГ, и характеризуется наличием совмещенного блока транспортировки и хранения КПГ, выполненного как единое заводское изделие.

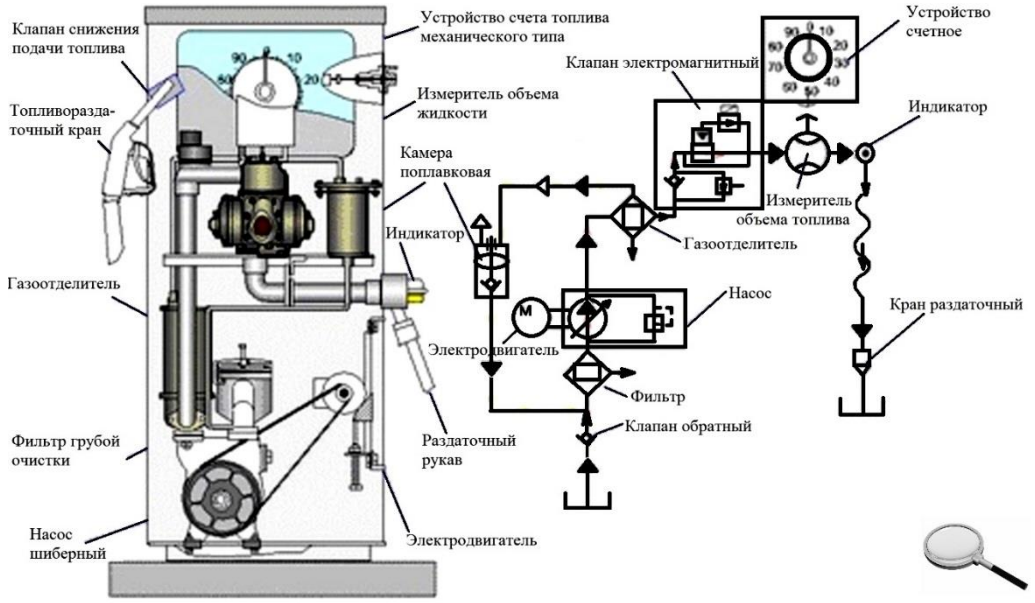


Рис.5.7. Гидравлическая схема ТРК

Передвижная автомобильная газозаправочная станция - АГЗС, технологическая система которой характеризуется наличием совмещенного блока транспортировки и хранения СУГ, выполненного как единое заводское изделие.

Криогенная автозаправочная станция (КриоАЗС) - АЗС, технологическая система которой предназначена только для заправки баллонов топливной системы транспортных средств КПГ, получаемым на территории станции путем регазификации СПГ.

При разработке генерального плана и технологической схемы АЗС следует выполнить:

1. отметки зданий и сооружений и привязку их к топографической основе;

2. уточнение размеров, глубин заложения фундаментов с учетом гидрогеологических условий;

3. разработку узлов трубопроводных коммуникаций, проведение гидравлических расчетов и т.д.;

4. уточнение числа заправочных колонок и резервуарного оборудования;

5. проверку возможности работоспособности АЗС с использованием нового и перспективного оборудования.

При описании технологической схемы или генерального плана целесообразно использовать современное оборудование, сооружения и строения. Особое внимание следует уделить современным требованиям к свойствам нефтепродуктов, и технологии их обеспечения, их учету.